

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

20/11/2023

Projekttitle: ADVANCE!

Advance Degradation Modelling of Photovoltaic Modules and
Materials!

Projektnummer: 881133

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Ausschreibung	6. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/01/2021
Projektende	31/03/2023
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	27 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
AnsprechpartnerIn	Karl A. Berger
Postadresse	Giefinggasse 2, AIT, Center for Energy, 1210 Wien
Telefon	+43 664 825 1033
Fax	+43 50550-6390
E-mail	Karl.berger@ait.ac.at
Website	https://projekte.ffg.at/projekt/3862073 , https://energieforschung.at/?s=ADVANCE , Webseite des Koordinators: www.ait.ac.at

ADVANCE!

Advance Degradation Modelling of Photovoltaic Modules and Materials!

AutorInnen:

Karl A. Berger,
Bernhard Kubicek;

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Gabriele C. Eder,
Yuliya Voronko;

OFI Austrian Research Institute for Chemistry and Technology

Barbara Brune,
Irene Ortner;

TÜV Austria Data Intelligence

Gernot Oreski,
Eric Helfer;

PCCL Polymer Competence Center Leoben

Karl Knöbl;
University of Applied Sciences – Technikum Wien

Lukas Neumaier;
SAL Silicon Austria Labs

Markus Feichtner;
Sonnenkraft GmbH

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung.....	5
2.1	Motivation.....	5
2.2	Aufgabenstellung	7
2.3	Schwerpunkte des Projektes	9
2.4	Einordnung in das Programm.....	10
2.5	Verwendete Methoden und Aufbau	10
3	Inhaltliche Darstellung.....	12
3.1	Datenaufbereitung und Datenbank.....	12
3.2	Statistische Modellierung.....	13
3.3	Zu Chemisch / physikalisch / elektrische Modellierung	17
3.4	Validierung prädiktiver Modelle, Design of Experiment.....	26
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	31
4.1	Ziele und Ergebnisse.....	31
4.2	Wirtschaftliche und wissenschaftliche Verwertung.....	31
5	Ausblick und Empfehlungen.....	33
6	Literaturverzeichnis.....	36
7	Anhang	42
7.1	Elektromagnetisches Spektrum.....	42
7.2	Elektrische Modellierung von Photovoltaikzellen und -Modulen.....	44
8	Kontaktdaten.....	47

2 Einleitung

2.1 Motivation

Die globale Energieversorgung nutzt nach wie vor zum weit überwiegenden Teil (83%) [19] nicht nachhaltige, fossile Energieträger, deren Verbrauch CO₂ und andere Treibhausgase freisetzt, die die Erderhitzung vorantreiben.

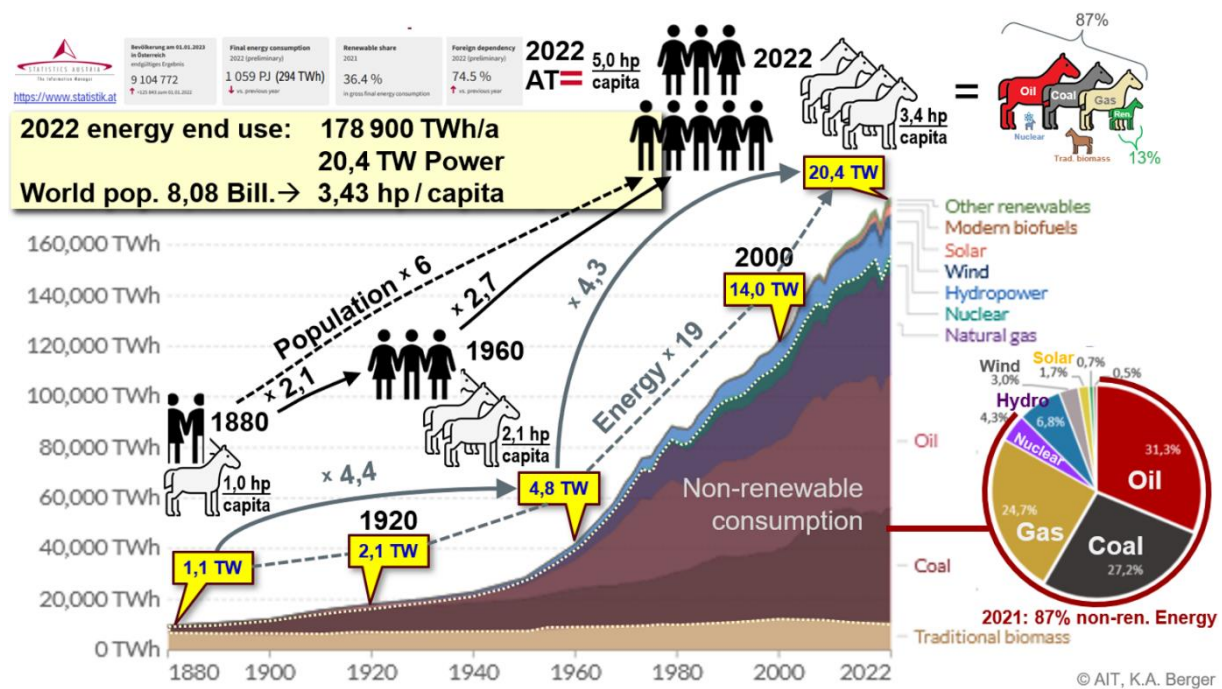


Abb. 1: Globale Bevölkerungsentwicklung und Endenergienutzung nach Primärenergieträgern (1880 – 2022). Daten in TWh/a [19]. Leistung in TW (gelbe Boxen) und symbolische Darstellung der Bevölkerungsentwicklung und des pro Kopf Energieverbrauchs durch Piktogramme, [2].

In **Abb. 1** ist die Bevölkerungsentwicklung und die Endenergienutzung nach Primärenergieträgern für den Zeitraum 1880 bis 2022 dargestellt. Wird der Pro-Kopf Energieverbrauch betrachtet, so entspricht dieser 2022 einer Dauerleistung von 2,5 kW/Kopf bzw. 3,4 Pferdestärken, wovon jeweils ca. 1 PS durch Öl, Kohle und Gas, 0,4 PS durch erneuerbare Energie aufgebracht werden. In Österreich sind es 5,0 PS/Kopf, wovon immerhin 1,8 PS/Kopf aus erneuerbaren Quellen stammen.

Die globale Temperatur erreichte diesen Sommer Rekord-Werte, die zumindest in den letzten 100 000 Jahren nicht überschritten wurden, und liegt seit Juli ca. um 1° über dem Mittel von 1979-2000, siehe **Abb. 2**. Um die Treibhausgasemissionen zu verringern, die ja zum überwiegenden Teil aus der fossilen Energienutzung stammen, ist es notwendig, das globale Energiesystem auf erneuerbare Quellen umzustellen. Die hauptsächliche erneuerbare Energiequelle ist die Wasserkraft, allerdings ist es kaum möglich die Wasserkraftproduktion noch wesentlich zu steigern, denn nahezu überall, wo Wasserkraft gut genutzt werden kann, ist diese bereits ausgebaut. Da die Potenziale bei Wind- und Solarenergie erst zu einem (sehr) kleinen Teil erschlossen sind, sind dies die erneuerbaren Quellen, die das höchste Wachstum

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

aufweisen. Insbesondere die direkte Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Energie, die Photovoltaik (PV) ist inzwischen in vielen Regionen die elektrische Energie, die die niedrigsten Stromgestehungskosten aufweist (Levelized Cost of Energy - LCOE), [56], [57].

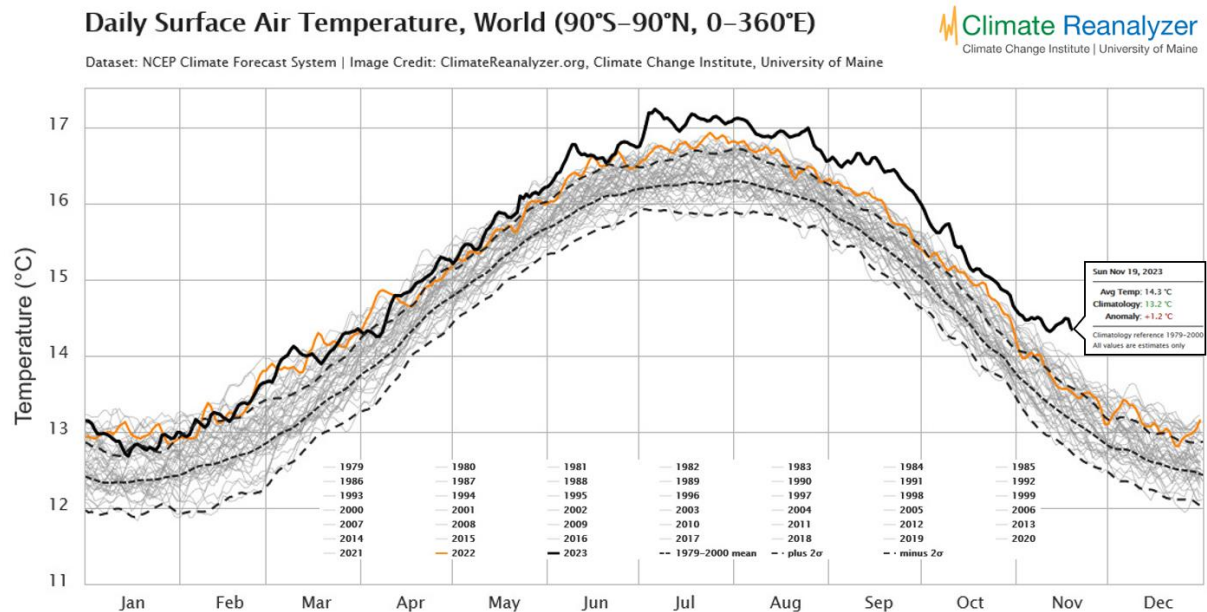


Abb. 2: Mittlere globale Oberflächentemperatur (2 m Lufttemperatur) 1979 – 2023. Da die Landmasse auf der Nordhalbkugel größer als auf der Südhalbkugel ist, wird das Jahresmaximum erreicht, wenn auf der Nordhalbkugel Sommer ist. Die strichlierten Linien geben den mittleren Verlauf für 1979 bis 2000 mit einem $\pm 2\sigma$ Intervall an. Der Temperaturverlauf für 2022 (orange) lag meist im Bereich von $+2\sigma$, die Werte für 2023 (schwarze Linie) liegen nahezu immer darüber, siehe [4] und https://climatereanalyzer.org/clim/t2_daily/?dm_id=world.

Da die Produktion von Photovoltaik-Komponenten starke Wachstumsraten aufweist, werden laufend neue Fertigungskapazitäten errichtet, die durch technologische Verbesserungen und Skaleneffekte weiter sinkenden Material- und Energieaufwand [26] sowie niedrigere Produktionskosten ermöglichen [83]. Damit wird Photovoltaik in einer immer breiteren Palette von Anwendungen und bei sehr unterschiedlichen Umgebungsbedingungen eingesetzt.

Kurze Innovationszyklen und laufende Ausweitung der Anwendungs- und Einsatzgebiete ist auch für die Standardisierung herausfordernd. Die Bauartzulassung von Photovoltaikmodulen in der IEC 61215 Serie [46] definiert gemeinsam mit der Modul-Sicherheitsnorm, der IEC 61730 Serie [47], Anforderungen und Tests, die einen Minimalkonsens darstellen, und eine gute Sicherheit geben, dass PV-Module nicht bald nach deren Installation ausfallen. Zusätzliche Anforderungen für den Betrieb bei hohen Temperaturen sind in inzwischen in IEC TS 63126 [50], für stark wechselnde Temperaturen in IEC 62892 [49] festgelegt worden. Über die Dauerhaftigkeit (Service Lifetime [38]) unter unterschiedlichen Einsatzbedingungen kann aus den Testergebnissen allerdings nicht geschlossen werden. Die IEC 61853 Serie [48] zum Energy Rating ermöglicht zwar Vergleiche des Jahresertrags bei unterschiedlichen Bedingungen, gibt aber ebenfalls keine Hinweise auf die Dauerhaftigkeit.

Es gibt ein System zur Beschreibung der globalen Klimabedingungen, indem Regionen mit vergleichbaren Bedingungen zu fünf Haupt-Klimaklassen A-E (nach Temperatur und

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Niederschlag, A ... tropisch, B ... trocken, C ... gemäßigt, D ... kalt, E ... eisig) zusammengefasst werden, die dann weiter in insgesamt 31 Unterklimata unterteilt wurden. Dieses von Köppen und Geiger ursprünglich zur Charakterisierung der globalen Wachstumsbedingungen entwickelte Klassifizierungssystem ist heute das meistverwendete System zur Beschreibung von Klimabedingungen und deren Veränderungen im Klimawandel [79], [80]. In der Photovoltaik wurde diese Kategorisierung ebenfalls verwendet, um zu untersuchen, welche Fehler in Photovoltaikanlagen in welchen Klimazonen auftreten [59], [29] und [36], [39].

Im österreichischen Leitprojekt INFINITY (2015-2018), [23], [18], „*Climate sensitive long-time reliability photovoltaics*“ wurde insgesamt eine große Zahl unterschiedlicher Bereiche der PV-Anlagen und deren Komponenten untersucht: von Modulen aus dem Feld bis hin zu Wechselrichtern, deren Bauelementen sowie der Wartung von PV-Anlagen in unterschiedlichen Klimaregionen. Dabei wurde auch eine größere Anzahl von Mini-PV-Modulen gefertigt, die einem umfangreichen Programm unterschiedlicher Alterungsverfahren ausgesetzt wurden, die auch im Konnex zu unterschiedlichen Klimaregionen stehen, und daher als „klimaspezifische Lagerungen“ bezeichnet werden können. Eine detaillierte Auswertung in Hinblick auf die Modellierung des Alterungsverhaltens der Mini-PV-Module konnte dabei nicht durchgeführt werden.

Diesen „Datenschatz“ zu heben, indem diese Versuchsergebnisse geeignet aufbereitet werden, um daraus weitergehende Modelle des Modul-Alterungsverhaltens abzuleiten ist das erklärte Ziel des ADVANCE!-Projekts. Die **Abb. 3** stellt diese Ziele schematisch dar.

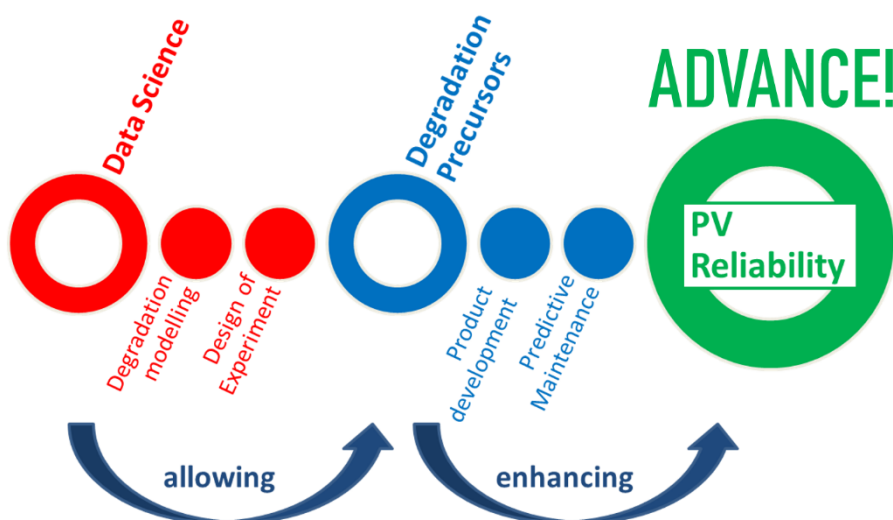


Abb. 3: Visualisierung der ADVANCE!-Projektziele.

2.2 Aufgabenstellung

Die erweiterten Messdaten aus diesen Versuchen im Rahmen des INFINITY Projekts bilden die wesentliche Datenbasis für das Projekt ADVANCE!, indem diese Daten als Ausgangspunkt

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

für die Modellierung der Alterungsprozesse dienen. Die **Tab. 1** gibt eine Übersicht, welche Daten aus dem INFINITY-Projekt zur Verfügung standen.

Tab. 1: Übersicht zu den aus dem INFINITY-Projekt verfügbaren Daten. Im Arbeitspaket WP3 wurden Mini-PV-Module mit identischer Bauweise und Materialzusammensetzung gefertigt und unterschiedlichen Alterungsverfahren ausgesetzt, während im WP4 Module mit unterschiedlichen Materialkombinationen gefertigt und getestet wurden.

Bezeichnung	Datensätze	Bilder	Spektren und Kennlinien	Zahlenwerte
WP3/Beschleunigte Alterung	240	720	720	960
WP3/Realalterung	30	90		90
WP4/Beschleunigte Alterung	200	600	1200	1200
WP4/Realalterung	Monitoringdaten mit einer Auflösung von 5 s bis 5 min			

Dabei gibt es aus dem WP3 jeweils Anfangs- und Endcharakterisierungen, sowie vier bis acht Zwischenbeurteilungen. Dabei wurden jeweils mindestens drei Mini-Module denselben Tests parallel unterzogen. Für zusätzliche, zerstörende Materialuntersuchungen wurden weitere Mini-Module von Anfang an mitgelagert, die später entnommen wurden.

Die verwendeten Charakterisierungsverfahren liefern heterogene Daten: einerseits skalare Werte (etwa die Leistung eines Moduls P_{MPP} (W) im Punkt maximaler Leistung, gemessen bei den Standardtestbedingungen 25°C Zelltemperatur, 1000 W/m² Einstrahlung in Modulebene mit Solarem Spektrum entsprechend Air Mass 1.5), andererseits auch eine große Zahl von Wertepaaren, wie sie bei Strom-Spannungskennlinien und Spektralen Messverfahren generiert werden, und unterschiedliche Bilddaten aus den bildgebenden Verfahren der Dunkel-Elektrolumineszenz und der UV-Fluoreszenz. Diese Datensätze wurden im INFINITY-Projekt zum Teil in eine Datenbankstruktur eingebracht, während andere Messergebnisse noch nicht systematisch in einer Form aufbereitet worden sind, um sie in eine Datenbankstruktur eingeben zu können.

Die Analyse und Modellierung des Alterungsverhaltens ist herausfordernd, weil einerseits Prozesse, die langfristig zu Fehlern und Leistungsdegradation führen, nicht unmittelbar gemessen werden können, andererseits die Leistungsdaten bei der Messung nur die Summenwirkung aller dieser Prozesse zu einem gegebenen Zeitpunkt widerspiegeln. Zudem sind sehr unterschiedliche Daten aufzubereiten, um daraus weitergehende Modelle ableiten zu können. Da einige Datensätze – insbesondere zu den Modulen, die mit unterschiedlicher Materialzusammensetzung gefertigt wurden – nur sehr geringe Degradation zeigten, wurden diese Versuchsreihen fortgesetzt, bzw. weitere Versuche mit neuen Mini-Modulen gestartet, womit die ursprüngliche Datenbasis ausgeweitet wurde.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Aus den Projektzielen und den vorhandenen Voraussetzungen ergibt sich die folgende Struktur der Projektabläufe und inhaltlichen Arbeitspakete, siehe **Abb. 4**.

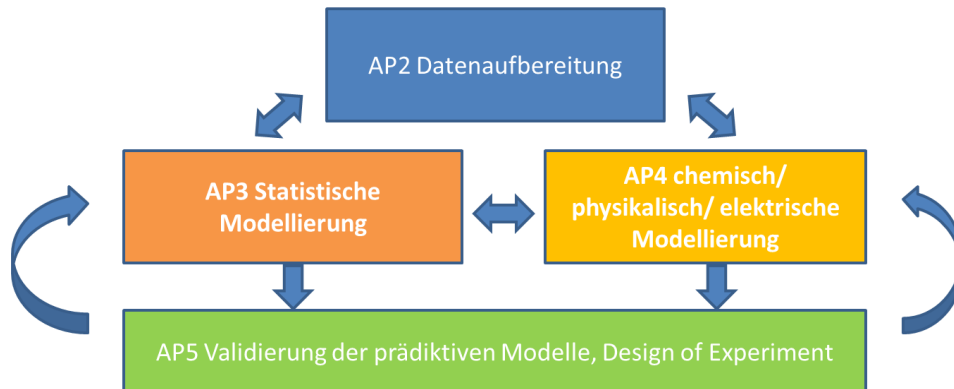


Abb. 4: Projektstruktur des ADVANCE!-Projekts.

Das Projekt ADVANCE! wurde mit einer Laufzeit von zwei Jahren, mit Start im Jänner 2021 und Projektende Dezember 2022 geplant. Verzögerungen im Projektverlauf, und vor allem der Wunsch, Publikationen in renommierten Fachjournals noch in der Projektlaufzeit zu verfassen, führten zu einer Verlängerung um drei Monate bis Ende März 2023.

2.3 Schwerpunkte des Projektes

Die wesentlichen Aufgaben im Projekt waren:

- Die Aufbereitung der vorhandenen Messdaten der Mini-PV-Module zum Alterungsverhalten unter unterschiedlichen Stressbedingungen und das Generieren weiterer Daten, wo die vorhandenen als nicht ausreichend erachtet werden. Ableitung aggregierter Daten aus diesen Daten, speziell aus spektroskopischen Daten und Bilddaten, um sie besser für die Analyse zugänglich zu machen. Organisation der Daten in einer klaren Datenbankstruktur. (AP2)
- Explorative Datenanalyse auf Basis der in der Datenbank organisierten Daten mit fortschrittlichen statistischen Methoden. Insbesondere für die Bilddatenverarbeitung werden auch Algorithmen des maschinellen Lernens eingesetzt. Damit werden statistisch abgesicherte Modelle des Degradationsverhaltens erstellt, die einen Zusammenhang zwischen Stressfaktoren, Indikatoren der Degradation und der Modulleistung abbilden. (AP3)
- Aus der Datenbasis von AP2 und der Analyse in AP3 sind prädiktive Modelle abzuleiten, die Details des Alterungs- und Degradationsverhalten von Materialien und deren Verbunden sowie deren Auswirkung auf die Leistungsdegradation ermöglichen. (AP4)
- Aus den Erkenntnissen aus AP3 und AP4 kann einerseits darauf geschlossen werden, wie die Testverfahren um Alterungsprozesse in PV-Modulen in der beschleunigten Alterung verbessert werden können, andererseits sollen auch Methoden und Indikatoren identifiziert werden, die eine frühzeitige Diagnose von Alterungsvorgängen ermöglichen. (AP5)

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Generell liegt der Schwerpunkt demnach auf der vertieften Auswertung der Messergebnisse der beschleunigten Modulalterung, der Weiterentwicklung der Analyseverfahren und der Modellierung der Degradation von Photovoltaikmodulen.

2.4 Einordnung in das Programm

Der Schwerpunkt der 6. Ausschreibung des Energieforschungsprogramms des Klima- und Energiefonds lag auf Digitalisierung. Als Querschnittsthema der Energieforschung bietet Digitalisierung weitreichende Möglichkeiten für technische Lösungen und ein grundlegend optimiertes Zusammenspiel von Technologien, Wertschöpfungsprozessen, Marktakteuren und KundInnen. Dabei waren drei Ausschreibungsschwerpunkte gegeben:

1. Datenerzeugung, -bereitstellung und -auswertung
2. Digitalisierung integrierter regionaler Energiesysteme
3. Digitalisierung industrieller Energiesysteme.

Das Projekt wurde unter dem Ausschreibungsschwerpunkt 1 eingereicht, dessen Ziel die (Weiter-)Entwicklung von Sensoren, Methoden, Verfahren und Algorithmen ist, um eine effiziente Datenerzeugung, -bereitstellung und -auswertung für die Digitalisierung des Energiesystems zu ermöglichen. Unter anderem werden dazu auch die Methoden der Lebensdaueroptimierung und die frühzeitige Erkennung von vorzeitiger Alterung und Verschleiß von Betriebsmitteln gezählt.

2.5 Verwendete Methoden und Aufbau

Unterschiedlichste Modellierungsansätze (statistisch, chemisch–physikalisch-elektrisch) sollen entwickelt und angewandt werden, um Zusammenhänge zwischen dem Leistungsabfall von in Betrieb befindlichen PV-Modulen, dem spezifischen Degradationsverhalten der eingesetzten Materialien und Materialverbunde sowie den einwirkenden Stressbedingungen zu erkennen, und für innovative Materialentwicklungen sowie Predictive Maintenance Vorgaben zu nutzen. Das beinhaltet:

- Automatisierte Datenaufbereitung: Kenngrößenerfassung (Feature Selection), Bildanalyse (neuronale Netzwerke – Machine Learning), Data Reduction (Umwandlung experimentell erhaltener digitaler Information in eine korrigierte, geordnete und vereinfachte Form)
- Statistische Modellierung von Zusammenhängen der Daten/Messgrößen einer umfassenden bestehenden Datenbasis (multiple, zeitaufgelöste Charakterisierungsdaten von PV-Modulen während diverser beschleunigter Alterungstests)
- Erstellen eines prädiktiven Modells (chemisch/physikalisch/elektrisch) zur Langzeitbeständigkeit und Zuverlässigkeit von PV-Materialien und -Modulen

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- Validierte Degradationsmodelle für PV-Materialien/Module zur Früherkennung von Alterung, Erstellung optimierter beschleunigte Alterungstests (Design of Experiment) und prädiktiver Instandhaltungs-Vorgaben

Die Projekt-Struktur der inhaltlichen Arbeitspakete ist in Kapitel 2.2, **Abb. 4** dargestellt. Dieser Bericht folgt weitgehend dieser Struktur. Die erarbeiteten Methoden und deren Ergebnisse werden vorgestellt, entsprechende Veröffentlichungen der Projektinhalte erfolgten einerseits in Workshops der österreichischen Technologieplattform Photovoltaik und nationalen Konferenzen, andererseits durch Fachpublikationen in internationalen Journalen und auf internationalen Konferenzen.

3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Datenaufbereitung und Datenbank

Die maßgebliche Datengrundlage für die Modellierung wurde aus dem geförderten Leitprojekt INFINITY (2015-2018, [23]) übernommen und aufbereitet. Diese Daten sind in drei Gruppen eingeteilt: die angewandten Stressfaktoren, die Degradationsmechanismen und die entsprechende Response bei den untersuchten Modulen. Dabei gibt es umfangreiche Datensätze der Charakterisierung von 6-Zell Photovoltaik-Minimodulen mit identem Aufbau, die unterschiedlichen beschleunigten Alterungsverfahren (ehem. INFINITY WP3) ausgesetzt wurden.

Tab. 2: Übersicht der angewendeten kombinierten und sequenziellen Alterungsaktionen und deren Bezeichnungen.

Aging action	Duration		Temperature T		Rel. Humidity H		Irradiance I	DML	Salt	TC	Intervalls
			Module	Chamber	Module	Chamber					
Reference	1000h	1		85°C		85%	-	-	-	-	constant
Moderate1	1000h	1	113°C	85°C	30,4%	85%	1000 W/m ²	-	-	-	constant
Moderate2	1000h = 7 cycles	1	78 °C	60°C	18,1%	40%	1000 W/m ²	-	-	-	48h
		2		85°C		85%	-	-	-	-	96h
Moderate3	1000h = 7 cycles	1	78°C	60°C	18,1%	40%	1000 W/m ²	-	-	-	48h
		2		85°C		85%	-	-	-	-	96h
		3		-		-	-	1000 c	-	-	24h
Moderate4	1000h = 7 cycles	1	78°C	60°C	18,1%	40%	1000 W/m ²	-	-	-	48h
		2		85°C		85%	-	-	-	-	96h
		3		60°C		-	-	-	Salt-mist	-	24h
Moderate5	3000h = 7 cycles	1	78°C	60°C	18,1%	40%	1000 W/m ²	-	-	-	48h
		2		85°C		85%	-	-	-	-	96h
		3		-40/+85°		-	-	-	-	50 c	300h
Alpine	2000h = 4 cycles	1		85°C		85%	-	-	-	-	250h
		2	119°C	85°C	24,9%	85%	1200 W/m ²	-	-	-	250h
		3		-		-	-	1000 c	-	-	24h
Tropical1	3000h	1		85°C		85%	-	-	-	constant	
Tropical2	3000h	1		90°C		90%	-	-	-	constant	
Arid	1000h	1	129°C	95°C	15,7%	50%	1200 W/m ²	-	-	-	constant

„DML“ ... Dynamische mechanische Belastung nach [IEC TS 62782:2016](#), „Salt“ ... Salznebel-Korrosionstest nach [IEC 61701:2020](#), „TC“ ... Temperaturzyklen nach MQT 11 in [IEC 61215-2:2021](#). Die relative Feuchte an der Moduloberfläche bei Bestrahlung wurde über Taupunkt und Sättigungsdampfdruck berechnet [20].

Auf Basis der aufbereiteten Daten wurden für die unterschiedlichen Untersuchungen, siehe **Tab. 2**, zu den „klimaspezifischen“ Alterungsaktionen, in den Arbeitspaketen AP3 bis AP5, siehe **Abb. 4**, zusätzliche Informationen in die Datenbank integriert und für die umfangreichen datentechnischen Analysen zur Verfügung gestellt. Die Datenbank wurde als relationale SQL Datenbank [85] realisiert, als Entwicklungsumgebung PyCharm [60] verwendet, und Peewee [76] um die Objekte in der Datenbank zu generieren und abzulegen. Aus den umfassenden Mess- und Untersuchungsergebnissen wurde eine im Konsortium abgestimmte, einheitliche Datenbank erstellt, die eine zeitaufgelöste kausale Kette von angewandten Stressfaktoren und der jeweiligen (System-)Response abbildet. Dieser qualitativ hochwertige und analysefähige

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Datensatz wurde für die statistisch-mathematischen Analysevorhaben etabliert. Zur Erweiterung der Realdatenlage wurden auch die im ehem. WP4 des Leitprojekts INFINITY gewonnenen Alterungsdaten von Modulen mit unterschiedlichem Aufbau in gleicher Weise aufbereitet und integriert.

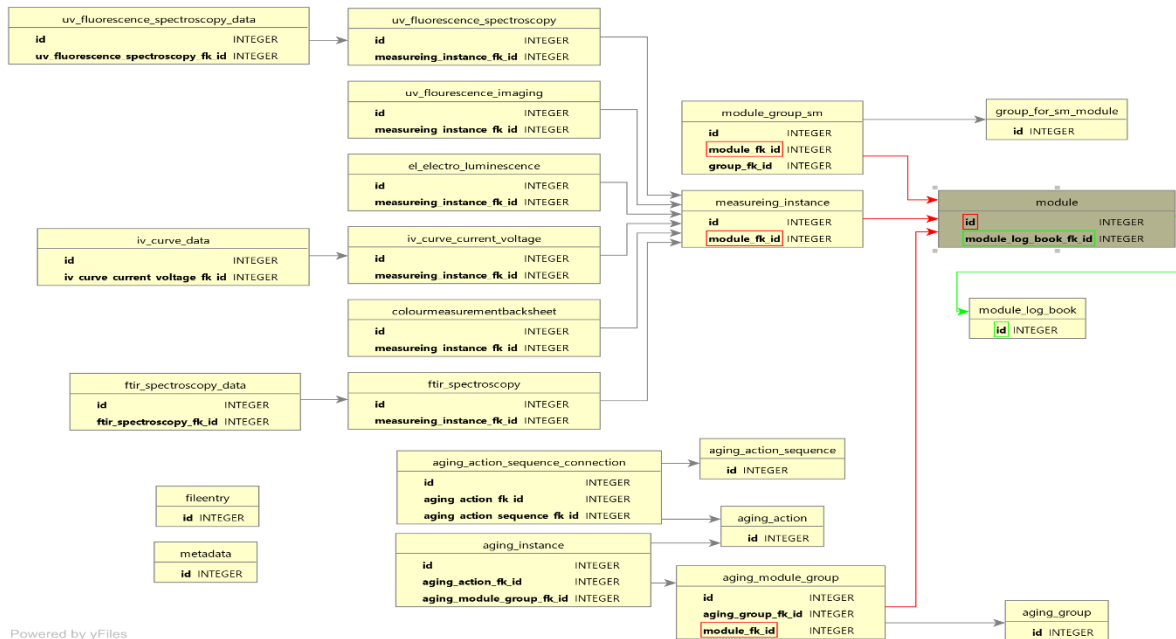


Abb. 5: Datenbank Object Relation Model.

Die Datenbank wurde um aggregierte Datensätze, die aus Bild- und Spektraldaten sowie aus dem Fit der Strom-Spannungskennlinien erhalten wurden, erweitert, womit diese Daten für statistische Analysen, elektrisch-, chemisch- physikalische Modellierung und Analyse der Degradationspfade besser zugänglich gemacht wurden. Da bei einigen Tests die Datenbasis verstärkt wurde, in dem die Lagerung der 6-Zell Module am AIT noch weiter fortgeführt wurde, sind auch danach noch weitere Daten durch Charakterisierung am OFI und AIT generiert worden, die in die bestehende Datenbank integriert worden sind. Das Datenmodell der so entstandenen Datenbank ist in **Abb. 5** zusammenfassend dargestellt.

Mit dem Abschluss des Aufbaus der Datenbank sind die Grundsteine für die Modellierung mittels "Network Structural Equation" Modellen (netSEMs) gelegt, siehe gegen Ende von Kapitel 3.3.

3.2 Statistische Modellierung

Bei der statistischen Modellierung des Leistungsverlustes aus den Daten aus den Arbeitspaketen INFINITY/WP3 (klimaspezifische Lagerungen) und INFINITY/WP4 (unterschiedliche Backsheet- und Einkapselungsmaterialien) wurden klassische Varianzanalyse (ANOVA – ANalysis Of VAriance) und Regression mit Mixed Effects Modellen (die sowohl feste als auch zufällige Effekte enthalten) angewandt. So konnten mittels

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

paarweiser Vergleiche der abnehmenden elektrischen Leistung der Module P_{MPP} @ STC¹ signifikante Unterschiede zwischen den verschiedenen klimaspezifischen Lagerungen nachgewiesen werden. In der Modellierung wurden diskrete Messgrößen, und aus funktionalen Daten (Spektraldaten, Kennlinien) und RGB-Bilddaten (Elektrolumineszenz, UV-Fluoreszenz) abgeleitete Daten genutzt. Statistische Modelle wurden geschätzt um Zusammenhänge zwischen Stressfaktoren, Moduldesigns bzw. Degradationsindikatoren und der elektrischen Degradation herzustellen und Prädiktion zu ermöglichen.

Anhand der geschätzten Modellkoeffizienten können die unterschiedlichen Degradationsgeschwindigkeiten quantifiziert und greifbar gemacht werden. Exemplarisch ergibt sich für den Vergleich der Lagerungen Tropical 1 (DH85/85)² und Tropical 2 (DH90/90) der in **Abb. 6** dargestellte Leistungsverlust über die Zeit. In diesem Fall ist die Leistungsdegradation des Moduls im Beobachtungszeitraum für die DH90/90-Lagerung ca. 2,5-Mal so groß wie bei DH85/85. Für die Daten aus INFINITY/WP4, von Tests an 6-Zell Minimodulen mit unterschiedlichen Einbettmaterialien (EVA³, TPO⁴, POE⁵) und Backsheets (PPF⁶, CPO⁷) wurden mittels ANOVA Unterschiede in der Ausgangsleistung der Module mit spezifischen Materialkombinationen nachgewiesen. Die Modellierung des Leistungsverlusts mittels Mixed Effects Modellen zeigt, dass das Backsheetmaterial einen signifikanten Einfluss auf die Degradationsgeschwindigkeit hat.

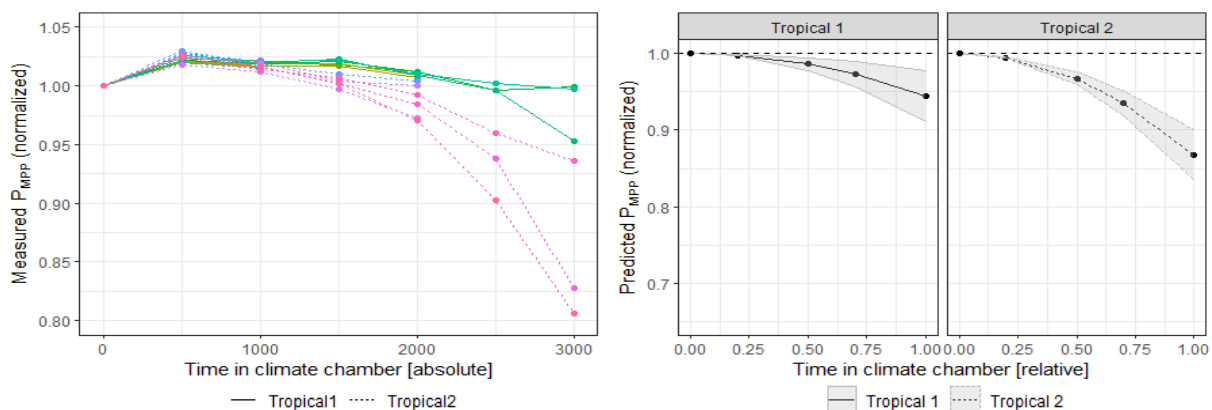


Abb. 6: P_{MPP} -Kurven (links) und gefittete Degradation (rechts) für zwei verschiedene Damp-Heat Lagerungen (DH85 und DH90). Siehe auch [11].

¹ STC – Standard Testbedingungen bei der Photovoltaik-Kennlinien- und Leistungsmessung nach IEC 60904-1 [43]: Einstrahlung in Modulebene 1000 W/m² senkrecht zur Moduloberfläche, 25°C Zelltemperatur, Solares Spektrum der Globalstrahlung entsprechend AM1.5 nach [44]. Siehe dazu auch Anhang 7.2 auf Seite 43f.

² DH – Damp Heat, feuchte Wärme: Lagerung in einer Klimakammer bei konstanten Bedingungen. Hier 85% relative Feuchte (r.H.) bei 85°C bzw. 90% r.H. und 90°C.

³ EVA – Ethylen-Vinylacetat-Copolymer ist eines der meistverwendeten Einbettmaterialien in PV-Modulen [14]. EVA-Folien, die zwischen Frontglas und verschalteten Zellen, sowie an deren Rückseite zwischen Zellmatrix und Backsheet eingelegt werden verschmelzen und vernetzen im Laminierprozess bei der Modulherstellung.

⁴ TPO – Thermoplastisches Polyolefin, ein nicht-vernetzendes Einkapselungsmaterial [15], [37].

⁵ POE – (Thermoplastisches) Polyolefin Elastomer, ein nicht-vernetzendes Einkapselungsmaterial [15], [71].

⁶ PPF – Rückseitenfolie mit innerer und zentraler Schicht aus Polyethylen-Therephthalat, dünner fluorinierter Außenschicht [86], [37].

⁷ CPO – Co-extrudierte Polypropylen Rückseitenfolie [37].

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Modellierung mit Mixed Effects Modellen

Zur Modellierung der elektrischen Degradation wurden zahlreiche Ansätze mit Mixed Effects Modellen gewählt, um sowohl die klimatischen Einflüsse zu vergleichen als auch die Degradation der Materialien mit der elektrischen Degradation in Verbindung zu bringen. In paarweisen Vergleichen zwischen Modulen mit identischem Aufbau die unterschiedlichen Alterungsszenarien in den Klimakammern ausgesetzt wurden, die sich durch einen spezifischen Stressor unterscheiden, wurde der Effekt dieses zusätzlichen Stressfaktors quantifiziert und die Signifikanz dieses Einflusses überprüft.

Mit der auf die initiale Leistung normierten Leistung $p_{MPP\ norm} = P_{MPP\ i} / P_{MPP\ 0}$ wird

$$p_{MPP\ norm}(t) = 1 + \beta_1 t 1\{t < 500\ h / 3000\ h\} + \beta_2 t^2 + \beta_3 1\{feature\} + b_{mod} t^2 + e(t) \quad (1)$$

wobei i) (grün) der initiale Leistungsanstieg in den ersten 500 Stunden, ii) (rot) die alterungsbedingte Leistungsdegradation, sowie iii) (blau) die zufälligen Effekte modellieren. Aus **Tab. 3** ist zu sehen, dass z.B. „Moderate 1“ (Lagerung bei 85% Feuchte und 85°C und 1000 W/m² Bestrahlung) in gleicher Zeit siebenmal degradierender wirkt als „Tropical 1“ (Dunkellagerung bei 85% Feuchte und 85°C, ohne Bestrahlung), [1], [10], [11].

Tab. 3: Ergebnisse der paarweisen Vergleiche von Alterungsaktionen (erste gegen zweite Spalte, für Details siehe Tab. 2) ergeben die Fit-Koeffizienten β_i . In der rechten Spalte gibt der Quotient an, wieviel stärker Aktion 2 in derselben Zeit degradierend wirkt als Aktion 1.

Aging action 1	Aging action 2	Additional stress impact / feature	Coefficients			Coefficient ratio ($\beta_2 + \beta_3$) / β_2
			β_1	β_2	β_3	
Tropical 1	Moderate 1	irradiation	0.0257	-0.0431	-0.2588	7,0*
Moderate 1	Moderate 2	constant vs. sequential I	0.0292	-0.3320	0.1174	0.64*
Moderate 2	Moderate 3	DML	0.0278	-0.1955	-0.2754	2.41*
Moderate 2	Moderate 4	Salt mist	0.0249	-0.1566	0.0069	0.96
Moderate 2	Moderate 5	Temperature cycles	0.0207	-0.0103	-0.0315	4.06
Tropical 1	Tropical 2	Increase in T and H	0.0294	-0.0552	-0.0767	2.39*

* ... statistisch signifikant.

Die Modellierung der elektrischen Degradation von P_{MPP} mittels Mixed Effects Modellen für Testmodule mit drei unterschiedlichen Einkapselungen (EVA, TPO, POE) und zwei Backsheet-typen (PPF, CPO) für das gleiche Alterungsszenario zeigte signifikanten Einfluss des Einkapselungsmaterials auf die Degradationsgeschwindigkeit, siehe **Abb. 7**, [9].

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

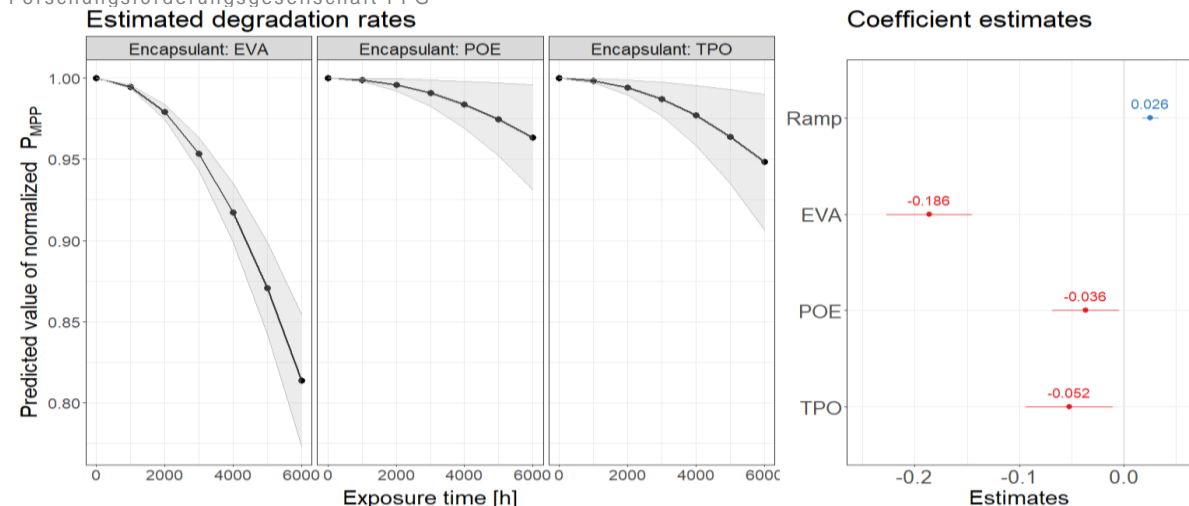


Abb. 7: Geschätzte Degradationsraten je Einkapselungsmaterial. Links: zeitlicher Verlauf der P_{MPP} -Leistung in Abhängigkeit von der Dauer der Lagerung bei feuchter Wärme DH 85/85.

Auch die Änderungen in den UV-F Spektren über die Expositionszeit in der Klimakammer, siehe **Abb. 8**, weisen einen signifikanten Zusammenhang mit der elektrischen Degradation auf. Für diesen Modellierungsansatz wurden Konzepte der *functional data analysis* in die Mixed Effects Modelle integriert und die UV-F Spektren als Funktionen in der Modellierung verwendet. Durch den gewählten Modellansatz können die für die Erklärung relevanten Wellenlängenbereiche in den UV-F Spektren automatisch identifiziert werden.

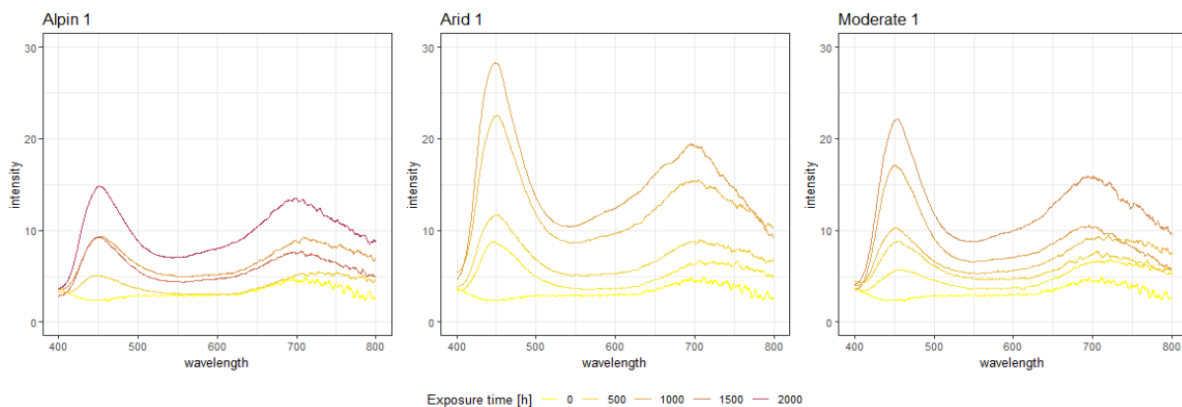


Abb. 8: UV-F Spektren⁸ nach Klimaeffekt (Alpin 1, Arid 1, Moderate 1, Übersicht der Alterungsaktionen siehe **Tab. 2**) die zur Modellierung der elektrischen Degradation verwendet wurden.

Um die Degradation des Backsheets mit der elektrischen Degradation in Verbindung zu bringen, wurden Peaks der IR-Spektren und die Farbmessungen zur Modellierung verwendet. Deskriptive Analysen (siehe **Abb. 9**) zeigen die Korrelationen zwischen P_{mpp} und den Peaks der IR-Spektren je Alterungsszenario. Durch automatisierte Selektion im Mixed Effects Modell wurden die relevanten IR-Peaks identifiziert und nur diese für die Modellierung verwendet.

⁸ Hier ist die Intensität als Funktion der Wellenlänge λ (nm) dargestellt. In der Molekülspektroskopie wird auch die $1/\lambda$ und damit der Energie direkt proportionale Größe der Wellenzahl (cm^{-1}) verwendet. $10\,000\text{ cm}^{-1}$ bzw. $10\,000$ Schwingungen je Zentimeter entspricht damit der Wellenlänge von 1000 nm . Siehe dazu im Anhang die Zusammenstellung in **Tab. 7** auf Seite 41.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

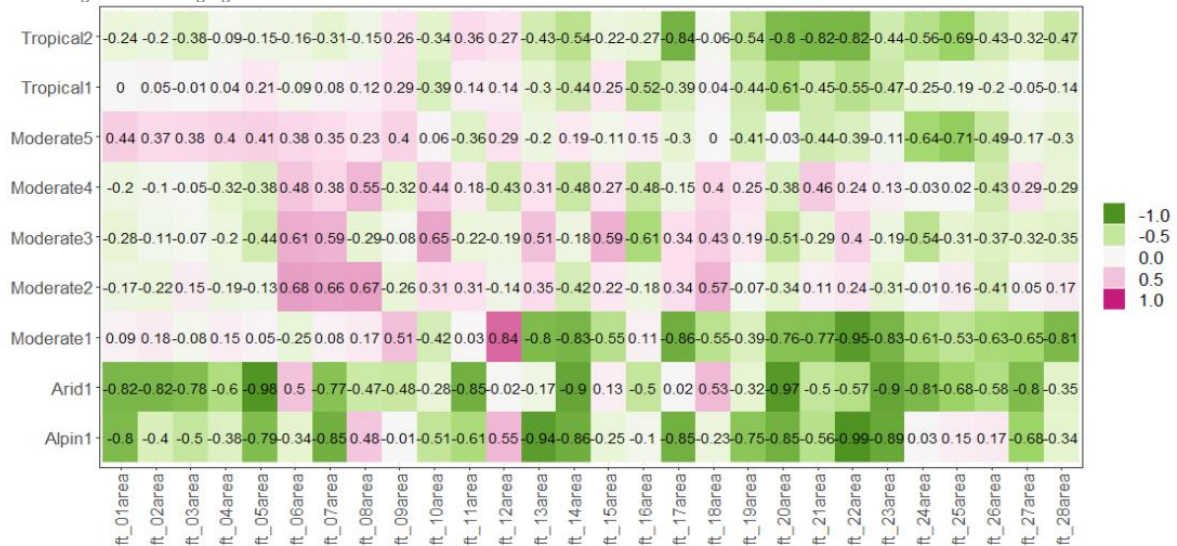


Abb. 9: Korrelationen zwischen der Intensität bei 28 identifizierten Peaks in den IR-Spektren und P_{MPP} je Klimasetting. *Weiß* ... keine, *grün* ... negative, *violett* ... positive Korrelation zwischen Leistungs- und Intensitätsentwicklung der entsprechenden Bereiche im IR-Spektrum.

Wieder konnte nachgewiesen werden, dass durch die IR-Peaks gemessene Materialdegradation einen wesentlichen Beitrag zur Erklärung der elektrischen Degradation liefern kann. Die Farbmessungen konnten dagegen keine zusätzliche Information für die Modellierung liefern. In den Daten, insbesondere in den IR-Peaks, wurden einige Ausreißer bzw. unzuverlässige Messwerte entdeckt, die die Modellierung und somit die Abschätzung der Degradationseffekte verzerren können. Es wurde eine robuste Rang-basierte Methode für Mixed Effects Modelle entwickelt, um zuverlässigere Ergebnisse zu erhalten.

3.3 Zu Chemisch / physikalisch / elektrische Modellierung

Zusätzliche Degradations-Indikatoren

Zur Unterstützung der Modellierung ist die Definition und die Berechnung von (neuen, zusätzlichen) Alterungsindikatoren wesentlich, die chemischen und physikalischen Degradationsmechanismen zugeordnet werden können. Kennlinien, Spektren und Bilddaten enthalten eine Vielzahl von Informationen, die aber zunächst für eine weitergehende Analyse aufbereitet werden müssen. Erst daraus abgeleitete skalare Größen werden für die hybride naturwissenschaftlich / daten-getriebene Modellierung als weitere Inputgrößen verwendbar. Diese zusätzlichen Größen setzen sich zusammen aus

- den *elektrischen Daten* (I-V Kennlinien und Parameter) durch Fitting mit einem Ein-Dioden-Modell abgeleitete Werte zur zusätzlichen Quantifizierung der elektrischen Kenn-Größen,
- von *Elektrolumineszenzbildern* abgeleiteten Werten zur Quantifizierung von Zellbrüchen,
- von *UV-Fluoreszenzbildern* abgeleitete Werte zur Quantifizierung des Flächenanteiles erhöhter Fluoreszenz im Bereich der Zellränder,

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- von *FTIR-Spektren der Backsheets* abgeleiteter Quantifizierung einzelner Absorptionsbanden aus den Reflektionsspektren des Einkapselungsmaterials, jeweils über dem Backsheet oder Zelle gemessen
- von *UV-Fluoreszenzspektren* der Einkapselungsmaterialien abgeleiteter Quantifizierung der einzelnen Fluoreszenzpeaks,
- von *UV/VIS/NIR-Spektren* der Einkapselung abgeleitete optische Kennwerte.

Berechnung der Modul- / Zellparameter aus den Strom-Spannungskennlinien

Die Strom-Spannungskennlinien (I-V) der PV-Module wurden nach IEC 60904-1 gemessen. Die Messbedingungen beim verwendeten gepulsten Simulator PASAN HIGH^{LIGHT} VLMT⁹ sind sehr nahe an den Standardtestbedingungen (STC: 1000 W/m² senkrechte Einstrahlung, spektrale Verteilung AM 1.5 und 25°C Zelltemperatur, siehe dazu auch Kapitel 7.2 im Anhang). Die vorhandenen kleinen Abweichungen werden nach IEC 60891 [42] korrigiert. Die **Abb. 10 a** gibt eine gemessene und auf STC korrigierte I-V Kennlinie wieder. Die PASAN-Auswertesoftware speichert nicht nur die gemessene und auf STC korrigierte Strom-Spannungskennlinie mit jeweils mehr als 5 000 Datenpunkten, sondern gibt auch die eine Kennlinie im Wesentlichen definierenden Parameter aus: Leerlaufspannung V_{OC} , Kurzschlussstrom I_{sc} , und Strom und Spannung im Punkt maximaler Leistung mit $P_{MP} = I_{MP} \times V_{MP}$, sowie den Füllfaktor $FF = I_{MP} \times V_{MP} / (I_{sc} \times V_{OC})$. Für die unterschiedlichen Alterungsaktionen und Zwischenbeurteilungen an gleichartigen und den sechs Varianten an Materialkombinationen wurden insgesamt 389 und 333, somit insgesamt über siebenhundert Kennlinien gemessen.

Für ein elektrisches Ersatzschaltbild für PV-Zelle und PV-Modul als Serienschaltung der Zellen können die Parameter durch einen Fit geschätzt werden. Da sich nahezu alle aufgetretenen Degradationsmechanismen sehr homogen auf alle 6-Zellen der Minimodule auswirkten, kann das Modul als einfache Serienschaltung der Zellen modelliert, und das meistverwendete und relativ einfache 1-Dioden Modell angewendet werden, das in **Abb. 10 b** dargestellt ist. Detail zum Modell, Parameter und Gleichungen siehe Kapitel 7.2 im Anhang sowie Kapitel 4 in [32]. Die Kennliniendaten wurden automatisiert verarbeitet, um die Parameter des 1-Diodenmodells zu fitten, womit alterungsbedingte Änderungen der Kennlinie besser analysiert werden können, [87]. Die **Abb. 10** gibt ein Beispiel für **a**) eine gemessene Kennlinie, **b**) die Gleichung der I-V-Kennlinie und 1-D Ersatzschaltbild und **c**) die mit den Fit-Parametern berechnete Kennlinie.

⁹ PASAN ist Teil des Meyer Burger Konzerns, und stellt in Neuchâtel (CH) Messinfrastruktur für die Photovoltaik-Messtechnik her, <https://www.pasan.ch/>. Der für die Messung der Modul-Strom-Spannungskennlinien am AIT verwendete PASAN HIGH^{LIGHT} VLMT (very large module tester), A+A+A+ nach IEC 60904-9 [45] kann für PV-Module bis zur Größe von 3 m x 3 m, verwendet werden. Die Klassifizierung von A+, A ... C ist über die Abweichung vom solaren Spektrum AM1.5 in 6 Spektralbändern zwischen 300 und 1200 nm, die örtliche und zeitliche Instabilität definiert.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

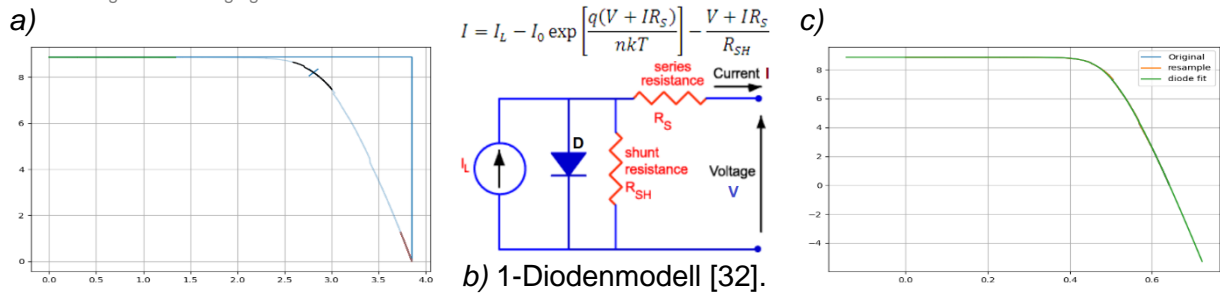


Abb. 10: Strom-Spannungskennlinien-Fit: Spannung auf horizontaler, Strom auf vertikaler Achse. a) Gemessene Kennlinie und Bereiche für Fit von I_{SC} und R_{SH} (links oben), um den Punkt maximaler Leistung P_{MPP} (Krümmungsbereich) und V_{OC} und R_S (rechts unten); b) Schaltbild; I_L ... Photostrom, D ... Diode, R_S ... Serien, R_{SH} ... Parallelwiderstand (Shunt), c) Gemessene und mit den Fit-Parametern ($I_L = 8,87$ A, $j_0 = 0,473$ nA, $U_{OC} = 3,85$ V, $I_{SC} = 8,87$ A, $V_{MPP} = 2,80$ V, $I_{MPP} = 8,22$ A, $R_S = 12,7$ mΩ, $R_{SH} = 212,0$ Ω, $FF = 67,4\%$) berechnete Strom-Spannungskennlinie, bezogen auf die einzelne Zelle.

Diese zusätzlichen skalaren Charakterisierungsparameter wurden in die Datenbank (siehe Kapitel 3.1) integriert. Die Abb. 11 gibt als Beispiel den zeitlichen Verlauf des Serienwiderstands und des Kurzschlussstroms, wobei steigender Serienwiderstand als auch sinkender Kurzschlussstrom die Leistung reduzieren.

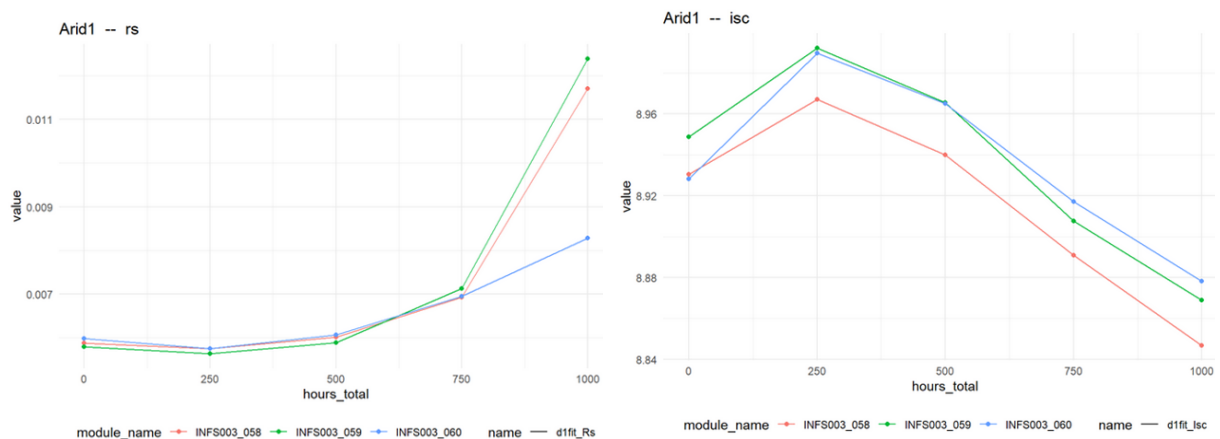


Abb. 11: Beispiel für die Änderung der elektrischen Kennwerte Serienwiderstand (links) und Kurzschlussstrom (rechts) im Zeitverlauf der Messungen bei der Alterungssequenz „Arid1“ – hohe Umgebungstemperatur und Einstrahlung auf die Module.

Nach einem geringfügigen Rückgang des Serienwiderstands nach 250 Stunden, steigt der Serienwiderstand auf den mehrfachen Ausgangswert an (linke Grafik). Der Kurzschlussstrom (rechte Grafik) sinkt nach anfänglichem Anstieg mit der Zeit ab. Nach 750 h bei der Alterungssequenz „Arid 1“ ist – gegenüber dem Ausgangszustand - sowohl der Serienwiderstand wesentlich erhöht, als auch der Kurzschlussstrom gesunken.

Bilddatenanalyse - Elektrolumineszenz:

Die Elektrolumineszenz-Daten dienen hier als Input für die Entwicklung und Anwendung eines Deep-Learning-Ansatzes für die Klassifizierung und Lokalisierung von Defekten. Mittels einer Mask-R-CNN-Architektur, die eine parallele Segmentierung und Klassifizierung einzelner Fehlerinstanzen ermöglicht. So konnten zusätzliche Informationen (skalare Messgrößen) extrahiert werden, um die vorhandene Datenbank für anschließende statistische Analysen zu erweitern. Trotz der, vergleichsweise, geringen Bilderanzahl und der ungleichmäßigen

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Verteilung der Fehler im Datensatz, liefern diese Ergebnisse bereits wichtige weitere Kenngrößen zur weiteren Analyse und Modellbildung (Abb. 12) und [67].

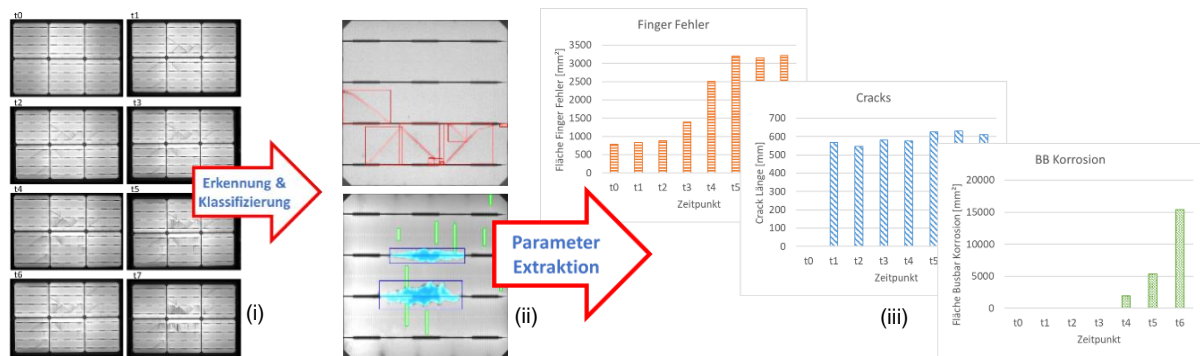


Abb. 12: Deep-learning basierte Bildanalyse von EL Bildern; (i) EL-Rohdaten bei unterschiedlichen Testzeitpunkten, (ii) Feature-Extraktion auf Zellebene, (iii) Klassifizierung der erkannten Defekte und Korrelation mit fortschreitender Alterung.

Zusätzlich wurde untersucht, ob die Fehlerklassifizierung durch zusätzliche (künstlich generierte) Trainingsdaten gesteigert werden kann (Anwendung sog. „generativer Modelle“) [68]. Unterschiedliche Fehlerklassen, wie Metallisierungsbrüche („Finger-Breaks“), Zellbrüche oder aber auch Korrosionseffekte wurden für alle EL Bilder gelabelt und in hochauflösenden Bilddaten abgelegt. Diese werden schließlich in eine offene Datenbank übertragen werden, um sie der wissenschaftlichen Community zur Verfügung zu stellen, da es in dieser Qualität noch keine verfügbaren Datensätze gibt.

Auswertung der Ultraviolett-Fluoreszenz (UVF) -bilder

Es wurde ein Verfahren entwickelt, um Alterungseffekte der polymeren Einkapselung aus den Helligkeits-Flächenverhältnissen in Ultraviolett-Fluoreszenz Bildern zu bestimmen, **Abb. 13**.

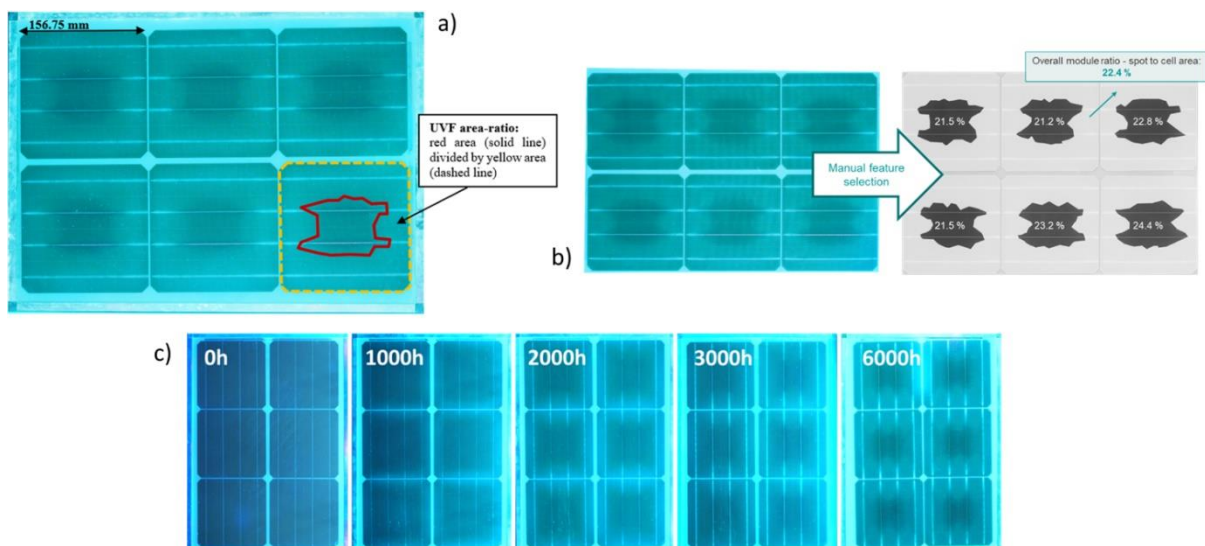


Abb. 13: Auswertung von UV-Fluoreszenzbildern: a) Typisches UVF-Muster nach 6000 Stunden (beschleunigter) Alterung („Tropical 1“; b) manuelle Extraktion von UVF-Mustern auf Zell-/Modul-Ebene und erfassen des Flächenverhältnisses der dunklen Bereiche zur Gesamten Zellfläche; c) UVF-Bilder der Zeitreihe von 6000 h beschleunigter Alterung.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Zweck ist es, damit eine weitere skalare Inputgröße für nachfolgende Modellierungen zu erhalten. Dazu wurden UVF-Bilddaten hinsichtlich ihres UVF-Flächenverhältnis von typischen, zeitlich abhängigen Fluoreszenzmustern des Einkapselungsmaterials untersucht und ausgewertet, siehe **Abb. 13**. Diese Muster entstehen durch Belastungs-, Alterungs- und Degradationsprozesse (wie erhöhte Temperatur, Bestrahlung) die Lumophore bilden, bzw. gegenläufigen Prozesse, die Lumophore abbauen (z.B.: Wasserdampf- und Sauerstoffeintritt), und können in Kombination mit elektrischen Daten Rückschlüsse auf den Zustand oder aber auch das Alter von PV-Modulen liefern [64], [65].

Aus **Abb. 14** ist ersichtlich, dass sinkendes UVF-Flächenverhältnis mit sinkender Leistung und steigendem Serienwiderstand verknüpft ist, während der Modulkurzschlussstrom praktisch konstant blieb, und daher nicht mit Änderungen in der UVF korreliert.

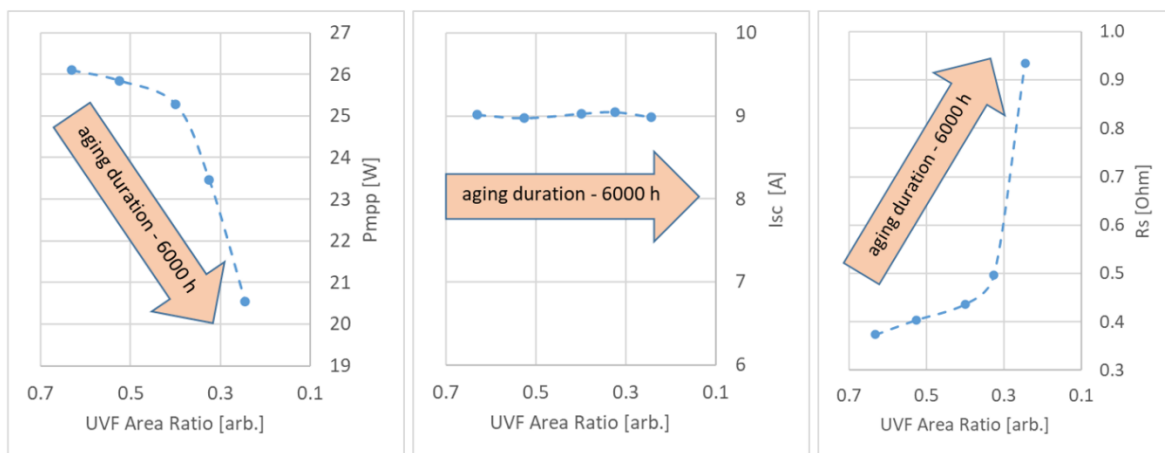


Abb. 14: Zusammenhang der elektrischen PV Modul Parameter Leistung P_{MPP} , Kurzschlussstrom I_{SC} und Serienwiderstand R_S vom UVF-Flächenverhältnis für die beschleunigte Alterung Tropical 1 (DH 85/85).

Die Quantifizierung und Untersuchung der UVF-Muster direkt im Feld kann ein Ansatz für die Weiterentwicklung eines Vor-Ort-Wartungsverfahrens sein. Siehe dazu auch [40], [36], [35]. Diese ermöglicht somit eine nächtliche Degradations- / Leistungsbewertung direkt vor Ort, ohne den Betrieb der PV-Anlage zu beeinträchtigen bzw. unterbrechen zu müssen.

Auswertung der FTIR-Spektren

Die **Abb. 15** zeigt die Auswertung der FTIR-Spektren der Backsheets: Mittels OriginPro© Software wurden alle Peaks automatisiert gefittet und integriert und die so berechneten Kennwerte (u.a. Peaklage, Peakhöhe, Peakfläche, Halbwertsbreite) in einer separaten Datei gespeichert.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

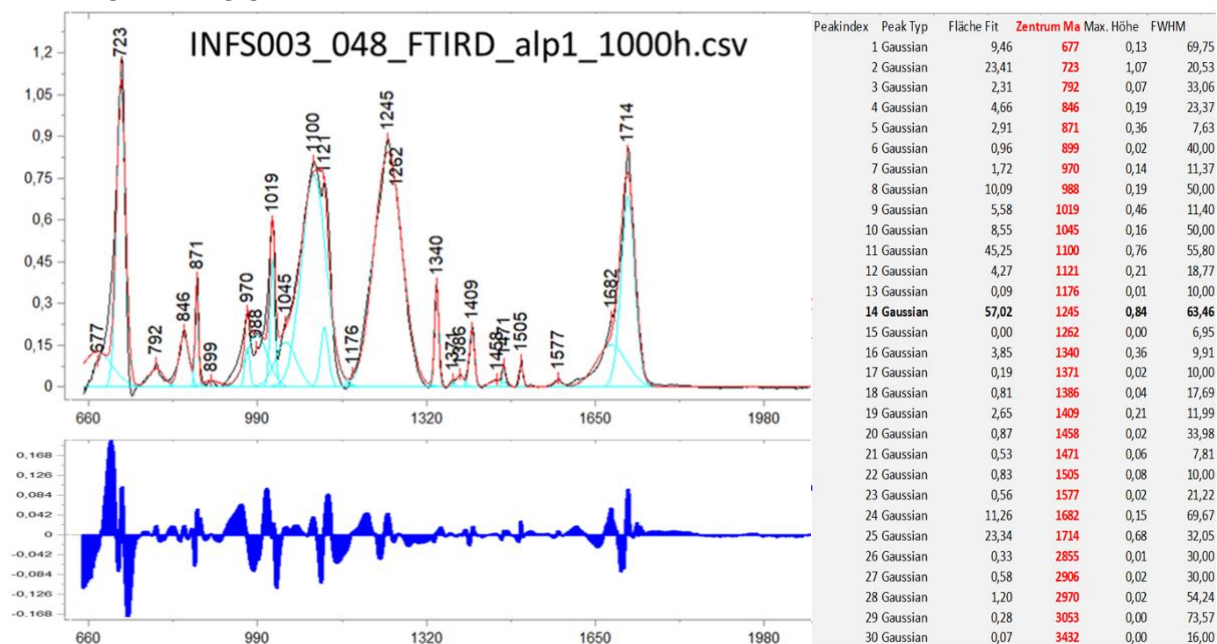


Abb. 15: Aufbereitete FTIR-Spektren (nach Normierung und Basislinienkorrektur, links oben, darunter: Residuen) mit Bandenfit, und Auflistung der Banden-Flächen und Höhen.

Diverse chemische und physikalische Degradationsmechanismen können dann einzelnen Banden zugeordnet werden, siehe Übersicht in **Tab. 4** und **Abb. 9**.

Tab. 4: Zuordnung der Chemisch-Physikalischen und chemischen Degradationsmechanismen zu Spektralbereichen / -banden

Chemisch / Physikalische Degradation	Spektrale Deskriptoren
Oxidation, C=O Bildung	Bildung/ Intensitätszunahme C=O Bande(n) 1740-1700 cm ⁻¹
Hydrolyse, OH-Bildung	Entstehung einer breiten Bande ~3400 cm ⁻¹
Kristallinitätszunahme	Intensitätszunahme: 1472, 1342, 1255, 1020, 962, 848 cm ⁻¹
Kettenabbau/-spaltung	Intensitätsabnahme nCH ₂ , Zunahme nCH ₃
Chemische Degradation	Spektrale Deskriptoren
Photo-Oxidation	Entstehung eines Peaks bei ~650-700nm

In **Abb. 16** ist ein Beispiel für die aufbereiteten Fluoreszenzspektren der Einkapselungsmaterialien dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

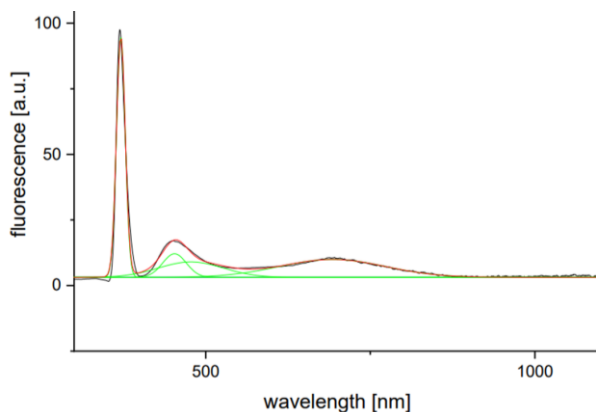


Abb. 16: Aufbereitete Fluoreszenz-Spektren mit Bandenfit.

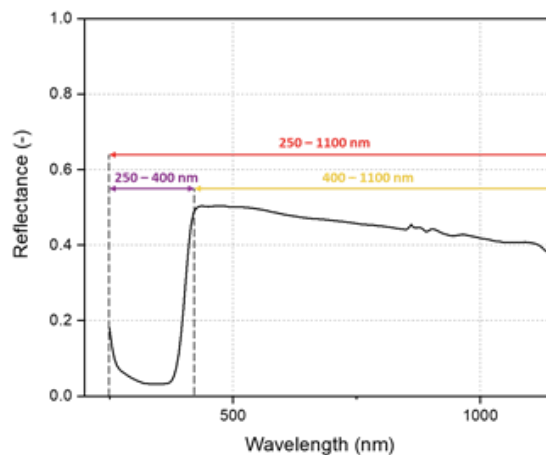


Abb. 17: UV/VIS/NIR Reflektionsspektrum vom Einkapselungsmaterial (über dem Backsheet gemessen).

Die Spektrenverarbeitung erfolgte analog zu den FTIR-Spektren mittels Fit und Integration der Peaks. In **Abb. 17** ist ein UV/VIS/NIR¹⁰ Reflektionsspektrum des EVA Einbettmaterials dargestellt, das über dem Backsheet gemessen wurde. Aus den Spektren werden insgesamt acht Alterungsindikatoren abgeleitet, die – indem ein Teil der Einstrahlung reflektiert oder absorbiert wird – die Leistung der Photovoltaikzellen beeinträchtigen können, siehe **Tab. 5**.

Tab. 5: Alterungsindikatoren aus den UV/VIS/NIR Spektren: drei Farbwerte, vier Reflektionsgrade.

- Farbwerte (Vergilbung)
 - Yellowness Index YI nach ASTM E313
 - L*, a*, b* Farbwerte nach EN ISO 11664-4
- Mit AM1.5 gewichtete Reflektionsgrade in unterschiedlichen Wellenlängenbereichen
 - 250 – 2500 nm UV/VIS/NIR - das gesamte Sonnenspektrum
 - 250 – 400 nm UV-Bereich: Detektion von Veränderungen in der UV-Stabilisierung
 - 250 – 1100 nm UV/VIS-Bereich – Korrelation mit Leistungsdaten (s. **Fehler! Textmarke nicht definiert.**)
 - 400 – 1100 nm VIS-Bereich – Einfluss von Vergilbung

Für die Berechnung der Indikatoren wurde ein Skript in R geschrieben, das die Spektren einliest, die Werte berechnet und aus sechs Wiederholungsmessungen einen Mittelwert bildet, der dann in die statistische bzw. chemisch/physikalische Modellierung einfließt.

So wie die aus der chemischen und physikalischen Alterung der Polymermaterialien generierten Daten stehen auch diese Kennwerte für die weitere Modellierung zur Verfügung.

¹⁰ Für das elektromagnetische Spektrum sind unterschiedliche Einheiten gebräuchlich: Einerseits wird für den sichtbaren Wellenlängenbereich (VIS) meist die Wellenlänge in nm verwendet, andererseits wird sowohl im langwelligeren Infrarot-Bereich (NIR = Near Infra Red) als auch im kurzwelligeren Ultraviolett-Bereich (UV-A und UV-B) üblicherweise die Wellenzahl pro Zentimeter angegeben (siehe auch Fußnote 8), die der Strahlungsenergie proportional ist. Siehe dazu im Anhang die Zusammenstellung in **Tab. 7** auf Seite 41.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Vorbedingungen, um solche Zusammenhänge aufdecken zu können – quantitative Kenngrößen für möglichst alle nach Alterungsschritten gemessenen Modulcharakteristika zu ermitteln, und in die Datenbank einzupflegen sind somit erfüllt. Die Quantifizierung erhöhter Fluoreszenz erfolgte durch Auswertung der Flächenanteile nach Sichtung/Markierung durch Fachexperten, alle anderen Größen wurden mithilfe automatisierter Skripte gewonnen. Zu den Änderungen in den Bilddaten (Dunkelstrom Elektrolumineszenz, UV-Fluoreszenz) siehe auch Kapitel 3.1, **Abb. 12**.

Strukturgleichungsmodellierung der Modul-Degradationspfade

Um die Degradationspfade zu analysieren und zu visualisieren, wurden auch Strukturgleichungsmodelle (*Structural Equation Modelling*) benutzt. Diese statistischen Modelle werden für das Schätzen von Zusammenhängen zwischen Variablen und den dazwischenliegenden Abhängigkeiten benutzt, wobei diese strukturellen Abhängigkeiten auch grafisch dargestellt werden können, siehe **Abb. 18**. Sie werden öfters in der empirischen Sozialforschung oder auch für Ausbreitungsmodelle von Infektionskrankheiten genutzt. Ein Team des Solar Durability and Lifetime Extension (SDLE) Research Center an der Case Western Reserve University in Cleveland hat diese Funktionalitäten für die Degradationsanalyse von Photovoltaikmodulen adaptiert, [27], [6], [7] und in der netSEM Toolbox [33] der Statistik-Software R [78] implementiert. Damit ist es möglich, prädiktive und mechanistische datengetriebene Modelle des Alterungsverhaltens von Photovoltaikmodulen zu erstellen und auf deren statistische Signifikanz zu untersuchen.

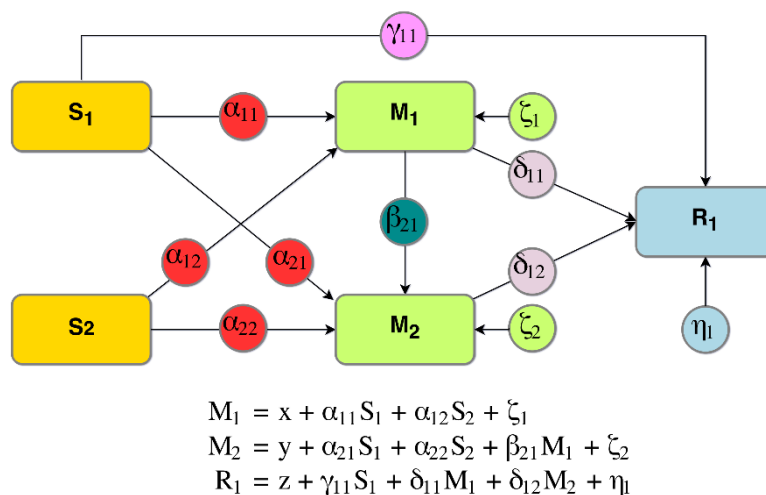


Abb. 18: Allgemeine Strukturgleichungsmodellierung (Network structural equation modelling, netSEM). S ... Stressoren, R ... Ergebnisvariable (Response), M ... weitere, „innere“ Zwischenvariablen, α, \dots, δ ... mögliche Pfade, die die Variablen verknüpfen, ζ, η ... unabhängige externe Einflüsse [30].

Für die in **Abb. 19** dargestellten Analyseergebnisse wurden die Daten der klimaspezifischen Lagerung (Module mit identischem Aufbau, unterschiedliche Stressbedingungen) verwendet. Hierbei standen folgende Messdaten zur Verfügung: Kennwerte aus den Strom-Spannungskennlinien, abgeleitete Werte aus Elektrolumineszenz (EL)-Bildern, Farbmesswerte sowie FTIR-Spektren des Backsheet-Materials und Ultraviolett-Fluoreszenz

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

(UVF)-Spektren des Einkapselungs-Materials. In der Abbildung sind die Ergebnisse der netSEM-Analyse für Tropical 1 (DH 85/85) dargestellt, wobei nur Pfade mit $Adj-R-Sqr$ größer gleich 0,2 dargestellt sind. Zusammenhänge mit hoher Korrelation sind mit dickeren Linien dargestellt als jene, wo das eingesetzte Modell weniger „erklärt“. Hier ist der wesentliche Degradationspfad ($R_s \rightarrow P_{mpp}$) zusätzlich rot hervorgehoben. Die Zusammenhänge zwischen Serienwiderstand R_s , Kurzschlussstrom I_{sc} und P_{mpp} sind über die Messung der Strom-Spannungskennlinie verknüpft. In diesem Fall hat ist die Leistungsdegradation wesentlich von Degradationsmechanismen abhängig, die eine Erhöhung des Serienwiderstands R_s verursachen.

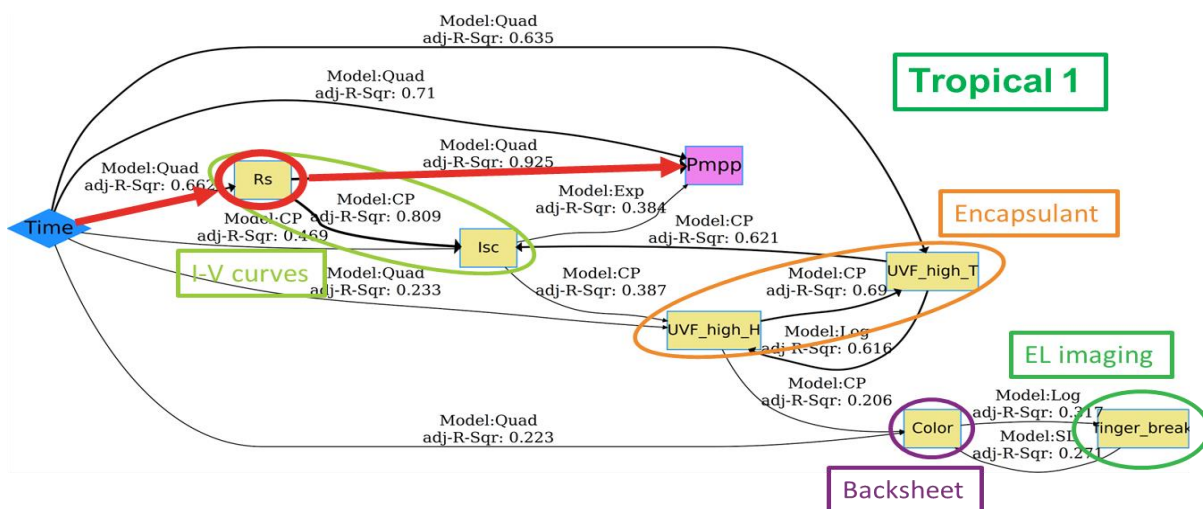


Abb. 19: Die Alterungszeit „Time“ ist der Hauptstressor, Modulleistung im Punkt maximaler Leistung (bei STC) P_{MPP} ist die Systemantwort, R_s ... Serienwiderstand, I_{sc} ... Kurzschlussstrom, „finger_break“ ist die summierte Zellfläche, die von Fingerbrüchen betroffen war, „Color“ ist die Farbänderung des Backsheetmaterials und UVF_high_H und UVF_high_T sind die summierten Flächen unter den UVF-Peaks des Einkapselungsmaterials bei 450-500 nm und um 700 nm. Die Modelle der Abhängigkeiten sind: „SL“ ... lineare Einfachregression, „Quad“ ... quadratische Regression, „Exp“ ... exponentiell, „Log“ ... logarithmisch, „CP“ ... Änderungspunkt (change point - Knick). „Adj-R-Sqr“ ist der bereinigte R^2 -Wert der Residuen für die einzelnen angewandten Modelle.

Die Farbänderung des Backsheet-Materials sowie die Intensität der UVF-Peaks des Einkapselungsmaterials zeigen hier keinen starken Zusammenhang mit dem Leistungsverlust des Moduls. Beide polymerischen Materialien spielen eine untergeordnete Rolle bei der Alterung des PV-Moduls unter reiner DH-Belastung.

Bei zusätzlichen Bestrahlungszyklen zu einer DH-Belastung (Moderate 1) zeigt das Einkapselungsmaterial eine starke Korrelation zur Alterungszeit und P_{MPP} und gewinnt an Bedeutung. R_s zeigt weiterhin einen guten Zusammenhang zur Alterungszeit und P_{MPP} .

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

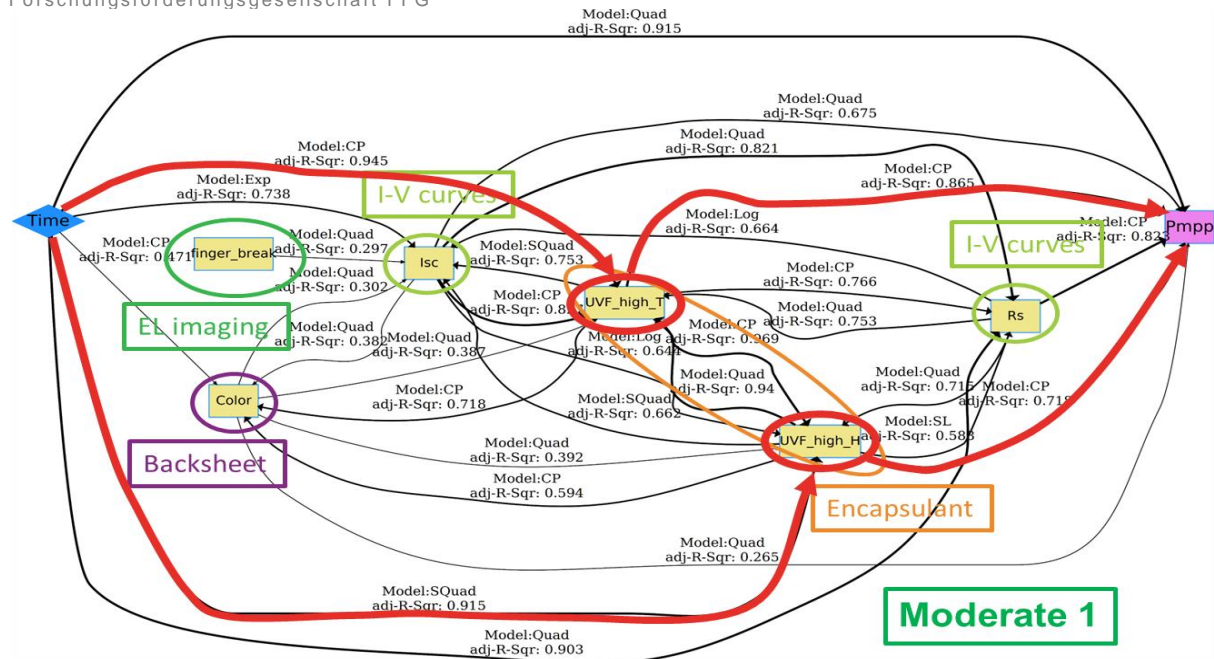


Abb. 20: Modell der Degradationspfade für die DH-Lagerung 85/85 mit Bestrahlung 1000 W/m² „Tropical 1“: Bezeichnung der Variablen und deren Verknüpfungen siehe **Abb. 19**.

Der Hauptabbaupfad führt durch beide UVF-Peaks. Die Farbänderung des Backsheet-Materials spielt weiterhin eine untergeordnete Rolle bei der Alterung des gesamten PV-Moduls, siehe **Abb. 20** und [31].

3.4 Validierung prädiktiver Modelle, Design of Experiment

Die Erkenntnisse aus der Modellierung sollen auch dazu verwendet werden, die Verfahren der beschleunigten Alterung adaptieren zu können.

Zusammenhang zwischen Materialkombinationen / Moduldesign und den Degradationseffekten in der beschleunigten Alterung

Es ist erklärtes Ziel beschleunigter Alterungsverfahren, möglichst exakt jene Fehler in kürzerer Zeit hervorzurufen, die in längeren Zeiträumen bei der realen Anwendung auftreten. Siehe dazu auch [29], [58], [64]. Dabei sollten möglichst

- Fehler in wesentlich kürzerer Zeit auftreten, als dies in der realen Anwendung der Fall ist (*Accelerated Testing* – beschleunigte Alterung)
- keine Fehler unentdeckt bleiben (*False Negative* – bei den Tests wird ein bestimmter Fehler nicht beobachtet, der aber später in der Anwendung auftritt), aber auch
- Tests nicht unverhältnismäßig hohe/unrealistische Stressbedingungen aufweisen (*False Positive* – ein Fehler wird bei den Tests beobachtet, der aber in der realen Anwendung so gar nicht vorkommt), und
- Testergebnisse sollten Rückschlüsse darauf ermöglichen, *wann* – bei gegebenen realen Anwendungsbedingungen – ein bestimmter Fehler zu erwarten ist (*Distinct accelerating factor* - bestimmter Beschleunigungsfaktor, *degradation modelling* - Alterungsmodellierung).

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die im Projekt durchgeführten Arbeiten konzentrierten sich darauf, für die angewandten beschleunigten Alterungsverfahren (siehe **Tab. 2**), die eine Kombination von unterschiedlichen Stressbedingungen aufweisen, die mitunter sequenziell wechseln, die Zusammenhänge zwischen diesen Stressbedingungen und der Degradation von Photovoltaikmodulen zu analysieren. Wesentlich ist dabei auch, ob die im Projekt zur Analyse eingesetzten spektroskopischen (IR- und UV-F Spektroskopie) und bildgebenden Verfahren (UV-Fluoreszenz, Elektrolumineszenz) sowie die daraus abgeleiteten skalaren Größen dazu geeignet sind,

- die Analyse der Degradationsprozesse zu unterstützen, und
- aus diesen und daraus abgeleiteten Daten auf die Modul-Leistungsdegradation zu schließen, und somit
- eine quantitative Modellierung und damit Vorhersage von Degradationsprozessen zu erlauben; einerseits
 - wie unterschiedlich wirken sich bei einem gegebenem PV-Moduldesign die verschiedenen beschleunigten Alterungsverfahren aus (siehe dazu auch die Ergebnisse im Zwischenbericht), andererseits
 - wie unterschiedlich degradieren PV-Module mit unterschiedlichem Aufbau, wenn auf sie dasselbe Alterungsverfahren angewandt wird.

Die Ergebnisse von AP3 und AP4 [1], [12], [13] sowie [30], [17], [9], [7] zeigen, dass diese Zusammenhänge in vielen Fällen nachweisbar und statistisch signifikant sind, diese Verfahren und Analysemethoden (siehe auch [69], [82]) tatsächlich Potential haben, die Degradationsmechanismen besser zu verstehen und prognostizieren zu können [74].

Die im Vorgängerprojekt INFINITY (FFG-Proj.Nr. 5478204) Alterungsverfahren sind nach Klimazonen benannt, siehe [18] und Übersicht in **Tab. 2**, da diese beschleunigten Alterungsverfahren Aspekte dieser Klimazonen beinhalten.

Ein direkter Zusammenhang zwischen den Testverfahren und den tatsächlichen mikroklimatischen Stressbedingungen in diesen Klimazonen kann nicht hergestellt werden, was jedoch generell für die in der Photovoltaik angewandten Verfahren der beschleunigten Modulalterung gilt [51], [52], [53], [54]. Es lassen sich aber sehr wohl Fehlermodi angeben, die bei bestimmten Tests auftreten, und die in ähnlicher Form auch in Anlagen gefunden wurden, siehe **Tab. 6**. Die in INFINITY / ADVANCE! angewendeten Tests (**Tab. 2**), sind von den Standard-Tests (**Tab. 6** und [46] bis [50]) abgeleitet, wobei einerseits zum Teil zusätzliche Stressbedingungen kombiniert wurden (z.B. zusätzliche Bestrahlung unter Feuchte-Wärme-Lagerung), andererseits die Gesamtzeiten unter Stressbedingungen im Vergleich zu den Standard-Tests noch wesentlich erhöht wurden, um deutlichere Degradationseffekte zu erzielen. Die getesteten Varianten von Modul-Materialkombinationen sind ein robustes Design, das sonst kaum Degradationseffekte zeigen würde.

Jedenfalls werden nach **Tab. 6** wesentliche Degradationsmechanismen durch die angewendeten „klimaspezifischen“ Alterungstests abgedeckt, weshalb die Analyseverfahren und die Modellierung auch auf „real gealterte“ Module anwendbar sein werden.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Tab. 6: Sequentielle Modul-Testverfahren und Zusammenhang mit Fehlern in PV-Anlagen (aus [72]).

IEC Standard	IEC 61215-2 Ed2, IEC 61730-2 AMD 1 Ed2										61701	62979	63342
	TC	DH	HF	UV	ML	DML	Hail	BPT	62804 PID	NaCl NH ₃	BPR	LeTID	
Delamination		×	×	×					×				
Encapsulant adhesion & elasticity		×		×									
J-Box adhesion	×	×	×										
Cell breakage c-Si	×				×	×	×						
Broken interconnects, ribbons	×				×	×							
Glass breakage	×				×	×	×						
Open Connections (potential arcing)	×												
Solder bonds (potential arcing)	×				×	×							
Corrosion (all technologies)		×								×			
Electrochemical corrosion (TE)		×											
Inadequate edge delamination (TE)		×	×										
Encapsulant & backsheet discoloration				×									
Ground fault due to backsheet degradation				×									
Structural failures					×								
Bypass diode failure								×			×		
BPD overheating								×			×		
degradation of encapsulant & backsheet materials													
Specific corrosion (deicing, etc)									×				
LeTID												×	
PID									×				
Bifacial coefficient degradation		×							×				

In den letzten Jahren gab es entscheidende Änderungen im Standarddesign von Photovoltaikmodulen: Indem die PV-Zellen in der Fertigung immer größer wurden [34], es aber schwierig ist, solche übergroßen Zellen direkt mit den bisherigen Zellverbindungstechnologien zu Strängen weiterzuverarbeiten und in Module einzubetten, wurde ein neues Design mit daraus geschnittenen rechteckigen Zellen (z.B. Halbzellen) entwickelt, die mit vielen sehr dünnen Zellverbindern verbunden werden. Statt in einer Serienschaltung werden diese Stränge in einer Serien-Parallelverschaltung zu neuen Großmodulen integriert.

Zukünftige beschleunigte Alterungsverfahren haben Besonderheiten dieser neuen Konzepte (die auch oft den vom Modulhersteller ausgeführten Laser-Schnitt der Zellen und neue

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Zellverbindungstechnologien beinhalten) zu berücksichtigen, was in ADVANCE! noch nicht möglich war, da das Projekt ja auf den Testmodulen und Daten, die im Leitprojekt INFINITY entstanden sind, aufbaute. Komplett neue Versuchsreihen mit Halbzelltechnologie aufzubauen war nicht vorgesehen, und hätte sowohl den Budget- als auch die Zeitrahmen gesprengt. Die Untersuchungen bzgl. Veränderungen der Einkapselungs- und Rückseitenmaterialien bleiben auch für neuere Moduldesigns gültig, und auch das Grundmaterial, waferbasierte, monokristalline PERC-Siliziumzellen, ist auch bei den großen Halbzellen bis heute meist dasselbe.

Lessons Learned aus den angewandten beschleunigten Alterungsverfahren, und deren Durchführung, Ausblick

Bei den Kombinationen hoher Klimakammer-Lufttemperatur und hoher Bestrahlungsintensität, „Moderate 1“, „Alpine“ und „Arid“ traten einerseits unrealistisch hohe Modultemperaturen auf, andererseits resultierte aus der großen Temperaturdifferenz zwischen Luft- und Modultemperatur niedrige Feuchte an der Moduloberfläche, vgl. **Tab. 2**. Diese Effekte könnten durch eine bessere Abstimmung der Temperatur-, Feuchte- und Einstrahlungsbedingungen zum Teil korrigiert werden.

Der verwendete monokristalline Si-PERC-Zelltyp¹¹ mit p-Dotierung durch Bor ist anfällig für die Bildung von Eisen-Bor oder Bor-Sauerstoffkomplexen [16], wodurch Licht anfangs eine Leistungsminderung von wenigen Prozent der Ausgangsleistung verursacht, die anschließend bei weiterer Beleuchtung stabil ist. Deshalb erfolgt vor Labortests eine Lichtstabilisierung. Allerdings sind die Bor-Sauerstoffkomplexe (nur) metastabil, denn längere Lagerung der Module bei hoher Temperatur im Dunkeln (wie dies bei DH 85/85 der Fall ist) führt zum teilweisen aufbrechen dieser Bindungen, wodurch die Leistung wieder ansteigt. Werden die Module danach wieder dem Sonnenlicht ausgesetzt, stabilisiert sich die Leistung wieder nach ca. 5 bis 20 kWh/m² auf niedrigerem Niveau. Im Experiment sollte dies berücksichtigt werden.

Bei Zellen, wie dem verwendeten Typ (messbarer LID-Effekt, ohne initiale Lichtstabilisierung durch den Zellhersteller) könnte im Prinzip nur bei einigen Referenzmodulen und jenen, die auch bei den Tests relevante Bestrahlung erfahren, die initiale Lichtstabilisierung durchgeführt werden, bei jenen, die nur bei Dunkellagerung getestet werden, auf Licht“stabilisierung“ verzichtet, und diese pauschal als zusätzliche Leistungsminderung nur rechnerisch berücksichtigt werden. Da es Hersteller gibt, die Zellen bereits in der Fertigung bestrahlen, um den LID-Effekt in der Anwendung zu vermeiden, oder den LID-Effekt durch andere Dotierungsverfahren (z.B. Gallium statt Bor) und Kontrolle der Materialverunreinigungen verringern, lässt sich dies aber nicht als generelle Methode empfehlen. Eine Möglichkeit wäre, bei Dunkellagerung und hoher Temperatur generell einen Strom¹², z.B. 10 % des

¹¹ PERC - Passivated Emitter and Rear Cell (Zelle mit passivierter Emissionselektrode und Rückseite)
LID – Lichtinduzierte Degradation.

¹² Forward-bias Strom: Spannungspolarität wie bei Bestrahlung, aber mit umgekehrter Stromrichtung, wie dies auch bei der Elektrolumineszenz erfolgt. Dieser Stromfluss bei Dunkelheit hat weitgehend dieselben Effekte wie die Lichtstabilisierung, weshalb CID (Current Induced Degradation) auch als Ersatz für die LID-Prozedur verwendet werden kann. Siehe [55] und [61].

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Kurzschlussstroms einzuprägen, eine andere Möglichkeit vor jeder Zwischenmessung eine CID-Stabilisierungs-Prozedur [16], [62] durchzuführen, die weniger aufwendig ist, als wenn mit Licht stabilisiert würde.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

4.1 Ziele und Ergebnisse

Trotz zum Teil schwieriger Rahmenbedingungen¹³ wurde das Projekt gut umgesetzt und eine ausgezeichnete Zusammenarbeit im interdisziplinären Projektteam erzielt. Da einerseits Versuchsreihen aus dem Vorgängerprojekt INFINITY (FFG-Proj.Nr. 5478204) [18], [3], fortgesetzt wurden, um die Datenbasis zu vergrößern, und andererseits vielversprechende Ergebnisse auch in Journalen publiziert werden sollten, ergaben sich einige Verzögerungen im Projektablauf, die zu einer Verlängerung um drei Monate führten.

Ziel des Projekts war, umfangreiche vorhandene heterogene Messdaten aus Versuchsreihen mit Photovoltaikmodulen, elektrische Daten (I-V Kennlinien und Parameter), Modul-Elektrolumineszenz- und UV-Fluoreszenz-Bilder, UV-Fluoreszenz-Spektren des Einbettmaterials, DeltaE Farbmessungen und FTIR-Spektren der Rückseitenfolien, sowie ergänzende weitere Datensätze zu generieren und diese sowie daraus abgeleitete Daten in einer Weise zu verknüpfen, dass damit eine verbesserte Modellierung des Degradationsverhaltens ermöglicht wird.

Für die Varianten von Glas-Folien-Mini-Photovoltaikmodulen, mit drei unterschiedlichen Einbettmaterialien und zwei unterschiedlich aufgebauten Rückseitenfolienverbunden konnte gezeigt und modelliert werden, wie die Degradation mit den Stressfaktoren in der beschleunigten Alterung für die unterschiedlichen Kombinationen zusammenhängt.

Die in dieser Form zuvor nicht oder nicht in dieser Tiefe analysierten Zusammenhänge bei der Degradation von Photovoltaikmodulen führten auch zu mehreren Publikationen in renommierten Zeitschriften und Vorträgen auf Konferenzen, siehe nächstes Kapitel.

4.2 Wirtschaftliche und wissenschaftliche Verwertung

Die Projektergebnisse werden den Interessierten der österreichischen Firmen und Forschungseinrichtungen durch Workshops der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik (TPPV¹⁴) und bei österreichischen Konferenzen vermittelt. Siehe dazu im Literaturverzeichnis [10], [11], [13], [68], [75]. Die Ergebnisse fließen auch in die Zusammenarbeit im IEA PVPS¹⁵ Programm ein, wo im Task 13, der die Zuverlässigkeit und Erträge von Photovoltaikanlagen thematisiert, sowohl OFI, PCCL als auch AIT mitarbeiten. Soweit möglich, wurden im Projekt Open Access Publikationsmedien verwendet, was auch auf die Reports des IEA-PVPS Task 13 zutrifft, siehe dazu [35] bis [40].

¹³ Zeitweilig erschwerten COV-19 Maßnahmen physische Treffen. Dies wurden durch regelmäßige Online-Meetings kompensiert. Auch einige Vorträge bei Konferenzen mussten online gehalten werden.

¹⁴ Österreichische Technologieplattform PHOTOVOLTAIK, <https://tppv.at/>.

¹⁵ IEA – International Energy Agency, Technology Collaboration Programme (TCP) IEA-PVPS, Photovoltaik Power Systems Programme, <https://iea-pvps.org/research-tasks/>.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Laufende (neue) Forschungsprojekte in Zusammenhang mit ADVANCE!-Inhalten

Die ADVANCE! Projektpartner OFI und SONNENKRAFT/KIOTO Solar arbeiten gemeinsam mit dem SUPSI PVLab¹⁶ im Projekt PV-Detect – „*Beschleunigte PV-Produktentwicklung durch fortschrittliche Zuverlässigkeitstests kombiniert mit frühzeitiger Degradationserkennung*“ [24] zusammen, das im SOLAR-ERA.NET Joint Call 2021 gefördert wurde, und auf Testmethoden und optimierte Produktentwicklung für Photovoltaik für den alpinen Raum fokussiert.

Das AIT arbeitet im Projekt ReliaREN – „*Langzeit-Zuverlässigkeit von erneuerbarer Photovoltaik-Energieproduktion*“ [25] gemeinsam mit ENERY¹⁷, PI BERLIN¹⁸ und FZ JÜLICH¹⁹ zusammen, wo, unter anderem die Fehleranalyse und Wartung von PV-Kraftwerken thematisiert wird.

Sowohl AIT, als auch PCCL und OFI sind an der Zusammenarbeit im IEA²⁰ PVPS TCP (siehe auch Fußnote 15) in unterschiedlichen Tasks beteiligt, wo insbesondere in Task 12 und 13 Inhalte des ADVANCE!-Projekts eingebracht werden können.

¹⁶ SUPSI PVLab, <https://pvlab.solar/>.

¹⁷ Enery Development GmbH, <https://enery.energy/>.

¹⁸ PI Photovoltaik-Institut Berlin AG, <https://www.pi-berlin.com/>.

¹⁹ Forschungszentrum Jülich GmbH, <https://www.fz-juelich.de/de>.

²⁰ Webseite zur österreichischen IEA-Forschungskooperation, <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/iea/>

5 Ausblick und Empfehlungen

Es konnte durch die Kooperation im Projekt ADVANCE! gezeigt werden, wie sich Unterschiede in beschleunigten Alterungsverfahren auf PV-Module mit gleichartigem Aufbau, aber unterschiedlichen Materialkombinationen auswirken. Zur besseren Analyse von Degradationsmechanismen wurden Verfahren entwickelt, aus Kennliniendaten und Spektren, sowie aus Bilddaten Parameter abzuleiten, die für die weitere Analyse hilfreich sind. Diese können somit auch als zusätzliche Möglichkeit verwendet werden, um Fertigungsprozesse zu optimieren sowie Degradationsprozesse an Photovoltaikmodulen im Einsatz zu detektieren.

Spezifische Ausschreibungen, die die Entwicklung von verbesserten Komponenten und Fertigungsverfahren von Photovoltaikmodulen adressieren, fehlen. Hauptgrund dafür ist, dass ja ein Großteil der in Österreich (und Europa) installierten Photovoltaikmodule aus Fernost importiert werden. Dennoch existiert in Österreich sowohl Produktion von PV-Modulen durch den Projektpartner SONNENKRAFT/KIOTO, weiters von Energetica²¹, DAS Energy²² und ertex-solar²³, sowie eine Produktion von Komponenten z.B. von Zellverbindermaterialien durch Ulbrich²⁴ und etwa farbigen PV-Einkapselungsfolien von Lenzing Plastics²⁵. Zudem ist es ein erklärtes Ziel der Kommission, die Photovoltaik-Produktion in Europa zu stärken. Österreich war im Mai 2022 eines der fünf Gründungsmitglieder des PV-IPCEI (Important Project of Common European Interest for PV) [21]. Klarerweise ist auch ein hoher Forschungsbedarf in allen Bereichen der Integration einer wachsenden erneuerbaren Produktion aus Photovoltaik und Windenergie ins Netz erforderlich, aber die Produkte und ihre Komponenten besser, billiger und haltbarer zu machen, sollte nicht vernachlässigt werden.

Wie zuvor in Kapitel 3.4 angemerkt, wurden die Zellformate in den letzten Jahren wesentlich größer. Basierten für über 10 Jahre praktisch alle Module auf (mono- oder polikristallinen) quadratischen „M0“-Zellen mit 156 mm Seitenlänge, bzw. auf den geringfügig größeren „M2“-Zellen mit 156,75 mm, so sind in rascher Abfolge weitere, deutlich größere Zellformate entstanden [34]. Zudem nutzen nahezu alle fortschrittlichen Zelltechnologien nun monokristalline Wafer als Basismaterial, polykristalline Zellen sind fast vollständig aus dem Markt verschwunden. 2019 präsentierte LONGI²⁶, der weltgrößte Hersteller monokristalliner Siliziumwafer, auf der 10. SNEC PV Power Expo Shanghai, der größten PV-Messe „M12“-waferbasierte Zellen mit 210 mm Seitenlänge. 2019 wurde noch angenommen, dass Module mit so großen Zellen in Europa in nächster Zeit nicht in signifikanten Mengen installiert werden. Tatsächlich ist heute auch in Österreich der PV-Modulmarkt von Modulen auf Basis von 210 mm Wafern beherrscht, die üblicherweise als Serien-Parallelverschaltung von Halbzellen

²¹ Energetica Industries GmbH, <https://www.energetica.at/>

²² DAS Energy Ltd., <https://das-energy.com/>

²³ ertex solartechnik GmbH, <https://www.ertex-solar.at>

²⁴ Ulbrich of Austria, <https://www.pvribbon.com/> & <https://www.ulbrich.com/company/locations/ulbrich-solar-technologies-austria/>

²⁵ Lenzing Plastics GmbH, <https://www.lenzing-plastics.com/maerkte-und-loesungen/elektronik-und-kabelindustrie/farbige-photovoltaik-einkapselungsfolie/>

²⁶ LONGi Green Energy Technology Co. Ltd., <https://www.longi.com/en>

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

ausgeführt werden. Auch europäische Hersteller, darunter die österreichischen Hersteller energetica und der ADVANCE!-Partner KIOTO SOLAR / Sonnenkraft bieten inzwischen als Standardprodukt monokristalline Halbzellmodule²⁷ an, [84].

Wurden bisher schmale Bändchen verwendet, die jeweils von einer Zell-Vorderseite auf die nächste Zellrückseite verbinden, indem sie mit den Zell-Busbars verlötet wurden (die im Projekt verwendeten Zellen hatten (nur) vier Busbars), sind neuere Zellen durch wesentlich mehr, aber schmalere Bändchen, oder durch in Folie eingebettete Runddrähte [81] verbunden, oder überlappend leitfähig verklebt angeordnet [66]. Daraus resultierende mögliche Auswirkungen auf die Degradation und Lebensdauer neuartiger Moduldesigns werden im laufenden IEA PVPS Task 13 behandelt, in dem PCCL, AIT und OFI mitarbeiten.

Es ist zu erwarten, dass die dynamische Entwicklung der immer breiteren Anwendung von Photovoltaikanlagen, die einerseits aus der Notwendigkeit nicht-fossile Energie zu nutzen entsteht, andererseits erst durch die massiven Preissenkungen von PV-Komponenten ermöglicht wurde, weiter anhält. Die Photovoltaik-Lernkurve (**Abb. 21**)²⁸ ist nur zu einem Teil aus den „economies of scale“ – also der günstigeren Produktion in größeren Einheiten – erklärbar, sondern ist wesentlich auch durch rasche Einführung neuer Zell- und Moduldesigns und verbesserter Fertigungsprozesse bedingt. Damit werden auch Materialeffizienz und CO₂-Fußabdruck der Photovoltaik laufend verbessert [83], [26].

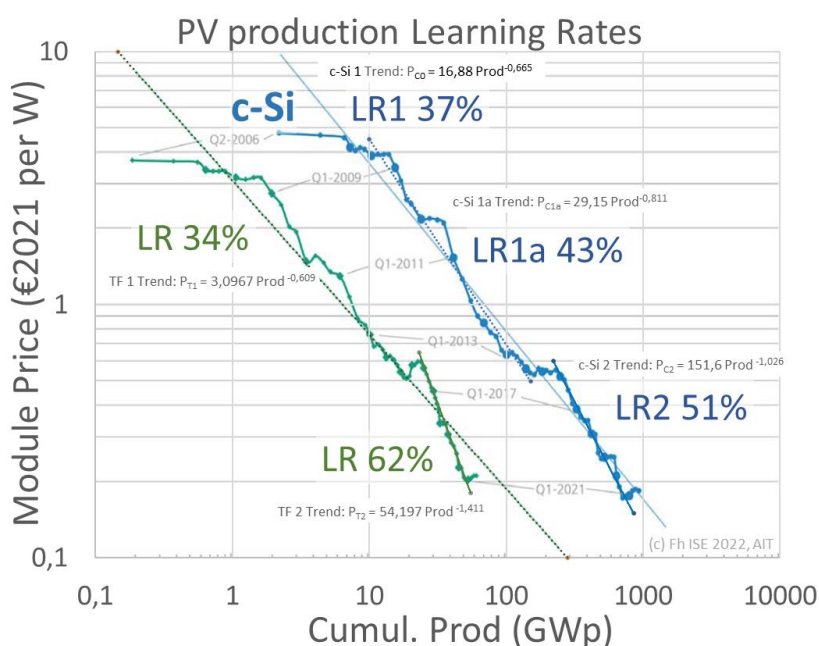


Abb. 21: Lernkurven (Preisdegression über kumulierter Produktion) in doppelt-logarithmischer Darstellung. Dünnschichtbasierte Modultechnologien (TF) grau, Module mit waferbasierten Siliziumzellen (c-Si) blau. Daten aus [26], ergänzt.

²⁷ Siehe z.B. <https://www.sonnenkraft.com/de/produkte/strom/solar-modul-410-wp.html>, und <https://www.energetica.at/produkte-2/>

²⁸ Die „Learning Rate“ gibt an, um wieviel der Preis gesenkt wird, wenn sich die Produktion verdoppelt. Der langjährige Trend bis 2008 war etwa 20% Preisreduktion bei Marktverdopplung, seit 2008 lag dieser Wert für Photovoltaikmodule immer über 30%.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Das ADVANCE!-Konsortium hofft, mit den Projektergebnissen, und der Dissemination der Ergebnisse durch Workshops bei der Österreichischen Technologieplattform Photovoltaik, durch Vorträge und Posterbeiträge bei nationalen und internationalen Konferenzen, durch Veröffentlichungen in renommierten Fachzeitschriften, sowie durch nationale und internationale Kooperationen – und nicht zuletzt mit diesem Endbericht - dazu beizutragen, dass die Erfolgsgeschichte, Photovoltaik laufend besser, langlebiger, umweltverträglicher und günstiger zu machen auch in Österreich fortgesetzt wird.

6 Literaturverzeichnis

- [1] BERGER K.A, KNÖBL K, BRUNE B, ORTNER I, GRUBNER S, ORESKI G, BARETTA C, KUBICEK B, NEUMAIER L, FEICHTNER M, VORONKO Y, EDER G.C: *Advanced degradation modelling of photovoltaic modules and materials*. 38th EU-PVSEC 2021 (online) 4AV.1.19 Poster presentation & enhanced abstract (4p.), WIP Munich 09-2021, <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20212021-4AV.1.19>
- [2] BERGER K.A: *Photovoltaic System and its Application*. Lecture at GBS – green.building.solution Vienna, 26.07.2023.
- [3] BERGER K.A, ÚJVÁRI G, EBNER R, EDER G.C, VORONKO Y, KNÖBL K, DIMITRIADIS S, NEUMAIER L: *Climate specific accelerated ageing tests and PV module outdoor failures observed*. NIST / UL Workshop on Photovoltaic Materials Durability, Gaithersburg, 12-2019
- [4] BIRKEL S.D: *About Climate Reanalyzer*, Climate Reanalyzer (<https://ClimateReanalyzer.org>), Climate Change Institute, University of Maine, USA. Accessed on [2023.09.29].
- [5] BMK & Projektfabrik Waldhör (Hrsg.): *ADVANCE! Models for forecasting the ageing of PV systems*. energy innovation Austria 1/2022 p.6f, <https://www.energy-innovation-austria.at/issue/eia-2022-01-de/> & https://www.energy-innovation-austria.at/wp-content/uploads/2022/03/eia_01_22_fin_english.pdf
- [6] BRUCKMAN L.S, WHEELER N.R, KIDD I.V, SUN J, FRENCH R.H: *Photovoltaic lifetime and degradation science statistical pathway development: acrylic degradation*. SPIE Solar Energy+ Technology proc. 8825, Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems VI, 8825:8825D-8. International Society for Optics and Photonics, 2013. 8 p. doi: [10.1117/12.2024717](https://doi.org/10.1117/12.2024717)
- [7] BRUCKMAN L.S, WHEELER, N.R, MA J, WANG E, WANG C.K, CHOU I, SUN J, FRENCH R.H: *Statistical and Domain Analytics Applied to PV Module Lifetime and Degradation Science*. IEEE Access, vol. 1, pp. 384-403, 2013, doi: [10.1109/ACCESS.2013.2267611](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2013.2267611).
- [8] BRUNE B, ORTNER I, EDER G.C, VORONKO Y, GASSNER A, BERGER K.A, ORESKI G, KNÖBL K, NEUMAIER L, FEICHTNER M: *Connecting material degradation and power loss of PV modules using advanced statistical methodology*. Solar Energy Materials & Solar Cells 260 (2023) 112485, 15 p., <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112485>
- [9] BRUNE B, ORTNER I, EDER G.C, VORONKO Y, ORESKI G, BERGER K.A, KNÖBL K, NEUMAIER L, FEICHTNER M: *Quantifying the influence of encapsulant and backsheet composition on PV-power and electrical degradation*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications Vol 31-7 (2023), p. 716-728, <https://doi.org/10.1002/pip.3679>
- [10] BRUNE B, ORTNER I: *A Comparison Study of Robust Mixed Effects Models*. Proc. International Conference on Robust Statistics (p. 25). TU-Wien, Book of Abstracts, ICORS 2021, online at <http://cstat.tuwien.ac.at/filz/icors2020/BOA1crossref.pdf>.
- [11] BRUNE B, ORTNER I: *The Use of Mixed Effects Models to Characterize the Degradation Behavior of PV Modules*. TPPV Workshop - Machine Learning for Data Evaluation, Predictive Maintenance and Material-Design (S. Block I b). Bolzano / online 14.12.2021.
- [12] BRUNE, B, ORTNER I, FILZMOSER P: *Robust, rank-based estimation of mixed effects models*. 15th International Conference of the ERCIM WG on Computational and Methodological Statistics (CMStatistics 2022) Session EC810, B0543. 17-19 Dec. 2022, Hybrid, King's College London, UK
- [13] BRUNE B, ORTNER I, FILZMOSER P: *Rank-based Estimation of Mixed Effects Models with Random Slopes*; Austrian Statistical Society, Austrian and Slovenian Statistical Days 20. - 22. April 2022, Graz

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [14] CZANDERNA A.W, PERN F.J: *Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review*. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, 43 (2) (1996), pp. 101-181, [https://doi.org/10.1016/0927-0248\(95\)00150-6](https://doi.org/10.1016/0927-0248(95)00150-6)
- [15] DINTCHEVA N.T, MORICI E, COLETTI C: *Encapsulant Materials and Their Adoption in Photovoltaic Modules: A Brief Review*. Sustainability 2023, 15, 9453.
<https://doi.org/10.3390/su15129453>
- [16] EBNER R, UJVARI G, MÜHLEISEN W, HIRSCHL C (2022): *Power stabilization of crystalline PV modules*. 11th internat. Conf. on Crystalline Silicon Photovoltaics, 19-23 April 2021, Hamelin, Germany. In *AIP Conference Proc.* 2487, 030004 (2022) S. 1-12;
<https://doi.org/10.1063/5.0089263>
- [17] EDER G.C, VORONKO Y, BRUNE B, ORTNER I, BERGER K.A, KNÖBL K, ORESKI G, HELFER E: *Reliability testing of new Polyolefin Encapsulants and Backsheets*. 12th SOPHIA PV-Module Reliability Workshop June 30th – July 1st, EPFL Neuchâtel, CH, Block Ia – Reliability of new polymeric Materials in PV-Modules, <https://www.pv-reliability.com/previous-workshops/workshop-2022-1/presentations-2022-1>
- [18] EDER G.C, VORONKO Y, DIMITRIADIS S, KNÖBL K, ÚJVÁRI G, BERGER K.A, HALWACHS M, NEUMAIER L, HIRSCHL C: *Climate specific accelerated ageing tests & evaluation of ageing induced electrical, physical and chemical changes*. Prog Photovolt Res Appl. 2018; 1–16; DOI: [10.1002/ppp.3090](https://doi.org/10.1002/ppp.3090)
- [19] ENERGY INSTITUTE (Ed.): *Statistical Review of World Energy*, 72nd Edition (2023), 64 p. online <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- [20] ENGINEERING TOOLBOX, The: *Water - Saturation Pressure vs. Temperature*. [online] available at: https://www.engineeringtoolbox.com/water-vapor-saturation-pressure-d_599.html [Accessed Sep. 2021]
- [21] ESMC (ed.) European Solar Manufacturing Council: *Press release: IPCEI for PV launched in Brussels – EU Member States are invited to join the framework*. May 23, 2022, https://esmc.solar/wp-content/uploads/2020/08/Press-release_PV-IPCEI-launching-event.pdf [online 03-2023]
- [22] FFG (Hsg.) Projektdatenbank: *ADVANCE! - Advance Degradation Modelling of Photovoltaic Modules and Materials!* (2021-2023), <https://projekte.ffg.at/projekt/3862073> und <https://energieforschung.at/?s=ADVANCE>
- [23] FFG (Hsg.) Energieforschungs-Datenbank: *INFINITY - Climate sensitive long-time reliability photovoltaics* (2015-2018), FFG Nr. 5478204, <https://energieforschung.at/projekt/climate-sensitive-long-time-reliability-of-photovoltaics/>
- [24] FFG (Hsg.) FFG-Projektdatenbank: *PV-DETECT (2022-2025). Accelerated product development of PV applications through advanced reliability tests and early degradation detection*. FFG / SOLAR-ERA.NET Joint Call 2021, [online 03-2023], <https://projekte.ffg.at/projekt/4559955> & <https://www.ofi.at/projekte/pv-detect> [online 03-2023]
- [25] FFG (Hsg.) FFG-Projektdatenbank: *ReliaREN-pro (2022-2025). Reliability of Long Term Renewable Energy Production based on PV Technologies*. Smart Energy Systems (SES) Call 2020, <https://projekte.ffg.at/projekt/4199866>
- [26] FRAUNHOFER ISE - Institut für Solare Energiesysteme (Hrsg.): *Photovoltaics Report*, 21.2.2023, online: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (abgerufen 02-2023), 53p.
- [27] GÖK A, GORDON D.A, WANG M, FRENCH R.H, BRUCKMAN L.S: *Degradation Science and Pathways in PV Systems*. In *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*, pp. 47–93. DOI: [10.1016/B978-0-12-811545-9.00003-3](https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811545-9.00003-3)

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [28] GUEYMARD C.A: SMARTS - Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine, v2.9.2 (2003), [online 01-2020] <https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/assets/data/smarts292-users-manual.pdf>
- [29] HALWACHS M, NEUMAIER L, VOLLERT N, MAUL L, DIMITRIADIS S, VORONKO Y, EDER G.C, OMACIZ A, MÜHLEISEN W, HIRSCHL C, SCHWARK M, BERGER K.A, EBNER R: Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones: [Renewable Energy 139 \(2019\)](#) 1040-1060
- [30] HELFER E, ORESKI G, EDER G.C, VORONKO Y, BRUNE B, ORTNER I, BERGER K.A, KNÖBL K, NEUMAIER L: *Degradation modelling of photovoltaic modules and materials*. NREL Photovoltaic Module Reliability Workshop (PVMRW 2023), Feb. 28–March 2, 2023, Golden, Colorado, USA.
- [31] HELFER E, EDER G.C, VORONKO Y, BRUNE B, ORTNER I, BERGER K.A, KNÖBL K, NEUMAIER L, ORESKI G: *Influence of external stresses on degradation pathways of photovoltaic modules*. Proc. EU PVSEC 2023 Lisboa, WIP Munich, 2023.
- [32] HONSBURG C.B, BOWDEN S.G: *Photovoltaics Education Website*, www.pveducation.org, 2019
- [33] HUANG W-H, WHEELER N, KLINKE A, XU Y, DU W, VERMA A.K, GÖK A, BRUCKMAN L, FRENCH R: *netSEM: Network Structural Equation Modeling*. R package version 0.5.1, (2018). <https://CRAN.R-project.org/package=netSEM>
- [34] IBC SOLAR Blog; SCHÜLER R: *From M0 to M12 – different wafer sizes in the market*. (13.12.2019) [online 01-2020], <https://blog.abc-solar.com/2019/12/from-m0-to-m12-different-wafer-sizes-in-the-market/>
- [35] IEA-PVPS T13-01:2014. KÖNTGES M, KURTZ S, PACKARD C, JAHN U, BERGER K.A, KATO K, FRIESEN T, LIU H, VAN ISEGHEM M, WOHLGEMUTH J, MILLER D, KEMPE M, REIL F, BOGDANSKI N, HERRMANN W, BUERHOP-LUTZ C, RAZONGLES G, FRIESEN G: *Review of Failure of PV Modules*, 140 p., online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [36] IEA-PVPS T13-09:2017. KÖNTGES M, ORESKI G, JAHN U, HERZ M, HACKE P, WEISS K-A, RAZONGLES G, PAGGI M, PARLEVLIET D, TANAHASHI T, FRENCH R.H: *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*, 120 p., online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [37] IEA-PVPS T13-13:2021; ORESKI G, STEIN J.S, EDER G.C, BERGER K.A, BRUCKMAN L.S, VEDDE J, WEISS K-A, TANAHASHI T, FRENCH R.H, RANTA S: *Designing New Materials for Photovoltaics: Opportunities for Lowering Cost and Increasing Performance through Advanced Material Innovations*, 91 p., online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [38] IEA-PVPS T13-16:2021; WEISS K-A, BRUCKMAN L.S, FRENCH R.H, ORESKI G, TANAHASHI T: *Service Life Estimation for Photovoltaic Modules*, 76 p., online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [39] IEA-PVPS T13-20:2020: CASTRO J.B, SCHWEIGER M, MOSER D, TANAHASHI T, KING B.H, FRIESEN G, HAITAO L, FRENCH R.H, BRUCKMAN L, MÜLLER B, REISE C, EDER G.C, VAN SARK W, SANGPONGSANON Y, VALENCIA F, STEIN J.S: *Climatic Rating of Photovoltaic Modules: Different Technologies for Various Operating Conditions*, 167 p., online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>
- [40] IEA-PVPS T13 - 24: 2021 HERRMANN W, EDER G, FARNUNG B, FRIESEN G, KÖNTGES M, KUBICEK K, KUNZ O, LIU H, PARLEVLIET D, TSANAKAS I, VEDDE J (mit Beiträgen von 29 weiteren Personen, u.a. BERGER K.A, ORESKI G): *Qualification of PV Power Plants using Mobile Test Equipment*, 74 p, online <https://iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems/>.
- [41] IEC 60068-2-78 Environmental testing - Part 2-78: Tests - Test Cab: Damp heat, steady state. See <https://webstore.iec.ch/>.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [42] IEC 60891 Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. See <https://webstore.iec.ch/>.
- [43] IEC 60904-1 Photovoltaic Devices – Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. See <https://webstore.iec.ch/>.
- [44] IEC 60904-3 Photovoltaic Devices – Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. See <https://webstore.iec.ch/>.
- [45] IEC 60904-9 Photovoltaic devices - Part 9: Classification of solar simulator characteristics. See <https://webstore.iec.ch/>.
- [46] IEC 61215 Series, Ed.2 (2021) *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*, Parts 1 (general requirements), 1-1 ... 4 (technology specific req.), 2 (test procedures), see <https://webstore.iec.ch/>
- [47] IEC 61730 Series, Ed.3 (2023) *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*, Part 2: Requirements for testing, see <https://webstore.iec.ch/>
- [48] IEC 61853 Series, *Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating*, Part 1 ... 4, see <https://webstore.iec.ch/>
- [49] IEC 62892, *Extended thermal cycling of PV modules - Test procedure*, see <https://webstore.iec.ch/>
- [50] IEC TS 63126, *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [51] IEC TS 63209 (series): *Photovoltaic modules - Extended-stress testing - Part 1: Modules, Part 2: Polymeric component materials*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [52] IEC 63265: *Photovoltaic power systems - Reliability practices for operation*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [53] IEC TR 63279: *Derisking photovoltaic modules - Sequential and combined accelerated stress testing*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [54] IEC TR 63292: *Photovoltaic power systems (PVPSs) - Roadmap for robust reliability*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [55] IEC TS 63342: *C-Si photovoltaic (PV) modules - Light and elevated temperature induced degradation (LETID) test – Detection*. See <https://webstore.iec.ch/>
- [56] IRENA (Eds.): *Renewable energy highlights, 2022-06-18*, (data up to 2020).2 p. Available at www.irena.org/statistics (abgerufen 12-2022)
- [57] IRENA (Edts.), *Renewable energy statistics 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 440 p., www.irena.org/Publications (abgerufen 08-2022)
- [58] JORDAN D.C, WOHLGEMUTH J.H, KURTZ S: *Technology and Climate Trends in PV Module Degradation* (Preprint), 27th EU-PVSEC Sept. 2012, <https://www.osti.gov/servlets/purl/1053315>
- [59] JORDAN D.C, SILVERMAN T.J, WOHLGEMUTH J.H, KURTZ S.R, VAN SANT K.T: *Photovoltaic failure and degradation modes*, [Prog. Photovoltaics Res. Appl. 25 \(4\) \(Jan 2017\)](https://doi.org/10.1002/pip.3573) 318-326.
- [60] JET BRAINS (Ed.): *PyCharm – The Python IDE for professional Developers*, V. 3.2 (2021), <https://www.jetbrains.com/pycharm/>
- [61] KARAS J, REPINS I, BERGER K.A, KUBICEK B, JIANG F, ZHANG D, JAUBERT J-N, CUIELI A.B, SAMPLE T, JAECKEL B, PANDER M, FOKUHL E, KOENTOPP M, KERSTEN F, CHOI J-H, BORA B, BANERJEE C, WENDLANDT S, ERION_LORICON T, SAUER K.J, TSAN J, PRAVETTONI M, CACCIVIO M, BELLENDIA G, MONOKROUSSOS C, MAAROUFI H: *Results from an international interlaboratory study on light and elevated temperature-induced degradation in solar modules*. *Prog Photovolt Res Appl.* 2022;1–15. DOI: [10.1002/pip.3573](https://doi.org/10.1002/pip.3573)

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [62] KEREYEVA N: Order dynamics of full scale photovoltaic devices under thermal treatment and electrical bias. MA Univ. Wien [online 05-2023] <https://phaidra.univie.ac.at/download/o:1637832>, 2023, 64 p.
- [63] KÖNTGES M, KURTZ S, PACKARD C, JAHN U, BERGER K.A, KATO K, FRIESEN T, LIU H, VAN ISEGHEM M: 'Review of Failures of Photovoltaic Modules' Report IEA-PVPS T13-01:2014. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme IEA PVPS Task 13, 140p. 2014, Online available at www.iaea-pvps.org
- [64] KOENTGES M (Ed.): *Ultraviolet Fluorescence Workshop 2018-10-12 at ISFH*, Speakers: Arnaud Morlier, Michael Siebert (ISFH, DE); Gabriele Eder (OFI, AT); Eckhard Fleiß (DE); Bernhard Kubicek (AIT, AT); Vorträge online (abgerufen 03-2023) <https://isfh.de/uv-fluorescence-measurement-for-damage-assessment-of-pv-modules/>
- [65] KÖNTGES M, MORLIER A, EDER G.C, FLEIS E, KUBICEK B, LIN J: *Review: Ultraviolet Fluorescence as Assessment Tool for Photovoltaic Modules*, IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 10, no. 2, pp. 1–18, 2020. DOI: [10.1109/JPHOTOV.2019.2961781](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2961781)
- [66] MONDON A, KLASSEN N, FOKUHL E, MITTAG M, HEINRICH M, WIRTH H: Comparison of layouts for shingled bifacial PV modules in terms of power output, cell-to-module ratio and bifaciality. Proc. 35th EU PVSEC (2018) Brussels, WIP, 5BO.9.3, 5 p.
- [67] NEUMAIER L, SCHERER J, SCHWARZLMÜLLER C, KUBICEK B, MÖDRITSCHER F, HIRSCHL C: *Deep learning based image feature extraction for predicting climate related degradation of PV modules. 38th EU PVSEC Conference Proceedings 2021* (online) 5CV.2.11 Poster presentation & enhanced abstract (4p.), WIP Munich 09-2021, <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20212021-5CV.2.11>
- [68] NEUMAIER L, SCHERER J, SCHWARZLMÜLLER C.H: *Deep-learning basierte Bildanalyse zur Vorhersage klimaspezifischer Degradation von PV-Modulen*. Postersitzung präsentiert bei der Österreichischen Fachtagung für Photovoltaik und Stromspeicherung. Wien. Okt. 2021
- [69] NEUMAIER L, EDER G.C, VORONKO Y, BERGER K.A, ÚJVÁRI G, KNÖBL K: *Advanced UV-Fluorescence Image Analysis for Early Detection of PV-Power Degradation*. 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion WCPEC-8 (2022), Milano, Italia, <https://doi.org/10.4229/WCPEC-82022-3BO.11.3>
- [70] NIST - US National Institute of Standards and Technology: Computational Chemistry Comparison and Benchmark DataBase, <https://cccbdb.nist.gov/thermo.asp#units>
- [71] ORESKI G, OMAZIC A, EDER G.C, VORONKO Y, NEUMAIER L, MÜHLEISEN W, HIRSCHL C, ÚJVÁRI G, EBNER R, EDLER M; *Properties and degradation behaviour of polyolefin encapsulants for photovoltaic modules*. Prog Photovolt Res Appl. 2020; 28: 1277–1288. DOI: [10.1002/ppp.3323](https://doi.org/10.1002/ppp.3323)
- [72] ORESKI G, STEIN J.S, EDER G.C, BERGER K.A, BRUCKMAN L, FRENCH R, VEDDE J, WEISS K-A: *Motivation, benefits, and challenges for new photovoltaic material & module developments*. Progress in Energy 4 (2022) 032003, 23 p., <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac6f3f>
- [73] ORESKI G: *Future challenges for PV module reliability. COST Action PEARL PV's Conference - Enabling the PV Terawatt Transition*. 14-16 March 2022. University of Twente, Enschede, The Netherlands
- [74] ORESKI G: *Reliability Challenges for new PV designs*. 13th SOPHIA PV-Module Reliability Workshop April 20 – 21, JRC Ispra, IT, Block Ia – Reliability of new polymeric Materials in PV-Modules, <https://www.pv-reliability.com/previous-workshops/workshop> 2023
- [75] ORTNER I, BRUNE B: *The Use of Mixed Effects Models to Characterize the Degradation Behavior of PV Modules*. Workshop der österr. Technologieplattform Photovoltaik TPPV, 14.12.2021, online.
- [76] PEEWEE Object-relational mapping tool pewee (2021), <http://docs.pewee-orm.com/>

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

- [77] PV AUSTRIA (Hrsg.) Technische Grundlagen der Photovoltaik, <https://pvaustria.at/technische-grundlagen/>, [online 2023-06]
- [78] R CORE TEAM (2018). *R: A language and environment for statistical computing*. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>
- [79] RUBEL F, BRUGGER K, HASLINGER K, AUER I: [The climate of the European Alps: Shift of very high resolution Köppen-Geiger climate zones 1800-2100](#). *Meteorol. Z.*, **26** (2017), 115-125.
- [80] RUBEL F, KOTTEK M: [Observed and projected climate shifts 1901-2100 depicted by world maps of the Köppen-Geiger climate classification](#). *Meteorol. Z.*, **19** (2010), 135-141. DOI: [10.1127/0941-2948/2010/0430](https://doi.org/10.1127/0941-2948/2010/0430), online: <https://koeppen-geiger.vu-wien.ac.at/> (abgerufen 11-2023)
- [81] SOLARTECH (Ed.): White paper: Smart wire connection technology. [online 2023-02], <http://www.solartechuniversal.com/pdf/STU-SmartWire-Brochure-2020.pdf>, 11 p.
- [82] SCHWARZLMÜLLER C.H, SCHERER J, MÖDRITSCHER F: *ELumina-PV; A Fine-Grained and Comprehensive Dataset of Climate-Specific Defect Progression of Photovoltaic Cells*; Submitted to European Conference on Machine Learning and Principles and Practice of Knowledge Discovery in Databases ECML PKDD, Sept. 2023, Torino. <https://2023.ecmlpkdd.org/>
- [83] SCHLEICHER-TAPPESE R: *Warum die Photovoltaik unschlagbar günstig wird - Weniger die Massenproduktion als vielmehr nanowissenschaftliche Innovationen machen die Photovoltaik immer billiger*. Nachhaltige Strategien – Spotlight, online (abgerufen 15.11.2023) unter <https://nachhaltigestrategien.substack.com/p/warum-die-photovoltaik-unschlagbar>
- [84] SONNENKRAFT: Datenblatt KIOTO/SONNENKRFT SOLAR MODULE für Standardanwendungen, [online 2023-10], https://www.sonnenkraft.com/files/sonnenkraft/05_Downloadbereich/Produkte/Module/01_Standardanwendungen/Datenblatt-fuer-Standardanwendungen-SOLAR-MODULE.pdf
- [85] SQLite database engine, V. 3.33 (2020), <https://sqlite.org/>
- [86] WILD, DE P, WILD-SCHOLTEN, DE M, GOUDSWAARD I: *Life cycle assessment of photovoltaic module backsheets*. *Prog Photovolt Res Appl.* 2023;1–13. <https://doi.org/10.1002/pip.3755>
- [87] ZHU J, KOEHL M, HOFFMANN S, BERGER K.A, ZAMINI S, BENNETT I, GERRITSEN E, MALBRANCHE P, PUGLIATTI P, DI STEFANO A, ALEO F, BERTANI D, PALETTA F, ROCA F, GRADITI G, PELLEGRINO M, ZUBILLAGA O, IRANZO, F.J.C, SAMPLE T, GOTTSCHALG R: *Changes of solar cell parameters during damp-heat exposure*. *Prog. Photovolt.* 10/24(2016) p.1346-1358, DOI: <https://doi.org/10.1002/pip.2793>

7 Anhang

7.1 Elektromagnetisches Spektrum

Es sind hier Informationen zur solaren Einstrahlung (**Abb. 22**, berechnet mit SMARTS [28]) und den Wellenlängenbereichen (**Tab. 7**) und den verwendeten Einheiten dargestellt.

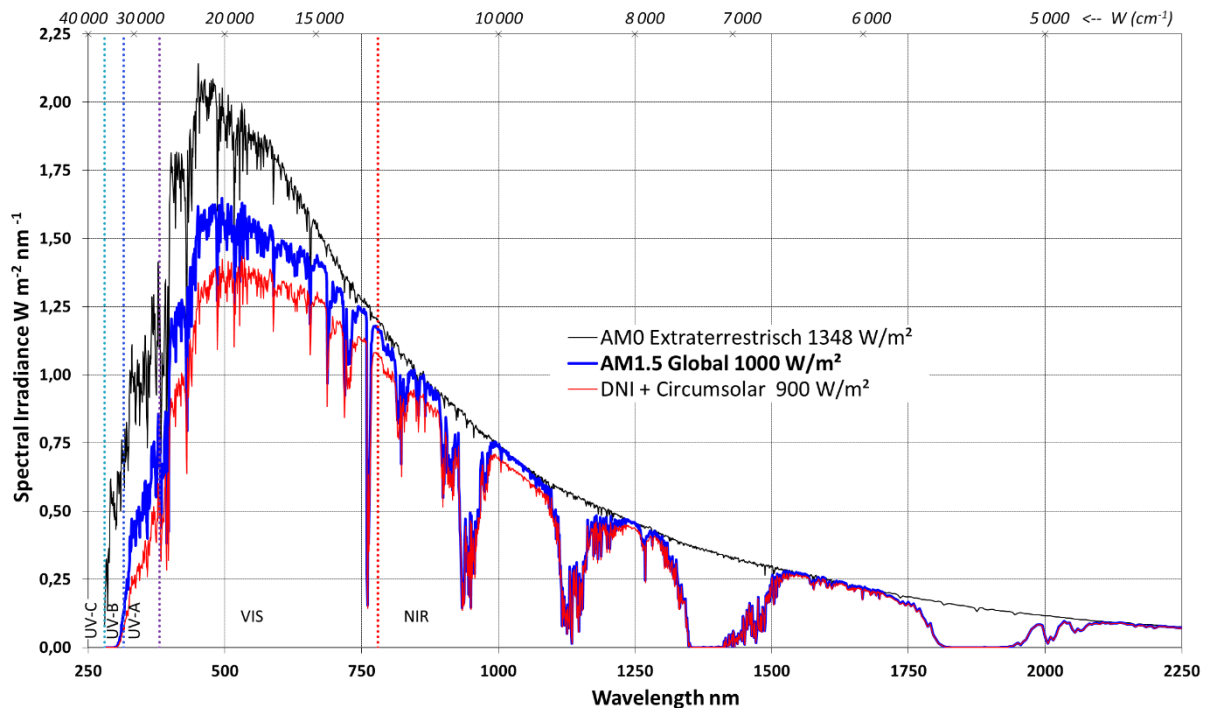


Abb. 22: Spektrale Verteilung der Solarstrahlung. Neben dem Referenzspektrum AM1.5 (blau) ist noch die Einstrahlung im erdnahen Weltraum (schwarz) und die terrestrische Direktstrahlung (rot) dargestellt. Senkrechte ... Linien: Grenzen zwischen UV-C | UV-B | UV-A | VIS (sichtbar) | NIR, kursive Beschriftung oberhalb: Wellenzahl W in cm^{-1} .

Neben der Wellenlänge ist es auch gebräuchlich die der Frequenz f proportionale Photonen-Energie E in Elektronenvolt (eV) oder Kilojoule pro mol (kJ/mol) anzugeben. Diese Größen sind damit zur Wellenlänge λ indirekt proportional.

Tab. 7: Elektromagnetisches Spektrum - Wellenlänge, Wellenzahl, Energie, nach [70].

	Infrarot			sichtbar	Ultraviolett			
	FIR	MIR	NIR	VIS	UV-A	UV-B	UV-C	V-UV
λ	50 μm	3 μm	780 nm	380 nm	315 nm	280 nm	100 nm	
W (cm^{-1})	200	3 300	13 000	26 000	32 000	38 000	100 000	
E (eV)	0.025	0.41	1.6	3.3	3.9	4.4	12.4	
E (kJ/mol)	2.4	40	150	315	380	430	1200	
f (THz)	6	100	380	790	950	1100	3000	

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Die Atmosphäre absorbiert kurzwellige Strahlungsanteile im UV-C Bereich, und dämpft durch Absorption und Streuung Anteile des UV-B und UV-A Bereichs. Deshalb ist im kurzwelligen Bereich die terrestrische (bodennahe) Strahlung gegenüber der Solarstrahlung außerhalb der Atmosphäre verringert. Streuung von UV-Anteilen und im kurzwelligen sichtbaren Bereich führen dazu, dass die terrestrische Gesamtstrahlung in diesem Bereich deutlich über der Direktstrahlung liegt (Rayleigh-Streuung, himmelsblau). Im nahen Infrarotbereich gibt es Bereiche, in denen die Atmosphäre mehr oder weniger stark absorbiert - vorwiegend durch den Anteil an Wasserdampfmolekülen. Der Anteil der sichtbaren Strahlung ist etwas größer als 50%, der UV-Anteil 3-6%, und der IR-Anteil etwa 45%. Die über alle Wellenlängen summierte Globalstrahlung ist 1000 W/m^2 .

Die Effizienz einer Photovoltaikzelle ist von den Materialeigenschaften abhängig. Wesentlich ist die Energie der Bandlücke, aber auch viele andere Parameter, siehe [32]. Bei Silizium ist diese $1,12 \text{ eV}$ bei Raumtemperatur, was 1100 nm bzw. 9000 cm^{-1} entspricht. Ist die Energie eines eingestrahnten Photons geringer/langwelliger, reicht die Energie nicht aus, dass Ladungsträger die Bandlücke überwinden können. Ist die Photonenenergie höher/kurzwelliger können Ladungsträger die Bandlücke überwinden, es kann aber der Überschuss an Energie nicht verwertet werden. Daher steigt die spektrale Empfindlichkeit zunächst mit der Wellenlänge, erreicht ein Maximum etwas unterhalb der Wellenlänge, die der Bandlücke entspricht, und fällt im langwelligen Bereich steil ab. In **Abb. 23** ist die spektrale Empfindlichkeit der 6-Zell Minimodule dargestellt, links der Verlauf über der Wellenlänge λ in nm, rechts über der Wellenzahl W in cm^{-1} .

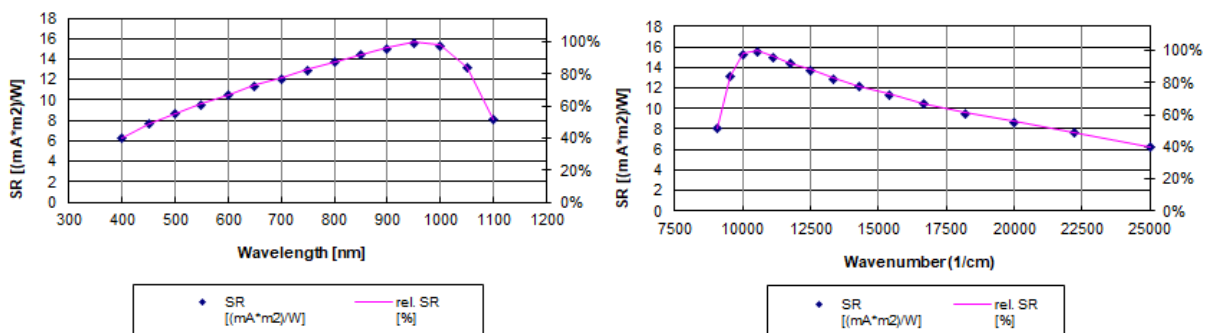


Abb. 23: Gemessene spektrale Empfindlichkeit (Spectral Response) eines PV-Moduls mit kristallinen Zellen. Linke Skalierung auf die Modulfläche bezogene absolute Werte in $\text{mA m}^2/\text{W}$; Rechte Skalierung relativ, Punkt maximaler Quanteneffizienz = 100%. Links: Abszisse mit Wellenlänge skaliert, rechts mit der Wellenzahl. Siehe auch Fußnote 8 und 10, **Tab. 7**.

In den Modul-Wirkungsgrad gehen zusätzlich noch das Flächenverhältnis der gesamten Modulfläche zur Zellfläche, die Strahlungsverluste durch Reflexion und Absorption am Glas, im Einkapselungsmaterial und an der Zelle, Verluste durch Rekombination von Ladungsträgern in der Zelle, sowie durch die Stromleitung in Zelle und Zellverbindern, in Anschlussdose, Kabeln und Steckern ein.

7.2 Elektrische Modellierung von Photovoltaikzellen und -Modulen

Modul-Strom-Spannungskennlinien (I-V) werden nach IEC 60904-1 für bestimmte Testbedingungen gemessen. Die meistverwendeten sind die Standardtestbedingungen, STC: 1000 W/m² senkrechte Einstrahlung, spektrale Verteilung AM 1.5 und 25°C Zelltemperatur.

Eine reale Messung weicht von diesen Bedingungen stets ein wenig ab, weshalb die gemessene Kennlinie auf STC nach IEC 60891 [42] korrigiert wird. Aus der Kennlinie werden numerische Parameter extrahiert. Wesentliche Werte sind der Kurzschlussstrom I_{SC} (Short Circuit) und Leerlaufspannung V_{OC} (Open Circuit) und der Punkt maximaler Leistung P_{MP} (I_{MP} , V_{MP}). Je „rechteckiger“ eine I-V-Kennlinie ist, desto höher ist auch der Füllfaktor $FF = I_{MP} \times V_{MP} / (I_{SC} \times V_{OC})$, das Flächenverhältnis zwischen dem flächengrößten Rechteck unter der I-V-Kennlinie zum umschriebenen Rechteck, das durch den Kurzschlussstrom und die Leerlaufspannung definiert ist, siehe **Abb. 24 c**.

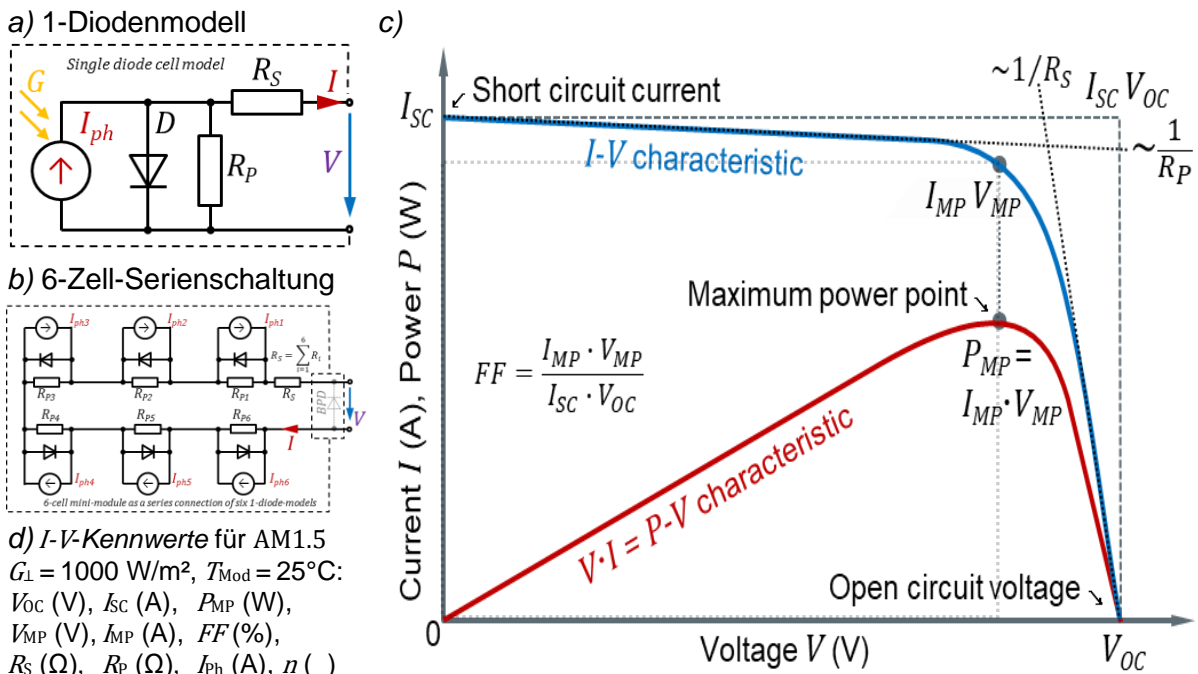


Abb. 24: Elektrische Charakterisierung: a) *Ersatzschaltbild* des 1-Diodenmodells einer Photovoltaikzelle; b) *Serienschaltung* von 1D-Modellen zu einem Modulersatzschaltbild, hier z.B. ein 6-Zell Minimodul. In der Anschlussdose ist normalerweise auch eine Beipassdiode (BPD), die bei serieller Verschaltung von Modulen die „Umgehung“ von weniger leistungsfähigen Teilen - etwa wegen Verschattung- ermöglicht. Bei den INFINITY-Minimodulen ist keine BPD enthalten, da alle Module stets einzeln betrieben / vermessen werden. Die Zell-Serienwiderstände können zu einem Gesamtserienwiderstand zusammengefasst werden, für die anderen Elemente gilt dies im allgemeinen Fall nichthomogener Verhältnisse nicht (mismatch); c) *Strom-Spannungs-* und *Leistungs-*Kennlinie einer PV-Zelle oder eines PV-Moduls und Kennzeichnung charakteristischer Kennwerte; d) Bei der Messung von Modulen im gepulsten Sonnensimulator wird zusätzlich zu den Wertepaaren der gemessenen sowie der auf STC umgerechneten Kennlinie auch *Leerlaufspannung*, *Kurzschlussstrom*, *Maximalleistung* und *Strom-* und *Spannungswerte* für den Punkt maximaler Leistung, *Füllfaktor*, *Serien-* und *Parallelwiderstand* angegeben. Beim Fit fürs Zell- oder Modulmodell ist auch noch (innerer) *Photostrom* I_{ph} oder I_L und der *Dioden-Idealitätsfaktor* n relevant.

Mit der Summen-Zellfläche A_c bzw. der gesamten Modulfläche A_m und der Einstrahlung (G_i bei STC 1000 W/m²) ergibt sich auch der (mittlere) Zell- sowie der Modulwirkungsgrad

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

$\eta = (A \times P_{MP}) / G_i$. Da bei den Messungen in diesem Projekt Einstrahlung und Fläche für alle Messungen und Module stets dieselben sind, ist die relative Leistung P_{MPi} / P_{MPO} auch gleich der relativen Änderung im Wirkungsgrad.

Sind sehr große Unterschiede zwischen den Einzelzellen vorhanden²⁹, so kann auch ein 2-Diodenmodell, siehe **Abb. 25 a** verwendet werden. Gibt es Zellbrüche, können die Zellteile getrennt modelliert werden, **Abb. 25 b**, und ein Gesamt-Ersatzschaltbild aus solchen Teilmodellen gebildet werden, **Abb. 25 c**. Dies ist hier ebenfalls für ein 6-Zell Minimodul dargestellt, kommerzielle Vollzell-Leistungsmodule haben je Strang typischerweise 2 x (10 bis 12) Zellen in Serie, und 3 solcher Teilstränge in Serie verschaltet.

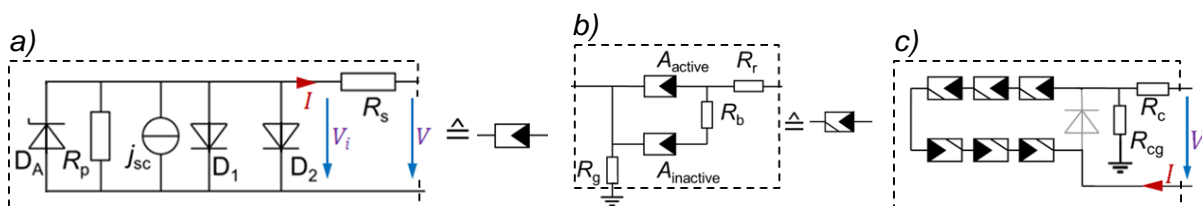


Abb. 25: Weitere Ersatzschaltbilder: a) 2-Diodenmodell (D_1 , D_2), das auch die Sperrcharakteristik des p-n Übergangs (D_A) enthält; b) Falls PV-Zellen Brüche aufweisen, kann dies durch eine Parallelschaltung aktiver und inaktiver Zellteile, die jeweils einem 1- oder 2-Diodenmodell entsprechen und einen zusätzlichen Kopplungswiderstand berücksichtigt werden; c) ein 6-Zell-Modul wird als Serienschaltung von sechs (b) Elementen dargestellt. Nach [63].

Da sich lokale Änderungen in der Degradation bei 6-zelligen Modulen auf alle Zellen recht ähnlich auswirken (alle Zellen sind in nahem Kontakt zum Rand) und nur eine kleine Zahl der 6-Zell Minimodule überhaupt Zellbrüche aufwies, die auch nur geringe Leistungseinbußen verursachten, konnte zum Fit der Modul-Parameter das 1-Diodenmodell verwendet werden, siehe **Abb. 10** und **Abb. 24 a**. Die **Abb. 10** auf Seite 19 in 3.3 gibt ein Beispiel für eine gemessene und mit den Fit-Parametern berechnete Kennlinie.

Innovationen in der Zellfertigung ermöglichen die Produktion von immer größeren Zellen [34]. Neuere Module werden aber inzwischen fast ausschließlich aus daraus geschnittenen, kleineren rechteckigen Zellen, meist „Halbzellen“, aufgebaut, die durch eine Serien-Parallelverschaltung etwas höhere Wirkungsgrade ermöglichen. Frühere Standardmodule hatten 3 seriell verschaltete Teilstränge mit je 2 x 10 oder 2 x 12 Zellen, und eine Anschlussdose mit 3 Beipassdioden, die nahe einer der kurzen Modulseiten angeordnet war. Heutige Module haben meist 3 Dosen in der Symmetrieachse, die die Beipassdioden enthalten, und je 3 seriell verschaltete Teilstränge aus 9 bis 12 Halbzellen sind mit den Dosen in der Achse verbunden. Die Verluste an den Serienwiderständen werden dadurch reduziert: Hat die Serienschaltung der halben Zellen denselben Widerstand wie bei den ganzen Zellen, aber nur den halben Strom, so werden die Leitverluste an den Serienwiderständen jeder Modulhälfte mit $P_V = I^2 \times R_S$ auf $\frac{1}{4}$ reduziert. Insgesamt resultiert daraus für beide Hälften

²⁹ Die Modellierung mit zwei parallelen Dioden bietet einen weiteren Freiheitsgrad bei der Anpassung an die gemessenen Daten. Es gibt auch Zellkonzepte, bei denen unterschiedliche Zelltypen in mehreren Schichten zu einer Mehrschichtzelle integriert werden, wobei die Einzelzellen unterschiedliche spektrale Empfindlichkeit aufweisen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

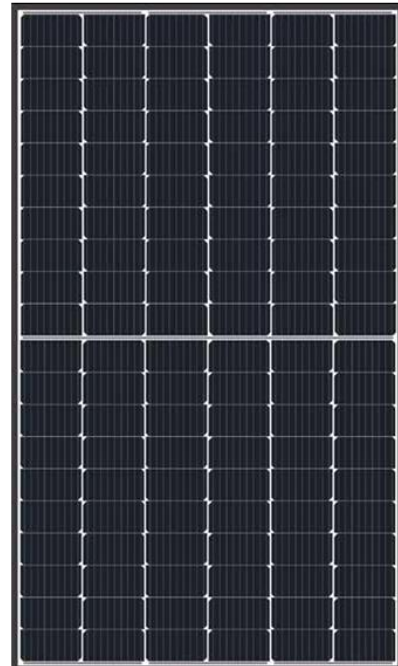
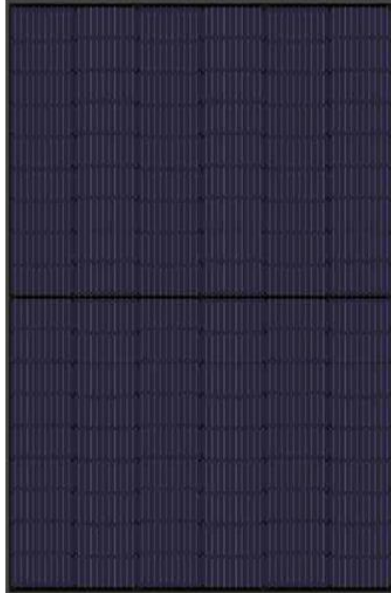
somit nur $\frac{1}{2}$ der Leitverluste eines Vollzellmoduls mit gleicher Zellfläche. Die **Abb. 26** stellt drei
Module gegenüber: ein Vollzell-, zwei Halbzellmodule aus der Fertigung von Sonnenkraft [84].

SONNENKRAFT

410 W_p 21,0% H x B = 1724 mm x 1134 mm
2 x 6 x 9 Zellen á 182,0 mm x 81,0 mm



335 W_p 19,9% H x B = 1680 mm x 1002 mm
6 x 10 Zellen á 158,75 mm x 158,75 mm



470 W_p 21,8% H x B = 1903 mm x 1134 mm
2 x 6 x 10 Zellen á 182,0 mm x 81,0 mm

Abb. 26: Beispiele für ein Vollzellmodul mit 60 Zellen (links) und zwei Halbzellmodule mit 108 (Mitte) bzw. 120 (rechts) Halbzellen [84]. Um die Zellstruktur besser sichtbar zu machen, wurde beim linken und mittleren Bild die Bildhelligkeit erhöht, da der Kontrast der nahezu schwarzen Zellen zum ebenfalls dunklen Rückseitenmaterial sonst sehr gering wäre.

Das Vollzellmodul hat 1,68 m², das kleinere Halbzellmodul 1,95 m², das rechte 2,16 m². Die Leistungsdifferenz von +40% zwischen dem (linken) 335 W Vollzellmodul zum rechten 470 W Halbzellmodul ergibt sich zu 29% durch die größere Modul- und Zellfläche, zu 11% durch die höhere Effizienz.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

8 Kontaktdaten

ProjektleiterIn: Karl A. Berger, karl.berger@ait.ac.at

M +43 664 8251033 | F +43 50550-6390

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Center for Energy | Giefinggasse 4 | 1210 Wien

<https://www.ait.ac>

<https://www.ait.ac.at/loesungen/photovoltaic-modules-power-plants>

Projekt- bzw. KooperationspartnerInnen:

Gabriele C. Eder | OFI Österr. Forschungsinst. für Chemie und Technik <https://www.ofi.at/>

Barbara Brune, Irene Ortner | TÜV Austria Data Intelligence <https://data-intelligence.at/>

Gernot Oreski | PCCL Polymer Competence Center Leoben <https://www.pccl.at/>

Karl Knöbl | UAS Vienna – Technikum Wien <https://www.technikum-wien.at/>

Lukas Neumaier | SAL Silicon Austria Labs <https://silicon-austria-labs.com/>

Markus Feichtner | Sonnenkraft GmbH <https://www.sonnenkraft.com/>