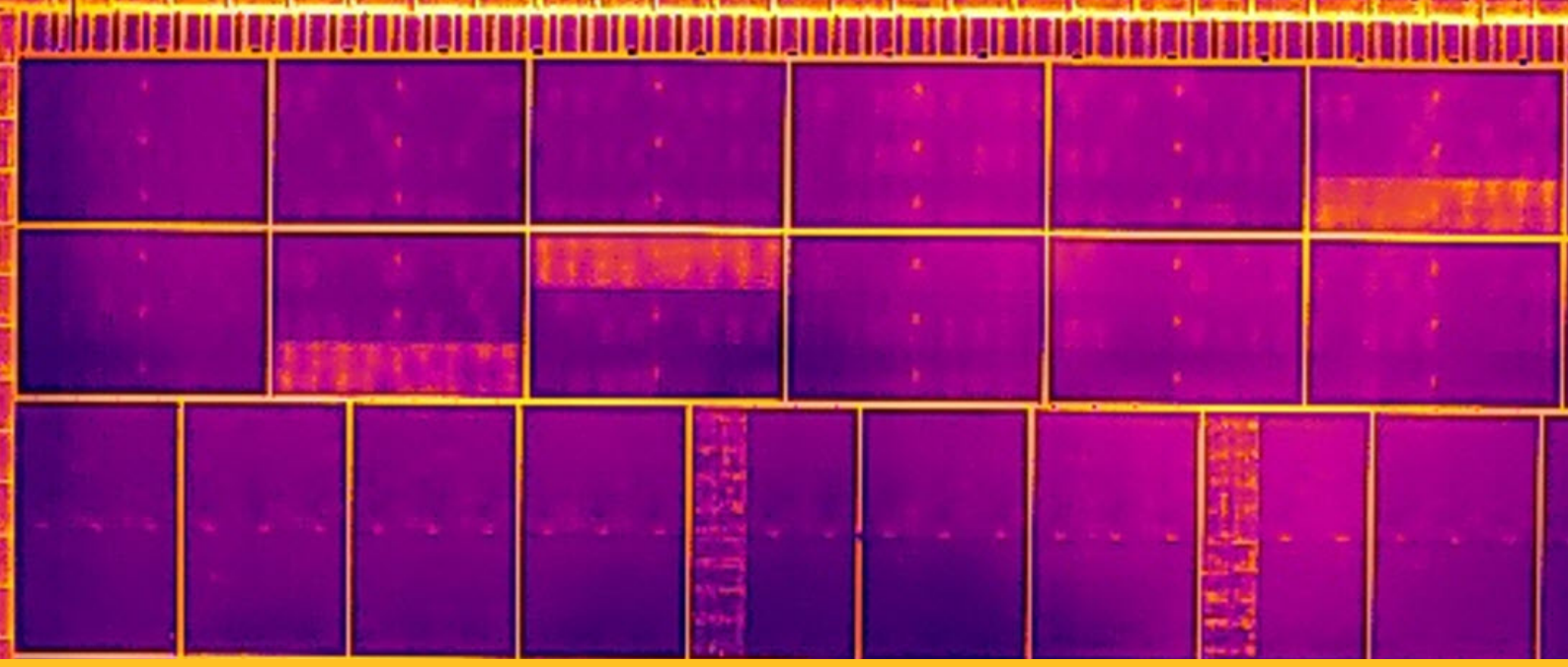


Leitfaden: Erkennen und Lokalisieren offener Bypass-Dioden im Feld

Matthias Burri, Janina Reichstein, Christof Bucher

Version 2.0, 17. November 2026

Berner Fachhochschule
Haute école spécialisée bernoise
Bern University of Applied Sciences

Departement Technik und Informatik
Labor für Photovoltaiksysteme

Inhaltsverzeichnis

Management Summary **1**

1 Einleitung **3**
1.1 Ziel des Dokuments . . . 3
1.2 Problematik im Feld: Brandspuren . . . 3
1.3 Warum LBPD schwer zu finden sind . . . 3

2 Technischer Hintergrund **4**
2.1 Substring, Bypass-Diode und der Fehlerfall . . . 4
2.2 Warum übliche Messverfahren keine LBPD finden . . . 5

3 Methoden zur Detektion und Lokalisierung **7**
3.1 M1: Durchgangsprüfung mit Labornetzteil im Dunkeln . . . 9
3.2 M2: Kurzpuls-Bypass-Dioden-Tester . . . 11
3.3 M3: Kennlinienmessung mit gezielter Verschattung . . . 12
3.4 M4: Nachtmessung mit Rückspannung und Thermografie (Lokalisierung) . . . 13
3.5 M5: Rückspannung am Tag (nur Labor, nicht für Routineprüfungen) . . . 15
3.6 M6: Lumineszenzverfahren mit Verschattung (Quickcheck, LIEL) . . . 16
3.7 M7: Gezielte Verschattung im Betrieb mit Thermografie (nicht empfohlen) . . . 17
3.8 M8: SPOT-PV (in Entwicklung) . . . 18

4 Dokumentation und Befund **19**

5 Fazit und Empfehlung **19**

6 Sicherheitshinweise und Haftungsausschluss **20**
6.1 Generelle Warnungen . . . 20
6.2 Haftungsausschluss . . . 21

A SPOT-PV: Prinzip und Entwicklungsstand **24**

Wichtige Sicherheitshinweise

Mehrere der hier beschriebenen Prüfmethoden führen den Fehlerzustand einer fehlenden Bypass-Diode gezielt herbei. Dabei werden Solarzellen in den Durchbruch gebracht; bei unsachgemässer Handhabung besteht **Brandgefahr** und Gefahr von Schäden am Modul. Zudem wird mit **DC-Spannungen bis** $1000\,\mathrm{V}$ gearbeitet, die bei Licht auch ohne Netzteil anliegen.

- Die Methoden dürfen nur von entsprechend qualifizierten Fachpersonen angewendet werden (Einstufung bei jeder Massnahme beachten).
- Vor der Anwendung sind die Sicherheitshinweise und der Haftungsausschluss in Abschnitt 6 zu lesen.
- Die Anwendung erfolgt auf eigene Verantwortung.
- Die Durchführung der Massnahmen ist nicht abschliessend beschrieben. Es wird erwartet, dass das für Aufbau und sicheren Rückbau nötige Fachwissen vorhanden ist; die Beschreibungen sind keine Anleitungen, sondern ausgewählte Hinweise.

Management Summary

Bypass-Dioden (BPD) schützen die Zellen eines Photovoltaikmoduls bei Teilverschattung. Fällt eine BPD offen aus oder ist sie durch eine fehlerhafte Lötstelle gar nie angeschlossen gewesen (im Folgenden „LBPD“, *lost bypass diode*), arbeitet das Modul im unverschatteten Normalbetrieb unauffällig. Erst bei Verschattung wird der Strom des restlichen Strangs durch die verschatteten Zellen gepresst; die Zellen werden lokal sehr heiss, was innert Sekunden bis Minuten zu starker Erhitzung, Brandspuren und der Zerstörung der PV-Module führen kann.

Der Fehler ist mit den üblichen Prüfmethoden **nicht** sichtbar: weder in der Thermografie ohne Verschattung, noch in der Leistungs- oder Kennlinienmessung ohne Verschattung, noch in der Elektro- oder Photolumineszenz. Alle bekannten Methoden zum Auffinden einer LBPD beruhen deshalb auf demselben Grundprinzip: Der Fehlerfall wird **gezielt und kontrolliert herbeigeführt** und die elektrische oder thermische Reaktion beobachtet.

Dieser Leitfaden beschreibt acht Methoden (M1 bis M8) und ordnet sie nach drei Fragen: Wer kann sie durchführen? Wie gross ist der Aufwand? Wie hoch ist das Risiko, dabei das Modul zu beschädigen? Zudem wird unterschieden, ob eine Methode nur *detektiert* (Strang enthält eine LBPD: ja/nein) oder modulgenau *lokalisiert*.

- **Stufe A – Installateur:in oder Gutachter:in mit üblicher Ausrüstung:** Durchgangsprüfung mit Labornetzteil im Dunkeln (M1), Kurzpuls-BPD-Tester (M2, bei Tag; das bisher einzige Seriengerät ist abgekündigt). Diese Methoden sagen bei richtiger Handhabung, *ob* ein Strang eine LBPD enthält. Eine modulgenaue Lokalisierung ist damit nur bei wenigen, gut zugänglichen Modulen praktikabel, durch die Netzteilprüfung pro Modul (M1).

- **Stufe B – erfahrene Fachpersonen für Messtechnik mit Spezialgerät:** Kennlinienmessung mit gezielter Verschattung (M3), Nachtmessung mit Rückspannung und IR-Kamera oder -Drohne (M4) für die modulgenaue Lokalisierung im ganzen Strang, bei begrenztem Strom. Bei Drohneneinsatz und Spannungen über $300\,\mathrm{V}$ ist die M4 Methode eher Stufe C zuzuordnen; bei TOPCon-Modulen und langen Strängen reicht die Netzteilspannung oft nicht aus.

- **Stufe C – Speziallabor:** Rückspannung am Tag mit starkem Netzteil (M5), nur nach Vorversuchen am exakt gleichen Modultyp mit genau bekanntem Durchbruchverhalten der

Zellen. Das Modul kann innert Sekunden bis Minuten zerstört werden; für Anlagenprüfungen wird M5 nicht empfohlen.

- **Ohne Einstufung:** Die 2025 vorgestellten Lumineszenzverfahren mit Verschattung (M6, MBJ Quickcheck, LIEL) versprechen eine Lokalisierung bei Tag und im Betrieb ohne Umverdrahtung, brauchen jedoch eine spezialisierte InGaAs-Kamera und treiben Zellen mit LBPD kurz in den Durchbruch. Von der gezielten Verschattung im Betrieb mit Thermografie (M7) rät das PV-Labor der BFH ab, weil sie bei einer LBPD den Brandfall real auslöst; sie ist höchstens als dokumentierter Einzelfall-Entscheid an Objekten ohne Brandrisiko denkbar.
- **In Entwicklung – SPOT-PV (M8, Anhang A):** Das Verfahren nutzt die Energie des Strangs selbst und erzeugt mit kurzen Strompulsen einen thermischen Marker am Modul mit LBPD. Es soll die modulgenaue Lokalisierung bei Tag ohne externes Netzteil und ohne die Risiken der Rückspannung am Tag ermöglichen. Zielgruppe sind Fachpersonen für Messtechnik (Stufe B), mit voreingestellten, modultypspezifischen Pulsparametern mittelfristig auch Stufe A. SPOT-PV ist im Demonstratorstadium und noch nicht verfügbar.

Empfehlung: Bei Anlagen mit Verschattungsrisiko und in Abhängigkeit vom konstruktionsbedingten Brandwiderstand sollte die BPD-Funktion bei Inbetriebnahme, bei Routinekontrollen und nach Ereignissen mit Verdacht strangweise geprüft werden (M1 oder M2, Stufe A). Ist ein Strang auffällig, lässt sich die LBPD bei wenigen, zugänglichen Modulen mit M1 pro Modul lokalisieren; bei grossen Anlagen oder unzugänglichen Dächern ist ein spezialisiertes Messunternehmen mit M4 (Stufe B) beizuziehen. Von der Rückspannung am Tag (M5) ohne Laborvorversuche und von der gezielten Verschattung im Betrieb (M7) wird abgeraten. Module mit nachgewiesener LBPD sind auszutauschen oder mindestens vom Strang zu trennen; bis dahin ist Verschattung auszuschliessen.

1 Einleitung

1.1 Ziel des Dokuments

Dieser Leitfaden richtet sich an Fachpersonen, die Photovoltaikanlagen installieren, begutachten, betreiben oder planen. Er beantwortet praxisnah drei Fragen:

1. Welche Methoden gibt es, um offene Bypass-Dioden (LBPD) im Feld zu *detektieren* (Strang enthält eine LBPD: ja/nein) und zu *lokalisieren* (welches Modul)?
2. Welche dieser Methoden können Installateur:innen und Gutachter:innen mit der eigenen Ausrüstung selbst anwenden, und wann braucht es ein spezialisiertes Labor?
3. Wie hoch sind Aufwand und Schadensrisiko der einzelnen Methoden?

1.2 Problematik im Feld: Brandspuren

Das PV-Labor der BFH hat in den letzten Jahren einige Module aus dem Feld untersucht, die Brandspuren auf genau einem Drittel der Modulfläche aufwiesen. In allen Fällen war der zugehörige Substring nicht durch eine funktionierende BPD geschützt. Die Ursachen waren fertigungsbedingt: zerbrochene Dioden, nicht oder schlecht gelötete Zellverbinder in der Anschlussdose oder gebrochene Zellverbinder vor der Anschlussdose [12]. Auch internationale Prüfinstitute berichten 2026 von LBPD, die sowohl die Werksprüfung als auch die übliche Feldinspektion passiert haben [1, 9].

Hinweis

Brandfälle, die durch PV-Anlagen verursacht werden, sind enorm selten, und der Betrieb einer fachgerecht installierten PV-Anlage birgt keine nennenswerten Brandrisiken! Schäden aufgrund von LBPD waren in allen beobachteten Fällen auf Produktfehler und nicht auf Installationsfehler zurückzuführen. Dieses Dokument soll nicht verunsichern, sondern hat einzig zum Ziel, PV-Anlagen noch sicherer zu machen.

Damit es tatsächlich zu einer kritischen Erwärmung kommt, müssen drei Bedingungen zusammentreffen: Es fehlt der Schutz durch die BPD, *und* die verfügbare Systemspannung reicht aus, um die verschatteten Zellen in den Durchbruch zu treiben (Abschnitt 2), *und* es liegt eine Verschattung vor. Bei einem ganzen verschatteten Substring braucht es dafür je nach Zelltechnologie mehrere hundert Volt; bei einer einzelnen verschatteten Zelle (Laubblatt, Vogelkot, Kamin-Schatten) genügen wenige zehn Volt, die praktisch in jeder Anlage vorhanden sind.

1.3 Warum LBPD schwer zu finden sind

Eine LBPD verändert im unverschatteten Normalbetrieb nichts: Die Diode ist auch intakt in Sperrrichtung und stromlos. Deshalb ist der Fehler für alle üblichen Prüfverfahren unsichtbar, von der Leistungsmessung über die Thermografie bis zur Elektrolumineszenz (Unterabschnitt 2.2). Er zeigt sich erst, wenn ein Substring gezwungen wird, Strom an seinen Zellen vorbeizuleiten. Genau dieser Zustand muss für die Prüfung kontrolliert erzeugt werden.

2 Technischer Hintergrund

Dieses Kapitel fasst nur zusammen, was für das Auffinden offener Bypass-Dioden nötig ist. Kennlinien, Durchbruchspannungen der Zelltechnologien, die Rolle des MPP-Trackings und die Ausfallmechanismen der Dioden sind im Hintergrundbericht dieser Reihe beschrieben [12].

2.1 Substring, Bypass-Diode und der Fehlerfall

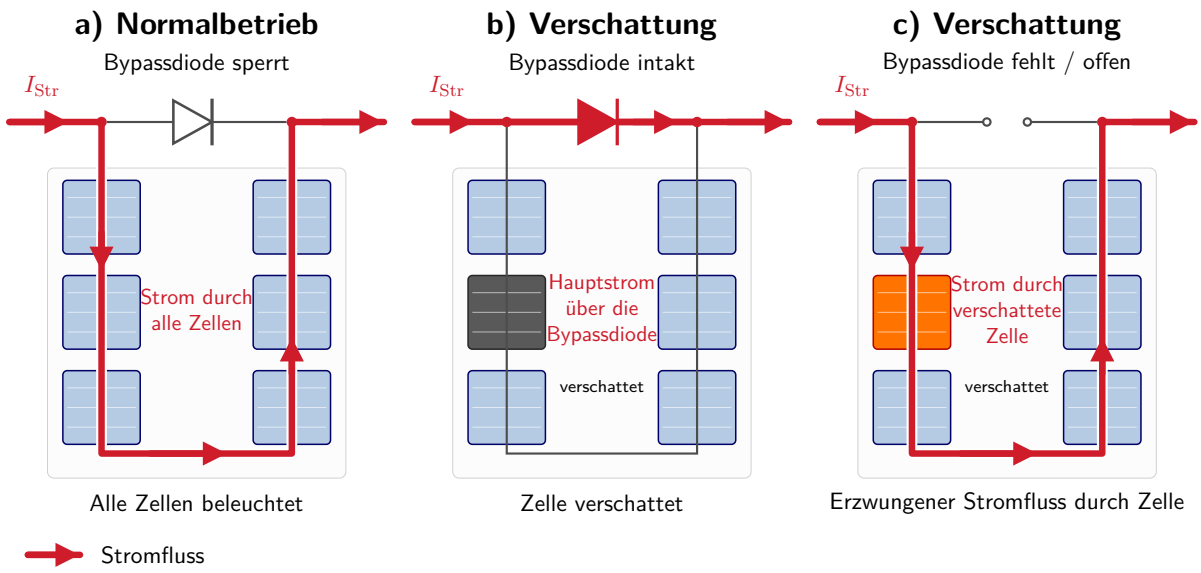
Die Zellen eines Moduls sind in Serie geschaltet. Bei den meisten PV-Modulen bilden 20 bis 24 Zellen in Serie einen Substring, dem in der Anschlussdose eine Bypass-Diode (BPD) parallel liegt. Bei Butterflymodulen sind in der Regel zwei Substrings mit Halbzellen parallel verschaltet. Das Prinzip der nachfolgend beschriebenen Messungen ist auch bei Butterflymodulen anwendbar. Dabei ist zu beachten, dass sie sich im Teilverschattungsfall anders verhalten, je nachdem, ob zwei gegenüberliegende Halbzellen vom Schatten betroffen sind oder nur eine Butterfly-Seite verschattet ist. Abbildung 1 zeigt die drei möglichen Strompfade:

a) **Unverschattet:** Alle Zellen liefern den Strangstrom I_{Str}. Er fliesst ganz normal als Photostrom durch die Zellen des Substrings, die BPD sperrt.

b) **Verschattet, mit intakter BPD:** Kann eine verschattete Zelle den Strangstrom nicht mehr liefern, wird die Substringspannung negativ. Die Bypass-Diode leitet und führt den Strom am Substring vorbei.

c) **Verschattet, bei LBPD:** Fehlt die Diode oder ist ihr Strompfad unterbrochen, gibt es diesen Umweg nicht. Der Wechselrichter mit globalem MPP-Tracking senkt die Strangspannung ab, und der Strangstrom wird durch die verschattete Zelle gepresst. Die Zelle geht in den Durchbruch und setzt Strangstrom mal Durchbruchspannung in Wärme um, bei $10\,\mathrm{A}$ rund $200\,\mathrm{W}$ (PERC) bis über $400\,\mathrm{W}$ (TOPCon) auf einer einzelnen Zelle.

Für einen ganzen verschatteten Substring bräuchte es die Durchbruchspannung aller seiner Zellen, also je nach Technologie mehrere hundert bis über tausend Volt. Für eine einzelne Zelle genügen dagegen $5\,\mathrm{V}$ bis $50\,\mathrm{V}$, die in praktisch jeder Anlage vorhanden sind.



Schematische vereinfachte Zeichnung. In b) ist der Hauptstrompfad hervorgehoben; ein Reststrom durch die Zellen ist möglich. In c) bleibt die Stromrichtung gleich. Bei ausreichender Spannung kann die verschattete Zelle in den Durchbruch geraten.

Abbildung 1: Vereinfachte Prinzipzeichnung der Strompfade in den drei oben beschriebenen Fällen.

2.2 Warum übliche Messverfahren keine LBPD finden

Alle etablierten Prüfverfahren betrachten das Modul in einem Zustand, in dem die BPD ohnehin stromlos ist; sie können nicht unterscheiden, ob die Diode vorhanden ist oder nicht (Tabelle 1). Eine LBPD wird nur sichtbar, wenn der Fehlerfall gezielt herbeigeführt wird, also ein Strom in Betriebsrichtung durch den Strang getrieben wird, den ein Substring nicht selbst liefern kann.

Tabelle 1: Übliche Messverfahren und der Grund, warum sie eine LBPD nicht anzeigen.

Verfahren	**Warum die LBPD unsichtbar bleibt**
Leistungsmessung, Flasher, Kennlinie ohne Verschattung	Der gesamte Strom fliesst durch die Zellen; die Diode ist in Sperrrichtung und ohne Funktion. *Hinweis:* Bei vielen Flashern liesse sich die Diodenkennlinie mit einem negativen Spannungsoffset mitmessen. Das ist normativ nicht gefordert und wird deshalb von den meisten Modulherstellern nicht gemacht.
SiNa (Sicherheitsnachweis): Messung von Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom und Isolationswerten	Im Leerlauf trägt die Diode nichts bei; im Kurzschluss liefern alle Substrings Strom, die Diode bleibt gesperrt. Auch mit gezielter Verschattung eines Moduls ist die I_{SC}-Messung nur bedingt aussagekräftig: Der Strom sinkt bei einer LBPD nur, wenn die Durchbruchspannung des verschatteten Substrings über dem liegt, was die übrigen Module bei nahezu vollem Strom liefern können (grob $(N-1)\cdot U_{MPP}$). Bei PERC-Modulen in langen Strängen bleibt I_{SC} trotz fehlender Diode nahezu unverändert. Isolations- und Durchgangsprüfungen betreffen Leiter, nicht den Diodenpfad.
Thermografie ohne Verschattung (Drohne, Handkamera)	Keine Zelle arbeitet ausserhalb des Normalzustands; eine fehlende Diode wird nie warm.
Elektro- und Photolumineszenz, auch mit Haube	Die Zellen werden in Durchlassrichtung angeregt, die Diode liegt in Sperrrichtung; eine intakte Zellkette leuchtet mit und ohne Diode gleich. Die 2025 vorgestellte LBPD-Erkennung von Haubensystemen beruht auf der Verschattung durch die Haube, nicht auf der Lumineszenz (siehe M6) [15].
Ertragsmonitoring, Strangstromvergleich	Ohne Verschattung volle Leistung. Bei Teilverschattung fehlt mit intakter Diode die Leistung des überbrückten Substrings; mit LBPD ist der Ertragsverlust meist deutlich grösser, weil zusätzlich die in der Zelle im Sperrbetrieb umgesetzte Leistung verloren geht. Daraus zuverlässig auf eine LBPD zu schliessen, ist dennoch kaum möglich, da Verschattungsgrad und Einstrahlung stark schwanken und eine eindeutige Vergleichsbasis fehlt. Zudem führt eine LBPD bei Teilverschattung meist ohnehin zu sichtbaren Schäden am Modul, bevor sie im Monitoring auffällt, sofern sie nicht vorher mit den nachfolgend beschriebenen Methoden gefunden wurde.

3 Methoden zur Detektion und Lokalisierung

Alle Methoden im folgenden Kapitel zwingen einen Strom in **Betriebsrichtung des Moduls** durch den Strang, während mindestens ein Substring diesen Strom nicht selbst liefern kann. Der Strom muss dann entweder über die BPD fliessen (Diode intakt) oder durch die Zellen (LBPD). Drei Wege führen zu diesem Zustand:

1. **Fremdstrom im Dunkeln:** Ein Netzteil speist Strom in Betriebsrichtung ein (Pluspol Netzteil an Minuspol Modul). Alle Substrings sind im Dunkeln und verhalten sich so, wie wenn sie am Tag zu nahezu $100\,\%$ verschattet wären; intakte Dioden leiten mit wenigen Zehntelvolt, eine LBPD leitet nicht mehr und die betroffenen Zellen sperren bis zu ihrer Durchbruchspannung.

2. **Fremdstrom am Tag:** Wie 1, aber der eingespeiste Strom muss den Photostrom der Module übersteigen. So werden deutlich höhere Leistungen benötigt und damit steigen die Risiken während des Versuchs.

3. **Verschattung im Betrieb:** Ein Substring wird künstlich verschattet, der Strangstrom wird vom Wechselrichter oder von einem Kurzschluss aufgeprägt. Die Reaktion (Wärme, Kennlinienform, Spannung) zeigt, ob die Diode übernimmt.

Die *Detektion* (Strang ja/nein) gelingt mit kleinen Spannungen, weil nur festgestellt werden muss, ob der Strom bei Diodenspannung fliesst. Die *Lokalisierung im Strang ohne Zugang zum einzelnen Modul* (welches Modul) braucht ein sichtbares Signal am betroffenen Modul; dafür müssen die Zellen in den Durchbruch gebracht werden, was zwangsläufig Wärme erzeugt. Eine modulgenaue Lokalisierung ist deshalb immer aufwändiger und mit zusätzlichen Risiken verbunden als die Detektion auf Strangbasis (siehe Abschnitt 6).

Einstufung der Methoden

Die Methoden M1 bis M8 werden nach drei Kriterien eingestuft: wer sie durchführen kann (Stufe), wie gross der Aufwand ist und wie hoch das Risiko ist, dabei das Modul zu beschädigen. Zusätzlich ist angegeben, ob die Methode nur detektiert (Strang enthält eine LBPD: ja/nein) oder modulgenau lokalisiert. Die Einstufung steht im farbigen Kasten am Anfang jeder Methode.

- **Stufe A** Installateur:in oder Gutachter:in mit üblicher Prüfausrüstung.
- **Stufe B** Erfahrene Fachpersonen für Messtechnik mit Spezialgerät (Hochspannungsnetzteil, IR-Drohne) und Erfahrung mit dem Verhalten von Zellen im Durchbruch.
- **Stufe C** Speziallabor mit Erfahrung in Bestromung und thermischer Überwachung.
- **Ohne Einstufung** Methoden, die (noch) nicht für Prüfungen im Feld vorgesehen sind: Verfahren im Forschungsstadium (M6) und die nicht empfohlene gezielte Verschattung im Betrieb (M7), die höchstens als dokumentierter Einzelfall-Entscheid denkbar ist.

Tabelle 2: Übersicht der Methoden (Stand September 2026).

Nr.	Methode	Stufe	Tag/ Nacht	Ergebnis	Risiko	Wesentliche Einschränkung
M1	Labornetzteil im Dunkeln (Durchgang)	A	Nacht	Strang/ Modul	gering	Nachtarbeit oder Abdeckung, Zugang DC; im Strang keine Lokalisierung
M2	BPD-Tester (Kurzpuls)	A	Tag	Strang	gering–mittel	Gerät abgekündigt; keine Anzahl, kein Ort; Strom limitiert auf $12\,\mathrm{A}$
M3	Kennlinie mit Verschattung	B	Tag	Strang/ Modul	gering	Modulzugang, geringer Durchsatz, Interpretation
M4	Nachtmessung: Rückspannung + IR	B[1]	Nacht	Modul	mittel	Hochspannungsnetzteil, oft Drohne; bei TOPCon und langen Strängen reicht die Spannung oft nicht
M5	Rückspannung am Tag	C	Tag	Modul	hoch	Nur Labor; Modul kann schnell zerstört werden; Vorversuche am gleichen Modultyp nötig
M6	Lumineszenz mit Verschattung (Quickcheck, LIEL)	–	Tag	Modul	offen	Jedes Modul einzeln; InGaAs-Kamera; Zellen bei LBPD kurz im Durchbruch
M7	Gezielte Verschattung im Betrieb + IR	–	Tag	Substring	sehr hoch	Nicht empfohlen; löst den Brandfall real aus; höchstens Einzelfall-Entscheid
M8	SPOT-PV (Anhang A)	B	Tag	Modul	gering (Ziel)	In Entwicklung (Ziel: Stufe A), noch nicht verfügbar

[1] Bei Drohneneinsatz und Spannungen über $300\,\mathrm{V}$ eher Stufe C.

3.1 M1: Durchgangsprüfung mit Labornetzteil im Dunkeln

Beschreibung Im Dunkeln wird ein kleiner Strom in Betriebsrichtung durch das Modul oder den Strang getrieben. Sind alle Dioden intakt, fliesst der Strom bei einer Spannung von etwa $0{,}3\,\mathrm{V}$ bis $0{,}5\,\mathrm{V}$ pro Diode, also rund $1\,\mathrm{V}$ bis $1{,}5\,\mathrm{V}$ pro Modul mit drei Dioden. Fehlt eine Diode, erreicht das Netzteil seine Spannungsbegrenzung, ohne dass der eingestellte Strom fliesst. Der Test ist eine einfache Durchgangsprüfung der Diodenpfade.

Wer?	**Stufe A – Installateur:in oder Gutachter:in**
Aufwand	gering (Einzelmodul) bis mittel (Strang, Nachtarbeit)
Schadensrisiko	gering, wenn die Spannungsbegrenzung eingehalten wird
Ergebnis	Detektion pro Modul oder pro Strang; keine modulgenaue Lokalisierung im Strang

Benötigtes Equipment DC-Labornetzteil mit einstellbarer Strom- und Spannungsbegrenzung (Einzelmodul: $10\,\mathrm{V}/1\,\mathrm{A}$; Strang mit N Modulen: ca. $1.5\,\mathrm{V} \cdot N + 10\,\mathrm{V}$), Adapterkabel Modulstecker auf Laborstecker mit Farbkodierung, evtl. Abdeckung.

Ablauf der Messung

1. Wechselrichter ausschalten und Strang vom Wechselrichter trennen; Anzahl Module N und Anzahl Dioden pro Modul notieren.
2. Netzteil einstellen: Strombegrenzung $1\,\mathrm{A}$; Spannungsbegrenzung auf den Erwartungswert plus maximal $10\,\mathrm{V}$ (Einzelmodul: $10\,\mathrm{V}$). Die Spannung darf nie so hoch gewählt werden, dass Zellen in den Durchbruch kommen könnten.
3. Anschliessen: Pluspol Netzteil an Minuspol Modul/Strang, Minuspol Netzteil an Pluspol Modul/Strang.
4. Netzteil einschalten, Ausgang noch aus: Restlichtstrom höchstens ca. $0{,}3\,\mathrm{A}$, sonst ist es zu hell.
5. Ausgang einschalten, Strom und Spannung ablesen.
6. Ausgang ausschalten, sicherstellen, dass kein Strom mehr fliesst, und erst dann das Modul vom Netzteil trennen.

Auswertung

- Strom $1\,\mathrm{A}$ erreicht, Spannung im Bereich von rund $1\,\mathrm{V}$ bis $1{,}5\,\mathrm{V}$ pro Modul: alle Diodenpfade leiten, Modul/Strang in Ordnung.
- Spannungsbegrenzung erreicht, Strom deutlich unter $1\,\mathrm{A}$ oder null: mindestens eine LBPD im geprüften Modul/Strang. Für die Lokalisierung im Strang die Module einzeln prüfen oder Methode M4 einsetzen.
- Strom erreicht, aber Spannung höher als bei vergleichbaren Modulen: Hinweis auf schlechte Lötstellen im Diodenpfad. Modul aussortieren.
- Strom erreicht, aber Spannung schwankt sichtbar: Hinweis auf schlechte Lötstellen / Wackelkontakte im Diodenpfad. Modul aussortieren.

Vor- und Nachteile Sehr günstig, schnell, risikoarm, mit vielen günstigen DC-Netzteilen durchführbar. Nachteile: Nachtarbeit oder Abdeckung nötig, Zugang zur DC-Verkabelung, im Strang keine Lokalisierung.

Geräte Jedes Labornetzteil mit sauberer Strombegrenzung (z. B. $60\,\mathrm{V}/5\,\mathrm{A}$); für Stränge auch pvServe (0–$1000\,\mathrm{V}$, 0–$5\,\mathrm{A}$) [11].

Hinweis

Die korrekt eingestellte Spannungsbegrenzung ist wichtig. Wird ein Netzteil eingesetzt, dessen Spannung ausreicht, um die Zellen in den Durchbruch zu treiben, und fehlt die Spannungsbegrenzung, kann das Modul sehr schnell heiss werden, und es besteht Brandgefahr.

Wenn ein PV-Strang über ein Netzteil mit Diode angeschlossen wird, befindet er sich im Kurzschluss. Wenn man das bei zu hohem Restlicht oder im schlimmsten Fall sogar am Tag macht, kann man den Strang nicht mehr ohne Erzeugung eines Lichtbogens ausstecken. Ein DC-fähiger Schalter im Messaufbau kann helfen, solche Fehler gefahrlos wieder zu trennen, ist jedoch nicht als Standardequipment vorhanden.

3.2 M2: Kurzpuls-Bypass-Dioden-Tester

Beschreibung Der Tester speist einen kurzen Strompuls in Betriebsrichtung in den Strang und wertet die elektrische Antwort aus. Der Puls treibt einen Substring ohne Diode kurzzeitig in den Durchbruch, was sich als erhöhte Spannung bzw. als erhöhter „Bypass-Pfadwiderstand“ zeigt. Weil der Puls sehr kurz ist, bleibt die thermische Belastung gering und die Prüfung ist bei Tageslicht möglich [4]. Das Gerät zeigt nur an, dass mindestens eine LBPD im Strang vorliegt [3].

Wer?	**Stufe A – Installateur:in oder Gutachter:in**
Aufwand	gering
Schadensrisiko	gering bis mittel (kurzer Hochstrompuls)
Ergebnis	Detektion pro Strang, bei Tageslicht; keine Anzahl, keine Lokalisierung

Benötigtes Equipment Bypass-Dioden-Tester (bisher einziges Seriengerät: Hioki FT4310), Zugang zum Generatoranschlusskasten oder zu den Strangenden.

Ablauf Wechselrichter ausschalten und Strang vom Wechselrichter trennen, Tester an die Strangenden anschliessen (automatische Polaritätserkennung beim FT4310), Messung auslösen; das Gerät misst Leerlaufspannung, Kurzschlussstrom und Bypass-Pfadwiderstand und gibt eine Gut/Schlecht-Beurteilung ab. Grenzwert gemäss Herstellerangabe und Modultyp einstellen. Auffällige Stränge protokollieren.

Vor- und Nachteile Schnellste Methode für ein strangweises Screening ganzer Anlagen bei Tag, kein Dachzugang nötig. Nachteile: Der Hioki FT4310 ist laut Hersteller und Distributoren abgekündigt; Restbestände sind vereinzelt noch verfügbar (Stand September 2026) [4, 7]. Der FT4310 ist auf $12\,\mathrm{A}$ limitiert und damit bei neueren Modulen und voller Einstrahlung nicht nutzbar. Keine Aussage über Anzahl und Ort der fehlenden Dioden; bei sehr langen Strängen und mehreren LBPD kann die Pulsspannung nicht ausreichen.

Geräte Hioki FT4310 (abgekündigt). Ein direkter Nachfolger war zum Redaktionszeitpunkt nicht bekannt.

3.3 M3: Kennlinienmessung mit gezielter Verschattung

Beschreibung Während der Kennlinienmessung eines Moduls oder Strangs wird ein Substring abgedeckt. Mit intakter BPD zeigt die Kennlinie die charakteristische Stufe: Der Substring wird überbrückt, die Leerlaufspannung sinkt um etwa ein Drittel Modulspannung, der Kurzschlussstrom bleibt. Fehlt die Diode, gibt es keine Stufe: Der Strom des ganzen Strangs bricht auf den Strom der verschatteten Zelle ein, und die Kennlinie hat eine deutlich andere Form [3, 5]. Bei einer Kennlinienmessung bis zum Kurzschluss werden die verschatteten Zellen kurz in Sperrrichtung belastet; die Messdauer von wenigen Sekunden hält die Erwärmung klein.

Wer?	**Stufe B – erfahrene Fachpersonen für Messtechnik mit Kennlinienmessgerät**
Aufwand	mittel bis gross (Modulzugang für die Abdeckung; bei der Messung am Strang wird jedes Modul nacheinander verschattet und pro Modul eine Kennlinie aufgenommen)
Schadensrisiko	gering: Kennlinienmessung dauert nur Sekunden
Ergebnis	Detektion und, wenn modulweise durchgeführt, Lokalisierung

Benötigtes Equipment Kennlinienmessgerät (I-V-Tracer) mit Einstrahlungs- und Temperatursensor, Abdeckung in Modulgrösse und Zugang zu Modulfläche und Strangenden.

Ablauf Referenzkennlinie ohne Verschattung aufnehmen; erstes Modul vollständig abdecken; Kennlinie erneut aufnehmen; Form vergleichen. Bei Strangmessungen nacheinander je ein Modul abdecken. Messgerät nach Herstellerangaben (IEC 62446-1 Kategorie 2 [16]) einsetzen.

Vor- und Nachteile Eindeutige elektrische Diagnose, protokollierbar, geringes Risiko, Gerät in Gutachtenbüros oft vorhanden. Nachteile: Abdeckung erfordert Modulzugang, geringer Durchsatz, Interpretation braucht Erfahrung (Mismatch, Verschmutzung, Optimierer verfälschen die Kurve, unterschiedliche Durchbruchspannungen unterschiedlicher Zellen führen zu anderen Kennlinien, die korrekt interpretiert werden müssen).

Geräte Portable Kennlinienmessgeräte, z. B. HT Instruments I-V500w oder I-V600, PV-Engineering PVPM-Serie, Seaward PV210, Solmetric PVA-1500 (Auswahl, nicht abschliessend).

3.4 M4: Nachtmessung mit Rückspannung und Thermografie (Lokalisierung)

Beschreibung Erweiterung von M1: Im Dunkeln wird ein Strom in Betriebsrichtung eingespeist, die Spannung aber so weit erhöht, dass die Zellen des Substrings ohne Diode in den Durchbruch gehen. Der Substring erwärmt sich und wird in der Thermografie sichtbar [3, 6]. Die benötigte Spannung beträgt pro fehlender Diode etwa Zellenzahl pro Substring mal Durchbruchspannung, bei PERC also rund $400\,\mathrm{V}$ bis $500\,\mathrm{V}$, bei TOPCon $1000\,\mathrm{V}$ und mehr; bei mehreren LBPD im Strang addieren sich die Spannungen, sodass mit einem $1000\,\mathrm{V}$-Netzteil je nach Zelltyp nur ein bis drei fehlende Dioden gleichzeitig gefunden werden können [6]. Erwärmt sich *kein* Modul und fliesst kein Strom, liegt die Durchbruchspannung über dem Netzteilbereich oder der Strang ist unterbrochen; dann ist der Strang zwar auffällig, aber nicht lokalisierbar (Einzelmodulprüfung nach M1). Weil ohne Einstrahlung nur der eingestellte Netzteilstrom (wenige Prozent von I_{SC}) fliesst und sich die Leistung über alle Zellen des betroffenen Substrings verteilt, ist die in den einzelnen Zellen umgesetzte Leistungsdichte um eine Grössenordnung kleiner als bei der Verschattung im Betrieb (Unterabschnitt 3.7) oder bei M5.

Wer?	**Stufe B – erfahrene Fachpersonen für Messtechnik; bei Drohneneinsatz und Spannungen $> 300\,\mathrm{V}$ eher Stufe C**
Aufwand	hoch (Nachtarbeit, Netzteil bis $1000\,\mathrm{V}$, Thermografiekamera oder Drohne)
Schadensrisiko	mittel: Zellen werden im Durchbruch betrieben, aber ohne Einstrahlung mit begrenztem Strom
Ergebnis	modulgenaue Lokalisierung im ganzen Strang

Benötigtes Equipment Servicenetzteil mit einstellbarer Strombegrenzung bis $1000\,\mathrm{V}$ (z. B. pvServe), IR-Handkamera oder IR-Drohne, Zugang zu den Strangenden, zweite Person für die Beobachtung.

Ablauf

1. Durchgangsprüfung nach M1 durchführen; nur auffällige Stränge weiter untersuchen.
2. Strombegrenzung auf ca. 3 bis $5\,\%$ von I_{SC} (typisch $0{,}4\,\mathrm{A}$ bis $0{,}7\,\mathrm{A}$, höchstens $1\,\mathrm{A}$ bis $2\,\mathrm{A}$) [15, 8], Spannung langsam erhöhen, bis der Strom fliesst. Der Spannungssprung zeigt die Zahl der fehlenden Dioden.
3. Kamera auf die Module richten; der betroffene Substring erwärmt sich innert Sekunden bis wenigen Minuten. Modul identifizieren, Spannung sofort zurückfahren.
4. Belastungszeit und maximale Temperatur protokollieren.

Vor- und Nachteile Zuverlässige modulgenaue Lokalisierung für ganze Stränge, ohne dass jedes Modul begangen werden muss, bei kontrollierter und begrenzter Leistung. Nachteile: Nur bei genau bekannter Durchbruchcharakteristik der zu untersuchenden Zellen durchführbar, Nachtarbeit, Hochspannungsnetzteil, oft Drohne nötig, Zugang zur DC-Verkabelung, Zellen werden gezielt in den Durchbruch gebracht (Belastungszeit minimieren). Bei modernen TOPCon-Modulen und langen Strängen reicht die Spannung häufig nicht aus.

Geräte pvServe (ET System / pvBuero, 0–$1000\,\mathrm{V}$, 0–$5\,\mathrm{A}$, $3{,}3\,\mathrm{kW}$) [11]; Labornetzteile der $1000\,\mathrm{V}$-Klasse; IR-Drohnen mit radiometrischer Kamera (z. B. DJI Matrice 4T).

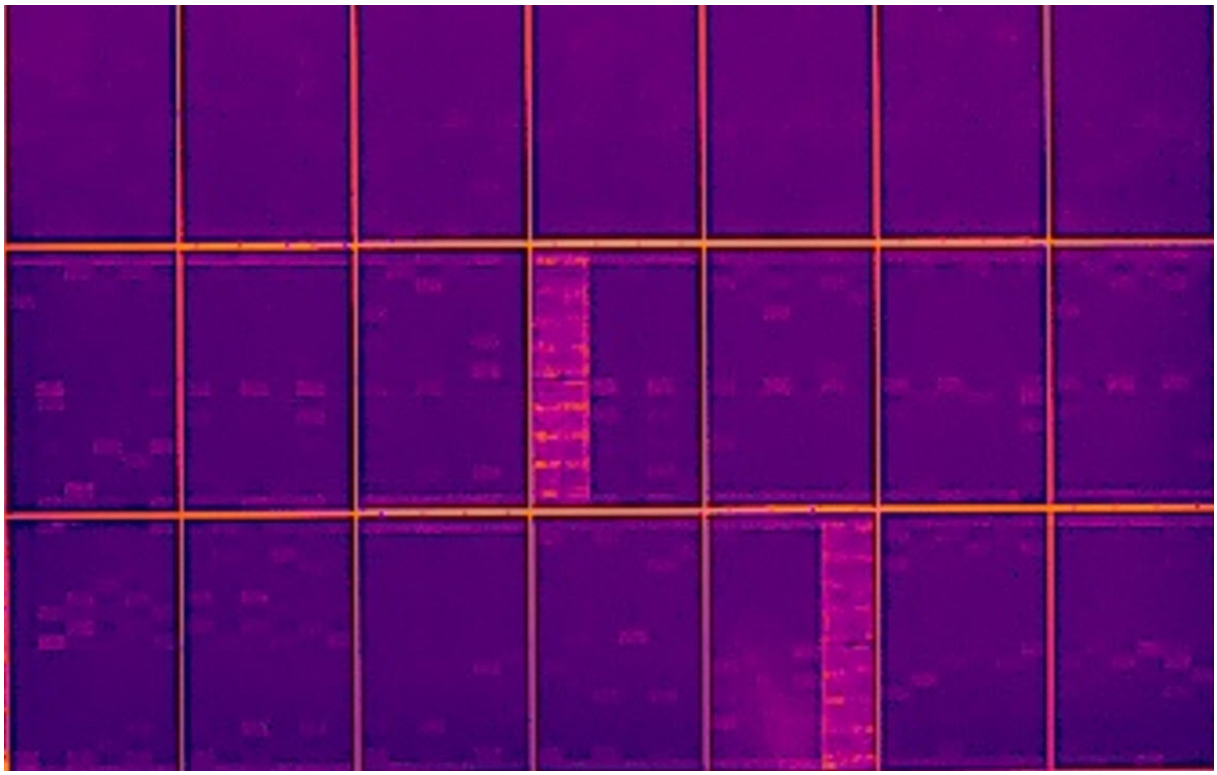


Abbildung 2: IR-Bild eines Strangs aus xBC-Modulen: zwei Module mit LBPD im Durchbruch bei ca. $500\,\mathrm{mA}$.

3.5 M5: Rückspannung am Tag (nur Labor, nicht für Routineprüfungen)

Beschreibung Wie M4, aber bei Tageslicht. Damit Strom durch einen Substring gepresst werden kann, muss der eingespeiste Strom den momentanen Kurzschlussstrom des Substrings übersteigen. Die im ungeschützten Substring umgesetzte Leistung liegt dann typischerweise mehr als eine Grössenordnung über seiner Nennleistung [3].

Wer?	**Stufe C – Speziallabor**
Aufwand	hoch (Netzteil bis ca. $20\,\mathrm{A}$ bei mehreren hundert Volt, permanente thermische Überwachung, Vorversuche im Labor)
Schadensrisiko	hoch: das Modul kann innert Sekunden bis Minuten zerstört werden
Ergebnis	modulgenaue Lokalisierung bei Tag

Warum nur durch eine Laborfachperson Die Methode ist nur vertretbar, wenn die Durchbruchcharakteristik des *exakt gleichen Modultyps* vorher im Labor gemessen wurde: bei welcher Spannung die Zellen durchbrechen, ob sie homogen oder inhomogen durchbrechen und wie schnell sich die Rückseite erwärmt. Bei TOPCon-Zellen ist der Durchbruch häufig inhomogen; ein kleiner Hotspot übernimmt den gesamten Strom, und die lokale Leistungsdichte führt innert kurzer Zeit zu Schäden am Backsheet und möglicherweise zum Brand. Ohne diese Vorkenntnis lassen sich Strom, Rampe und zulässige Dauer nicht festlegen. Deshalb ist M5 eine Laboraufgabe und wird hier nur der Vollständigkeit halber beschrieben; für Anlagenprüfungen wird sie **nicht empfohlen**.

Benötigtes Equipment Hochleistungs-Stromquelle (z. B. $20\,\mathrm{A}$ bei $300\,\mathrm{V}$ für kurze Stränge), IR-Kamera, Not-Aus, Referenzmessung am gleichen Modultyp im Labor.

Ablauf Nur in Laborumgebung oder unter Laborbedingungen im Feld: Strombegrenzung knapp über I_{SC}, Spannung in Rampe erhöhen, Backsheet-Temperatur laufend überwachen, bei Signal sofort abschalten.

Vor- und Nachteile Tagesbetrieb, lokalisiert. Nachteile: extreme Modulbelastung, Vorversuche am gleichen Modultyp nötig, hohe Sicherheitsanforderungen.

Hinweis

Bei dieser Massnahme ist es enorm wichtig, dass die Strangpläne korrekt sind. Wenn man mit der Drohne einen falschen Strang beobachtet, kann es schnell zu Schäden kommen.

3.6 M6: Lumineszenzverfahren mit Verschattung (Quickcheck, LIEL)

Beschreibung Das ISFH und MBJ Solutions haben im Oktober 2025 zwei Verfahren vorgestellt, die LBPD bei Tageslicht und im MPP-Betrieb ohne Eingriff in die Verkabelung erkennen sollen [15]. Beide beruhen auf demselben Mechanismus wie die Verschattung in Unterabschnitt 3.7: Eine Haube verschattet Zellen, die bei LBPD vom Strangstrom in Sperrrichtung getrieben werden. Neu ist die Anzeige: Statt auf die Erwärmung zu warten, wird die Lumineszenz der verschatteten Zellen mit einer InGaAs-Kamera beobachtet.

Wer?	**Verfahren im Entwicklungs- bzw. Forschungsstadium**
Aufwand	hoch: jedes Modul einzeln (30–$60\,\mathrm{s}$ plus Zugang), InGaAs-Kamera nötig
Schadensrisiko	offen, vermutlich gering: Zellen mit LBPD arbeiten während der Messung im Durchbruch, aber nur in kurzen Dunkelphasen (ms) bzw. Zyklen ($2\,\mathrm{Hz}$)
Ergebnis	modulgenaue Lokalisierung bei Tag und im Betrieb, ohne Umverdrahtung

Quickcheck (Tageslicht-Photolumineszenz) Eine kleine Haube mit InGaAs-Kamera und 850-nm-LED wird auf das Modul gesetzt. Bei LED an werden die Zellen unter der Haube stärker angeregt als durch Sonnenlicht und leuchten (Arbeitspunkt bei I_{MPP} in Durchlass); bei LED aus liegen sie bei I_{MPP} in Sperrrichtung. Bei LBPD arbeiten die verschatteten Zellen in der Dunkelphase bei hoher Sperrspannung, erwärmen sich (im Versuch bis $46\,^{\circ}\mathrm{C}$) und zeigen beim schnellen Umschalten in Durchlassrichtung ein helles Muster im Lumineszenzbild, dessen Ursache noch unklar ist. 3 bis 10 An/Aus-Bilder mit ms-Belichtung, 30–$60\,\mathrm{s}$ pro Modul; zusätzlich alle EL-Befunde sichtbar. Als MBJ Quickcheck erhältlich; die Herstellerdokumentation nennt die LBPD-Erkennung bisher nicht [10].

LIEL (Light Induced Electroluminescence) Eine Haube verschattet eine Zelle ganz und eine teilweise; die teilverschattete Zelle wird von ihrem beleuchteten Teil in Durchlass getrieben und leuchtet. Werden weitere Zellen zyklisch (ca. $2\,\mathrm{Hz}$) von Hand verschattet, verschiebt sich bei LBPD der Arbeitspunkt um deren Durchbruchspannung (15–$25\,\mathrm{V}$) und die Intensität schwankt; mit intakter BPD bleibt sie konstant. Ausgabe auch als Ton. Experimenteller Aufbau, kein Produkt.

Gepulstes Licht mit Stromsensor Baba et al. verschatten einen Substring, beleuchten eine Zelle mit gepulstem Licht und erfassen die Stromantwort berührungslos mit einer Spule am Leiter; sie unterscheidet sich mit und ohne BPD [2]. Tageslicht, im Betrieb; unklar ab zehn Modulen. Forschungsstand.

Einordnung Vorteile gegenüber M1 bis M5: Tag, laufender Betrieb, keine Umverdrahtung, Zusatzbefunde der EL. Nachteile: jedes Modul einzeln, teure Spezialkamera, Zellen mit LBPD real im Durchbruch (Risiko durch kurze Dauer begrenzt), Bildinterpretation erfordert Erfahrung.

3.7 M7: Gezielte Verschattung im Betrieb mit Thermografie (nicht empfohlen)

Beschreibung Im laufenden Betrieb wird eine Zelle abgedeckt und mit der Thermografiekamera beobachtet, ob die Bypass-Diode übernimmt; das ISFH führt dieses Vorgehen auf, mit dem Hinweis, dass die Erwärmung erst nach vielen Sekunden sichtbar wird [15]. Das PV-Labor der BFH rät davon ab, weil die Risiken beträchtlich sein können:

- **Der Brandfall wird real herbeigeführt.** Der Wechselrichter senkt die Strangspannung per MPP-Tracking in vielen Fällen schnell ab; bei einer LBPD geht die abgedeckte Zelle innert Sekunden in den Durchbruch ($20\,\mathrm{V}$ bis $50\,\mathrm{V}$) und setzt $200\,\mathrm{W}$ bis $500\,\mathrm{W}$ um. Bei inhomogenem Durchbruch (TOPCon) entsteht ein Hotspot, das Backsheet kann innert Sekunden beschädigt werden.
- **Der kritische Moment ist kaum sicher erfassbar.** Eine Stromzange ist zu grob und zu langsam; auch mit Überwachung der Strangspannung muss die Abdeckung innert Sekunden entfernt werden.
- **Die Kurzschluss-Variante hilft wenig.** Mit der Modulspannung ($40\,\mathrm{V}$ bis $50\,\mathrm{V}$) gehen PERC-Zellen trotzdem mit rund $200\,\mathrm{W}$ in den Durchbruch.

Unter kontrollierten Bedingungen ist das Vorgehen als Einzelfall-Entscheid an nicht heiklen Objekten denkbar: gut zugängliche Anlagen ohne Brandlast, z. B. Aufdach-Anlagen auf Kiesschicht. Vorzuziehen sind M1 und M3.

Wer?	**Nur dokumentierter Einzelfall-Entscheid durch erfahrene Fachpersonen**
Aufwand	mittel (Tagbetrieb, zwei Personen, Absicherung)
Schadensrisiko	sehr hoch: bei LBPD $200\,\mathrm{W}$ bis $500\,\mathrm{W}$ in einer Zelle, Schäden innert Sekunden
Ergebnis	Diodenfunktion einzelner Substrings an ausgewählten Modulen

Benötigtes Equipment IR-Kamera mit Live-Bild, schnelle Spannungsanzeige am Strang, zweite Person.

Ablauf

1. Eignung des Objekts prüfen und Einzelfall-Entscheid dokumentieren; nur bereits auffällige Module untersuchen.
2. IR-Referenzbild aufnehmen, Spannungsüberwachung einrichten, Rollen festlegen (Abdeckung / Kamera, Strom und Spannung).
3. Zelle abdecken, nur im Sekundenbereich belasten; bei Spannungseinbruch oder Hotspot Abdeckung sofort entfernen.
4. Belastungszeit gering halten, ggf. Verschattung mehrmals anlegen und wieder entfernen, Temperatur und Befund protokollieren.

Vor- und Nachteile Geringer Geräteaufwand, kein Netzteil, keine Nachtarbeit. Nachteile: Bei einer LBPD wird genau der gesuchte Fehlerfall ausgelöst, um Grössenordnung höhere Leistungsdichte als bei M4; Modulschäden sind auch bei korrektem Vorgehen möglich.

Geräte IR-Handkamera oder IR-Drohne; Multimeter oder Datenlogger.

3.8 M8: SPOT-PV (in Entwicklung)

SPOT-PV ist ein am PV-Labor der BFH entwickeltes und zum Patent angemeldetes Verfahren, das die Energie des Strangs selbst nutzt, um mit kurzen Strompulsen bei Tag einen thermischen Marker an Modulen mit LBPD zu erzeugen, ohne externes Netzteil [3]. Im Unterschied zur Rückspannung am Tag (M5) sollen Pulslänge, Pulsstrom und Tastverhältnis im Gerät für den jeweiligen Modultyp voreingestellt werden können, sodass die mittlere thermische Belastung klein bleibt und der Betrieb bei Tageslicht nicht die Risiken von M5 mit sich bringt. Das Verfahren schliesst damit die Lücke zwischen M2 (schnell, aber ohne Lokalisierung) und M4/M5 (Lokalisierung, aber Nachtarbeit oder hohes Risiko); im Unterschied zu den Lumineszenzverfahren in M6 braucht es keine Zellen im Durchbruch bei voller Einstrahlung. Weil die Parameter im Gerät hinterlegt sind und keine Hochspannungsquelle bedient werden muss, richtet sich SPOT-PV an Fachpersonen für Messtechnik (Stufe B) und soll mittelfristig auch von Installateur:innen und Gutachter:innen (Stufe A) eingesetzt werden können. Es ist im Demonstratorstadium und noch nicht als Produkt verfügbar; Prinzip, Stand und Ausblick sind in Anhang A beschrieben.

Deklaration von Eigeninteressen: Das Messgerät wird vom Labor für Photovoltaiksysteme der Berner Fachhochschule entwickelt.

4 Dokumentation und Befund

Für jede Prüfung sollten mindestens festgehalten werden:

- Anlage, Datum, Uhrzeit, Einstrahlung (bzw. „dunkel“), Umgebungstemperatur, Modultemperatur falls zugänglich, Wetter.
- Geprüfte Stränge und Module mit eindeutiger Bezeichnung (Strangplan), Modultyp, Zelltechnologie, Anzahl Module und Dioden.
- Methode(n) nach Nummer dieses Leitfadens, Gerät mit Seriennummer, eingestellte Grenzwerte (Strom, Spannung), Belastungsdauer.
- Messwerte: Spannung bei Prüfstrom pro Strang/Modul (M1), Tester-Anzeige (M2), IR-Bilder mit Temperaturskala, Referenz und Belastungsdauer (M4), Kennlinien mit und ohne Verschattung (M3), gegebenenfalls EL-Bilder zur Ursachenklärung.
- Befund pro Modul: „Diodenpfade leiten“, „LBPD nachgewiesen“, „auffällig, nicht lokalisiert“, „nicht prüfbar (Begründung)“.
- Empfehlung: Module mit nachgewiesener LBPD sind auszutauschen oder mindestens vom Strang zu trennen (im Leerlauf, nicht im Kurzschluss).

5 Fazit und Empfehlung

- **Detektion ist einfach, Lokalisierung ist aufwändig.** Ob ein Strang eine LBPD enthält, kann jeder Installationsbetrieb mit einem Labornetzteil im Dunkeln (M1) oder mit einem BPD-Tester am Tag (M2) in wenigen Minuten pro Strang feststellen.

- **Bei wenigen zugänglichen Modulen** lokalisieren die Netzteilprüfung pro Modul (M1) oder die Kennlinienmessung mit Verschattung (M3) den Fehler mit geringem Risiko. Von der gezielten Verschattung im Betrieb wird abgeraten (Unterabschnitt 3.7).

- **Bei grossen Anlagen oder unzugänglichen Dächern** ist für die Lokalisierung ein spezialisiertes Messunternehmen mit Hochspannungsnetzteil und IR-Drohne (M4) beizuziehen. Von der Rückspannung am Tag (M5) wird ohne Laborvorversuche am gleichen Modultyp abgeraten. Zukünftig kann für diese Messung das an der BFH in Entwicklung befindliche Gerät SPOT-PV (M8) verwendet werden und die Messung lässt sich dann gefahrlos am Tag durchführen. Die neuen Lumineszenzverfahren mit Verschattung (M6) versprechen Tagesmessungen ohne Umverdrahtung, treiben bei LBPD aber ebenfalls Zellen in den Durchbruch. Thermografie ohne Verschattung, Kennlinienmessung ohne Verschattung und Elektrolumineszenz finden keine LBPD (Unterabschnitt 2.2).

- **Wann prüfen?** Bei Inbetriebnahme von Anlagen mit Verschattungsrisiko (Kamine, Dachaufbauten, Bäume, Laub, Indach-Anlagen), bei Routinekontrollen solcher Anlagen und nach Ereignissen mit Verdacht (Brandspuren, unerklärte Hotspots, Blitzschlag).

- **Ausblick:** SPOT-PV (Anhang A) soll die modulgenaue Lokalisierung bei Tag ohne externes Netzteil und mit voreingestellten, modultypspezifischen Pulsparametern ermöglichen und damit die Lücke des abgekündigten BPD-Testers schliessen.

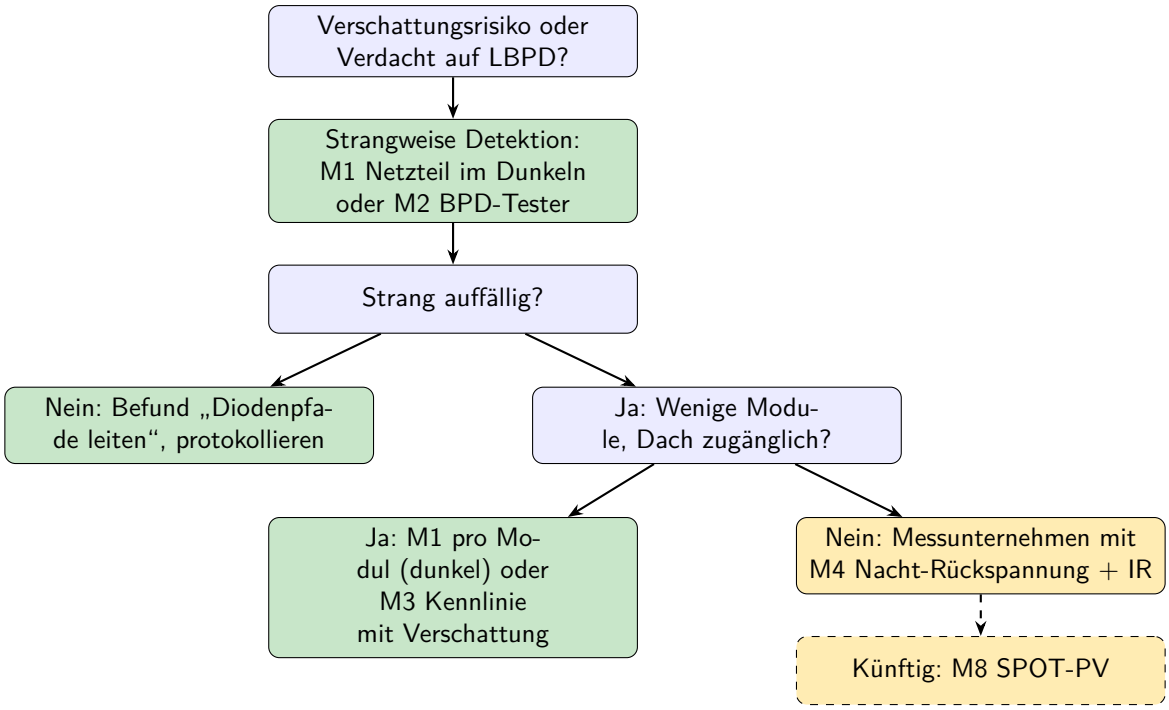


Abbildung 3: Entscheidungshilfe für die Wahl der Methode.

6 Sicherheitshinweise und Haftungsausschluss

6.1 Generelle Warnungen

- **Brandgefahr während der Prüfung.** Jede Methode, die Zellen in den Durchbruch bringt, erzeugt genau den Zustand, der im Feld Brände auslösen kann. Rückspannung am Tag kann ein Modul innert Sekunden bis Minuten zerstören [3]. Belastungszeit minimieren, Strom begrenzen, Erwärmung im IR-Bild laufend überwachen. Besonders hoch ist das Risiko bei der gezielten Verschattung im Betrieb, die nur als Einzelfall-Entscheid an nicht heiklen Objekten denkbar ist (Unterabschnitt 3.7).

- **Arbeiten an DC-Anlagen.** PV-Stränge stehen bei Licht immer unter Spannung. Freischalten, gegen Wiedereinschalten sichern, Spannungsfreiheit prüfen; Trennen von Steckverbindern nur stromlos. Massgebend in der Schweiz sind die Starkstromverordnung und die ESTI-Richtlinie 407 für Tätigkeiten an elektrischen Anlagen [13]. Installationsarbeiten an PV-Anlagen setzen eine Bewilligung nach Art. 14 NIV voraus [17]. Suva-Merkblatt 44095 regelt Arbeits- und Absturzsicherheit auf Dächern [14].

- **Netzteile mit hoher Spannung.** Netzteile mit Ausgangsspannungen über $60\,\mathrm{V}$ DC dürfen nur von geschulten Personen bedient werden. Bei jeder Netzteilmethode zuerst die Strombegrenzung und die Spannungsbegrenzung einstellen, dann anschliessen, dann den Ausgang zuschalten.

- **Ausgangskondensatoren.** Netzteile mit grossem Ausgangskondensator können beim Durchbruch eine Stromspitze liefern, die Dioden oder Zellen zerstört [6].

- **Polarität.** Für die Diodenprüfung wird das Netzteil *umgekehrt* zur üblichen EL-Rückbestromung angeschlossen (Pluspol Netzteil an Minuspol Modul). Falsche Polarität bestromt

die Zellen in Durchlassrichtung; das ist bei intakten Modulen ungefährlich, liefert aber kein gültiges Resultat und kann mit dem Befund „kein Durchgang = LBPD“ verwechselt werden.

- **Drohnenflüge** unterliegen den Vorschriften des BAZL (EU-Drohnenregulierung, Registrierung, Kategorie), insbesondere im Siedlungsgebiet.

6.2 Haftungsausschluss

Dieser Leitfaden wurde vom PV-Labor der BFH nach bestem Wissen und auf Basis des aktuellen Kenntnisstands erstellt. Er dient ausschliesslich der Information von Fachpersonen und ersetzt weder die einschlägigen Normen und gesetzlichen Vorschriften noch die Angaben der Modul-, Wechselrichter- und Gerätehersteller oder eine fachkundige Beurteilung im Einzelfall.

Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte wird keine Gewähr übernommen. Die Anwendung der beschriebenen Methoden erfolgt auf eigene Verantwortung der ausführenden Person bzw. des beauftragten Unternehmens. Diese sind insbesondere für die Beurteilung der Eignung einer Methode für die konkrete Anlage, für die Qualifikation des Personals, für die Einhaltung der Sicherheitsvorschriften sowie für allfällige Bewilligungen verantwortlich.

Soweit gesetzlich zulässig, lehnen die BFH und die Autorinnen und Autoren jede Haftung für Schäden ab, die direkt oder indirekt aus der Anwendung dieses Leitfadens entstehen, insbesondere für Personenschäden, Sachschäden an Modulen, Anlagen und Gebäuden, Brandschäden, Ertragsausfälle und Folgeschäden. Prüfungen an Modulen können zudem Garantie- oder Gewährleistungsansprüche gegenüber Herstellern oder Installateuren beeinträchtigen; dies ist vorgängig abzuklären.

Die Nennung von Geräten und Herstellern erfolgt beispielhaft und stellt keine Empfehlung oder Bewertung dar.

Literatur

[1] Joerg Althaus. *Lost Bypass Diodes in PV Modules: A Hidden Fire Risk – and How to Find It*. Intertek CEA. Juni 2026. URL: https://www.intertekcea.com/cea-blog/lost-bypass-diodes-in-pv-modules-a-hidden-fire-risk-and-how-to-find-it (besucht am 17. 09. 2026).

[2] Masaaki Baba, Daichi Itami und Noboru Yamada. „On-site detection of bypass circuit opening failure in photovoltaic array under power generation operation“. In: *Energy Science & Engineering* 8.9 (2020), S. 3060–3071. DOI: 10.1002/ese3.756.

[3] Christof Bucher und Matthias Burri. „Detecting and Localizing Open Bypass Diodes in Photovoltaic Systems Using Self-Powered Thermal Signature Generation“. Manuskript-Entwurf V3 für Solar RRL, Bern University of Applied Sciences. Publikation voraussichtlich 2027. 2026.

[4] *Bypass Diode Tester FT4310 (Discontinued)*. Hioki E.E. Corporation. URL: https://www.hioki.com/global/products/pv/solar-panel/id_6647 (besucht am 17. 09. 2026).

[5] Mahmoud Dhimish und Zhicong Chen. „Novel Open-Circuit Photovoltaic Bypass Diode Fault Detection Algorithm“. In: *IEEE Journal of Photovoltaics* (2019). URL: https://ieeexplore.ieee.org/document/8852735/.

[6] Photovoltaikbüro Ternus und Diehl. *Der Bypassdiodencheck (Teil 1) und Bypassdioden Check (Ergänzung): Defekte Bypassdiode im Solarmodul finden*. 2013. URL: https://photovoltaikbuero.de/pv-know-how-blog/bypassdiodencheck-1/ (besucht am 17. 09. 2026).

[7] *HIOKI FT4310 Bypass-Dioden-Tester – Wird nicht mehr hergestellt*. Farnell. URL: https://de.farnell.com/hioki/ft4310/bypass-diodentester-650g/dp/3385373 (besucht am 17. 09. 2026).

[8] Marc Köntges u. a. *Degradation and Failure Modes in New Photovoltaic Cell and Module Technologies*. Techn. Ber. IEA-PVPS T13-30:2025. IEA PVPS Task 13, 2025. DOI: 10.69766/ATBD2730.

[9] *Lost bypass diodes in solar modules pose hidden fire risk*. pv magazine International. Juli 2026. URL: https://www.pv-magazine.com/2026/07/03/missing-bypass-diodes-in-solar-modules-pose-hidden-fire-risk/ (besucht am 17. 09. 2026).

[10] *MBJ Quickcheck – schneller Lumineszenztest installierter PV-Module bei Tageslicht*. MBJ Solutions GmbH. 2025. URL: https://www.mbj-solutions.com/produkte/mobile-pruefsysteme/mbj-quickcheck (besucht am 17. 09. 2026).

[11] *pvServe – PV Servicenetzteil 0–1000 V, 0–5 A, 3,3 kW*. ET System electronic GmbH. URL: https://et-system.de/pvserve-3.3/ (besucht am 17. 09. 2026).

[12] Janina Reichstein und Matthias Burri. *Merkblatt: Bedeutung von Bypass-Dioden in der Photovoltaik. Hintergrund und Bedeutung von Bypass-Dioden für die Planung von Photovoltaikanlagen*. Techn. Ber. Publikation voraussichtlich Anfang 2027. Berner Fachhochschule, Labor für Photovoltaiksysteme, 2027.

[13] *Richtlinie Nr. 407: Tätigkeiten an oder in der Nähe von elektrischen Anlagen*. Techn. Ber. P. Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI. URL: https://www.esti.admin.ch/inhalte/ESTI_407_0720_d.pdf.

[14] *Sicher zu Energie vom Dach. Montage und Instandhaltung von Solaranlagen*. Techn. Ber. 44095. Suva.

[15] M. Siebert u. a. *Find open circuited bypass diodes without changing electrical circuit*. Präsentation, IEA PVPS Task 13 Workshop on the Characterization of Photovoltaic Systems, Hameln. ISFH und MBJ Solutions GmbH. Okt. 2025.

[16] *SN EN 62446-1: Photovoltaik-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen*. Electrosuisse / IEC.

[17] *Weisung Nr. 220: Anforderungen an Energieerzeugungsanlagen*. Techn. Ber. Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI.

A SPOT-PV: Prinzip und Entwicklungsstand

Die folgenden Angaben stammen aus dem Paper-Entwurf „Detecting and Localizing Open Bypass Diodes in Photovoltaic Systems Using Self-Powered Thermal Signature Generation“ [3].

Motivation Alle bestehenden Methoden haben mindestens eine wesentliche Einschränkung: Modulzugang, Zugang zur Verkabelung, künstliche Verschattung, Nachtarbeit oder starke Modulbelastung. Keine ermöglicht bisher eine zuverlässige modulgenaue Lokalisierung bei Tag ohne Modulzugang und ohne Schadensrisiko.

Prinzip SPOT-PV (*Self-Powered Open Bypass Diode Thermal Signature Generation for PV Systems*) wird anstelle des Wechselrichters an den Strang angeschlossen. Ein H-Brücken-Wandler mit Speicherkondensator arbeitet in vier Zuständen: *Charge* (Energie vom Strang in den Kondensator, MPPT-geregelt als Hochsetzsteller), *Heat* (Energie aus dem Kondensator als kurzer Strompuls über dem Strang-Kurzschlussstrom zurück in den Strang, Tiefsetzsteller), *Idle* und *Short*. Der Strompuls treibt Substrings ohne Diode kurz in den Durchbruch; bei intakten Dioden begrenzen die Dioden die Pulsspannung, und die Energie wird im Wesentlichen in Dioden und Kabeln umgesetzt. Durch kurze Pulse mit niedrigem Tastverhältnis entsteht am betroffenen Modul ein thermischer Marker, während die mittlere thermische Belastung klein bleibt. Pulsstrom, Pulslänge und Tastverhältnis sollen im Gerät für den jeweiligen Modultyp (Zelltechnologie, Durchbruchverhalten) voreingestellt werden können, damit der Betrieb bei Tageslicht nicht die Risiken der Rückspannung am Tag (M5) mit sich bringt. Der Marker wird mit einer normalen IR-Kamera oder -Drohne bei Tag erfasst.

Experimenteller Stand Mit einer universellen H-Brücke der BFH wurde an einem Strang aus drei Halbzellen-Butterfly-Modulen (Leerlaufspannung ca. $110\,\mathrm{V}$) bei ca. $100\,\mathrm{V}/10\,\mathrm{A}$ Rückspeisung und etwa fünf Zyklen pro Sekunde (mittlere Heizleistung ca. $400\,\mathrm{W}$) nach $30\,\mathrm{s}$ eine deutliche thermische Signatur am Modul mit entfernter mittlerer Diode erzeugt; dasselbe gelang mit zwei entfernten Dioden.

Vor- und Nachteile Tagesbetrieb, modulgenaue Lokalisierung, kein externes Netzteil, integrierbar in IR-Routineinspektionen; der Normalbetrieb muss unterbrochen werden, Zugang zur Verkabelung ist nötig.

Ausblick Patentanmeldung Sommer 2026; geplante Produktentwicklung. Offene Fragen: optimale Puls- und Energieparameter unter variablen Feldbedingungen, zulässige elektrische und thermische Belastung der Module, robuste Regelung für unterschiedliche Stranglängen und Modultypen, Diagnose direkt aus Strom- und Spannungsverläufen ohne IR-Bild, sowie Nutzung des Arbeitspunkt-Wandlers für weitere Verfahren wie Tageslicht-Photolumineszenz.

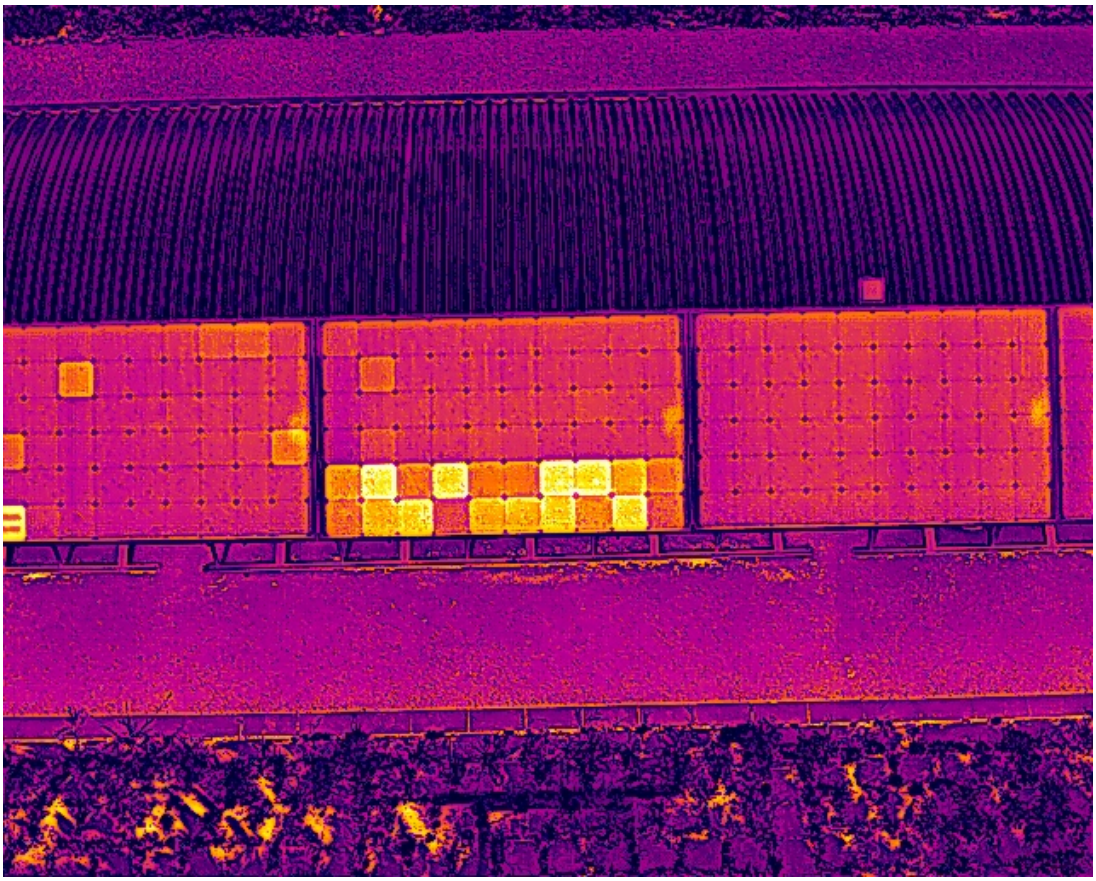


Abbildung 4: SPOT-PV im Betrieb, die im Bild unten liegende Bypass-Diode des mittleren Moduls wurde vor dem Versuch abgetrennt (Bild aus [3]).