



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
Fakultät Life Sciences

# Auswirkungen von ungleichen parallelen Modulsträngen auf den Ertrag von Photovoltaik-Anlagen

Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik

vorgelegt von

Vera Baumgarten



Hamburg, 06. 07. 2023

Gutachter: Prof. Dr. Timon Kampschulte

Gutachter: Armin Scherl, B.Sc.

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt in Zusammenarbeit mit der Firma Enerparc AG.

## *Selbständigkeitserklärung*

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Abschlussarbeit selbständig angefertigt habe. Es wurden nur die in der Arbeit ausdrücklich benannten Quellen und Hilfsmittel benutzt. Wörtlich oder sinngemäß übernommenes Gedankengut habe ich als solches kenntlich gemacht.

Hamburg, den 06.07.2023

---

Unterschrift

## *Danksagung*

Hiermit möchte ich mich bei der Firma Enerparc AG für die Unterstützung bei der Realisierung und Durchführung dieser Bachelorarbeit bedanken.

Ein besonderer Dank gilt Professor Dr. Kampschulte und Armin Scherl für die Betreuung der Arbeit. Für hilfreiche Anregungen und konstruktive Kritik bei der Erstellung dieser Arbeit möchte ich mich herzlich bedanken.

Bei meinen Eltern möchte ich mich bedanken, die mir mein Studium durch ihre Unterstützung ermöglicht haben und mich stets helfend und unterstützend begleiten.

Ich danke meinem Bruder für seine Unterstützung beim Lernen und den regen gemeinsamen Austausch im Studium, den ich in Zukunft gerne weiter fortsetzen möchte.

Meinem Freund danke ich für seine Unterstützung und emotionale Stärkung.

Meinen Freunden danke ich für die Begleitung durch die Zeit meines Studiums und die Unterstützung während den Lernphasen, vor allem in den Online-Corona-Zeiten, welche diese erträglich gemacht und mich weiter am Ball gehalten haben.

# Inhalt

Abkürzungsverzeichnis .....	V
Symbolverzeichnis .....	VI
Abbildungsverzeichnis .....	VII
Tabellenverzeichnis .....	VIII
1. Einleitung .....	1
2. Grundlagen .....	2
2.1. Aufbau & Verschaltung einer Photovoltaik-Großanlage .....	2
2.2. Verschaltung von PV-Modulen .....	3
2.2.1 Ersatzschaltbild Solarzelle und Berechnung der Strom-Spannungs-Kennlinie.....	3
2.2.2. Reihen- und Parallelschaltung von Modulen.....	5
2.3. Definition Mismatch und paralleler Strang-Mismatch .....	6
3. Literaturrecherche .....	8
3.1. Ursachen für ungleiche parallele Modulstränge und deren Auswirkungen.....	8
3.1.1. Mismatch .....	8
3.1.2. Degradation .....	11
3.1.3. Verschiedene Anzahlen an Modulen im Modulstrang .....	12
3.1.4. Weitere Ursachen .....	12
3.2. Strategien zur Verringerung von Mismatch .....	14
3.3. Strategien und Empfehlungen zu Modultauch in Bezug auf Verlustminimierung .....	15
3.3.1. Informationen von Herstellern .....	15
3.3.2. Vorgehen der Firma Enerparc AG.....	16
3.3.3. Rechtliche Vorgaben zum Modultauch in Deutschland.....	17
3.4. Installation verschiedener Modultypen auf PV-Anlagen .....	18
3.5. Zusammenfassung .....	20
4. Simulation .....	22
4.1. Konzept .....	22
4.2. Parameter und Eingangsdaten .....	22
4.3. Durchführung .....	26
4.4. Ergebnisse .....	28
4.5. Auswertung .....	35
5. Diskussion .....	37
5.1. Vergleich Literaturrecherche und Simulation .....	37
5.2. Bewertung Literaturrecherche .....	38
5.3. Bewertung Simulationsmethode.....	38
5.4. Gesamtergebnis für die Firma Enerparc AG .....	40
6. Zusammenfassung & Ausblick.....	41
Literaturverzeichnis.....	44



## Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl.: Alternating Current)
ACCB	AC-Combinerbox
AM	Air Mass
DC	Gleichstrom (engl.: Direct Current)
DC/AC	Gleichstrom/ Wechselstrom (engl.: Direct Current/ Alternating Current)
DC/DC	Gleichstrom/ Gleichstrom (engl.: Direct Current/ Direct Current)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GlobInc	einfallende Globalstrahlung (engl.: Global Incident)
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracker
PEN	Schutzleiter (engl.: protected earth neutral)
PID	potential induzierte Degradation
PV	Photovoltaik
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
SolPEG	Solar Power Expert Group
STC	Standardtestbedingungen (engl.: standard test conditions)

## Symbolverzeichnis

$E$	Bestrahlungsstärke
$I$	Strom
$I_D$	Diodenstrom
$I_K$	Kurzschlussstrom
$I_{mpp}$	Strom am MPP
$I_{ph}$	Photo-Strom
$M$	Steigung
$U$	Spannung
$U_D$	Diodenspannung
$U_L$	Leerlaufspannung
$U_{mpp}$	Spannung am MPP
$U_T$	Temperaturspannung
$P_{max}$	maximale Leistung
$R$	Widerstand
$R_{pv}$	Fiktives photoelektrisches Bauelement
$R_P$	Parallelwiderstand
$R_S$	Serienwiderstand

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Blockschaltbild einer PV-Großanlage (eigene Darstellung) .....	2
Abbildung 2: Ersatzschaltbild für die effektive Solarzellen-Kennlinie (Wagner, 2010:37) .....	3
Abbildung 3: Kennlinie des Solarmoduls ReneSola JC245M-24/Bb berechnet nach dem effektiven Ersatzschaltbild. Darstellung der Strom-Spannungs-Kennlinie (blau) sowie der Leistung (orange). Der maximale Leistungspunkt (MPP) ist in beiden Graphen als Punkt (orange) markiert. (eigene Darstellung) .....	4
Abbildung 4: Kennlinien zweier Module in Reihe verschaltet; der Strom wird von „Modul 1“ limitiert. (eigene Darstellung) .....	5
Abbildung 5: Kennlinien zweier Module parallel miteinander verschaltet; die Ströme werden addiert. (eigene Darstellung) .....	6
Abbildung 6: Auswirkungen von Mismatch. Reihenschaltung von drei 100 W Modulen und einem 90 W Modul führt aufgrund von Mismatch zu einer Gesamtleistung von 384 W statt zu einer erwarteten Gesamtleistung von 390 W. (Mertens, 2020:179).....	7
Abbildung 7: Im Paper von (Chamberlin et al., 1995) verwendete Schaltungen mit je vier Modulen zum Untersuchen der Mismatch-Verluste zwischen den Modulen. Links: Schaltung mit Strängen bestehend aus zwei Modulen, welche parallel miteinander verschaltet werden (Parallelschaltung). Rechts: Schaltung mit je zwei Modulen in einem parallelen Block; beide parallelen Blöcke sind in Reihe geschaltet (Serielle Block Schaltung). (Chamberlin et al., 1995) .....	8
Abbildung 8: Schaltung von parallelen Strängen zur Untersuchung von Mismatch-Verlusten im Paper von (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995). (Quelle: (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)) .....	10
Abbildung 9: Darstellung der Ergebnisse von (Wurster and Schubert, 2014) der Mismatch-Verluste bei parallelen Modulsträngen mit unterschiedlicher Modulanzahl. Es werden die Verluste der Konfiguration des Ein-Dioden-Modells ( $L_{ODM}$ ), eines kristallinen Solarmoduls von Suntechnics ( $L_{c-Si}$ ) und eines amorphen Solarmoduls von Schott ( $L_{a-Si}$ ) von $m=2...40$ Strängen mit einem kurzen Strang von $n=10...20$ Modulen zu parallelen Strängen mit $n+1$ Modulen betrachtet. (Quelle: (Wurster and Schubert, 2014)) .....	12
Abbildung 10: Verwendeter Modultyp und Anordnung der Stränge homogenes PV-Feld (Massi Pavan et al., 2012).....	19
Abbildung 11: Verwendeter Modultypen und Anordnung der Stränge inhomogenes PV-Feld (Massi Pavan et al., 2012).....	19
Abbildung 12: closed loop: Zusammenhang zwischen Degradation und Fehlanpassungen sowie weiteren Ursachen für Fehlanpassungen (eigene Darstellung, nach (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015)) .....	21
Abbildung 13: Verteilungskurve der einfallenden Globalstrahlung GlobInc des typischen Jahres 1990 für den Standort Töpchin aufgeteilt in Bereiche basierend auf den Wetterdaten für die Simulation....	24
Abbildung 14: Beispielhafte Darstellung des Simulationsergebnisses in Strom-Spannungs-Kennlinien. Darstellung zweier paralleler Modulstränge mit den Modultypen JC245M-24/Bb (blaue Kennlinie) und der Modulvariante JC245M-24/Bb <sub>+10%</sub> (grüne Kennlinie). Die simulierte resultierende Leistungskennlinie (schwarze Kennlinie) mit dem max. Leistungspunkt $P_{mpp}$ wie auch der Verlust am MPP zwischen den beiden Strängen ist dargestellt. Die Simulation ist für die Einstrahlung von $900 \text{ W/m}^2$ ausgewählt. ....	28
Abbildung 15: Einstrahlung in $\text{Wm}^2$ gegenüber dem Ertrag in kWh für die Referenzsimulation von zwei parallelen Modulsträngen ohne Degradation .....	29
Abbildung 16: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von zwei parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation.....	30

Abbildung 17: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von fünf parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation.....	30
Abbildung 18: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von zwölf parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation.....	31
Abbildung 19: Ergebnisse Simulation mit Modul JC245M-24/Bb in gleichbleibenden Modulsträngen. Darstellung der mittleren Verluste am MPP. ....	32
Abbildung 20: Ergebnisse Simulation mit Berücksichtigung von Degradation in gleichbleibenden Modulsträngen. Darstellung der mittleren Verluste am MPP. ....	32
Abbildung 21: Ergebnisse Simulation; Einstrahlung gegenüber Verlusten aufgetragen bei zwei parallelen Strängen ohne Degradation; Auftragung nach Simulationsvarianten mit verschiedenen Modultypen im ausgetauschten Strang.....	34
Abbildung 22: Ergebnisse Simulation; Einstrahlung aufgetragen gegenüber Verlusten bei zwei parallelen Strängen mit Degradation; Auftragung nach Simulationsvarianten mit verschiedenen Modultypen im ausgetauschten Strang.....	34

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungswerte der acht verwendeten Leistungsklassen für die Simulationen im Paper von Damm zum Untersuchen der Mismatch-Verluste in Reihen- und Parallelschaltung von Solarmodulen. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995).....	9
Tabelle 2: PV-Felder mit Aufbau und Verlusten aus der Untersuchung von (Massi Pavan et al., 2012) .....	19
Tabelle 3: Verwendete Quellen der Wetterdaten für Standort Töpchin in der Simulation. (SolPEG, 2013) .....	23
Tabelle 4: Auflistung der einfallenden Globalstrahlung des typischen Jahres 1990 für Standort Töpchin .....	23
Tabelle 5: Übersicht Parameter erzeugter Modulvarianten aus Modultyp JC245M-24/Bb von Renesola. Erstellung von 5 Modulvarianten mit Erhöhung von $U_{mpp}$ in 2%-Schritten.....	25
Tabelle 6: Darstellung der Parameter des Moduls JC245M-24/Bb und einer degradierten Version des Moduls JC245M-24/Bb mit einer Alterung von 9 Jahren bei einem Degradationsfaktor von 0,4 %/Jahr. ....	26
Tabelle 7: Vergleich $U_{mpp}$ und Nennleistung degradiertes Modultyp zu den für die Simulation erstellten Modulvarianten .....	26
Tabelle 8: Übersicht der Varianten der je für zwei, fünf und zwölf Stränge durchgeführten Simulationen. Simulation ohne Berücksichtigung von Degradation. Die erste Zeile stellt die Referenz-Simulation dar. ....	27
Tabelle 9: Übersicht der Varianten der je für zwei, fünf und zwölf Stränge durchgeführten Simulationen. Simulation mit Berücksichtigung von Degradation. Die erste Zeile stellt die Referenz-Simulation dar. ....	27
Tabelle 10: Vergleich von Verlustwerten aus Simulation zu weiteren DC-seitigen Verlusten.....	36

# 1. Einleitung

Das Ziel von Photovoltaik-Großanlagen ist es, einen möglichst hohen Ertrag an elektrischer Energie aus der Sonnenstrahlung zu gewinnen. Um möglichst hohe Wirkungsgrade zu erzielen, ist es notwendig alle technischen Komponenten der Anlage optimal aufeinander abzustimmen.

Durch Alterungseinflüsse und Defekte kann es zu Ertragseinbußen kommen. Um frühzeitig Fehler und Defekte aufzudecken, werden die Anlagen technisch überwacht (Monitoring). Sollten z.B. viele Module innerhalb eines Modulstrangs defekt sein, kommt es zu Mindererträgen am betroffenen Wechselrichter. (Enerparc AG 1, 2023)

Ein kompletter oder teilweiser Strangtausch an einem Wechselrichter auf einer Photovoltaik (PV)-Anlage kann notwendig werden. Da dies oft erst nach langjähriger Laufzeit der Anlage der Fall ist, sind die ursprünglichen Modultypen oft nicht mehr auf dem Markt verfügbar. Es kommt zum Einsatz von neuen Modulen eines anderen Typs mit anderen technischen Eigenschaften. (Enerparc AG 1, 2023)

Es wird versucht, Module mit ähnlichen Maßen und ähnlicher Spannung am Maximum Power Point (MPP), zu beschaffen. Ziel ist, eine möglichst geringe Abweichung zwischen den Werten der Module in den alten und in den neuen Strängen zu erhalten. (Enerparc AG 2, 2023; Enerparc Service GmbH, 2023)

Trotz des durchgeführten Abgleiches besteht die Vermutung, dass die Verwendung von verschiedenen Modultypen in verschiedenen Strängen an einem Wechselrichter mit mehreren Strängen an einem Maximum Power Point Tracker (MPPT) zu langfristigen Ertragseinbußen führen kann.

Das Thema dieser Bachelorarbeit ist die Untersuchung der Auswirkungen von ungleichen parallelen Modulsträngen auf den Ertrag von Photovoltaik-Anlagen.

Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf den möglichen Verlusten, basierend auf der Verwendung von unterschiedlichen Modultypen an einem MPPT nach einem durchgeführten Modulstrangtausch.

Viele Anlagen der Enerparc AG sind seit vielen Jahren im Betrieb. Mit zunehmendem Alter werden Defekte wahrscheinlicher und das Tauschen von Modulen in Strängen oder komplette Strangtäusche werden öfter notwendig werden. Zusätzlich kommen, bedingt durch den technischen Fortschritt, immer neue Module und Modultypen mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften auf den Markt. Eine Lagerhaltung mit Reservemodulen wurde aus wirtschaftlichen Erwägungen nicht aufgebaut. Dies wird in Zukunft zu immer mehr ungleichen Modulsträngen an den Wechselrichtern führen. Der Einfluss ungleicher Stränge auf den Ertrag soll daher untersucht werden. (Enerparc AG 1, 2023; Enerparc AG 2, 2023)

Das Ziel dieser Arbeit ist eine ausführliche Sammlung und Auswertung der bestehenden Erkenntnisse zum Thema zu liefern und eine Aussage zu den Auswirkungen auf den Ertrag von ungleichen parallelen Strängen aufgrund von der Verwendung verschiedener Modultypen (mittels Simulation) zu treffen.

In Kapitel 2 werden Grundlagen zum Thema dieser Arbeit erläutert. Diese beinhalten die Verschaltung einer Photovoltaik-Großanlage, die Verschaltung von Solarmodulen in Reihen- und Parallelschaltung sowie der Begriff Mismatch für Fehlanpassungen zwischen Modulen durch die Verschaltung dieser.

Im dritten Kapitel wird die Literaturrecherche behandelt, in Kapitel 4 die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Simulation. Kapitel 5 beinhaltet die Diskussion mit Vergleich von Literatur- und Simulationsergebnissen sowie Bewertung der Vorgehensweisen (bei Literaturrecherche und Simulation). Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung dieser Bachelorarbeit und ein Ausblick zum Vorgehen mit den gewonnenen Erkenntnissen für die Zukunft.

## 2. Grundlagen

### 2.1. Aufbau & Verschaltung einer Photovoltaik-Großanlage

Photovoltaik-(Groß)anlagen werden zur elektrischen Energiegewinnung betrieben und wandeln Strahlungsenergie der Sonne mittels Solarzellen in elektrische Energie um. Die Umwandlung der Strahlungsenergie erfolgt mithilfe des photoelektrischen Effekts: durch Absorption von Sonnenstrahlen und der daraus resultierenden Anregung von Elektronen in den Solarzellen entsteht eine Spannungsdifferenz zwischen den beiden Polen der Solarzelle, welche einen Stromfluss bewirkt. Somit sind Solarzellen Gleichstromquellen, deren Leistung abhängig ist von der Stromstärke der Sonne. Der Kurzschlussstrom  $I_K$  ist proportional zur Bestrahlungsstärke  $E$ ; die Leerlaufspannung  $U_L$  ändert sich mit dem natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke  $E$ . (Mertens, 2020:101)

Ein Solarmodul besteht aus in Reihe geschalteten Solarzellen, wodurch sich die Spannung der einzelnen Solarzellen aufaddiert. Mehrere Solarmodule in Reihe geschaltet bilden einen Modulstrang, welcher meist aus 20 bis 24 Modulen besteht. (Enerparc AG 1, 2023)

In PV-Großanlagen werden meist mehrere Stränge parallel auf einen Maximum Power Point-Tracker geschaltet, welcher die anliegenden Stränge auf den Punkt der maximalen Leistung einstellt. Dies geschieht mithilfe eines DC/DC-Wandlers, welcher die Strangspannung auf die MPP-Spannung regelt (Mertens, 2020:199). Ein oder mehrere MPPT werden ausgangsseitig parallel an einen dreiphasigen Wechselrichter angeschlossen, um die Gleichspannung in Wechselspannung umzuwandeln. Aufgrund der hohen Leistung von PV-Großanlagen ist zur Einspeisung in das regionale Stromnetz ein Hochtransformieren von Niederspannung auf Mittelspannung mittels eines Transformators notwendig.

Es gibt verschiedene Typen von Wechselrichtern. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Fokus auf einen bei Enerparc oft verwendeten Wechselrichtertyp, den Strangwechselrichter, gelegt. Häufig verwendete Modelle sind RefuSol 23K mit 5 Strängen an einem MPPT und der SUNGROW 60KTL-Wechselrichter mit 12 Strängen an einem MPPT. (Enerparc AG 1, 2023)

An einer Modultischreihe sind meist mehrere Strangwechselrichter montiert. Die AC-Seite der einzelnen Wechselrichter wird in einer sogenannten AC-Combinerbox (ACCB) auf Sammelschienen zusammengefasst. Die zusammengefassten Phasen und der PEN-Leiter werden in Kabeln gesammelt zum Transformator geführt. Zur Visualisierung ist der Aufbau einer Photovoltaik-Großanlage in Abbildung 1 dargestellt. (Enerparc AG 1, 2023)

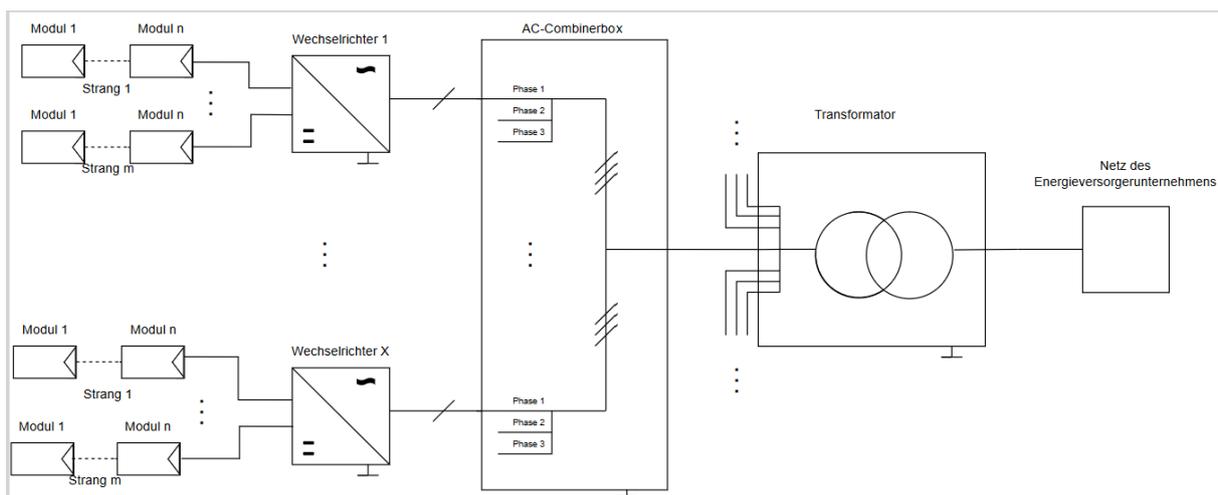


Abbildung 1: Blockschaltbild einer PV-Großanlage (eigene Darstellung)

## 2.2. Verschaltung von PV-Modulen

### 2.2.1 Ersatzschaltbild Solarzelle und Berechnung der Strom-Spannungs-Kennlinie

#### Ersatzschaltbild Effektive Solarzellen-Kennlinie:

Es gibt mehrere Ersatzschaltbilder für Solarzellen. In dieser Arbeit wird lediglich auf das Ersatzschaltbild für die effektive Solarzellen-Kennlinie (Abbildung 2) eingegangen, da dieses sich laut Wagner am besten zur Berücksichtigung von Verlusten (Gegenstand dieser Arbeit) eignet. (Wagner, 2010:35-38)

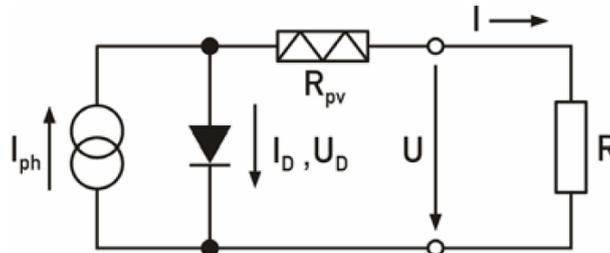


Abbildung 2: Ersatzschaltbild für die effektive Solarzellen-Kennlinie (Wagner, 2010:37)

Das Ersatzschaltbild beinhaltet die Gleichstromquelle mit dem Photo-Strom  $I_{ph}$ ; die Diode, über welche die Diodenspannung  $U_D$  und der Diodenstrom  $I_D$  abfallen, der (parallele) Widerstand  $R_{pv}$  als fiktives photoelektrisches Bauelement und einen Widerstand  $R$  als Last (außerhalb der Solarzelle). Der Widerstand  $R_{pv}$  ist ein fiktives Bauelement, da dieses negative Zahlenwerte annehmen kann, was bei echten Widerständen nicht der Fall ist. Der Begriff der effektiven Kennlinie ist laut Wagner als Analogie im Wechselstrombereich zu verstehen, wo Effektivwerte als äquivalente Gleichstromwerte angesehen werden. (Wagner, 2010:37)

Das Ersatzschaltbild ermöglicht laut Wagner die ingenieurmäßige Berechnung der Solarkennlinie zur Lösung von Anpassungsproblemen mit 1 % Genauigkeit der maximalen Leistung  $P_{max}$ . (Wagner, 2010:37)

Im Folgenden werden Berechnungen zu Strom-Spannungs-Kennlinien von Solarmodulen mithilfe des effektiven Ersatzschaltbildes durchgeführt. Hierzu werden die folgenden Formeln wie die Kennwerte des Kurzschlussstroms  $I_K$ , die Leerlaufspannung  $U_L$ , Strom am MPP  $I_{mpp}$  sowie die Spannung am MPP  $U_{mpp}$  aus dem Datenblatt benötigt. Als Modul wird JC245M-24/Bb der Firma ReneSola verwendet, welches ebenfalls in Kapitel 4. Simulation verwendet wird.

Berechnung einer Strom-Spannungs-Kennlinie nach (Wagner, 2010:37-42) :

Berechnung der Steigung  $M$ :

$$M = \frac{U_L}{I_K} \cdot \left( -5,411 \frac{I_{mpp} \cdot U_{mpp}}{I_K \cdot U_L} + 6,450 \frac{U_{mpp}}{U_L} + 3,417 \frac{I_{mpp}}{I_K} - 4,422 \right) \quad (1)$$

Die Berechnung der Steigung  $M$  erfolgt mithilfe einer allgemeingültigen Approximationsfunktion mit Gleichungskonstanten. Die Herleitung zur Berechnung der Steigung lässt sich bei Wagner nachlesen (Wagner, 2010:43).

Der fiktive Widerstand  $R_{pv}$  wird mithilfe der Steigung  $M$  ermittelt:

$$R_{pv} = -M \cdot \frac{I_K}{I_{mpp}} + \frac{U_{mpp}}{I_{mpp}} \cdot \left( 1 - \frac{I_K}{I_{mpp}} \right) \quad (2)$$

Hieraus lässt sich die Temperaturspannung  $U_T$  berechnen:

$$U_T = - (M + R_{pv}) \cdot I_K \quad (3)$$

Nun lässt sich der Strom  $I_0$  berechnen:

$$I_0 = I_K \cdot e^{\frac{-U_L}{U_T}} \quad (4)$$

Gleichsetzung des Photo-Stroms  $I_{ph}$  mit dem Kurzschlussstroms  $I_K$ :

$$I_{ph} = I_K \quad (5)$$

Mit allen Kennwerten eines Moduls lässt sich nun der Strom  $I$  für verschiedene Spannungswerte  $U$  sowie die Spannung  $U$  für verschiedene Stromwerte  $I$  berechnen:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{U+I \cdot R_{pv}}{U_T}} - 1 \right) \quad (6)$$

Umgestellt nach  $U$ :

$$U = U_T \cdot \ln \left( \frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0} \right) - I \cdot R_{pv} \quad (7)$$

In Abbildung 3 ist die Kennlinie des Moduls JC245M-24/Bb mit den Formeln des effektiven Ersatzschaltbildes dargestellt. Es ist die Strom-Spannungs-Kennlinie wie auch die Leistung-Spannungs-Kennlinie dargestellt.

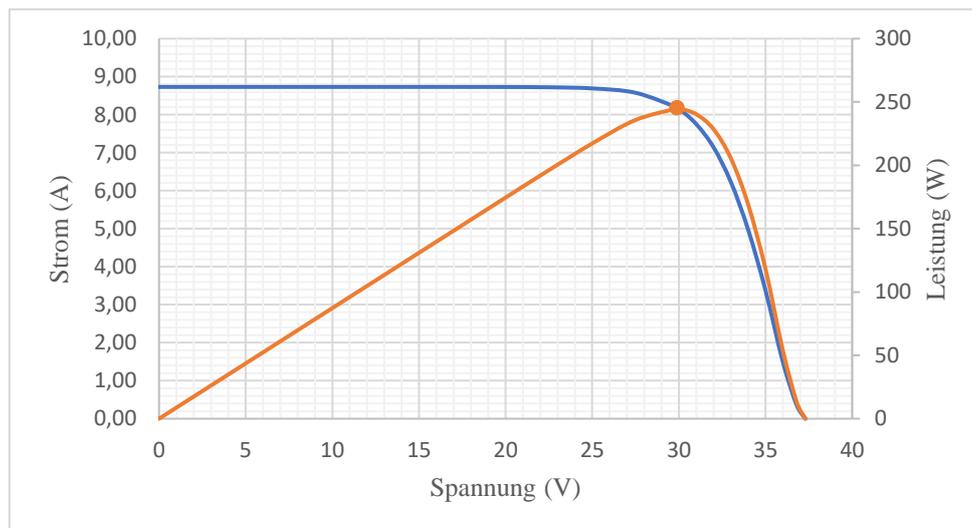


Abbildung 3: Kennlinie des Solarmoduls ReneSola JC245M-24/Bb berechnet nach dem effektiven Ersatzschaltbild. Darstellung der Strom-Spannungs-Kennlinie (blau) sowie der Leistung (orange). Der maximale Leistungspunkt (MPP) ist in beiden Graphen als Punkt (orange) markiert. (eigene Darstellung)

Die Leistung des Solarmoduls entspricht der Fläche unterhalb der Strom-Spannungskennlinie,  $U \cdot I$ . Die maximale Fläche unter dem Graphen entspricht der maximalen Leistung. Der Betriebspunkt des Modules, an dem die maximale Leistung abgegeben wird, wird als Maximum Power Point bezeichnet (Mertens, 2020:101f). Dieser ist in Abbildung 3 als Punkt gekennzeichnet.

### 2.2.2. Reihen- und Parallelschaltung von Modulen

Module werden in Reihe oder parallel miteinander verschaltet, um höhere Strom- und Spannungswerte sowie eine daraus resultierende höhere Leistung zu erreichen.

#### Reihenschaltung

In einem Solarmodul sind mehrere Solarzellen in Reihe geschaltet; in einem Modulstrang sind mehrere Module in Reihe geschaltet. In der Reihenschaltung werden die Spannungswerte der Solarmodule aufaddiert. Das Solarmodul mit dem niedrigsten Strom wirkt als limitierender Faktor auf den Strom des gesamten Stranges (Mertens, 2020:167).

Als Beispiel sind Abbildung 4 zwei Module des Typs ReneSola JC245-M/Bb miteinander in Reihe verschaltet und deren verschalteten Strom-Spannungs-Kennlinien in einem Graphen dargestellt. Die Kennwerte der verwendeten Module stammen aus Flash-Test-Messungen. Modul 1 im Graphen hat produktionsbedingt einen niedrigeren Strom als Modul 2. Durch beide Module fließt der Strom von Modul 1.

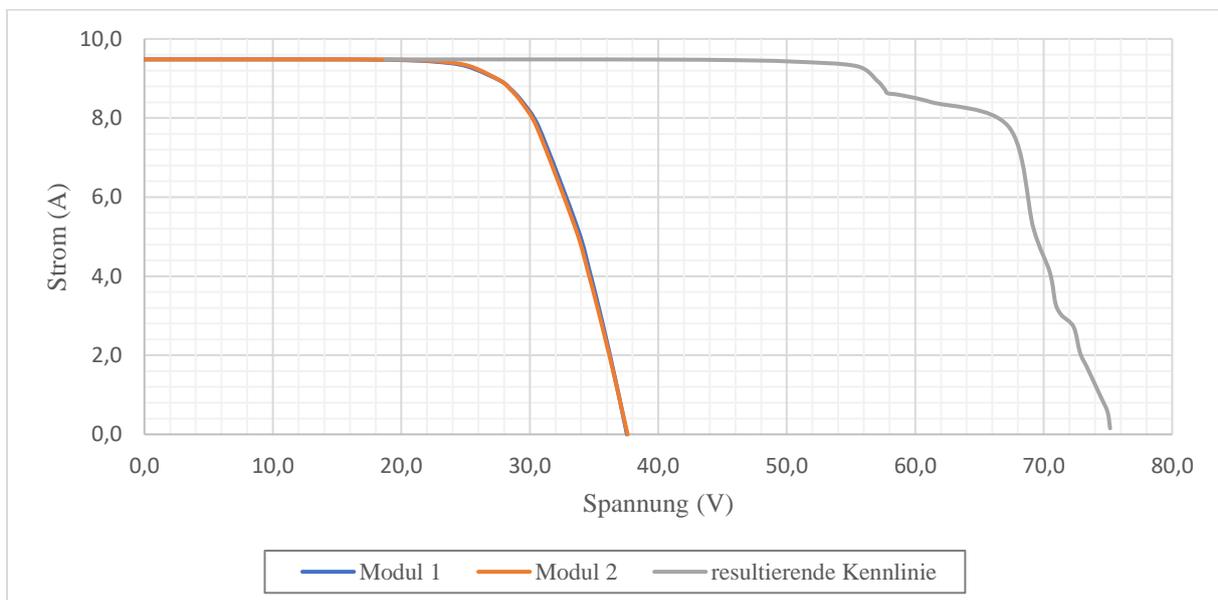


Abbildung 4: Kennlinien zweier Module in Reihe verschaltet; der Strom wird von „Modul 1“ limitiert. (eigene Darstellung)

#### Parallelschaltung

Beim Parallelverschalten von Modulsträngen entsteht ein Knotenpunkt. Laut der Knotenregel des Kirchhoff'schen Gesetzes ist die Summe aller zufließenden Ströme an einem Knoten gleich den abfließenden Strömen. Die Ströme der einzelnen Stränge werden aufsummiert und fließen in den Wechselrichter.

Als Beispiel sind auf Abbildung 5 zwei Module des Typs ReneSola JC245-M/Bb parallel miteinander verschaltet und deren verschalteten Strom-Spannungs-Kennlinien in einem Graphen dargestellt.

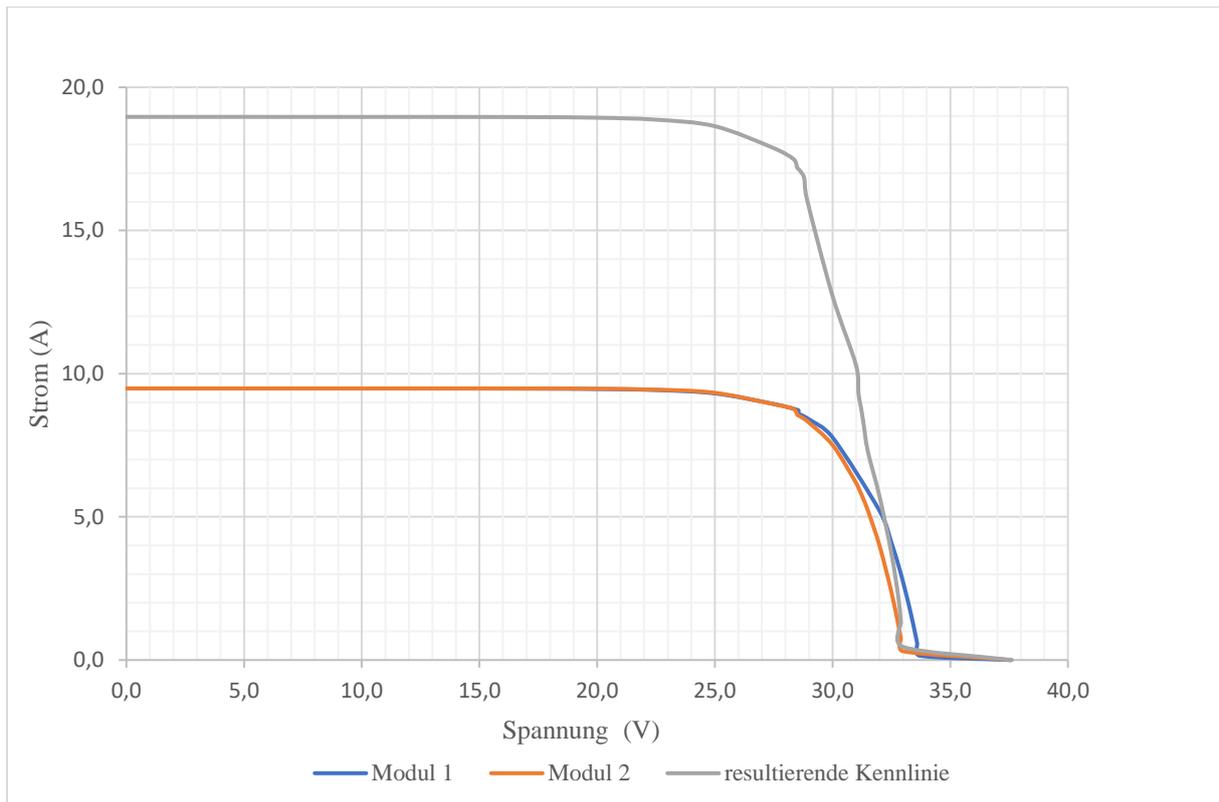


Abbildung 5: Kennlinien zweier Module parallel miteinander verschaltet; die Ströme werden addiert. (eigene Darstellung)

### 2.3. Definition Mismatch und paralleler Strang-Mismatch

In der Literatur wird der Begriff Mismatch in verschiedener Hinsicht verwendet, sowohl für verschiedene Module innerhalb eines Strangs als auch für verschiedene parallele Stränge. In dieser Arbeit wird Mismatch nach der folgenden Definition von Mertens bezeichnet. Mittels "parallelem Strang-Mismatch" werden in der vorliegenden Arbeit Unterschiede zwischen parallelen Strängen beschrieben.

Mismatch beschreibt die Unterschiede zwischen einzelnen Solarmodulen basierend auf deren technischen Abweichungen hinsichtlich Spannung und Strom bei konstanter Bestrahlung. Durch die Herstellungsweise von Solarmodulen sind diese in ihren technischen Eigenschaften nicht identisch, sondern haben kleine Abweichungen in ihren Strom- und Spannungswerten aufgrund von sogenannten Exemplarstreuung. Aufgrund der technischen Unterschiede der einzelnen Module kommt es zu Verlusten bei der Verschaltung mehrerer Module, da die Gesamtleistung der Module nicht der Summe der Einzelleistungen entspricht. Der hieraus resultierende Verlust wird als Mismatch-Verlust bezeichnet. Das Wort „Mismatch“ lässt sich im deutschen auch mit dem Wort „Fehlanpassung“ übersetzen. In der Literatur wird äquivalent zu Mismatch ebenfalls von „Matchverluste(n)“ (Wagner, 2010:78) gesprochen. (Wagner, 2010:78; Mertens, 2020:178f)

Bei Solarzellen, hergestellt aus mono- wie auch aus polykristallinem Silizium, wird die Abweichung meist mit einer Leistungstoleranz zwischen 0 bis +5 W der maximalen Modulleistung angegeben (Re-Sola, 2013; REC, 2022)

Mismatch führt zu einer geringeren Gesamtleistung des Strangs. Dies lässt sich gut in Abbildung 6 von Mertens erkennen: In einer Reihenschaltung von vier Modulen weisen drei Module eine Nennleistung von 100 W auf, ein Modul aufgrund von Exemplarstreuungen eine Nennleistung von 90 W auf. Die resultierende Strom-Spannungs-Kennlinie der vier Module hat eine Gesamtleistung von 384 W statt wie erwartet von 390 W. Der Grund hierfür ist, dass die drei 100 W Module aufgrund des Mismatches nicht

ihren vollen Strom zur maximalen Leistung beitragen können und die Gesamtleistung daher (leicht) sinkt. (Mertens, 2020:178f)

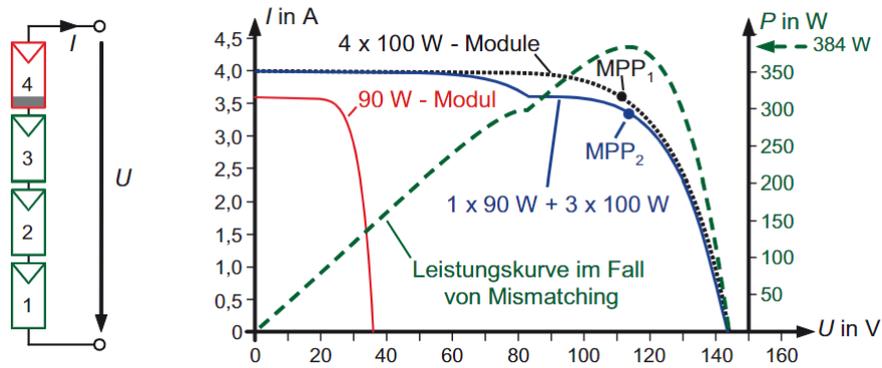


Abbildung 6: Auswirkungen von Mismatch. Reihenschaltung von drei 100 W Modulen und einem 90 W Modul führt aufgrund von Mismatch zu einer Gesamtleistung von 384 W statt zu einer erwarteten Gesamtleistung von 390 W. (Mertens, 2020:179)

### 3. Literaturrecherche

In diesem Kapitel wird die Literaturrecherche behandelt. Es werden Erkenntnisse aus der Literatur zu Ursachen und Auswirkungen von ungleichen parallelen Strängen, zum Austausch von Modulen und den Auswirkungen von verschiedenen Modultypen an Wechselrichtern gesammelt.

#### 3.1. Ursachen für ungleiche parallele Modulstränge und deren Auswirkungen

##### 3.1.1. Mismatch

Im Paper "EFFECTS OF MISMATCH LOSSES IN PHOTOVOLTAIC ARRAYS" von (Chamberlin *et al.*, 1995) sowie in dem Paper "Power losses in PV arrays due to variations in the I-V characteristics of PV modules" von (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995) werden Module aus monokristallinem Silizium in PV-Strängen auf Mismatch und daraus resultierende Verluste untersucht. In beiden Papern wird die Aussage getroffen, dass der Verlust, entstehend durch Mismatch, gering ist.

Untersuchung nach (Chamberlin *et al.*, 1995)

Bei (Chamberlin *et al.*, 1995) werden 192 ARCO Solar M75 Module einer PV-Anlage der Humboldt-State-Universität in den USA untersucht. Die Module sind aus monokristallinem Silizium, alle aus einer Charge stammend und werden auf ihre Unterschiede in den Parametern  $I_K$ ,  $U_L$ ,  $R_S$ ,  $R_P$  und  $P_{max}$  untersucht. Hierzu wird die Strom-Spannungs-Kennlinie der Module unter Feldbedingungen gemessen und mithilfe eines von (Lehman and Chamberlin, 1987) entwickeltem Ersatzschaltbild berechnet. Die getesteten Module ergeben unterschiedliche Werte in ihren Parametern, die im Folgenden aufgeführt sind. Die Abweichung wird als Variationskoeffizient bei einer Einstrahlung von  $1000 \frac{W}{m^2}$  und einer Zelltemperatur von  $47^\circ C$ . (Chamberlin *et al.*, 1995)

Für  $I_K$  ergibt sich eine Abweichung zwischen größten und kleinsten ermittelten Wert von 1,3 %; für  $U_L$  von 0,72 %. Für den seriellen Widerstand  $R_S$  und den Parallelwiderstand  $R_P$  ergibt sich als größte Variation von Modul zu Modul ein Variationskoeffizient von 33 % bzw. 48 %. Für  $P_{max}$  beträgt der Unterschied zwischen minimalen und maximalem Wert 2,1 %. (Chamberlin *et al.*, 1995)

Der Median der maximalen Leistung  $P_{max}$  sei mit 39,9 W 14 % niedriger als der Datenblattwert für  $P_{max}$  von 46,6 W. (Chamberlin *et al.*, 1995)

Es werden zwei Verschaltungen mit je vier Modulen auf den Effekt des Mismatches der Module untersucht. In der ersten Schaltung werden je zwei Module in Reihe geschaltet und die beiden entstehenden Stränge werden parallel miteinander verschaltet. In der zweiten Schaltung werden zwei Module in parallelen Blöcken geschaltet und die beiden Blöcke in Reihe geschaltet. (Chamberlin *et al.*, 1995)

Die Verschaltungen sind in Abbildung 7 dargestellt.

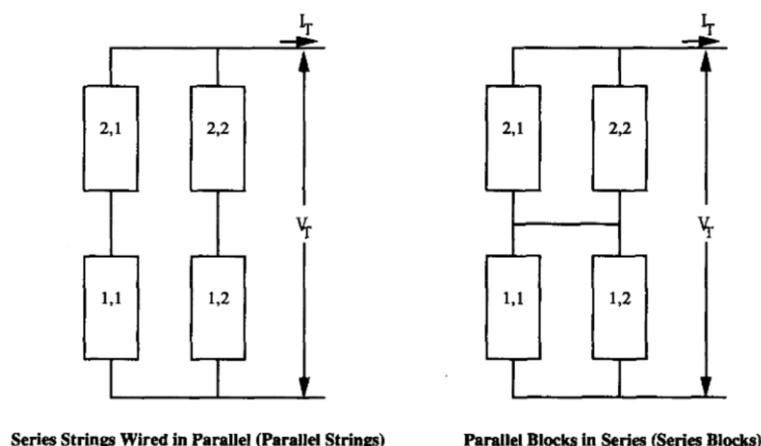


Abbildung 7: Im Paper von (Chamberlin *et al.*, 1995) verwendete Schaltungen mit je vier Modulen zum Untersuchen der Mismatch-Verluste zwischen den Modulen. Links: Schaltung mit Strängen bestehend aus zwei Modulen, welche parallel miteinander verschaltet werden (Parallelschaltung). Rechts: Schaltung mit je zwei Modulen in einem parallelen Block; beide parallelen Blöcke sind in Reihe geschaltet (Serielle Block Schaltung). (Chamberlin *et al.*, 1995)

Die 192 Module werden zufällig ausgewählt und in 200 Kombinationen an Vierer-Modul-Sets in den beiden Verschaltungen getestet. Die maximale Ausgangsleistung  $P_{max}$  wird für jede Variation mittels des im Paper vorgestellten Feld-Modells und den Parametern der Module berechnet. Unter der Verwendung der berechneten Strom-Spannungs-Kennlinie für die Variation wird die Ausgangsleistung in 0,01 V Intervallen berechnet, bis das Maximum ermittelt wird. (Chamberlin *et al.*, 1995)

Es zeigt sich, dass die maximale Leistung  $P_{max}$  nicht von den hier verwendeten Schaltungen abhängig ist, sondern allein von den verwendeten Modulen. Der prozentuale Mismatch Verlust für jede Variante wird als Quotienten von Summe der maximalen Ausgangsleistung der jeweils verwendeten Module und der gemessenen maximalen Ausgangsleistung der gesamten Schaltung berechnet. Es ergibt sich für die Parallelschaltung der Stränge ein Mismatch-Verlust zwischen 0 % - 0,53 %; für die serielle Block Schaltung zwischen 0,01 % - 0,45 %. (Chamberlin *et al.*, 1995)

Untersuchung (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Bei (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995) werden Messungen auf einer Versuchsanlage der Universität Oldenburg sowie Simulationen in dem Computerprogramm INSEL (ebenfalls von der Universität Oldenburg) zur Betrachtung von Fehlanpassungen auf PV-Anlagen aufgrund von serieller und paralleler Verschaltung durchgeführt. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Die Versuchsanlage besteht aus 36 monokristallinen Modulen, die in zwei parallele Stränge mit je 18 Modulen in Reihe aufgeteilt sind. Unter Standardtestbedingungen (STC) haben die Module eine Leistung am MPP von je 53 W. Für jedes Modul werden mehrere Strom-Spannungs-Kennlinien für Einstrahlungswerte zwischen  $600 \frac{W}{m^2}$  und  $1000 \frac{W}{m^2}$  erfasst. Die Zeitdauer einer Messung beträgt unter 20 ms. Die Aussage der Autoren besagt, dass aufgrund der kurzen Zeitdauer Schwankungen der Bestrahlungsstärke und der Modultemperatur vernachlässigt werden können. Folgend werden mithilfe eines Computerprogrammes der Universität Oldenburg Parameter des Ersatzschaltbildes Zwei-Dioden-Modell an die gemessenen Strom-Spannungs-Kennlinien angepasst. Durch die Kombination aus Simulation und Messung wird für jedes Modul eine Standard-Strom-Spannungs-Kennlinie ermittelt. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Aus den Messungen zeigt sich, dass Abweichungen der Parameter der PV-Modulen aufgrund des Herstellungsprozesses gemessen und bestimmt werden können. Die durchschnittliche Leistung der 36 gemessenen Module beträgt 52,6 W mit einer Standardabweichung von 0,53 W. Lediglich ein Modul hat einen geringeren MPP von 47,9 W und weicht um -8,9 % vom durchschnittlichen Leistungswert ab. Im Computerprogramm INSEL werden Simulationen zur Untersuchung von Mismatch-Verlusten aufgrund von serieller und paralleler Verschaltung von PV-Modulen durchgeführt. An Modulen für die Simulation werden acht der 36 gemessenen Module ausgewählt und in Leistungsklassen eingeteilt. Diese Leistungsklassen werden für die Simulation verwendet. Die Leistungsklassen der Module sind in folgender Tabelle 1 abgebildet. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Tabelle 1: Leistungswerte der acht verwendeten Leistungsklassen für die Simulationen im Paper von Damm zum Untersuchen der Mismatch-Verluste in Reihen- und Parallelschaltung von Solarmodulen. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Class	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{MPP,STC}$ [W]	47.9	51.6	52.6	52.3	53.1	53.7	53.0	54.0

Die Simulation wird unter Nicht-Standardbedingungen mit Wetterdaten für die Standorte Bremerhaven und Albuquerque in New Mexiko durchgeführt. Die Differenz zwischen der jährlichen Energie einer Simulation und der Referenz wird als Mismatch-Verlust definiert. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Zur Betrachtung von Verlusten in einer Reihenschaltung werden 20 Module in Reihe geschaltet. Es werden folgende fünf Konfigurationen aus den in der Tabelle genannten Leistungsklassen an Modulen simuliert (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995):

1. Es werden die Leistungsklassen 2 bis 8 miteinander verschaltet (je 3 Module der Leistungsklassen 2- bis 7 sowie 2 Module der Klasse 8).
2. Ein Modul der Leistungsklasse 8 wird durch die Leistungsklasse 1 ersetzt.

- Die Auswahl der Leistungsklassen der Module erfolgt nach der Gaußschen Verteilung mit einem Durchschnittswert von 52,6 W und einer Standardabweichung von 0,53 W.
- Die Auswahl der Leistungsklassen erfolgt nach Gaußschen Verteilung mit einem Modul der Leistungsklasse 1, was zu einem Durchschnittswert von 52,5 W und einer Standardabweichung von 0,96 W führt.
- Strang bestehend aus identischen Solarmodulen der Leistungsklasse 3, dies wird als Referenz verwendet.

Für den Standort Bremerhaven zeigt sich, dass die Mismatch-Verluste bei den Konfigurationen 1 und 3 mit 1,1 % und 0,8 % deutlich geringer sind als in den Konfigurationen 2 und 4, welche die Leistungsklasse 1 mit einer Leistung von 47,9 W beinhalten. Für Konfiguration 2 wird ein Mismatch-Verlust von 4,5 % berechnet und für Konfiguration 4 ein Verlust von 1,4 %. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Für den Standort Albuquerque in New Mexiko werden niedrigere Mismatch-Verluste berechnet, jedoch sind die auch hier die Verluste höher, wenn ein Modul der Leistungsklasse 1 mit im Strang installiert ist. Für die Konfiguration 1 ergeben sich vernachlässigbar bezeichnete kleine Verluste, für Konfiguration 2 2,9 %, für Konfiguration 3 0,1 % und für die Konfiguration 4 ein Mismatch-Verlust von 0,2 %. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Zur Betrachtung von Fehlanpassungsverlusten in einer Parallelschaltung werden fünf parallele Stränge mit je 20 Modulen in Reihe verschaltet. Für die Simulationen wird eine Leistungsverteilung nach der ersten Gaußschen Verteilungsfunktion zugrunde gelegt mit einem Durchschnittswert von 52,6 W und einer Standardabweichung von 0,53 W. Zusätzlich werden zwei Module der Leistungsklasse 1 mit 47,9 W verwendet. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Die Schaltung zur Untersuchung von parallelen Strängen ist in Abbildung 8 dargestellt.

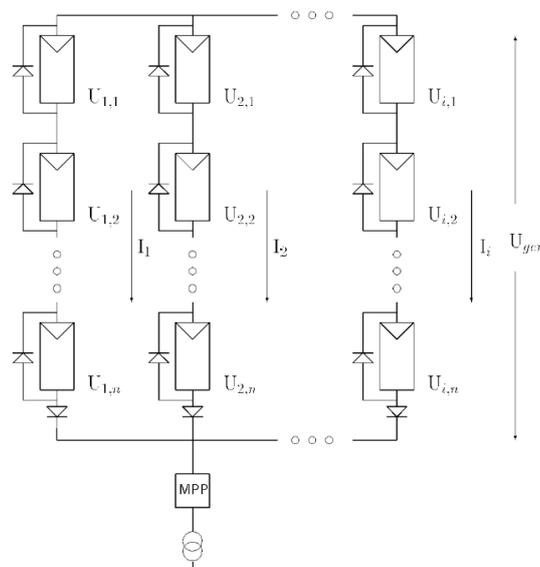


Abbildung 8: Schaltung von parallelen Strängen zur Untersuchung von Mismatch-Verlusten im Paper von (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995). (Quelle: (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995))

Es werden folgende Konfigurationen an Modulen erstellt (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995):

- Die MPP-Spannung jedes Stranges ist vor dem Verschalten der Stränge unter STC nahezu identisch.
- Die Module werden gestaffelt nach ihren Leistungen unter STC am MPP sortiert. Module mit der geringsten Leistung in Strang 1, die Module mit der höchsten Leistung in Strang 5.
- Die Module werden zufällig angeordnet.
- Nur Module der Leistungsklasse 3 werden in allen Strängen verwendet. Diese Konfiguration wird als Referenz verwendet.

Für den Standort Bremerhaven ergeben sich in den Konfigurationen 1 und 2 ein paralleler Strang-Mismatch Verlust von 1,9 % bzw. 1,6 %, wenn die MPP-Abweichung unter STC weniger als 0,2 % beträgt.

Für Konfiguration 3 mit zufälliger Anordnung der Module werden 10 Simulationen durchgeführt. Als Ergebnis ergeben diese einen durchschnittlichen Wert von  $1,75 \% \pm 0,05 \%$ . (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Für den Standort Albuquerque in New Mexiko ergeben sich für die Konfiguration 1 Verluste von  $1,2 \%$  und für Konfiguration 2  $0,8 \%$ . Für die zufällige Anordnung mit ebenfalls 10 Simulationen ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von  $0,99 \% \pm 0,05 \%$ . Als Aussage wird getroffen, dass die Verluste aus der Parallelschaltung vernachlässigbar sind. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

### 3.1.2. Degradation

Ein weiterer Grund, der zu Fehlanpassungen führt, ist die Alterung von Solarmodulen. Im Betrieb ändern sich die Parameter von Solarmodulen über die Zeit. Dieser Alterungsprozess wird als Degradation bezeichnet.

Die Alterung der Module wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Die Folge der Alterung ist die Senkung der Leistung der Module durch Senkung der Strom- und Spannungswerte. Dies wirkt sich bei jedem Modul unterschiedlich aus. (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015)

Im Paper von (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015) wird der Zusammenhang von Fehlanpassungen und Alterung der Module betrachtet. Es werden die von Manganiello et al. als am wichtigsten angesehenen Degradationsmechanismen untersucht und vorgestellt. Diese beinhalten unter anderem die Verfärbung der Verkapselung, die Delamination von einzelnen Schichten des Solarmoduls, das Bilden von Blasen auf der Front- und Rückseite des Moduls, die Verschlechterung der Antireflexionsbeschichtung, Korrosion, Brüche in den Solarzellen, Verschlechterungen der Lötverbindungen, potential induzierte Degradation (PID), Korrosion im Anschlusskasten und Bypass Dioden-Effekten sowie lokale Erwärmungsphänomene und Ablösen vom Modulrahmen. (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015)

Einen großen Einfluss auf die Alterung hat bei allen Mechanismen die Temperatur. Je höher die Temperatur ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Mechanismen wie der Delamination des Moduls, der Bildung von Blasen und infolge davon zu Korrosion kommt. Lokale Erwärmung kann bspw. Zellrisse hervorrufen und PID verstärken. Die Temperatur und ihre folgenden thermischen Effekte spielen eine starke Rolle bei der Alterung von Solarzellen. Dadurch, dass die Degradationsmechanismen ungleichmäßig in den Solarzellen auftreten, führen diese verstärkt zu Fehlanpassungen. Der Zusammenhang zwischen Fehlanpassungen und Alterung wird von Manganiello et al. als "closed loop" - geschlossener Kreislauf – bezeichnet. (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015)

Der Degradationsfaktor stellt den Einfluss der Alterung der Solarmodule auf deren Leistung dar. Er wird in %/Jahr angegeben. Es gibt verschiedene Untersuchungen, die sich mit der Größe des Degradationsfaktors beschäftigen. Das Simulationsprogramm PVsyst, welches für die folgenden Simulationen verwendet wird (siehe 4. Simulation), gibt einen Degradationsfaktor von  $0,4 \%$ /Jahr als Standardwert an (PVsyst, 2023).

Im Paper "Cell surface efficiency degradation of c-silicon photovoltaic modules after 22-years continuous field exposure" von (De Lia, Castello and Abenante, 2003) wird die Alterung der Solarzellen von einer PV-Anlage aus Italien nach einer kontinuierlichen Laufzeit von 22 Jahren betrachtet. Es wird ein Vergleich der Leistungswerte der Module vor Inbetriebnahme der Anlage zu den Leistungswerten der Module nach Beendigung der Versuchsanlage verglichen. Es ergibt sich ein durchschnittlicher Degradationswert von  $0,363 \%$ /Jahr. (De Lia, Castello and Abenante, 2003)

Im Paper von Reis et al. wird die Leistung von Solarmodulen vor und nach 11 Jahren Betriebszeit betrachtet eine durchschnittliche Senkung der Leistung  $P_{max}$  um  $4,39 \%$  festgestellt, was einen Degradationsfaktor von  $0,4 \%$ /Jahr ebenfalls bestätigt (Reis et al., 2002). Der Degradationsfaktor von  $0,4 \%$ /Jahr wird zur Berechnung der Degradation der Module in 4.2. Parameter und Eingangsdaten verwendet.

### 3.1.3. Verschiedene Anzahlen an Modulen im Modulstrang

Zu Fehlanpassungen zwischen Modulsträngen kann es auch kommen, wenn die Stränge unterschiedlich viele Module beinhalten. Durch unterschiedliche Anzahl an Solarmodulen in Strängen kommt es zu verschiedenen MPPs der Stränge.

(Wurster and Schubert, 2014) untersuchen in ihrem Paper “Mismatch loss in photovoltaic systems” die Auswirkung von Fehlanpassungen bei parallelen Strängen mit unterschiedlicher Anzahl an Modulen. Es werden drei Konfigurationen betrachtet: Betrachtung des Solarmoduls nach dem Ersatzschaltbildes des Ein-Dioden-Modells als „worst case“-Szenario, ein kristallines Solarmodul von Suntechnics und ein amorphes Solarmodul von Schott. (Wurster and Schubert, 2014)

Es werden  $m=2\dots 40$  parallel geschaltete Stränge mit je einem kurzen Strang betrachtet. Der kurze Strang besteht aus  $n=10\dots 20$  Modulen in Reihe, die anderen parallel geschalteten Stränge bestehen aus  $n+1$  Modulen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt. (Wurster and Schubert, 2014)

Die berechneten Mismatch-Verluste sind beim Ein-Dioden-Modell am höchsten (wobei nicht alle Werte angegeben sind), gefolgt vom kristallinen Modul. Die Verluste beim kristallinen Modul befinden sich im Bereich von ca. 0,1 % bis ca. 1,9 %; beim amorphen Modul zwischen ca. 0 % bis ca. 1,2 %. Alle drei Konfigurationen zeigen, dass mit steigender Anzahl an parallelen Strängen der Mismatch-Verlust sinkt. Bei 40 parallelen Modulsträngen fällt der Unterschied der Stränge weniger ins Gewicht als bei zwei parallelen Strängen. Der Mismatch-Verlust nimmt ebenfalls mit steigender Anzahl an Modulen in den Strängen ab. Beim kristallinen Modul mit zwei parallelen Strängen beträgt der Verlust bei der Modulanzahl von  $n=11$  ca. 1,5 %; bei einer Modulanzahl  $n=20$ , beträgt der Verlust ca. 0,5 %. (Wurster and Schubert, 2014)

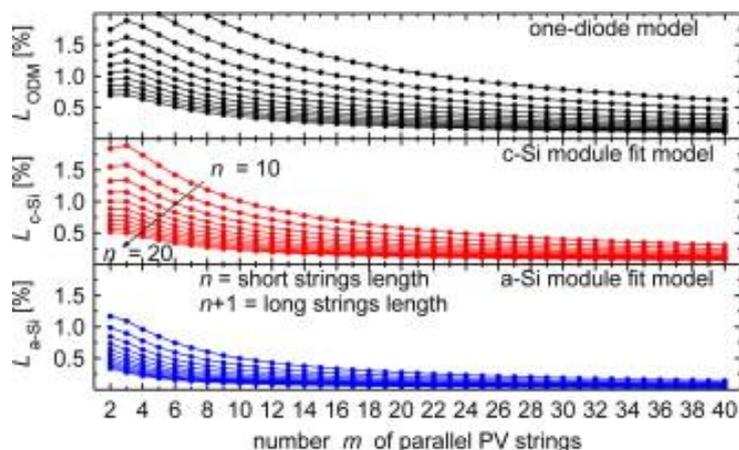


Abbildung 9: Darstellung der Ergebnisse von (Wurster and Schubert, 2014) der Mismatch-Verluste bei parallelen Modulsträngen mit unterschiedlicher Modulanzahl. Es werden die Verluste der Konfiguration des Ein-Dioden-Modells ( $L_{ODM}$ ), eines kristallinen Solarmoduls von Suntechnics ( $L_{c-Si}$ ) und eines amorphen Solarmoduls von Schott ( $L_{a-Si}$ ) von  $m=2\dots 40$  Strängen mit einem kurzen Strang von  $n=10\dots 20$  Modulen zu parallelen Strängen mit  $n+1$  Modulen betrachtet. (Quelle: (Wurster and Schubert, 2014))

### 3.1.4. Weitere Ursachen

Zusätzliche Faktoren, die zu Mismatch führen können, werden im Folgenden erwähnt.

#### Kabelverluste

Durch unterschiedliche Kabellängen entstehen Ungleichheiten in parallelen Modulsträngen. Die Module sind auf den Modultischen in ihren Strängen angeordnet. Die Stränge liegen unterschiedlich weit entfernt von dem Wechselrichter, an welchem diese angeschlossen sind. Oft liegen diese auch auf einem anderen Modultisch, als an welchem der Wechselrichter montiert ist. Je mehr Stränge an einem Wechselrichter angeschlossen sind, desto größer sind die Unterschiede in den Kabellängen zwischen den einzelnen Strängen.

Jedes Kabel verursacht aufgrund seines Innenwiderstandes einen Verlust in der Leistung. Der Verlust nimmt mit dem Widerstand des Kabels mit der Länge und dem Kabelquerschnitt zu (Pregla, 2016:109).

Ein Strang, der eine weitere Entfernung zum Wechselrichter hat, hat daher einen höheren Kabelverlust als ein Strang, der nahe am Wechselrichter montiert ist.

Die unterschiedlichen Kabelverluste mindern die Leistungswerte der einzelnen Modulstränge und tragen somit zu Ungleichheiten in parallelen Strängen bei.

In PVsyst wird für Modulstränge mit einem Kabelverlust von 1,5 % gerechnet (PVsyst, 2023). Im Ertragsgutachten zur betrachteten PV-Anlage Töpchin in der Simulation wird mit einem Kabelverlustanteil von 0,6 % bei STC gerechnet (SolPEG, 2013).

#### *Verschmutzung*

Ein weiterer Faktor ist die Verschmutzung von Modulen. Der typische Verlustwert des Ertrags durch Verschmutzung liegt zwischen 2-3 % pro Jahr bei einem Neigungswinkel der Module von 30°; das Simulationsprogramm PVsyst verwendet als Standardwert einen Verschmutzungsfaktor von 3 %/ Jahr (Mertens, 2020:301; PVsyst, 2023).

Bei der Verschmutzung spielt die Modulneigung eine wichtige Rolle. Durch Regenwasser erfolgt eine Selbstreinigung der Module. Für flachere Anstellwinkel als 30° Neigung kann es laut Mertens verursacht durch Staub, Vogelkot etc. zu Verlusten von bis zu 10 % kommen. Der Standort einer Anlage ist ebenfalls ein relevanter Faktor. (Mertens, 2020:301)

Verschmutzung ist auf jedem Modul unterschiedlich viel vorhanden. Daher wirkt sich die Verschmutzung auf die Ungleichheit der einzelnen Module wie auch auf die Ungleichheit der Stränge aus.

#### *Verschattung*

Verschattung ist ein großes Thema im Bereich der Photovoltaik und wird intensiv untersucht. Verschattung führt zu momentanen Fehlanpassungen und (im schlimmsten Fall) zu permanenten Hot Spots in Solarmodulen. Laut Mertens wird mit dem Begriff Hot Spot das starke Aufheizen einer verschatteten Solarzelle, verursacht durch die anderen in Reihe geschalteten Zellen, bezeichnet. Ein Hot Spot kann zu Schäden an der Verkapselung der Zelle führen wie auch die Solarzelle (komplett) zerstören. (Mertens, 2020:167-169)

Es gibt verschiedene Verschattungsarten auf PV-Anlagen: Verschattung durch Wolken, diffuse Verschattung von weiter weg stehenden Objekten, Nahverschattung von nahen Objekten, die für harten Kernschatten sorgen sowie Eigenverschattung verursacht durch andere Modultische. (Mertens, 2020:302-305)

Verschattung tritt je nach Standort einer Anlage, der Bauweise der Modultische und dem Wettergeschehen unterschiedlich auf. Zur Verringerung von Verschattungsverlusten und zum Vermeiden von Hot Spots werden Bypass Dioden eingesetzt (Mertens, 2020:167-169).

Da nicht alle Module in den Strängen gleichermaßen und nicht gleich stark von Schatten betroffen sind, kommt es in den Strängen zu abweichenden Strom- und Spannungswerten und somit zu ungleichen parallelen Modulsträngen, die sich auf den Ertrag auswirken.

#### *Schnee*

Eine besondere Art von Verschattung oder auch von Verschmutzung ist Schnee auf den Modultischen. Die Wahrscheinlichkeit für Schnee hängt mit dem Standort der PV-Anlage in kausalem Zusammenhang. Schnee führt bei frischem Schneefall zu einem recht gleichmäßigen Bedecken der Module. Beim Schmelzen von Schnee, rutscht diese an den schrägen Modultischen runter und bedeckt meist stark die unteren Modulreihen, sofern der Schnee noch nicht schwer genug ist, um ganz von den Modultischen zu rutschen. Die unteren Modulreihen sind stark bedeckt und es kommt zu einer unterschiedlichen Bestrahlung der Module. (Enerparc AG 1, 2023)

#### *Beschädigung der Module*

Wenn Module einen Schaden, wie bspw. verursacht durch Steinschlag und somit einen Glasbruch haben, führt dies ebenfalls zu Ungleichheiten in Modulsträngen. Glasbruch kann auf lange Sicht zu einem Isolationsfehler führen und zum Ausfall des zu dem entsprechenden Modul gehörenden Wechselrichter führen. (Enerparc AG 1, 2023)

### 3.2. Strategien zur Verringerung von Mismatch

Es gibt verschiedene Ansätze zur Mismatch Verringerung.

Im Paper “Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters” von (Webber and Riley, 2013) werden verschiedene Sortierweisen nach den Werten  $I_{mpp}$ ,  $U_{mpp}$  und  $P_{mpp}$  der Module untersucht. Die Untersuchung zeigt, dass die Sortierung der Module nach  $I_{mpp}$  den stärksten Einfluss auf die Minimierung von Fehlanpassungen hat. Im Vergleich zur Sortierung nach  $I_{mpp}$  hat eine Sortierung nach  $U_{mpp}$  laut Webber & Riley eine vernachlässigbare oder sogar kontraproduktive Wirkung. Die Sortierung nach  $P_{mpp}$  hat eine höchst unvorhersehbare Auswirkung auf den Ertrag. (Webber and Riley, 2013)

Die Sortierung der Module zum Reduzieren der Fehlanpassungen bei hoher Exemplarstreuung wird auch von Mertens empfohlen. Hier wird die Sortierung nach dem Kurzschlussstrom  $I_K$  empfohlen. Module mit gleichem Kurzschlussstrom  $I_K$  sollten in einem Strang miteinander kombiniert werden. (Mertens, 2020:179)

Eine weitere Strategie zur Reduzierung von Mismatch-Verlusten ist der Einbau von Leistungsoptimierern. Leistungsoptimierer enthalten nach Mertens klassischerweise einen DC/DC-Wandler, werden an einem Solarmodul angeschlossen und tragen dazu bei, dass das Modul (auch im Falle von Verschattung) in seinem maximalen Arbeitspunkt betrieben wird (Mertens, 2020:203). Als Beispiel für den Einsatz von Leistungsoptimierern nennt Mertens das Konzept der Firma Solaredge. In diesem werden alle Leistungsoptimierer von Modulen eines Strings in Reihe geschaltet und an einen speziellen Wechselrichter angeschlossen., welcher die DC/AC-Wandlung durchführt. (Mertens, 2020:203)

Auch als Strategie sei die Verwendung von String-Wechselrichtern genannt, bei welchen pro Wechselrichter nur ein Modulstrang angeschlossen ist. Hierbei gibt es keine parallelen Stränge, jeder Strang wird nach seinem MPP geregelt. (Laut Mertens werden in der Praxis häufig jedoch zwei parallele Stränge an einen String-Wechselrichter angeschlossen, im Falle, dass beide Stränge gleich aufgebaut und nicht verschattet sind). (Mertens, 2020:202f)

### 3.3. Strategien und Empfehlungen zu Modultauch in Bezug auf Verlustminimierung

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf Fehlanpassungen aufgrund von verschiedenen Modultypen in parallelen Strängen. Daher werden im folgenden recherchierte Informationen zum Modultauch allgemein sowie das interne Vorgehen in der Firma Enerparc erläutert.

#### 3.3.1. Informationen von Herstellern

##### *Wechselrichter-Hersteller*

Wechselrichter Hersteller raten zum Einsatz von Modulen eines einheitlichen Typs. Dies zeigt sich in den Vorgaben aus Bedienungsanleitungen von Wechselrichtern verschiedener Hersteller.

In der Bedienungsanleitung von SMA zu den Wechselrichtern SUNNY TRIPOWER x 12/15/20/25 steht unter den Voraussetzungen für den DC-Anschluss steht „Alle PV-Module sollten vom gleichen Typ sein“ (Solar Technology, 2022) und, dass an allen Strängen die gleiche Anzahl an Modulen in Reihe angeschlossen sein muss (Solar Technology, 2022).

In einer Bedienungsanleitung von SUNGROW zum Wechselrichtertyp SG110CX bezieht sich der Hersteller konkret auf die Eingänge zu den einzelnen MPPT. Der Wechselrichter beinhaltet 9 MPPT mit zwei Modulsträngen je MPPT und zur optimalen Nutzung der Eingangsleistung „müssen die Strang-Strukturen (...) identisch sein, einschließlich PV-Modultyp, Anzahl der PV-Module, Neigungswinkel und Installationsausrichtung“ (SUNGROW, no date).

Gleiches besagt der Hersteller Huawei in seiner Bedienungsanleitung zu SUN2000-(12KTL-25KTL)-M5 Series (Huawei, 2023). Huawei sagt ebenfalls, dass die Spannung an den einzelnen MPPT in ihren Wechselrichter gleich sein soll (Huawei, 2023).

##### *Modulhersteller*

Zum Modultauch hat der Modulhersteller REC eine Informationsbroschüre „Guide to best practice - Managing mismatches when replacing panels and using panels with different power ratings in a string“ veröffentlicht. Der Modulhersteller bestätigt, dass es schwierig sein kann, nach einigen Jahren Betriebszeit noch den gleichen Modultyp für den Modultauch auf dem Markt zu erwerben. REC sagt selbst, dass dies daran liegt, dass die Hersteller ihre Module immer weiterentwickeln und daher Module mit höherer Leistung produzieren. (REC Solar Holings AS, no date)

REC gibt Ratschläge für den Fall, dass nicht der gleiche Modultyp zum Austausch zur Verfügung steht. Für den Modultauch innerhalb eines Stranges wird ein Modul mit einer höheren Leistung empfohlen, wobei speziell der Wert  $I_{mpp}$  des neuen Moduls nicht kleiner sein soll als der bereits vorhandenen Module, damit das neue Modul nicht den Stromwert des gesamten Stranges limitiert. Der Unterschied von  $I_{mpp}$  zwischen den Modulen solle kleiner als 10 % sein. (REC Solar Holings AS, no date)

Für den Spannungsunterschied bei paralleler Verschaltung der verschiedenen Modultypen rät REC ebenfalls eine Differenz von kleiner als 10 % beim Parameter  $U_{mpp}$  zwischen den verwendeten Modultypen. Der Austausch eines kompletten Stranges wird empfohlen, wenn 50 % oder mehr der Module im besagten Strang defekt sind. Der Gedanke dahinter ist, durch Tausch des gesamten Stranges die entstehenden Fehlanpassungen zwischen den verschiedenen Modulen zu minimieren. Neben den Unterschieden zwischen den einzelnen Modultypen erinnert REC daran, dass beim Modultauch zu überprüfen ist, dass auch durch die neu eingesetzten Module die Grenzwerte des installierten Wechselrichters eingehalten sind. (REC Solar Holings AS, no date)

Von anderen Modulherstellern wurden im Rahmen dieser Arbeit nahezu keine Informationen zum Modultauch gefunden. Lediglich der Hersteller Trinasolar besagt in einem Benutzerhandbuch, dass Austauschmodule vom gleichen Typ sein müssen wie die vorherigen Module. Diese Aussage wird ohne Begründung angegeben. (Trinasolar, no date)

### 3.3.2. Vorgehen der Firma Enerparc AG

Im Folgenden wird das Vorgehen zum Modultausch der Firma Enerparc AG erläutert.

#### *Modultausch neues Modul*

Wenn ein defektes Modul festgestellt wird, wird dieses so gut es geht immer direkt getauscht. Durch direktes Tauschen werden mögliche Leistungsausfälle reduziert. Als Beispiel sei Glasbruchschaden eines Moduls genannt. Auf Dauer kann sich durch Glasbruch ein Isolationsschaden entwickeln. Wenn der angeschlossene Wechselrichter den Isolationsschaden in einem seiner Stränge registriert, meldet dieser eine Störung und geht nicht in Betrieb. Daher kommt es zu einem Leistungsausfall aufgrund eines Moduls, welcher sich durch rechtzeitigen Tausch vermeiden lässt. (Enerparc Service GmbH, 2023)

Jedoch ist nicht jeder Schaden an einem Modul einen direkten Austausch wert. Die Anfahrts- und Arbeitskosten zum Austausch müssen mit dem Schaden der Module in Relation stehen. Für nur ein Modul einen Serviceeinsatz auf einer PV-Anlage anzuordnen, kann im Verhältnis zu den Verlusten zu teuer sein. Modultäusche werden oft durchgeführt, wenn mehrere Module ausgetauscht werden müssen oder wenn weitere Arbeiten auf einer PV-Anlage anstehen, sodass die Arbeiten miteinander kombiniert werden können. (Enerparc AG 1, 2023)

#### *Strangtausch*

Ab einer Anzahl von 5 bis 10 defekten Modulen in einem Strang wird der Tausch des gesamten Stranges in Erwägung gezogen (Enerparc Service GmbH, 2023). Bei bspw. 10 defekten Modulen in einem Strang mit insgesamt 20 Modulen stimmt dies mit der Empfehlung von (REC Solar Holdings AS, no date) überein.

Wenn noch funktionierende Module aus einem Modulstrang von einer Anlage deinstalliert werden, werden diese gelagert und können ebenfalls als Austauschmodul verwendet werden. (Enerparc Service GmbH, 2023)

#### *Gleichen Modultyp finden*

Wenn ein Modul oder ein Modulstrang getauscht werden muss, wird zunächst geschaut, ob der gleiche Modultyp in der Firma noch vorhanden ist. Dies kann vorkommen, da bei Neuinstallationen oft containerweise Module bestellt werden, und es zu überschüssigen Modulen kommen kann. Da dies jedoch Restmodule sind, sind möglicherweise noch wenige davon im Lager vorhanden. Für den Fall, dass der gleiche Modultyp in benötigter Stückzahl vorhanden ist, wird dieser verwendet. Falls nicht, kommt es zum Finden von Austauschmodulen. (Enerparc AG 2, 2023)

#### *Finden von Austausch Modulen*

Zum Finden eines geeigneten Austauschmoduls müssen Informationen zwischen den internen Abteilungen ausgetauscht werden: für welche Anlage sind die Module bestimmt und in welcher Stückzahl, welcher Modultyp und welcher Wechselrichtertyp sind auf der Anlage installiert. Die Anzahl der Module je Strang sowie mögliche gewünschte Modultypen als Ersatz sind relevant. Wenn der verbaute Modultyp als Ersatz nicht verfügbar ist, wären dies mögliche Modultypen, die als erstes für die Kompatibilität geprüft werden können. (Enerparc AG 2, 2023; Enerparc Service GmbH, 2023)

#### *Prüfung Kompatibilität der Modultypen*

Es werden Modultypen der gleichen (oder sehr ähnlichen) Leistungsklasse als neuer Modultyp überprüft. Der Vergleich von möglichen neuen Modultypen zu vorhandenem Modultyp auf der PV-Anlage wird in einem Excel-Sheet durchgeführt, welches zu diesem Zweck entwickelt wurde. Dort lässt sich der vorhandene Modultyp als "Ist"-Modul mit zwei Vergleichsmodultypen "Vergleich 1" und "Vergleich 2" betrachten. Für die Module werden die Parameter  $P_{mpp}$ ,  $U_L$ ,  $I_K$ ,  $U_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$ , Temperaturkoeffizient von  $U_L$  und  $I_K$  sowie die Maße der Module aus den Datenblättern eingelesen. Die Modultypen werden in ihren Maßen Länge, Breite und Höhe miteinander verglichen. Am wichtigsten sind hierbei die Länge und die Breite, die Höhe ist eher zu vernachlässigen. Die Maße sind relevant, da die neuen Module räumlich auf die Modultische passen müssen; zwischen bereits bestehenden Modulen wie auch bei einem Strangtausch. Auch ist es möglich beim Tausch eines Moduls ein neues Modul am Rand eines Modultisches anzuordnen und das hier vorher vorhandene in die Mitte eines Tisches einzubauen. Der Überhang des neuen Moduls sollte jedoch nicht zu groß sein. Für die Maße sind Toleranzen aus der Praxis festgelegt worden, welche nicht überschritten werden dürfen. (Enerparc AG 2, 2023)

### *Vergleich der Spannungs- und Stromdifferenz*

Mithilfe der Datenblattwerte erfolgt für alle drei Modultypen eine Berechnung der relativen Spannungs- und Stromdifferenz  $\Delta U$  und  $\Delta I$  für den Temperaturbereich von  $-6^{\circ}\text{C}$  bis zu  $70^{\circ}\text{C}$ . Dafür wird ein Abgleich der Werte des „Ist“-Moduls mit den Vergleichsmodulen über den gesamten Temperaturverlauf durchgeführt und jeweils die Differenz  $\Delta I_{mpp}(T)$  sowie  $\Delta U_{mpp}(T)$  ermittelt. Es folgt eine Gewichtung der Werte  $\Delta I_{mpp}(T)$  und  $\Delta U_{mpp}(T)$  sowie von Strom  $I(T)$  und Spannung  $U(T)$  des „Ist“-Moduls über den gesamten Temperaturbereich. (Enerparc AG 2, 2023)

Temperaturwerte treten in Abhängigkeit von der Einstrahlung auf. Da Einstrahlungswerte nicht gleichmäßig verteilt auftreten, sind auch nicht alle Temperaturwerte gleich häufig vertreten. Es erfolgt eine Gewichtung der Temperaturwerte nach deren zugehörigen Einstrahlungswerten zum Gewichten der Werte. Die Gewichtung basiert auf Messwerten einer PV-Anlage der Firma Enerparc. Die gewichteten Werte werden aufsummiert. Es wird die prozentuale Differenz zwischen  $\Delta U_{mpp}$  der einzelnen Vergleichsmodule und  $U_{mpp}$  des „Ist“-Moduls gebildet. Dieser prozentuale Wert wird konkret betrachtet. Bei einer relativen Differenz von  $\Delta U \leq 2\%$  wird die Spannungsdifferenz der Modultypen als „gut“ eingestuft und der Modultyp ist geeignet. Bei einer Differenz  $> 2\%$  wird diese als „schlecht“ eingestuft und der Modultyp als nicht geeignet klassifiziert. (Enerparc AG 2, 2023)

Die Festlegung dieser Werte ist von der Firma Enerparc festgelegt worden, da sich der Differenzwert von  $2\%$  im Rahmen von weiteren Verlusten auf einer PV-Anlage befindet und somit als im „normalen“ Rahmen von auftretenden Verlusten angesehen wird. (Enerparc AG 2, 2023)

Bei Strangtäuschen werden nur die Spannungsdifferenzen betrachtet. Beim Tausch einzelner Module in einen Strang werden auch die Stromwerte der Modultypen betrachtet. Hier wird die Anzahl der auszu-tauschenden und der im Strang verbleibenden Module berücksichtigt. (Enerparc AG 2, 2023)

Die Anzahl der Module in einem Strang lässt sich im Excel-Sheet beliebig variieren. So kann durch Variation der Modulanzahl im ausgetauschten Strang für einen Modultyp der gewünschte Verlustbereich  $\Delta U$  und  $\Delta I$  zwischen  $0-2\%$  erreicht werden. (Enerparc AG 2, 2023)

Wenn ein Modultyp mit einem  $\Delta U \leq 2\%$  gefunden wurde, wird dieser verwendet und auf der PV-Anlage installiert. (Enerparc AG 2, 2023)

### **3.3.3. Rechtliche Vorgaben zum Modultauch in Deutschland**

Zu erfüllende Vorgaben zum Modultauch sind in der Marktstammdatenregisterverordnung in Kombination mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Es ist festgelegt, dass ein Modultauch immer dem Netzbetreiber der PV-Anlage zu melden ist. Ebenfalls ist seit dem 1. August 2014 ein Modultauch bei der Bundesnetzagentur mit Datum und der Differenz der neuen zur vorherigen Leistung der PV-Anlage zu melden. (Clearingstelle EEG KWKG, 2022)

### 3.4. Installation verschiedener Modultypen auf PV-Anlagen

Im Paper „Effect of Replacing PV Module in the String by the Module with Different Power“ von (Vaněk and Maule, 2019) wird die Auswirkung des Austauschs eines Moduls mit höherer Leistung in einem Strang untersucht. Die Grundlage der Untersuchung ist ein notwendiger Modultausch, da das vorherige Modul defekt ist. Als gesetzliche Vorgabe für die Anlage in der Tschechischen Republik ist gegeben, dass die Leistung einer PV-Anlage durch Modultausch nicht gesteigert werden darf. Aus diesem Grund wird untersucht, ob der neue Modultyp in einem Strang die Leistung der Anlage erhöht. Das Modul des neuen Modultyps besitzt eine höhere Nennleistung als die Module des installierten Modultyps. Durch die Verschaltung der Module in einem Modulstrang in Reihe wird der Strom des Stranges vom Modul mit dem geringsten Stromwert bestimmt. Die Aussage der Untersuchung ist, dass durch den neuen Modultyp höherer Leistung die Leistung der Stränge sowie die Gesamtleistung der PV-Anlage nicht gesteigert wird. (Vaněk and Maule, 2019)

In der Arbeit von (Massi Pavan *et al.*, 2012) „A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks“ werden ungleiche Modulstränge bestehend aus Modulen verschiedener Leistungsklassen mittels einem selbst entworfenem Simulationsmodell untersucht. Mismatch von Modulen gleichen Typs durch Streuung aufgrund des Herstellungsprozesses wird hier vernachlässigt. Es werden einzelne Stränge und PV-Felder mit  $1 \text{ MW}_p$  mit gleichen und verschiedenen Modultypen untersucht. Als Referenzmodultyp werden Module in der Leistungsklasse von  $220 \text{ W}_p$  verwendet. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Bei der Strangbetrachtung werden homogene und inhomogene Stränge betrachtet. Die homogenen Stränge bestehen aus 20 Modulen einer Leistungsklasse. Es werden Module aus polykristallinem Silizium in den Leistungsklassen  $210 \text{ W}_p$ ,  $215 \text{ W}_p$ ,  $220 \text{ W}_p$ ,  $225 \text{ W}_p$  und  $230 \text{ W}_p$  betrachtet. Bei inhomogenen Strängen werden verschiedene Leistungsklassen betrachtet und innerhalb der Stränge in verschiedenen Kombinationen mit immer zwei Leistungsklassen in verschiedener Modulanzahl kombiniert. Als Referenzleistung sind Module mit  $220 \text{ W}_p$  angesetzt; als neue Leistungsklasse werden Module mit  $210 \text{ W}_p$ ,  $215 \text{ W}_p$ ,  $225 \text{ W}_p$  und  $230 \text{ W}_p$  in den Anzahlen 1, 2, 3, 5, 7 und 9 in den Strang eingebaut. Die Gesamtanzahl von 20 Modulen pro Strang bleibt dabei konstant. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Für die einzelnen homogenen Stränge ergeben sich Mismatch Verluste von 0 %, da alle Module die gleichen Werte aus dem Datenblatt besitzen. Die Verluste der inhomogenen Stränge beziehen sich auf die Differenz der Leistung des gemischten Modulstranges zum homogenen Modulstrang mit der Leistungsklasse von  $220 \text{ W}_p$ . Die Fehlanpassungsverluste liegen im Bereich von 0,3 – 2,7 %. Die Verluste liegen bei allen Leistungsklassen unter 1 %, wenn die Anzahl der neuen Module nicht mehr als drei beträgt. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Bei der Betrachtung von  $1 \text{ MW}$ -PV-Feldern werden sechs verschiedene Felder betrachtet. Feld 1 wird homogen mit Modulen der Leistungsklasse  $220 \text{ W}_p$  aufgebaut mit insgesamt 228 Modulsträngen mit je 20 Modulen. Feld 2 wird aus 16 Strängen mit Leistungsklasse  $210 \text{ W}_p$ , 30 Strängen mit  $215 \text{ W}_p$ , 40 Strängen mit  $225 \text{ W}_p$ , 28 Strängen mit  $230 \text{ W}_p$  und 114 Strängen mit Leistungsklasse  $220 \text{ W}_p$  mit je 20 Modulen pro Strang aufgebaut. Die Stränge sind an zwei verschiedenen Wechselrichtern installiert, die genaue Aufteilung ist folgend in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

**Table IV.** Modules used for forming the strings of the homogeneous photovoltaic field.

DC board	Number of strings connected	Module class	
1.1	16	220	Inverter 1
1.2	16	220	
1.3	16	220	
1.4	16	220	
1.5	12	220	
1.6	12	220	
1.7	12	220	
1.8	14	220	
1.9	16	220	Inverter 2
1.10	16	220	
1.11	16	220	
1.12	16	220	
1.13	12	220	
1.14	12	220	
1.15	12	220	
1.16	14	220	

DC, direct current.

**Table V.** Modules used for forming the strings of the inhomogeneous photovoltaic field.

DC board	Number of strings connected	Module class	
1.1	16	215	Inverter 1
1.2	16	225	
1.3	16	230	
1.4	16	210	
1.5	12	220	
1.6	12	220	
1.7	12	220	
1.8	14	220	
1.9	16	220	Inverter 2
1.10	16	220	
1.11	16	220	
1.12	16	220	
1.13	12	230	
1.14	12	225	
1.15	12	225	
1.16	14	215	

DC, direct current.

Abbildung 10: Verwendeter Modultyp und Anordnung der Stränge homogenes PV-Feld (Massi Pavan et al., 2012)

Abbildung 11: Verwendeter Modultypen und Anordnung der Stränge inhomogenes PV-Feld (Massi Pavan et al., 2012)

Die Felder 3 - 6 sind gleich dem homogenen Feld aufgebaut, ein Strang wird jeweils ausgetauscht und mit folgender Modulkombination ersetzt:

Feld 3: 19 Module mit 220  $W_p$  und ein Modul mit 210  $W_p$

Feld 4: 11 Module mit 220  $W_p$  und 9 Module mit 210  $W_p$

Feld 5: 19 Module mit 220  $W_p$  und ein Modul mit 230  $W_p$

Feld 6: 11 Module mit 220  $W_p$  und 9 Module mit 230  $W_p$  (Massi Pavan et al., 2012)

Die ermittelten Verluste für die einzelnen PV-Felder sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: PV-Felder mit Aufbau und Verlusten aus der Untersuchung von (Massi Pavan et al., 2012)

Feld	Aufbau	Verlust (%)
1	homogen mit 220 $W_p$ Modulen	0
2	inhomogen, Modulstränge mit 210 $W_p$ , 215 $W_p$ 220 $W_p$ 225 $W_p$ , 230 $W_p$ Modulen	2,45
3	227 Modulstränge mit 220 $W_p$ , ein Strang mit 19 Modulen mit 220 $W_p$ und ein Modul mit 210 $W_p$	0,002
4	227 Modulstränge mit 220 $W_p$ , ein Strang 11 Modulen mit 220 $W_p$ und 9 Modulen mit 210 $W_p$	0,010
5	227 Modulstränge mit 220 $W_p$ , ein Strang mit 19 Modulen mit 220 $W_p$ und ein Modul mit 230 $W_p$	0,002
6	227 Modulstränge mit 220 $W_p$ , ein Strang mit 11 Modulen mit 220 $W_p$ und 9 Modulen mit 230 $W_p$	0,006

### 3.5. Zusammenfassung

Im Folgenden werden die Kernaussagen der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Literaturrecherche aufgeführt. Allgemein gibt es verschiedene Ursachen, die zu Ungleichheiten in parallelen Modulsträngen führen. Aufgrund von permanenten Faktoren wie unterschiedlichen Kabellängen können Modulstränge in ihren Strom-Spannungs-Kennlinien voneinander abweichen. Zeitlich schnell veränderliche Ursachen sind beispielsweise Verschattungen, Verschmutzung oder Schnee.

Bedingt durch Herstellungsprozesse entstehen Exemplarstreuungen, die bei Parallelschaltung zu Verlusten zwischen 0 - 0,53 % führen (Chamberlin *et al.*, 1995). Untersuchung mit Parallelschaltung ergibt minimal 0,8 % und max. 1,9 % Verlust und werden als vernachlässigbar bezeichnet (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995).

Als Ursache für Ungleichheiten wird die unterschiedliche Anzahl an Modulen in Strängen betrachtet mit dem Ergebnis, dass je mehr Module in einem Strang und je mehr parallele Modulstränge vorhanden sind, desto geringer fällt der Unterschied von einem Modul ins Gewicht. Bei der Betrachtung eines kristallinen Moduls in zwei parallelen Strängen beträgt der Verlust bei der Modulanzahl von  $n=11$  ca. 1,5 %; bei zwanzig parallelen Modulsträngen mit einer Modulanzahl  $n=11$  ca. 0,5 %. (Wurster and Schubert, 2014)

Unterschiedliche Anzahl von Modulen in Modulsträngen lässt sich beim Konzipieren von Solaranlagen vermeiden und wird in der Praxis auch so gut wie möglich vermieden (Enerparc AG 1, 2023). Eine ungleiche Anzahl an Modulen wird nur dann installiert, wenn hierdurch die Strom-Spannungs-Kennlinien der parallelen Stränge näher beieinander liegen. Bei einem Strangtausch kann dies der Fall sein, wenn das Austauschmodell eine höhere Nennleistung hat und durch das Minimieren um ein Modul im Strang, die Kennlinien eine höhere Übereinstimmung erreichen. (Enerparc Service GmbH, 2023)

Es werden String-Optimizer, String-Wechselrichter und das Sortieren von Solarmodulen nach Strom ( $I_K$  oder  $I_{mpp}$ ) als Strategien zur Verringerung von Mismatch-Verlusten genannt (Webber and Riley, 2013; Mertens, 2020). Nach Aussage von (Enerparc AG 1, 2023) gestaltet sich die praktische Umsetzung des Sortierens von Modulen sehr schwierig und ist mit einem großen Aufwand verbunden. Die Messergebnisse der realen Modulwerte, welche zum Sortieren benötigt werden, kämen (meist) erst Wochen nach der erfolgten Installation der Module auf einer Neuanlage in der Firma an. Es wäre daher notwendig mit der Installation zu warten, bis die Messergebnisse vorhanden sind, um die Module zu sortieren und dann sortiert zu installieren, was eine unbekannt spätere Inbetriebnahme zur Folge hätte. Die zeitliche Verzögerung wie auch der Aufwand, mehrere zehntausend Module für PV-Großanlagen zu sortieren wird als nicht rentabler Aufwand angesehen. (Enerparc AG 1, 2023)

(Manganiello, Balato and Vitelli, 2015) untersuchen den Zusammenhang zwischen Degradation und Fehlanpassungen, welche sie als „closed loop“ (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015) bezeichnen: Fehlanpassungen führen zu vermehrter Erwärmung der Solarzellen, da diese nicht optimal betrieben werden und überschüssige Energie in Wärme umgewandelt wird, was die Degradation der Solarzellen fördert. Die Degradation der Solarzellen führt wiederum zu weiteren Fehlanpassungen. Zur Visualisierung sei der Zusammenhang des closed loop in Abbildung 12 dargestellt. (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015)

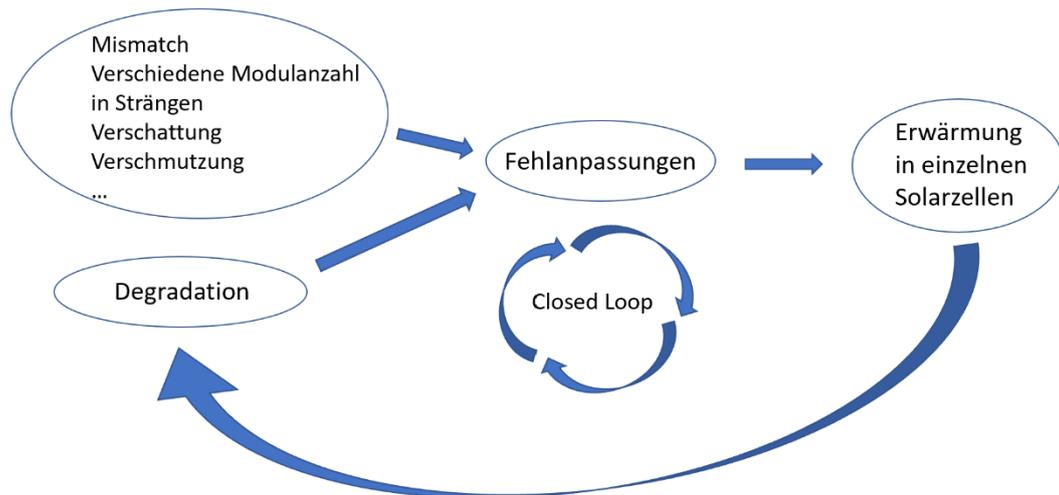


Abbildung 12: closed loop: Zusammenhang zwischen Degradation und Fehlanpassungen sowie weiteren Ursachen für Fehlanpassungen (eigene Darstellung, nach (Manganiello, Balato and Vitelli, 2015))

Die Untersuchung von (Vaněk and Maule, 2019) zum Einbau eines Moduls mit höherer Leistung in einen Modulstrang zeigt, dass dieser keine Auswirkung auf die Ungleichheit paralleler Stränge sowie keine Auswirkung auf den Gesamtertrag der PV-Anlage hat. Die Untersuchung zeigt auf, dass es zum Modultauch je nach Land andere Vorgaben geben kann, die zu kennen und zu berücksichtigen sind, wenn Modul- und Strangtäusche auf PV-Anlagen in anderen Ländern durchgeführt werden. (Vaněk and Maule, 2019)

Module mit verschiedenen Leistungsklassen werden in der Untersuchung von (Massi Pavan *et al.*, 2012) betrachtet. Das Paper zeigt, dass Module zwei verschiedener Leistungsklassen innerhalb eines Stranges Mismatch-Verluste verursachen. Die entstehenden Verluste liegen im Bereich von 0,3 – 2,7 %. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Es werden sechs PV-Felder betrachtet mit Modulsträngen einheitlicher Leistungsklasse an Modulen (homogen), verschiedenen Leistungsklassen in Modulsträngen (inhomogen) sowie vier Felder (Felder Nummer 3 – 6), welche bis auf einen Modulstrang, welcher aus zwei Leistungsklassen in verschiedener Anzahl besteht, aus einer Leistungsklasse bestehen. Bis auf den Verlustwert von 2,45 % des inhomogenen PV-Feldes ergeben sich für das homogene Feld 0 % Verluste und für die Felder 3 - 6 Verluste zwischen 0,002 – 0,020 %, welche als vernachlässigbar klein bezeichnet werden. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Auf den betrachteten PV-Feldern werden die Modulstränge an zwei verschiedenen Wechselrichtern angeschlossen, wodurch nicht alle Modulstränge parallel zueinander verschaltet sind. Die Ergebnisse werden für das gesamte Feld angegeben und lassen sich daher nicht auf einen Wechselrichter einzeln betrachtet anwenden. Das Ergebnis zum inhomogenen Feld mit einem Verlust von 2,45 % lässt keine Aussage für Auswirkungen von ungleichen parallelen Modulsträngen zu. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

Zum Vorgehen bei Modultauch ließen sich keine Bestimmungen zum Vorgehen von Seiten Wechselrichter- oder Modulhersteller finden, lediglich Informationen dazu, dass ein einheitlicher Modultyp verwendet werden soll (SUNGROW, no date; Solar Technology, 2022; Huawei, 2023). Ein Modultauch ist dem Netzbetreiber zu melden (Clearingstelle EEG KWKG, 2022).

Als Empfehlung für Strangtausch wird genannt, ab 50 % defekter Module in einem Strang, diesen vollständig zu tauschen und eine Abweichung von  $U_{mpp}$  kleiner 10 % zwischen den Modultypen zu beachten (REC Solar Holings AS, no date). Aufgrund dieser Empfehlung wird in der Simulation die  $U_{mpp}$ -Differenz von 10 % verwendet.

## 4. Simulation

Im folgenden Kapitel wird auf die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Simulation eingegangen. Für die Simulation wird das Programm PVsyst verwendet; eine Software(-lösung), für die Anwendung im Bereich der Photovoltaik. 1992 wurde das Programm vom Physiker André Mermoud zusammen mit dem Elektroingenieur Michel Villoz an der Genfer Universität entwickelt (*PVsyst Team – PVsyst, no date*). Die Software wird seit der ersten Version stets weiterentwickelt. Die folgende Simulation wird in der Softwareversion 7.3.4 ausgeführt.

### 4.1. Konzept

#### *Ziel der Simulation*

Das Ziel der Simulation ist es, die Auswirkungen des Tauschs eines einzelnen Strangs von mehreren Strängen, die an einem MPP-Tracker parallelgeschaltet sind, zu untersuchen. Der Strangtausch erfolgt mit Modulen eines anderen Modultyps. Die Differenz zwischen den Modultypen wird am Parameter  $U_{mpp}$  festgemacht. Es erfolgt eine Betrachtung mit und eine ohne Berücksichtigung von Degradation der unveränderten Modulstränge.

Betrachtet werden die entstehenden Erträge und Verluste am resultierenden MPP der parallelen Stränge. Dabei gilt es herauszufinden, wie sehr sich ungleiche parallele Modulstränge aufgrund von Unterschieden im Parameter  $U_{mpp}$  auf den Ertrag auswirken und in welcher Größenordnung Fehlanpassungsverluste entstehen.

#### *Umsetzung der Simulation*

In der Simulation werden Leistungswerte von Strängen mit zwei verschiedenen Modultypen an einem MPPT betrachtet. Es soll der Austausch eines kompletten Strangs durch neue Module eines anderen Typs nachgestellt werden. Hierzu werden drei verschiedene Anzahlen an parallelen Strängen an einem MPP-Tracker simuliert: zwei, fünf und zwölf Stränge. Einer dieser Stränge wird je als „ausgetauschter“ Strang betrachtet und mit einer anderen Modulvariante versehen, welche im Verlauf mehrerer Simulationen variiert wird.

Die Verwendung von verschiedenen Modultypen an einem MPP-Tracker ist in der Standard-Simulation von PVsyst, in der ein Jahreslauf berechnet wird, nicht möglich. Daher werden die einzelnen Simulationsvarianten im Programm PVsyst unter „Werkzeuge“ – „Elektrisches Verhalten der PV-Felder“ – „Heterogene Felder“ durchgeführt, wo dies möglich ist. Diese Variante führt viertelstündlich aufgelöste Berechnungen für einen einzelnen Tag durch.

Als Eingangsdaten werden zwei verschiedene Modultypen und die Verschaltung dieser mit Anzahl der Stränge und Module pro Strang, die Flächenneigung, Azimut, Albedo, Simulationsstandort und der (fiktive) Tag der Simulation eingegeben. Als Ausgangsdaten lassen sich daraus Strom-Spannungs-Kennlinien sowie Leistung-Spannungs-Kennlinien generieren.

Für jeden Modultyp wird jeweils eine Kennlinie ausgegeben; die Kennlinie bezieht sich auf die Verschaltung des Modultyps in Reihe und in parallel. Ebenfalls wird eine resultierende Kennlinie der verschalteten Modultypen ausgegeben. Für jede Kennlinie wird der Leistungswert am Maximum-Power-Point  $P_{mpp}$  in Watt angegeben. Der MPP der resultierenden Kennlinie berücksichtigt den aus den unterschiedlichen Modultypen entstehenden Verlust.

### 4.2. Parameter und Eingangsdaten

#### *Standortwahl*

Als Basis für die Simulation wird die PV-Anlage Töpchin der Enerparc AG verwendet. Die Einstellungen in der Simulation werden nach Möglichkeit so gesetzt, wie diese auf der PV-Anlage Töpchin gegeben sind. Die Intention dabei ist es, die Gegebenheiten der PV-Anlage so gut es geht nachzustellen. Die Anlage ist aufgrund ihres Standorts in Brandenburg in Deutschland und ihrer im Juni 2023 9 Jahre werdenden Betriebszeit ausgewählt worden. Die Anlage ist seit Anfang Juni 2014 einspeisend am Stromnetz und ist im Vergleich zu anderen Enerparc Anlagen eine der älteren PV-Anlagen. Ein Strangtausch aufgrund von mehreren kaputten Modulen ist hier im Bereich des Möglichen. Ebenfalls besitzt die Anlage einen Modultyp, der zum Bau der Anlage Standard war, heutzutage jedoch als kleinerer,

älterer Modultyp betrachtet werden kann. Dies ist für die Simulation sinnvoll, da es realistisch schwierig ist, Ersatzmodule in dieser Leistungsklasse zu finden. (Enerparc AG 2, 2023)

#### Wetterdaten Simulation

Für die Simulation werden die Wetterdaten für den Standort Töpchin aus dem Ertragsgutachten der Firma Solar Power Expert Group GmbH (kurz: SolPEG) verwendet. Das Ertragsgutachten wurde im Jahr 2013 im Rahmen der Inbetriebnahme der PV-Anlage (von Enerparc AG) in Auftrag gegeben. Für die Wetterdaten werden sechs verschiedene Quellen verwendet und mithilfe dieser Daten ein typisches Jahr 1990 ermittelt. Die Wetterdaten aus dem Ertragsgutachten werden für die Simulation in das Programm PVsyst übertragen, welches stündliche Werte basierend auf den Daten generiert. Die verwendeten Quellen der Wetterdaten sind in Tabelle 3 dargestellt. (SolPEG, 2013)

Tabelle 3: Verwendete Quellen der Wetterdaten für Standort Töpchin in der Simulation. (SolPEG, 2013)

Name Quelle	Meteo-Norm	Deutscher Wetterdienst (DWD)	SolarGIS	Helio-Clim 3	Satel-Light	PVGIS CMSAF
Zeitraum	1991-2006	1981-2012	1994-2010	2004-2013	1996-2000	1998-2010

#### Auswahl Simulationsbereiche

Die Simulationen werden für verschiedene Einstrahlungswerte der einfallenden Globalstrahlung (PEN - incident global radiation) auf Kollektoroberfläche durchgeführt und der mittlere Verlust und der mittlere Ertrag des typischen Jahres 1990 berechnet.

Vom Programm PVsyst werden die Werte von GlobInc für das Jahr 1990 in Stundenwerten ausgegeben lassen. Die Einstrahlungswerte werden in sechs verschiedene Bereiche unterteilt, wobei der Einstrahlungswert von  $0 \frac{W}{m^2}$  in einen eigenen Bereich eingeteilt und nicht in der Simulation verwendet wird. Für jeden Bereich wird ein Repräsentant für die Einstrahlung in der Simulation verwendet. Da nicht immer genau die Mitte der Einstrahlungswerte für die Simulation auffindbar zu machen ist, werden Einstrahlungswerte verwendet, welche möglichst nahe am mittleren Wert eines Bereiches liegen.

Es wird der Anteil der Einstrahlungsbereiche in Stunden des typischen Jahres und in ihrer Häufigkeit in Prozent angegeben. Die Werte sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Auflistung der einfallenden Globalstrahlung des typischen Jahres 1990 für Standort Töpchin

Einstrahlungsbereiche ( $W/m^2$ )	Repräsentant ( $W/m^2$ )	Anzahl Stunden des Bereiches	Häufigkeit (%)
0	-	4601	52,52
1-200	99	1909	21,79
201-400	301	974	11,12
401-600	498	631	7,20
601-800	698	399	4,55
801-1080	900	246	2,81

Aus den einzelnen Bereichen ergibt sich eine Verteilungskurve der einfallenden Strahlung GlobInc für das typische Jahr 1990. Diese ist in Abbildung 13 zu sehen.

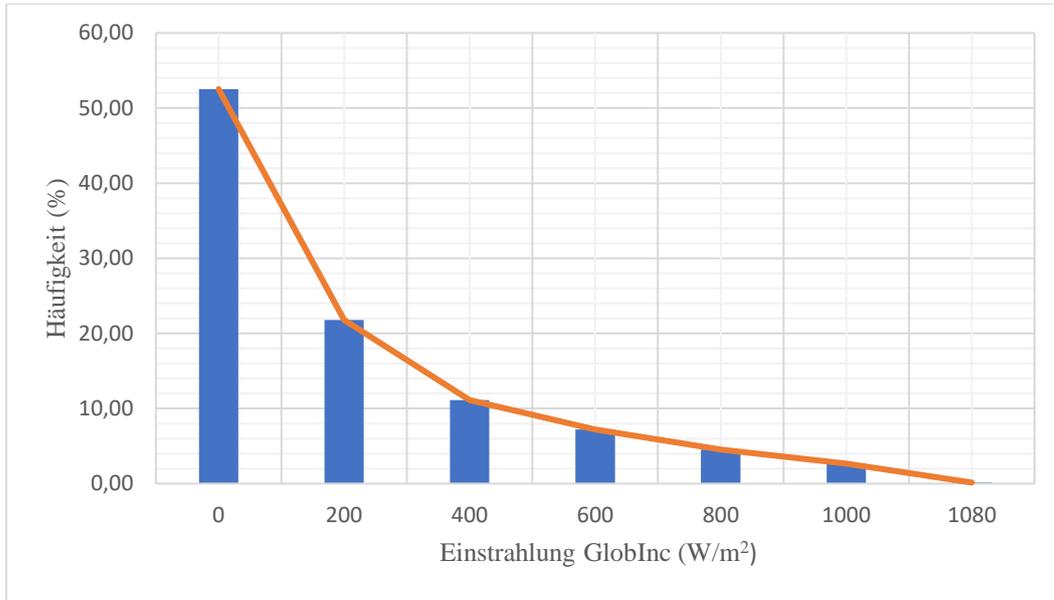


Abbildung 13: Verteilungskurve der einfallenden Globalstrahlung GlobInc des typischen Jahres 1990 für den Standort Töpchin aufgeteilt in Bereiche basierend auf den Wetterdaten für die Simulation.

#### Berechnung mittlerer Verlust und mittlerer Ertrag

Die mittleren Verluste sowie die mittleren Erträge werden mithilfe folgender Formeln berechnet:

$$\sum_i \text{Verlust} \cdot \text{Häufigkeit des Bereiches} = \text{mittlerer Verlust des Jahres} \quad (8)$$

$$\sum_i \text{Leistungswert} \cdot \text{Stundenanzahl des Bereiches} = \text{mittlerer Ertrag des Jahres} \quad (9)$$

#### Anzahl Module und Modulstränge

Jeder Modulstrang in der Simulation besteht aus 22 Modulen. Die Anzahl der Module wird in der Simulation nicht verändert, um die Modulanzahl als konstanten Faktor zu halten. Auf PV-Anlagen der Enerparc AG beträgt die Anzahl der Module in einem Strang meist zwischen 20-24 Stück, je nach dc-seitiger Überbelegung der Wechselrichter mehr Module pro Strang. Auf der PV-Anlage Töpchin sind 24 Module in einem Strang mit 3 Strängen an einem Wechselrichter installiert. Für die Simulation werden 22 Module je Strang festgelegt, da dies aktuell einem guten Mittelwert der Modulanzahl entspricht. (SolPEG, 2013; Enerparc AG 1, 2023)

Es sei angemerkt, dass in der Praxis die Modulanzahl in Strängen bei Modultauch variiert werden kann. Dies wird vor allem getan, wenn neue Module mit größerer Leistung installiert werden, um die Leistung des getauschten Stranges den anderen Strängen anzupassen. In diesem Fall kann es sein, dass der neue Modulstrang um ein bis zwei Module verkürzt wird. (Enerparc AG 2, 2023; Enerparc Service GmbH, 2023)

Es werden 2, 5 und 12 Stränge an einem MPPT simuliert. Die Simulation von zwei Strängen an einem MPPT dient zur Betrachtung des Minimalfalls von parallelen Strängen. 5 bzw. 12 Stränge sind eine typische Anzahl an Modulsträngen an einem MPPT bei installierten String-Wechselrichtern auf PV-Anlagen der Enerparc AG (siehe auch [2.1. Aufbau & Verschaltung einer Photovoltaik-Großanlage](#)) (Enerparc AG 1, 2023). Diese Stückzahlen an Strängen werden verwendet, um in der Simulation praxis-relevante Fälle nachzustellen.

#### Modultypen in der Simulation

Als Basis wird das Modul JC245M-24/Bb des Herstellers Renesola aus polykristallinem Silizium verwendet, welches auch auf der PV-Anlage Töpchin installiert ist (Enerparc AG 1, 2023). In der Praxis werden bei der Suche von neuen Modulen Moduldatenblätter hinsichtlich  $U_{mpp}$  und  $I_{mpp}$  verglichen und es wird versucht, einen Modultyp mit einer möglichst geringen Abweichung zu wählen. Um die

Auswirkungen des Unterschiedes von  $U_{mpp}$  systematisch betrachten zu können, werden als Modultypen für den ausgetauschten Strang fiktive Modulvariationen des realen Moduls JC245M-24/Bb erzeugt. Diese werden in ihrem  $U_{mpp}$ -Wert schrittweise verändert. Insgesamt werden 5 Modulvarianten mit Erhöhung von  $U_{mpp}$  in 2 %-Schritten bis zu +10 %  $U_{mpp}$  im Verhältnis des  $U_{mpp}$ -Wertes des Originalmoduls erzeugt. Diese Modulvariationen werden für die Simulation in der Moduldatenbank des Programmes PVsyst erstellt und gespeichert.

Beim Erstellen der Modulvarianten sind die Grenzen der Software zu erfüllen. Die Module müssen mit ihren Parametern (physikalisch stimmig und) simulierbar sein. Bei Unstimmigkeiten im Zusammenspiel der eingestellten Parameter gibt PVsyst eine Warnung aus und das Modul lässt sich nicht erstellen, bis Parameter entsprechend angepasst werden.

Somit ist zum Erstellen der Modulvarianten für alle Variationen ebenfalls eine Anpassung der Gesamtleistung  $P_{max}$  des Modules durchzuführen ( $U_{mpp}$  multipliziert mit  $I_{mpp}$ ). Bei der Modulvariation mit 10% Erhöhung von  $U_{mpp}$  ist der Serienwiderstand  $R_S$  der Module zu niedrig. Bei diesem Modul wird eine Erhöhung von  $U_L$  zur Erhöhung von  $R_S$  vorgenommen, damit das Modul im Programm simulierbar ist.

Das Anpassen von  $U_L$  wird experimentell durchgeführt:  $U_L$  wird schrittweise um 0,1 V erhöht, bis das Programm keine Fehlermeldung mehr ausgibt und das Modul dadurch als simulierbar annimmt. Der Serienwiderstand  $R_S$  wird in PVsyst automatisch mit dem Wert  $U_L$  berechnet. Die Parameter des Originalmoduls sowie der erzeugten Modulvarianten mit den Parametern  $P_{max}$ ,  $I_{mpp}$ ,  $U_{mpp}$ ,  $I_K$ ,  $U_L$ ,  $R_S$  und dem Parallelwiderstand  $R_P$  sind in Tabelle 5 unter Standardtestbedingungen dargestellt. Die Standardtestbedingungen sind Einstrahlung von 1000 W, Modultemperatur von 25 °C bei einem Standard-Lichtspektrum AM 1,5 (Mertens, 2020:34).

Tabelle 5: Übersicht Parameter erzeugter Modulvarianten aus Modultyp JC245M-24/Bb von Renesola. Erstellung von 5 Modulvarianten mit Erhöhung von  $U_{mpp}$  in 2%-Schritten.

Modultyp	elektrische Eigenschaften unter STC						
	$P_{max}$ (W)	$I_{mpp}$ (A)	$U_{mpp}$ (V)	$I_K$ (A)	$U_L$ (V)	$R_P$ ( $\Omega$ )	$R_S$ ( $\Omega$ )
JC245M-24/Bb	245	8,19	29,90	8,73	37,3	1000	0,320
JC245M-24/Bb_+02% Vmpp	249,78	8,19	30,50	8,73	37,3	1000	0,320
JC245M-24/Bb_+04% Vmpp	254,68	8,19	31,10	8,73	37,3	1000	0,320
JC245M-24/Bb_+06% Vmpp	259,57	8,19	31,69	8,73	37,3	1000	0,320
JC245M-24/Bb_+08% Vmpp	264,47	8,19	32,29	8,73	37,3	1000	0,320
JC245M-24/Bb_+10% Vmpp	269,37	8,19	32,89	8,73	37,8	1000	0,124

### Degradation

Für die gleichbleibenden Modulstränge sollen zwei verschiedene Fälle betrachtet werden: mit und ohne Degradation.

Bei einem Strangtausch wird für die Auswahl der neuen Module ein Abgleich mit den Parametern aus dem Datenblatt der bereits vorhandenen Module durchgeführt. Strangtäusche kommen jedoch meist erst nach mehreren Jahren Betriebszeit einer PV-Anlage zum Einsatz. Die installierten Module weichen von den Werten aus dem Datenblatt ab. Um den Unterschied zwischen den neuen und vorhandenen Modulen besser betrachten zu können, wird eine Variation des Moduls JC245M-24/Bb mit einer Degradation entsprechend dem Anlagenalter der PV-Anlage Töpchin von 9 Jahren erstellt. Für die Degradation wird der typische Degradationsfaktor von 0,4 %/Jahr verwendet (siehe 3.1.2. Degradation) mit einer gleichen Verteilung der Alterung auf die Strom- und Spannungsparameter des Moduls. Die Erstellung des Moduls erfolgt im Programm PVsyst.

In Tabelle 6 ist das erstellte degradierte Modul im Vergleich zu den Datenblattwerten des Moduls JC245M-24/Bb dargestellt.

Tabelle 6: Darstellung der Parameter des Moduls JC245M-24/Bb und einer degradierten Version des Moduls JC245M-24/Bb mit einer Alterung von 9 Jahren bei einem Degradationsfaktor von 0,4 %/Jahr.

Modultyp	elektrische Eigenschaften unter STC						
	$P_{max}$ (W)	$I_{mpp}$ (A)	$U_{mpp}$ (V)	$I_K$ (A)	$U_L$ (V)	$R_P$ ( $\Omega$ )	$R_S$ ( $\Omega$ )
JC245M-24/Bb	245,00	8,19	29,90	8,73	37,30	1000	0,320
JC245M-24/Bb_degr_9_a	236,08	8,04	29,36	8,57	36,62	1000	0,321

In Tabelle 7 werden die erstellten Modulvarianten mit dem degradierten Modultyp im Parameter  $U_{mpp}$  und in der Nennleistung miteinander verglichen.

Tabelle 7: Vergleich  $U_{mpp}$  und Nennleistung degradiertes Modultyp zu den für die Simulation erstellten Modulvarianten

Modulvarianten	$U_{mpp}$ Modulvarianten (V)	$U_{mpp}$ degradiertes Modul (V)	Differenz $\Delta U_{mpp}$ (V)	Differenz $\Delta U_{mpp}$ (%)	Nennleistung Modulvarianten ( $W_p$ )	Nennleistung degradiertes Modul ( $W_p$ )	Differenz Nennleistung ( $W_p$ )
JC245M-24/Bb	29,90	29,36	0,54	1,81	245	236,08	3,63
JC245M-24/Bb_+02%	30,50	29,36	1,14	3,73	249,78	236,08	5,48
JC245M-24/Bb_+04%	31,10	29,36	1,74	5,58	254,68	236,08	7,29
JC245M-24/Bb_+06%	31,69	29,36	2,33	7,36	259,57	236,08	9,04
JC245M-24/Bb_+08%	32,29	29,36	2,93	9,08	264,47	236,08	10,73
JC245M-24/Bb_+10%	32,89	29,36	3,53	10,73	269,37	236,08	12,35

#### Weitere Einstellungen in der Simulation

Weitere Einstellungen werden gleich den Einstellungen der PV-Anlage Töpchin festgelegt. Somit wird die Flächenneigung der Module auf 20° und der Azimut auf -6,1° festgelegt. Der Albedowert wird, als Standardwert (wie von PVsyst vorgeschlagen und) wie im Ertragsgutachten verwendet, auf den Wert 0,2 eingestellt. (SolPEG, 2013; PVsyst, 2023)

Für die Einstrahlung wird das "Diffus/Global Verhältnis" nach den typischen Wettergegebenheiten auf 15 % eingestellt. Der Einstrahlungsanteil des "Clear Sky"-Modells wird auf 100 % festgelegt. Diese Werte werden aus dem Programm PVsyst übernommen. (PVsyst, 2023)

#### 4.3. Durchführung

Die einzelnen Simulationsvarianten werden im Programm PVsyst unter „Werkzeuge“ – „Elektrisches Verhalten der PV-Felder“ – „Heterogene Felder“ durchgeführt.

Es werden die einzelnen Modultypen ausgewählt sowie die Anzahl der Module in einem Strang und die Anzahl an Strängen mit dem jeweiligen Modultyp.

In „Zellfeld 1“ wird durchweg der Original Modultyp JC245M-24/Bb bzw. die degradierte Modulvariante simuliert, unter „Zellfeld 2“ immer der ausgetauschte Strang mit wechselnden Modultypen simuliert. Für alle Module werden wie unter Weitere Einstellungen in der Simulation beschrieben, die Flächenneigung, Azimut und Albedo sowie der Standort und die Einstrahlung eingestellt. Die Einstellungen werden für alle Simulationsvarianten einheitlich getroffen, um eine bessere Vergleichsbasis zwischen diesen zu schaffen.

Der Fall vor einem Strangtausch mit einem defekten Modulstrang lässt sich nicht getreu nachbilden, da dieser zu unbekannt ist. Als Vergleichsbasis wird in den „neuen“ Modulstrang der Original Modultyp JC245M-24/Bb eingestellt.

Die Simulationen werden für Werte der einfallenden Globalstrahlung von  $99 \frac{W}{m^2}$ ,  $301 \frac{W}{m^2}$ ,  $498 \frac{W}{m^2}$ ,  $698 \frac{W}{m^2}$  und  $900 \frac{W}{m^2}$  durchgeführt. Es werden die Leistungswerte der einzelnen Modultypen am MPP wie die resultierende Leistung am MPP in eine Exceltabelle übertragen und die mittleren Verluste sowie die mittleren Erträge der einzelnen Simulationsvarianten berechnet.

Folgende Simulationen werden durchgeführt: Für jeweils zwei, fünf und zwölf Stränge wird einer der Stränge als ausgetauschter Modulstrang mit verschiedenen erzeugten Modulvarianten simuliert. Die Simulationen werden für die gleichbleibenden Stränge mit dem Modul JC245M-24/Bb wie auch mit dem erstellten degradierten Modul JC245M-24/Bb\_degr\_9\_a durchgeführt. Die jeweils erste Simulationsvariante mit gleichen Modultypen in gleichbleibenden Strängen wie auch im ausgetauschten Strang dient als Referenz.

Bei den Simulationsvarianten mit Degradation wird im Austauschstrang das Modul JC245M-24/Bb ohne Degradation verwendet. Dies soll den Fall darstellen, dass das Originalmodul verfügbar ist und im Austauschstrang verwendet wird. Die durchgeführten Simulationen durch Variation der Modultypen sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 dargestellt.

*Tabelle 8: Übersicht der Varianten der je für zwei, fünf und zwölf Stränge durchgeführten Simulationen. Simulation ohne Berücksichtigung von Degradation. Die erste Zeile stellt die Referenz-Simulation dar.*

Modultyp gleichbleibender Stränge	Modultyp getauschter Strang
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb_+02%
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb_+04%
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb_+06%
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb_+08%
JC245M-24/Bb	JC245M-24/Bb_+10%

*Tabelle 9: Übersicht der Varianten der je für zwei, fünf und zwölf Stränge durchgeführten Simulationen. Simulation mit Berücksichtigung von Degradation. Die erste Zeile stellt die Referenz-Simulation dar.*

Modultyp gleichbleibender Stränge	Modultyp getauschter Strang
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb_degr_9_a
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb_+02%
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb_+04%
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb_+06%
JC245M-24/Bb_degr_9_a	JC245M-24/Bb_+08%
JC245M-24/Bb_degr_9_a.	JC245M-24/Bb_+10%

## 4.4. Ergebnisse

Folgend werden die Ergebnisse der Simulation präsentiert. Als Beispiel sei in Abbildung 14 das Ergebnis in Form eines Graphen mit Strom-Spannungs-Kennlinien der Simulationsvariante von zwei parallelen Modulsträngen mit dem Modul JC245M-24/Bb (blaue Kennlinie) und dem Modul JC245M-24/Bb\_+10% (grüne Kennlinie) im Austauschstrang dargestellt. Die resultierende Kennlinie ist in der Farbe Schwarz dargestellt mit dem resultierenden maximalen Leistungspunkt  $P_{mpp}$ . Die Simulation ist für die Einstrahlung von  $900 \frac{W}{m^2}$  ausgewählt.

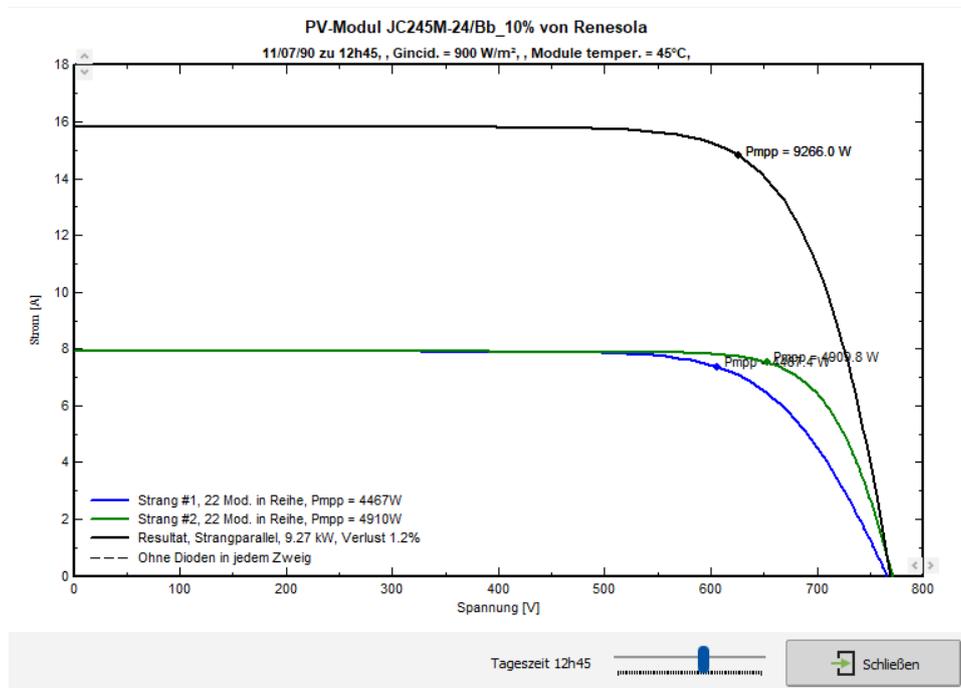


Abbildung 14: Beispielhafte Darstellung des Simulationsergebnisses der Strom-Spannungs-Kennlinien in PVsystem. Darstellung zweier paralleler Modulstränge mit den Modultypen JC245M-24/Bb (blaue Kennlinie) und der Modulvariante JC245M-24/Bb\_+10% (grüne Kennlinie). Die simulierte resultierende Leistungskennlinie (schwarze Kennlinie) mit dem max. Leistungspunkt  $P_{mpp}$  wie auch der Verlust am MPP zwischen den beiden Strängen ist dargestellt. Die Simulation ist für die Einstrahlung von  $900 \frac{W}{m^2}$  ausgewählt. (PVsystem, 2023)

Die gesamten Ergebnisse der Simulationsvarianten, die im Rahmen dieser Arbeit erstellt wurden, sind auf der zu der Arbeit gehörenden CD enthalten und einsehbar.

### Ergebnisse Erträge

In den einzelnen Simulationsvarianten ist zu sehen, dass mit zunehmender Einstrahlung, der Ertrag steigt. Dies ist in Abbildung 15 zu sehen.

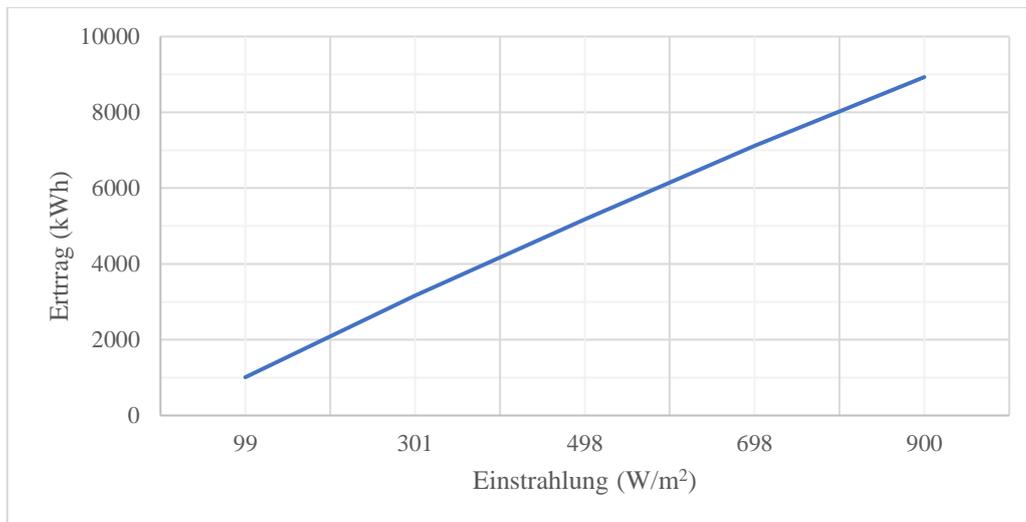


Abbildung 15: Einstrahlung in  $\frac{W}{m^2}$  gegenüber dem Ertrag in kWh für die Referenzsimulation von zwei parallelen Modulsträngen ohne Degradation

Bei zwei parallelen Modulsträngen ohne Degradation beträgt der mittlere Ertrag des Jahres zwischen 13.316 – 13.779 kWh/Jahr. Bei zwei Modulstränge mit Degradation beträgt der Ertrag zwischen 12.841 - 13.462 kWh/Jahr. Bei fünf parallelen Strängen ohne Degradation ist der Ertrag zwischen 33.290 – 33.695 kWh/Jahr; in den Simulationsvarianten mit Degradation zwischen 32.103 – 32.64 kWh/Jahr. Bei zwölf parallelen Modulsträngen beträgt der Ertrag zwischen 79.896 – 80.274 kWh/Jahr; mit Degradation in den Simulationsvarianten zwischen 77.047 – 77.570 kWh/Jahr. Die Werte sind in Abbildung 16, Abbildung 17 und Abbildung 18 visualisiert.

Die X-Achse der Graphiken wurden angepasst, um die Werte besser sichtbar zu machen. Um dennoch einen Vergleich zwischen den Werten von zwei, fünf und zwölf parallelen Strängen möglich zu machen, ist die Schrittweite in 1000er Schritte eingeteilt. Der Ertrag der Simulationsvarianten nimmt über die Simulationen mit steigendem  $U_{mpp}$  der Modulvarianten des Austauschstranges zu.

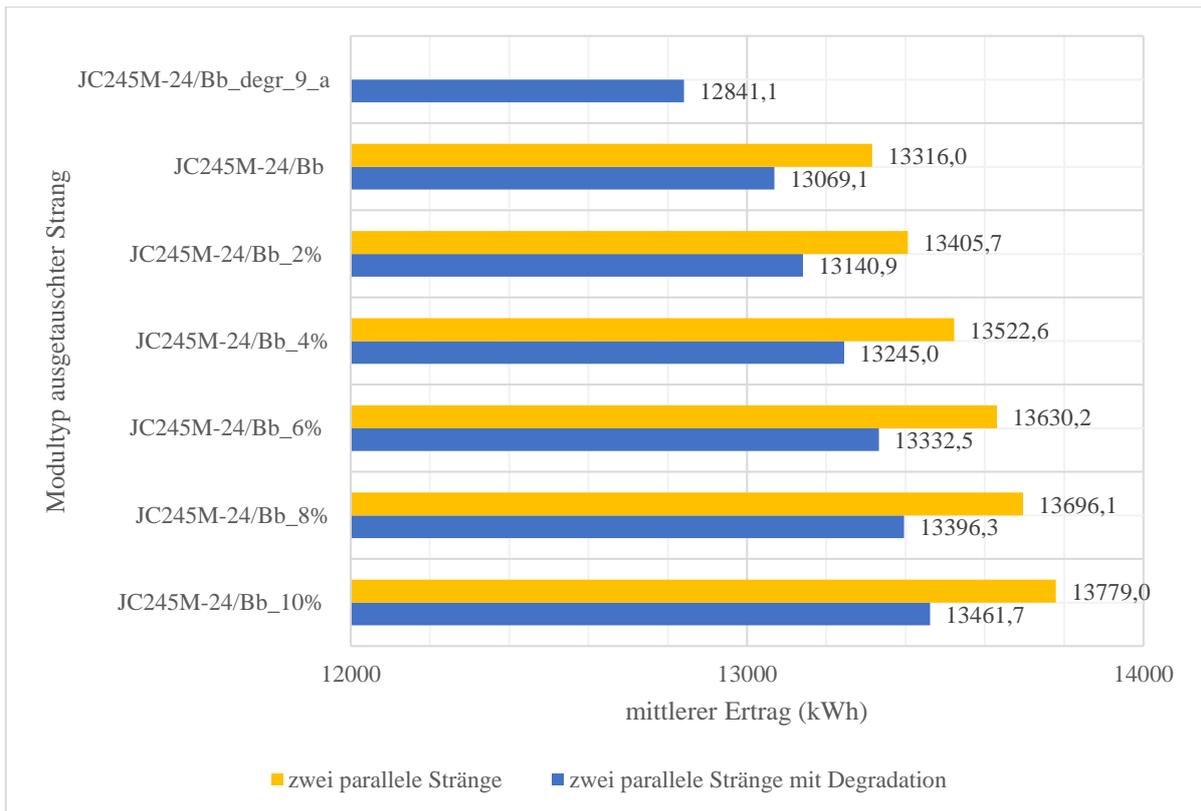


Abbildung 16: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von zwei parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation

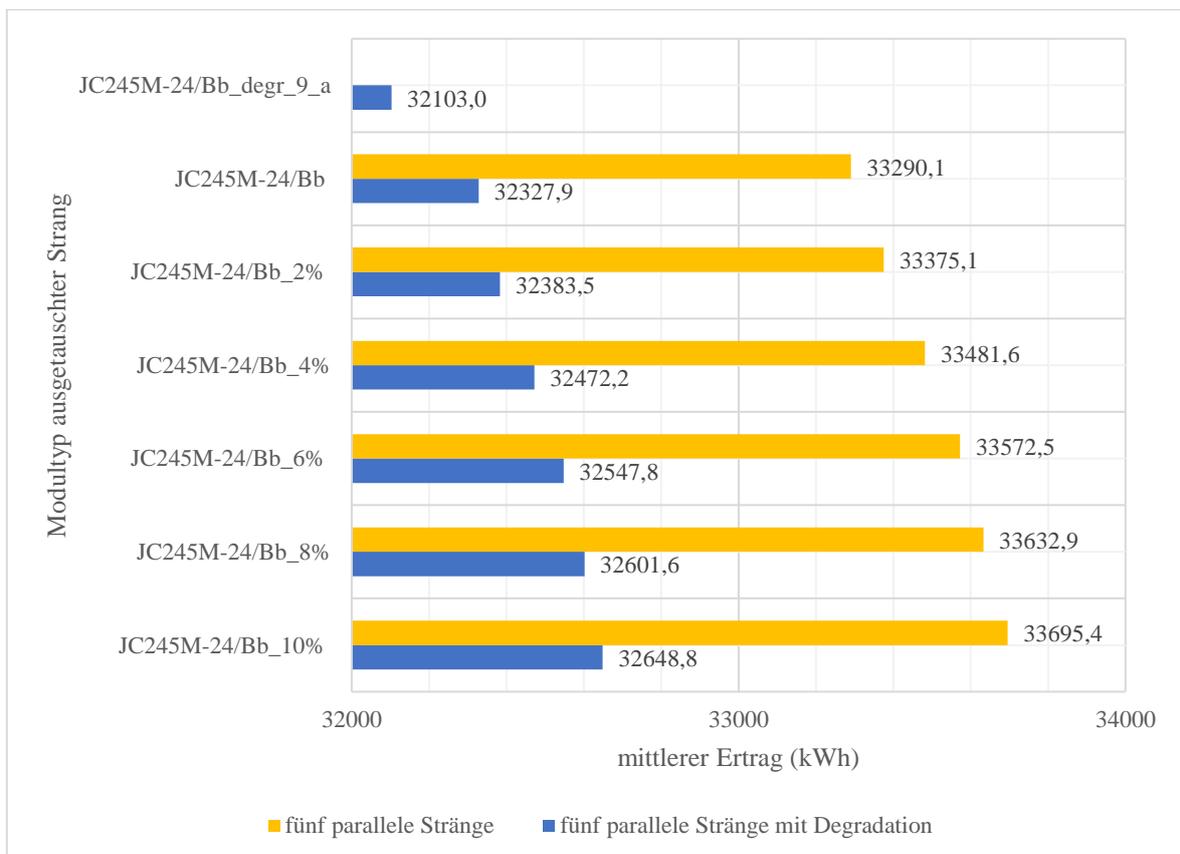


Abbildung 17: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von fünf parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation

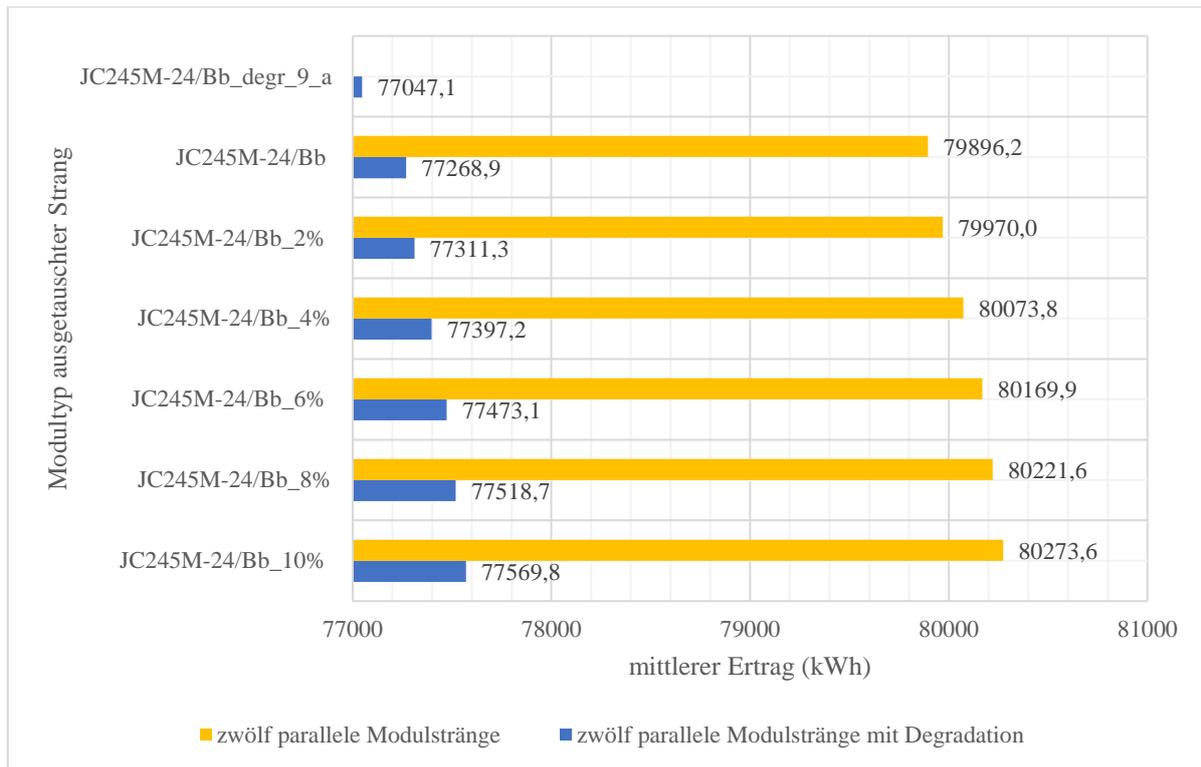


Abbildung 18: Ergebnisse Simulation, Vergleich der mittleren Erträge von zwölf parallelen Modulsträngen der Simulationen mit und ohne Degradation

Die Simulationsvarianten mit Degradation haben einen geringen Ertrag als die Simulationsvarianten ohne Degradation. Die Differenz der Erträge zwischen den Varianten mit und ohne Degradation beträgt 1,9 – 3,4 % und nimmt mit steigender Anzahl an Strängen und steigendem  $U_{mpp}$  der Modulvarianten des Austauschstranges zu. Dies ist deutlich in Abbildung 16, Abbildung 17, Abbildung 18 zu sehen.

Der Ertrag nimmt bei zwei, fünf und zwölf Strängen über die Modulvariationen zu; mit steigender Differenz von  $U_{mpp}$ , und damit steigender Leistung der Modulvarianten des ausgetauschten Stranges, steigt auch der Ertrag. Der Anstieg des Ertrags im Vergleich zur Referenz ist bei zwei parallelen Strängen stärker als bei fünf oder zwölf parallelen Strängen. Bei zwei parallelen Strängen mit Degradation steigt der Ertrag um bis zu 4,61 %; ohne Degradation in der Simulation bis zu 3,36 %. In den Simulationsvarianten mit Degradation ist der Ertragsunterschied der einzelnen Simulationsvarianten stärker als bei den Simulationsvarianten ohne Degradation. Bei fünf parallelen Strängen ist der maximale Anstieg des Ertrags bei 1,67 %; bei zwölf parallelen Strängen bis zu 0,67 %.

### Ergebnisse Verluste

Die mittleren Verluste der Simulationen mit zwei, fünf und zwölf Strängen sind aufgeteilt nach den einzelnen Modultypen des Austauschstranges in Abbildung 19 dargestellt. Die mittleren Verluste der Simulationen mit degradiertem Modultyp in den gleichbleibenden Strängen sind in Abbildung 20 dargestellt.

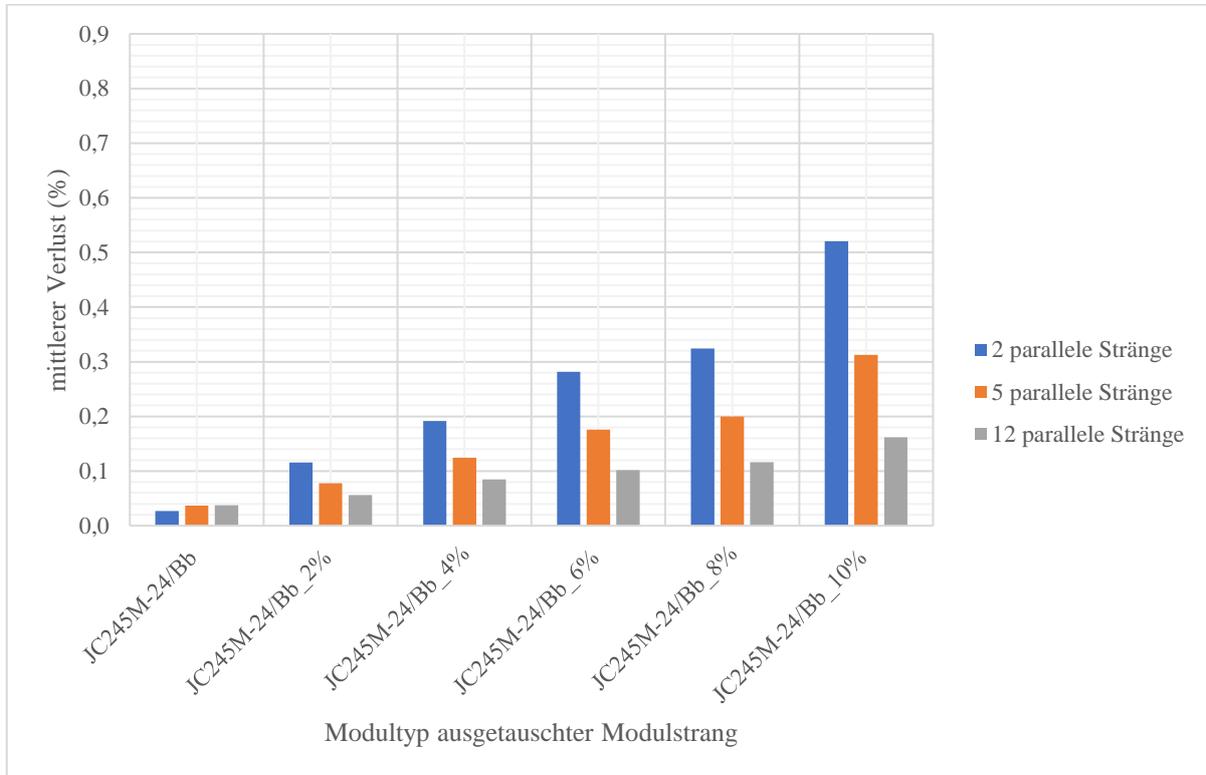


Abbildung 19: Ergebnisse Simulation mit Modul JC245M-24/Bb in gleichbleibenden Modulsträngen. Darstellung der mittleren Verluste am MPP.



Abbildung 20: Ergebnisse Simulation mit Berücksichtigung von Degradation in gleichbleibenden Modulsträngen. Darstellung der mittleren Verluste am MPP.

Die mittleren Verluste aller Simulationsvarianten befinden sich im Rahmen zwischen 0,027 - 0,814 %. Der Verlust steigt bei zunehmender Differenz von  $U_{mpp}$  der Modultypen. Bei den Simulationsvarianten mit Degradation ist der Verlust höher als bei den Simulationsvarianten ohne Degradation.

Bei zwei parallelen Modulsträngen ohne Degradation beträgt der mittlere Verlust am MPP zwischen 0,027 – 0,52 %; mit Degradation zwischen 0,037 – 0,814 %. Bei fünf parallelen Modulsträngen beträgt der mittlere Verlust ohne Degradation 0,037- 0,312 %; mit Degradation in den Simulationsvarianten zwischen 0,037-0,46 %. Bei zwölf parallelen Modulsträngen ist der mittlere Verlust im Bereich von 0,037 – 0,162 %; in Simulationsvarianten mit Degradation im Bereich von 0,036 – 0,222 %.

Die mittleren Verluste sind bei zwei parallelen Strängen größer als bei fünf oder zwölf; bei fünf parallelen Strängen sind die mittleren Verluste ebenfalls durchgehend höher als bei zwölf Strängen.

Verteilt über die einzelnen Einstrahlungsbereiche zeigt sich keine eindeutige Steigerung oder Senkung der Verluste. Dies ist exemplarisch für die einzelnen Simulationsvarianten bei zwei parallelen Strängen ohne Degradation in Abbildung 21 und zwei parallelen Strängen mit Degradation in Abbildung 22 zu sehen.

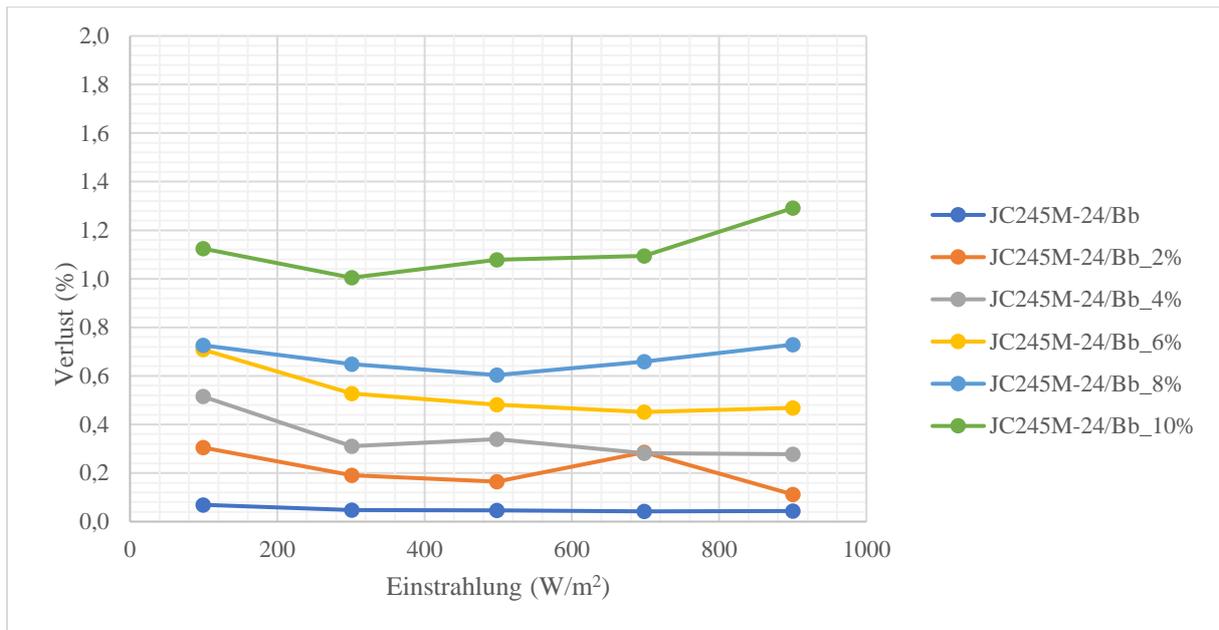


Abbildung 21: Ergebnisse Simulation; Einstrahlung gegenüber Verlusten aufgetragen bei zwei parallelen Strängen ohne Degradation; Auftragung nach Simulationsvarianten mit verschiedenen Modultypen im ausgetauschten Strang.

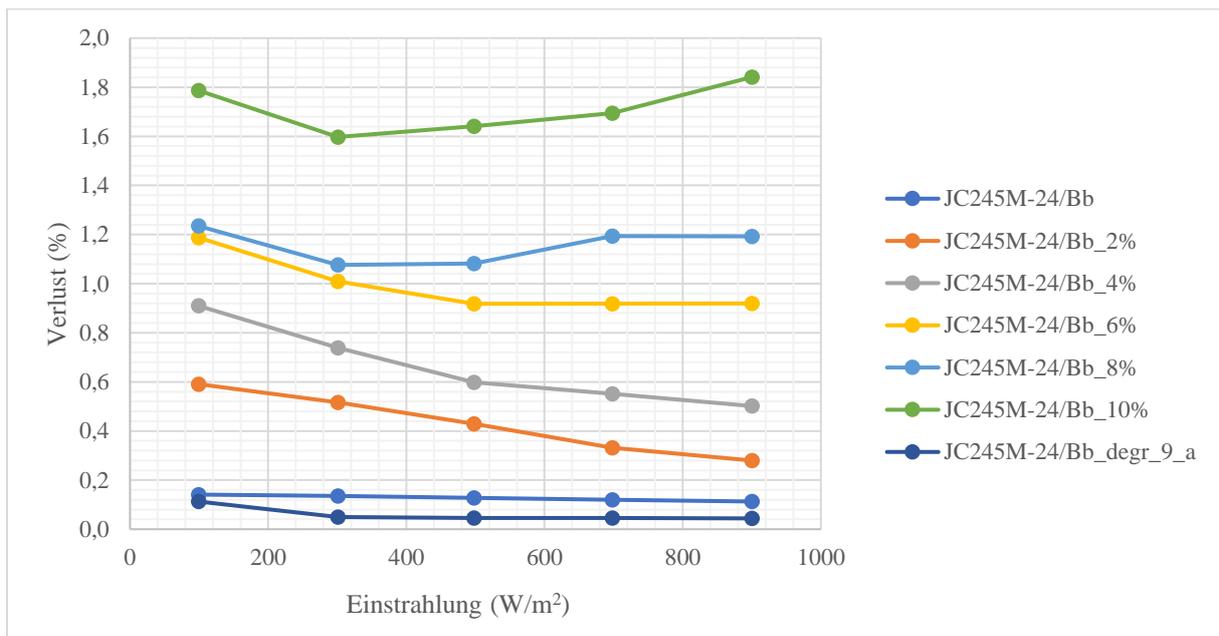


Abbildung 22: Ergebnisse Simulation; Einstrahlung aufgetragen gegenüber Verlusten bei zwei parallelen Strängen mit Degradation; Auftragung nach Simulationsvarianten mit verschiedenen Modultypen im ausgetauschten Strang.

## 4.5. Auswertung

Der Ertrag nimmt bei allen Simulationsvarianten mit steigender Differenz von  $U_{mpp}$  der Modultypen in den Strängen zu. Dies ist zu erwarten, da für die Modulvarianten im Austauschstrang höhere  $U_{mpp}$ -Werte verwendet werden, und diese folglich eine resultierende höhere Nennleistung als das Originalmodul haben. Wären äquivalent Modulvarianten mit geringeren  $U_{mpp}$ -Werten erstellt worden, wäre eine niedrigere Nennleistung in den parallelen Strängen vorhanden und mit steigender Differenz von  $U_{mpp}$  eine Ertragsminderung zu erwarten. Auf Modulvarianten mit niedrigeren  $U_{mpp}$ -Werten wurde in der Simulation verzichtet, da Solarmodule zunehmend mit steigender Nennleistung produziert werden, wie bereits in Kapitel 3.3.1. Informationen von Herstellern erläutert.

In der Simulation wird lediglich ein MPPT mit parallelen Strängen betrachtet. Auf einer PV-Großanlage kommt es, wie bereits erläutert, in der Regel erst nach einer mehrjährigen Betriebszeit zu einem Strangtausch und dann auch (eher) nur an einem Wechselrichter zu einem Strangtausch und nicht zu mehreren. Eine Ausnahme hiervon kann lediglich durch Unwetterschäden in großem Maßstab hervorgerufen werden (Enerparc AG 1, 2023). Auf einer PV-Großanlage sind mehrere hundert Wechselrichter installiert, beispielsweise 240 Stück auf der PV-Anlage Töpchin (SolPEG, 2013). Wenn man die Ergebnisse der Simulation auf die gesamte PV-Anlage (sehr vereinfacht gedacht) überträgt, so würde es bei einem Strangtausch an einem Wechselrichter zu einem Ertragsgewinn von maximal von 1,67 % bei fünf parallelen Strängen (bzw. zu max. 0,67 % bei zwölf parallelen Strängen) kommen. Auf den Ertrag der gesamten Anlage hat ein Wechselrichter bei gesamt 240 Wechselrichtern einen Anteil von 0,42 %. Die Ertragssteigerung würde im Resultat mit 0,007 % (bzw. 0,0028 %) auf den Gesamtertrag einwirken und hätte daher eine als vernachlässigbar klein anzusehende Auswirkung auf diesen.

Bei alleiniger Betrachtung der Erträge würde man zunächst annehmen, dass, sofern keine gesetzlichen Bestimmungen vorhanden sind, die Verwendung von neuen Modulen mit höchstmöglicher Leistung (in der Simulation  $U_{mpp}$ -Erhöhung um +10 %) am sinnvollsten ist, da hier die größte Ertragssteigerung erfolgt. Jedoch führen die auftretenden Verluste zu verstärkter Degradation in allen Modulen, wodurch die Lebensdauer der Module sowie der Ertrag über die Jahre sinken. Die Darstellung der Erträge in der Simulation berücksichtigt kein zeitliches Verhalten, sondern stellt allein den zu erwartenden Ertrag direkt nach Installation der neuen Module dar. Um den zusätzlichen Einfluss auf Degradation, der durch Installation der neuen Module eingebracht wird, gering zu halten, wird daher die Variante mit möglichst geringen Verlusten empfohlen.

Basierend auf den Simulationsergebnissen lässt sich sagen, dass ein Strangtausch an einem Wechselrichter mit Differenzen von  $U_{mpp}$  nach Datenblatt zwischen 0...+10 % vernachlässigbar geringe Auswirkungen auf den Gesamtertrag einer PV-Großanlage hat.

Der gesamte Ergebnisbereich der mittleren Verluste der Simulation liegt zwischen 0,027 – 0,814 % für zwei, fünf und zwölf parallele Stränge. Die Simulation von zwei parallelen Strängen wird als Grenzfall betrachtet und dient zum Überprüfen des Vorgehens in der Simulation. Wie zu erwarten, weisen die Ergebnisse für alle Simulationsvarianten den gleichen Trend auf. Die Auswertung fokussiert sich auf die Ergebnisse der Simulationsvarianten mit fünf und zwölf Strängen, daher werden im Folgenden die Ergebnisse von zwei parallelen Strängen lediglich als Vergleich zu Ergebnissen von fünf und zwölf Strängen verwendet.

Die Verluste am MPP bei fünf parallelen Strängen liegen im Bereich zwischen 0,037 – 0,46 %, bei zwölf parallelen Strängen zwischen 0,036 – 0,222 %. Der Verlust nimmt jeweils über den Verlauf der Simulationsvarianten von Modulvariante mit +2 %-  $U_{mpp}$  bis Modulvariante mit +10 %-  $U_{mpp}$  mit steigender Differenz von  $U_{mpp}$  der Modultypen zu. Dies ist ein zu erwartendes Ergebnis und plausibel, da mit zunehmender Differenz von  $U_{mpp}$  die MPP der Modulstränge stärker voneinander abweichen. Die Simulationsergebnisse (siehe Abbildung 19 und Abbildung 20) verdeutlichen, dass je kleiner die  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Strängen ist, desto geringer sind die Verluste.

Ebenfalls zeigt sich deutlich, dass je mehr parallele Modulstränge an einem MPPT installiert sind, desto weniger fällt der Austauschstrang ins Gewicht. Im Grenzfall mit zwei parallelen Strängen fällt der Austauschstrang maximal möglich mit 50 % ins Gewicht. Bei fünf parallelen Strängen macht der Austauschstrang einen Anteil von 20 % aus, bei zwölf parallelen Strängen nur noch 8,3 %. Dies zeigt sich bei den mittleren Verlusten, wo bei zwei parallelen Strängen der Einfluss des Austauschstranges für höhere Verluste sorgt als bei zwölf parallelen Strängen, wo dieser weniger ins Gewicht fällt (siehe Abbildung 19 und Abbildung 20).

Bei den Simulationsvarianten mit degradiertem Modultyp sind die Verluste höher und die Erträge um 1,9 - 3,4 % niedriger im Vergleich zu Varianten mit Originalmodul. Die Differenzen von  $U_{mpp}$  sind hierbei höher als bei den Simulationen ohne Degradation. Dies beruht darauf, dass die Modulvarianten mit ihrer Differenz in  $U_{mpp}$  bezogen auf die Datenblattwerte erstellt wurden und das degradierte Modul einen geringeren  $U_{mpp}$  -Wert als der Datenblattwert besitzt. Somit verfügen die degradierten Module über eine niedrigere Nennleistung. Je mehr parallele Modulstränge in einer Simulationsvariante sind, desto mehr degradierte Module sind vorhanden und umso geringer ist der Ertrag. Zum Vergleich sind die  $U_{mpp}$  -Werte der Modulvarianten zum degradierten Modul in Tabelle 7 zu sehen.

#### Vergleich mit anderen Verlustarten

In Tabelle 10 sind DC-seitige Verluste zum Vergleich mit den mittleren Verlusten aus der Simulation aufgeführt. Die Verlustarten sind im Rahmen der Literaturrecherche unter 3.1.4. Weitere Ursachen für die Entstehung von ungleichen parallelen Modulsträngen erläutert.

Tabelle 10: Vergleich von Verlustwerten aus Simulation zu weiteren DC-seitigen Verlusten.

Verlustart	Standardwert
Kabelverluste	0,6 % (SolPEG, 2013) 1,5 % (PVsyst, 2023)
Verschmutzung	2-3 % (Mertens,2020:301) 3 % (PVsyst, 2023)
Mismatch String- Spannung Verlust am MPP	0,15 % (PVsyst, 2023)
Mittlere Verluste Simulation, 5 und 12 Stränge	0,036 – 0,460 %

Der Vergleich in Tabelle 10 zeigt, dass die Verluste aus der Simulation niedriger sind als die aufgeführten Standardwerte für Kabelverluste und für Verschmutzung.

Das Programm PVsyst kann in seiner Standardsimulation Verluste von parallelem Strang-Mismatch berücksichtigen. Im Programm wird dies als „Mismatch Stringsplanung“ bezeichnet und wird mit einem Leistungsverlust am MPP von 0,15 % als Standardwert angenommen (PVsyst, 2023). Da in der Standardsimulation keine verschiedenen Modultypen, sondern nur Module eines Typs simuliert werden können, kann dies ein Grund dafür sein, dass der Standardverlustwert im unteren Drittel der Simulationsergebnisse liegt.

Zu Verlusten entstehend durch Verschattung, Schnee und Beschädigungen lassen sich Standardverlustwerte schwer bis gar nicht beziffern, da diese stark schwankend sind. Im Vergleich werden sie daher nicht betrachtet.

## 5. Diskussion

### 5.1. Vergleich Literaturrecherche und Simulation

Im Folgenden werden Ergebnisse aus Untersuchungen der Literaturrecherche mit den Ergebnissen aus der Simulation verglichen.

In der Untersuchung von (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995) wird die Parallelschaltung von fünf Strängen mit 20 Modulen je Strang betrachtet. Die verwendeten Leistungsklassen haben den Durchschnittswert 52,6 W mit einer Standardabweichung von 0,53 W, und werden in vier verschiedenen Konfigurationen variiert. Bei zufälliger Variation der Module ergeben sich Verluste für Standort Bremerhaven im Bereich von  $1,75 \% \pm 0,05 \%$ , für Albuquerque in New Mexiko Verluste im Bereich von  $0,99 \% \pm 0,05 \%$ . Als Ergebnisse für alle vier Konfigurationen ergibt sich für die Verluste ein Bereich von 0,8 - 1,9 %. Bei der Konfiguration, in welcher die MPP-Spannungen der Stränge unter STC nahezu identisch sind, ergeben sich maximale Verluste von 1,9 %. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Die Schaltung lässt sich bis auf die Modulanzahl je Strang mit 20 statt 22 Modulen mit den Simulationsvarianten mit fünf parallelen Strängen gleichsetzen. Die Verluste aus der Untersuchung sind durchgehend höher als die Ergebnisse der Simulation dieser Arbeit. Zu beachten ist, dass im Paper der Mismatch zwischen den einzelnen Modulen aufgrund von Exemplarstreuung berücksichtigt wird, welcher im Rahmen der Simulation nicht berücksichtigt werden kann. Ebenfalls sind die Leistungsklassen der Modultypen von abweichender Größenordnung. (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995)

Dennoch lässt sich eine Aussage aus dem Vergleich aus den beiden Untersuchungen gewinnen: Es ist zu erwarten, dass die Verluste der Simulation höher sind, wenn der Mismatch zwischen den Modulen ebenfalls berücksichtigt wird, was die Ergebnisse des Papers von (Damm, Heinemann and Pukrop, 1995) zeigen.

Im Paper von (Wurster and Schubert, 2014) zeigt sich, dass je mehr Stränge parallel miteinander verschaltet werden, desto weniger fällt der Unterschied eines Stranges durch unterschiedliche Modulanzahl ins Gewicht. Dies wird durch die Simulation dieser Arbeit bestätigt. (Wurster and Schubert, 2014)

Für fünf und zwölf parallele Stränge bestehend aus polykristallinem Silizium mit 20 Modulen (bzw. ein Strang mit 21 Modulen) ergeben sich Mismatch-Verluste unter 0,5 %, für zwölf parallele Stränge unter 0,25 % (Wurster and Schubert, 2014). Die Mismatch-Verluste der Simulation bei fünf und zwölf parallelen Strängen mit je 22 Modulen befinden sich mit 0,036 - 0,460 % zwischen diesen.

In der Untersuchung von (Massi Pavan *et al.*, 2012) werden parallele Modulstränge mit unterschiedlichen Leistungsklassen betrachtet. Zu einem inhomogenen PV-Feld bestehend aus 228 Modulsträngen mit Modulen verschiedener Leistungsklassen wird ein Verlust von 2,45 % ermittelt. Da die Modulstränge an zwei verschiedenen Wechselrichtern angeschlossen sind und der Verlustwert sich das gesamte PV-Feld bezieht, ist kein Vergleich der Ergebnisse aus der in dieser Arbeit durchgeführten Simulation zu den Ergebnissen des Papers möglich. (Massi Pavan *et al.*, 2012)

## 5.2. Bewertung Literaturrecherche

Im Rahmen der Literaturrecherche wurde eine Online-Recherche in Bibliothekskatalogen betrieben. Weitere Quellen wurden über die Literaturverzeichnisse zum Thema passender Literatur erschlossen (sogenanntes Schneeball- oder Lawinensystem). Außerdem wurden Herstellerangaben über allgemeine Online-Recherche gefunden.

Es lassen sich wenig Untersuchungen finden, welche sich konkret mit den Auswirkungen von parallelen Modulsträngen befassen. Auch zu Strategien bei Modultausch lassen sich wider Erwarten kaum Informationen ausfindig machen.

Die Ergebnisse in der gefundenen Literatur besagen, dass lediglich geringe Verluste existieren. Eine Vermutung wäre, dass eben aufgrund der festgestellten geringen Verluste das Thema nicht intensiv weiter untersucht wird und Forschungsfragen mit höherer Relevanz sowie größeren zu erwartenden Auswirkungen bevorzugt werden.

Es kann einerseits sein, dass wenig Literatur zu diesem Thema existiert, andererseits ist es ebenso möglich, dass eine intensivere Recherche weitere Erkenntnisse mit sich gebracht hätte und die im Rahmen dieser Arbeit identifizierte Literatur erweitert hätte. Im Rahmen der zur Verfügung stehenden Zeit wurde viel Literatur untersucht. In der Umsetzung der Arbeit hat der Simulationsteil deutlich mehr Zeit in Anspruch genommen, als dies im Zeitplan zunächst angesetzt war.

Ein Vorschlag zur Überprüfung und Validierung des aktuellen Wissenstandes zu dem Thema wäre die Durchführung einer Literaturrecherche in Form von einer systematischen Literaturrecherche, um zu vergleichen, inwieweit sich hierdurch weitere oder abweichende Aussagen finden lassen und ob sich die im Rahmen dieser Arbeit gefundene Literatur wiederfindet und deren Aussagen bestätigt werden.

## 5.3. Bewertung Simulationsmethode

Die Simulationsergebnisse bewegen sich in den technischen Grenzen der Simulationsmethode. In der verwendeten Simulationsvariante im Programm PVsyst unter „Werkzeuge“ – „Elektrische Verhalten der PV-Felder“ – „Heterogene Felder“ lassen sich verschiedene Modultypen in verschiedener Modulanzahl in Reihe und in parallelen Strängen betrachten. Es ist eine Betrachtung der resultierenden Leistung der parallelen Stränge und der resultierenden Strang-Mismatch-Verluste möglich.

### *Approximation der Jahresverluste und Jahreserträge*

Mithilfe der Einteilung der Einstrahlung in Einstrahlungsbereiche und deren Häufigkeit im Jahr 1990 wurden mittlere Erträge und mittlere Verluste berechnet. Diese stellen lediglich eine Approximation an die gesamten Jahresverluste und -erträge dar. Die Simulationsmethode kann keinen Jahresverlauf mit Jahresertrag berechnen. Es lassen sich allein Strom-Spannungs-Kennlinien nach Modultypen, jedoch nicht für alle einzelnen Stränge darstellen. Die Möglichkeit einen Jahresverlauf zu berechnen, würde die Aussagekraft der Simulationsergebnisse steigern.

Alternativ ließe sich die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Simulationsmethode verbessern, in dem die Einstrahlung kleinschrittiger in mehr als fünf Bereiche unterteilt wird und mehr Werte zum Ermitteln der mittleren Erträge und Verluste verwendet werden, wodurch die Ergebnisse detaillierter würden. Aufgrund des limitierten Zeitrahmens und des erhöhten manuellen Arbeitsaufwandes wurde in dieser Arbeit auf eine feinere Einteilung der Einstrahlungsbereiche verzichtet.

### *Mismatch*

Es lassen sich lediglich Strang-Mismatch-Verluste darstellen, der Mismatch zwischen den einzelnen Modulen aufgrund von Exemplarstreuung lässt sich nicht darstellen und wird in den Ergebnissen nicht berücksichtigt.

### *Weitere Verlustarten*

Verlustarten wie Kabelverluste, Verschattung und Verschmutzung sowie die räumliche Anordnung der Module auf Modultischen können in der Simulationsmethode nicht berücksichtigt werden.

### *Degradation*

Für die degradierten Module wird ein Modultyp mit einem Degradationsfaktor von 3,6 % für eine Betriebszeit von 9 Jahren verwendet. Im Rahmen der Simulation wird für alle degradierten Module der gleiche Modultyp und somit eine einheitliche Auswirkung der Degradation angenommen. In der Realität unterliegt die Degradation selbst einer Streuung, welche wiederum zu weiterem Mismatch und parallelem Strang-Mismatch führt. Die Degradation ist in der verwendeten Simulationsmethode daher sehr vereinfacht dargestellt und stellt diese nicht realistisch dar. Es ist anzunehmen, dass die Parameter der degradierten Module stark schwanken und zu höheren Verlusten als die Ergebnisse der hier durchgeführten Simulationsvarianten führen.

### *Verbesserungsideen & Bewertung*

Für die Zukunft ließen sich verschiedene Simulationsmethoden als sinnvoll ansehen, zum Überprüfen und Verbessern der Simulationsmethode.

Zum einen wäre eine Simulation zur Untersuchung von Strang-Mismatch-Verlusten in einem Programm, welches sowohl mehrere Modultypen wie auch den Mismatch zwischen Modultypen und Degradation von Modulen berücksichtigen kann, sinnvoll. Zum Vergleichen der Ergebnisse zur im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulation und zum Überprüfen, ob die gleichen Entwicklungen der Ergebnisse entstehen und in welchem Bereich die Verluste liegen.

Es ist anzunehmen, dass unter Berücksichtigung von Degradation und Mismatch in den Strängen, die parallelen Strang-Mismatch-Verluste von größerem Ausmaß sein werden.

Die Standard-Simulationsmethode von PVsyst kann derzeit noch keine verschiedenen Modultypen in ihrer Ertragssimulation berücksichtigen. Wenn dies in Zukunft möglich wäre, würde diese Methode sich sehr gut eignen, da diese Mismatch und Degradation ebenso wie weitere Verluste und die räumliche Anordnung berücksichtigt. Die Simulationsmethode gibt einen Jahresertrag zusammen mit den ermittelten Verlusten aus. Es sind keine eigenen Berechnungen durchzuführen. In der Simulationsmethode ließe sich ein einzelner Wechselrichter wie auch eine gesamte Solaranlage darstellen, wodurch die Auswirkung eines Strangtausches auf den Gesamtertrag einer PV-Großanlage simulierbar wäre.

## 5.4. Gesamtergebnis für die Firma Enerparc AG

Im Folgenden werden die im Rahmen dieser Arbeit gewonnenen Informationen auf das Vorgehen der Firma Enerparc AG übertragen.

Zunächst ist anzumerken, dass aufgrund von Grenzen der verwendeten Simulationsmethode anzunehmen ist, dass die Verluste aufgrund von verschiedenen Modultypen in parallelen Strängen nach Strangtausch höher sein können als die Ergebnisse der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulation.

Für das Vorgehen zum Modultausch zeigt sich, dass je geringer die Differenz des Parameters  $U_{mpp}$  zwischen den Modultypen ist, desto geringer sind die Verluste. Um Verluste zu verringern und um die Modulstränge näher an ihrem MPP betreiben zu können, empfiehlt sich daher eine geringe  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen zu nehmen.

Das Verfahren der Firma Enerparc mit einer maximalen Differenz von  $U_{mpp} = 2 \%$  wird als sinnvoll und verhältnismäßig bewertet. Um möglichst nahe an die realistischen Modulparameter beim Abgleich heranzukommen, wird das Berücksichtigen der Degradation der Module als sinnvoll angesehen. Hierdurch kann die  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen verringert werden. Das Berücksichtigen der Degradation beim Modultausch ist bereits in Planung (Enerparc AG 2, 2023).

Durch eine geringe  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen werden die geringsten Mismatch-Verluste verursacht und auf lange Sicht die Alterung der Module nicht zusätzlich durch permanenten Strang-Mismatch beeinflusst. Auch für den Fall, dass in zukünftigen Simulationen höhere Verlustwerte und stärkere Auswirkungen auf den Ertrag durch verschiedene Modultypen in parallelen Modulsträngen festgestellt würden, wäre die Firma mit der Wahl einer geringen  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen immer „auf der sicheren Seite“. Aufgrund der in dieser Arbeit berücksichtigten Aspekte lässt sich kein Anlass für notwendige Messungen auf PV-Anlagen zu weiteren Untersuchungen oder notwendigen Reduzierungsmaßnahmen zum Verringern der Ungleichheit von parallelen Modulsträngen finden.

Die Untersuchung des Einflusses der statistischen Größen Exemplarstreuung sowie Degradation unter Berücksichtigung eines gesamten Jahresverlaufs konnte im Rahmen dieser Arbeit mit dem zur Verfügung stehenden Simulationstool nicht durchgeführt werden und wird als weiterführende Untersuchung empfohlen.

## 6. Zusammenfassung & Ausblick

In dieser Arbeit wird das Thema „Ursachen von ungleichen parallelen Modulsträngen und deren Auswirkungen auf den Ertrag von Photovoltaik-Anlagen“ behandelt.

Es werden Ursachen von ungleichen parallelen Strängen und deren Auswirkungen mittels Literaturrecherche untersucht. Es wird betrachtet, dass Stränge ungleich sind, wenn diese sich in ihren Strom-Spannungs-Kennlinien und (daraus resultierend) in ihren maximalen Leistungspunkten (MPP) unterscheiden. Aufgrund von Exemplarstreuungen, entstehend beim Herstellungsprozess, kommt es zu Mismatch beim Verschalten von Solarmodulen, welche zu unterschiedlichen Strom-Spannungs-Kennlinien zwischen den Strängen führt. Die Module / Modulstränge können nicht an ihrem MPP betrieben werden und es kommt zu Verlusten.

Es wird behandelt, dass ein Zusammenhang zwischen Degradation von Modulen und Fehlanpassungen besteht: Fehlanpassungen führen zu vermehrter Erwärmung der Solarzellen, da diese nicht optimal betrieben werden und überschüssige Energie in Wärme umgewandelt wird, was die Degradation der Solarzellen fördert. Es wird untersucht, dass die Degradation der Solarzellen wiederum zu weiteren Fehlanpassungen führt.

Es wird genannt, dass auch eine unterschiedliche Anzahl an Modulen in den Strängen für ungleiche parallele Modulstränge sorgt: Je mehr Module in Reihe und je mehr parallele Stränge installiert sind, desto weniger fällt ein Strang wegen einer abweichenden Modulanzahl (und daraus resultierender anderer Strom-Spannungs-Kennlinie) ins Gewicht.

Weitere gefundene Ursachen, die zu Verlusten in den Solarzellen und somit auch zu ungleichen parallelen Strängen führen, sind Kabelverluste, Verschattung und Verschmutzung.

Als Strategien zur Verringerung von Mismatch-Verlusten werden String-Optimizer, String-Wechselrichter und das Sortieren von Solarmodulen nach Strom ( $I_K$  oder  $I_{mpp}$ ) genannt, sowie, dass der praktische Aufwand zum Sortieren der Module im Verhältnis zur bringenden Verringerung als nicht rentabel eingestuft wird.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Entstehung von ungleichen parallelen Modulsträngen aufgrund von verschiedenen Modultypen. Wenn viele Module innerhalb eines Modulstrangs defekt (oder beschädigt) sind, kommt es zu Mindererträgen am betroffenen Wechselrichter. Um dies zu verhindern, wird ein Strangtausch durchgeführt. Da es oft erst nach langjähriger Laufzeit einer PV-Anlage zu Strangtäuschen kommt, sind die ursprünglichen Modultypen häufig nicht mehr auf dem Markt verfügbar und es werden Module eines neueren Typs mit anderen technischen Eigenschaften verwendet.

In der Literaturrecherche werden Strategien und Empfehlungen zum Modultauch in Bezug auf Verlustminimierung betrachtet. Es zeigt sich, dass es keine Bestimmungen zum Vorgehen von Seiten Wechselrichter- und Modulhersteller wie auch von staatlicher Seite in Deutschland gibt. Ein Modultauch muss jedoch dem entsprechenden Netzbetreiber gemeldet werden.

Es wird das Vorgehen der Firma Enerparc AG erläutert, welche eine maximale Differenz zwischen den Modultypen in  $U_{mpp}$  von  $\leq 2\%$  über den gesamten Temperaturverlauf verwendet (Enerparc AG 2, 2023).

Als Empfehlung für Strangtausch wird genannt, ab 50 % defekter Module in einem Strang, diesen vollständig zu tauschen und eine Abweichung von  $U_{mpp} < 10\%$  zwischen den Modultypen zu beachten (REC Solar Holdings AS, no date).

Zur Untersuchung der Auswirkungen des Parameters  $U_{mpp}$  bei verschiedenen Modultypen auf die Ungleichheit von parallelen Modulsträngen wird im Rahmen dieser Arbeit eine Simulation mit der Software PYSyst durchgeführt.

Es werden zwei, fünf und zwölf parallele Modulstränge an einem MPP mit je 22 Modulen simuliert, wobei ein Strang jeweils als Austauschstrang betrachtet und mit verschiedenen Modulvarianten ausgestattet wird. Die Simulation von zwei Strängen an einem MPP dient zur Betrachtung des Minimalfalls von parallelen Strängen, fünf und zwölf Stränge sind eine typische Anzahl an Modulsträngen an einem MPPT bei installierten String-Wechselrichtern auf PV-Anlagen der Enerparc AG.

Die gleichbleibenden Stränge werden einmal mit dem Modultyp JC245M-24/Bb nach Datenblatt bestückt und einmal mit einem erstellten degradierten Modultyp mit einer Betriebszeit von 9 Jahren. Der degradierte Modultyp wird verwendet, da die Modulparameter der Module auf der Anlage sich über die Zeit ändern und zu dem Zeitpunkt, bei dem es zu einem Strangtausch kommt, diese nicht mehr den Datenblattparametern entsprechen. Mit dem degradierten Modul wird versucht, die Realität (besser) nachzustellen. Die Modulvarianten des Austauschstranges basieren auf dem Modultyp JC245M-24/Bb und werden im Parameter  $U_{mpp}$  in Bezug auf den Datenblattwert in 2 %-Schritten von 0 % bis 10 % erhöht.

Die Simulationsvarianten werden zu den Wetterdaten des typischen Jahres 1990 für den Standort der PV-Anlage Töpchin durchgeführt. Die einfallende Globalstrahlung des typischen Jahres 1990 wird in fünf Einstrahlungsbereiche und deren Häufigkeiten eingeteilt. Für die Repräsentanten der Einstrahlungsbereiche mit  $99 \frac{W}{m^2}$ ,  $301 \frac{W}{m^2}$ ,  $498 \frac{W}{m^2}$ ,  $698 \frac{W}{m^2}$  und  $900 \frac{W}{m^2}$  werden die Simulationsvarianten durchgeführt. Es werden die Leistungswerte der einzelnen Modultypen am MPP wie auch die resultierende Leistung am MPP und die mittleren Verluste sowie die mittleren Erträge der einzelnen Simulationsvarianten berechnet.

Die ermittelten mittleren Verluste der Simulation liegen im Bereich zwischen 0,027 – 0,814 %. Die Verluste nehmen mit steigender  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen zu, was plausibel ist, da mit zunehmender Differenz von  $U_{mpp}$  die MPP der Modulstränge stärker voneinander abweichen. Der Ertrag der Simulationsvarianten nimmt ebenfalls mit steigender Differenz von  $U_{mpp}$  der Modultypen in den Strängen zu. Mit steigendem  $U_{mpp}$ -Wert der Modulvarianten im Austauschstrang haben diese eine resultierende höhere Nennleistung als das Modul JC245M-24/Bb und das degradierte Modul und wirken sich ertragssteigernd auf den Ertrag aus.

Die Ergebnisse zeigen, dass je mehr Modulstränge parallel an einem MPP miteinander verschaltet sind, desto weniger fällt der Austauschstrang ins Gewicht. Bei den Simulationsvarianten mit degradiertem Modultyp sind die Verluste höher, da die  $U_{mpp}$ -Differenz hier (leicht) höher ist im Vergleich zu den Datenblattwerten, nach welchen diese erstellt wurden.

Im Vergleich zu anderen DC-seitigen Verlusten wie Kabelverluste (bspw. 0,6 % und 1,5 %) (SolPEG, 2013; PVsyst, 2023) und Verschmutzung (2-3 %) (Mertens, 2020:301) sind die Ergebnisse der Simulation mit 0,027 – 0,814 % deutlich niedriger.

Die verwendete Simulationsmethode kann kein Mismatch zwischen den einzelnen Modulen simulieren, daher ist die Simulation in dieser Hinsicht sehr vereinfacht. Außerdem sind degradierte Module in der Realität nicht identisch in ihren Parametern, sondern unterliegen einer Streuung und unterscheiden sich dadurch voneinander. Somit sind bei degradierten Modulen nochmals höhere Mismatch-Verluste zu erwarten.

Je länger PV-Anlagen in Betrieb sind, desto wahrscheinlicher kommt es zu defekten Modulen und zu notwendigen Strangtäuschen. Immer mehr Anlagen der Firma Enerparc erreichen in den nächsten Jahren eine zweistellige Betriebslaufzeit. Die Anzahl an Strangtäuschen steigt an und wird mit zunehmender Anzahl an länger laufenden Solaranlagen im Betrieb weiter zunehmen. (Enerparc AG 2, 2023)

Die Ergebnisse aus der Literaturrecherche wie auch aus der Simulation geben aufgrund ihrer geringen Ertragsauswirkungen keinen Anlass für notwendige Messungen auf PV-Anlagen zu weiteren

Untersuchungen oder notwendigen Reduzierungsmaßnahmen zum Verringern der Ungleichheit von parallelen Modulsträngen.

Aus wissenschaftlicher Betrachtung sind Simulationen mit Simulationsprogrammen, welche Ertragsberechnungen mit Berücksichtigung von verschiedenen Modultypen, Degradation und Mismatch- wie auch paralleler Strang-Mismatch-Verluste durchführen können, als sinnvolle folgende Untersuchungen anzusehen. Es ist zu erwarten, dass höhere parallele Strang-Mismatch-Verluste entstehen als in der Simulation im Rahmen dieser Arbeit.

Um möglichst nahe an die realistischen Modulparameter beim Abgleich heranzukommen, wird das Berücksichtigen der Degradation der Module bei der Auswahl von Modultypen beim Modultausch als sinnvoll angesehen. Durch eine geringe  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen werden die geringsten Mismatch-Verluste verursacht und auf lange Sicht die Alterung der Module nicht zusätzlich durch permanenten Strang-Mismatch beeinflusst. Auch für den Fall, dass in zukünftigen Simulationen höhere Verlustwerte und stärkere Auswirkungen auf den Ertrag durch verschiedene Modultypen in parallelen Modulsträngen feststellen würden, wäre die Firma mit der Wahl einer geringen  $U_{mpp}$ -Differenz zwischen den Modultypen immer auf der „sicheren Seite“.

## Literaturverzeichnis

- Chamberlin, C.E. *et al.* (1995) 'EFFECTS OF MISMATCH LOSSES IN PHOTOVOLTAIC ARRAYS', *Solar Energy*, 54(3), pp. 165–171.
- Clearingstelle EEG KWKG (2022) *Welche Meldepflichten sind beim Ersetzen von PV-Modulen zu beachten?* Available at: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/155> (Accessed: 6 May 2023).
- Damm, W., Heinemann, D. and Pukrop, D. (1995) *Power losses in PV arrays due to variations in the I-V characteristics of PV modules*. Oldenburg.
- Enerparc AG 1 (2023) 'Abteilung Operation & Maintenance - interne Informationen der Betriebsführer von Photovoltaikanlagen zu Geschehen auf Anlagen und Anlagenkomponenten'. Hamburg.
- Enerparc AG 2 (2023) 'Abteilung System Engineering - interne Informationen zu Modultauch und Modulbestand'. Hamburg.
- Enerparc Service GmbH (2023) 'Anke Blättermann, Qualitätsexpertin, Informationen zu Modultauch auf Photovoltaikanlagen'. Hamburg.
- Huawei (2023) *SUN2000-(12KTL-25KTL)-M5 Series User Manual*. Available at: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100253093/42646d25/product-introduction> (Accessed: 5 July 2023).
- Lehman, P.A. and Chamberlin, C.E. (1987) 'FIELD MEASUREMENTS OF FLAT PLATE MODULE PERFORMANCE IN HUMBOLDT COUNTY, CALIFORNIA', in. New Orleans, LA: 19th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.
- De Lia, F., Castello, S. and Abenante, L. (2003) 'EFFICIENCY DEGRADATION OF C-SILICON PHOTOVOLTAIC MODULES AFTER 22-YEAR CONTINUOUS FIELD EXPOSURE', in. Osaka, Japan: 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp. 2105–2108.
- Manganiello, P., Balato, M. and Vitelli, M. (2015) 'A Survey on Mismatching and Aging of PV Modules: The Closed Loop', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11), pp. 7276–7286. Available at: <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2418731>.
- Massi Pavan, A. *et al.* (2012) 'A study on the mismatch effect due to the use of different photovoltaic modules classes in large-scale solar parks', *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, 22(3), pp. 332–345. Available at: <https://doi.org/10.1002/pip.2266>.
- Mertens, K. (2020) *Photovoltaik*. 5. Carl Hanser Verlag München.
- Pregla, R. (2016) *Grundlagen der Elektrotechnik*. Berlin: VDE Verlag .
- PVsyst (2023) 'Software PVsyst Version 7.3.4'.
- PVsyst Team – PVsyst* (no date). Available at: <https://www.pvsyst.com/pvsyst-team/> (Accessed: 25 May 2023).
- REC (2022) *REC TWINPEAK 4 Series RECxxxTP4*. Available at: [https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds\\_rec\\_twinpeak\\_4\\_series\\_de.pdf?t=1621931085](https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/ds_rec_twinpeak_4_series_de.pdf?t=1621931085) (Accessed: 5 July 2023).
- REC Solar Holings AS (no date) *Guide to best practice- Managing mismatches when replacing panels and using panels with different power ratings in a string*. Available at: [https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/module\\_mismatch\\_en.pdf](https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/module_mismatch_en.pdf) (Accessed: 4 July 2023).

Reis, A.M. *et al.* (2002) *Comparison of PV Module Performance before and after 11-years of field exposure*. IEEE.

ReneSola (2013) *Virtus®II Module 230W, 235W, 240W, 245W*.

Solar Technology, S.A. (2022) *Betriebsanleitung - SUNNY TRIPOWER X 12 / 15 / 20 / 25*. Available at: <https://files.sma.de/downloads/STPxx-50-BE-de-10.pdf> (Accessed: 5 July 2023).

SolPEG, S.P.E.G. (2013) ‘Ertragsgutachten Toepchin, 4.320 kWp: Ermittlung der durchschnittlichen Stromproduktion einer fest ausgerichteten Photovoltaik Flächenanlage nahe Töpchin in Brandenburg; Ertragsgutachten im Auftrag der Enerparc AG’. Hamburg.

SUNGROW (no date) *SUNGROW SG110CX Benutzerhandbuch Netzgekoppelter PV-Wechselrichter*. Available at: [https://file-support.sungrowpower.com/file/product/1/111/349/352/Benutzerhandbuch%20SG110CX%20UM%20Deutsch\\_201911.pdf](https://file-support.sungrowpower.com/file/product/1/111/349/352/Benutzerhandbuch%20SG110CX%20UM%20Deutsch_201911.pdf) (Accessed: 5 July 2023).

Trinasolar (no date) *BENUTZERHANDBUCH*. Available at: [https://www.trinasolar.com/sites/default/files/DE\\_01\\_PS-M-0524\\_A\\_User\\_Manual\\_Duomax\\_201706.pdf](https://www.trinasolar.com/sites/default/files/DE_01_PS-M-0524_A_User_Manual_Duomax_201706.pdf) (Accessed: 5 July 2023).

Vaněk, J. and Maule, P. (2019) ‘Effect of Replacing PV Module in the String by the Module with Different Power’, *ECS Transactions*, 95(1), pp. 301–310. Available at: <https://doi.org/10.1149/09501.0301ecst>.

Wagner, A. (2010) *Photovoltaik Engineering, Photovoltaik Engineering*. Springer Berlin Heidelberg. Available at: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-05413-6>.

Webber, J. and Riley, E. (2013) ‘Mismatch Loss Reduction in Photovoltaic Arrays as a Result of Sorting Photovoltaic Modules by Max-Power Parameters’, *ISRN Renewable Energy*, 2013, pp. 1–9. Available at: <https://doi.org/10.1155/2013/327835>.

Wurster, T.S. and Schubert, M.B. (2014) ‘Mismatch loss in photovoltaic systems’, *Solar Energy*, 105, pp. 505–511. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.014>.

## Anhang

Datenblatt Solarmodul Renesola JC245M-24/Bb ..... 46

Datenblatt Solarmodul Renesola JC245M-24/Bb

## Virtus<sup>®</sup> II Module

230W, 235W, 240W, 245W



High Module Conversion Efficiencies



Easy Installation and Handling for Various Applications



Mechanical Load Capability of up to 5400 Pa



Conforms with IEC 61215:2005,  
IEC 61730: 2004, UL 1703 PV Standards



ISO9001, OHSAS18001, ISO14001 Certified



Application Class A, Safety Class II, Fire Rating C



Also Available for Black Frame

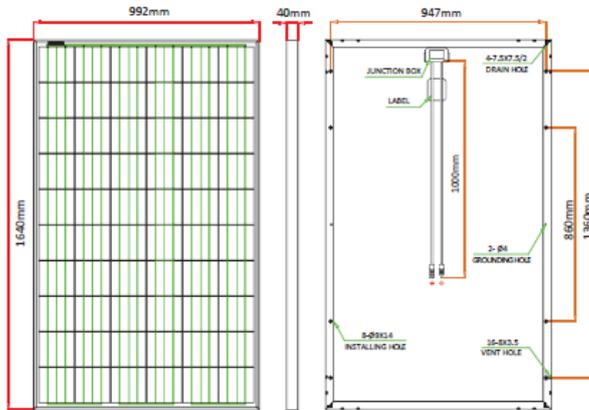


**10-year**  
material & workmanship

**25-year**  
linear power output

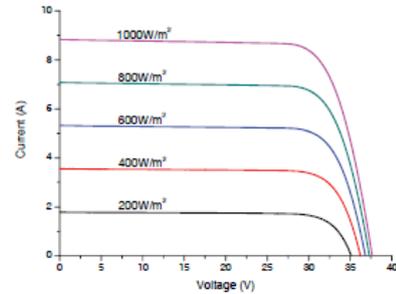


#### Dimensions



Drawing Only for Reference

#### I-V Curves



#### Efficiency at Varied Irradiation

Irradiance	200W/m <sup>2</sup>	400W/m <sup>2</sup>	600W/m <sup>2</sup>	800W/m <sup>2</sup>	1000W/m <sup>2</sup>
Efficiency	14.9%	15.2%	15.3%	15.2%	15.1%

#### Electrical Characteristics STC

	JC230M-24/Bb	JC235M-24/Bb	JC240M-24/Bb	JC245M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	230 W	235 W	240 W	245 W
Power Tolerance	0 ~ +5W	0 ~ +5W	0 ~ +5W	0 ~ +5W
Module Efficiency	14.1%	14.4%	14.8%	15.1%
Maximum Power Current (Imp)	7.88 A	8.03 A	8.08 A	8.19 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	29.2 V	29.3 V	29.7 V	29.9 V
Short Circuit Current (Isc)	8.47 A	8.58 A	8.64 A	8.73 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.7 V	37.0 V	37.2 V	37.3 V

Values at Standard Test Conditions STC (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C)

#### Electrical Characteristics NOCT

	JC230M-24/Bb	JC235M-24/Bb	JC240M-24/Bb	JC245M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	171 W	174W	178 W	182 W
Maximum Power Current (Imp)	6.34 A	6.42 A	6.51 A	6.53 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	26.9 V	27.1 V	27.4 V	27.9 V
Short Circuit Current (Isc)	6.83 A	6.92 A	6.97 A	7.04 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2 V	34.4 V	34.7 V	35.0 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

#### Mechanical Characteristics

Cell Type	Virtus® II (Polycrystalline), 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65/IP67 rated, with bypass diodes
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm
Output Cable	4 mm <sup>2</sup> (EU)/12 AWG (US), 1000 mm
Weight	19 Kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

#### Characteristics

Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C

#### Packing Information

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	300	700	770

Rev No: JC705/2013.11.27 \*Contact ReneSola for tolerance specification  
CAUTION: All rights reserved. Design and specification are subject to change without prior notice.

#### Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 20A (US)