VDE SPEC

© saravut / stock.adobe.com

Leitfaden für die Bewertung von PV-Modulen mit defekten Backsheets

VDE SPEC 90027 V1.1 (de)

VDE

Vorwort

Veröffentlichungsdatum dieser VDE SPEC: 19.03.2026.

Zur vorliegenden VDE SPEC wurde kein Entwurf veröffentlicht.

Die vorliegende VDE SPEC ging aus dem Projekt „ANOMALOUS“ im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Initiative „WIPANO – Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen" (Förderkennzeichen FKz 03TN0025) hervor.

Diese VDE SPEC ist **nicht** Bestandteil des VDE-Vorschriftenwerks oder des Deutschen Normenwerks. Diese VDE SPEC ist insbesondere auch **keine** Technische Regel im Sinne von § 49 EnWG.

Verfasserinnen und Verfasser dieser VDE SPEC sind:

- Brandenburg, Marc, Aluminium Féron GmbH & Co. KG (Feron)
- Buerhop-Lutz, Claudia, Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-11, HI ERN (HIERN)
- Dittmann, Sebastian, Hochschule Anhalt (HSA)
- Evertz, Marc, Aluminium Féron GmbH & Co. KG (Feron)
- Gottschalg, Ralph, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP) / Hochschule Anhalt (HSA)
- Jäckel, Bengt, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP)
- Klimm, Elisabeth, Hochschule Anhalt (HSA)
- Kriening, Jonathan, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- Lechner, Peter, HaWe Engineering GmbH (HaWe)
- Linsenmeyer, Aswin, Sunset Energietechnik GmbH (Sunset)
- Radacki, Dominika, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE)
- Reuter, Anna, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE)
- Stroyuk, Oleksandr, Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-11, HI ERN (HIERN)
- Weinreich, Bernhard, HaWe Engineering GmbH (HaWe)

An dieser Stelle herzlichen Dank an die Expertinnen und Experten für ihre wertvollen Beiträge und Anregungen.

Trotz großer Anstrengungen zur Sicherstellung der Korrektheit, Verlässlichkeit und Präzision technischer und nicht-technischer Beschreibungen kann die VDE SPEC-Projektgruppe weder eine explizite noch eine implizite Gewährleistung für die Korrektheit des Dokuments übernehmen. Die Anwendung dieses Dokuments geschieht in dem Bewusstsein, dass die VDE SPEC-Projektgruppe für Schäden oder Verluste jeglicher Art nicht haftbar gemacht werden kann. Die Anwendung der vorliegenden VDE SPEC entbindet den Nutzer nicht von der Verantwortung für eigenes Handeln und geschieht damit auf eigene Gefahr.

Im Zuge der Herstellung und/oder Einführung von Produkten in den Europäischen Binnenmarkt muss der Hersteller eine Risikoanalyse durchführen, um zunächst festzustellen, welche Risiken das Produkt möglicherweise mit sich bringt. Nach Durchführung der Risikoanalyse bewertet er diese Risiken und ergreift gegebenenfalls geeignete Maßnahmen, um die Risiken wirksam zu eliminieren oder zu minimieren (Risikobewertung). Die vorliegende VDE SPEC entbindet den Nutzer nicht von dieser Verantwortung.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. VDE ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Vorwort – Ergänzung

Diese überarbeite VDE SPEC basiert auf den Ergebnissen des Projekts „ANOMALOUS“ und damit der Edition 1.0.

Die Ergänzungen der VDE SPEC basierend auf den Ergebnissen des Projekts „POLYMAERA“ im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderten Initiative „WIPANO – Wissens- und Technologietransfer durch Patente und Normen" (Förderkennzeichen FKz 03TN0053))“ hervor.

Die Ergänzung stellt einen Vorschlag dar, um die im Feld nach einigen Jahren gefundenen Fehler im Labor nachzustellen und dies im Sinne von Qualitätstests im Vorfeld der Installation durchzuführen.

Verfasserinnen und Verfasser dieser Ergänzung VDE SPEC sind:

- Buerhop-Lutz, Claudia, Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-11, HI ERN (HIERN)
- Clawin, Peter, Hanwha Qcells, (HQC)
- Einhaus, Roland, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- Gottschalg, Ralph, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP) / Hochschule Anhalt (HSA)
- Jäckel, Bengt, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik (CSP)
- Kriening, Jonathan, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
- Mortazavifar, Leila, Hochschule Anhalt (HSA)
- Stroyuk, Oleksandr, Forschungszentrum Jülich GmbH, IEK-11, HI ERN (HIERN)

An dieser Stelle herzlichen Dank an die Expertinnen und Experten für ihre wertvollen Beiträge und Anregungen.

Einschränkungen zum Inhalt des Dokuments bleiben bestehen – siehe oben.

Executive Summary

In PV-Modulen verbaute Backsheets zeigen im Feld vorzeitige Alterungserscheinungen mit Risiken des elektrischen Schlags und Brands bzw. mit dem Risiko des Totalausfalls. Die vorliegende VDE SPEC gibt eine Übersicht der Folientypen, Degradationserscheinungen und Analysemethoden. Zusätzlich werden Empfehlungen zum Umgang mit verschiedenen Befunden gegeben.

Edition 1.1 ergänzt die Möglichkeit Rückseitenfolien im Vorfeld auf mögliche frühzeitig auftretende Auffälligkeiten wie vorher beschrieben zu prüfen.

Inhalt

Einleitung 1

1 Anwendungsbereich 2

2 Normative Verweisungen 2

3 Begriffe 3

4 Abkürzungen 4

5 Bewertung von PV-Modul-Backsheets 4

5.1 Allgemeines 4
5.2 Typische Aufbauten von Backsheets 5
5.2.1 Monofolienlösungen, coextrudiert: polyamidbasiert / polyolefinbasiert 5
5.2.2 Monofolienlösung Typ „CPC“: (fluorhaltige) Beschichtung / PET / (fluorhaltige) Beschichtung 5
5.2.3 Folienverbund Typ „CPE“: (fluorhaltige) Beschichtung / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung 5
5.2.4 Folienverbund Typ „PPE“: PET / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung 5
5.2.5 Folienverbund Typ „TPT“ / „KPK“: PVF oder PVDF / PET / PVF oder PVDF 5
5.2.6 Folienverbund Typ „TPE“ / „KPE“: PVF oder PVDF / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung 6
5.3 Definition zur Bewertung des Backsheets 6
5.4 Klassifizierung der Backsheet-Defekte 6
5.4.1 Abkreiden / Chalking 6
5.4.2 Verfärbung I (browning, yellowing) 6
5.4.3 Verfärbung II (browning, yellowing) 6
5.4.4 Korrosion der elektrischen Verbinder 6
5.4.5 Risse in Backsheets 7
5.4.6 Delamination 7
5.4.7 Mechanische Schäden 7
5.4.8 Brandstellen 7
5.5 Klassifizierungsmatrix 8
5.6 Entscheidungsmatrix und weiterführende Prüfungen 10
5.7 Bewertungs- und Charakterisierungsmethoden 12
5.7.1 Optische Bewertung 12
5.7.2 Fourier-Transformations-Infrarot-(FTIR-)Spektroskopie 12
5.7.3 Raman-Spektroskopie 12
5.7.4 Nah-Infrarots-Absorptions-(NIRA-)Spektroskopie (NIRA) 13
5.8 Sicherheitsrelevante Messmethoden 13
5.8.1 Isolationsprüfung unter Benässung 13
5.8.2 Isolationsprüfung unter Benässung bei abweichenden Temperaturen 13
5.8.3 Isolationsprüfung nach Langzeitbenässung 14
5.8.4 Kriterien zum Bestehen der Isolationsprüfung 15

6 Prüfbericht 15

6.1 Systemdaten 15
6.1.1 Grundlegende Systemangaben 15
6.1.2 Angaben über Systementwickler und -installateur(e) 15
6.1.3 Angaben über Systembetreiber und Wartungsbetrieb(e): O&M 16

6.2 Angaben zum Prüfer / zur Prüferin und der Ausrüstung 16
6.3 Dokumentation der Auffälligkeiten 16

7 Evaluierungstest für PV-Modul Rückseitenfolien 16
7.1 Zweck 16
7.2 Prüfmuster 16
7.3 Eingangsmessungen und Zwischenmessungen 17
7.4 Testsequenz 17
7.5 Abschlussmessungen 18
7.6 Anforderung (Pass / Fail) 18
7.7 Prüfreport 19

Anhang A : Beispielbilder der Klassifizierung bekannter Backsheet-Defekte 20

Anhang B : Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels FTIR-Spektroskopie 28

Anhang C : Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels Raman-Spektroskopie 31

Anhang D : Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels NIRA-Spektroskopie 34

Anhang E : Beispielbilder von Beobachtungen aus dem Evaluierungstests 36

Abbildungsverzeichnis

Bild 1 – Monofolienlösung, coextrudiert 5
Bild 2 – Monofolienlösung Typ "CPC" 5
Bild 3 – Folienverbund Typ „CPE“ 5
Bild 4 – Folienverbund Typ „PPE“ 5
Bild 5 – Folienverbund Typ „TPT“ / „KPK“ 5
Bild 6 – Folienverbund Typ "TPE" / "KPE" 6
Bild 7 – Schematische Darstellung der Eindring- bzw. Informationstiefe unterschiedlicher Methoden zur Charakterisierung von Backsheets 12
Bild 8 – Schematische Darstellung der Referenzmessung des Isolationswiderstands. Hinweis: Die Isolationswiderstandsachse ist logarithmisch. 14
Bild 9 – Typische Verläufe des Isolationswiderstands während der Langzeitbenässung 15
Bild 10 – Testsequenz 18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 – Klassifizierungsmatrix 8
Tabelle 2 – Entscheidungsmatrix 10
Tabelle 3 – Beispielbilder der Klassifizierung bekannter Backsheet-Defekte 20
Tabelle 4 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels FTIR-Spektroskopie 28
Tabelle 5 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels Raman-Spektroskopie 31
Tabelle 6 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Defekte mittels NIRA-Spektroskopie 34
Tabelle 7 – Typische optische Bilder während des Evaluierungstests 36

Einleitung

Photovoltaik (PV) ist, neben der Windkraft, die weltweit wichtigste erneuerbare Energiequelle auf dem Wege der CO_2- freien Erzeugung von elektrischer Energie. Der Anteil der Photovoltaik im deutschen Strommix steigt jährlich an und damit auch die Anforderungen an den reibungslosen und vorhersagbaren Betrieb.

Die EU-Ziele im Rahmen des Green Deals sehen eine Reduktion der CO_2-Emmision um 55 % bis 2030 bzw. 100 % bis 2050 vor. Zum Erreichen dieser hochgesteckten Ziele ist eine gewaltige Kraftanstrengung nötig. Zieht man nun noch in Betracht, dass durch die e-Mobilität und die Umstellung der Gebäudeerwärmung von fossilen Brennstoffen auf elektrische Wärmepumpen der Bedarf deutlich steigen wird, ist ein Anstieg so genannter E-Energy (Electronic Energy) zu erwarten.

Neben einem raschen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung muss gewährleistet werden, dass die Laufzeit der bestehenden PV-Anlagen so weit wie möglich verlängert wird. Dazu gehört die Sicherstellung der Rahmenbedingungen für sowohl alte als auch neue Anlagen. Aber es besteht darüber hinaus die Gefahr, dass viele jüngere Anlagen wegen frühzeitig auftretender Fehler und Defekte an den Backsheets der PV-Module vom Netz genommen werden müssen.

Auf dem Markt gibt es mittlerweile einige Firmen, die Reparaturlösungen für PV-Module anbieten. Allerdings gibt es für die Reparatur bisher keine Richtlinien oder Vorgaben für Durchführung bzw. für anschließende Überprüfungen.

Diese VDE SPEC gibt Richtlinien für die Bewertung und Handlungsempfehlungen für Auffälligkeiten von PV-Modul-Backsheets. Neben optischen Bewertungen werden Analyseverfahren vorgeschlagen und mögliche elektrische Sicherheitsprüfungen zur vertieften Bewertung.

Edition 1.1 ergänzt die Möglichkeit, Rückseitenfolien im Vorfeld auf mögliche frühzeitig auftretende Auffälligkeiten wie vorher beschrieben zu prüfen.

1 Anwendungsbereich

Diese VDE SPEC beinhaltet eine Fehlerklassifizierung von PV-Modul-Backsheets. Die Erkennung und die sicherheitsrelevante Bewertung, z. B. in einer wiederkehrenden PV-Anlagen-Begehung, und die darauf zurückzuführenden möglichen Handlungsmöglichkeiten werden beschrieben.

Die VDE SPEC ist für die meisten auf dem Markt verbauten kristallinen Silizium- sowie Dünnschicht-Module anwendbar, die nur nach Aufbau und den aufgetretenen Fehlern klassifiziert werden müssen.

Andere für den sicheren Betrieb notwendige Inspektionen und Prüfungen, wie z. B. Prüfung von Anschlussdosen, Leitungen und Steckern, sind entsprechend anderer Inspektionsnormen durchzuführen.

Zusätzliche strengere Bewertungen können erfolgen, wenn das PV-System auf z. B. systemkritischer Infrastruktur (bspw. Krankenhaus) oder anderweitig gefährdeten Gebäuden / Installationen (bspw. Region mit hoher Waldbrandgefahr, bandgefährdete Dächer) installiert ist. Brand- und andere sicherheitsrelevante Normen müssen eingehalten bleiben.

Edition 1.1 ergänzt die Möglichkeit, Rückseitenfolien im Vorfeld auf mögliche frühzeitig auftretende Auffälligkeiten wie beschrieben zu prüfen. Dies kann als qualitätssichernde Maßnahme bei der Auswahl der Module erfolgen, kann aber auch hilfreich sein, um Fehlerindikationen im Feld im Labor nachzustellen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1):2019-04, *Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 1: Netzgekoppelte Systeme – Dokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und Prüfanforderungen (IEC 62446-1:2016 + A1:2018); Deutsche Fassung EN 62446-1:2016 + A1:2018*

DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1):2022-08 *Terrestrische Photovoltaik (PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung – Teil 1: Prüfanforderungen (IEC 61215-1:2021 + COR1:2021); Deutsche Fassung EN IEC 61215-1:2021 + AC:2021*

DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2), *Terrestrische Photovoltaik (PV)-Module – Bauarteignung und Bauartzulassung – Teil 2: Prüfverfahren*

DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1), *Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 1: Anforderungen an den Aufbau*

DIN EN IEC 61730-2 (VDE 0126-30-2), *Photovoltaik (PV)-Module – Sicherheitsqualifikation – Teil 2: Anforderungen an die Prüfung*

DIN EN IEC 62446-2 (VDE 0126-23-2), *Photovoltaik (PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 2: Netzgekoppelte Systeme – Instandhaltung von PV-Systemen*

DIN EN ISO 9001:2015, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2015); Deutsche Fassung und englische Fassung EN ISO 9001:2015*

DIN IEC/TS 62446-3 (VDE V 0126-23-3), *Photovoltaik(PV)-Systeme – Anforderungen an Prüfung, Dokumentation und Instandhaltung – Teil 3: Photovoltaische Module und Betriebsanlagen – Infrarot-Thermografie im Freien*

DIN VDE 0105-100/A1 (VDE 0105-100/A1:2017-06), *Betrieb von elektrischen Anlagen – Teil 100: Allgemeine Festlegungen; Änderung A1: Wiederkehrende Prüfungen*

IEC TS 62788-2, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 2: Polymeric materials - Frontsheets and backsheets*

IEC TS 62788-7-2, *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 7-2: Environmental exposures - Accelerated weathering tests of polymeric materials*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

DIN und DKE stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- DIN-TERMinologieportal: verfügbar unter https://www.din.de/go/din-term
- DKE-IEV: verfügbar unter https://www.dke.de/DKE-IEV

3.1
Standardtestbedingungen (STC)
(en: Standard Test Conditions)

Normierte Standardbedingungen für Leistungsmessung von PV-Modulen

3.2
Schichtpressstoff
Erzeugnis, bei dem zwei oder mehr Lagen desselben Werkstoffs oder verschiedener Werkstoffe miteinander verbunden wurden. Dazu gehören alle Komponenten vor der Befestigung der Anschlussdose, des Rahmens oder der Montageschiene und des Typschilds.

[QUELLE: IEC 60050-212:2010, 212-15-52, modifiziert – Der zweite Satz wurde ergänzt.]

3.3
Hersteller
jede juristische Person, die ein Produkt herstellt oder ein Produkt entwickelt bzw. hergestellt hat und dieses Produkt unter seinem Namen oder Warenzeichen auf den Markt bringt

3.4
Verkapselungsstoff
Zwischenschicht(en) zwischen Frontseiten- und Rückseitenfolie des PV-Moduls, die die aktiven Teile des PV-Moduls umschließt (umschließen)

3.5
Gehäuse
Teil einer Baugruppe, der einen festgelegten Schutzgrad für die Einbauten gegen äußere Einwirkungen und einen festgelegten Schutzgrad gegen Annähern oder Berühren aktiver Teile bietet

[QUELLE: IEC 60050-441:1984, 441-13-01, modifiziert – „sich bewegender Teile“ wurde gestrichen]

3.6
Frontsheet
äußere Schicht (Verbund äußerer Schichten) an der Frontseite des PV-Moduls zum Schutz der inneren Bauteile des PV-Moduls vor Beanspruchung von außen und Witterungseinflüssen sowie als elektrische Isolierung

3.7
Backsheet
Rückseitenfolie, die die Solarzelle vor Umwelteinflüssen wie UV-Strahlung und Feuchtigkeit schützt sowie elektrische Isolierung und mechanische Stabilität bietet

3.8
Primer
Haftvermittelnde Lage zwischen Einkapselungsmaterial und Folie des Backsheets, typischerweise Bestandteil der Folie

3.9
Ethylenvinylacetat
eine formulierte Folie, die als Einkapselungsmaterial bei der Laminierung von PV-Modulen verwendet wird

3.10
Fluoropolymer
Polymer auf Basis von Fluorkohlenwasserstoffen (teil- oder vollfluorierte Kohlenwasserstoffe); zum Beispiel PVF oder PVDF

3.11
Kynar®
Handelsname der Firma Arkema für Polyvinyldenfluoride

3.12
Polyamid
Thermoplastischer Kunststoff, der z. B. als Backsheet-Material verwendet wird

3.13
Polyethylen
Thermoplastischer Kunststoff auf Polyolefinbasis

3.14
Polyethylenterephthalat
Thermoplastischer Kunststoff aus der Polyesterfamilie (z. B. Einwegplastikflaschen)

3.15
Tedlar®
Handelsname der Firma DuPont für Polyvinylfluoride

4 Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AATR	Essigsäure-Transmissionsrate (englisch *Acetic Acid Tansmission Rate*)
BOM	Materialzusammenstellung (englisch *Bill of Material*)
EVA	Ethylenvinylacetat
FTIR	Fourier-Transformations-Infrarot-Spektroskopie
KPK	Backsheet-Konstruktion basierend auf Kynar® / PET / Kynar®
NIRA	Nah-Infrarot-Absorption-Spektroskopie
PA	Polyamid
PE	Polyethylen
PET	Polyethylenterephthalat
PO	Polyolefin
PP	Polypropylen
POE	Polyolefin-Elastomer-Einkapselungsmaterial
PPE	Backsheet-Konstruktion auf Basis von PET / PET / Einkapselungsmaterial (oft Mischungen aus PE und EVA)
PV	Photovoltaik
PVB	Polyvinylbutyral
PVDF	Polyvinylidenfluorid; thermoplastisches Fluorpolymer (Handelsname Kynar® von Arkema)
PVF	Polyvinylfluorid; thermoplastisches Fluorpolymer (Handelsname Tedlar® von DuPont))
TPE	Backsheet-Konstruktion basierend auf Tedlar® / PET / Einkapselungsmaterial
TPT	Backsheet-Konstruktion basierend auf Tedlar® / PET / Tedlar®

5 Bewertung von PV-Modul-Backsheets

5.1 Allgemeines

Das Backsheet eines PV-Moduls besteht in der Regel aus einem Glas- (Glas-Glas Module) oder einem Polymer-Backsheet (Glas-Backsheet-Module). PV-Module sind in der Regel Klasse II Produkte und sind CE-kennzeichnungspflichtig. Die Basis zur Konformitätserklärung nach Niederspannungsrichtlinie ist die Einhaltung von DIN EN IEC 61730-1 (VDE 0126-30-1) und DIN EN IEC 61730-2 (VDE 0126-30-2). Neben konstruktiven Anforderungen werden beschleunigte Alterungstest durchgeführt mit

abschließender Bewertung der elektrischen Sicherheit. Ist die elektrische Sicherheit der PV-Anlage nicht mehr gewährleistet, so muss diese in einen sicheren Zustand überführt werden.

Dieses Dokument soll die Grundlage für die Bewertung legen und mögliche Überprüfungsmöglichkeiten sowie Handlungsempfehlungen geben. Ein explizites Reparaturverfahren ist nicht Teil dieser VDE SPEC.

Gebrochene Vorder- oder Rückseitengläser, abgefallene oder beschädigte Anschlussdosen, Leitungen oder Stecker stellen ebenfalls ein inhärentes Sicherheitsrisiko dar und müssen repariert oder die Module durch neue ersetzt werden. Auf diese Aspekte wird in dieser VDE SPEC nicht weiter eingegangen. Der Fokus ist die technische Bewertung des polymeren Backsheets.

5.2 Typische Aufbauten von Backsheets

Grundsätzlich können zwischen Monofolienlösungen (teilweise coextrudiert) und Folienverbunden unterschieden werden. In den folgenden Darstellungen ist oben stets die Luftseite, unten die Innenlage in Richtung der Solarzellen abgebildet.

5.2.1 Monofolienlösungen, coextrudiert: polyamidbasiert / polyolefinbasiert

Coextrudierte Backsheets auf Basis von zum Beispiel Polyamiden und Polyolefinen werden hier als Monofolienlösungen betrachtet, da sie im Vergleich zu herkömmlichen Folienverbunden in der Regel keine Delamination der einzelnen Lagen der Folie zeigen und nicht mit Hilfe von Kaschierklebstoffen verbunden worden sind.

(modifizierten) PA / PO
(modifizierten) PA / PO
(modifizierten) PA / PO

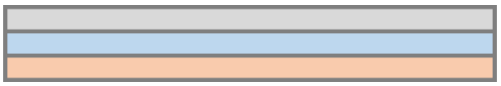
Bild 1 – Monofolienlösung, coextrudiert

5.2.2 Monofolienlösung Typ „CPC“: (fluorhaltige) Beschichtung / PET / (fluorhaltige) Beschichtung

(fluorhaltige) Beschichtung
PET
(fluorhaltige) Beschichtung

Bild 2 – Monofolienlösung Typ "CPC"

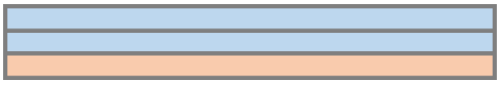
5.2.3 Folienverbund Typ „CPE“: (fluorhaltige) Beschichtung / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung



(fluorhaltige) Beschichtung
PET
Primer für Einbettungsmaterialhaftung

Bild 3 – Folienverbund Typ „CPE“

5.2.4 Folienverbund Typ „PPE“: PET / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung



PET
PET
Primer für Einbettungsmaterialhaftung

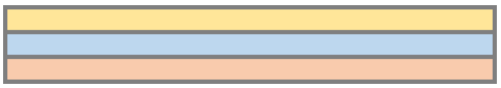
Bild 4 – Folienverbund Typ „PPE“

5.2.5 Folienverbund Typ „TPT“ / „KPK“: PVF oder PVDF / PET / PVF oder PVDF

PVF /PVDF
PET
PVF /PVDF

Bild 5 – Folienverbund Typ „TPT“ / „KPK“

5.2.6 Folienverbund Typ „TPE“ / „KPE“: PVF oder PVDF / PET / Primer für Einbettungsmaterialhaftung



PVF /PVDF
PET
Primer für Einbettungsmaterialhaftung

Bild 6 – Folienverbund Typ "TPE" / "KPE"

5.3 Definition zur Bewertung des Backsheets

Ziel der allgemeinen Bewertung soll eine realistische Einschätzung des elektrischen Sicherheitspotentials sein. Die Bewertung des Backsheets setzt sich aus mindestens einer optischen Untersuchung und entsprechender Dokumentation (siehe Abschnitt 5) zusammen. Sollte hiermit keine eindeutige Bewertung möglich sein, müssen weitere Bewertungs- und Analysemethoden herangezogen werden, um eine Aussage zum aktuellen Zustand und zu einer möglichen Entwicklung zu geben.

5.4 Klassifizierung der Backsheet-Defekte

5.4.1 Abkreiden / Chalking

Beschreibung: Beim Abstreichen des Backsheets bleibt ein weißlicher Rückstand auf dem Handschuh bzw. auf dem für den Abstrich verwendeten Hilfsmittel.

Sicherheitshinweis: Bei PV-Anlagen, die unter Spannung stehen, darf der Abstrich nur mit geeigneten Isolationsschutzmaßnahmen durchgeführt werden; es besteht sonst für den Prüfer / die Prüferin die Gefahr eines elektrischen Schlags.

Erklärung: Fotokatalytisch aktives Titandioxid (weißes Farbpigment) löst sich aus dem Polymer des Backsheets (Zersetzung des Polymers).

Auswirkung: Abkreiden hat nach dem aktuellen Stand der Technik keine direkten negativen Auswirkungen auf das Backsheet, wird jedoch oftmals zusammen mit anderen Effekten wie Sprödigkeit und Rissbildung beobachtet.

5.4.2 Verfärbung I (browning, yellowing)

Beschreibung: Lokale bräunliche, gelbliche Verfärbungen des in der Regel weißen Backsheets. Häufig in Korrelation mit deutlich wärmeren Zellen (sichtbar im Betrieb mittels Infrarot-Thermografie gem. DIN IEC/TS 62446-3 (VDE V 0126-23-3)) und im Falle kristalliner Silizium Solarzellen ausgelöst durch Zellbruch.

Erklärung: Anzeichen für eine lokale dauerhafte Erwärmung, die zu einer beschleunigten Alterung der Polymere führt.

Auswirkung: Dies führt häufig zu einer Braunfärbung und langfristig zu Rissbildung und / oder Versprödung. Langfristig besteht zudem die Gefahr der Rissbildung der Folie und damit eines elektrischen Sicherheitsrisikos.

5.4.3 Verfärbung II (browning, yellowing)

Beschreibung: Großflächige bräunliche, gelbliche Verfärbungen des in der Regel weißen Backsheets. Im Falle einer frontseitigen Verfärbung kann es sich entweder um eine Veränderung im Verkapselungsmaterial oder des Backsheets handeln, ggf. zerstörende Untersuchungen notwendig.

Erklärung: Aufgrund von UV-Strahlung, die zu einer beschleunigten Alterung der Polymere führt.

Auswirkung: Langfristig besteht die Gefahr der Rissbildung / Delamination (siehe 5.4.6) der Folien und damit die Gefahr eines elektrischen Sicherheitsrisikos.

5.4.4 Korrosion der elektrischen Verbinder

Beschreibung: Optische Verfärbungen an den Querverbindern, Zellverbindern und / oder an den Verbindungspunkten. Typischerweise sind die Verfärbungen bräunlich / grünlich.

Erklärung: Chemische Reaktion zwischen metallischen Komponenten (Fingerkontakte, Zell- und Querverbinder) mit Sauerstoff, Wasser und weiteren Stoffen.

Auswirkung: Elektrische Verbindungen werden hochohmiger bzw. verlieren den Kontakt. Es können sich Hotspots entwickeln. Korrosion der elektrischen Verbinder ist ein deutliches Anzeichen für chemisch aktive Reaktionen im Laminat, in der Regel durch erhöhten Feuchtigkeitseintritt hervorgerufen.

5.4.5 Risse in Backsheets

Beschreibung: Die Risse können auf der Innen- oder Außenseite der Backsheets sichtbar sein. Hinzu kommen vollständig durch die Backsheets gehende Risse.

Erklärung: Risse stellen Zersetzungserscheinung der Backsheets dar. Die Ursachen der Rissbildung sind vielfältig und hängen vom verwendeten Material des Backsheets, der verwendeten Einkapselungsfolie und dem Einsatzort ab.

Auswirkung: Durch die Risse im Backsheet kann stärker Feuchtigkeit und Wasser in das Modul eindringen. Es besteht die Gefahr, dass dadurch elektrisch aktive Komponenten mit der äußeren Umgebung (Erde) in Kontakt kommen. Dadurch kann es zu beschleunigter Korrosion / Degradation kommen und die elektrische Isolation ist nicht mehr gewährleistet, so dass die Betriebssicherheit ebenfalls nicht mehr gewährleistet ist.

5.4.6 Delamination

Beschreibung: Zersetzung des Laminatverbundes und damit der Integrität des PV-Moduls. Es liegt eine flächige Ablösung an einer Grenzfläche im Laminat vor. Delaminationen können grundsätzlich an allen Grenzflächen entstehen. Hauptsächlich treten aber zwischen Frontglas und Einkapselungsmaterial, Backsheet und Einkapselungsmaterial oder Zelle Delaminationen auf. Möglich sind außerdem Delaminationen von der Solarzelle.

Erklärung: Delamination wird häufig ausgelöst durch Wassereintritt, meistens vom Modulrand her, oder durch Mikro- oder Makrorisse im Backsheet oder durch Verunreinigungen.

Auswirkung: Am Rand des Moduls besteht die erhöhte Möglichkeit des Feuchtigkeitseintritts, wodurch die Alterung des gesamten PV-Moduls beschleunigt wird. Abhängig von der Stelle im Modul kann die elektrische Isolation nicht mehr gewährleistet werden.

5.4.7 Mechanische Schäden

Beschreibung: Bei mechanischen Schäden handelt es sich bspw. um Risse, Eindrücke, Dellen, Schnitte, Kratzer, Brüche der Backsheets. In der Regel treten sie vereinzelt auf.

Erklärung: Äußere, mechanische Einwirkung auf das Backsheet.

Auswirkung: Abhängig von der Art der mechanischen Schäden können zum Beispiel Zellbruch (siehe 5.4.2) oder Verlust der elektrischen Isolation auftreten.

5.4.8 Brandstellen

Beschreibung: Bei Brandstellen handelt es sich um Beschädigungen des Backsheets durch extreme Hitze. Sie treten häufig lokal auf und sind in der Regel erkennbar anhand der schwarzen Färbung der Defektstelle (bei weißen Folien) und der starken Brüchigkeit der Folie um die Brandstelle.

Erklärung: Partielle Abschattungen (stark abhängig vom Zelltyp), defekte Lötstellen, Korrosion durch eingedrungene Feuchtigkeit oder Ermüdung von Bändchen sowie Erdschlüsse zum Rahmen können zu Brandstellen führen. Glasbruch, ausgelöst durch starke Erwärmung einzelner Zellen, ist als Ursache von Brandstellen entlang der Bändchen nicht möglich.

Auswirkung: In der Regel ist die elektrische Sicherheit nicht mehr gewährleistet. Außerdem besteht ein erhöhtes Brandrisiko.

5.5 Klassifizierungsmatrix

Die nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die allgemeine Klassifizierung des Backsheets. Beispielbilder zu den Klassen sind in Anhang A: Beispielbilder der Klassifizierung bekannter Backsheet-Defekte gegeben.

In der Spalte **Beschreibung** werden die Ergebnisse der optischen Untersuchung in Zusammenhang mit Anhang A aufgelistet und anhand der darauffolgenden Spalten klassifiziert (0 bis 3, steigende Kritikalität) und einem elektrischen Sicherheitsrisiko zugeordnet. Die **Handlungsempfehlungen** geben einen Überblick zu den nächsten Schritten (Entscheidungsmatrix siehe 5.6).

Tabelle 1 – Klassifizierungsmatrix

#	Beschreibung	Klassifizierung	Elektrisches Sicherheitsrisiko	Handlungsempfehlung
1	Keine optischen Auffälligkeiten auf dem Backsheet, keine Verfärbung, kein Abkreiden, keine Beschädigungen, auch von der Fronseite des Moduls sichtbar (z. B. Delamination in den Ecken, oder kleine Risse).	0	Sehr gering	keine
2	Abkreiden / Chalking. Typischerweise fast alle Module betroffen.	1	Sehr gering	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps Handlungen siehe 5.6.
3	Leichte Verfärbungen (browning, yellowing), keine Versprödung/Rissbildung sichtbar, sonst Klassen 5-7.	1	Gering	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps Handlungen siehe 5.6.
4	Korrosionserscheinungen der elektrischen Verbinder. Typischerweise nur einzelne Module betroffen, außer Serienfehler.	1	Gering, wenn nur Zellverbinder. Mittel bis sehr hoch, wenn deutliche (Grün)färbung vom Querverbinder in Richtung Rahmen.	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps Handlungen siehe 5.6.
5	Risse in der Rückseitenfolie: Luftseite (outer surface). Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	2	Mittel	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps, Isolationsprüfung. Handlungen siehe 5.6.
6	Risse in der Rückseitenfolie: Laminatsseite (inner surface). Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	2	Mittel	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps, Isolationsprüfung. Handlungen siehe 5.6.

#	Beschreibung	Klassifizierung	Elektrisches Sicherheitsrisiko	Handlungsempfehlung
7	Risse in der Rückseitenfolie: durchgehend. Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	3	Sehr hoch	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps, Isolationsprüfung. Handlungen siehe 5.6.
8	Delaminationen I: allgemein: kleinere Blasen in der Mitte des Moduls, keine direkte Gefährdung der elektrischen Isolation.	1	Gering	Handlungen siehe 5.6.
9	Delaminationen II: großflächig oder am Rand liegend: Delaminationen am Rand reduzieren die Luft/ Kriechstrecken durch Feuchteeintrag. Großflächige Delaminationen können zu großflächiger Freilegung von elektrischen Teilen im Laminat führen und sind daher ein inhärentes elektrisches Sicherheitsrisiko. Häufig mit deutlicher Korrosion der Querverbinder verbunden.	3	Sehr hoch	Prüfung und Charakterisierung des Rückseitenfolientyps, Isolationsprüfung. Handlungen siehe 5.6.
10	Mechanische Schäden durch Werkzeuge oder/ und Steinschlag oder/ und andere mechanische Einwirkungen (Tiere, Reinigung, Wartungsarbeiten). Typischerweise nur einzelne Module betroffen.	2	Hoch	Handlungen siehe 5.6.
11	Brandstellen. Typischerweise nur einzelne Module betroffen.	3	Sehr hoch	Modul außer Betrieb setzen.
12	Produktionsbedingte Fehler:			
	Falsch orientiertes BS (Typischerweise sehr selten).	2	Hoch	Handlungen siehe 5.6.
	Zellbruch in der Nähe des Modulrands (Typischerweise sehr selten).	2	Mittel	Handlungen siehe 5.6.
	Bändchen oder andere elektrisch aktive Elemente in der Nähe des Modulrands (Typischerweise sehr selten).	2	Mittel	Handlungen siehe 5.6.
	Verfärbte Isolationssheets in der Nähe Anschlussdose (Typischerweise sehr selten).	1	gering	Handlungen siehe 5.6.
	Fixierungstapes (typischerweise alle Module eine Charge).	1	In der Regel sehr gering.	keine
13	Biofilme	1	In der Regel sehr gering.	Dokumentation Ggf. Bestimmung des Biofilms

5.6 Entscheidungsmatrix und weiterführende Prüfungen

Entsprechend der Klassifizierungsmatrix (siehe 5.5) leiten sich empfohlene Handlungen ab. Abhängig von den Ergebnissen der durchzuführenden, in der folgenden Tabelle dargestellten, Untersuchungen können dann Entscheidungen hinsichtlich des zukünftigen Betriebs des Moduls getroffen werden.

Tabelle 2 – Entscheidungsmatrix

#	Beschreibung	Optische Prüfung gemäß 5.7.1	Bestimmung Typ Backsheet gemäß 5.7.2, 5.7.3 u. 5.7.5	Isolationstest gemäß 5.8.1	Isolationstest gemäß 5.8.3	Empfohlene Handlungen
1	Keine optischen Auffälligkeiten					keine
2	Abkreiden / Chalking	x	x			• PA-Folie: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr, Gefahr der Rissbildung • Andere Folien: Überprüfung nach spätestens 2 Jahren, wenn optisch sonst OK • Andere Folien: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr, wenn optisch Delaminations- oder Korrosionserscheinungen sichtbar
3	Leichte Verfärbungen (browning, yellowing)	x	x			• PA-Folie: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr • Andere Folien: Überprüfung nach spätestens 2 Jahren, wenn optisch sonst OK • Andere Folien: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr, wenn optisch Delaminations- oder Korrosionserscheinungen sichtbar
4	Korrosionserscheinungen der elektrischen Verbinder	x		x		• Überprüfung nach spätestens 1 Jahr für leichte Korrosionserscheinungen und bestandenem Isolationstest • Detaillierte Prüfung der ganzen Anlage, wenn einige Module starke Korrosionserscheinungen aufweisen und Isolationsprüfung ein FAIL ist. Gefahr von Brand, Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
5	Risse in der Rückseitenfolie: Luftseite (outer surface)	x	x	x	x	PASS: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
6	Risse in der Rückseitenfolie: Laminatsseite (inner surface)	x	x	x		PASS: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
7	Risse in der Rückseitenfolie: durchgehend	x		x	x	PASS: Weiterbetrieb möglich, Warnhinweise für Personal, Überprüfung nach spätestens ½ Jahr, Arbeiten auf der Anlage nur bei Trockenheit FAIL: Anlage in elektrisch sicheren Zustand versetzen und Austausch der betroffenen Module
8	Delaminationen I: allgemein: kleinere Blasen in der Mitte des Moduls	x				• Überprüfung nach spätestens 2 Jahren

#	Beschreibung	Optische Prüfung gemäß 5.7.1	Bestimmung Typ Backsheet gemäß 5.7.2, 5.7.3 u. 5.7.5	Isolationstest gemäß 5.8.1	Isolationstest gemäß 5.8.3	Empfohlene Handlungen
9	Delaminationen II: großflächige oder am Rand liegend	x	x	x	x	• Bestimmung der Rückseitenfolie und des Einkapselungsmaterials PASS: Überprüfung in 1 Jahren (ggf. 2 Jahre) FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
10	Mechanische Schäden	x	x	x		PASS: Überprüfung nach spätestens 1 Jahren FAIL: Reparatur der Defektstelle mittels kompatibler Reparaturlösung und Überprüfung nach spätestens 1 Jahr
11	Brandstellen	x				• Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
12	Falsch orientiertes Backsheet	x	x			• Siehe Punkt 9 Delamination
	Zellbruch in der Nähe des Modulrands	x		x		• Prüfung, ob Luft-Kriechstrecken nicht eingehalten, Überprüfung CE-Konformität PASS: Notieren in Dokumentation, Überprüfung nach spätestens 1 Jahr FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
	Bändchen oder andere elektrisch aktive Elemente in der Nähe des Modulrands	x		x		• Prüfung, ob Luft-Kriechstrecken nicht eingehalten, Überprüfung CE-Konformität PASS: Notieren in Dokumentation, Überprüfung nach spätestens 1 Jahr FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
	Verfärbte Isolationssheets in der Nähe Anschlussdose	x				• Dokumentation der Verfärbungen • Überprüfung nach spätestens 2 Jahren
	Fixierungstapes (typischerweise alle Module einer Charge)	x		x		PASS: Überprüfung nach spätestens 1 Jahr FAIL: Stilllegung / Austausch der betroffenen Module
13	Biofilm	x				• Überprüfen auf Veränderung / Wachstum nach spätestens 2 Jahren

5.7 Bewertungs- und Charakterisierungsmethoden

In diesem Abschnitt werden mögliche Charakterisierungsmethoden beschrieben. Diese weisen unterschiedliche Informationstiefen in das Backsheet auf. Dies ist bei der Bewertung zu berücksichtigen. Die Informationstiefe ist schematisch in nachfolgender Graphik dargestellt.

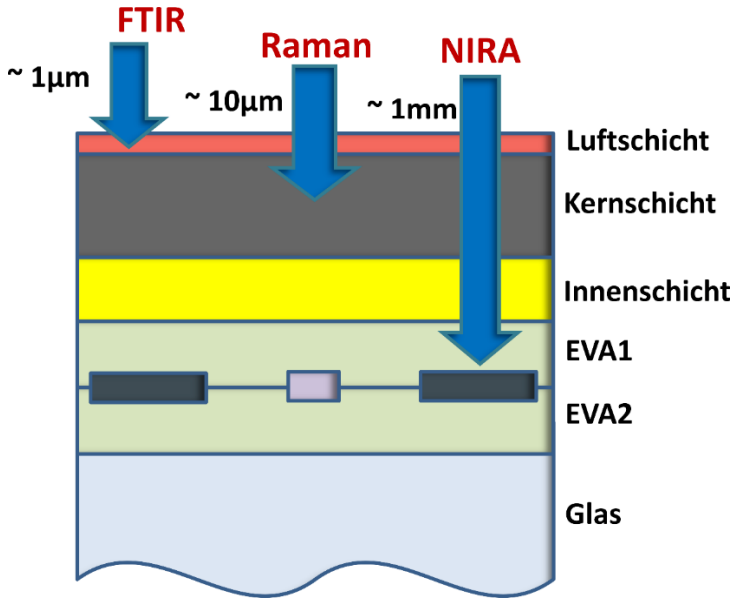


Bild 7 – Schematische Darstellung der Eindring- bzw. Informationstiefe unterschiedlicher Methoden zur Charakterisierung von Backsheets

5.7.1 Optische Bewertung

Die optische Bewertung erfolgt analog zu den Kriterien der DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1): 2022-02, Abschnitt 8 „Größere sichtbare Schäden“.

Fotos der vorgefundenen Defekte gehören zusammen mit der Modulbeschreibung (Typ, Seriennummer) zur Dokumentation.

5.7.2 Fourier-Transformations-Infrarot-(FTIR-)Spektroskopie

Fourier-Transformations-Infrarot-(FTIR)-Spektroskopie ist eine zerstörungsfreie, schnelle Analysemethode zur Identifikation chemischer Verbindungen an Oberflächen. Durch einen Infrarotlichtstrahl wird die Probe angeregt. Jede elektromagnetische Strahlung hat Einfluss auf die Bindungen organischer Moleküle. Bei der Absorption von Infrarot-Strahlung werden die Bindungen zu Schwingungen (durch nahes, mittleres oder fernes Infrarot) und Rotationen (fernes Infrarot) angeregt. Die Molekülschwingungen werden vom FTIR-Gerät als Absorption der Strahlung im Infrarotspektrum gemessen; das Spektrometer detektiert nach dem Durchgang des Infrarotstrahls durch die Probe einen gedämpften Strahl. Der Grad der Abschwächung jeder Frequenz wird als Absorptionsbande im Spektrum sichtbar. Je stärker absorbiert wird, desto intensiver sind die Absorptionsbanden. Zur Identifikation von Polymeren eignet sich die Messung im abgeschwächte-Totalreflektion-(ATR-)Modus. Diese Methode ist sehr oberflächensensitiv, was bedeutet, dass man Informationen über das Polymermaterial aus einer Tiefe von wenigen Mikrometern erhält. Das resultierende Spektrum enthält ausschließlich Informationen über die außenliegende Polymerschicht. Damit eignet sich das Verfahren für die sichere Identifikation der außenliegenden Polymerschicht. Die Identifikation weiterer Polymerschichten mit dieser Methode ist zerstörungsbehaftet und nur am Querschnitt der Rückseitenfolie möglich. Neben Laborgeräten sind auch tragbare Lösungen für Messungen im Feld verfügbar.

Bekannte Folien sind exemplarisch in Anhang B: Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels FTIR-Spektroskopie dargestellt.

5.7.3 Raman-Spektroskopie

Raman-Spektroskopie basiert auf dem Raman-Effekt, einer Wechselwirkung zwischen Licht und Materie und ist eine zerstörungsfreie Analysemethode zur Identifikation chemischer Verbindungen. Die

Probe wird mit einer Laserquelle bestrahlt und das resultierende Streulichtspektrum wird gemessen. Eine Frequenzanalyse des gestreuten Lichts ermöglicht Rückschlüsse auf das Material aufgrund der charakteristischen Schwingungsform der Moleküle. Aus dem enthaltenen Spektrum lassen sich Rückschlüsse auf die untersuchte Probe ziehen. Die Eindringtiefe des Laserstrahls liegt bei wenigen µm bis 100 µm, je nach Fokuslage. Damit werden bei Rückseitenfolien mit einem mehrlagigen Aufbau nicht nur Informationen der außenliegenden Polymerlage, sondern auch der Kernschicht der Folie gesammelt. Durch eine Auswertung des resultierenden Mischspektrums kann neben der außenliegenden Polymerschicht auch die Kernschicht der Rückseitenfolie identifiziert werden. Neben Laborgeräten existieren Handgeräte für den mobilen Einsatz.

Bekannte Folien sind exemplarisch in Anhang C: Charakterisierungsbeispiele bekannter Rückseitenfoliendefekte mittels Raman-Spektroskopie dargestellt.

5.7.4 Nah-Infrarots-Absorptions-(NIRA-)Spektroskopie (NIRA)

Nah-Infrarots-Absorptions-(NIRA-)Spektroskopie basiert auf der Schwingungsanregung im nahen Infrarotbereich, das heißt, im Bereich der Obertonschwingungen und Kombinationen. Aus der hohen Energie des Anregungslichts (750 nm – 2500 nm) resultiert eine größere Eindringtiefe bzw. Informationstiefe (bis 1 mm – 1,5 mm). Damit können einfache Lichtquellen, Wellenleiter, verwendet und die Proben ohne Vorbereitung analysiert werden. Daraus wiederum resultiert ein Summenspektrum über alle Schichten des Folienmaterials. Mithilfe von Referenzspektren bekannter Materialien und Schichtaufbauten können die vorliegenden sowie fremde, unbekannte Folienschichten identifiziert werden. Neben Laborgeräten sind verschiedene portable, für den Feldeinsatz geeignete Geräte verfügbar. Da diese Geräte in ihrer Spezifikation variieren können, ist auf den Spektralbereich und die laterale Auflösung zu achten.

Bekannte Folien sind exemplarisch in Anhang D: Charakterisierungsbeispiele bekannter Rückseitenfolien mittels NIRA dargestellt.

5.8 Sicherheitsrelevante Messmethoden

5.8.1 Isolationsprüfung unter Benässung

Zur Überprüfung der allgemeinen elektrischen Sicherheit kann die Isolationsprüfung beschrieben in DIN EN 62446-1 (VDE 0126-23-1):2019-04, Abschnitt 6.7 „Prüfung des Isolationswiderstands von PV-Arrays“ werden.

Die detaillierte Überprüfung erfolgt mittels DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.15 „Prüfung des Isolationswiderstandes unter Benässung (MQT 15)“. Zur Sicherstellung der vollständigen flächigen Kontaktierung der Rückseite des Moduls muss abweichend zu MQT 15 die Rückseite vollständig mit Wasser bedeckt sein, inklusive der Dichtung zur Anschlussdose und des Abschluss zum Rahmen.

Der Test kann im Labor, aber auch im Feld mittels entsprechenden Equipments durchgeführt werden. Der gemessene Isolationswiderstand und die genaue Modul- und Wassertemperatur sind zu dokumentieren.

5.8.2 Isolationsprüfung unter Benässung bei abweichenden Temperaturen

Per DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.15 „Prüfung des Isolationswiderstandes unter Benässung (MQT 15)“ ist eine Wassertemperatur von 23 °C +/- 2 K vorgegeben. Für Messungen im Feld kann es jedoch schnell zu erheblichen Abweichungen nach oben und unten kommen. Es ist bekannt, dass der Isolationswiderstand sehr stark von der Temperatur abhängt. Um Messungen auch im Feld und das ganze Jahr über durchführen zu können, ist ein Korrekturverfahren notwendig.

Unter der Voraussetzung, dass die allgemeine Materialzusammenstellung des PV-Moduls gleich ist, kann mittels einer Temperaturreferenzmessung ein Korrekturfaktor bestimmt und die gemessenen Werte auf 23 °C normiert werden.

An mindestens 2 Modulen ist eine temperaturabhängige Messung durchzuführen, die den Bereich der Temperaturen im Feld und das Temperaturfenster von 23 °C +/- 2 K vollständig abdeckt (siehe Bild 8).

Hiermit lassen sich dann die Messungen der großen Stichprobe der Module bei anderen Temperaturen auf den Referenzwert von 23 °C zurückrechnen und vergleichen.

In der Dokumentation ist die Referenzmessung vollständig anzugeben. Außerdem ist sicherzustellen, dass durch längeres Benässen des Moduls der Widerstand nicht signifikant verändert wird (10% Änderung über 10h sind akzeptabel!). Validiert kann dies gemäß 5.8.3 werden.

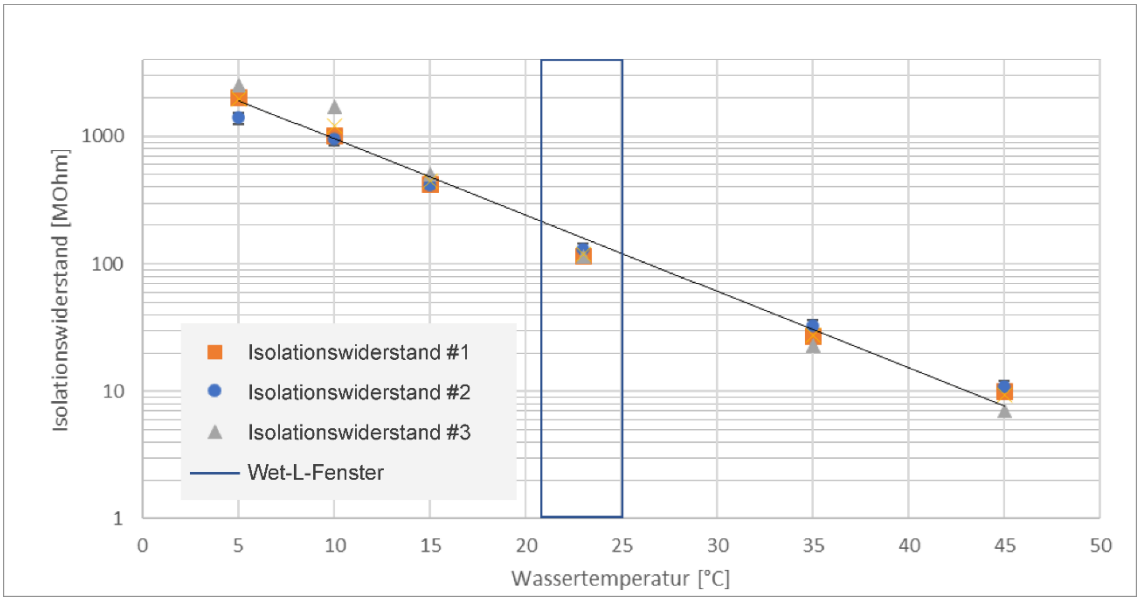


Bild 8 – Schematische Darstellung der Referenzmessung des Isolationswiderstands. Hinweis: Die Isolationswiderstandsachse ist logarithmisch.

5.8.3 Isolationsprüfung nach Langzeitbenässung

Es ist außerdem bekannt, dass der Isolationswiderstand von gealterten PV-Module mit Rückseitenfoliendefekten sehr stark von der Historie der letzten Tage abhängt, d. h. wie warm und wie feucht es war. Das kann dazu führen, dass Module selbst mit starker Rissbildung in der Rückseitenfolie als ausreichend isoliert eingestuft werden, obwohl die PV-Anlage sehr oft F A I L anzeigt wegen zu geringen Isolationswiderstands. Im Sinne der Risikobewertung zur elektrischen Sicherheit ist an einer Stichprobe von mindestens 5 Modulen (gleiche Materialzusammensetzung) und repräsentativen Schäden eine Isolationsprüfung nach Langzeitbenässung durchzuführen.

5.8.3.1 Durchführung I: Bewertung von Modulen mit Rissen in der Rückseitenfolie

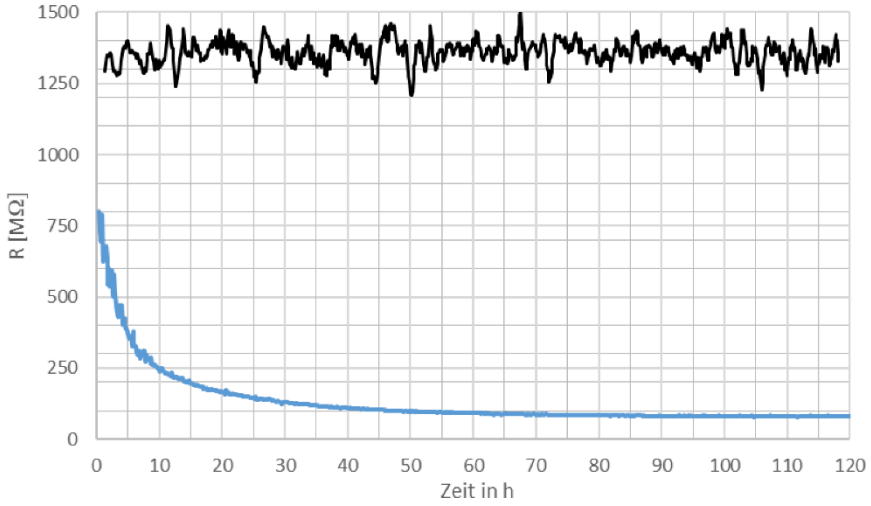
Bei einer Temperatur von 23 °C +/-2 K müssen die Modulrückseiten 48 h vollständig mit Wasser bedeckt gelagert werden. Die Kabel und Stecker sind aus dem Wasser fernzuhalten. Sollte sich ein sichtbarer Defekt an den Kabeln und Steckern befinden und diese ggf. Ursache von geringen Isolationswiderständen sein, sind separate Prüfungen notwendig.

Der Isolationswiderstand ist davor und danach zu messen und zu dokumentieren. Die Modul-/ Wassertemperatur muss über den Zeitraum stabil sein und ebenfalls dokumentiert werden.

5.8.3.2 Durchführung II: Bewertung von Modulen mit Delamination (primär im Randbereich)

Abweichend zu 5.8.3.1 muss das gesamte Modul, inklusive Frontseite, mit Wasser bedeckt werden, das heißt, es muss eingetaucht werden.

Der Isolationswiderstand ist davor und danach zu messen und zu dokumentieren. Die Modul-/ Wassertemperatur muss über den Zeitraum stabil sein und ebenfalls dokumentiert werden.



Legende

Schwarz: PV-Modul ohne Schädigung der Isolation (Schwankungen resultieren aus dem Grenzbereich des Messinstruments).

Blau: PV-Modul mit auffälligem Verlauf des Isolationswiderstands. Anzumerken ist hier, dass der Wert nach 48 h noch oberhalb des Mindestwertes (40 MΩ m²) war.

Bild 9 – Typische Verläufe des Isolationswiderstands während der Langzeitbenässung

5.8.4 Kriterien zum Bestehen der Isolationsprüfung

Der gemessene Wert für Module, die größer als 0,1 m² sind, muss mindestens, gemäß DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2), 40 MΩ m² bei 23 °C betragen (Beispiel: ein 1,7 m² großes Modul muss mindestens einen Isolationswert von 23,5 MΩ aufweisen).

6 Prüfbericht

Nach dem Abschluss der Prüfungen ist ein Prüfbericht vorzulegen. Dieser Prüfbericht muss die folgenden Angaben (siehe auch DIN EN IEC 62446-1 (VDE 0126-23-1):2019-04, Abschnitt 9) enthalten.

6.1 Systemdaten

6.1.1 Grundlegende Systemangaben

Die folgenden grundlegenden Systemangaben sind als Mindestangaben bereitzustellen. Nachfolgende Angaben auf dem Typenschild stehen im Regelfall auf dem Deckblatt der Systemdokumentation.

a) Projektidentifikation (sofern anwendbar);

b) Bemessungsleistung des Systems (nach dem Typenschild) (kW DC oder kVA AC);

c) PV-Module und Wechselrichter – Hersteller, Modell und Anzahl;

d) Installationsdatum;

e) Datum der Inbetriebnahme;

f) Name des Kunden;

g) Anschrift des Aufstellungsorts.

6.1.2 Angaben über Systementwickler und -installateur(e)

Die folgenden Angaben sind als Mindestumfang allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen. Sind mehrere Unternehmen an der Entwicklung und des Baus des Systems beteiligt, sollten für alle Unternehmen, gemeinsam mit einer Beschreibung ihrer Aufgabe im Projekt, die folgenden Angaben bereitgestellt werden:

a) Systementwickler / -installateur, Unternehmen;

b) Systementwickler/ -installateur, Ansprechpartner;

c) Systementwickler/ -installateur, Postanschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse.

6.1.3 Angaben über Systembetreiber und Wartungsbetrieb(e): O&M

Die folgenden Informationen sind als Mindestumfang allen Beteiligten im Bereich O&M zur Verfügung zu stellen. Sind mehrere Unternehmen an der Installation des Systems beteiligt, sollten für alle Unternehmen, gemeinsam mit einer Beschreibung ihrer Aufgabe im Projekt, die folgenden Angaben bereitgestellt werden:

a) Systembetreiber und Wartungsbetrieb(e), Unternehmen;

b) Systembetreiber und Wartungsbetrieb(e)r, Ansprechpartner;

c) Systembetreiber und Wartungsbetrieb(e), Postanschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse.

6.2 Angaben zum Prüfer / zur Prüferin und der Ausrüstung

Die folgenden Informationen zum Prüfer / zur Prüferin und der Ausrüstung sind allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen:

a) Name des Prüfers / der Prüferin, Unternehmen, Postanschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse, ggf. Schulungsnachweise und Zertifikate

b) Ausrüstung: verwendete Geräte wie z. B. Kameras, Spektrometer inklusive Spezifikationen und Kalibrationen, ggf. Datenbank für Materialabgleich

6.3 Dokumentation der Auffälligkeiten

Vorgefundene Auffälligkeiten bzw. einzelne Fehler müssen vollständig mittels Seriennummer und Position in der PV-Anlage und detaillierter Fehler- und Charakterisierungsbeschreibung dokumentiert werden. Hier kann z. B. zur Vereinfachung auf die Nummern in den Tabellen (A-xy, B-xy, C-xy und D-xy) aus dieser VDE SPEC verwiesen werden.

Bei Serienfehlern müssen exemplarische Bilder mit Verweis auf die genaue Position in der Anlage angegeben werden und alle betroffenen Module müssen mittels Seriennummer dokumentiert werden (z. B. über vorhandene Liste aus der Installation).

Die folgenden Einzelheiten müssen jeder Beobachtung beigefügt werden:

a) umfassende Beschreibung des Objekts;

b) Dateiname und Datum der Aufnahme des Fotos;

c) bei der Nutzung spezieller Charakterisierungsmethoden ist das Messinstrument und ggf. die Referenzierungskette anzugeben;

d) falls Sofortmaßnahmen erforderlich sind, muss neben dem Fehler auch die entsprechende Handlungsempfehlung beschrieben werden;

e) bei besonders sicherheitskritischen Auffälligkeiten ist speziell auf das Risiko und mögliche weitere Vorgehensweisen hinzuweisen; dazu gehört unter anderem die Information an Betreiber und Lieferanten.

7 Evaluierungstest für PV-Modul Rückseitenfolien

7.1 Zweck

Ziel ist die labortechnische, beschleunigte Vorhersage zur Entwicklung von Ausfallmechanismen polymerischer Rückseitenfolien (Backsheets). Im Mittelpunkt steht die Erkennung früher Degradationsmechanismen wie Kreidung, Rissbildung, Verlust der Isolationsintegrität und Versprödung. Hierzu umfasst die vorgeschlagene Belastungssequenz ein breites Spektrum an Belastungsfaktoren.

7.2 Prüfmuster

Zur allgemeinen Prüfung von Rückseitenfolien sind 2 vollformatige PV-Module und 2 Prüfmuster mit Solderbump-Struktur vorgesehen (zusammen 4 Stück).

Der Test kann an PV-Modulen, aber auch an speziellen Prüfmustern durchgeführt werden. Für Qualitätssicherungsprüfungen ist die Verwendungen von repräsentativen PV-Modulen aus, z. B. der aktuellen Lieferung, empfehlenswert.

Der Beschleunigte Test an größeren Unebenheiten (z. B. Bändchen = Solderbumbtest, siehe IEC TS 62788-2) kann in der Regel nur mit Coupons (Spezielle Muster ohne elektrische Funktion) durchgeführt werden. Hier entfallen die Messungen zur elektrischen Sicherheit und der Leistung.

7.3 Eingangsmessungen und Zwischenmessungen

Für die Evaluierung müssen mindestens 2 repräsentative Muster ausgewählt werden. Die Muster müssen in Ihrem Aufbau der Gesamtheit der PV-Module entsprechen. Sollten kleinere Muster verwendet werden, muss der Grat der Repräsentativität bewertet und im Prüfreport dokumentiert werden.

Folgende Eingangsprüfungen müssen erfolgen:

1. Sichtprüfung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.1 „Sichtprüfung (MQT 1)“, inkl. DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1):2022-02, Abschnitt 8 „Größere sichtbare Schäden“ und stichprobenartig Mikroskopaufnahmen (Siehe Anhang A),
2. Isolationsprüfung im Trockenen und unter Benässung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.3 „Isolationsprüfung (MQT 3)“, DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.15 „Prüfung des Isolationswiderstandes unter Benässung (MQT 15)“,
3. STC Leistung nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.6 „Leistung bei Normprüfbedingungen (MQT 06.1)“, optional Leistung bei geringer Strahlungsstärke nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.7 „Leistung bei geringer Bestrahlungsstärke (MQT 07)“.

7.4 Testsequenz

Die Testsequenz folgt einem kombinierten Klimaalterungsansatz unter Bezug auf DIN EN IEC 61215-2 (MQT-10 bis MQT-13) und umfasst sowohl PV-Module als auch Prüfmuster (Mini-Module und Coupons).

Bild 10 zeigt die Reihenfolge der klimatischen Belastungen. Es setzt sich aus sich 3x wiederholenden Prüfungen von

1. DH200 (MQT 13): 200 h,
2. UV-Test (MQT 10): 40.5 kWh/m²,
3. DH200 (MQT 13): 200 h,
4. UV-Test (MQT 10): 40.5 kWh/m²,
5. TC50 (MQT 11): 50 Zyklen,
6. HF10 (MQT 12): 10 Zyklen

aus DIN EN IEC 61215-2 zusammen. Die PV-Module und Prüfmuster werden im UV-Test immer von hinten bestrahlt bzw. von der Seite mit Polymerfolie. Bei einem Modul mit Front- und Rückseitenfolie ist der Test von beiden Seiten aus durchzuführen.

Anmerkungen: 81 kWh/m² UV (zwischen 300 und 400 nm) entsprechen einer Bewitterung von 1000 h nach dem Bewitterungsstandard (IEC TS 62788-7-2).

Die Prüfmuster müssen mindestens nach jedem Zyklus geprüft werden x.4. Es empfiehlt sich allerdings die Zwischenmessungen (x.1, x.2, x.3) nach jedem Schritt durchzuführen.

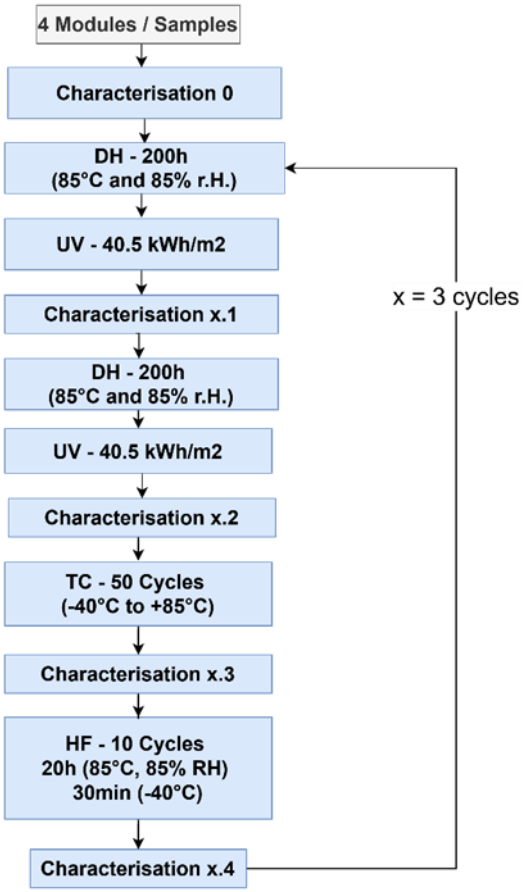


Bild 10 – Testsequenz

7.5 Abschlussmessungen

Folgende Abschlussprüfungen müssen erfolgen:

1. Sichtprüfung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.1 „Sichtprüfung (MQT 1)“, inkl. DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1):2022-02, Abschnitt 8 „Größere sichtbare Schäden“,
2. Isolationsprüfung im Trockenen und unter Benässung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.3 „Isolationsprüfung (MQT 3)“, DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.15 „Prüfung des Isolationswiderstandes unter Benässung (MQT 15)“,
3. STC Leistung nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.6 „Leistung bei Normprüfbedingungen (MQT 06.1)“, optional Leistung bei geringer Strahlungsstärke nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.7 „Leistung bei geringer Bestrahlungsstärke (MQT 07)“.

7.6 Anforderung (Pass / Fail)

Die Muster müssen folgende Bedingungen nach jedem Zyklus erfüllen:

1. Sichtprüfung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.1 „Sichtprüfung (MQT 1)“, inkl. DIN EN IEC 61215-1 (VDE 0126-31-1):2022-02, Abschnitt 8 „Größere sichtbare Schäden“ und stichprobenartig Mikroskopaufnahmen (Siehe Anhang A): Keine Auffälligkeiten und kleinere Risse (E-01 - E-04).
2. Isolationsprüfung im Trockenen und unter Benässung: DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.3 „Isolationsprüfung (MQT 3)“, DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.15 „Prüfung des Isolationswiderstandes unter Benässung (MQT 15)“: PV-Module müssen einen Wert größer 40 MOhm*m² aufweisen. Kleine Muster

entsprechend MQT 03 Anforderungen per IEC 61215-2. Auf Stark gesunkene Isolationswerte muss explizit im Bericht hingewiesen werden.

3. STC Leistung nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.6 „Leistung bei Normprüfbedingungen (MQT 06.1)“, optional Leistung bei geringer Strahlungsstärke nach DIN EN IEC 61215-2 (VDE 0126-31-2):2022-02, Abschnitt 4.7 „Leistung bei geringer Bestrahlungsstärke (MQT 07)“.

7.7 Prüfreport

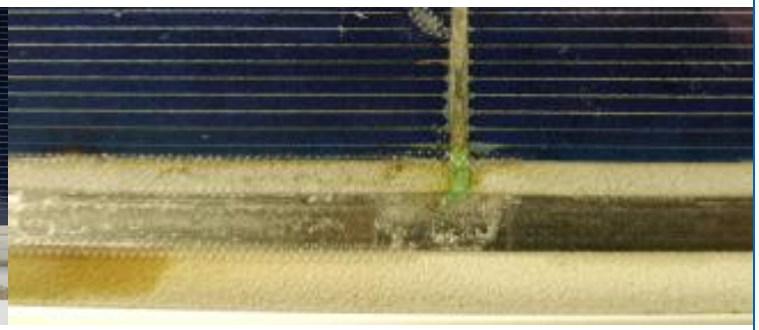
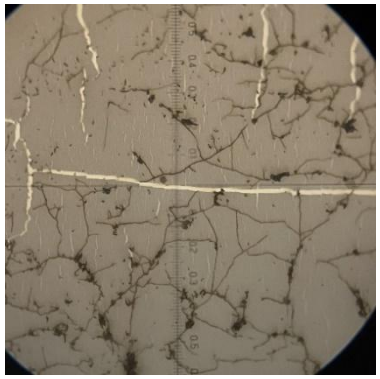
Neben der allgemeinen Beschreibung zum Testablauf/-auftrag hat der Report mindestens folgende Informationen zu enthalten:

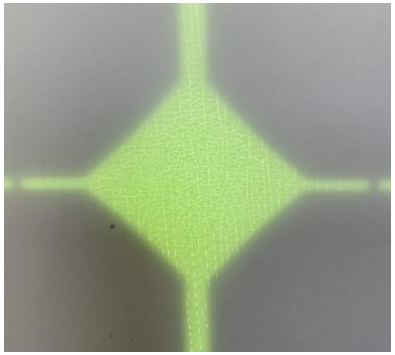
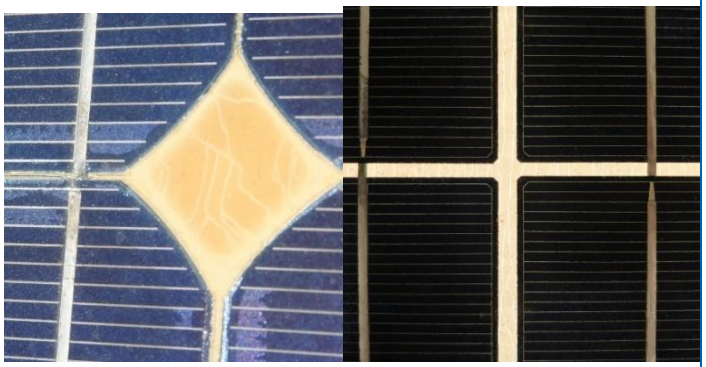
- Typschildangaben des Moduls,
- Seriennummern der Verwendeten PV-Module, Klare Kennzeichnung bei Mini-Modulen und Coupons,
- BOM, mindestens Verkapselungsmaterialien und Rückseitenfolie,
- Beschreibungen der Messgeräte,
- alle Messungen an den Prüfmustern,
- Beschreibung von Auffälligkeiten,
- Zusammenfassend eine Bewertung der Anforderungen (Pass / Fail).

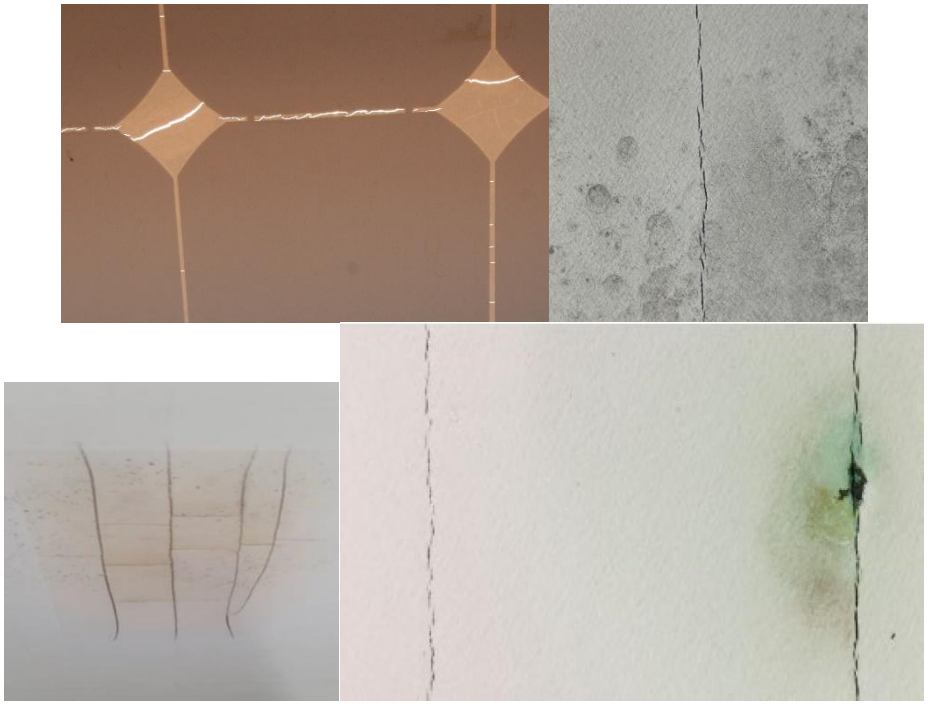
Anhang A: Beispielbilder der Klassifizierung bekannter Backsheet-Defekte

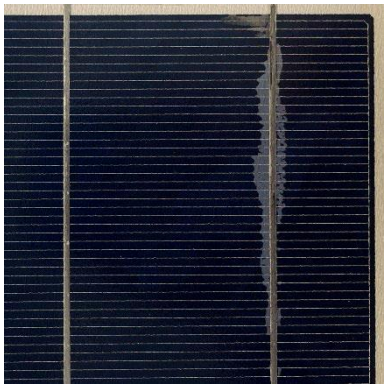
Tabelle 3 – Beispielbilder der Klassifizierung bekannter Backsheet-Defekte

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-01	Keine optischen Auffälligkeiten auf der Rückseite, keine Verfärbung, kein Abkreiden, keine Beschädigungen, auch von der Frontseite des Moduls sichtbar (z. B. Delamination in den Ecken, oder kleine Risse).	keine
A-02	Abkreiden / Chalking. Typischerweise fast alle Module betroffen.	
A-03	Leichte Verfärbungen (browning, yellowing), keine Versprödung / Rissbildung sichtbar, sonst Klassen 5-7 (siehe Abschnitt 5.6). Typischerweise nur einzelne Module betroffen.	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-04	Korrosionserscheinungen der elektrischen Verbinder.	
A-05	Risse in der Rückseitenfolie: Luftseite (outer surface). Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	

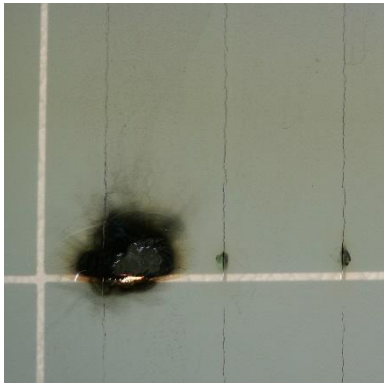
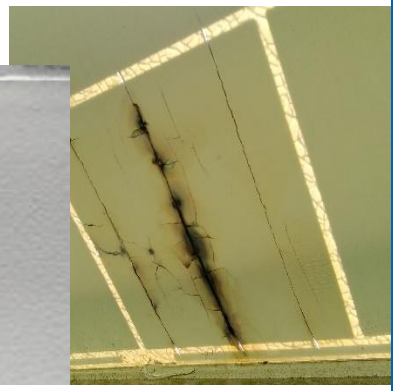
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-06	Risse in der Rückseitenfolie: Laminatsseite (inner surface) Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	 

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-07	Risse in der Rückseitenfolie: durchgehend Typischerweise fast alle Module betroffen, wenn nicht ausgelöst durch schadhafte einzelne Zellen.	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-08	Delaminationen I: kleinere Blasen in der Mitte des Moduls, keine direkte Gefährdung der elektrischen Isolation.	

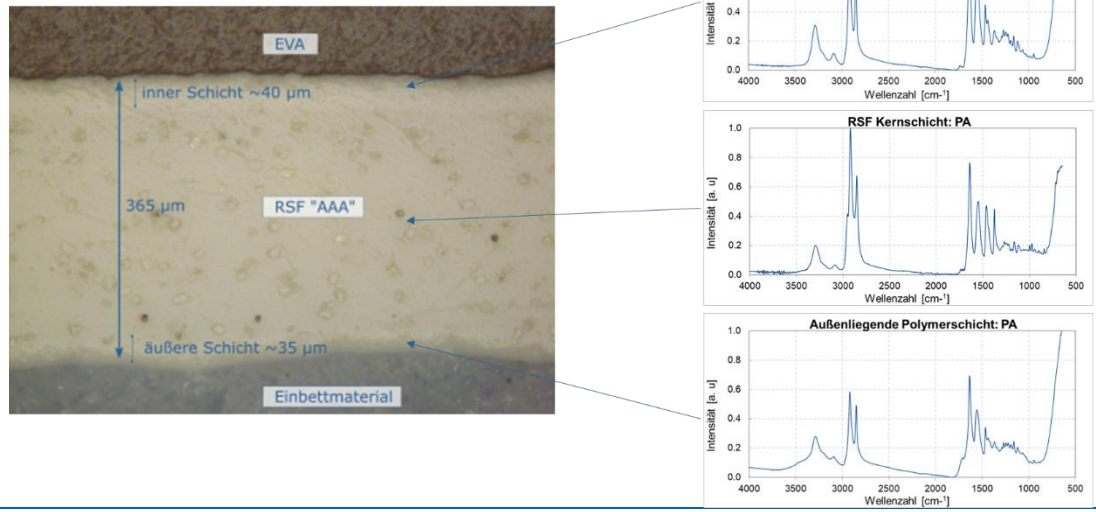
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-09	Delaminationen II: großflächige oder am Rand liegend: Delaminationen am Rand reduzieren die Luft- / Kriechstrecken durch Feuchteeintrag. Großflächige Delaminationen können zu großflächiger Freilegung von elektrischen Teilen im Laminat führen und sind daher ein inhärentes elektrisches Sicherheitsrisiko.	

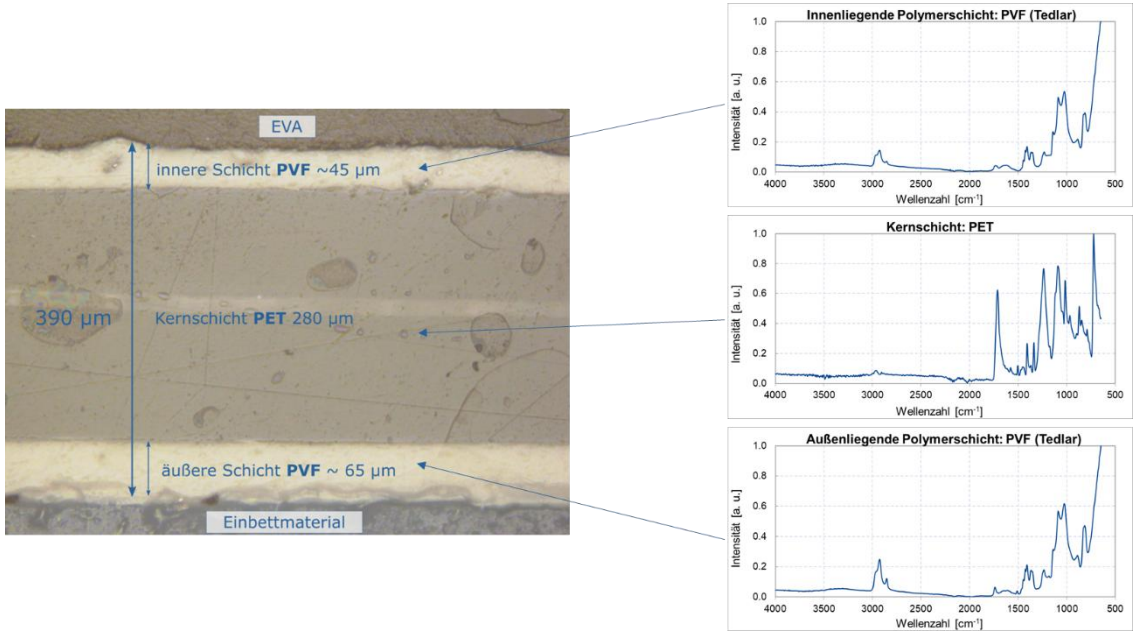
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-10	Mechanische Schäden: durch Werkzeuge oder / und Steinschlag oder / und andere mechanische Einwirkungen (Tiere, Reinigung, Wartungsarbeiten). Typischerweise nur einzelne Module betroffen.	

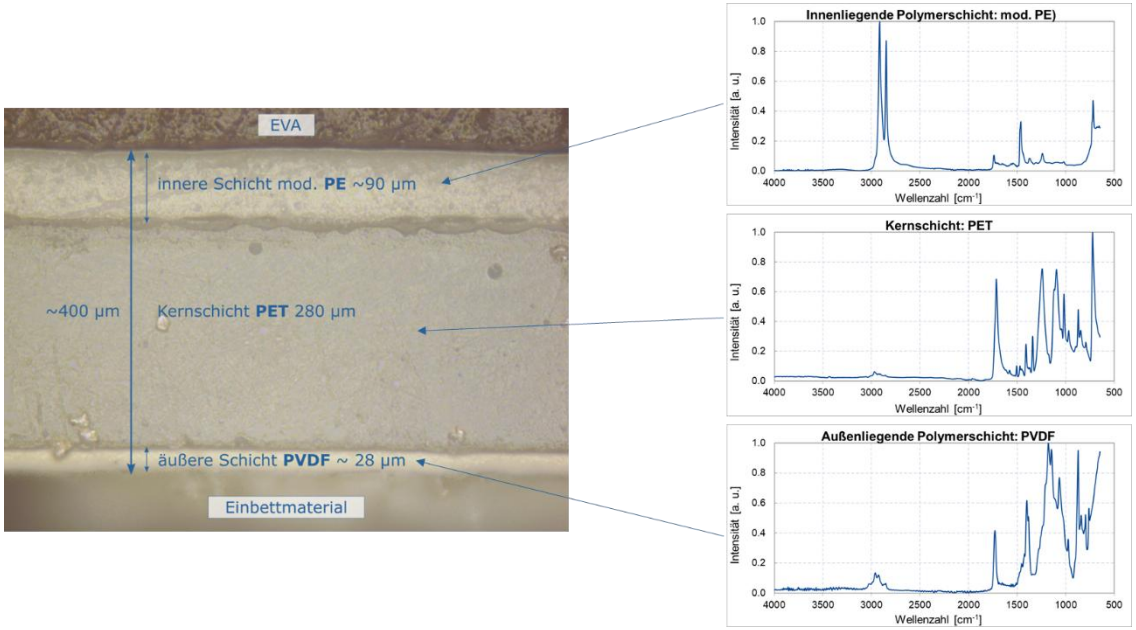
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispielbilder**
A-11	Brandstellen. Typischerweise nur einzelne Module betroffen.	 

Anhang B: Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels FTIR-Spektroskopie

Tabelle 4 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels FTIR-Spektroskopie

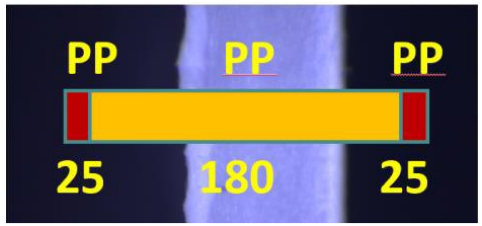
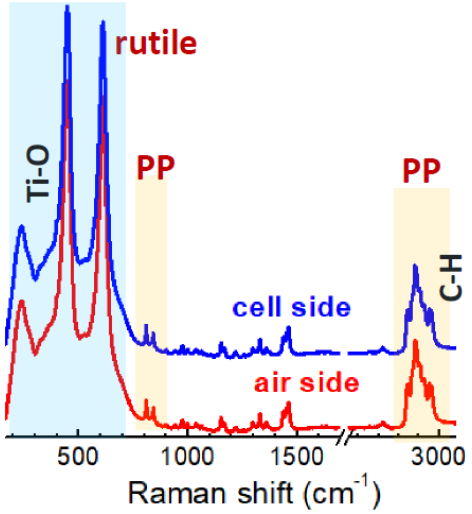
Referenz-nummer	Beschreibung	Beispiel
B-01 Polyamid (AAA)	Backsheet (RSF) mit 3-lagigem coextrudierten Polyamid (PA-PA-PA). Die Folien wurden unter dem Handelsnamen AAA® vom Hersteller Isovolta vertrieben.	

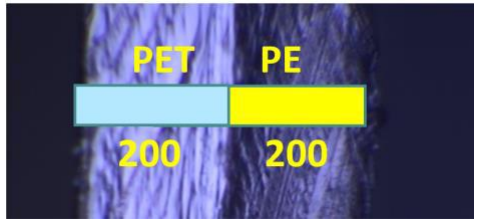
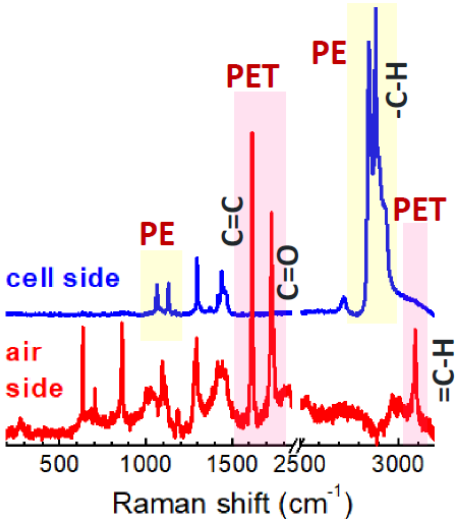
Referenz-nummer	Beschreibung	Beispiel
B-02 TPT	Backsheet (RSF) mit 3-lagigem Aufbau. Außenliegenden Polymerschicht PVF (Tedlar®), Kernschicht PET, innenliegende Polymerschicht PVF (Tedlar®).	

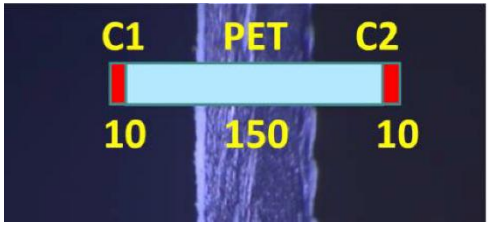
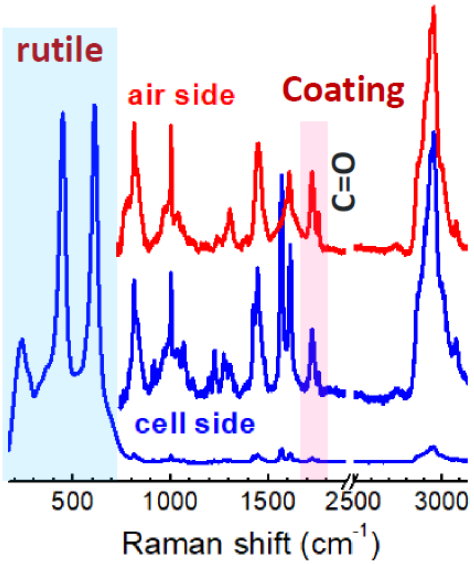
Referenz-nummer	Beschreibung	Beispiel
B-03 PVDF-PET-PE	Backsheet mit 3-lagigem Aufbau. Außenliegenden Polymerschicht PVDF, Kernschicht PET, innenliegende Polymerschicht mod. PE.	

Anhang C: Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels Raman-Spektroskopie

Tabelle 5 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels Raman-Spektroskopie

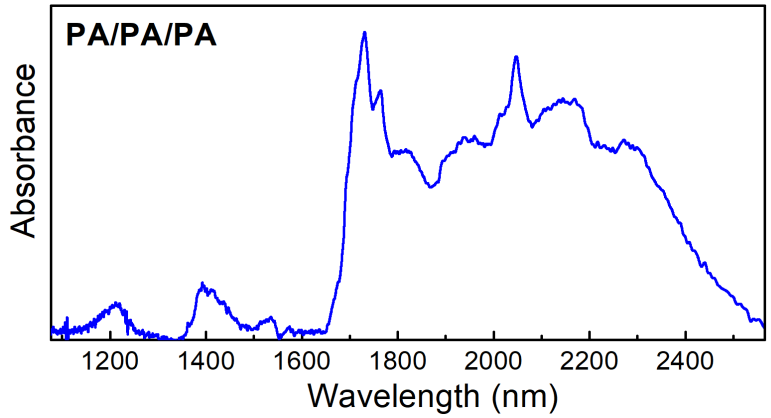
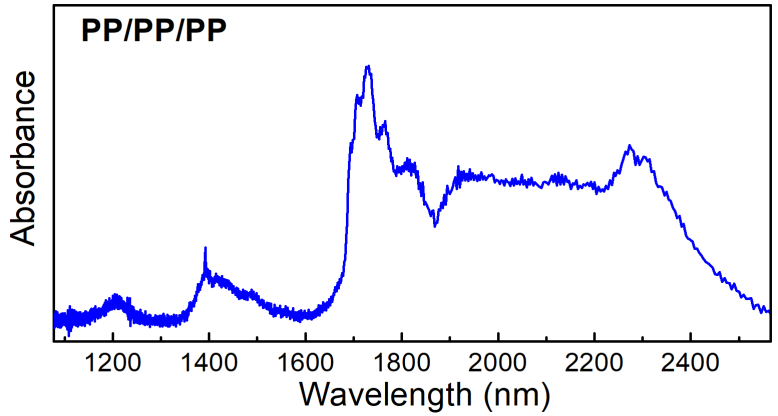
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
C-01	Kombination von einem Polymer, hier PP. Aufbau:  Spektren sind einmal von der Luftseite und einmal von der Zellseite der Rückseitenfolie aufgenommen. Rutil ist für die weiße Farbei verantwortlich.	

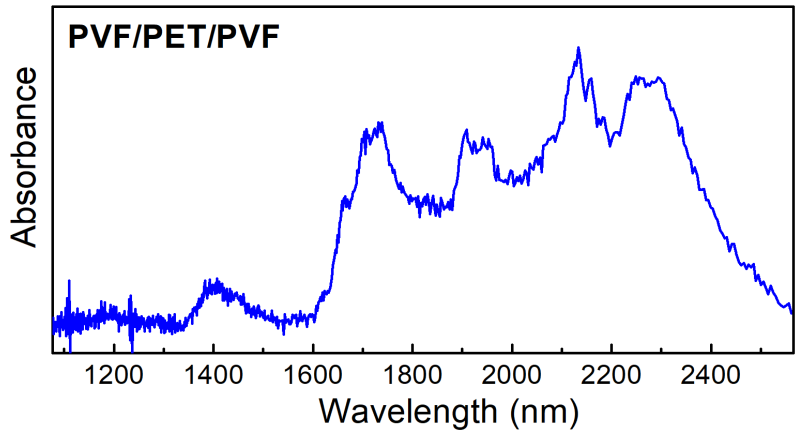
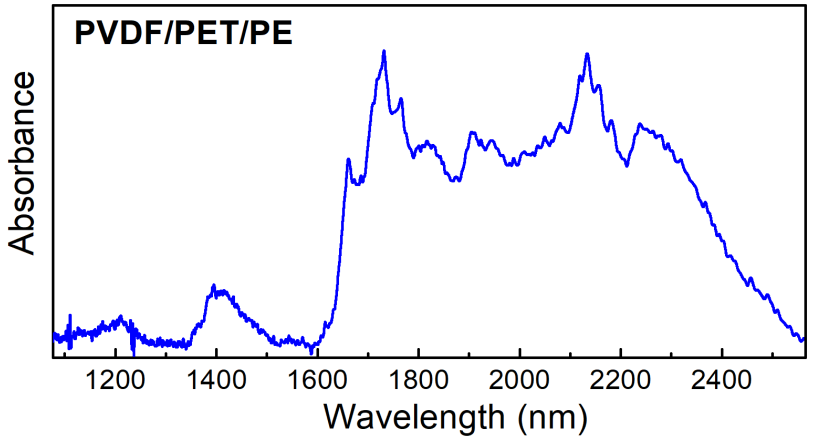
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
C-02	Kombination von zwei Polymeren, hier PET und PE.  Spektren sind einmal von der Luftseite und einmal von der Zell-seite der Rückseitenfolie aufgenommen.	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
C-03	Kombination von drei Polymeren und einem Coating (C).  Spektren sind einmal von der Luftseite und einmal von der Zell-seite der Rückseitenfolie aufgenommen. Spektren sind einmal von der Luftseite und einmal von der Zell-seite der Rückseitenfolie aufgenommen. Rutil ist für die weiße Farbei verantwortlich.	

Anhang D: Charakterisierungsbeispiele bekannter Backsheet-Defekte mittels NIRA-Spektroskopie

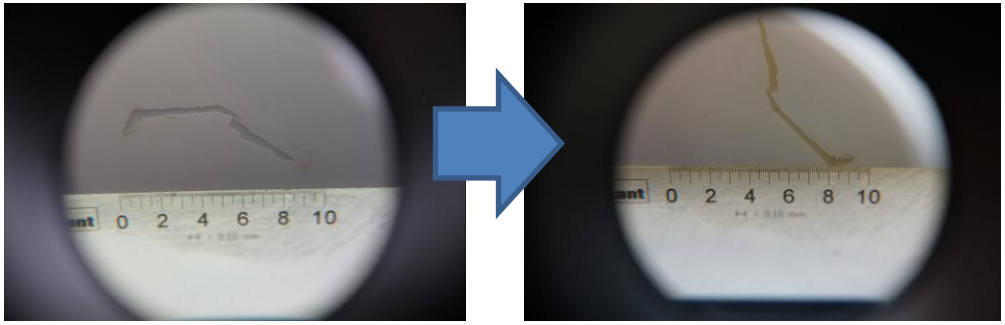
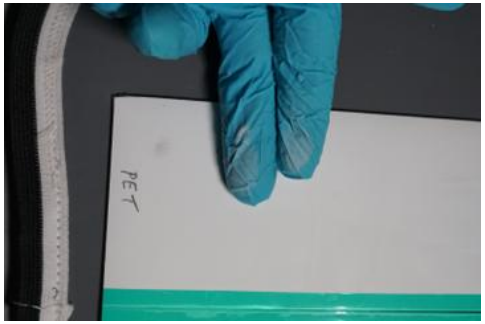
Tabelle 6 – Charakterisierungsbeispiele bekannter Defekte mittels NIRA-Spektroskopie

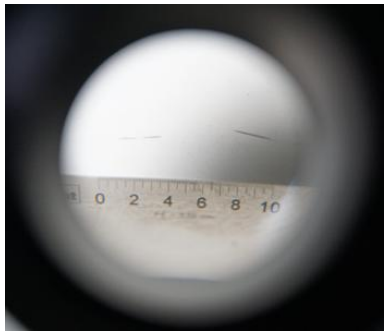
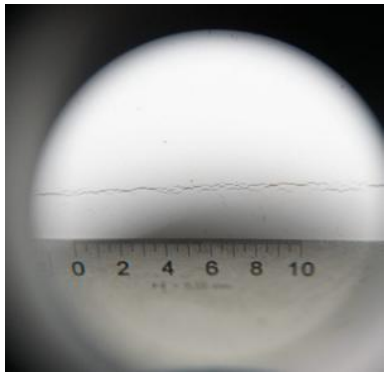
Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
D-01	Backsheet mit 3-lagigem coextrudierten Polyamid (PA-PA-PA). Die Folien wurden unter dem Markennamen AAA® vom Hersteller Isovolta vertrieben.	
D-02	Backsheet mit 3-lagigem coextrudierten Polypropylen (PP-PP-PP).	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
D-03	Backsheet mit 3-lagigem Aufbau. Außenliegende Polymerschicht PVF (Tedlar®), Kernschicht PET, innenliegende Polymerschicht PVF (Tedlar®).	
D-04	Backsheet mit 3-lagigem Aufbau. Außenliegende Polymerschicht PVDF, Kernschicht PET, innenliegende Polymerschicht mod. PE.	

Anhang E: Beispielbilder von Beobachtungen aus dem Evaluierungstests

Tabelle 7 – Typische optische Bilder während des Evaluierungstests

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
E-01	FC basierte Rückseitenfolie mit Rissen und Yellowing nach DH-200 + UV-81 kWh/m² Luftseite zeigt Kratzer und Freilegung des PET-Kerns. Vorher ist der weißliche PET-Kern sichtbar. Nach 81 kWh/m² Rückseiten-beleuchtung verfärbt sich die freigelegte Kernlage gelb. Beleuchtung während UV: von vorne	
E-02	PET basierte Rückseitenfolie zeigt Chalking nach DH-200 + UV-81 kWh/m² Beleuchtung während UV: von hinten	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
E-03	PVDF basierte Rückseitenfolie: Längliche gerade Risse nach DH200 + UV-81 kWh/m² + HF-10 Beleuchtung während UV: von vorne	
E-04	PVDF basierte Rückseitenfolie: zick-zack-artige Risse nach DH200 + UV-81 kWh/m² + HF-10 Beleuchtung während UV: von hinten	

Referenz-nummer	**Beschreibung**	**Beispiel**
E-05	PET basierte Rückseitenfolie: Yellowing after nach DH200 + UV-81 kWh/m² + HF-10 Beleuchtung während UV: von hinten	
E-06	FC basierte Rückseitenfolie: Yellowing after nach DH200 + UV-81 kWh/m² + HF-10 Beleuchtung während UV: von hinten	

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Merianstraße 28
63069 Offenbach am Main
Tel. +49 69 6308-0
service@vde.com
www.vde.com

VDE