

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorthesis

Mirco Rudolph

Untersuchung verschiedener Modulations- und
MPP-Trackingverfahren für die Solargenerator-
Netzeinspeisung

Mirco Rudolph

Untersuchung verschiedener Modulations- und MPP-
Trackingverfahren für die Solargenerator-Netzeinspeisung

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Informations- und Elektrotechnik
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr.-Ing. Gustav Vaupel
Zweitgutachter : Prof. Dr.-Ing. Michael Röther

Abgegeben am 05.06.2013

Mirco Rudolph

Thema der Bachelorthesis

Untersuchung verschiedener Modulations- und MPP-Trackingverfahren für die Solargenerator-Netzeinspeisung

Stichworte

Regenerative Energietechnik, Leistungselektronik, Regelungstechnik, Simulation

Kurzzusammenfassung

Im Rahmen dieser Bachelorthesis werden verschiedene MPP-Trackingverfahren untersucht, gegenübergestellt und anhand der Simulationssoftware PORTUNUS simuliert. Zusätzlich werden verschiedene Wechselrichterschaltungen in Hinsicht auf deren Verwendbarkeit für PV-Anwendungen untersucht.

Mirco Rudolph

Title of the paper

Examination of different modulation- and MPP-tracking methods for the solar generator grid feed.

Keywords

Renewable energy engineering, power electronics, control engineering, simulation

Abstract

Within this bachelor thesis different MPP-tracking methods are examined, compared and simulated with the simulation tool PORTUNUS. In addition different inverters are examined with regards to the usability in solar applications.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Solarzelle an Widerstand, Schnittpunkt der beiden Kennlinien	10
Abbildung 2: Schaltbild eines Hochsetzstellers	11
Abbildung 3: Temperaturabhängigkeit einer Solarzelle	12
Abbildung 4: Temperaturänderung eines Solarmoduls über die Zeit [1, s. 2]	13
Abbildung 5: MPP-Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung [1, s. 2]	13
Abbildung 6: Messung der Sonneneinstrahlung an drei verschiedenen Tagen [1, s. 3]	14
Abbildung 7: Kennlinie einer PV-Anlage mit vorbeiziehenden Wolken [1, s. 3]	15
Abbildung 8: Betrieb der Testanlage mit festen Spannungen [1, s. 3].....	16
Abbildung 9: Auswirkung verschiedener Trackinggeschwindigkeiten auf den Trackingwirkungsgrad [1, s. 4].....	17
Abbildung 10: Darstellung von mehreren MPP-Maxima bei teilweiser Verschattung.....	19
Abbildung 11: Veranschaulichung von sprunghaftem Verhalten bei stark wechselnder Sonneneinstrahlung [7 s. 4].....	20
Abbildung 12: Die Möglichkeiten der Three-point Weight Comparison Methode [8, s. 3]	21
Abbildung 13: Algorithmus zu Incremental Conductance	22
Abbildung 14: Algorithmus von Fractional-open-circuit voltage Methode [7, s. 5].....	25
Abbildung 15: Eingestellter Tagesablauf des PV-Simulators [7, s. 10].....	27
Abbildung 16: Verschattungsanalyse mit zwei Strings und inhomogener Verschattung.....	31
Abbildung 17: Verschattungsanalyse mit zwei Strings und homogener Verschattung.....	32
Abbildung 18: Verschattungsanalyse jeweils eines einzelnen Strings, der obere String wird teilverschattet	33
Abbildung 19: Komparator bei der PWM	34
Abbildung 20: Zeitlicher Verlauf der Sinus-Dreieck Modulation und des PWM-Signals	34
Abbildung 21: Grundschialtung eines 3-phasigen WR mit Spannungszwischenkreis [16, s. 66]	35
Abbildung 22: Raumzeigerdarstellung bei der Raumzeigermodulation eines WR mit Spannungszwischenkreis.....	37
Abbildung 23: Grundschialtung eines einphasiger WR mit Spannungszwischenkreis	38
Abbildung 24: Modellierung einer Sinusschwingung durch PWM [19, s. 6]	38
Abbildung 25: Grundschialtung eines 3-phasigen WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 94]	39
Abbildung 26: Raumzeigerdarstellung bei der Raumzeigermodulation eines WR mit Stromzwischenkreis	40
Abbildung 27: Grundschialtung einphasiger WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 90]	41
Abbildung 28: Zeitlicher Verlauf von Strom und Spannung am einphasigen WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 90]	42
Abbildung 29: Ein-Dioden-Modell	43
Abbildung 30: Parameterübergabe an die Stromquelle I1	44
Abbildung 31: Parameterübergabe an die Exponentialfunktion EXP1 für die Diode D1	44
Abbildung 32: Modell der Reihenschaltung aus 18 Solarzellen und einer Bypassdiode.....	45
Abbildung 33: Parameter des Solarmodul_18_Bypass-Modells.....	46
Abbildung 34: Modell des Hochsetzstellers.....	46
Abbildung 35: Parameter und Wertzuweisungen des Hochsetzstellers	48
Abbildung 36: Ersatzschaltbild des Hochsetzstellers	48
Abbildung 37: P&O Algorithmus als Ablaufdiagramm	50

Abbildung 38: P&O Algorithmus in PORTUNUS.....	50
Abbildung 39: Parametrierung der Transitionen.....	51
Abbildung 40: Parametrierung der Stelle 1, Bestimmung der aktuellen Leistung.....	51
Abbildung 41: Parametrierung der Stelle 2, Suchalgorithmus von a.....	52
Abbildung 42: Parametrierung der Stelle 3, Setzen der vorherigen Leistung gleich der neuen Leistung	52
Abbildung 43: Aufbau der Schaltung zur Simulation in PORTUNUS mit P&O.....	53
Abbildung 44: Variablendeklaration für P&O.....	53
Abbildung 45: Ergebnisse der Simulation mit Startwert a = 0 auf der linken Seite und a = 0,9 auf der rechten Seite.....	54
Abbildung 46: Parallele Netzwerke für den two-stage Algorithmus.....	54
Abbildung 47: Erweiterte Transition des P&O Algorithmus.....	55
Abbildung 48: Transition des Curve Sweep Algorithmus.....	55
Abbildung 49: Erweiterter Zustand 4 des P&O Algorithmus.....	56
Abbildung 50: Zustand 1 des erweiterten P&O Algorithmus.....	56
Abbildung 51: Zustand des Curve-Sweeps.....	57
Abbildung 52: Merken von a_max.....	58
Abbildung 53: Zustand 8 des Curve Sweeps.....	58
Abbildung 54: Zustand 5 des Curve-Sweeps.....	59
Abbildung 55: Simulation des two-stage-Algorithmus.....	60
Abbildung 56: Verlauf der Einstrahlung auf die PV-Anlage.....	61
Abbildung 57: Leistungskennlinie mit Tastverhältnis und Spannung bei P&O.....	62
Abbildung 58: Variablendeklaration für Simulation der Bestrahlungsszenarien.....	62
Abbildung 59: Schaltung Fractional-open-circuit.....	64
Abbildung 60: Ablaufdiagramm des Fractional-open-circuit.....	64
Abbildung 61: Parameter des Zustands 3.....	65
Abbildung 62: Parameter des Zustands 4.....	65
Abbildung 63: Parameter des Zustands 5.....	66
Abbildung 64: Variablendeklaration von Fractional-open-circuit.....	66
Abbildung 65: Resultat des Fractional-open-circuit im Testlauf.....	67
Abbildung 66: Bestrahlungsstärken während des Tests.....	67
Abbildung 67: Schaltung des Fractional-open-circuit mit Pilot Cell.....	68
Abbildung 68: Angepasster Zustand 4 des modifizierten Fractional-short-circuit.....	69
Abbildung 69: Resultat des modifizierten Fractional-open-circuit im Testlauf.....	69
Abbildung 70: Bestimmung des Faktors k.....	70
Abbildung 71: Leistungskennlinie mit Tastverhältnis und Spannung beim modifizierten Fractional- open-circuit.....	71
Abbildung 72: Einfügen der .h und .cpp Dateien in den Projektordner.....	73
Abbildung 73: In das Projekt eingebundene Dateien MPP.h und MPP.cpp.....	74
Abbildung 74: Ändern der MPP.h Datei.....	74
Abbildung 75: Einbinden der Headerdatei und der Klasse.....	75
Abbildung 76: Einbinden der Headerdatei in MPP.cpp.....	75
Abbildung 77: Anpassen der Klasse und Freigabe der Analyseart.....	76
Abbildung 78: Anpassen der Klasse und Festlegung der Ein- und Ausgangsgrößen.....	76
Abbildung 79: Anpassen der Klasse und Start der Simulation.....	77
Abbildung 80: Trackingalgorithmus in C-Code.....	77

Abbildung 81: Fehlermeldung und erfolgreiche Kompilierung.....	78
Abbildung 82: Schaltung mit C-Code Block.....	78
Abbildung 83: Ergebnisse der Simulation mit C-Code Block.....	79
Abbildung 84: Verlauf der Sonneneinstrahlung	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellung von P&O, Inc. Conductance und Frac. open-circuit Voltage [7, s. 13]...	27
Tabelle 2: Gegenüberstellung der MPPT Methoden nach ESRAM und Chapman [10, s. 8]	28
Tabelle 3: Gegenüberstellung der MPPT Methoden nach Goudar, Patil und Kumar [11, s. 20]	30
Tabelle 4: Spannungszustände beim dreiphasigen WR mit Spannungszwischenkreis	36

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis.....	6
Einleitung	9
1 Allgemeines zu MPP-Tracking-Verfahren	10
2 Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit.....	12
3 Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren	18
3.1 Gradientenverfahren	18
3.1.1 Perturb & Observe.....	18
3.1.2 Incremental Conductance.....	21
3.1.3 Parasitic Capacitance	23
3.1.4 Two-Stage MPP-Trackingverfahren	24
3.2 Modellbasierte Verfahren	25
3.2.1 Fractional-open-circuit voltage und fractional-short-circuit current	25
3.2.2 Modell-based MPPT Algorithmus	26
3.3 Vergleich der verschiedenen Verfahren untereinander	26
4 Untersuchung der Notwendigkeit von mehreren MPP-Trackern	31
5 Verschiedene Wechselrichter- und Modulationsarten.....	34
5.1 PWM Modulation(Sinus-Dreieck-Modulation)	34
5.2 Einphasiger-/ dreiphasiger Wechselrichter mit Spannungs- und Stromzwischenkreis	35
5.3 Vergleich der verschiedenen Wechselrichter untereinander	42
5.4 MPP-Tracking ohne DC/DC Wandler/ Europäisches Projekt PV-MIPS	42
6 Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS	43
6.1 Aufbau eines PV-Moduls aus Solarzellen.....	45
6.2 Implementierung des Hochsetzstellers	46
6.3 Umsetzung eines MPP-Algorithmus mit PORTUNUS	49
6.3.1 P&O-Algorithmus.....	49
6.3.2 Fractional-open-circuit Algorithmus	63
6.3.3 Vergleich von Perturb & Observe sowie Fractional-open-circuit anhand der Simulationsergebnisse.....	71
6.4 Ausblick auf die Simulation mit einem C-Modell	72
6.4.1 Konfiguration eines C-Projekts für die Verwendung in PORTUNUS	72
6.4.2 Simulation mit dem C-Modell.....	78
7 Fazit.....	79
Literaturverzeichnis.....	81

Einleitung

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll über MPP-Trackingverfahren von Solarzellen recherchiert werden und die gängigsten dieser Verfahren sollen untersucht werden. Wie von der Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle her bekannt ist, verändert sich diese aufgrund von äußeren Einflüssen teils stark. Um diese Veränderungen zu berücksichtigen und den Leistungsoutput einer PV-Anlage zu maximieren, wurden bereits eine Vielzahl von MPP-Trackingverfahren entworfen, welche sich unter anderem in ihrer Komplexität, in ihrer Geschwindigkeit, in der Anzahl der benötigten Sensoren, in der Art der Modulation und in den Kosten unterscheiden. Anhand bestimmter Kriterien, wie das Trackingverhalten bei dynamischen Wettereinflüssen, sollen diese Verfahren untereinander verglichen werden. Es soll eine Übersicht über den derzeitigen Stand der Technik und den Einsatz dieser Methoden in der Industrie gegeben werden. Zusätzlich soll diese Betrachtungsweise auch auf die Einspeisung der Solarzellen auf der Verbraucher/Netzseite Anwendung finden. Hier wird auf heutige Wechselrichtertopologien eingegangen und es soll gezeigt werden, welche dieser Topologien Anwendung finden und welche Vor- und Nachteile diese haben. Im zweiten Teil dieser Arbeit sollen einige der Trackingmethoden mit der Simulationssoftware PORTUNUS simuliert werden. Dabei wird der Fokus auf Anlagen mit kleiner und mittlerer Leistung liegen, wie sie häufig bei Dachanlagen zu finden sind. Zusätzlich soll ein Ausblick auf eine mögliche Implementierung dieser Verfahren mittels Mikrocontrollertechnik gegeben. Hierzu wird ein Trackingalgorithmus in C-Code geschrieben und in PORTUNUS getestet. Durch die Verwendung von C-Code können die verschiedenen MPP-Trackingverfahren leicht im Labor anhand von Mikrocontrollern umgesetzt und getestet werden.

1 Allgemeines zu MPP-Tracking-Verfahren

Es wird ein stationäres System betrachtet. Bei einer konstanten Last würde sich bei konstanter Einstrahlung und konstanter Temperatur ein fester Arbeitspunkt einstellen und es würde eine bestimmte Leistung an die Last abgegeben werden. Diese Leistung ergibt sich aus dem Schnittpunkt der Kennlinie der Solarzelle mit der Kennlinie des Widerstandes. Ändert sich nun die Einstrahlung auf das PV-Modul, ändert sich der Arbeitspunkt und somit auch die an die Last abgegebene Leistung. Die folgende Grafik soll dieses verdeutlichen.

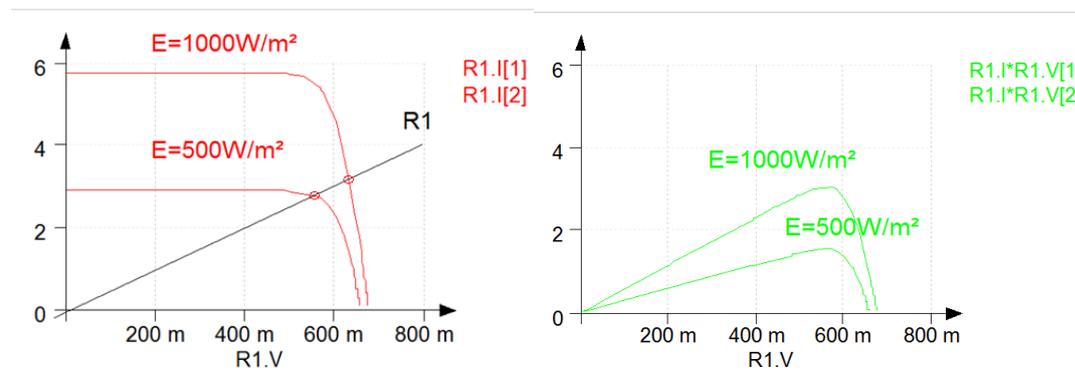


Abbildung 1: Solarzelle an Widerstand, Schnittpunkt der beiden Kennlinien

In der linken Grafik ist zu erkennen, dass für eine Einstrahlung von $E_1 = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ sich der Arbeitspunkt bei einer Spannung von ca. 630 mV einstellt. In der rechten Grafik liegt für diese Spannung der Arbeitspunkt weit außerhalb des MPPs. Für eine Einstrahlung von $E_2 = 500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ hingegen, liegt der Arbeitspunkt bei einer Spannung von ca. 580 mV und somit ungefähr im MPP.

Ob die maximal mögliche Leistung an die Last abgegeben wird oder nicht, hängt hier also von der Einstrahlung und auch von der Last selber ab. Deshalb ist ein MPP-Tracking (MPPT) notwendig, welches dafür sorgt, dass stets die maximal mögliche Leistung für den jeweiligen Betriebsfall abgegeben wird.

Das MPP-Tracking erfolgt in der Regel durch einen Hochsetzsteller, der zwischen das Modul und die Systemlast, beziehungsweise in einer netzgekoppelten Anlage zwischen Modul und Netzeinspeisung eingebracht wird. Bei netzgekoppelten Systemen befindet sich der Hochsetzsteller demnach am Eingang des Wechselrichters.

Der Hochsetzsteller ist in der Abbildung 2 dargestellt. Dieser befindet sich am Ausgang des PV-Moduls und erscheint diesem als annähernd ideale Spannungsquelle mit fast senkrechter Kennlinie. Außerdem ist es möglich die Eingangs- und Ausgangsspannung des Hochsetzstellers durch das Tastverhältnis a zu verändern. Für den Wert $a = 0 \rightarrow T_{Ein} = 0$ ist der Schalter durchgängig geöffnet und die Größe des Ausgangsstromes hängt von der Last ab. Die Spannung am Ausgang des Hochsetzstellers ist annähernd die der Eingangsspannung. Ein Leerlauf des PV-Generators kann mit $a = 0$ nicht erreicht werden, da immer ein lastabhängiger Strom fließen wird. Für den Wert $a = 1 \rightarrow T_{Ein} = 1$ ist der Schalter durchgängig geschlossen. Das bedeutet, dass die Klemmen des PV-Moduls über den Gleichstromwiderstand der Spule L1 fast kurzgeschlossen sind. Durch variieren des Tastverhältnisses a des Hochsetzstellers kann jeder dazwischenliegende Punkt der Kennlinie des PV-Moduls angesteuert werden. Dadurch kann sich

der Arbeitspunkt an äußere Bedingungen anpassen und unabhängig von der Last bzw. der Einstrahlung anhand einer passenden Regelung im MPP liegen.

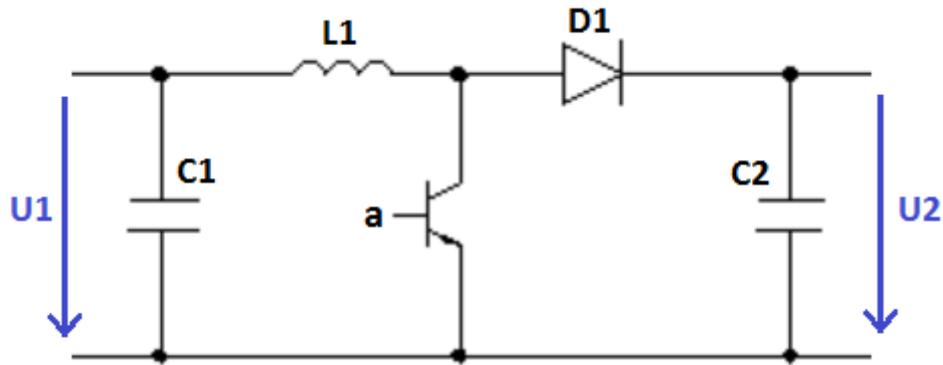


Abbildung 2: Schaltbild eines Hochsetzstellers

Das Spannungsverhältnis $\frac{U_1}{U_2}$ des Hochsetzstellers wird über das Tastverhältnis a des Schalters im Hochsetzsteller realisiert.

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{T_{Takt}}{T_{Aus}} = \frac{1}{T_{Aus} - T_{Takt}} = \frac{1}{1-a} \quad (1.1)$$

$$a = \frac{T_{Ein}}{T_{Takt}} = 1 - \frac{U_1}{U_2} \quad (1.2)$$

Dabei ist T_{Takt} die Periodendauer des Schalters und T_{Ein} beziehungsweise T_{Aus} sind die Ein- und Ausschaltzeiten des Schalters.

2 Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit

Bevor auf die unterschiedlichen Trackingalgorithmen eingegangen wird, sollen verschiedene Faktoren detaillierter betrachtet werden, welche den MPP beeinflussen und vor allem auch, wie schnell und stark diese Faktoren den MPP beeinflussen. Hierzu gab es eine Untersuchung des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme ISE [1].

Die Temperatur des Moduls und die Sonneneinstrahlung sowie Verschattungen sind die am stärksten beeinflussenden Faktoren für den MPP. In der Abbildung 3 ist die Temperaturabhängigkeit einer Solarzelle dargestellt. Wie zu erkennen ist, wird die Kennlinie durch die verschiedenen Temperaturen beträchtlich beeinflusst. Ändert sich also die Temperatur, muss der MPP-Tracker nun den neuen MPP ansteuern. Die Frage ist nun, wie schnell muss dieser auf die sich ändernde Temperatur reagieren? Hierzu ist in der Abbildung 4 ein Diagramm abgebildet, welches den Anstieg der Temperatur eines Solarmoduls darstellt, dessen Sonneneinstrahlung sich von $300 \frac{W}{m^2}$ auf $1000 \frac{W}{m^2}$ erhöht hat. Der gesamte Temperaturanstieg von ca. $35C^\circ$ auf ca. $55C^\circ$ dauert etwa 25 Minuten. Legt man die Kennlinie der Abbildung 3 zugrunde, ändert sich die Spannung des MPP in der Zeit lediglich um ca. $50mV$ oder um $0,0057 \frac{\%}{s}$ bezogen auf eine MPP-Spannung von ca. $580mV$ unter Standard Test Conditions (STC). Dieser Wert variiert selbstverständlich bei verschiedenen Solarzellen, da diese unterschiedliche Temperaturkoeffizienten aufweisen. Größenordnungsmäßig kann er aber als richtig betrachtet werden. Der Korrektheit halber wird angemerkt, dass sich die Zeitkonstante für die Temperaturänderung in Abbildung 4 auf ein komplettes Modul bezieht, in Abbildung 3 aber lediglich eine einzelne Zelle simuliert wurde. Da das Modul aber eine Reihenschaltung von vielen Solarzellen ist, ist die Angabe der prozentualen Änderung auch für das Modul richtig.

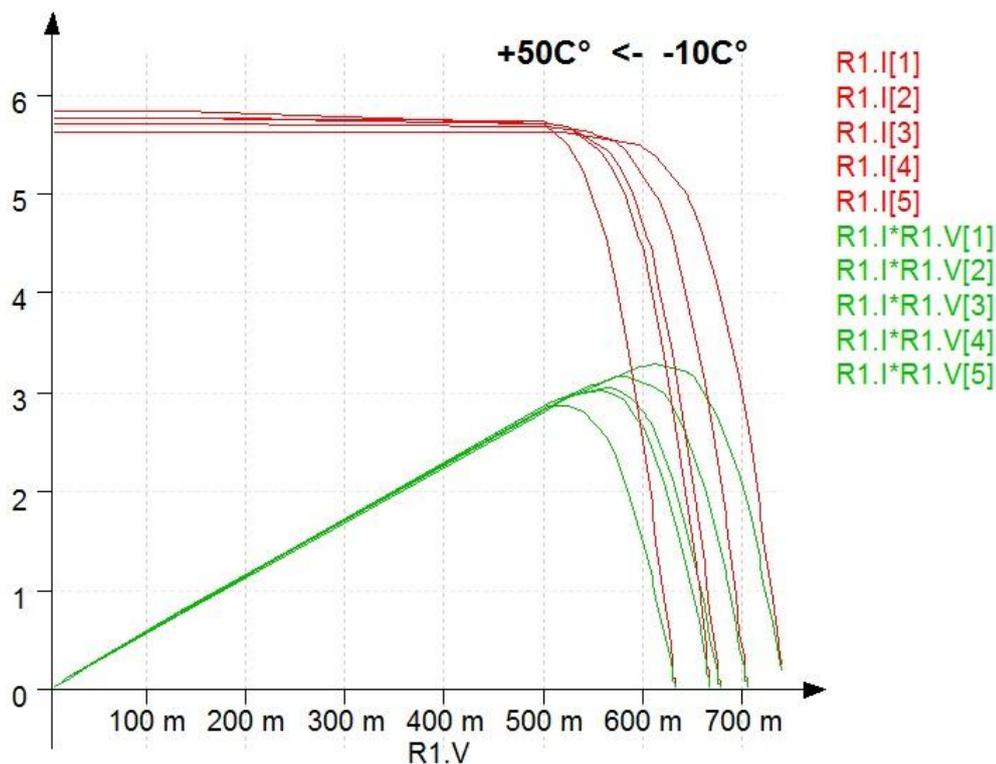


Abbildung 3: Temperaturabhängigkeit einer Solarzelle

2. Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit

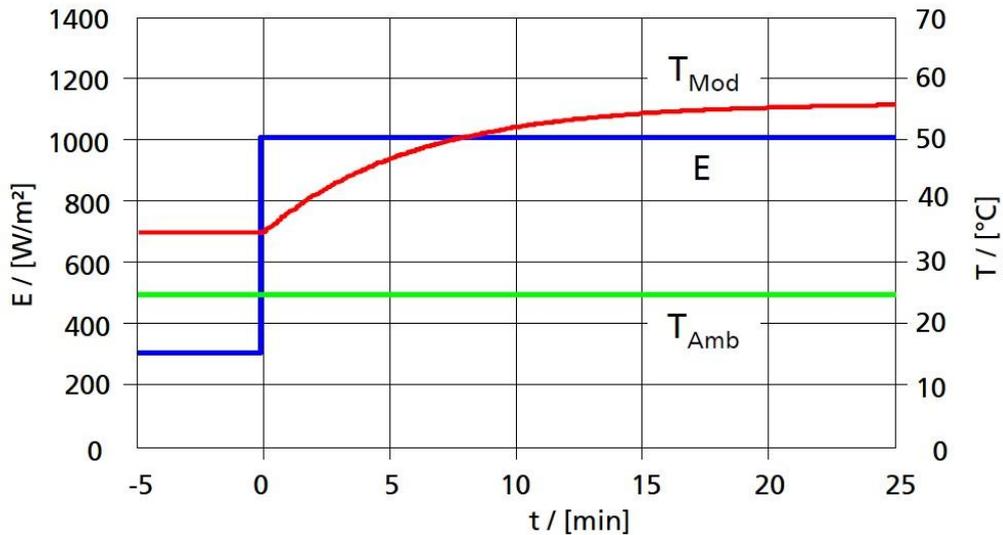


Abbildung 4: Temperaturänderung eines Solarmoduls über die Zeit [1, s. 2]

Als nächstes wird die Abhängigkeit des MPPs von der Sonneneinstrahlung untersucht. Hierzu wurden die in der Abbildung 5 dargestellten Kennlinien an einer realen Solarzelle aufgenommen. Die Temperatur des Moduls wurde hierbei konstant gehalten. Hier zeigt sich, dass für eine Bestrahlungsstärke von $300 \frac{W}{m^2}$ bis $1000 \frac{W}{m^2}$ die MPP-Spannung fast gleich bleibt.

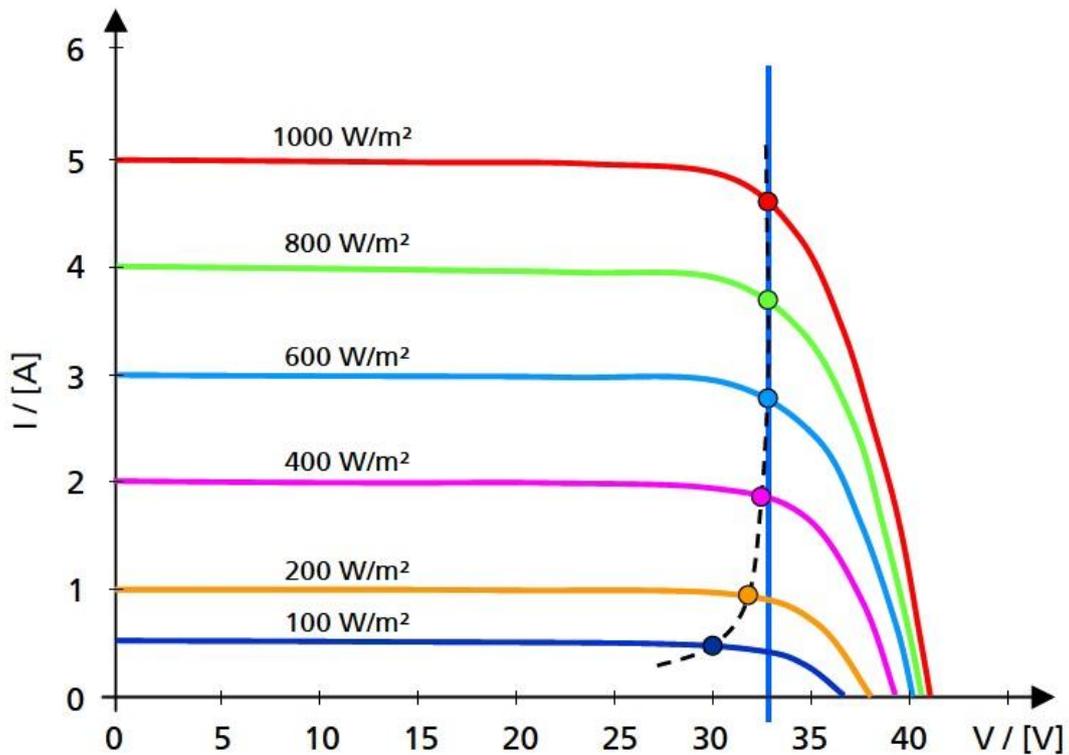


Abbildung 5: MPP-Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung [1, s. 2]

Dieses ist jedoch jener Bereich, in welchem die Sonneneinstrahlung größtenteils variiert. In Abbildung 6 ist die Sonneneinstrahlung über den Tag verteilt dargestellt. Der linke obere Graph wurde an einem klaren Tag ohne Wolken aufgenommen. Der obere rechte Graph an einem klaren

2. Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit

Tag mit einigen vorbeiziehenden Wolken und der untere Graph an einem Tag mit vielen schnell vorbeiziehenden Wolken. Demnach befinden sich selbst an einem Tag mit vielen Wechseln von Sonne und Schatten die meisten Änderungen im zuvor beschriebenen Bereich. Darüber hinaus hat die Deutsche Kommission Elektrotechnik DKE für Tests eine sich maximal ändernde Sonneneinstrahlung von $100 \frac{W}{m^2s}$ festgelegt, da dieses die Wirklichkeit ausreichend nachbildet [1].

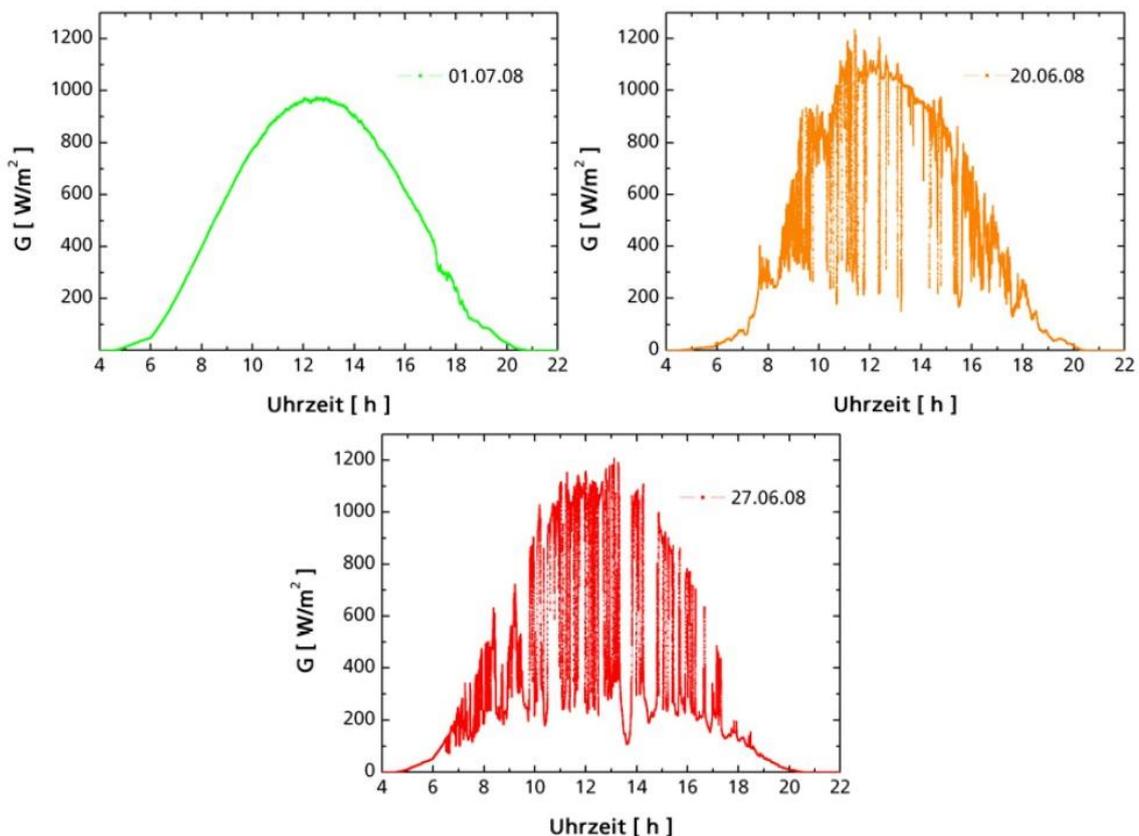


Abbildung 6: Messung der Sonneneinstrahlung an drei verschiedenen Tagen [1, s. 3]

Es ist also festzuhalten, dass die meisten Änderungen der Sonneneinstrahlung nur einen geringen Effekt auf die MPP-Spannung haben, und dass diese Änderungen in der Regel mit einer Geschwindigkeit von $100 \frac{W}{m^2s}$ oder weniger geschehen.

Nachdem die Einflüsse der Temperatur und der wechselnden Sonneneinstrahlung untersucht wurden, muss nun noch darauf eingegangen werden, wie sich Teilverschattungen auf die Kennlinie auswirken. Selbst wenn die Solaranlage an einem optimalen Ort aufgestellt und somit nicht durch benachbarte Objekte verschattet wird, können vorbei ziehende Wolken dennoch Teile der Anlage verschatten. Die dabei entstehende Kennlinie ist in Abbildung 7 dargestellt. Da die Ränder der Wolken weniger Licht blocken als der Kern einer Wolke, ergeben sich auf dem Modul unterschiedlich stark bestrahlte Zonen, die sich mit einer entsprechenden Geschwindigkeit der Wolke über das Modul bewegen. Dieses führt zu unterschiedlichem Ansprechen der Bypassdioden und zu der dargestellten Welligkeit der Kurve. Wie man erkennen kann, verändert auch eine vorbeiziehende Wolke analog zu Abbildung 5 die MPP-Spannung kaum. Nur für starke Verschattungen kann es vorkommen, dass der MPP sich ebenfalls stark verändert. Dieses kann an der unteren roten Kennlinie in der Abbildung 7 beobachtet werden. In dem Versuch des

2. Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit

Fraunhofer Instituts wurde dieses jedoch nur sehr selten und auch nur für sehr kurze Zeiträume beobachtet.

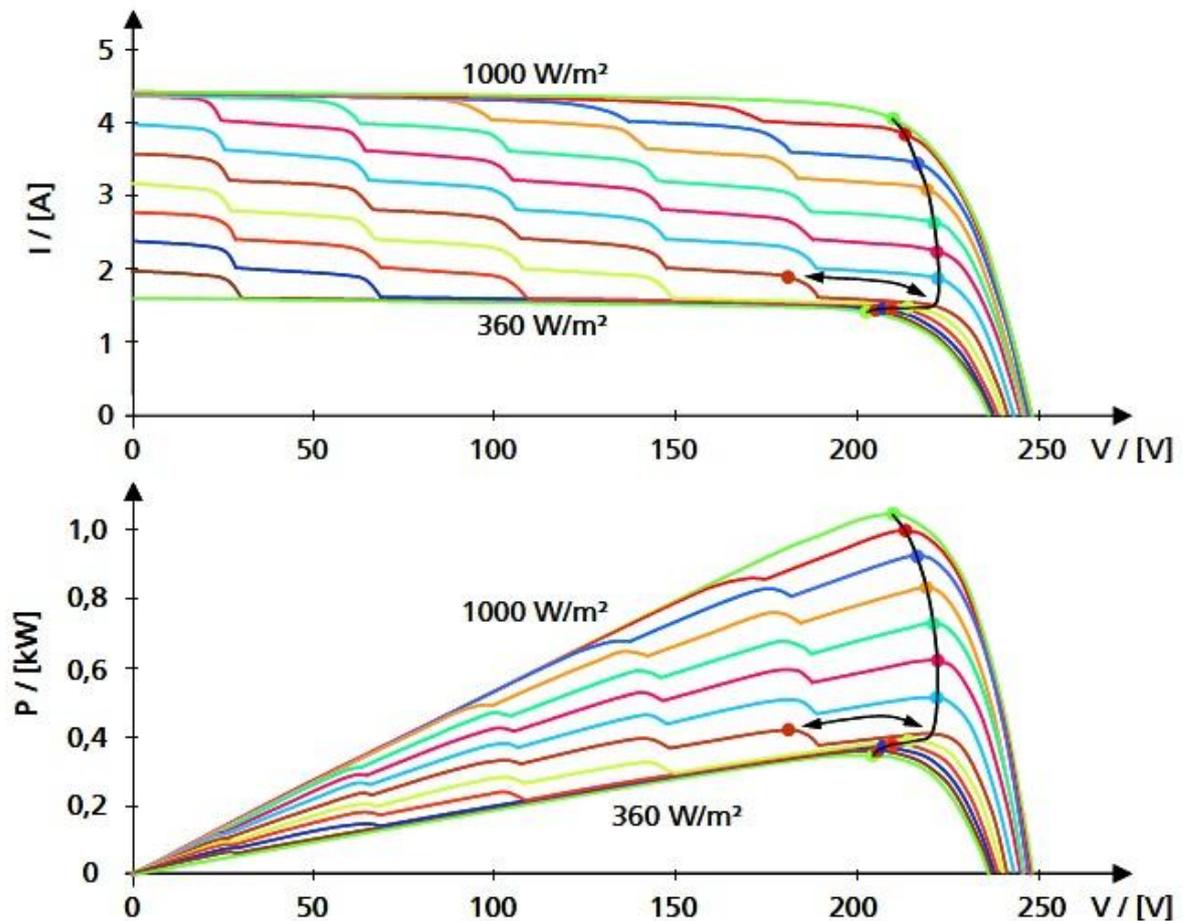


Abbildung 7: Kennlinie einer PV-Anlage mit vorbeiziehenden Wolken [1, s. 3]

Um die durch vorbeiziehende Wolken verursachten Verluste zu bestimmen, wurden an einer PV-Anlage Messungen durchgeführt. Die Anlage bestand aus mehreren der Länge nach aneinander gereihten Modulen, wodurch eine entsprechende Gesamtlänge erreicht wurde. Dadurch war der Effekt der vorbeiziehenden Wolken auf einzelne Module besser messbar. Anhand einer elektronischen Last wurden zu jedem Zeitpunkt zusätzlich die Strom-Spannungs-Kurven der Anlage aufgezeichnet. Als Referenztage dienten die in Abbildung 6 dargestellten Tagesverläufe.

Als ersten Schritt wurde die Energie berechnet, welche die Anlage an den Testtagen erzeugt hätte, wenn diese zu jedem Zeitpunkt im MPP betrieben worden wäre. Dieses geschieht über die aufgezeichneten I-U-Kennlinien. Als nächsten Schritt wurde der Energieertrag berechnet, den die Anlage bei Betrieb mit einer fest eingestellten Spannung erzeugt hätte. Dieser Energieertrag wurde anschließend mit dem optimalen Wert aus dem ersten Schritt verglichen. Der dabei entstehende Anpassungswirkungsgrad ist zusammen mit der Modulspannung in der Abbildung 8 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass bei entsprechender Wahl einer optimalen festen Spannung bereits Anpassungswirkungsgrade von $\sim 98\%$ erreicht werden können und zwar für alle drei Testtage. Dieses ist sicherlich darauf zurückzuführen, dass die MPP-Spannung für große Bereiche fast konstant bleibt.

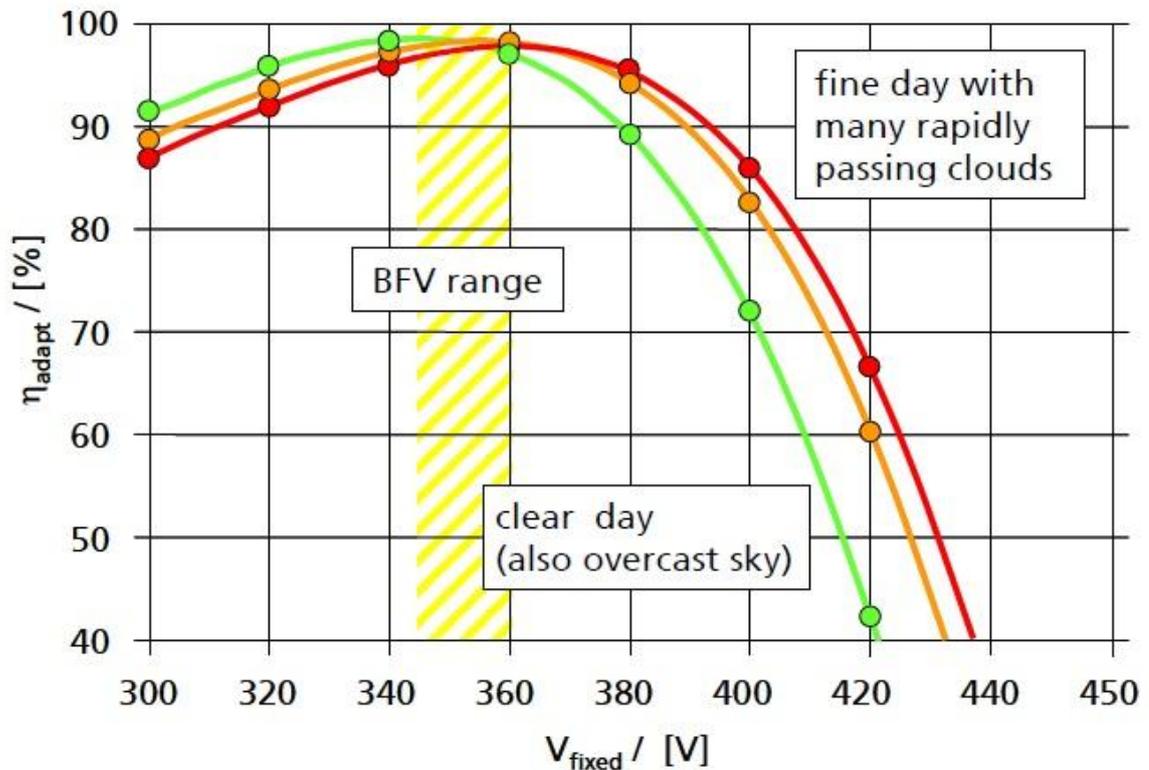


Abbildung 8: Betrieb der Testanlage mit festen Spannungen [1, s. 3]

Als letzten Schritt wurde nun die Auswirkung der Trackinggeschwindigkeit untersucht. Hierfür wurde ein idealer MPP-Tracker benutzt. Dieser stellte, anhand der durch die elektronische Last gemessenen Kurvenschar, den bekannten MPP ein. Die Geschwindigkeit mit welcher dieses erfolgte konnte in Volt pro Sekunde oder in Prozent der normalen MPP-Spannung pro Sekunde eingestellt werden. Die optimale feste Spannung aus dem vorherigen Versuch stellte den Startwert für das Tracking dar. War die Trackinggeschwindigkeit zu langsam, wurde der Startwert kaum verlassen. Es wurden ähnliche Ergebnisse erzielt wie bei dem Betrieb mit fester Spannung. Je schneller die Geschwindigkeit gewählt wurde, desto näher wurde der Wert von 100% für den Trackingwirkungsgrad erreicht. Jedoch kann dieser Wert ab einer Änderungsgeschwindigkeit von $0,1 \frac{\%}{s}$ der normalen MPP-Spannung kaum noch weiter gesteigert werden. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 9 dargestellt. Eine vernünftige Geschwindigkeit liegt demnach zwischen $0,1 \frac{\%}{s}$ und $1 \frac{\%}{s}$ der normalen MPP-Spannung.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Änderungen in der Temperatur zwar große Änderungen in der MPP-Spannung bewirken, diese Änderungen aber sehr langsam sind. Veränderungen in der Sonneneinstrahlung verändern zwar die I-U-Kennlinie stark, haben aber oftmals nur einen geringen Einfluss auf die MPP-Spannung. Gleichmäßig vorbeiziehende Wolken haben normalerweise ebenfalls kaum einen Einfluss auf die MPP-Spannung. In seltenen Fällen kann dieses den MPP jedoch stark verschieben (vgl. Abbildung 7). Dieser Effekt tritt dabei meist nur kurzzeitig und selten auf. Somit wurde gezeigt, dass eine Erhöhung der Trackinggeschwindigkeit ab einem gewissen Punkt keine Verbesserung des Trackingwirkungsgrades nach sich zieht. Die Geschwindigkeit eines Trackingalgorithmus für den Trackingwirkungsgrad ist also nicht der wichtigste Faktor.

2. Untersuchung der notwendigen Trackinggeschwindigkeit

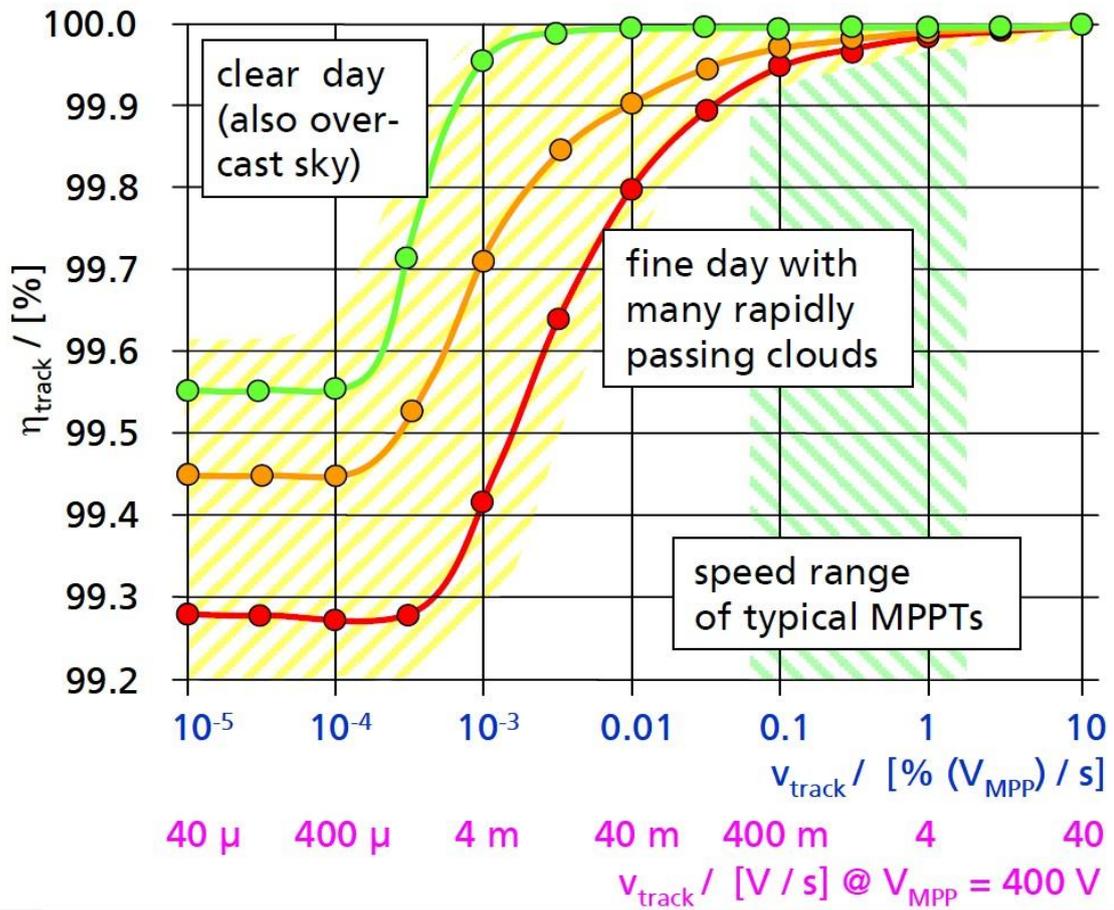


Abbildung 9: Auswirkung verschiedener Trackinggeschwindigkeiten auf den Trackingwirkungsgrad [1, s. 4]

3 Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren

Im Folgenden sollen verschiedenen MPP-Trackingverfahren vorgestellt und untersucht werden. Die hier vorgestellten Verfahren sind keineswegs vollständig und es gibt viele weitere Verfahren oder auch ähnliche Verfahren mit gewissen Modifikationen. Da es eine große Vielzahl von Verfahren gibt und die tatsächliche Anwendung vieler Verfahren nur schwer nachgeprüft werden kann, ist eine genaue Auswahl der hier vorzustellenden Verfahren schwierig. Die Auswahl der hier vorgestellten Verfahren erfolgte nach Referenzen in Publikationen und wissenschaftlichen Texten, sowie aufgrund von Fachgesprächen mit Personen aus dem Bereich der Photovoltaik in der Industrie. Auswahlkriterien waren unter anderem die Bekanntheit des Verfahrens, die Umsetzbarkeit sowie die tatsächliche Anwendung in Wechselrichtern.

Die in dieser Arbeit vorgestellten Verfahren lassen sich in zwei Gruppen einteilen. Die Gruppe der modellbasierten Verfahren, sowie die Gruppe der Gradientenverfahren. Die Vor- sowie Nachteile dieser Verfahren werden im Folgenden vorgestellt.

3.1 Gradientenverfahren

Gradientenverfahren sind als solche zu erkennen, dadurch dass sie sich auf der Leistungskennlinie vor- und zurück bewegen. Dabei versuchen sie zum Beispiel anhand der Steigung der Kennlinie das Maximum zu finden. Im Gegensatz zu modellbasierten Verfahren sind die Gradientenverfahren unabhängig vom PV-Modul. Das heißt Veränderungen am Modul, hervorgerufen beispielsweise durch Alterung, beeinflussen das Auffinden des MPPs nicht. In der Regel sind keine genauen Kenntnisse der Parameter des Moduls notwendig. Nachfolgend werden drei dieser Verfahren vorgestellt.

3.1.1 Perturb & Observe

Auf diese Methode, welche auch als "leap frog" oder im deutschen als "Suchschwingverfahren" bekannt ist, wurde unter anderem von Mohamed Azab [2] und Juha Huusari [3] verwiesen. Da diese Methode allerdings sehr bekannt und weit verbreitet ist, gibt es noch weitere Autoren, die sich auf diese Methode beziehen. Darüber hinaus ist dieses Verfahren das wohl am häufigsten verwendete Verfahren zum MPP-Tracking[4]. In der einfachsten Form von Perturb & Observe wird periodisch die Spannung des Moduls verändert. Wird die Schrittweite allerdings zu klein gewählt, kann die Veränderung in der Messungenauigkeit verschwinden und der Algorithmus wird nicht zuverlässig funktionieren. Bei der Spannungsveränderung stellt sich ein neuer Arbeitspunkt des Moduls ein und es wird gemessen, ob sich die abgegebene Leistung des Moduls erhöht oder verringert. Erhöht sich die Leistung, erfolgt die nächste Spannungsveränderung in die gleiche Richtung wie die vorherige Änderung. Verringert sich die Leistung, wird die Spannung in entgegengesetzte Richtung verändert. Die Größe der Veränderung sollte klein gewählt werden, um bei gefundenem MPP nicht zu weit wieder aus diesem heraus zu springen. Bei einer Simulation mit PORTUNUS an einem Modul mit $U_{mpp} \approx 41V$ wurde in Anlehnung an Kapitel 2 einer Schrittweite von $\Delta a = 0,001$ und eine Dauer zwischen den Schritten von $t = 50ms$ gewählt, um eine Trackinggeschwindigkeit von ca. $0,1 \frac{\%}{s}$ bis $1 \frac{\%}{s}$ der normalen MPP-Spannung zu erreichen. Wird eine größeres Δa gewählt, kann die Dauer zwischen den Schritten ebenfalls erhöht werden oder umgekehrt. Diese Werte sollen nur einen groben Überblick über die Größe der Schritte und die Dauer zwischen diesen vermitteln. An einem anderen Modell müssten diese sehr wahrscheinlich angepasst werden.

Bei dieser Methode wird der Arbeitspunkt schließlich in Richtung des Maximums laufen und sich um dieses einpendeln. Hierbei ist es allerdings nicht ausgeschlossen, dass es sich lediglich um ein lokales Maximum handelt. Ist zum Beispiel die PV-Anlage zum Teil verschattet und sind Bypassdioden verbaut, gibt es neben dem absoluten Maximum auch ein oder mehrere lokale Maxima [5]. Dieses ist in der nachfolgenden Abbildung zu sehen.

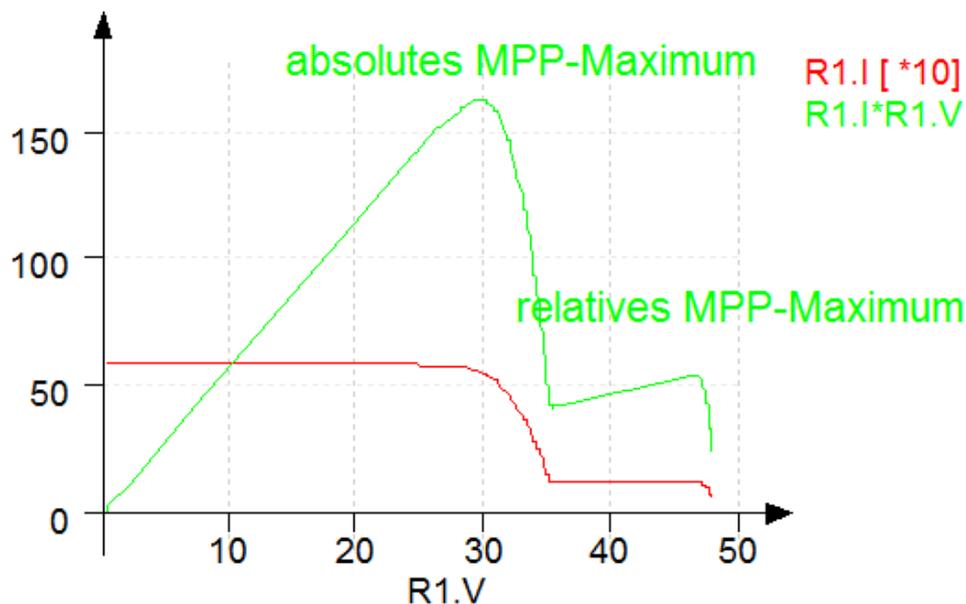


Abbildung 10: Darstellung von mehreren MPP-Maxima bei teilweiser Verschattung

Das absolute Maximum kann mit dieser Methode nicht sicher gefunden werden. Befindet sich der MPP-Tracker in einem lokalen Maximum, wird dieser Punkt mit dieser Methode nicht verlassen werden können und ein globales Maximum wird nicht gefunden. Hierfür wird ein sogenannter I-V Curve Sweep benötigt. Dieser wird im anschließenden Kapitel beschrieben.

Vorher soll aber noch darauf hingewiesen werden, dass im Zusammenhang mit Perturb & Observe auch häufig von der Methode Hill Climbing gesprochen wird. Der Unterschied zwischen diesen beiden Methoden besteht darin, dass bei Hill Climbing die schrittweise Veränderung des Arbeitspunktes durch eine Veränderung des Tastverhältnisses α bei dem Hochsetzsteller realisiert wird. Wie bereits besprochen, wird stattdessen bei Perturb & Observe die Spannung am Modul verändert. Befindet sich der Hochsetzsteller allerdings direkt am Modul wie es normalerweise der Fall ist, erfolgt die Veränderung der Modulspannung über die Veränderung des Tastverhältnisses α des Hochsetzstellers. Somit sind Hill Climbing und Perturb & Observe zwei verschiedene Namen für die selbe Verfahrensweise [6].

3.1.1.1 Modifikationen von Perturb & Observe

Insgesamt gibt es für das Verfahren Perturb & Observe mehrere Modifikationen, die hier nicht alle betrachtet werden können. Viele Modifikationen bestehen jedoch nur aus kleineren Optimierungen. So wird beispielsweise häufig eine variable Schrittweite des Tastverhältnisses α realisiert. Dabei wird bei einem großen Delta des alten und neuen Leistungswertes eine größere Veränderung des Tastverhältnisses realisiert, als bei einem kleineren Delta. Hierdurch wird ein schnelleres Auffinden der Umgebung des MPPs erreicht und ein zu großes Springen um diesen

verhindert. Durch eine generelle kleine Schrittweite kann allerdings ein ähnliches Ergebnis erreicht werden. Eine echte Modifikation stellt das nachfolgende Verfahren dar.

Three-point Weight Comparison

Da das Verfahren Perturb & Observe nicht feststellen kann, ob es tatsächlich den MPP gefunden hat pendelt es immer um dieses herum. Unter sehr stark wechselnden Strahlungsverhältnissen führt dieses häufig zu einem unkontrollierten Verhalten des Systems. In der Abbildung 11 sind beispielhafte P-V Kurven dargestellt. Im Normalfall pendelt der Arbeitspunkt vom Punkt B zu Punkt A zu Punkt C und zurück zu Punkt A etc. Wenn nun allerdings die Sonneneinstrahlung in dem Moment zunimmt, indem der Arbeitspunkt von Punkt A zu Punkt B springen würde, springt dieser stattdessen zu Punkt D springen. Aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung steigt die Leistung und der Algorithmus verschiebt den Punkt weiter in diese Richtung und somit weg vom eigentlichen MPP. Nimmt die Einstrahlung noch weiter zu, würde der Arbeitspunkt zu G springen. Die Leistung hätte sich wieder erhöht und der nächster Punkt wird der Arbeitspunkt I, sollte sich die Einstrahlung nicht erneut geändert haben. Erst jetzt würde der Arbeitspunkt wieder zum eigentlichen MPP zurück laufen. Aufgrund dieser Mechanik kann es bei schnell wechselnder Einstrahlung zu Leistungsverlusten kommen [7].

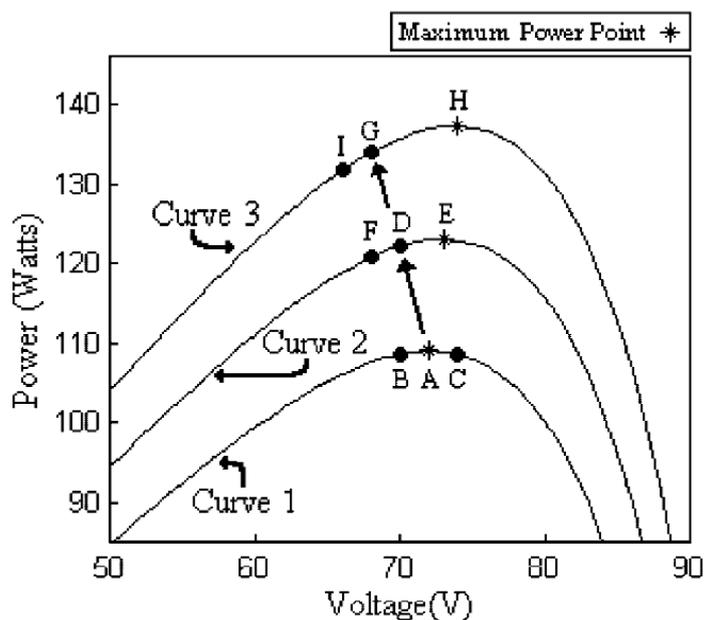


Abbildung 11: Veranschaulichung von sprunghaftem Verhalten bei stark wechselnder Sonneneinstrahlung [7 s. 4]

Dieses Phänomen kann allerdings durch die Three-point Weight Comparison Methode (gewichtete Dreipunkt-Methode) verhindert werden, welche von Joe-Air Jiang et al. beschrieben wurde [8]. Diese Methode ersetzt den ursprünglichen Algorithmus, bei welchem immer nur die Leistung des aktuellen Punktes, mit der Leistung des durch Veränderung der Spannung herbeigeführten neuen Punktes verglichen wird. Bei dieser Methode werden drei Punkte auf der P-V Kurve gemessen. Die Punkte die gemessen werden sind der momentane Arbeitspunkt A, ein Punkt B der von Punkt A aus durch einen einfachen Arbeitspunktveränderungsschritt erreicht wurde und einen Punkt C, der vom Punkt B aus durch einen zweifachen Arbeitspunktveränderungsschritt in entgegengesetzter Richtung erreicht wurde. Dabei können die

Leistungen der einzelnen Messpunkte in neun verschiedenen Kombinationen zueinander stehen. Diese sind in der Abbildung 12 dargestellt. Dabei gilt, wenn die Leistung von Punkt B größer oder gleich ist als die von Punkt A, bekommt dieser Schritt eine positive Gewichtung. Andernfalls bekommt dieser eine negative Gewichtung. Wenn die Leistung im Punkt A größer oder gleich ist als die Leistung im Punkt C, bekommt dieser Schritt eine positive Gewichtung. Andernfalls bekommt dieser eine negative Gewichtung. Wenn von den drei gemessenen Punkten zwei Schritte eine positive Gewichtung haben, muss die Spannung erhöht werden. Haben zwei eine negative Gewichtung muss die Spannung verringert werden. Ist ein Schritt positiv und ein Schritt negativ (z.B. erste Reihe in Abbildung 12 der zweite Fall) wurde der MPP gefunden oder es gab eine Veränderung der Sonneneinstrahlung, wodurch sich die Leistung verändert hat (z.B. dritte Reihe in Abbildung 12 der zweite Fall).

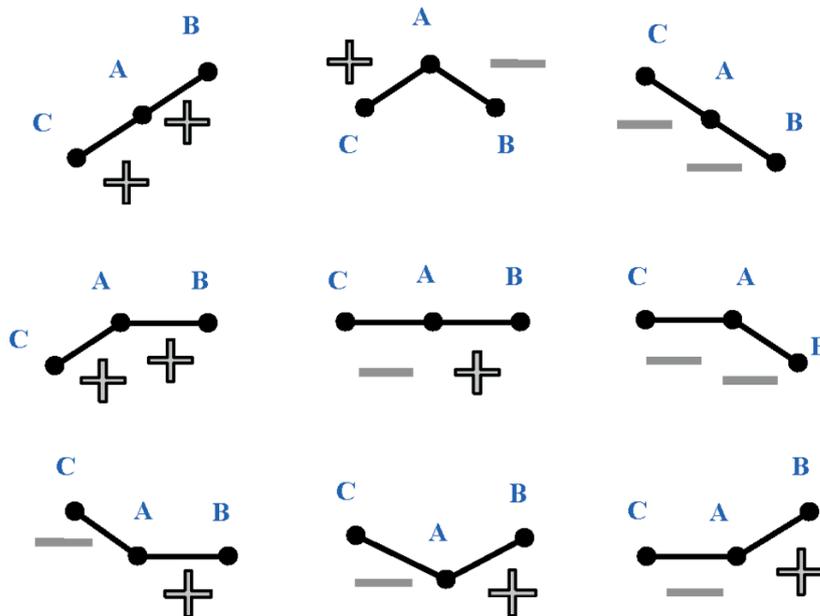


Abbildung 12: Die Möglichkeiten der Three-point Weight Comparison Methode [8, s. 3]

Je nach vorliegendem Fall kann dann entschieden werden, ob eine Spannungserhöhung, eine Spannungsverringernug oder keine Veränderung erfolgen soll. Kein Änderung soll erfolgen, wenn entweder der MPP gefunden wurde, oder aber sich die Einstrahlung geändert hat und somit keine eindeutige Aussage über die Auswirkung der Spannungsveränderung getroffen werden kann.

3.1.2 Incremental Conductance

Dieses Verfahren wird unter anderem von D. P. Hohm und M. E. Ropp [7] beschrieben. Die Methode basiert auf der Tatsache, dass im Punkt der maximalen Leistung das Differential der Leistungskurve gleich null ist. Es gilt also:

$$\frac{dP}{dV} = 0 \tag{3.1}$$

mit $P = VI$ gilt:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0 \tag{3.2}$$

Umgestellt ergibt sich:

3. Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren

$$-\frac{I}{V} = \frac{dI}{dV} \quad (3.3)$$

Die linke Seite der Gleichung stellt den momentanen Leitwert dar, während die rechte Seite der Gleichung den inkrementellen Leitwert wieder gibt. Für die Suche nach dem MPP ergeben sich nun drei wichtige Gleichungen.

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \text{ im MPP} \quad (3.4)$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \text{ links vom MPP} \quad (3.5)$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \text{ rechts vom MPP} \quad (3.6)$$

Die Gleichungen 3.5 und 3.6 werden benötigt um zu berechnen, in welcher Richtung der MPP liegt und wie die Spannung verändert werden muss. Eine Veränderung der Spannung wird dann solange in diese Richtung durchgeführt, bis die Gleichung 3.4 erfüllt ist.

Diese Methode arbeitet nach folgendem Algorithmus:

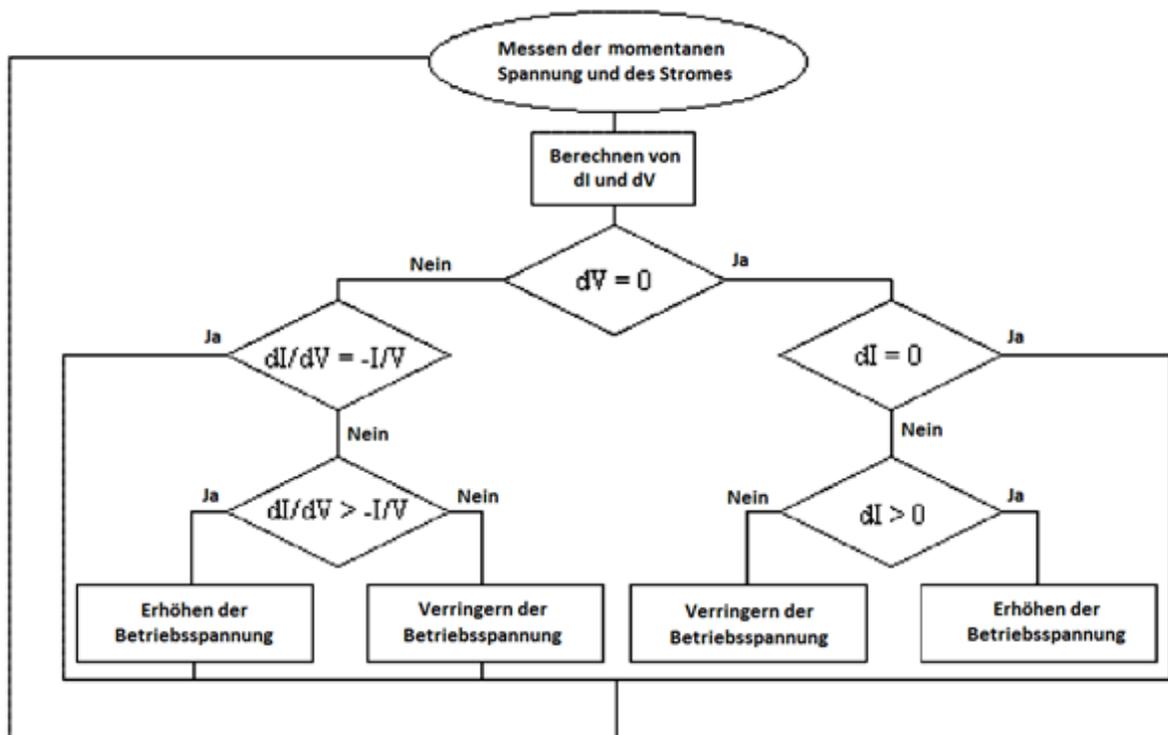


Abbildung 13: Algorithmus zu Incremental Conductance

Zu Anfang wird der momentane Strom und die Spannung gemessen. Anschließend wird dI und dV anhand der gemessenen Werte aus dem vorherigen Durchlauf des Algorithmus berechnet. Handelt es sich um den ersten Durchlauf des Algorithmus, können die vorherigen Werte zum Beispiel auf null gesetzt werden. Das hätte allerdings zur Folge, dass im ersten Durchlauf immer eine Erhöhung der Betriebsspannung vorgenommen wird. Im zweiten Durchlauf würde der Algorithmus dann jedoch entsprechend der Berechnungen die Spannung in die richtige Richtung verändern. Dieses geschieht solange, bis schließlich die Gleichung 3.4 erfüllt ist und sich die Anlage im MPP befindet. Befindet sich die Anlage im MPP und ergibt sich aus den Berechnungen

das gilt $dV = 0$ und $dI = 0$ bedeutet dieses, dass sich keine Veränderungen bezüglich Temperatur oder der Sonneneinstrahlung ergeben haben. Die Anlage befindet sich also noch immer im MPP. Es muss keine Spannungsveränderung herbei geführt werden. Ist beispielsweise $dV = 0$ und $dI > 0$, hat die Sonneneinstrahlung zugenommen und die MPP-Spannung wurde nach oben verschoben. Der Algorithmus muss also ebenfalls mit einer Erhöhung der Betriebsspannung reagieren. Entsprechendes gilt für die anderen Fälle.

In der Praxis sollte darauf geachtet werden, dass anstelle die Gleichungen gleich null zu setzten, sie stattdessen mit einer gewissen Toleranz versehen werden. Ansonsten würde die Gleichung mit hoher Wahrscheinlichkeit nie erfüllt werden und es würde genau wie bei Perturb & Observe um den MPP gesprungen werden, oder bei einer Änderung der Sonneneinstrahlung wäre beispielsweise auch $dV = 0$ nicht mehr erfüllt, da sich auch immer die Spannung leicht ändert. Ein weiterer Punkt der beachtet werden sollte ist, dass statt mit Differentialen mit Differenzen gerechnet werden sollte. Zum Einen tritt an realen Modulen Rauschen auf. Dieses könnte unter Umständen bereits bloß durch Messtoleranzen hervorgerufen werden. Durch dieses Rauschen können die Ergebnisse der Ableitung verfälscht werden. Zum Anderen ist es nicht ohne weiteres möglich die Ableitung zu bilden. Wird stattdessen die Steigung mittels eines Deltas berechnet, wirkt sich auch das Rauschen nicht mehr so stark aus.

Positiv an dieser Methode ist, dass diese tatsächlich die Richtung berechnen kann in welche die Veränderung erfolgen muss. Das heißt im Gegensatz zu Perturb & Observe kann diese Methode nicht erst in die falsche Richtung Veränderungen durchführen. Auch pendelt diese Methode nicht um den MPP herum, wenn er einmal gefunden wurde. Eine eventuelle Leistungssteigerung gegenüber einem optimierten Perturb & Observe ist allerdings nicht zu erwarten, da Änderungen im nahen Umfeld des MPP sich kennlinienbedingt nur minimal auf die Leistung auswirken.

3.1.3 Parasitic Capacitance

Auch dieses Verfahren wurde von D. P. Hohm and M. E. Ropp [7] beschrieben und schließt an das vorherige Verfahren an. Dieses ist ähnlich wie die in Kapitel 3.1.2 beschriebene Incremental Conductance Methode. Zusätzlich wird allerdings noch der Einfluss auf die parasitäre Kapazität C_p betrachtet welche sich aus dem p-n Übergang der Solarzelle ergibt. Der Strom einer Solarzelle ergibt sich zu:

$$I = I_{ph} - I_D = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{U_D}{n \cdot U_T}} - 1 \right) \quad (3.7)$$

Fügt man nun die Gleichung für den Strom durch die Kapazität C_p hinzu, erhält man folgende Gleichung:

$$I = I_{ph} - I_D = I_{PH} - I_S * \left(e^{\frac{U_D}{n \cdot U_T}} - 1 \right) + C_p \frac{dv_p}{dt} = F(v_p) + C_p \frac{dv_p}{dt} \quad (3.8)$$

Die rechte Seite der Gleichung dient nur zu Veranschaulichung. Der Strom I ist also eine Funktion der Spannung sowie der parasitären Kapazität. Der inkrementelle Leitwert g_p ergibt anhand dieser Notation zu $\frac{dF(v_p)}{dv_p}$ und der momentane Leitwert g_L ergibt sich zu $\frac{-F(v_p)}{v_p}$. Wie bereits bekannt ist, befindet sich der MPP bei $\frac{dP}{dv_p} = 0$. Um nun also eine Aussage über die Leistung treffen zu können, wird die Gleichung 3.8 mit der Spannung des Moduls multipliziert.

Anschließend wird diese Gleichung differenziert und man hält eine Gleichung für die Leistung im MPP.

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\dot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (3.9)$$

In dieser Gleichung findet sich der inkrementelle Leitwert g_p auf der linken Seite sowie der momentane Leitwert g_L auf der rechten Seite wieder. Setzt man den mittleren Term der parasitären Kapazität gleich null, erhält man die Gleichung 3.4, welche bereits bei Incremental Conductance verwendet wurde.

Da die Auflösung der oben beschriebenen Gleichung jedoch mathematisch aufwendig ist, soll hier nicht weiter darauf eingegangen werden. Neben der Komplexität liegt ein weiterer Nachteil darin, dass die parasitäre Kapazität in einem einzigen Modul sehr gering ist. Zusätzlich bildet der Kondensator am Eingang des Hochsetzstellers einen Filter, welcher die Effekte der einzelnen parasitären Kapazitäten auf das Modul abschwächt. Ein ausreichend großer Effekt der messbar ist tritt nur ein, wenn viele Module parallel geschaltet werden. Somit bietet sich diese Methode nur für große bis sehr große PV-Anlagen an. Da hier aber das Augenmerk auf kleineren Anlagen liegen soll, wird dieser Algorithmus nicht weiter vertieft. Ein Lösungsweg über einen eigenen Algorithmus zur Auflösung der Gleichung 3.9 ist in [7] gegeben.

Anhand dieses Verfahrens erkennt man, dass MPP-Trackingverfahren fast beliebig kompliziert gestaltet werden können. Wie sich später allerdings zeigen wird, führt dieses nicht automatisch zu einem besseren Trackingverhalten und kann sogar durch die komplexe Mathematik dazu führen, dass es in der Praxis nur schlecht angewendet werden kann (vgl. Kapitel 3.3).

3.1.4 Two-Stage MPP-Trackingverfahren

Da die bisher vorgestellten Verfahren von sich aus nur lokal arbeiten, können diese nicht erkennen, ob zum Beispiel durch Teilverschüttungen ein weiteres Maximum existiert und eventuell nicht im MPP gearbeitet wird. Bei dem Two-Stage MPP-Trackingverfahren geht es grundlegend darum, dass in einem ersten Schritt (first stage oder auch I-V Curve Sweep) die Umgebung des globalen Maximums gesucht wird. Dieser gefundene Punkt wird dann angesteuert. Im zweiten Schritt (second stage) wird dann mit einem der beschriebenen Gradientenverfahren der Punkt der maximalen Leistung gesucht.

Der erste Schritt kann unterschiedlich ausgeführt sein. Normalerweise führt der Algorithmus periodisch in festgelegten Intervallen Suchdurchläufe durch. Dieses geschieht, indem die Spannung von der Leerlaufspannung aus reduziert wird. Dabei werden jeweils die Leistungswerte zu den dazugehörigen Spannungswerten gespeichert und abschließend wird diese Spannung angefahren, in der die Leistung maximal war. Dadurch ist es möglich ein lokales Maximum zu verlassen und den Arbeitspunkt wieder in ein globales Maximum zu schieben. Dieses hat allerdings zur Folge, dass viele Suchdurchläufe, welche ja aufgrund des einmaligen Curve Sweeps mit Leistungsverlust verbunden sind, unnötig sind. Dieses kommt daher, dass sich die Sonneneinstrahlung eventuell gar nicht dahingehend verändert hat, dass es zusätzlich ein lokales Maximum gibt. Hierbei muss abgewägt werden, wie häufig der erste Suchdurchlauf erfolgen soll. Eine hohe Anzahl von Suchdurchläufen führt zwar zu einem besseren Trackingverhalten des MPP bei häufig wechselnder Bewölkung, bei relativ konstanten Wetterbedingungen wird aber Leistung verschenkt. Deshalb ist es in der Regel auch möglich, die Zykluszeit der Suchdurchläufe manuell an die jeweilige Anlage und deren Schattencharakteristik anzupassen. Durch Optimierungen kann

der entstehende Leistungsverlust wesentlich begrenzt werden [9]. Eine andere Möglichkeit ist die externe Triggerung. Dabei misst man die Einstrahlung auf die Module. Erst wenn sich hier Abweichungen ergeben, die eine große Veränderung des MPPs bewirken, wird der Suchalgorithmus gestartet. Dadurch wird ein Leistungsverlust durch unnötige Suchdurchläufe vermieden. Andererseits muss in zusätzliche Sensoren investiert werden. Die meisten Verfahren arbeiten nach dem Prinzip des periodischen Suchdurchlaufs [4] [9].

Wurde im ersten Schritt nun die Umgebung des globalen Maximums gefunden, kann im zweiten Schritt eine der zuvor beschriebene MPPT-Methoden oder weitere Methoden verwendet werden, um den exakten MPP zu finde.

3.2 Modellbasierte Verfahren

Modellbasierte Verfahren beruhen in der Regel darauf, dass alle oder ein Teil der Parameter des Solarmoduls bekannt sind. Hierdurch lässt sich dann durch die mathematische Beschreibung eines Moduls der MPP berechnen, ohne das ein großer Aufwand mittels Mess- und Regelungstechnik betrieben werden muss. Aus diesem Grund sind diese Verfahren normalerweise abhängig von den eingesetzten PV-Modulen, da diese unterschiedliche Parameter aufweisen. Bei exakter Kenntnis der Parameter könnte allerdings ein sehr gutes Trackingverhalten realisiert werden.

3.2.1 Fractional-open-circuit voltage und fractional-short-circuit current

Diese Methode wurde unter anderem von Mohamed Azab [2] und Trishan Eram sowie Patrick L. Chapman [10] thematisiert. Unter einer annähernd konstanten bzw. einer sich nur sehr langsam ändernden Sonneneinstrahlung kann der MPP durch eine Näherung relativ genau gefunden werden. Dieses geschieht aufgrund einer Annahme, dass die Spannung im MPP (U_{mpp}) linear mit der Leerlaufspannung des Moduls (U_{oc}) zusammenhängt z.B. $U_{mpp} = k * U_{oc}$ (*Fractional-open-circuit voltage*). Die gleiche Annahme kann auch für den Kurzschlussstrom I_k getroffen werden. (*Fractional-short-circuit current*). Man würde hierbei also über das Tastverhältnis a die Eingangsspannung des Hochsetzstellers auf den Wert $U_{mpp} = k * U_{oc}$ einstellen wobei k ein Faktor wäre den man vorher ermitteln müsste. Dieser könnte für ein Modul unter Laborbedingungen ermittelt werden indem der Faktor k solange verändert wird, bis $U_{mpp} * I_{mpp} = P_{max}$ mit $U_{mpp} = k * U_{oc}$ gilt und würde dann für alle baugleichen Module gelten. Bisher hat sich gezeigt, dass mit Werten von 0,73 bis 0,8 für k gute Ergebnisse erzielt wurden [7]. Die Leerlaufspannung U_{oc} wird während des laufenden Betriebs der PV-Anlage ermittelt, indem die Last kurzzeitig abgekoppelt wird und die PV-Anlage im Leerlauf betrieben wird. Der Algorithmus ist in der Abbildung 14 dargestellt.

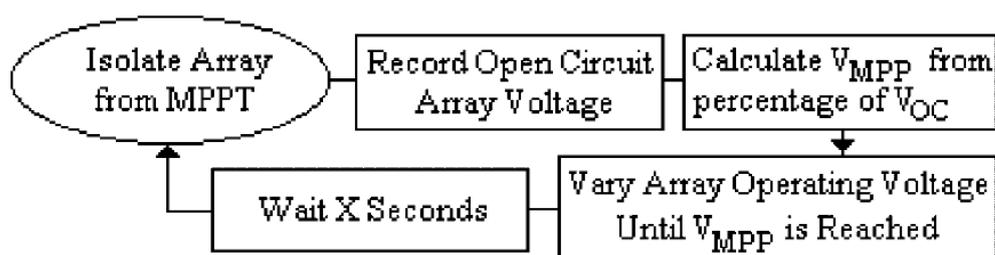


Abbildung 14: Algorithmus von Fractional-open-circuit voltage Methode [7, s. 5]

Ein Vorteil dieses Verfahrens gegenüber den meisten anderen Verfahren ist, dass keine Regelung verwendet wird und man nur die Leerlaufspannung U_{oc} messen muss. Darin liegt allerdings auch

der Nachteil, da ein Betrieb außerhalb des MPPs nicht erkannt wird und es bei teilweiser Verschattung mit diesem Verfahren fast unmöglich ist, den MPP zu treffen. Außerdem muss während der Messung der Leerlaufspannung die Solaranlage vom Verbraucher abgekoppelt werden. Hierdurch geht Leistung verloren, da in der Zeit keine Leistung an den Verbraucher abgegeben werden kann. Auch ist der Faktor k nicht immer eindeutig zu bestimmen, weil sich dieser aufgrund der Charakteristik der Solarzelle ebenfalls mit der Temperatur und der Intensität der Einstrahlung ändert. Zusätzlich verändern sich die Eigenschaften der Solarzelle durch Zellalterung mit der Zeit. Dieses beeinflusst wiederum den Faktor k .

3.2.1.1 Erweiterung durch die Pilot Cell

In dieser Erweiterung der beschriebenen Methode, wird die Leerlaufspannung bzw. der Kurzschlussstrom an einer kleinen Solarzelle gemessen. Diese wird Pilot Cell genannt. Diese Pilot Cell hat idealerweise dieselben Eigenschaften und Charakteristiken wie die eigentliche PV-Anlage. Durch das Messen an der Pilot Cell anstatt an der PV-Anlage kann der Energieverlust während der Leerlaufspannungsmessung verhindert werden. Allerdings muss die Pilot Cell auf die PV-Anlage abgestimmt sein, um optimale Ergebnisse zu erreichen. Damit einhergehend sind zusätzliche Kosten. Außerdem bleibt das Problem mit dem nur ungenau zu bestimmenden Faktor k und das unzureichende Verhalten bei Verschattungen weiterhin bestehen.

3.2.2 Modell-based MPPT Algorithmus

Bei diesem Verfahren geht man davon aus, wenn die einzelnen Parameter der Solarzelle oder des Solarmoduls genauestens bekannt sind, braucht man nur die momentane Beleuchtungsstärke sowie die Temperatur messen. Damit könnte man die maximale Leistung direkt berechnen und die Spannung des Moduls könnte auf den entsprechenden Wert U_{mpp} gesetzt werden. Obwohl dieses Verfahren mathematisch zu beherrschen ist, wird es in der Praxis nicht verwendet. Ein Problem ist, dass die Parameter der Solaranlage in der Regel nicht genau genug bekannt sind. Hinzu kommt, dass selbst wenn die Parameter einer einzelnen Solaranlage bekannt sind, so unterscheiden sie sich doch teilweise erheblich von anderen Solaranlagen aus sogar der selben Produktionsserie. Und auch hier gilt, dass sich die Parameter über die Zeit verändern können. In der Praxis wird man also niemals die exakten Parameter zur Hand haben und somit den MPP nicht ausreichend berechnen können.

3.3 Vergleich der verschiedenen Verfahren untereinander

Nachdem die hier vorgestellten Verfahren bereits in Gruppen eingeteilt wurden und einige grundsätzliche Eigenschaften dieser Gruppen angesprochen wurden, sollen diese nun untereinander anhand der Literatur verglichen werden. Leider war es nicht möglich eine Arbeit zu finden, bei der alle Methoden mit der gleichen Hardware und unter denselben Bedingungen getestet wurden. Auch gibt es, wie bereits angesprochen, zu den meisten Verfahren Modifikationen, sodass in verschiedenen Arbeiten nicht die gleichen Voraussetzungen gegeben waren. Der nun angestellte Vergleich soll also nur richtungsweisend sein und hat keineswegs den Anspruch exakte Vergleiche dieser Verfahren zu liefern.

In der Arbeit von D.P. Hohm und M. E. Ropp [7] wurde ein Vergleich von Perturb & Observe, Incremental Conduction und Fractional-open-circuit voltage angestellt. Der Versuchsaufbau bestand aus fünf in Reihe geschalteten 50W Modulen der Firma ASE Americas mit einem Motorola HC11 Mikrokontroller auf welchem der MPPT Algorithmus programmiert wurde. Unter STC-Bedingungen hatte die PV-Anlage die Daten $U_{OC} = 100V$, $I_{SC} = 3,2A$, $I_{MPP} = 2,8A$ und

3. Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren

$U_{MPP} = 86V$. Der exakte Versuchsaufbau und die Durchführung sind in [7] ab der Seite 55ff. nachzulesen. Bei diesem Test wurde in drei Kategorien getestet. "Clear" ist definiert mit einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von über $600 \frac{W}{m^2}$ und weniger als sechs Malen pro Tag, an denen eine plötzlich auftretende Leistungsdifferenz von mindestens 100W gemessen wurde. "Cloudy" ist definiert mit einer Sonneneinstrahlung von durchschnittlich unter $600 \frac{W}{m^2}$ und weniger als sechs Malen an denen eine plötzlich auftretende Leistungsdifferenz von mindestens 100W gemessen wurde. Gab es mehr als sechs Male mit einer plötzlichen Leistungsdifferenz von mindestens 100W, wurde die Messung als "Partly cloudy" definiert. Zusätzlich zu den PV-Modulen wurde noch eine Test mit einem PV-Modulsimulator durchgeführt. Dieser Simulator hatte die maximalen Ausgangsgrößen von $U_{OC,max} = 120V$ und $I_{SC,max} = 4,0A$. Der Simulator wurde so eingestellt, dass er die selben Daten hat, wie die tatsächliche PV-Anlage. Der simulierte Tagesablauf ist in Abbildung 2 zu sehen.

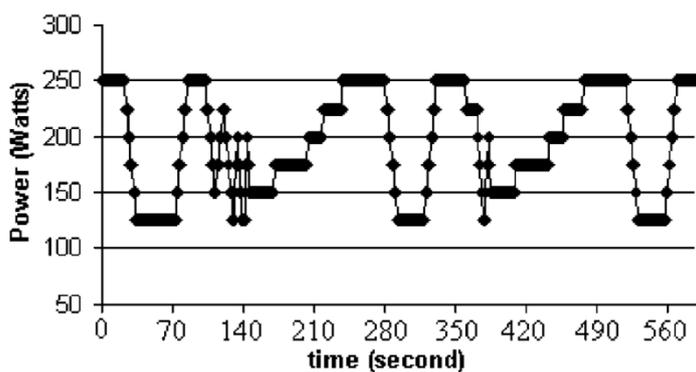


Abbildung 15: Eingestellter Tagesablauf des PV-Simulators [7, s. 10]

Mit der PV-Anlage und dem PV-Simulator wurden anschließend die Wirkungsgrade ermittelt, wie sie in der Tabelle 1 dargestellt sind.

Tabelle 1: Gegenüberstellung von P&O, Inc. Conductance und Frac. open-circuit Voltage [7, s. 13]

Sky conditions	P&O		Inc		CV	
	Days of data	η_{MPPT}	Days of data	η_{MPPT}	Days of data	η_{MPPT}
PV array						
Clear	20	98.7	17	98.7	20	90.4
Partly cloudy	14	96.5	11	97.0	10	90.1
Cloudy	9	98.1	11	96.7	6	93.1
Overall	43	97.8	39	97.4	36	91.2
Simulator						
Overall		99.3		99.4		93.1

Zusätzlich zu den drei oben genannten Methoden sollte, noch das Verfahren Parasitic Capacitance getestet werden. Dieser Test ist allerdings aufgrund von Schwierigkeiten in der Implementierung des Algorithmus nicht durchgeführt wurden. Wie bereits einfürend unter 3.1.3 beschrieben, ist der Effekt der parasitären Kapazität in kleineren Anlagen oftmals nicht ausreichend, um einen messbaren Einfluss auf die Leistung der PV-Anlage zu erhalten. Dieses hat sich in diesem Versuch bestätigt.

Von den drei anderen getesteten Verfahren haben Perturb & Observe sowie Incremental Conductance am besten abgeschnitten. Im Rahmen der Messgenauigkeit des Versuchs kann man

3. Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren

sicherlich sagen, dass diese insgesamt identisch sind. Aufgrund der einfacheren Umsetzung des Perturb & Observe Algorithmus gegenüber dem Incremental Conductance Algorithmus kommen Hr. Hohm und Hr. Ropp zu dem Schluss, dass Perturb & Observe dem Incremental Conductance vorzuziehen ist. Der erhöhte Aufwand von Incremental Conductance wird nicht durch einen höheren Wirkungsgrad gerechtfertigt. Der Versuch hat auch gezeigt, dass das Verfahren Fractional-open-circuit voltage einen deutlich geringeren Wirkungsgrad erzielt, welches in der Regel nicht durch die einfachere Umsetzung kompensiert werden kann.

Einen allgemeineren Vergleich zu verschiedenen MPP-Trackingverfahren wurde von Hr. Eram und Hr. Chapman in deren Abreit [10] durchgeführt. In dieser wurden keine konkreten Versuche durchgeführt, sondern die einzelnen Verfahren wurden mit ihren Charakteristiken gegenüber gestellt. Eigenschaften wie die Komplexität der Implementierung oder die Modulabhängigkeit, wurden jeweils aus der Literatur entnommen. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der MPPT Methoden nach Eram und Chapman [10, s. 8]

MPPT Technique	PV Array Dependent?	True MPPT?	Analog or Digital?	Periodic Tuning?	Convergence Speed	Implementation Complexity	Sensed Parameters
Hill-climbing/P&O	No	Yes	Both	No	Varies	Low	Voltage, Current
IncCond	No	Yes	Digital	No	Varies	Medium	Voltage, Current
Fractional V_{OC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Low	Voltage
Fractional I_{SC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Medium	Current
Fuzzy Logic Control	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
Neural Network	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
RCC	No	Yes	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
Current Sweep	Yes	Yes	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
DC Link Capacitor Droop Control	No	No	Both	No	Medium	Low	Voltage
Load I or V Maximization	No	No	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
dP/dV or dP/dI Feedback Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current
Array Reconfiguration	Yes	No	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
Linear Current Control	Yes	No	Digital	Yes	Fast	Medium	Irradiance
I_{MPP} & V_{MPP} Computation	Yes	Yes	Digital	Yes	N/A	Medium	Irradiance, Temperature
State-based MPPT	Yes	Yes	Both	Yes	Fast	High	Voltage, Current
OCC MPPT	Yes	No	Both	Yes	Fast	Medium	Current
BFV	Yes	No	Both	Yes	N/A	Low	None
LRCM	Yes	No	Digital	No	N/A	High	Voltage, Current
Slide Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current

In der Tabelle sind mehr Verfahren aufgelistet, als in dieser Arbeit besprochen wurden. Deshalb soll das Augenmerk auch nur auf die hier vorgestellten Verfahren gelenkt werden. Generell kann ein Verfahren als besser betrachtet werden, wenn es unabhängig vom PV-Modul ist, wenn die Konvergenzgeschwindigkeit hoch ist (wobei dieses Kriterium gemäß Kapitel 2 nicht überbewertet werden sollte), die Komplexität des Verfahrens gering ist, nur wenige Sensoren verwendet werden und natürlich die Trackinggenauigkeit hoch ist. Je nach Anwendung können hierbei die Schwerpunkte sicherlich anders gesetzt sein. Solarpanels für automatische Verkehrszählssystemen beispielsweise, sind in der Regel auf hohen Pfeilern installiert und flächenmäßig eher klein, sodass eine teilweise Verschattung eine kleinere Rolle spielt. Hier könnte sich ein in der Umsetzung einfaches Verfahren wie Fractional-open-circuit voltage (vgl. Fractional V_{OC} in Tabelle 2) anbieten. Für größere Anlagen hingegen, kommt es stark auf das schnelle und exakte Auffinden des MPP an und weniger auf die Komplexität. Hier bedeuten bereits wenige Prozentpunkte im Wirkungsgrad des Verfahrens einen großen Unterschied in Leistung und Energieertrag. Hier würde sich eher das modifizierte Perturb & Observe Verfahren anbieten.

Zu einem sehr ähnlichen Ergebnis kommen M.D. Goudar, B.P. Patil und V. Kumar in deren Arbeit [11]. Allerdings haben sich diese auf modifizierte Verfahren konzentriert, wodurch eine bessere Aussage über das gesamte Potential eines Verfahrens getroffen werden kann. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3 dargestellt. In diesem Test erreicht das Verfahren "Optimized P&O" eines der besten Ergebnisse unter den hier vorgestellten Verfahren. Die Modifikation dP-P&O ist ein ähnliches Verfahren wie das 3-Point-Weight-Verfahren und verhindert, dass der Perturb & Observe Algorithmus bei schnell wechselnder Sonneneinstrahlung in die falsche Richtung trackt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass das Verfahren Perturb & Observe in allen Tests mit am besten abgeschnitten hat. Dieses ist sicherlich auch ein Grund dafür, warum sich das Verfahren als Standard in den meisten industriellen Wechselrichtern durchgesetzt hat. Allerdings gibt es auch andere Verfahren, welche gute Ergebnisse liefern. Entscheidend für den Erfolg von Perturb & Observe wird wohl sein, dass es auch mit Modifikationen noch ein einfaches Verfahren ist, welches sehr gut umsetzbar ist und hervorragende Resultate liefert. Darüber hinaus ist Perturb & Observe vom PV-Modul unabhängig und ist somit bestens für einen breiten und vielfältigen Einsatz für das MPP-Tracking in Solaranlagen geeignet.

3. Untersuchung von verschiedenen MPP-Trackingverfahren

Tabelle 3: Gegenüberstellung der MPPT Methoden nach Goudar, Patil und Kumar [11, s. 20]

MPPT Algorithm	Implementation (Analog or Digital)	Sensed Parameters	Dependency on PV module	Convergence speed	Accuracy	Stability at Peak	Implementation Complexity	Performance to cost ratio
Fractional Open-Circuit Voltage with pilot cell	Analog and Digital	V	Yes	Medium	Fair	Less	Low	Medium
Pulsed Short-Circuit Current	Analog and Digital	I	Yes	Medium	Better	Medium	Medium	Medium
EPP method	Digital	V & I	No	Medium	Good	Medium	Medium	Medium
Optimized P&O (dP-P&O)	Digital	V & I	No	Medium	Best	High	Medium	High
Variable step Incremental Conductance Algorithm.	Digital	V & I	No	High	Best	High	Medium	Medium
Parasitic Capacitance	Analog and Digital	V & I	No	High	Better	High	Medium	Medium
Fuzzy Logic Control	Digital	Irradiance, V & I	Yes / No	High	Good	High	High	Medium
Neural Network	Digital	Irradiance, Temperature, V & I	Yes / No	High	Good	High	High	Medium
Ripple correlation control (RCC)	Analog	I	No	High	Better	High	Low	High
Current Sweep	Digital	I	Yes	Slow	Good	Medium	Medium	Medium
DC-Link Capacitor Control	Analog and Digital	V	No	Medium	Good	Medium	Low	Medium
Matching Impedance	Digital	V & I	No	Medium	Good	Medium	Low	Medium
Numerical Methods	Digital	V & I	No/Yes	High	Best	High	Medium	High
Predictive Method	Digital	V & I	N	High	Best	High	Medium	High

4 Untersuchung der Notwendigkeit von mehreren MPP-Trackern

Bei der Auslegung und Projektierung einer PV-Anlage kann es sinnvoll sein, Wechselrichter mit mehreren MPP-Trackern zu verwenden. Diese haben dann pro String einen Tracker oder aber auch jeweils einen Tracker für mehrere Strings. Hier bieten viele Hersteller unterschiedliche Möglichkeiten. Wie im Verlauf dieses Kapitels gezeigt wird, sind mehrere MPP-Tracker jedoch nicht immer notwendig.

Befindet sich die PV-Anlage auf einer homogenen Fläche und kann nicht oder nur geringfügig teilverschattet werden (z.B. gleichmäßig geneigte Dachfläche ohne benachbarten Schornstein etc.), so ist normalerweise ein MPP-Tracker für die gesamte Anlage ausreichend. Dieses liegt daran, dass eine Teilverschattung eines nur kleinen Teils der PV-Anlage die MPP-Spannung nur sehr geringfügig verändert. Dieses ist in der nachfolgenden Abbildung 16 dargestellt.

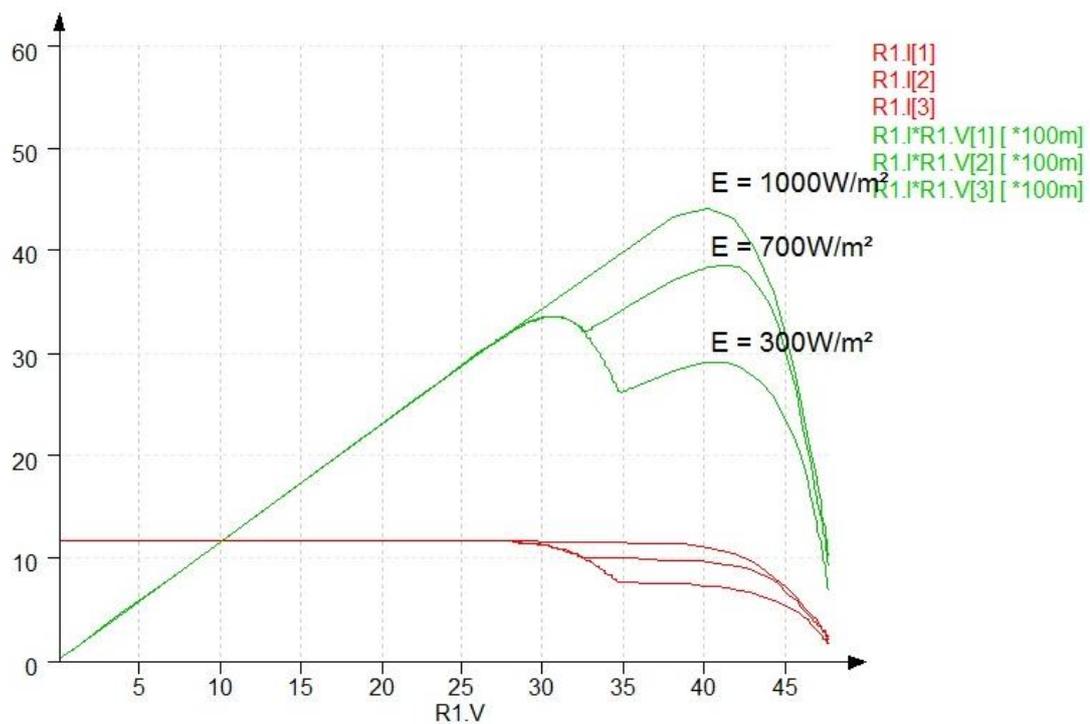


Abbildung 16: Verschattungsanalyse mit zwei Strings und inhomogener Verschattung

In dieser Abbildung wurden zwei Strings mit jeweils einem Modul simuliert. Im oberen String wurde das Modul zu einem Viertel mit den Werten $E = 300 \frac{W}{m^2}$, $E = 700 \frac{W}{m^2}$, $E = 1000 \frac{W}{m^2}$ simuliert und somit teilverschattet. Im unteren String und im restlichen oberen String blieb die Einstrahlung konstant auf $E = 1000 \frac{W}{m^2}$. Bei geringer Verschattung ändert sich die MPP-Spannung kaum. Nur für eine starke, inhomogene Verschattung bildet sich ein MPP heraus, der weit abseits der normalen MPP-Spannung liegt. Eine großflächige, homogene Verschattung eines einzelnen Strings stellt kein Problem dar, wie die Abbildung 17 zeigt. Dieses liegt daran, dass gleichmäßige Verschattung die Kennlinie kaum verändert, wie dieses auch schon in Abbildung 5 gezeigt wurde. Für den zuvor beschriebenen Fall wäre also ein einziger MPP-Tracker ausreichend.

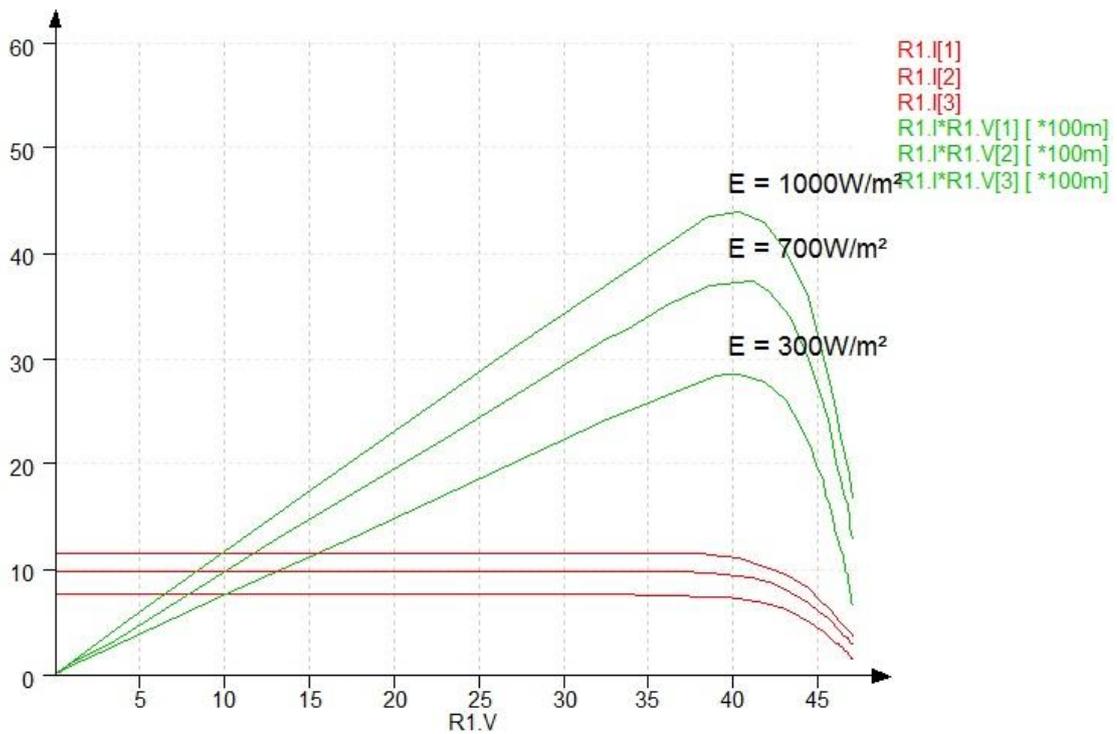


Abbildung 17: Verschattungsanalyse mit zwei Strings und homogener Verschattung

Sinnvoll sind mehrere MPP-Tracker, wenn die Anlage auf Teilen des Daches installiert sind, die eine unterschiedliche Neigung aufweisen und/oder Teile der Anlage durch benachbarte Objekte wie Schornsteine oder Dachgiebel stark verschattet werden können. Hier sollten die einzelnen Strings so angeordnet werden, dass ein String jeweils komplett in einem dieser Bereiche liegt. Also je ein String auf einer Dachfläche mit unterschiedlicher Neigung oder ein String in dem Teil des Daches, welcher stark verschattet werden kann. Die Abbildung 18 zeigt die Kennlinien des zuvor beschriebenen Modells. Es wurden ebenfalls wieder dieselben Werte für die Bestrahlungsstärke und die Simulation verwendet. Jedoch wurden nun die Kennlinien des oberen und unteren Strings getrennt dargestellt. Zu erkennen ist, dass bei einer starken Verschattung des oberen Strings, sich ein neuer MPP bei ca. $U_{mpp} = 30V$ einstellt. Der MPP des unteren nicht verschatteten Strings liegt weiterhin bei ca. $U_{mpp} = 40V$. Mit getrennt geregelten Strings kann also der verschattete String in seinem MPP betrieben werden und der unverschattete String ebenfalls in seinem. In der Abbildung 16 ist zu erkennen, dass für den stark verschatteten Fall, der MPP bei ca. $U_{mpp} = 32V$ liegt. Er befindet sich also weder in dem eigentlichen MPP des einen oder des anderen Strings. Addiert man die Leistungskurven der getrennt geregelten Strings erkennt man ebenfalls, dass hier die Leistung für den stark verschatteten Fall insgesamt höher liegt.

Je nach Beschaffenheit des Installationsortes, gibt es also Unterschiede in der Notwendigkeit der Anzahl an MPP-Trackern. Dieses spiegelt sich auch in den Produkten der verschiedenen Firmen wieder. So verfügen die Wechselrichter der Fa. Siemens nur über einen MPP-Tracker [12]. Der Fokus liegt hier auf Zentralwechselrichtern für große Solarparks, in denen bereits in der Planung dafür gesorgt wird, dass der Aufstellungsort die optimalen Bedingungen erfüllt und keine starken Teilverschattungen durch benachbarte Bäume etc. auftreten können. Aber auch kleinere

4. Untersuchung der Notwendigkeit von mehreren MPP-Trackern

Wechselrichter anderer Unternehmen wie die der Fa. Bosch, haben nur einen MPP-Tracker [13]. Wechselrichter der Firma SMA wiederum, haben teilweise auch mehr als einen MPP-Tracker [14].

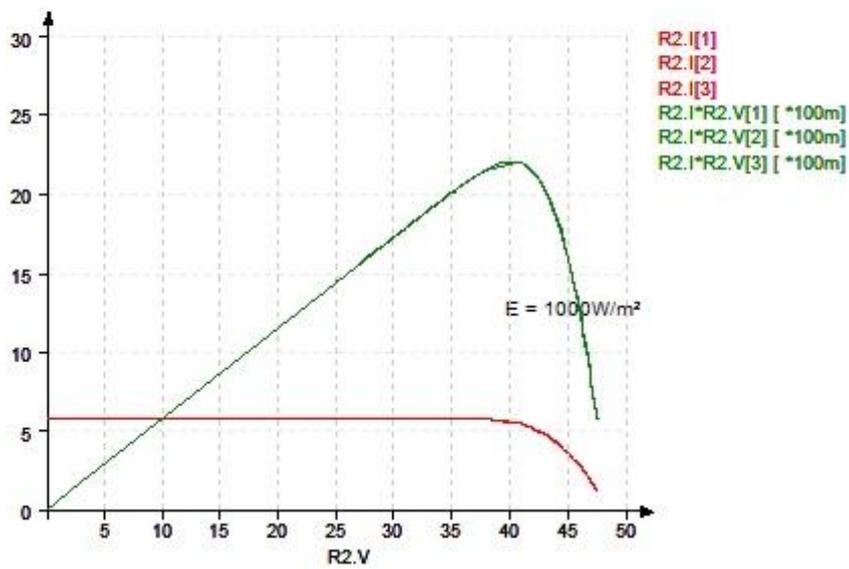
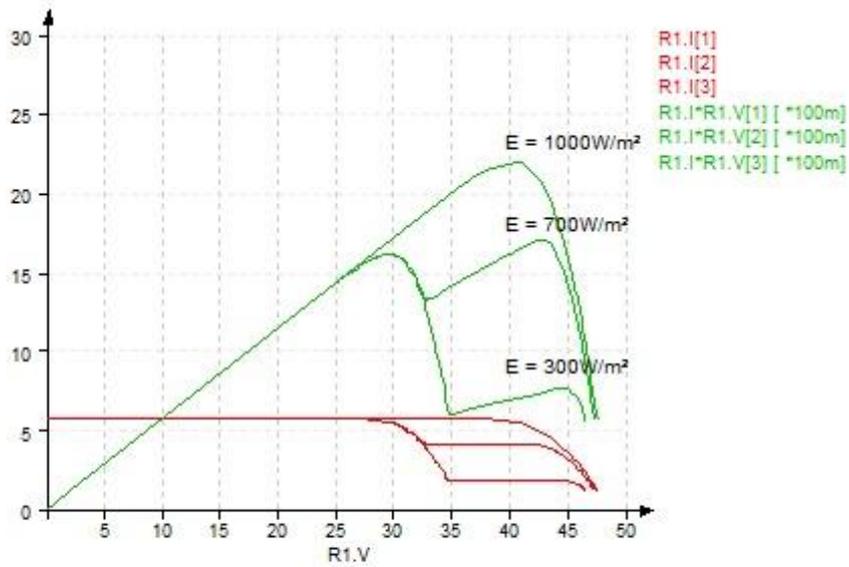


Abbildung 18: Verschattungsanalyse jeweils eines einzelnen Strings, der obere String wird teilverschattet

5 Verschiedene Wechselrichter- und Modulationsarten

Die durch das MPP-Tracking und durch das PV-Modul optimierte und erzeugte Leistung, wird mittels Wechselrichter in das Versorgungsnetz eingespeist. Die Wechselrichter können grundsätzlich in solche mit Spannungszwischenkreis(VSI) und solche mit Stromzwischenkreis(CSI) unterteilt werden, wobei die Wechselrichter mit Stromzwischenkreis zumindest für die Verwendung als Solarwechselrichter bis heute kaum an Bedeutung gewonnen haben. Zusätzlich wird auf zwei verschiedene Modulationsarten eingegangen. Diese sind die Pulsweitenmodulation (PWM) und die Raumzeigermodulation (SVPWM). Die meisten Wechselrichter für die Solarenergieanwendung sind solche mit Spannungszwischenkreis und PWM-Modulation[4].

5.1 PWM Modulation(Sinus-Dreieck-Modulation)

Bei dieser Art der Modulation in [15] beschrieben, wird der Schalter über ein Pulsweitesignal angesteuert. Dieses wird erzeugt, indem eine analoge Sinusschwingung über ein Komparator, wie in der Abbildung 19 zu sehen, mit einer Dreieck- oder Sägezahnspannung verglichen wird.

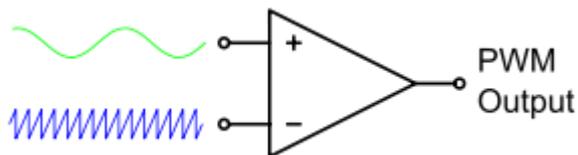


Abbildung 19: Komparator bei der PWM

Die beiden übereinander liegenden Signale sind in der Abbildung 20 im oberen Teil dargestellt. Daraus ergibt sich am Ausgang des Komparators das in Abbildung 20 im unteren Teil zu sehende PWM-Signal.

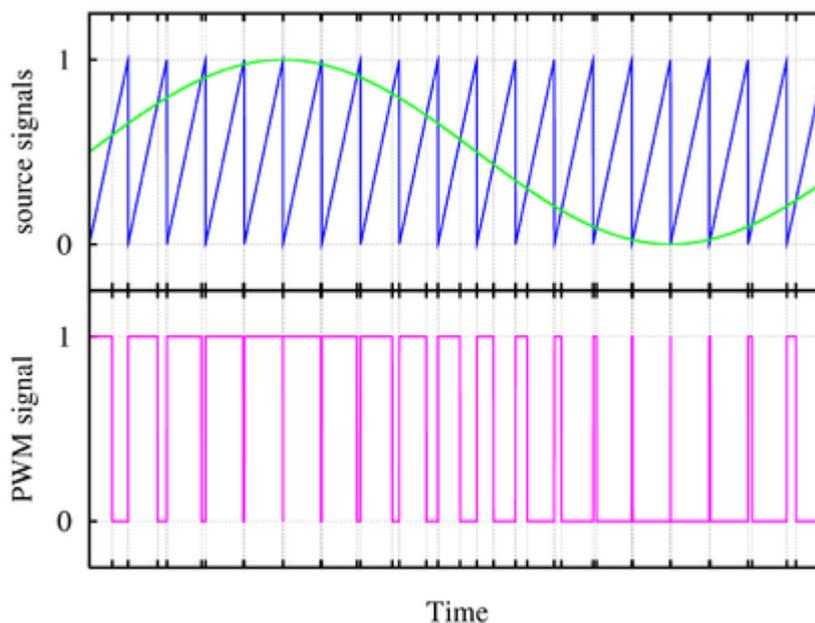


Abbildung 20: Zeitlicher Verlauf der Sinus-Dreieck Modulation und des PWM-Signals

Durch das Verändern der Amplitude des Sinussignals lässt sich das Tastverhältnis stufenlos einstellen. Wird beispielsweise die Amplitude erhöht, erhöht sich ebenfalls die Dauer, in der das Sinussignal größer als das Dreieck- oder Sägezahnsignal ist. Der Ausgang des Komparators hat

länger den Zustand 1. Dieser steuert den Gate-Eingang des Schalters und führt dazu, dass er länger leitend ist.

Heutzutage besitzt in der Regel jeder Mikrokontroller einen PWM-Ausgang über den relativ einfach ein PWM-Signal mit variablem Tastverhältnis erzeugt werden kann.

5.2 Einphasiger-/ dreiphasiger Wechselrichter mit Spannungs- und Stromzwischenkreis

Bereits in der Einleitung zu diesem Kapitel wurde erwähnt, dass es Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis gibt und solche mit Stromzwischenkreis. Im Folgenden sollen beide Varianten mit ihren Unterschieden vorgestellt werden. Ein eventuell zusätzlich vorhandener DC/DC Steller ist in den Abbildungen nicht dargestellt. Es wird nur die Wechselrichtertopologie betrachtet.

Dreiphasiger Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis

Hr. Sahan hat in seiner Arbeit [16] diese Schaltung unter dem Gesichtspunkt der Photovoltaik genauer betrachtet. Die Grundsaltung ist in der Abbildung 21 dargestellt.

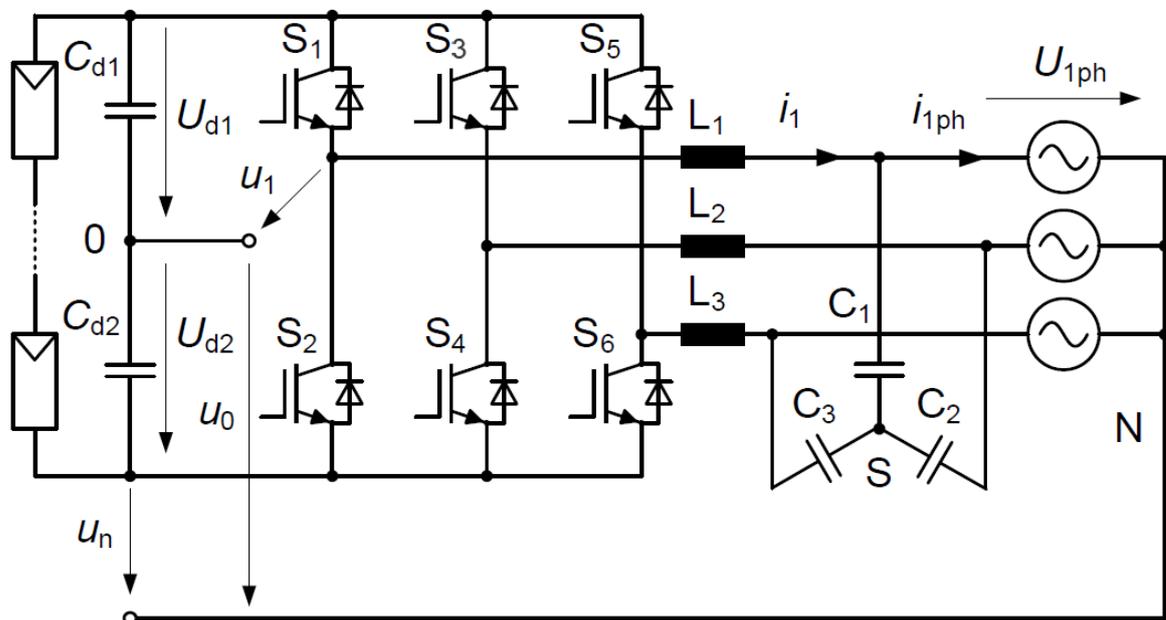


Abbildung 21: Grundsaltung eines 3-phasigen WR mit Spannungszwischenkreis [16, s. 66]

Diese Schaltung besteht aus drei Halbbrücken, die je nach Schaltzustand die Spannung $\pm \frac{U_d}{2} = U_{d1} = U_{d2}$ auf den Ausgang schalten. Die Schalter sind in der Regel IGBTs mit antiparallelen Freilaufdioden. Durch entsprechendes Schalten der IGBTs werden die Spannungsblöcke auf den Ausgang gegeben, sodass sich der gewünschte Mittelwert an diesem einstellt. Bei dieser Art des Wechselrichtens erfolgt die Energieübertragung von der Seite der höheren Spannung auf die Seite der geringeren Spannung, vergleichbar mit dem Tiefsetzsteller. Aus diesem Grund muss die Spannung des Zwischenkreises höher sein, als die Netzspannung.

Die Schalter werden zumeist über die bereits besprochene Pulsweitenmodulation oder über Raumzeiger- oder Drehzeigermodulation (SVPWM) angesteuert. Bei der SVPWM werden die

Schalter nicht einzeln, sondern als Verbund betrachtet. Dabei kann jeder Schalter entweder ein- oder ausgeschaltet sein. Es sind niemals beide Schalter gleichzeitig geschlossen, da dieses zu einem Kurzschluss führen würde. Außerdem sollten auch zu keinem Zeitpunkt beide Schalter geöffnet sein, da sonst die entsprechende Phase auf einem unbestimmten Potenzial liegt. Es gibt somit $2^3 = 8$ Schaltzustände. Diese sind in der Tabelle 4 in Anlehnung an [17] dargestellt. Um also auf der Netzseite eine Spannung von $\hat{u}_1 \approx 325V$ zu erreichen, muss die Spannung des Zwischenkreises mindestens $U_{d,min} \approx 488V$ betragen.

Tabelle 4: Spannungszustände beim dreiphasigen WR mit Spannungszwischenkreis

Raumzeiger	Schaltzustand			Leiterspannung			Sternspannung		
				U_{12}	U_{23}	U_{31}	U_1	U_2	U_3
\vec{U}_6	S1=1 S2=0	S3=0 S4=1	S5=1 S6=0	$+U_d$	$-U_d$	0	$+\frac{1}{3}U_d$	$-\frac{2}{3}U_d$	$+\frac{1}{3}U_d$
\vec{U}_1	S1=1 S2=0	S3=0 S4=1	S5=0 S6=1	$+U_d$	0	$-U_d$	$+\frac{2}{3}U_d$	$-\frac{1}{3}U_d$	$-\frac{1}{3}U_d$
\vec{U}_2	S1=1 S2=0	S3=1 S4=0	S5=0 S6=1	0	$+U_d$	$-U_d$	$+\frac{1}{3}U_d$	$+\frac{1}{3}U_d$	$-\frac{2}{3}U_d$
\vec{U}_3	S1=0 S2=1	S3=1 S4=0	S5=0 S6=1	$-U_d$	$+U_d$	0	$-\frac{1}{3}U_d$	$+\frac{2}{3}U_d$	$-\frac{1}{3}U_d$
\vec{U}_4	S1=0 S2=1	S3=1 S4=0	S5=1 S6=0	$-U_d$	0	$+U_d$	$-\frac{2}{3}U_d$	$+\frac{1}{3}U_d$	$+\frac{1}{3}U_d$
\vec{U}_5	S1=0 S2=1	S3=0 S4=1	S5=1 S6=0	0	$-U_d$	$+U_d$	$-\frac{1}{3}U_d$	$-\frac{1}{3}U_d$	$+\frac{2}{3}U_d$
\vec{U}_0	S1=0 S2=1	S3=0 S4=1	S5=0 S6=1	0	0	0	0	0	0
\vec{U}_7	S1=1 S2=0	S3=1 S4=0	S5=1 S6=0	0	0	0	0	0	0

Die letzten beiden Nullspannungszustände werden verwendet, um den Mittelwert der Spannung bei Bedarf anzupassen. Idealerweise wird jeweils der Zustand verwendet, bei dem die geringsten Schalthandlungen getätigt werden müssen, um die Schaltverluste zu verringern.

Durch die verschiedenen Schaltzustände werden Spannungsraumzeiger erzeugt. Dieses ist in Abbildung 22 zu sehen. Mit einer Kombination dieser Spannungsraumzeiger, lässt sich jeder andere Raumzeiger realisieren. Möchte man beispielsweise einen Raumzeiger realisieren, der genau zwischen \vec{U}_1 und \vec{U}_2 liegt, müssen beide Raumzeiger abwechselnd mit dem selben zeitlichen Verhältnis ausgegeben werden. Wird nun zusätzlich zu den Raumzeigern \vec{U}_1 und \vec{U}_2 auch noch ein Nullspannungsraumzeiger \vec{U}_0 oder \vec{U}_7 angesteuert, verringert sich die Amplitude des Modellierten Raumzeigers. Der Winkel hingegen bleibt unberührt. Der modellierte Vektor \vec{u}_r kann anhand folgender Gleichungen berechnet werden [16]:

$$\vec{u}_r = \frac{1}{T_s} (t_{k+1} * \vec{U}_{k+1} + t_k * \vec{U}_k) \quad (5.1)$$

Dabei ergibt sich die relative Einschaltdauer von $\frac{t_k}{T_s}$ und $\frac{t_{k+1}}{T_s}$ zu:

$$\frac{t_k}{T_s} = \frac{\sqrt{3}}{2} M_i \cos(\theta_r + \frac{\pi}{6}) \quad (5.2)$$

$$\frac{t_{k+1}}{T_s} = \frac{\sqrt{3}}{2} M_i \cos(\theta_r + \frac{3\pi}{2}) \quad (5.3)$$

Die notwendige Einschaltdauer der Nullspannungsvektoren ergeben sich zu:

$$\frac{t_7+t_0}{T_s} = 1 - (\frac{t_k}{T_s} + \frac{t_{k+1}}{T_s}) \quad (5.4)$$

Der verwendete Modulationsindex M_i berechnet sich aus:

$$M_i = \frac{2|\vec{u}_r|}{U_d} \quad (5.5)$$

Dabei gilt $1,15 \geq M_i > 0$. Der Referenzwinkel θ_r berechnet sich aus dem Winkel θ_r zwischen dem zu modellierenden Vektor und der Bereichsachse. Dabei wird der Winkel für jeden Bereich entsprechend der folgenden Gleichung berechnet:

$$\theta_r = \theta_r - \frac{\pi}{3}(v - 1) \quad (5.6)$$

Die Bereichsachsen entsprechen in der Abbildung 22 den Raumzeigern \vec{U}_1 bis \vec{U}_6 und die Nummer v wird entsprechend hochgezählt.

Wird auf diese Weise eine Drehstrommaschine betrieben, spürt diese durch die Tiefpasswirkung der Statorwicklung das schnelle Wechseln der Zustände nicht. Für die Maschine ergibt sich ein gemittelter Strom. Für anderen Anwendungen kann ein Filter wie in Abbildung 21 dargestellt verwendet werden.

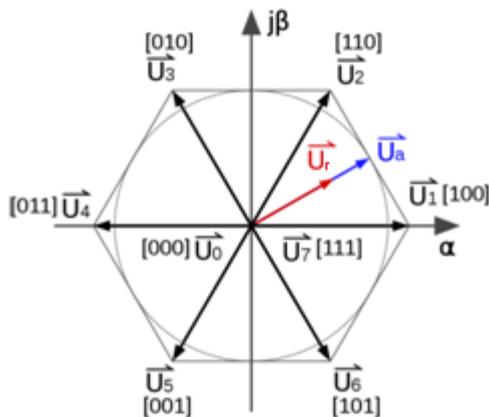


Abbildung 22: Raumzeigerdarstellung bei der Raumzeigermodulation eines WR mit Spannungszwischenkreis

Einphasiger Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis

Neben den dreiphasigen Wechselrichtern mit Spannungszwischenkreis werden auch einphasigen Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis verwendet. Diese werden eingesetzt um kleinere Leistungen in das Netz einzuspeisen, denn erst ab einer Leistung von 5 kW_p wird eine dreiphasige Einspeisung vom Verband der Netzbetreiber (VDN) gefordert [18].

Der Grundaufbau des einphasigen Wechselrichters mit Spannungszwischenkreis, ist in der Abbildung 23 dargestellt. Durch die Brückenschaltung wird die Zwischenkreisspannung des Kondensators abwechselnd positiv und negativ auf den Wechselrichterausgang geschaltet.

Anhand der Dauer der einzelnen Spannungsblöcke, lässt sich der Mittelwert der Wechselrichterausgangsspannung einstellen.

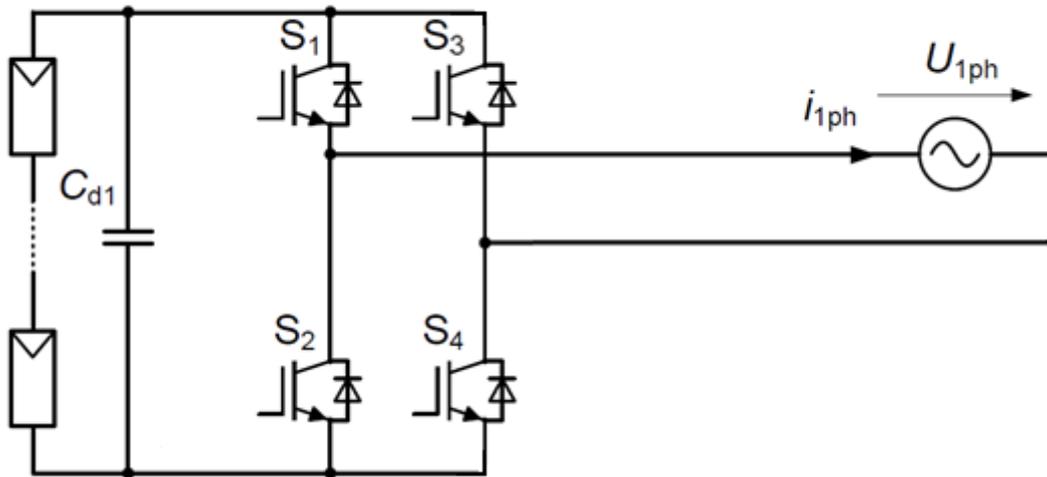


Abbildung 23: Grundsaltung eines einphasiger WR mit Spannungszwischenkreis

Bei einem einphasigen Wechselrichter kann die Modulation nach SVPWM nicht erfolgen. Diese ist nur bei Dreiphasensystemen möglich. Stattdessen wird die Pulsweitenmodulation verwendet. Hier werden die Schalter S_1 und S_4 beziehungsweise S_3 und S_2 abwechselnd angesteuert. In Abbildung 24 ist dargestellt, wie durch zeitlich unterschiedlich gewichtetes Schalten der Schalterpaare, die beiden Spannungswerte U_q und $-U_q$ auf den Ausgang des Wechselrichters geschaltet werden und dadurch eine Sinuskurve Modelliert wird [19].

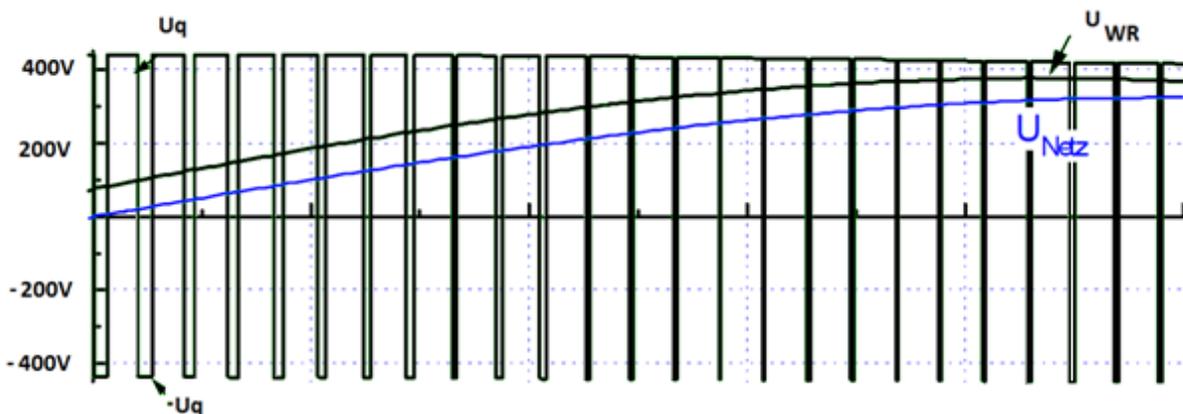


Abbildung 24: Modellierung einer Sinusschwingung durch PWM [19, s. 6]

Dreiphasiger Wechselrichter mit Stromzwischenkreis

In der Arbeit von Hrn. Sahan [16] wurde diese Schaltung hinsichtlich ihrer Tauglichkeit für die Netzeinspeisung von PV-Generatoren untersucht. Die Grundsaltung ist in der Abbildung 25 zu sehen.

Diese besteht aus drei Halbbrücken mit MOSFET Schaltern. Zusätzlich befindet sich eine Diode in Reihe zu den MOSFETs um einen Rückfluss von Energie aus dem Netz in die Schaltung zu verhindern, da diese Schalter alleine nicht rückwärts sperrend sind. Durch diese zusätzliche

Reihendiode erhöhen sich jedoch die Durchlassverluste, was sich negativ auf den Wirkungsgrad des Wechselrichters auswirkt.

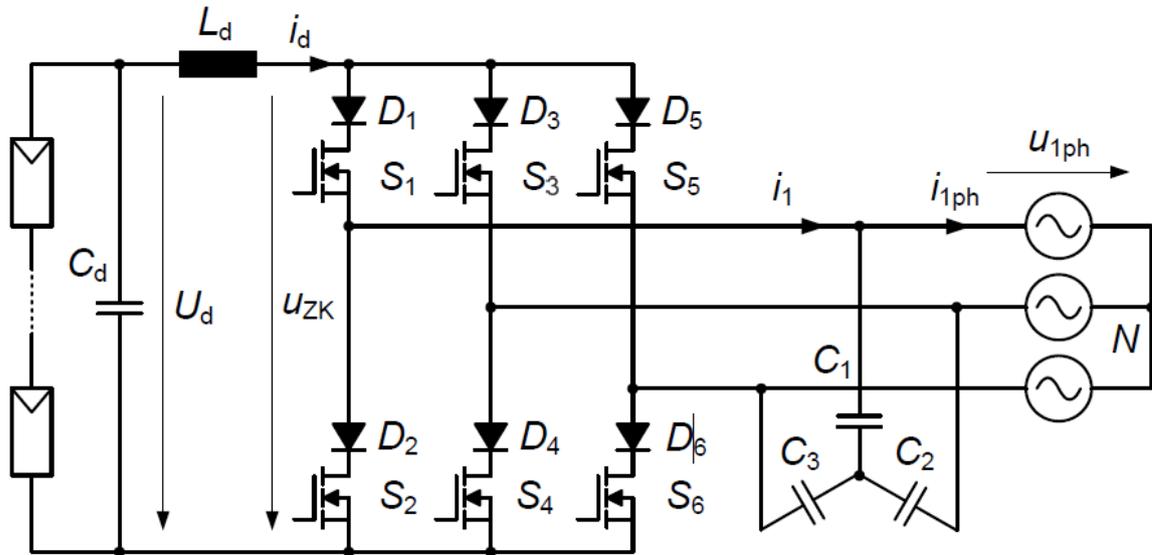


Abbildung 25: Grundschtung eines 3-phasigen WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 94]

Die MOSFETs werden so angesteuert, dass zu jedem Zeitpunkt ein Schalter der oberen Brückenhälfte und ein Schalter der unteren Brückenhälfte leitend ist. Dieses ist notwendig, um einen gleichmäßigen Leistungsfluss zu garantieren. Im Gegensatz zu dem Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis, kann der Wechselrichter mit Stromzwischenkreis Leistung von dem geringeren Spannungsniveau auf die Seite mit dem größeren Spannungsniveau transferieren, ähnlich einem Hochsetzsteller. Durch die Glättungskondensatoren C_1, C_2, C_3 werden die durch das Schalten der MOSFETs entstehenden Stromblöcke geglättet. Es entsteht ein gemittelter Strom.

Die Modulation erfolgt analog zu der Modulation mit Spannungszwischenkreis. Neben der Pulsweitenmodulation gibt es auch hier die SVPWM. Die Berechnung des modellierten Vektors erfolgt über:

$$\vec{i}_r = \frac{1}{T_s} (t_{k+1} * \vec{I}_{k+1} + t_k * \vec{I}_k) \quad (5.7)$$

Dabei ergibt sich die relative Einschaltdauer $\frac{t_k}{T_s}$ und $\frac{t_{k+1}}{T_s}$ zu:

$$\frac{t_k}{T_s} = M_i \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta_r\right) \quad (5.8)$$

$$\frac{t_{k+1}}{T_s} = M_i \sin(\theta_r) \quad (5.9)$$

Die notwendige Einschaltdauer der Nullspannungsvektoren ergeben sich zu:

$$\frac{t_7+t_8+t_9}{T_s} = 1 - \left(\frac{t_k}{T_s} + \frac{t_{k+1}}{T_s}\right) \quad (5.10)$$

Der verwendete Modulationsindex M_i berechnet sich aus:

$$M_i = \frac{|\vec{i}_r|}{I_d} \quad (5.11)$$

Dabei gilt $1 \geq M_i > 0$. Der Referenzwinkel θ_r berechnet sich aus dem Winkel Θ_r zwischen dem zu modellierenden Vektor und der Bereichsachse. Dabei wird der Winkel für jeden Bereich entsprechend der folgenden Gleichung berechnet:

$$\theta_r = \Theta_r + \frac{\pi}{6} - \frac{\pi}{3}(v - 1) \quad (5.12)$$

Die Bereichsachsen entsprechen in der Abbildung 26 den Raumzeigern \vec{I}_1 bis \vec{I}_6 und die Nummer v wird entsprechend hochgezählt.

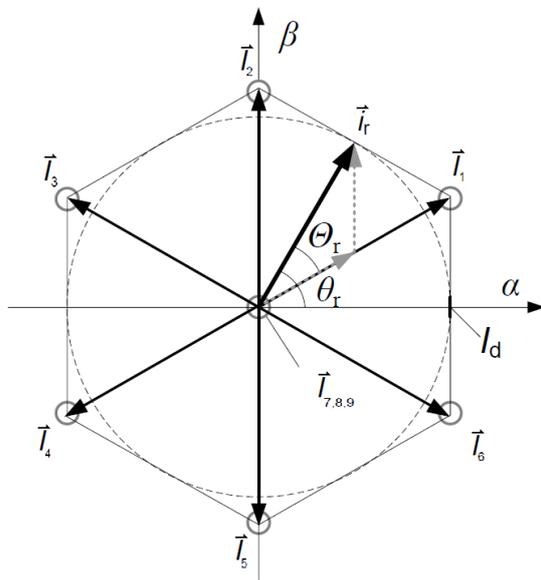


Abbildung 26: Raumzeigerdarstellung bei der Raumzeigermodulation eines WR mit Stromzwischenkreis

Den Haupteinsatzgebiet hat diese Schaltung unter Verwendung von Thyristoren im Höchstleistungsbereich, da hier die geforderten hohen Strom- und Spannungsbelastungen nur durch die Thyristoren erfüllt werden können. Thyristoren bringen jedoch wieder andere Nachteile mit sich, zum Beispiel die geringe Aussteuerbarkeit und die Gefahr des Wechselrichterkippens, weshalb diese hier nicht verwendet werden. Die hier abgebildete Schaltung bietet sich aufgrund seiner hochsetzenden Eigenschaft jedoch auch für Schaltungen an, bei denen es nötig ist, die Spannung der PV-Module gegenüber der Netzspannung zu erhöhen. Dieses ist besonders bei kleineren Anlagen der Fall.

Einphasiger Wechselrichter mit Stromzwischenkreis

Der einphasige Wechselrichter mit Stromzwischenkreis ist entsprechend der Dualitätsbeziehung von Strom und Spannung in Abbildung 27 dargestellt.

Wie bei dem dreiphasigen Wechselrichter mit Stromzwischenkreis, gibt es auch hier eine Diode in Reihe zum Halbleiterschalter, um einen Rückfluss aus dem Netz zu verhindern. Als Halbleiterschalter könnte wieder ein MOSFET verwendet werden. Außerdem wird in dieser Schaltung ebenfalls die Leistung von der Seite mit der geringeren Spannung auf die Seite mit der höheren Spannung transferiert. Durch gleichzeitiges Schließen der Schalter S_1 und S_2 beziehungsweise S_3 und S_4 erfolgt ein Brückenkurzschluss und die Induktivität L_d lädt sich (Nullzustand). Durch die Schalterkombination S_1 und S_4 oder S_3 und S_2 kann ein positiver, beziehungsweise negativer Strom ins Netz gespeist werden und die Induktivität L_d entlädt sich.

Als Modulationsart bietet sich hier, vergleichbar mit dem einphasigen Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis, die Pulsweitenmodulation an. Durch entsprechendes Pulsen der positiven oder negativen Ströme sowie des Nullzustandes, kann der gewollte Strommittelwert gebildet werden. Dieser kann durch einen Filter geglättet werden.

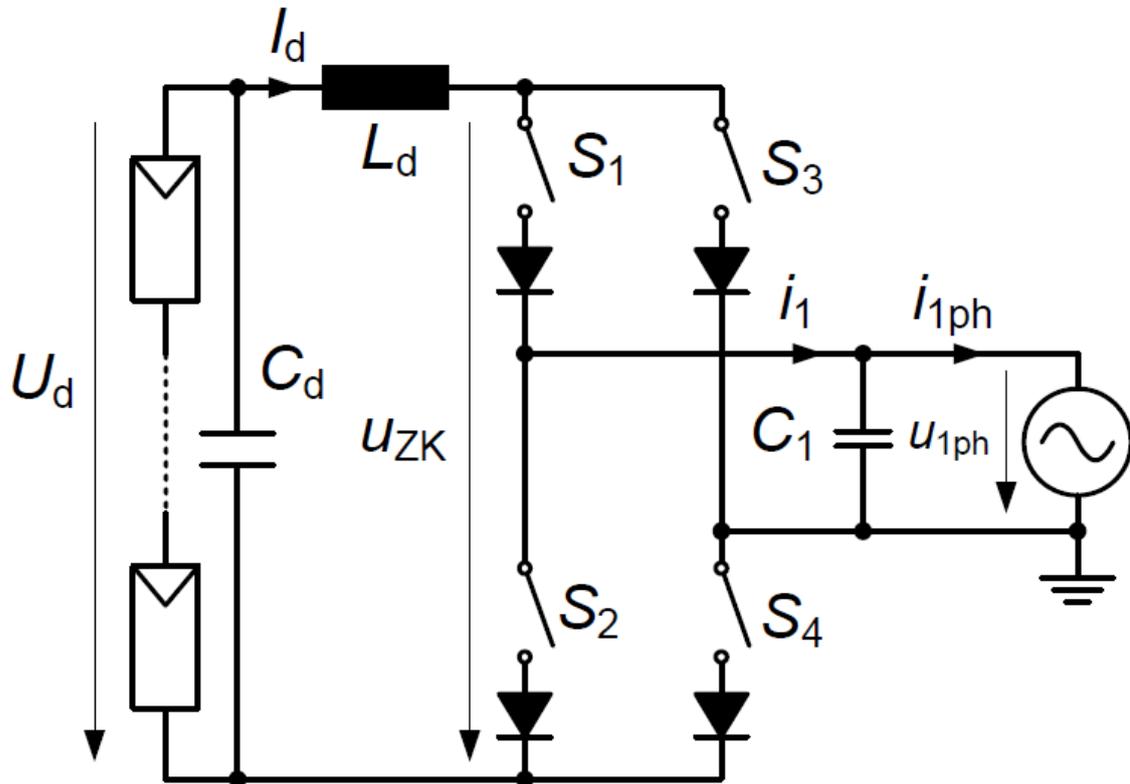


Abbildung 27: Grundsaltung einphasiger WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 90]

Ein Nachteil dieser Schaltung besteht darin, dass durch das Laden und Entladen der Induktivität L_d die Zwischenkreisspannung u_{zk} nicht konstant ist. Der Zusammenhang von u_{zk} und dem ins Netz gespeiste Strom i_1 ist in der Abbildung 28 dargestellt.

Für die Spannung u_{zk} gilt:

$$u_{zk} = U_d - U_{L_d} \quad (5.13)$$

Vom Nullzustand ausgehend steigt die Spannung U_{L_d} an der Induktivität, der Strom i_1 ist gleich null. Um den positiven Sinusstrom nach zu bilden, werden die Schalter S_1 und S_4 geschlossen. Der Strom i_1 steigt an, die Spannung U_{L_d} sinkt und die Spannung u_{zk} steigt an. Aufgrund der hohen Welligkeit und der nicht konstanten Spannung im Zwischenkreis, sowie der erhöhten Durchlassverluste durch die Seriendiode findet diese Schaltung kaum Verwendung.

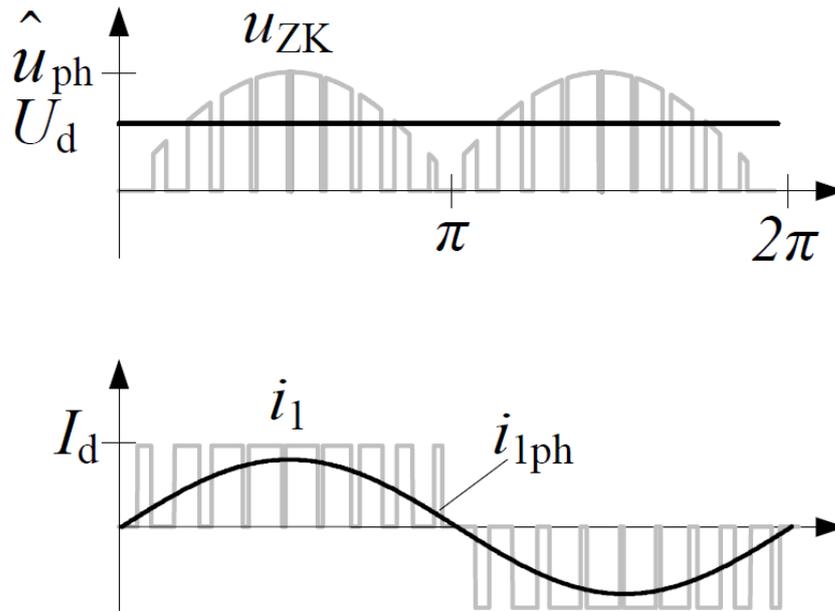


Abbildung 28: Zeitlicher Verlauf von Strom und Spannung am einphasigen WR mit Stromzwischenkreis [16, s. 90]

5.3 Vergleich der verschiedenen Wechselrichter untereinander

Wie im Kapitel 5.2 bereits angedeutet, haben die verschiedenen Typen der Wechselrichter unterschiedliche Anwendungsgebiete. Der Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis hat durch seine tiefsetzende Eigenschaft Vorteile bei der Drehzahl/Drehmomentregelung von Maschinen. Zusätzlich kann bei elektrischen Maschinen zur Glättung des Stromes die Motorinduktivität ausgenutzt werden. Im Vergleich zu Stromzwischenkreiswechselrichtern erfolgt die Stabilisierung des Zwischenkreises außerdem über Kondensatoren anstatt über Induktivitäten. Diese haben eine höhere Leistungsdichte, sind dadurch kompakter und preisgünstiger. Für PV-Anwendungen ist wichtig, dass die Energie von der Seite mit der erhöhten Spannung, auf die Seite mit der geringeren Spannung transferiert wird. Dadurch ergeben sich geringere Eingangsströme und die Strombelastung der Ventile sinkt. Dieses wirkt sich überdies positiv auf die Durchlassverluste aus. Nachteilig bei der tiefsetzenden Eigenschaft des Wechselrichters ist jedoch, dass bei zu geringer DC-Eingangsspannung ein Anpassungswandler benötigt wird, um die Zwischenkreisspannung entsprechend hoch zu setzen. Der dreiphasige Wechselrichter mit Stromzwischenkreis wird selten im Bereich der Photovoltaik eingesetzt. Sein Haupteinsatzgebiet liegt, wie bereits erwähnt, im Bereich der Höchstleistung unter der Verwendung von Thyristoren. Die hochsetzende Eigenschaft des Wechselrichters kann allerdings ein Vorteil sein. Hierdurch ist es möglich, den DC/DC Wandler einzusparen und somit den Wirkungsgrad gegenüber Wechselrichtern mit Spannungszwischenkreis wieder zu verbessern. Auf solch eine Schaltung wird im nächsten Kapitel kurz eingegangen.

5.4 MPP-Tracking ohne DC/DC Wandler/ Europäisches Projekt PV-MIPS

Bei diesem Forschungsprojekt ging es um die Entwicklung eines modulintegrierten Wechselrichters mit hohem Wirkungsgrad, welches an dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e.V in Kassel durchgeführt wurde. Einzelheiten zu diesem Projekt sind in [20] nachzulesen. In diesem Projekt wurde eine Topologie gemäß der Abbildung 25 verwendet. Da hier kein DC/DC Wandler die Aufgaben des MPP-Trackings übernehmen kann,

muss diese Aufgabe durch den Wechselrichter selbst übernommen werden. Indem man den Stromfluss in das Netz steuert, wird die an das Netz abgegebene Leistung kontrolliert. Wird diese verändert aber die Leistung auf der Gleichspannungsseite bleibt konstant, lädt oder entlädt sich der Zwischenkreis und verändert somit die Spannung an den Klemmen der PV-Module. Diese Spannungsänderung am Modul kann man sich wiederum bei dem MPP-Tracking zunutze machen. Auf diese Weise lässt sich, ähnlich zu den bereits beschriebenen MPPT-Verfahren, der MPP finden [21]. Der Ansatz, das MPPT nicht durch einen DC/DC-Steller zu erledigen ist durchaus interessant. Da in den meisten Anwendungsfällen jedoch ein Hochsetzsteller zur Spannungsanpassung notwendig ist, bleibt diese Art der Regelung zum jetzigen Zeitpunkt noch eine Seltenheit. Bei diesem Projekt wurde ein Wirkungsgrad von 97% erreicht, welches für modulintegrierte Wechselrichter ein herausragender Wert ist.

6 Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

Wie bereits einleitend zu dieser Arbeit erwähnt wurde, sollen Teile der bisher vermittelten Erkenntnisse mit der Simulationssoftware PORTUNUS simuliert werden. Hierzu wird zunächst auf das Ein-Dioden-Modell eingegangen. Es wird erläutert, wie dieses durch die Software implementiert und daraus eine Solarzelle entwickelt wird. Anschließend werden verschiedene MPPT-Algorithmen implementiert und verglichen. Zum Schluss wird ein Ausblick auf die Implementierung von C-Code in PORTUNUS gegeben. Hier soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten die Kombination eines Simulationstools wie PORTUNUS und einer Hochsprache wie C bieten. Die Arbeiten in PORTUNUS wurden teilweise an [22] angelehnt. Bei der Dimensionierung der Solarzelle wurde kein bestimmtes Modell als Muster herangezogen. Die Werte sind lediglich an den derzeitigen Standard der Technik bezüglich Solarzellen angelehnt, wie er aus etlichen Datenblättern entnommen werden kann.

Um die Solarzelle zu simulieren, wird das allgemein bekannte Ein-Dioden-Modell verwendet[5][23]. Dieses ist in der Abbildung 29 dargestellt.

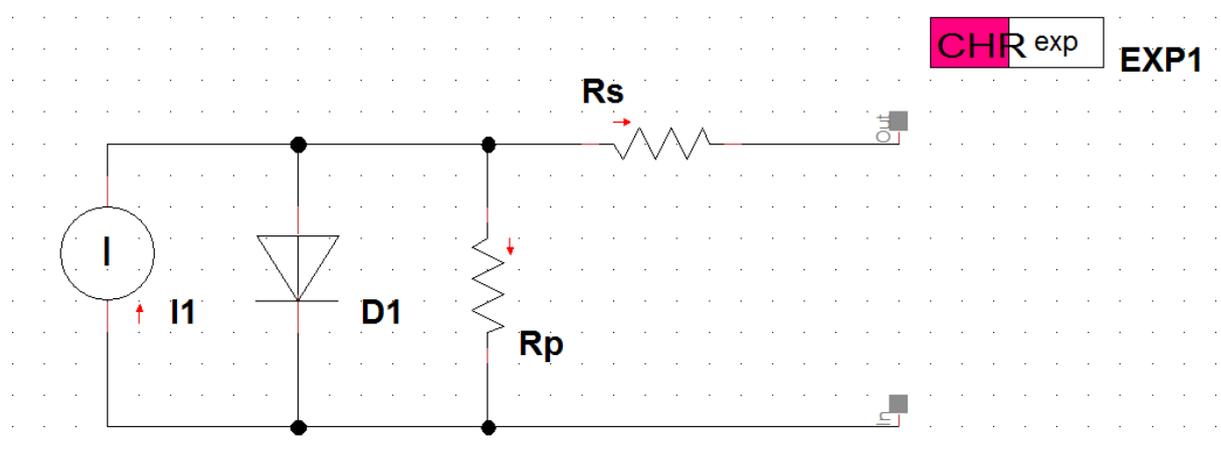


Abbildung 29: Ein-Dioden-Modell

Die Hauptbestandteile dieses Modells sind die gesteuerte Stromquelle $I1$ sowie die Diode $D1$. Die Stromstärke der Stromquelle $I1$ ist abhängig von der Bestrahlungsstärke E . Diese berechnet sich nach:

$$I_{Tr} = E * \left(\frac{I_k}{1000}\right) * (1 + Tk_I * (Tmp - 25)) \quad (6.1)$$

I_{Tr} simuliert den durch die Bestrahlung einer Solarzelle verursachten Photostrom. Diese Formel wird in PORTUNUS als Parameter für den Quellenstrom an die Stromquelle $I1$ übergeben.

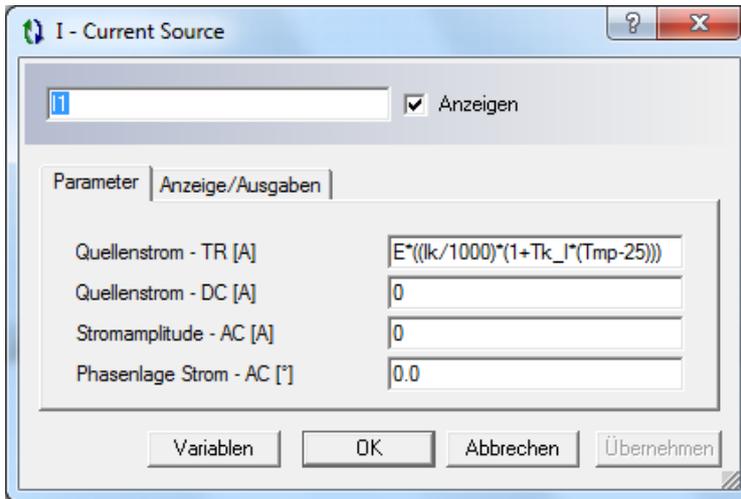


Abbildung 30: Parameterübergabe an die Stromquelle $I1$

Die Kennlinie der Diode $D1$ wird über die Exponentialgleichung $EXP1$ beschrieben. In dieser können Gleichungen für den Sättigungsstrom, die Temperaturspannung und den Sperrwiderstand hinterlegt werden. Diese sind:

$$I_s = \frac{I_k * (1 + Tk_I * (Tmp - 25))}{e^{\frac{U_d}{UT_{25} - 1}}} \quad (6.2)$$

$$U_T = UT_{25} * (1 + Tk_U * (Tmp - 25)) \quad (6.3)$$

$$R_r = 100.0e3 \quad (6.4)$$

Diese Formeln und Werte dienen der Exponentialfunktion $EXP1$ als Parameter.

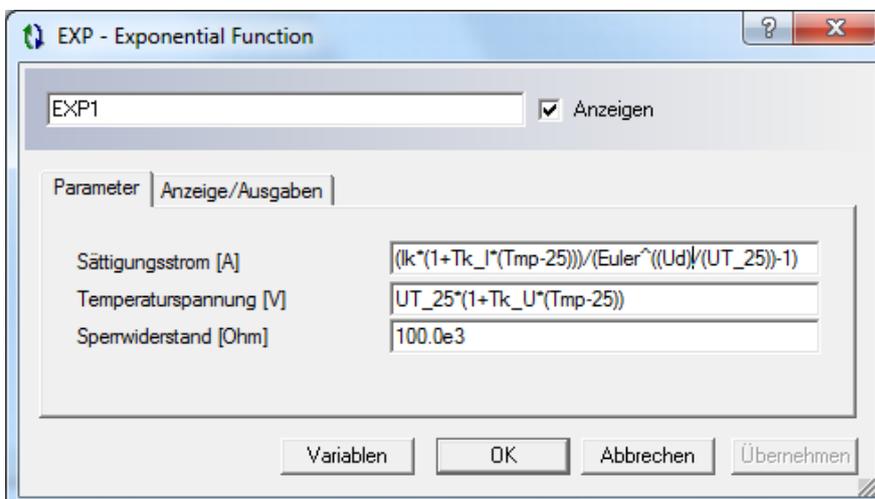


Abbildung 31: Parameterübergabe an die Exponentialfunktion $EXP1$ für die Diode $D1$

Der Sperrwiderstand R_T wird in dieser Software als passiver großer Widerstand betrachtet. In der Realität verhält sich dieser jedoch nicht linear. Allerdings ist die Näherung für diese Anwendung ausreichend.

Zusätzlich zu den aktiven Elementen $I1$ und $D1$, gibt es noch zwei passive Widerstände R_p und R_s . R_s stellt hierbei die Kontaktwiderstände da und R_p steht für Kristallfehler und verursacht Leckströme. Der Widerstand R_s ist gewöhnlich sehr klein und R_p ist normalerweise groß. In einem praktischen Versuch wurden diese Widerstände zu $R_s = 1,1\Omega$ und $R_p = 680,7\Omega$ bestimmt [24]. Diese Werte sollen nur als Beispielwerte dienen, da diese von Hersteller zu Hersteller und auch von Solarzelle zu Solarzelle unterschiedlich sind.

6.1 Aufbau eines PV-Moduls aus Solarzellen

Durch die Reihenschaltung von vielen Solarzellen entsteht ein PV-Modul. In PORTUNUS wurde dafür ein Modell erstellt. Das Modell *Solarmodul_18_Bypass* ist in der Abbildung 32 zu sehen und besteht aus 18 in Reihe geschalteten Solarzellen. Über alle 18 Solarzellen befindet sich eine Bypassdiode. Somit sind jeweils 18 Solarzellen durch eine Bypass-Diode überbrückt. Wie allgemein bekannt ist, haben Bypassdioden hauptsächlich eine Schutzfunktion, um vor sogenannten Hotspots zu schützen. Diese entstehen durch Teilverschattungen einer oder mehrerer Solarzellen, wodurch deren Innenwiderstand steigt, diese zu Verbrauchern werden und Leistung in Wärme umgesetzt wird. Durch die Bypassdioden können entsprechende Anlagenteile kurzgeschlossen werden, sodass der Photostrom nicht durch die betroffenen Zellen fließt. Dieses führt ebenfalls dazu, dass sich die abgegebene Leistung des Moduls erhöht, da der Strom durch den gesamten Strang wieder steigt.

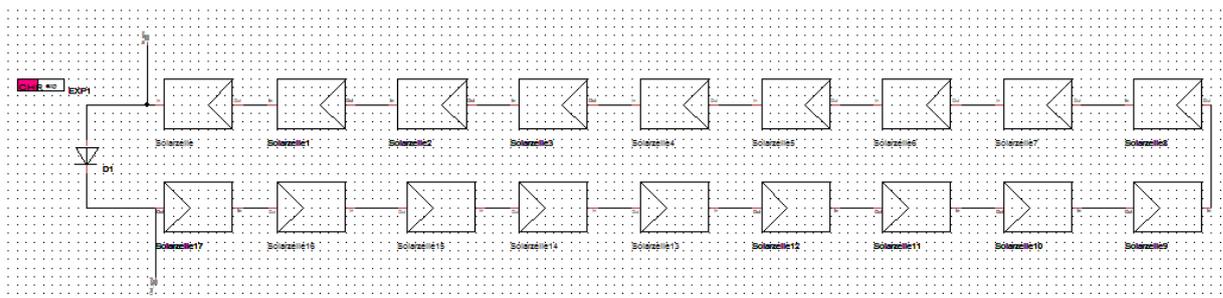


Abbildung 32: Modell der Reihenschaltung aus 18 Solarzellen und einer Bypassdiode

Die Bestrahlungsstärke jeder einzelnen Solarzelle wurde als Parameter des Modells eingefügt. Auf diese Weise ist es später möglich, gezielt einzelne Solarzellen zu verschatten, um zum Beispiel das Verhalten des MPP-Trackers auf Teilverschattung zu überprüfen. Werden vier dieser Modelle zusammen geschaltet, entsteht ein Modul mit 72 Zellen. Damit ergibt sich bei einer Leerlaufspannung von $0,675V$ pro Zelle, eine GesamtLeerlaufspannung von $48,6V$ pro Modul.

Modelleigenschaften		
Allgemein	Parameter	Ausgaben
+ ✖ ⬇ ⬆		
Parameter	Anzeige-...	Defaultw...
Ud	Aus	0.675
Ik	Aus	5.75
Tk_l	Aus	0.00061
Tk_U	Aus	-0.0027
UT_25	Aus	25.69e-3
Tmp	Aus	25
Euler	Aus	2.71828
Solarzelle.E	Aus	1000
Solarzelle1.E	Aus	1000
Solarzelle2.E	Aus	1000
Solarzelle3.E	Aus	1000
Solarzelle4.E	Aus	1000
Solarzelle5.E	Aus	1000
Solarzelle6.E	Aus	1000
Solarzelle7.E	Aus	1000
Solarzelle8.E	Aus	1000
Solarzelle9.E	Aus	1000
Solarzelle10.E	Aus	1000
Solarzelle11.E	Aus	1000
Solarzelle12.E	Aus	1000
Solarzelle13.E	Aus	1000
Solarzelle14.E	Aus	1000
Solarzelle15.E	Aus	1000
Solarzelle16.E	Aus	1000
Solarzelle17.E	Aus	1000

Abbildung 33: Parameter des Solarmodul_18_Bypass-Modells

6.2 Implementierung des Hochsetzstellers

Die Notwendigkeit und die Funktionsweise eines Hochsetzstellers wurde bereits in Kapitel 1 besprochen. Im Folgenden wird auf die Umsetzung des Hochsetzstellers in PORTUNUS und die Auslegung sowie Dimensionierung der einzelnen Bauteile eingegangen.

Zuerst wurde eine Modell des Hochsetzstellers in PORTUNUS angelegt. Für dieses Modell wurde der bereits standardmäßig in PORTUNUS enthaltene Baustein *Booster Unit* verwendet. Bei diesem Baustein handelt es sich um einen fertigen Hochsetzsteller. Aus dieser *Booster Unit* und jeweils einem Eingangs- und Ausgangskondensator wurde das Modell gebaut.

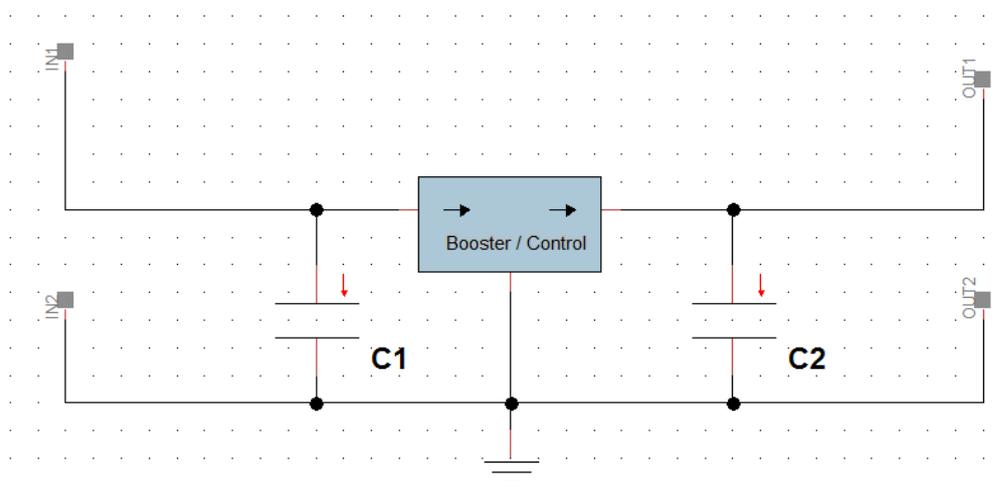


Abbildung 34: Modell des Hochsetzstellers

Als Tastverhältnis bekommt die *Booster Unit* den Parameter a . Dieser kann dann später über den Trackingalgorithmus verändert werden. Die Periodendauer kann normalerweise in einem breiten Rahmen frei gewählt werden. Beim Hochsetzsteller gilt generell, je höher die Schaltfrequenz, desto kleiner darf die Induktivität sein. Auf der anderen Seite erhöht eine hohe Schaltfrequenz auch die Schaltverluste des Hochsetzstellers. Hier wurde sich für eine Schaltfrequenz von $1kHz$ entschieden.

Auslegung des Hochsetzstellers

Die Größe der Induktivität und der Kondensatoren richtet sich nach der Beschaltung des Hochsetzstellers. Da hier von einer mittelgroßen PV-Anlage ausgegangen wird kann man annehmen, dass die Schaltung aus etwa zwei Strings à drei Modulen besteht. Demnach ergäbe sich bei einer Leerlaufspannung von $48,6V$ pro Modul unter STC-Bedingungen folgende Extremwerte:

Es gilt allgemein:

$$U \frac{\ln(E)}{\ln(E_0)} * (1 + Tk_U * (\vartheta - \vartheta_0)) \quad (6.5)$$

Die größte Spannung wird bei der maximalen Sonneneinstrahlung und der geringsten Temperatur erreicht. Bei Wetterbedingungen mit viel Wolkenwechsel, können vereinzelt Einstrahlungen von über $1000 \frac{W}{m^2}$ durch Reflexionen an der Wolkendecke auftreten. Im Winter können Temperaturen von unter null Grad auftreten. Die Modultemperatur ist jedoch aufgrund der Einstrahlung höher. Somit wird hier der Worst-case für eine Einstrahlung von $1200 \frac{W}{m^2}$ und einer Temperatur von $10C^\circ$ angenommen. Nach 6.5 ergibt sich also eine maximale Spannung von $51,90V$ pro Modul und von $155,71V$ pro String.

Die minimale Spannung wird bei einer geringen Sonneneinstrahlung und hohen Temperaturen erreicht. Selbst bei starker Bewölkung erreicht die Einstrahlung tagsüber noch Werte von um die $200 \frac{W}{m^2}$. Die Temperatur kann an heißen Sommertagen im Schatten durchaus $30C^\circ$ betragen. Am verschatteten Modul entstehen so Temperaturen von um die $50C^\circ$. Nach 6.5 ergibt sich hierbei eine minimale Spannung von $34,76V$ pro Modul und $104,28V$ pro String.

Für die Auslegung des Hochsetzstellers ist der Eingangsstrom nicht primär von Bedeutung. Der Vollständigkeit halber, wird die Berechnung aber auch für diesen durchgeführt. Der angenommene Kurzschlussstrom unter STC beträgt $I_k = 5,75A$.

Für den Strom in einer Solarzelle gilt allgemein:

$$I \frac{E}{E_0} * (1 + Tk_I * (\vartheta - \vartheta_0)) \quad (6.6)$$

Der größte Strom wird bei der größten Einstrahlung und der höchsten Temperatur erreicht. Hier wird ebenfalls von direkter Einstrahlung auf das Modul und Reflexion durch benachbarte Glassfronten, Wolken etc. ausgegangen. An heißen Sommertagen kann das Modul durch direkte Einstrahlung hohe Temperaturen erreichen. Der Worst-case ist somit eine Einstrahlung von $1200 \frac{W}{m^2}$ und einer Temperatur von $+70C^\circ$. Nach 6.6 ergibt sich ein maximaler Strom von $7,09A$ pro String und $14,18A$ für beide Strings.

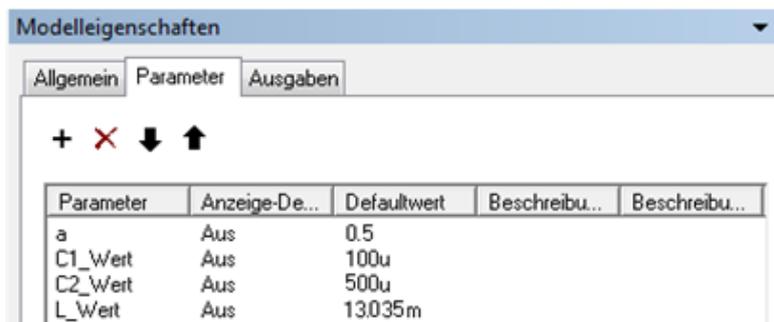
Der minimale Strom wird bei geringer Sonneneinstrahlung und geringen Temperaturen erreicht, wie es bei einem düsteren Wintertag passieren kann. Als Worst-case wird eine Einstrahlung von $100 \frac{W}{m^2}$ und eine Temperatur von $-10C^\circ$ angenommen. Nach 6.6 ergibt sich somit ein minimaler Strom von 0,56A pro String und 1,12A für beide Strings.

Für die Größe der Induktivität und der Kapazität $C2$ gilt nun:

$$L \geq \frac{U_E * T_{Takt}}{8 * I_{A,min}} \quad (6.7)$$

$$C_A \geq \frac{U_E * T_{Takt}^2}{32L * \Delta U_{ASS}} \quad (6.8)$$

Nach 6.7 ergibt sich die minimale Induktivität L bei der minimalen Eingangsspannung von 104,28V zu 13,035 mH. Als Ausgangsstrom wurde ein Strom von $I_{A,min} = 1A$ angenommen. Bei entsprechend gewählter Induktivität ergibt sich die minimale Ausgangskapazität C_A zu $500\mu F$. Als maximales Delta der Ausgangsspannung wurde $\Delta U_{ASS} = 0,5V$ angenommen. Diese Werte werden der Spule L und der Kapazität $C2$ in der Simulation zugewiesen. Die Größe der Kapazität $C1$ kann frei gewählt werden. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass die Kapazitäten wie ein Filter wirken und somit große Kapazitäten die Regelung verlangsamen. Die Eingangskapazität $C1$ soll die Eingangsspannung stabilisieren und sollte deshalb wiederum nicht zu klein gewählt werden, da sonst die stabilisierende Wirkung begrenzt ist. In dieser Simulation wurden gute Ergebnisse mit einem Wert für $C1$ von $100\mu F$ erreicht. Der Tastgrad α ist standardmäßig auf 0,5 gesetzt, da von einer Anlage im laufenden Betrieb ausgegangen wird. Bei dieser befindet sich der Tastgrad bereits in der Nähe des für den MPP optimalen Werts. Um mit diesem Modell besser arbeiten zu können, wurde dieses unter dem Ersatzschaltbild in der Abbildung 36 hinterlegt.



Parameter	Anzeige-De...	Defaultwert	Beschreibu...	Beschreibu...
a	Aus	0.5		
C1_Wert	Aus	100u		
C2_Wert	Aus	500u		
L_Wert	Aus	13035m		

Abbildung 35: Parameter und Wertzuweisungen des Hochsetzstellers

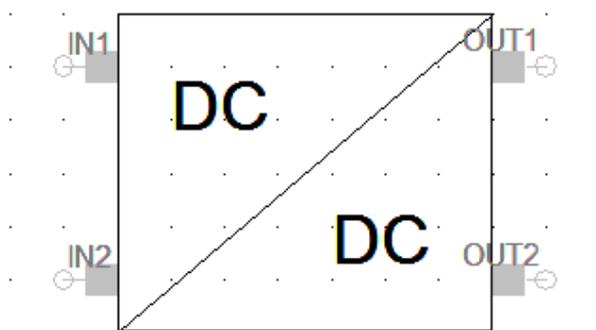


Abbildung 36: Ersatzschaltbild des Hochsetzstellers

6.3 Umsetzung eines MPP-Algorithmus mit PORTUNUS

Im Folgenden sollen zwei verschiedene MPP-Algorithmen in PORTUNUS umgesetzt werden. Einleitend wurde bereits erwähnt, dass der Fokus dieser Arbeit auf Anlagen kleinerer bis mittlerer Leistungen liegen soll, wie sie für die Installation auf Dächern typisch sind. Aufgrund dieser Festlegung und der in Kapitel 3.3 angesprochenen Vor- und Nachteile der Verfahren sowie der Tatsache, dass Perturb & Observe das gängigste Verfahren ist, wurde sich hier für die Verwendung dieses Verfahrens entschieden. Um die Unterschiede zwischen den Gradientenverfahren und den modellbasierten Verfahren aufzuzeigen, wird zusätzlich der Fractional-open-circuit Algorithmus simuliert.

Eine Besonderheit bei der Simulation mit PORTUNUS ist, dass die in Kapitel 2 angesprochenen Zeitkonstanten hier nicht zutreffend sind. Änderungen in der Bestrahlungsstärke treten unmittelbar auf. So kann die Bestrahlungsstärke in einem einzigen Simulationsschritt von $1000 \frac{W}{m^2}$ auf $200 \frac{W}{m^2}$ oder weniger abfallen. Je nach Simulation fallen also Änderungen von ca. $1000 \frac{W}{m^2 \cdot 0,1s}$ an. Würde man gemäß der angesprochenen Norm die Geschwindigkeit der Bestrahlungsänderung auf $100 \frac{W}{m^2 \cdot s}$ begrenzen, könnte man mit PORTUNUS nur sehr kurze Abschnitte und geringe Veränderungen simulieren, da zumindest auf dem während dieser Simulation verwendeten System eine simulierte Zeit von einer Sekunde, mehr als 10 Minuten in Echtzeit gedauert hat. Aus diesem Grund wurde sich nicht an eine Trackinggeschwindigkeit von $0,1 \frac{\%}{s}$ bis $1 \frac{\%}{s}$ der normalen MPP-Spannung gehalten. Die hier verwendete Geschwindigkeit liegt im Bereich von $10 \frac{\%}{s}$ bis $100 \frac{\%}{s}$ der normalen MPP-Spannung und entspricht somit ungefähr der 100-fachen Geschwindigkeit. Damit wird der ca. 100-fach schnelleren Zeitkonstante für die Bestrahlungsänderung genüge getan.

Desweiteren lässt PORTUNUS bei dem Beschreiben der Stellen und Transitionen keine IF-Else-Bedingungen zu. Somit mussten einige Anweisungen umständlich und teils schwer lesbar beschrieben werden.

6.3.1 P&O-Algorithmus

Der hier verwendete Perturb & Observe Algorithmus wurde in Anlehnung an [22] erstellt. Da der dort verwendete Algorithmus jedoch den MPP nur finden konnte, wenn er bei einem $a \leq a_{MPP}$ gestartet ist, war dieser nicht ausreichend. Der Algorithmus musste verbessert werden, sodass nun ein Tracking in Vorwärts- und Rückwärtsrichtung erfolgen kann. Hierzu war es notwendig nicht nur die Leistung vor und nach der Störung zu betrachten, sondern ebenfalls in welcher Richtung die vorherige Störung stattgefunden hat. Das Ablaufdiagramm des hier verwendeten Algorithmus ist in der Abbildung 37 zu sehen.

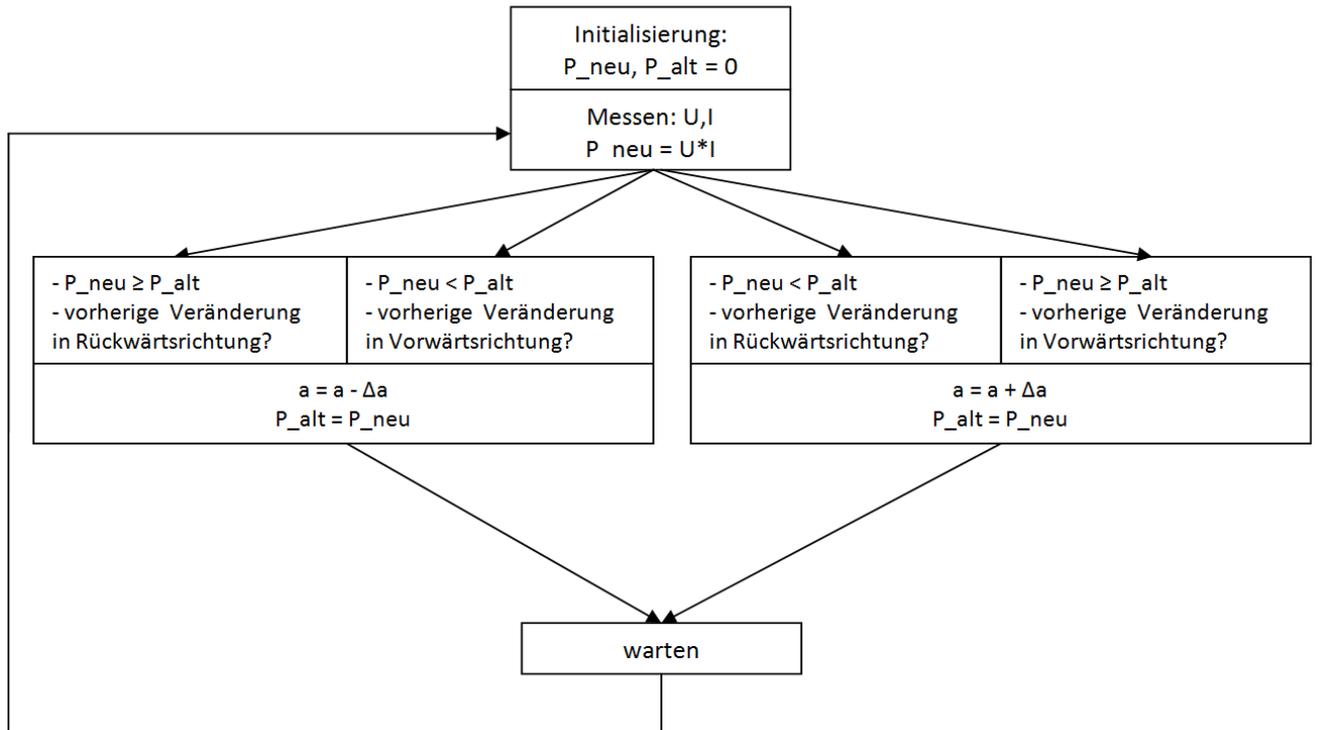


Abbildung 37: P&O Algorithmus als Ablaufdiagramm

Der Algorithmus wurde anhand von Stellen und Transitionen realisiert und ist als Übersicht in der Abbildung 38 zu sehen. In der Abbildung 39 bis Abbildung 42 sind die verschiedenen Parametrierungen der einzelnen Transitionen und Stellen dargestellt. Am wichtigsten ist hier die Stelle 2, da in dieser der eigentliche Algorithmus implementiert ist.

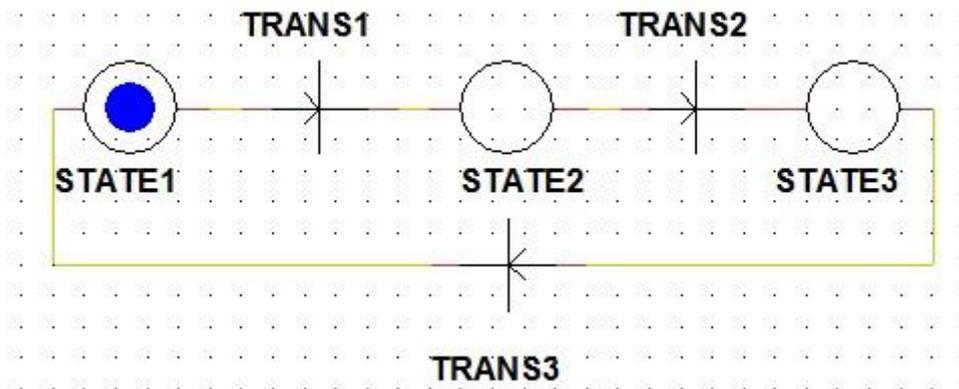


Abbildung 38: P&O Algorithmus in PORTUNUS

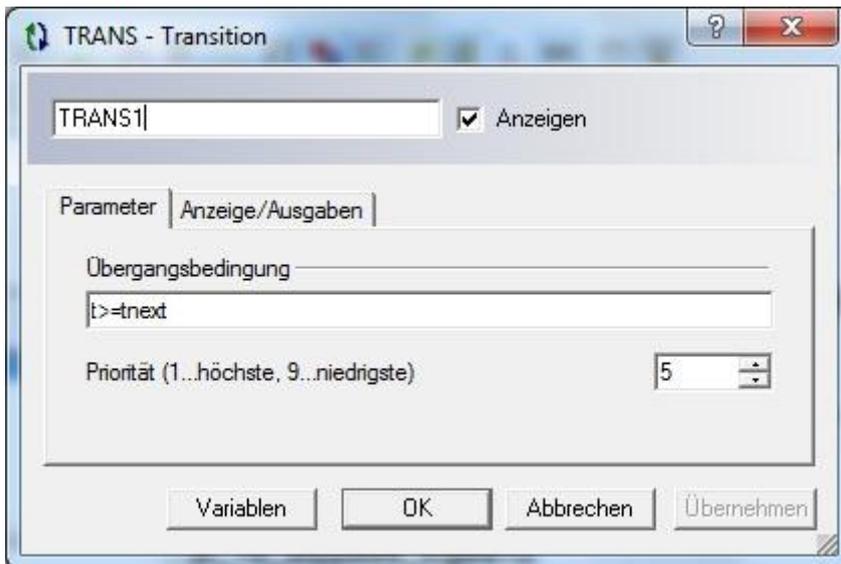


Abbildung 39: Parametrierung der Transitionen

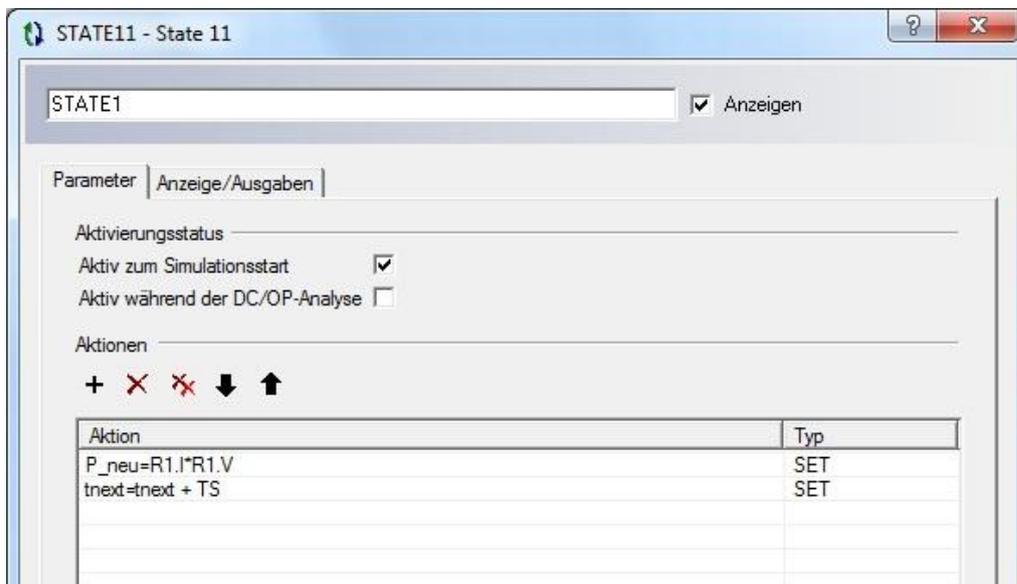


Abbildung 40: Parametrierung der Stelle 1, Bestimmung der aktuellen Leistung

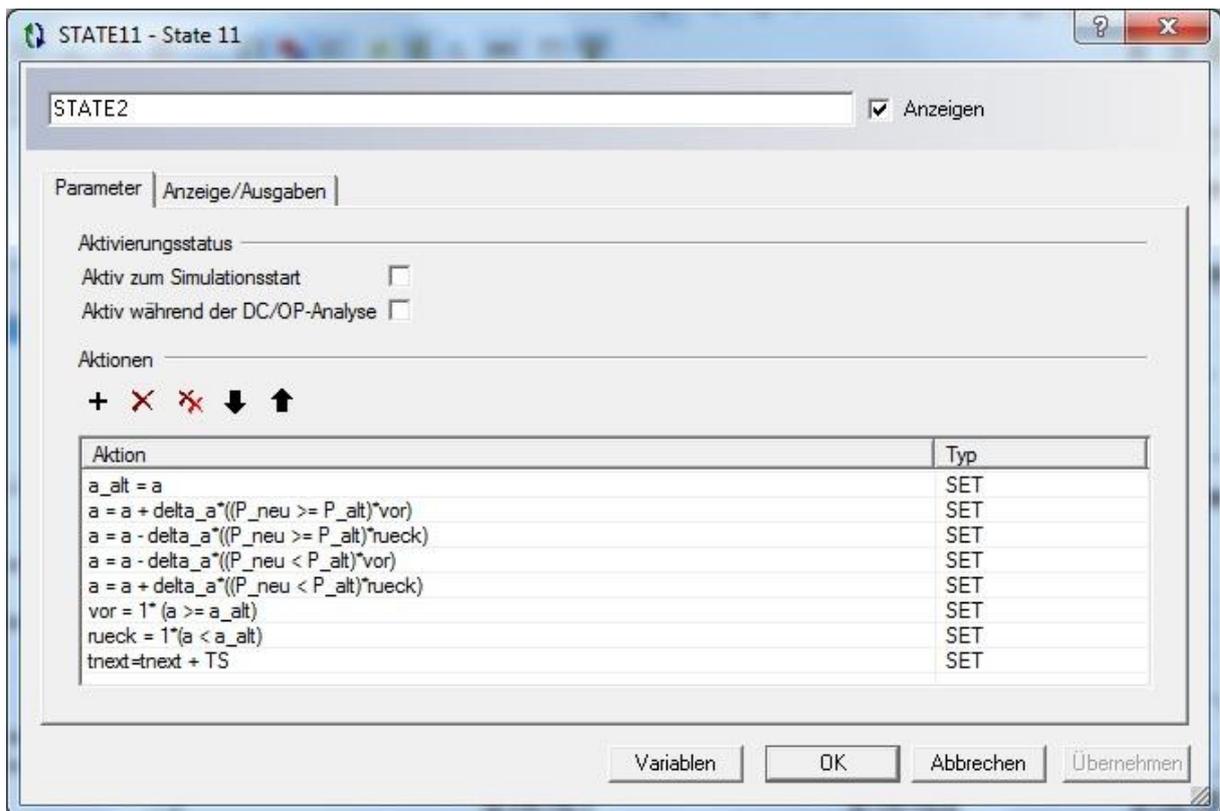


Abbildung 41: Parametrierung der Stelle 2, Suchalgorithmus von a

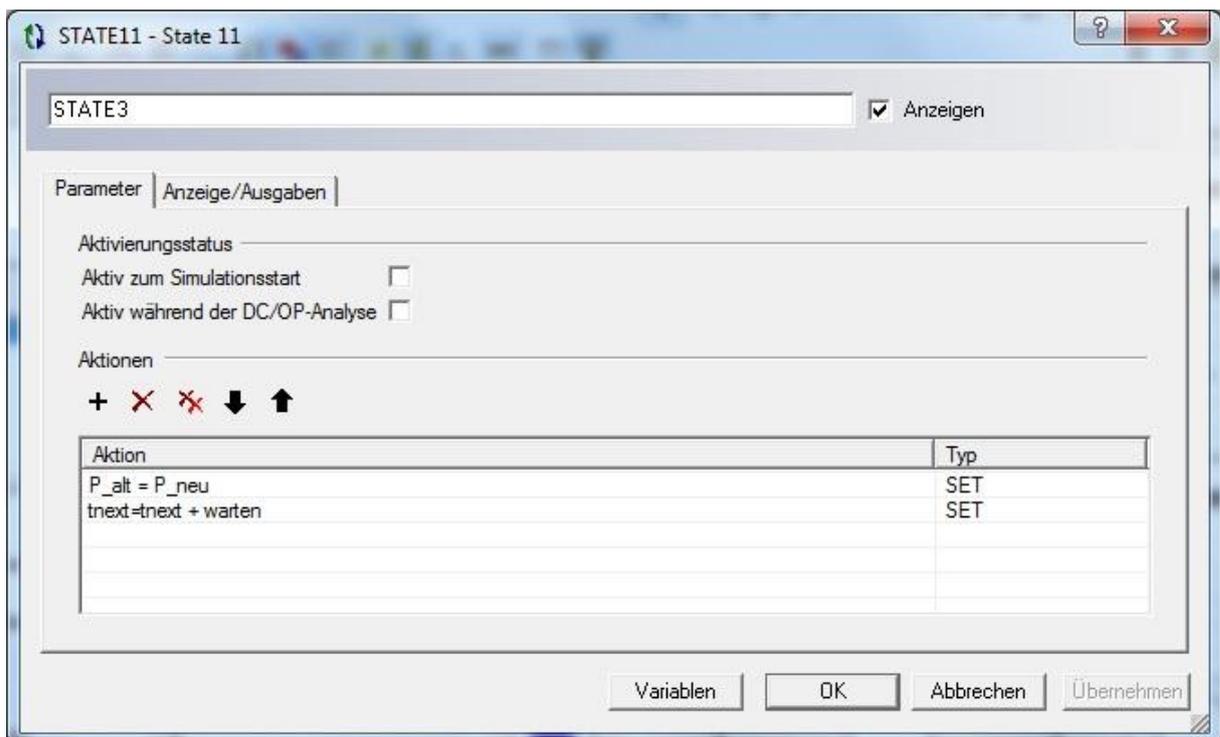


Abbildung 42: Parametrierung der Stelle 3, Setzen der vorherigen Leistung gleich der neuen Leistung

Nachfolgend wurden nun zwei Simulationen durchgeführt. In diesen Simulationen wurde einmal bei einem Tastverhältnis von $a = 0,0$ gestartet und einmal von $a = 0,9$. Der Aufbau der Schaltung ist in der Abbildung 43 dargestellt und die Initialisierung der Variablen ist in der Abbildung 44 zu sehen. Die Last R1 beträgt hier 50Ω . Da jedes der hier dargestellten Solarmodule aus nur 18

6. Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

Solarzellen bestehen. ergeben jeweils vier dieser Module ein echtes Modul. Es sind also drei Solarmodule je String dargestellt.

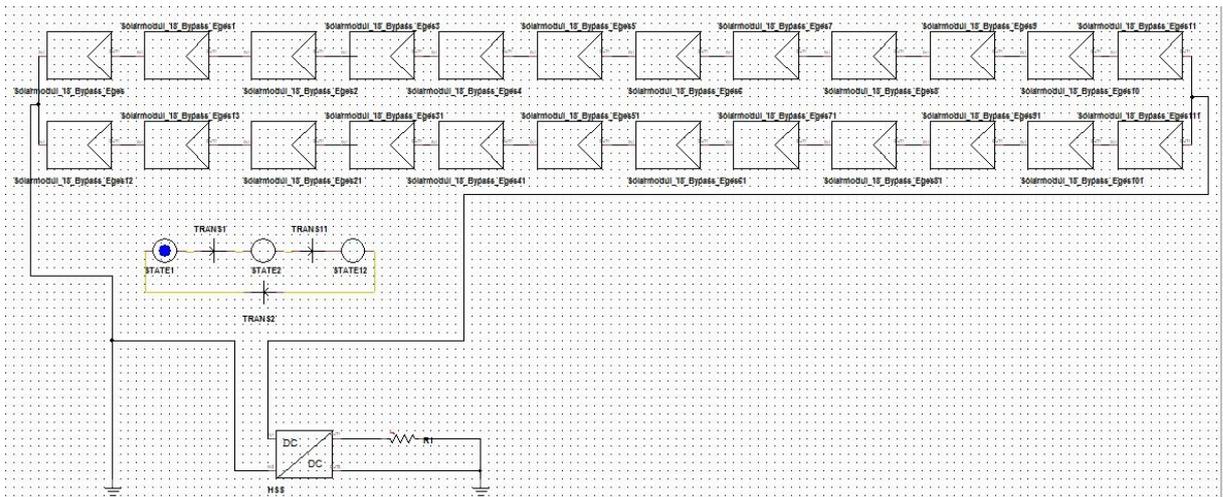


Abbildung 43: Aufbau der Schaltung zur Simulation in PORTUNUS mit P&O

```
VARDLG -  
Variablen  
Simu_5_3_1.ecd  
Deklaration / Initialisierung (bei Simulationsstart)  
1 double a = 0.5; //Startwert der Tastverhaeltnisses  
2 double delta_a = 0.02; //Schrittgroesse von a  
3 ///////////////////////////////////////////////////////////////////  
4 double P_neu = 0.0; //aktueller Leistungswert  
5 double P_alt = 0.0; //alter Leistungswert  
6 ///////////////////////////////////////////////////////////////////  
7 double tnext=0; //Variable fuer naechsten Rechenzeitpunkt  
8 double TS=0.001; //Schrittdauer zwischen den einzelnen Schritten  
9 double warten = 0.03; //Wartezeit, damit Schaltung sich einpendelt  
10 ///////////////////////////////////////////////////////////////////  
11 double vor = 1; //letzter Schritt vorwaerts -> vor = 1, rueck = 0  
12 double rueck = 0; //letzter Schritt rueckwaerts -> rueck = 1, vor = 0
```

Abbildung 44: Variablendeklaration für P&O

Die Ergebnisse der ersten Simulation sind in der Abbildung 45 links dargestellt. Wie man im unteren Teil erkennen kann, wird das Tastverhältnis a , bis auf eine Ausnahme im Einschwingbereich der Schaltung, stetig Schrittweise erhöht, bis das Leistungsmaximum gefunden wurde. Um diesen Punkt pendelt es dann ständig herum. Bei der zweiten Simulation sind die Ergebnisse in der Abbildung 45 rechts dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass das Tastverhältnis a stetig verringert wird, bis es schließlich im gleichen Bereich pendelt wie in der ersten Simulation. Der erste Schritt erfolgte dabei nach oben. Erst danach wurde in die korrekte Richtung getrackt. Dieses ist der Umsetzung des Algorithmus geschuldet, welcher immer den ersten Schritt nach oben ausführt.

6. Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

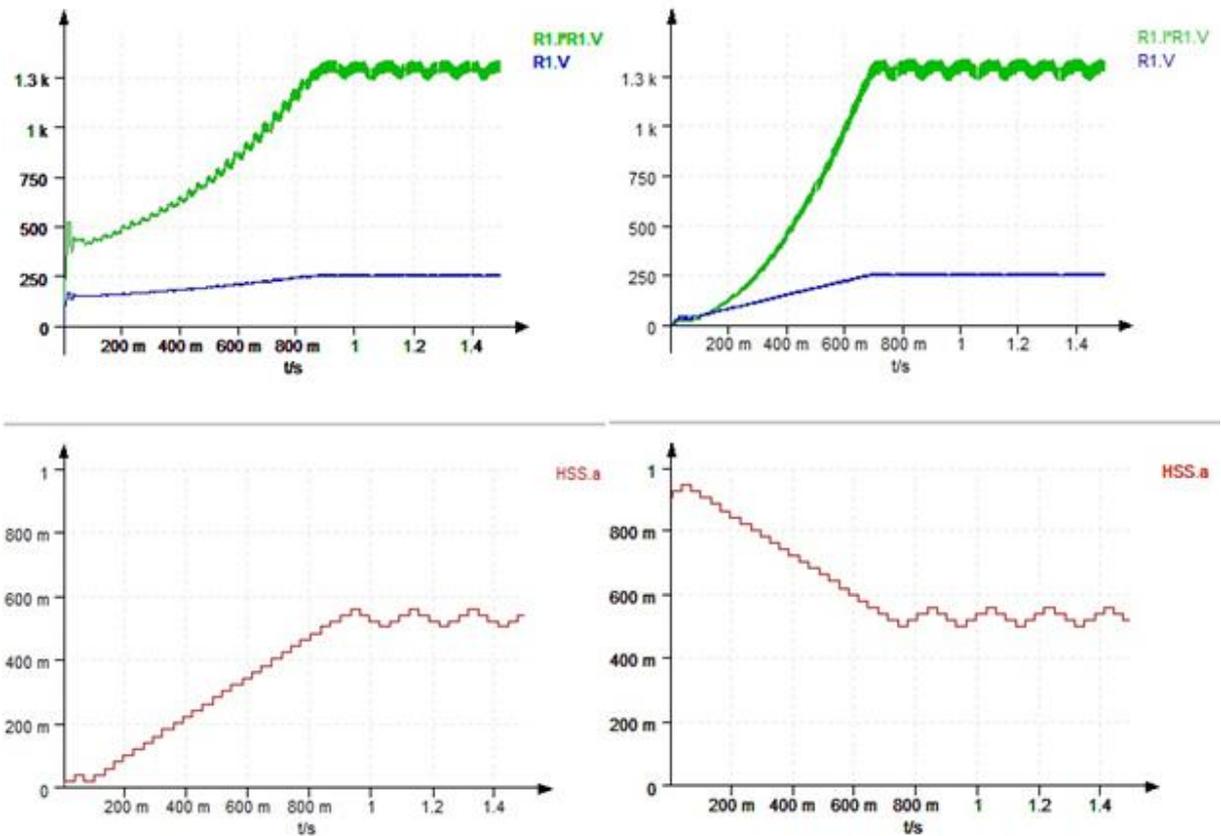


Abbildung 45: Ergebnisse der Simulation mit Startwert $a = 0$ auf der linken Seite und $a = 0,9$ auf der rechten Seite

Da der normale P&O Algorithmus nun funktioniert, wird im Folgenden das two-stage MPP-Trackingverfahren umgesetzt. Hierzu wurde parallel zum ersten Algorithmus in PORTUNUS ein zweiter Algorithmus erzeugt. Beide Netzwerke sind wie in der Abbildung 46 dargestellt, bei Simulationsstart aktiv.

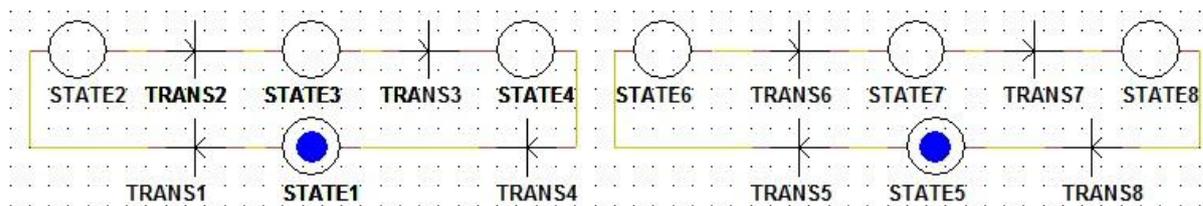


Abbildung 46: Parallele Netzwerke für den two-stage Algorithmus

Durch eine Ergänzung an den Transitionen wird jedoch sicher gestellt, dass immer nur ein Netzwerk aktiv das MPP-Tracking durchführt. Dazu wurden die Transitionen erzeugt, wie sie in der Abbildung 47 und der Abbildung 48 dargestellt sind. Ist $enable = 0$ schalten die Transitionen des linken Netzwerks und der bereits vorgestellte P&O Algorithmus ist aktiv. Ist $enable = 1$ schalten die Transitionen des rechten Netzwerks und der Curve Sweep ist aktiv.

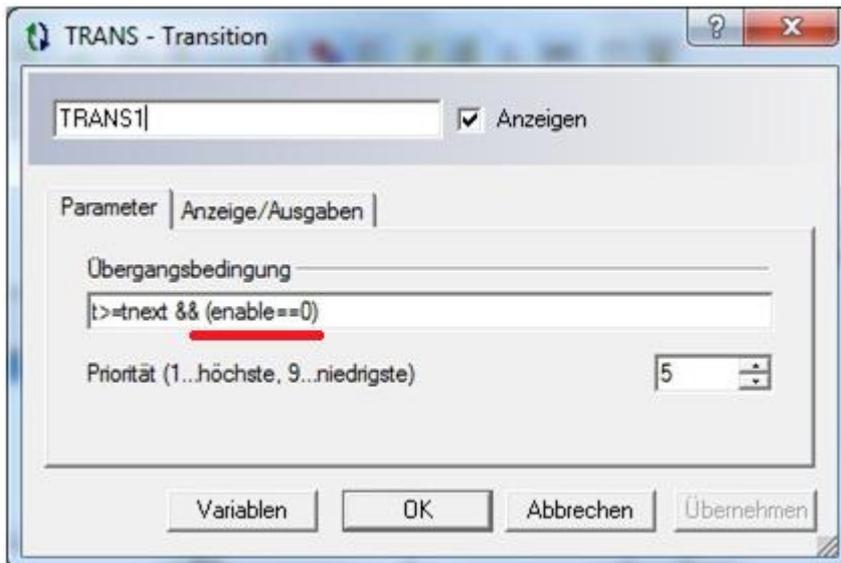


Abbildung 47: Erweiterte Transition des P&O Algorithmus

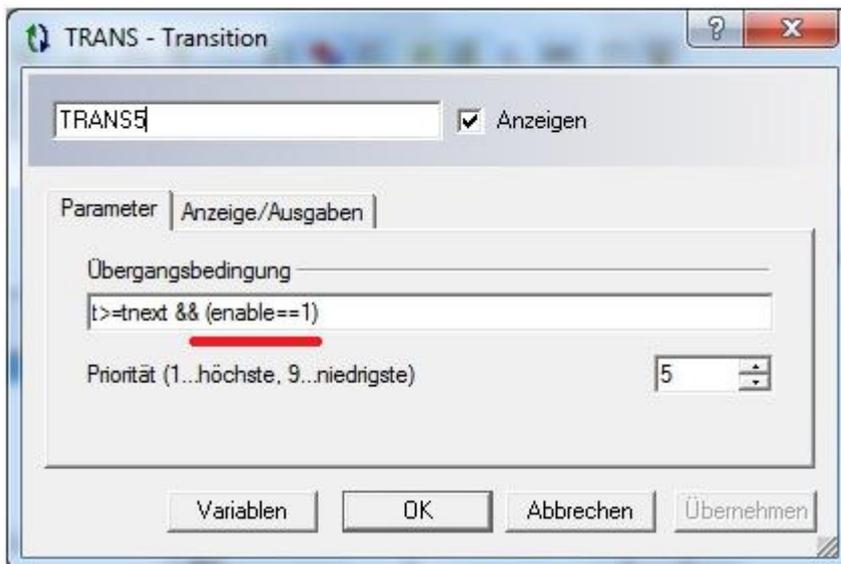


Abbildung 48: Transition des Curve Sweep Algorithmus

Die Variable *enable* wird im Zustand 4 gesetzt. Dieser ist in der Abbildung 49 dargestellt. Nach jedem Durchlauf des Netzwerks wird die Variable *durchläufe* um einen Zähler erhöht. Ist diese schließlich größer oder gleich der Variable *anzahl_durchläufe* wird *enable* = 1 gesetzt. Somit wird das linke Netzwerk deaktiviert und das rechte Netzwerk wird aktiviert. Da die Transition 4 die einzige im linken Netzwerk vorhandene Transition ist, ohne ein *enable* in der Schaltbedingung, wird der Zustand 1 aktiv und das linke Netzwerk befindet sich im Ausgangszustand. In dem Zustand 1 wird dann gemäß der Abbildung 50 die Variable *durchläufe* = 0 gesetzt, wenn die Anzahl der Durchläufe größer oder gleich der vorgegebenen maximalen Anzahl an Durchläufen ist und das Tastverhältnis wird auf $a = 0,2$ gesetzt, wenn *enable* = 1 ist. Möchte man einen vollständigen curve-sweep durchführen, kann man auch $a = 0$ setzen. Hier wurde sich aber dafür entschieden, einen Curve Sweep nur zwischen $a = 0,2$ und $a = 0,8$ durchzuführen. Dieses ist oftmals ausreichend und der Leistungsverlust durch den Curve Sweep wird begrenzt. Die obere Grenze von $a = 0,8$ wird durch eine entsprechende Schrittzahl des Curve Sweeps realisiert.

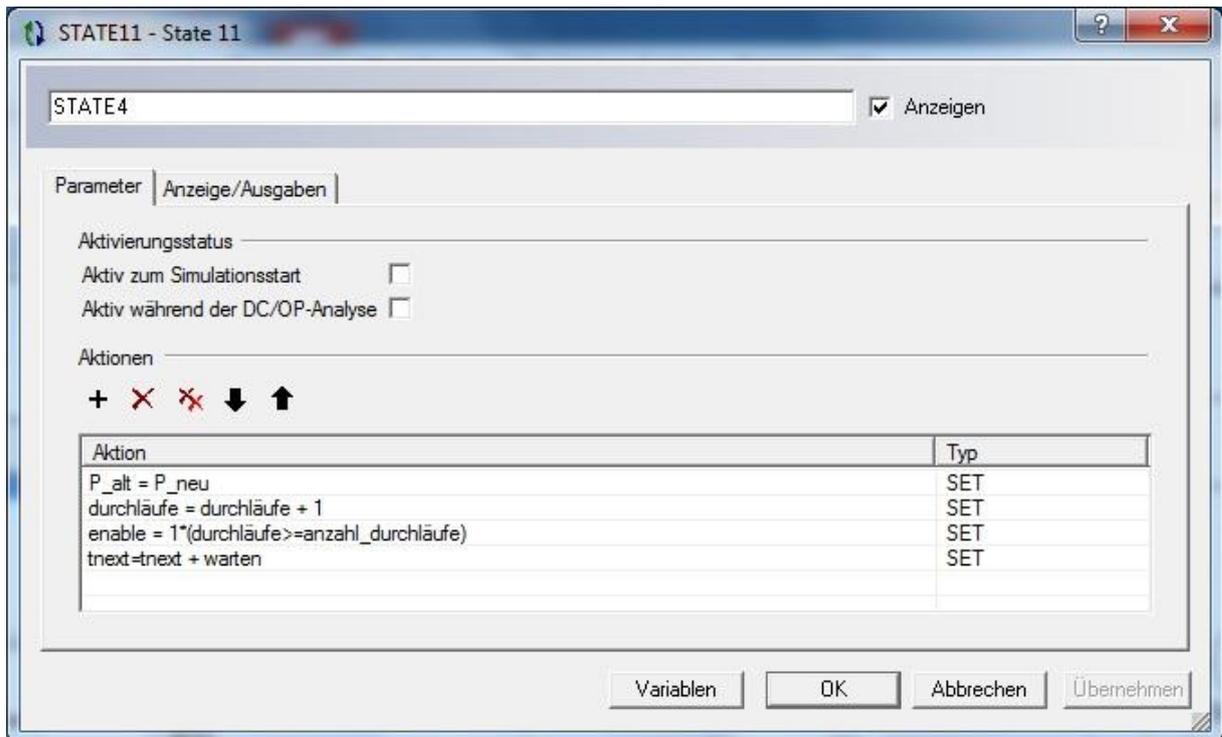


Abbildung 49: Erweiterter Zustand 4 des P&O Algorithmus

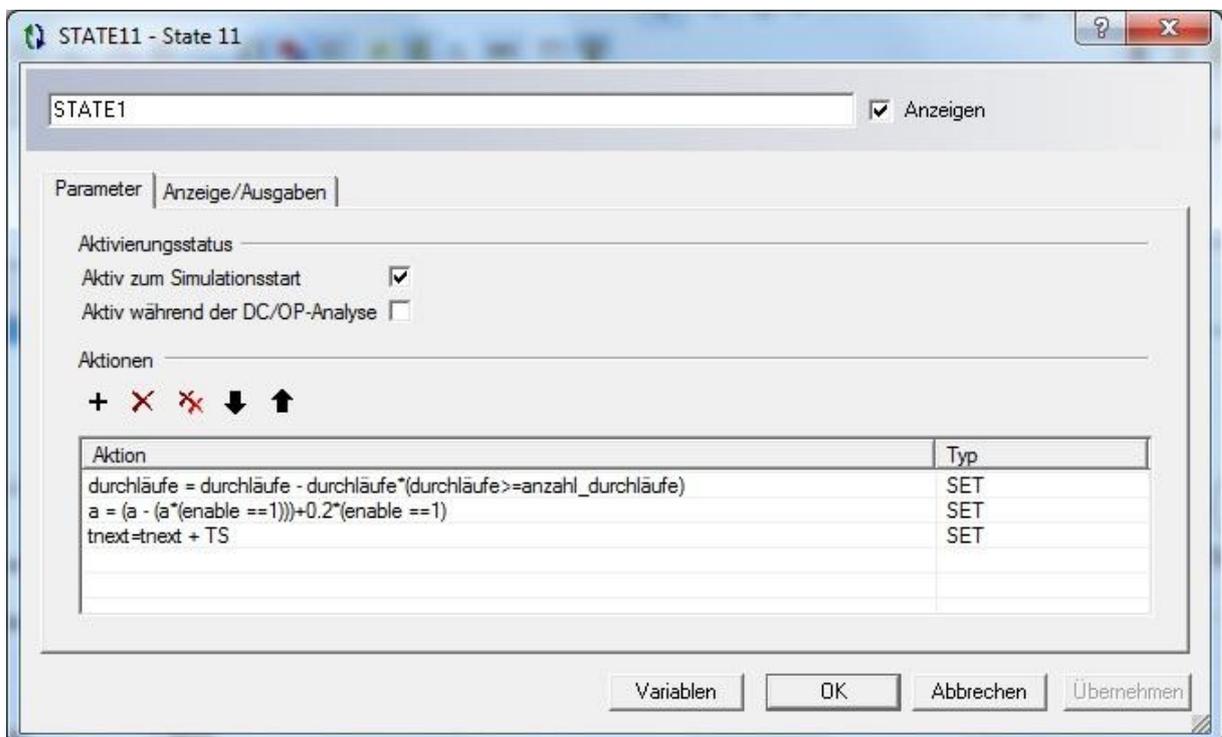


Abbildung 50: Zustand 1 des erweiterten P&O Algorithmus

Ist das rechte Netzwerk aktiv, wird im Zustand 6 die Leistung vor dem ersten Schritt in der Variablen P_{vorher} gespeichert. Dieser Zustand ist in der Abbildung 51 dargestellt. Dieses dient später dazu zu sehen, ob nach der Erhöhung von a die Leistung zugenommen hat, ähnlich wie im vorherigen P&O Algorithmus. Anschließend wird a erhöht. Im nächsten Zustand 7, dargestellt in der Abbildung 52, wird der Leistungswert $P_{nachher}$ gemessen. Dieser wird mit dem Leistungswert P_{vorher} verglichen. Ist die Leistung gestiegen, wird der zugehörige Wert von a in

der Variablen a_{max} gespeichert. Ist der Leistungswert nicht höher, wird der alte Werte a_{max} beibehalten.

In dem darauf folgenden Zustand 8 aus der Abbildung 53 wird, analog zum linken Netzwerk, der Zähler der Variable $durchläufe_2$ bei jedem Durchlauf um einen Wert erhöht. Ist dieser Wert größer oder gleich dem Wert der Variablen $anzahl_durchläufe_2$ wird $enable = 0$ gesetzt. Außerdem wird das Tastverhältnis a auf den Wert von a_{max} gesetzt, wenn die maximale Anzahl an Durchläufen erreicht wurde. Da $enable$ nun wieder gleich null ist, wird das linke Netzwerk aktiv und das rechte Netzwerk inaktiv. Entsprechend dem linken Netzwerk, ist auch hier die Transition 8 ohne $enable$ Bedingung. Der Zustand 5 wird aktiviert. Dieser ist in der Abbildung 54 dargestellt. Hier wird der Zähler von $durchläufe_2 = 0$ gesetzt, sofern die maximale Anzahl an Durchläufen erreicht wurde. Das rechte Netzwerk befindet sich wieder im Ursprungszustand.

Mit dem neu ermittelten Wert a_{max} wird das linke Netzwerk und der Algorithmus Perturb & Observe fortgesetzt.

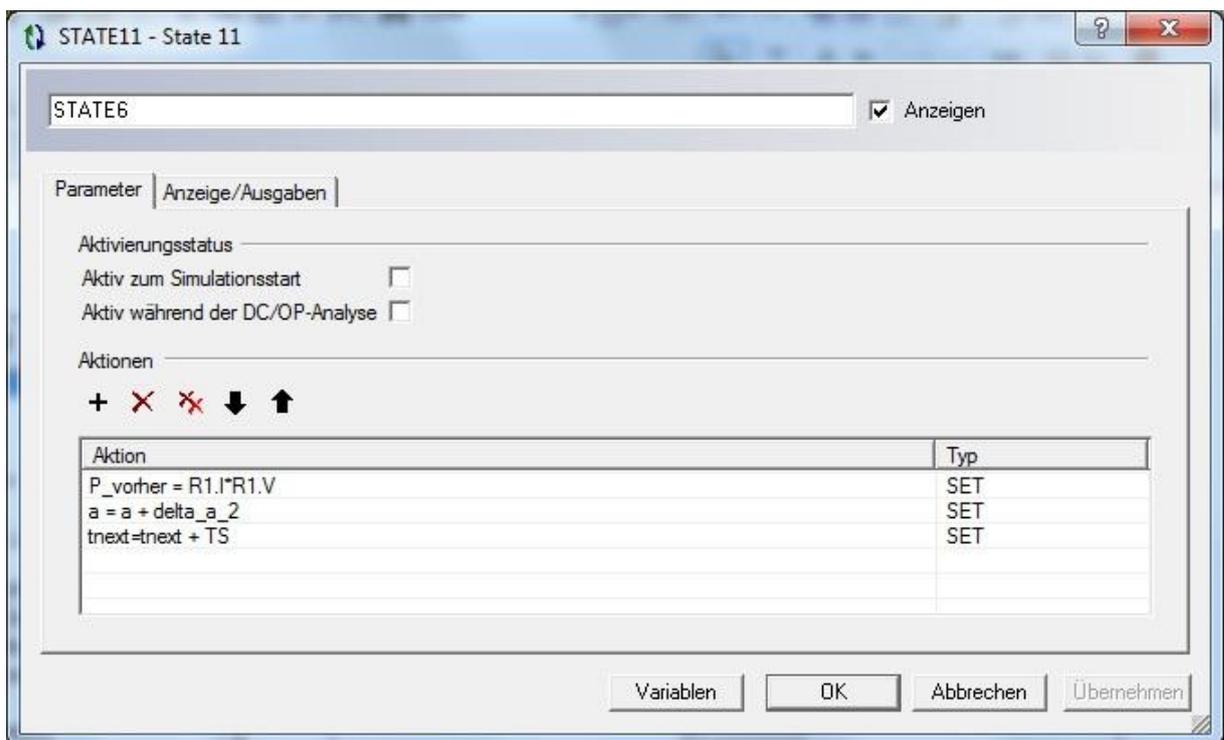


Abbildung 51: Zustand des Curve-Sweeps

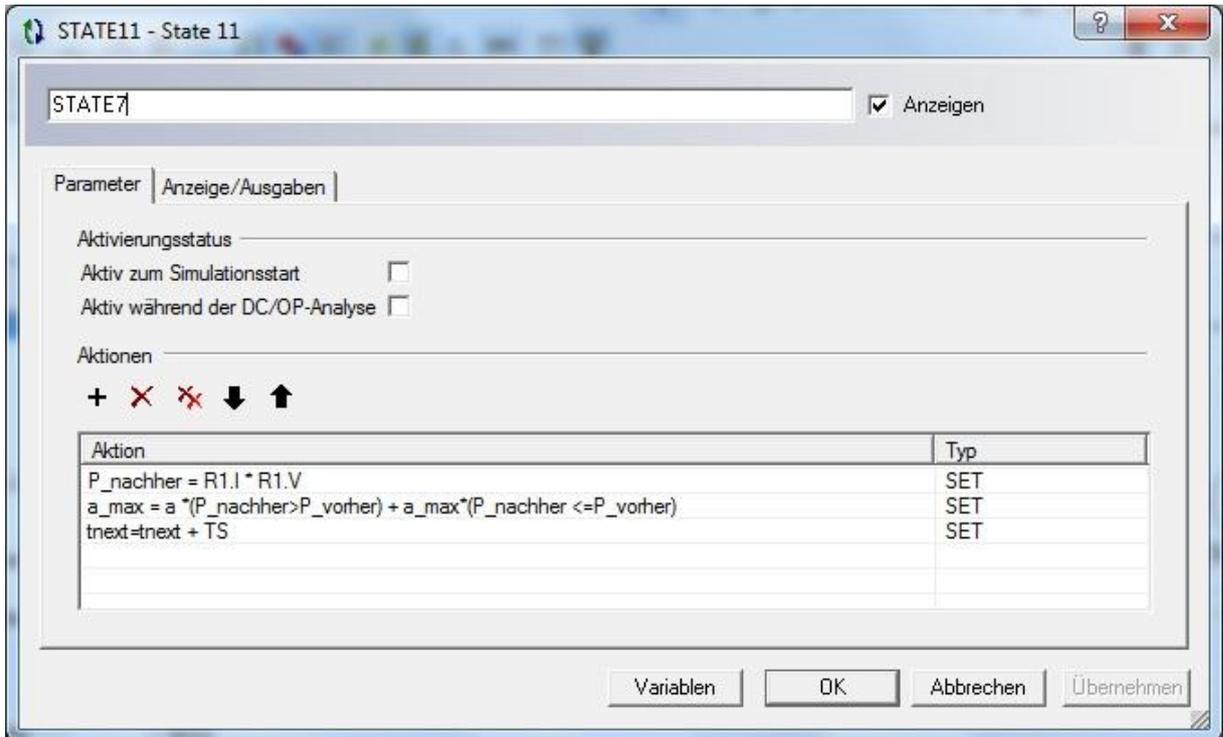


Abbildung 52: Merken von a_max

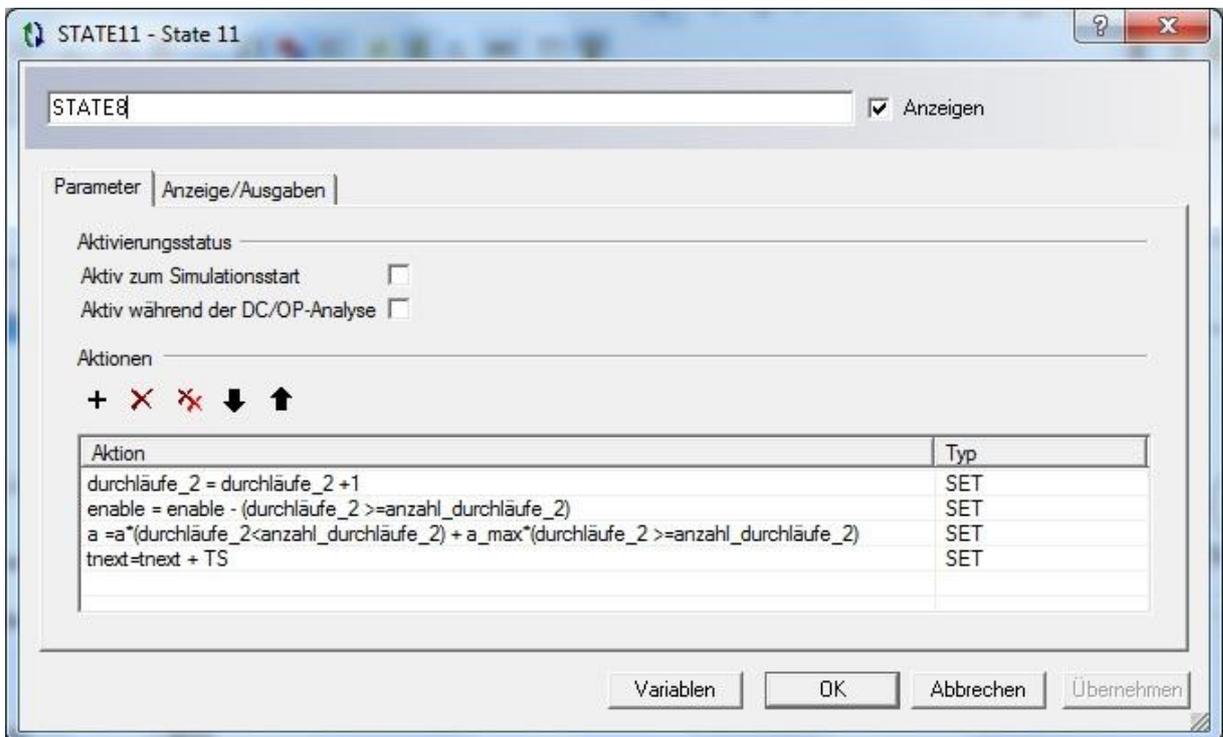


Abbildung 53: Zustand 8 des Curve Sweeps

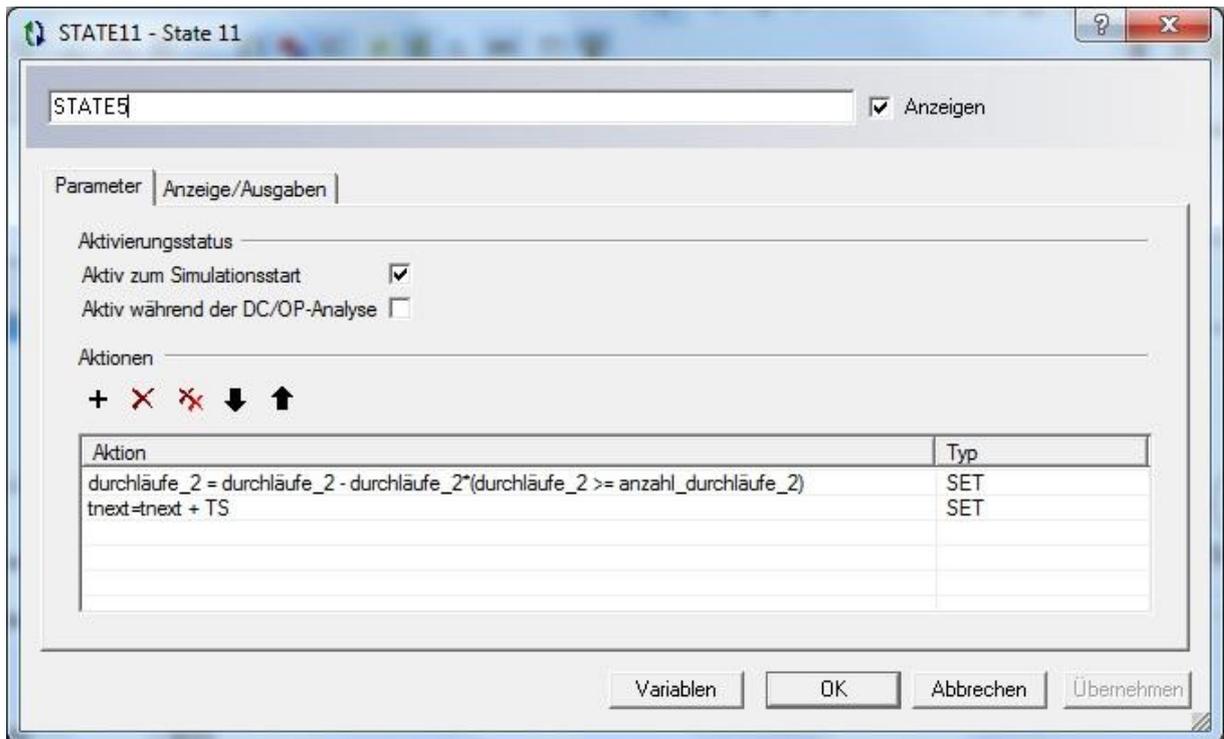


Abbildung 54: Zustand 5 des Curve-Sweeps

Zum Testen der Funktionsweise wird die Schaltung aus Abbildung 43 herangezogen. Hierbei wird das erste Solarmodul zur Hälfte mit einer Stärke von $E = 250 \frac{W}{m^2}$ bestrahlt. Alle anderen Anlagen werden mit $E = 600 \frac{W}{m^2}$ bestrahlt. Aufgrund dieser Teilverschattung besitzt die Leistungskennlinie zwei Maxima. In der nachfolgenden Simulation in der Abbildung 55 ist zu erkennen, dass erst das lokale Maximum durch den P&O Algorithmus getrackt wird und durch den Curve Sweep dann das globale Maximum gefunden wird. Ebenfalls deutlich zu erkennen ist, wie die Leistung für den Zeitraum des Curve Sweeps einbricht.

Nachdem nun sichergestellt ist, dass der Algorithmus in beide Richtungen funktioniert und dass dieser durch das two-stage Tracking auch globale Maxima findet, soll nun eine spezielle Abfolge von Bestrahlungsszenarien simuliert werden. Dieses beinhaltet Zeiträume gleichmäßiger und wechselnder Bestrahlung, sowie Teilverschattungen. Die selbe Abfolge wird ebenfalls in 6.3.2 verwendet, um den Fractional-open-circuit Algorithmus daran zu testen und um anschließend einen Vergleich darzustellen.

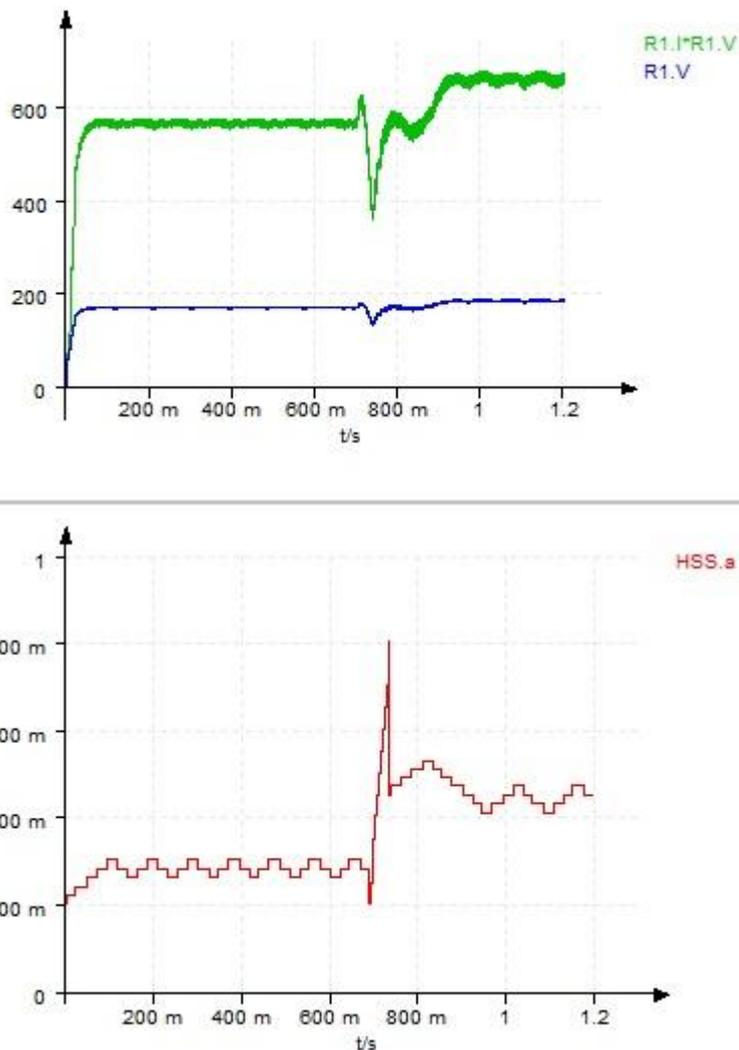


Abbildung 55: Simulation des two-stage-Algorithmus

6.3.1.1 Simulation eines definierten Bestrahlungsszenarios bei Perturb & Observe

Der Verlauf der Sonneneinstrahlung auf die PV-Anlage ist in der Abbildung 56 in $\frac{W}{m^2}$ dargestellt. In den Bereichen von 250ms bis 600ms und von 2700ms bis 3700ms liegt eine Teilverschattung vor und es gibt zwei Maxima auf der Leistungskurve. In der Abbildung 57 ist die Leistungskurve zusammen mit der Spannung am Verbraucher dargestellt sowie im unteren Teil das Tastverhältnis a . Die Deklaration der Variablen ist in der Abbildung 58 zu sehen. Um die erzeugte Energie zu ermitteln, wird die Leistungskurve integriert. Die in dem simulierten Zeitraum erzeugte Energie liegt bei 695,65Ws. Betrachtet man die Abbildung 57 hat es auf den ersten Blick den Anschein, als sei der Curve Sweep kontraproduktiv, da er in den Zeiträumen der Teilverschattung, nicht zu einem besseren Trackingverhalten führt. Um die Auswirkung des Curve Sweeps besser bewerten zu können, wurde zusätzlich eine Simulation ohne Modifikation durchgeführt. Die hierbei erzeugte Energie liegt bei 681,52Ws. Ein geringer Mehrertrag an Energie, hervorgerufen durch den Curve Sweep, ist also vorhanden. Dieses lässt sich am deutlichsten an dem Zeitpunkt 1,5s erklären. Dort ist deutlich der durch den Curve Sweep bedingte Sprung im Tastverhältnis a zu erkennen. Ohne diesen Sprung hätte sich der Algorithmus deutlich langsamer an das Maximum angenähert. Es ist zu vermuten, dass unter realen Lichtverhältnissen der Performanceunterschied von nicht modifiziertem P&O zu modifiziertem P&O noch größer ist. Durch das langsamere

Eintreten und Auflösen von Teilverschattungen, ist ein Curve Sweep während dieser Zeit fast garantiert. Außerdem kann die Häufigkeit des Curve Sweeps bei größeren Zeitkonstanten verringert werden, wodurch der prozentuale Anteil der durch den Curve Sweep verursachten Verlustleistung zur Gesamtleistung verringert wird.

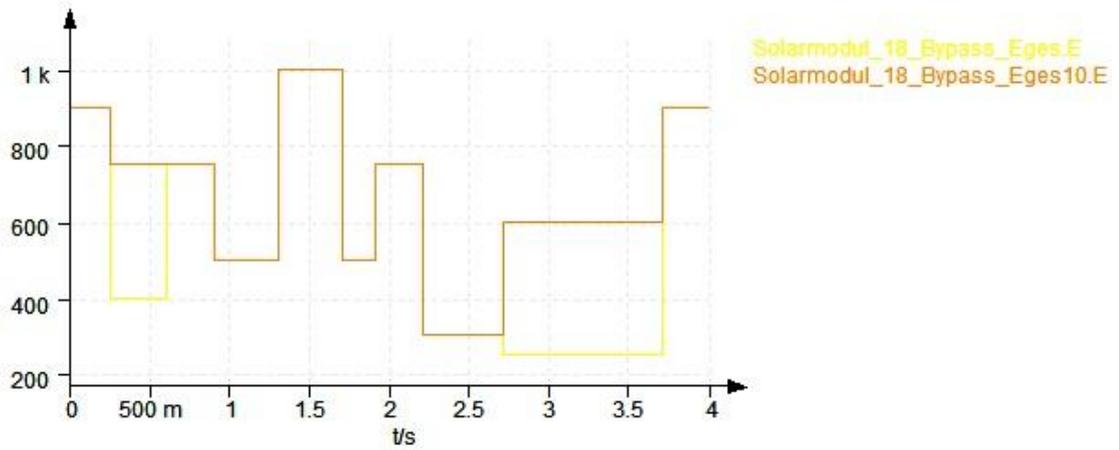


Abbildung 56: Verlauf der Einstrahlung auf die PV-Anlage

6. Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

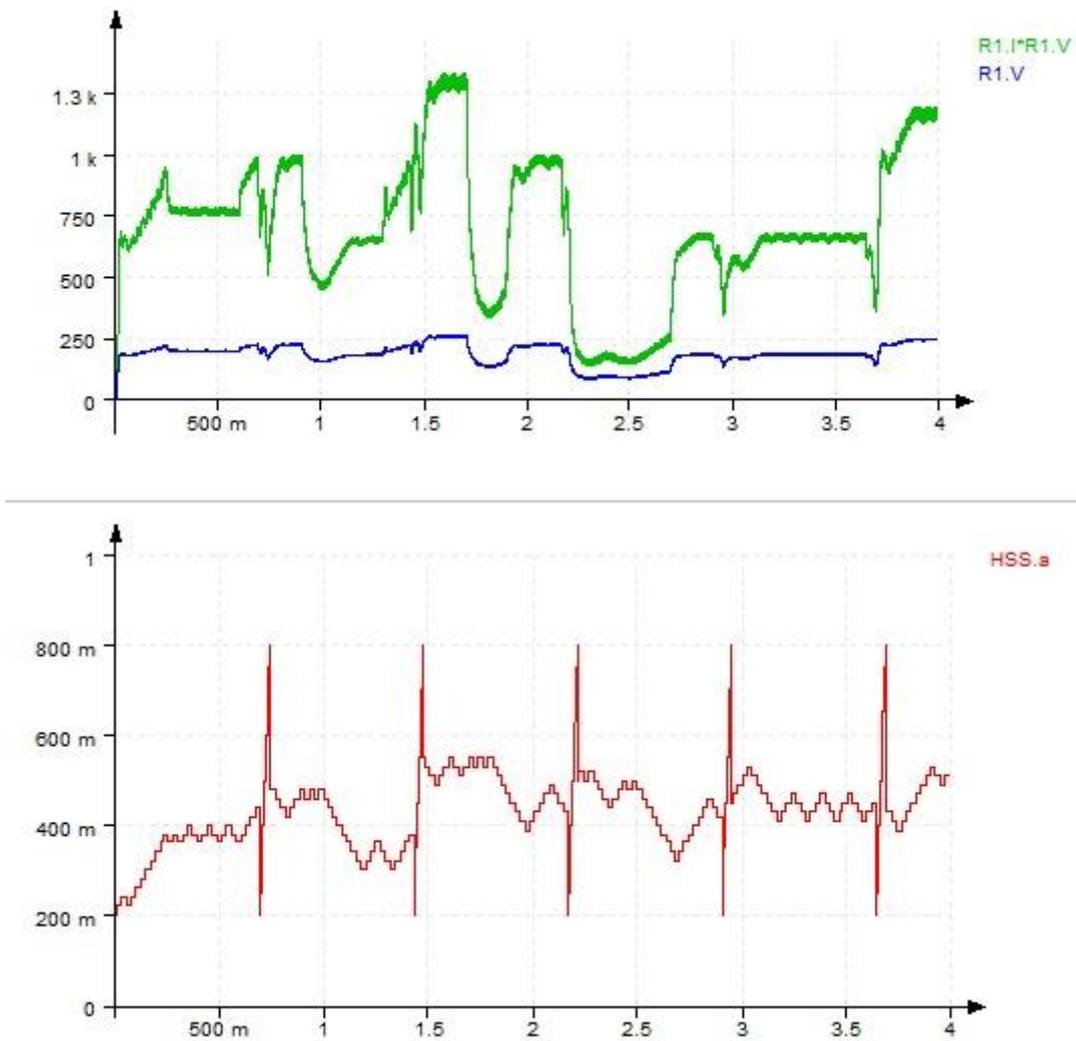


Abbildung 57: Leistungskennlinie mit Tastverhältnis und Spannung bei P&O

```

1: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
2: //Variablen für P&O
3: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
4: double a = 0.2; //Startwert der Tastverhältnisses
5: double delta_a = 0.02; //Schrittgröße von a
6: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
7: double P_neu = 0.0; //aktueller Leistungswert
8: double P_alt = 0.0; //alter Leistungswert
9: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
10: double tnext=0; //Variable für nächsten Rechenzeitpunkt
11: double TS=0.001; //Schrittdauer zwischen den einzelnen Schritten
12: double warten = 0.02; //Wartezeit, damit Schaltung sich einpendelt
13: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
14: double vor = 1; //letzter Schritt vorwärts -> vor = 1, rueck = 0
15: double rueck = 0; //letzter Schritt rückwärts -> rueck = 1, vor = 0
16: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
17: //Variablen für curve sweep
18: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
19: double durchläufe = 0; //aktuelle Anzahl der Durchläufe im P&O
20: double anzahl_durchläufe = 30; //Variable für die Anzahl der Durchläufe bis zum curve sweep
21: double durchläufe_2 = 0; //aktuelle Anzahl der Durchläufe im curve sweep
22: double anzahl_durchläufe_2 = 12; //gibt an wie viele Schritte der curve sweep machen soll
23: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
24: double enable = 0; //enable = 1 -> P&O ist aktiv; enable = 0 -> curve sweep ist aktiv
25: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
26: double delta_a_2 = 0.05; //Schrittgröße für Veränderung von a im curve sweep
27: double P_nachher = 0; //Leistung nach der Veränderung in a
28: double P_vorher = 0; //Leistung vor der Veränderung in a
29: double P_max = 0; //Variable zur Speicherung der maximalen Leistung
30: double a_max = 0; //Variable zur Speicherung des zugehörigen a vom P_max
31: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
32: //Variablen für Tagesverlauf
33: ////////////////////////////////////////////////////////////////////
34: double tnext2 = 0; //Zeit nach der das nächste Bestrahlungsszenario eintritt

```

Abbildung 58: Variablendeklaration für Simulation der Bestrahlungsszenarien

Von zusätzlichem Interesse ist auch wie gut die durch das Tracking erzeugte Energie, bezogen auf die maximal von der Sonne abgegebene Energie ist. Hierzu wird zuerst die von der Sonne abgegebene Energie berechnet. Diese ergibt sich durch Integration der Leistungskurve. In den Zeiträumen der Teilverschattungen wird jeweils der Mittelwert der Einstrahlung gebildet.

Die maximale Energie berechnet sich nach:

$$E_1 * t_1 + \left(\frac{22E_{2,1} * 2E_{2,2}}{24} \right) * t_2 + E_3 * t_3 + \dots + E_{10} * t_{10} \quad (6.9)$$

Dabei sind E_1 bis E_{10} jeweils die Bestrahlungsstärken in den betrachteten Zeiträumen t_1 bis t_{10} . Da es gemäß der Abbildung 43 insgesamt 24 Module gibt und jeweils zwei Stück Teilverschattet werden, berechnet sich der Mittelwert zu jedem Zeitpunkt wie in 6.9 im zweiten Term dargestellt. Nach 6.9 ergibt sich für den Zeitraum von vier Sekunden eine maximale Gesamtenergie von $E_{ges} = 2627,16W$ auf einen Quadratmeter. Der modifizierte P&O hat insgesamt eine Energie von $2782,56W$ erzeugt. Legt man pro Modul eine Abmessung von ca. $1550mm * 800mm$ zugrunde, ergibt sich bei sechs Modulen eine Gesamtfläche von $7,44m^2$. Pro Quadratmeter wurden innerhalb der vier Sekunden also $374W$ erzeugt. Hierdurch ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von

$\lambda = \frac{E}{E_{ges}} = \frac{374W}{2627,16W} = 14,24\%$. Mit diesem Wirkungsgrad liegt die simulierte Anlage im Rahmen typischer Wirkungsgrade.

6.3.2 Fractional-open-circuit Algorithmus

Der im folgenden entwickelte Fractional-open-circuit Algorithmus richtet sich vom Ablauf her nach Abbildung 14. Da es für die Umsetzung dieses Algorithmus notwendig ist die Schaltung im Leerlauf zu betreiben, musste zusätzlich ein Schalter zwischen die PV-Anlage und dem Hochsetzsteller eingebracht werden. Die Schaltung sowie das Ablaufdiagramm sind in der Abbildung 59 und Abbildung 60 dargestellt. In der Abbildung 61 bis Abbildung 63 sind die Parametrierungen der relevanten Stellen zu sehen. Die Deklaration der Variablen ist in der Abbildung 64 dargestellt. Im Zustand 3 wird die momentane Spannung am Eingang des Hochsetzstellers gemessen. Danach wird die Last von der PV-Anlage mit $Last = 0$ abgekoppelt. Nach einer Wartezeit wird im Zustand 4 die Leerlaufspannung der PV-Anlage gemessen und mit dieser wird U_{mpp} berechnet. Die Last wird über $Last = 1$ wieder zugeschaltet. Befindet sich die zuvor gemessene Spannung nicht innerhalb einer gewissen Toleranz gegenüber der berechneten MPP-Spannung, wird $enable = 1$ gesetzt. Dieses gibt die Veränderung des Tastverhältnisses a frei. Je nachdem ob die gemessene Spannung zu hoch oder zu niedrig ist, werden die beiden Variablen *vor* oder *zurück* gesetzt. Im Zustand 5 wird dann schließlich das Tastverhältnis entsprechend geändert und der Zyklus beginnt

von vorne.

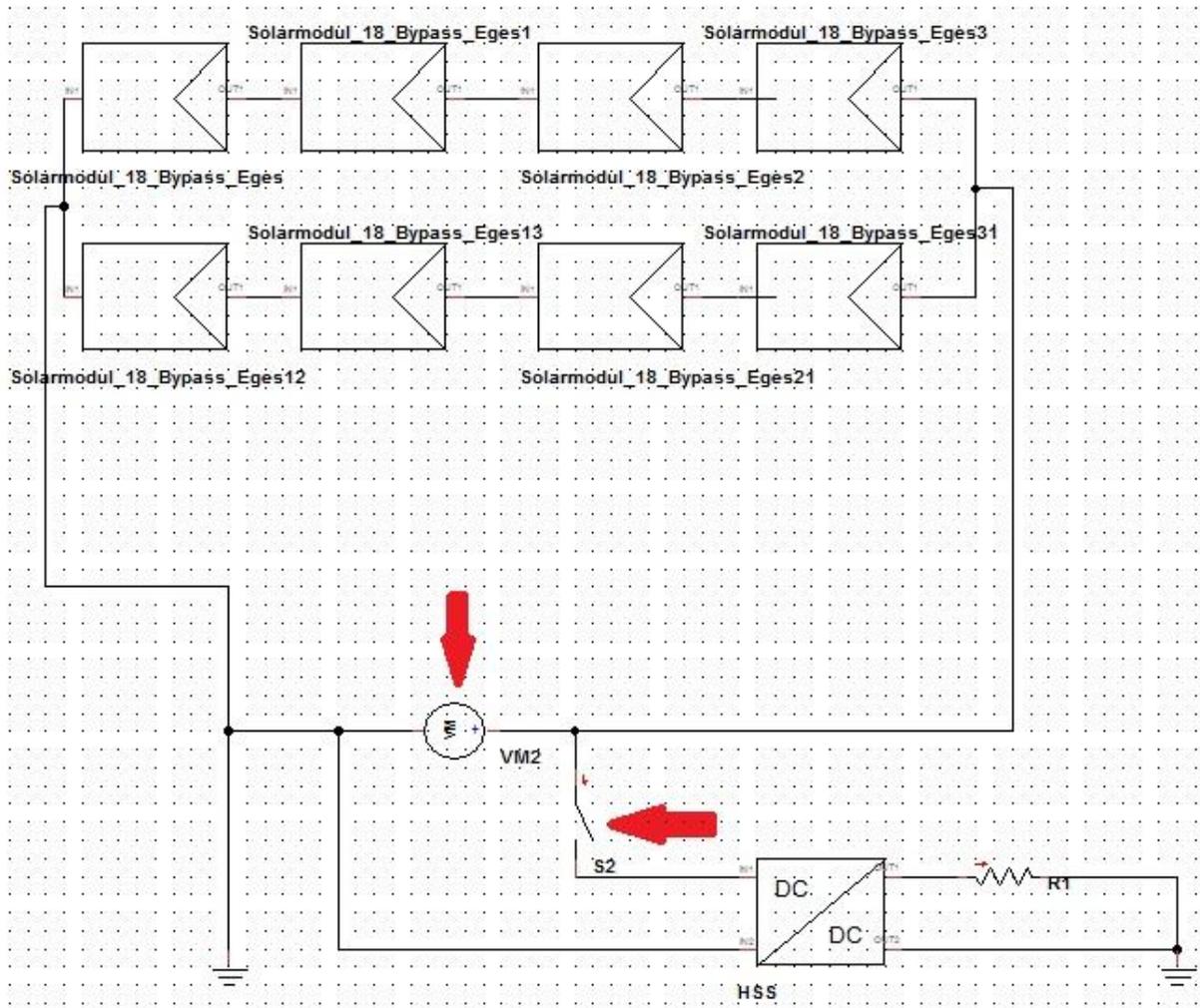


Abbildung 59: Schaltung Fractional-open-circuit

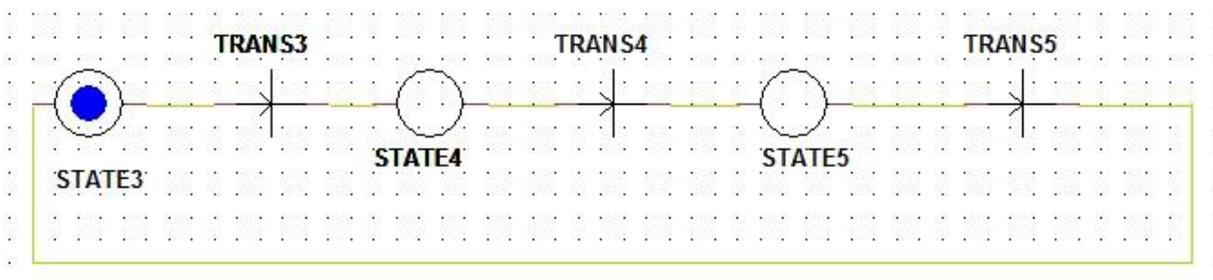


Abbildung 60: Ablaufdiagramm des Fractional-open-circuit

6. Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

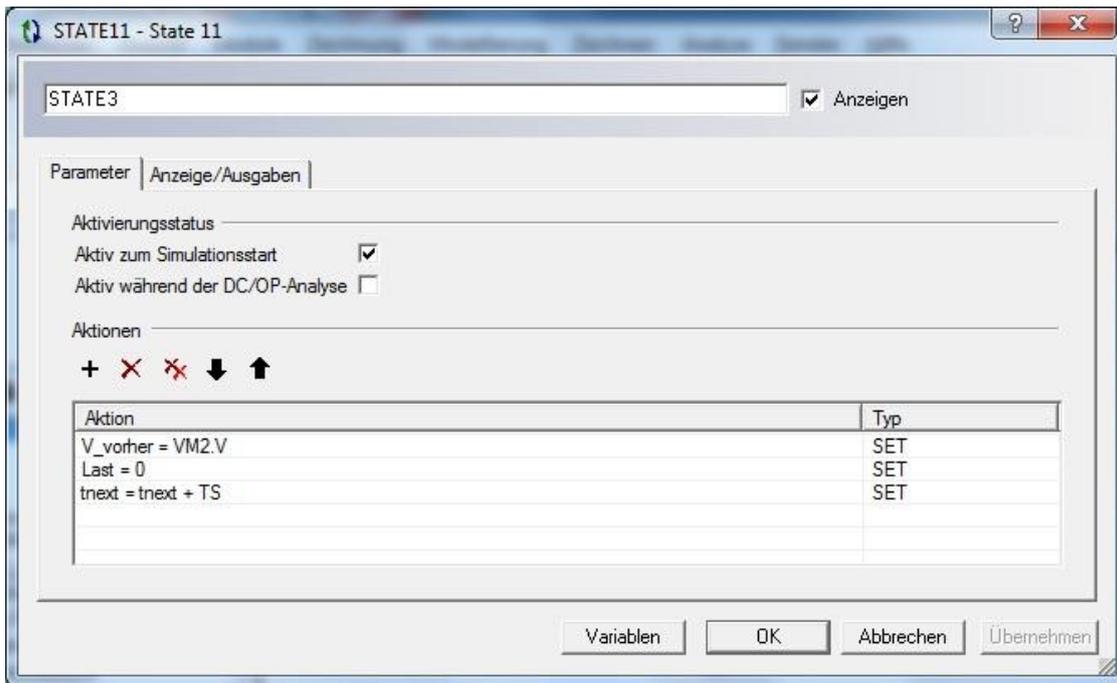


Abbildung 61: Parameter des Zustands 3

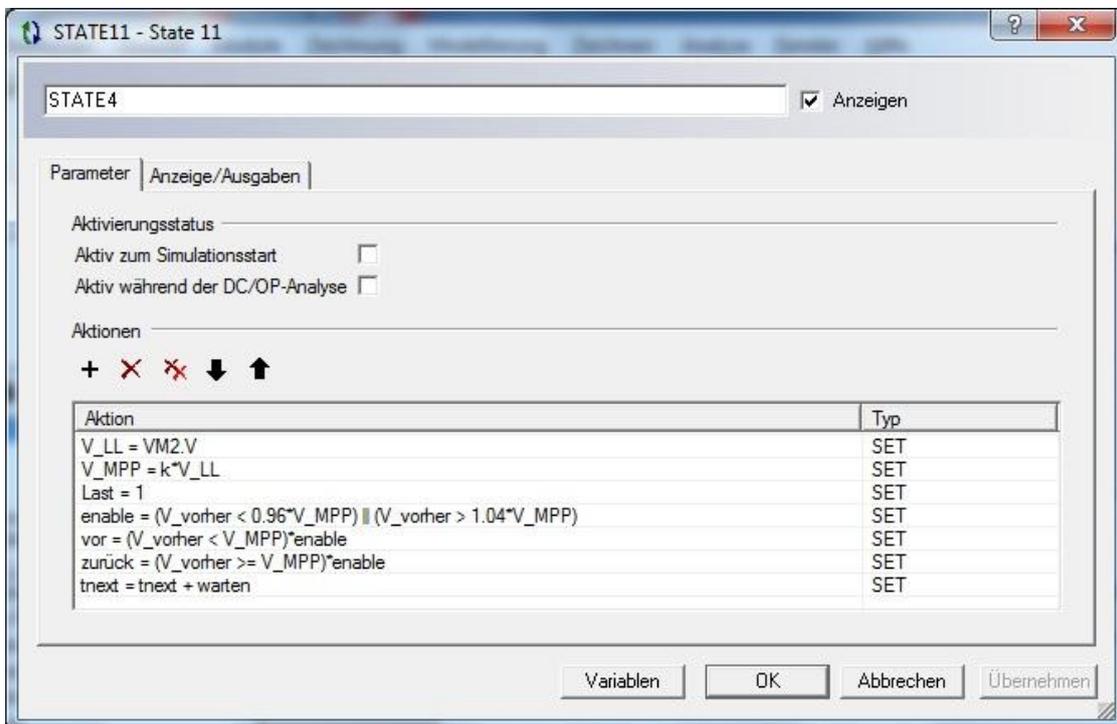


Abbildung 62: Parameter des Zustands 4

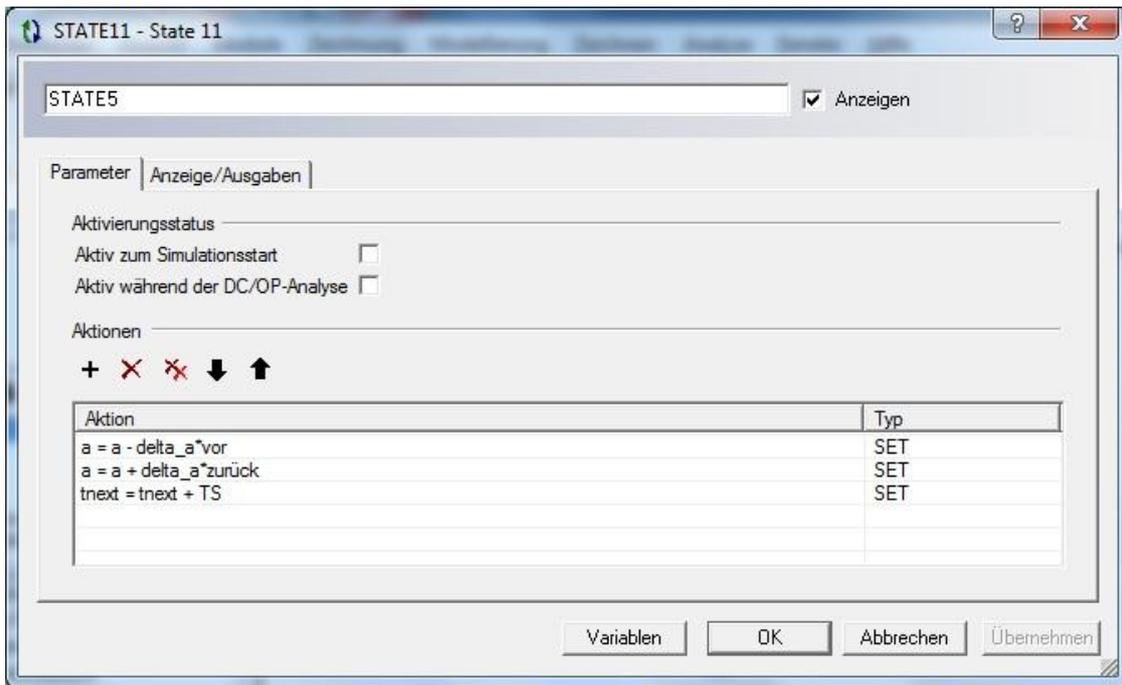


Abbildung 63: Parameter des Zustands 5

```

1 ///////////////////////////////////////////////////////////////////
2 //Variablen für Fractional-open-circuit
3 ///////////////////////////////////////////////////////////////////
4 double Last = 1; //Last = 1. Schaltung ist unter Last, Last = 0 -> Leerlauf
5 double V_LL = 0; //Spannung des Moduls im Leerlauf
6 double V_MPP = 0;
7 double V_vorher = 0;
8 double k = 0.76; //zuvor für das PV-Modul ermittelter Faktor k
9
10 //Variablen für MPP-Spannung finden
11 ///////////////////////////////////////////////////////////////////
12 double a = 0.2; //Startwert des Tastverhältnisses
13 double delta_a = 0.02; //Schrittgröße von a
14 double enable = 0; //enable = 1 -> Spannung außerhalb der Toleranz
15 double vor = 0; //Variable zur Richtungsbestimmung von a
16 double zurück = 0; //Variable zur Richtungsbestimmung von a
17 ///////////////////////////////////////////////////////////////////
18 //Zeitvariablen
19 ///////////////////////////////////////////////////////////////////
20 double tnext=0; //Variable für nächsten Zustandszeitpunkt
21 double tnext2=0; //Zeitvariable für das Bestrahlungsszenario
22 double TS = 0.001; //Zeit zwischen den Zuständen
23 double warten = 0.03; //Wartezeit, um zu häufiges Leerlaufschalten zu verhindern

```

Abbildung 64: Variablendeklaration von Fractional-open-circuit

Um den Algorithmus zu testen, wurde eine einfache Abfolge eines Bestrahlungsszenarios simuliert. Wie in der Abbildung 65 zu erkennen ist, schwankt die Leistung und die Spannung an der Last stark. Dieses ist auf das ständige Leerlaufschalten zurückzuführen. Durch eine Verringerung der Leerlaufzeit lässt sich dieser Effekt zwar mindern, jedoch nicht komplett verhindern. Davon abgesehen, weist die Schaltung in diesem Test ein gutes Trackingverhalten auf.

6. Simulation verschiedener Schaltungen mit der Simulationssoftware PORTUNUS

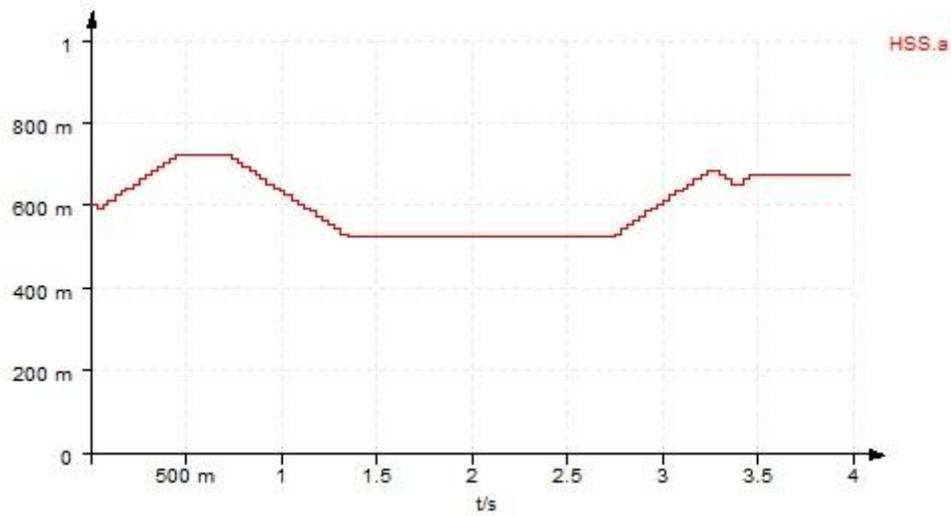
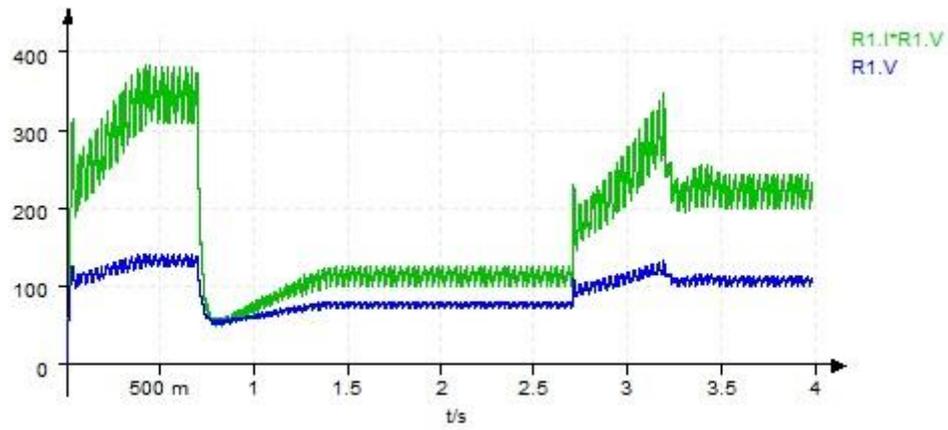


Abbildung 65: Resultat des Fractional-open-circuit im Testlauf

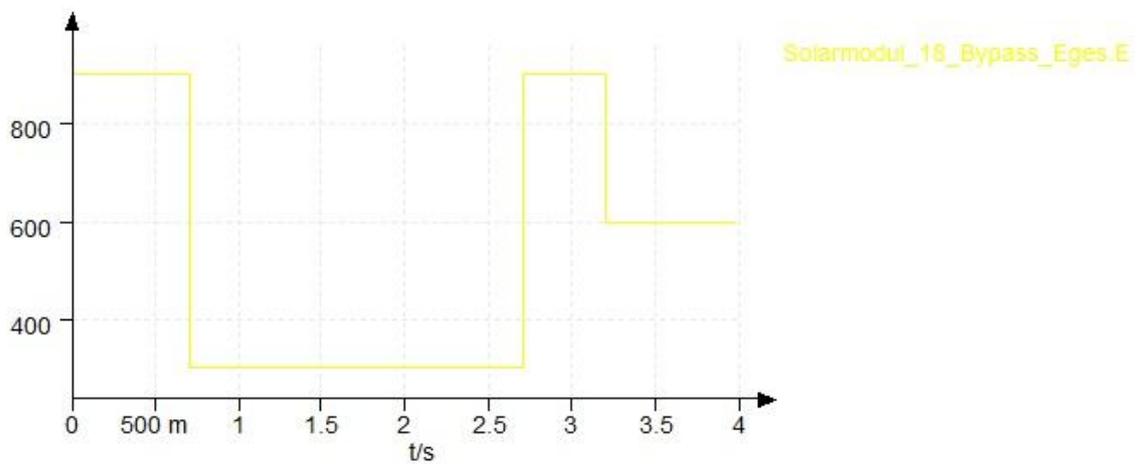


Abbildung 66: Bestrahlungsstärken während des Tests

Um die Performance dieser Schaltung zu verbessern, soll die unter 3.2.1.1 beschriebene Modifikation zum Einsatz kommen. Hierbei wird eine *Pilot Cell* eingesetzt, an welcher die Leerlaufschaltungen durchgeführt werden. Die eigentliche Schaltung und die Last werden dann von diesen Schalthelementen nicht mehr beeinflusst. Die *Pilot Cell* ist in der Abbildung 67 oben rechts dargestellt. Durch den Schalter *S2* wird diese entweder im Kurzschluss oder im Leerlauf betrieben. Über *VM1* kann dann die Leerlaufspannung gemessen werden.

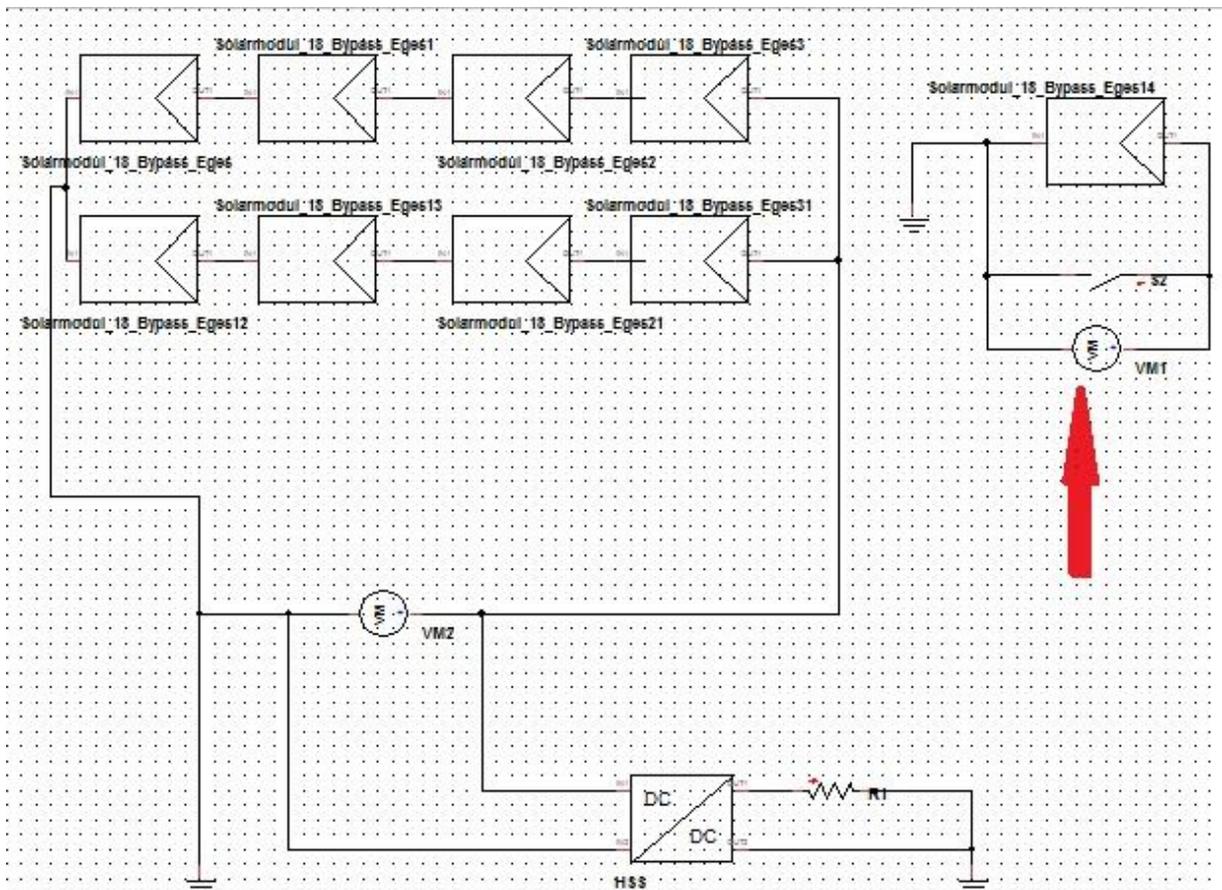


Abbildung 67: Schaltung des Fractional-open-circuit mit Pilot Cell

Das Ablaufdiagramm bleibt gegenüber der Abbildung 60 unverändert. Die einzige Anpassung muss im Zustand 4 vorgenommen werden. Hier muss die Berechnung von V_{LL} dahingehend verändert werden, dass die Spannung über der *Pilot Cell* mit der Anzahl an Solarmodulen in einem String multipliziert wird. Dieses ist notwendig, damit die an der *Pilot Cell* zu berechnende Spannung U_{mpp} größenmäßig der Spannung der PV-Anlage entspricht. In der Abbildung 68 ist dieses dargestellt.

Mit der Erweiterung durch die *Pilot Cell* wurde der vorher durchgeführte Testlauf erneut gestartet. Das Ergebnis aus der Abbildung 69 zeigt deutlich das bessere Betriebsverhalten dieser Schaltung. Der Verlauf der Leistungs- und Spannungskennlinie ist wesentlich ruhiger. Vergleicht man die Leistungskennlinie mit der aus der Abbildung 65 fällt außerdem die erhöhte Leistung auf. Durch die Leerlaufschaltungen geht keine Leistung mehr verloren.

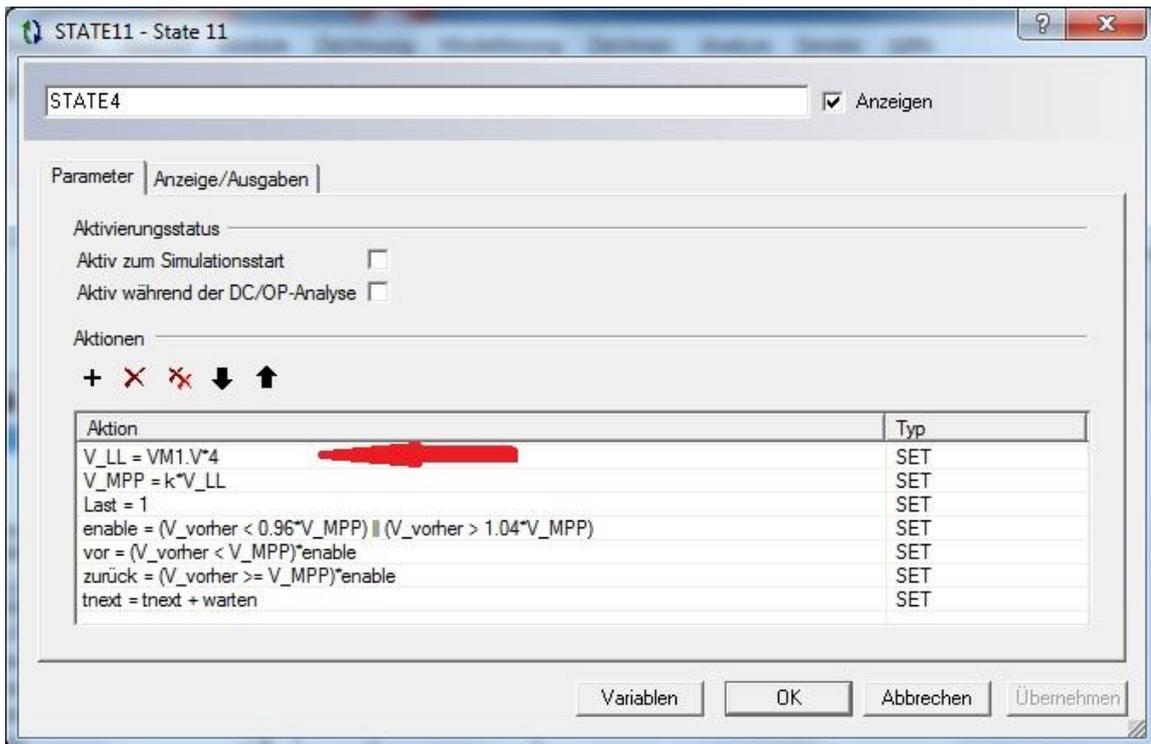


Abbildung 68: Angepasster Zustand 4 des modifizierten Fractional-short-circuit

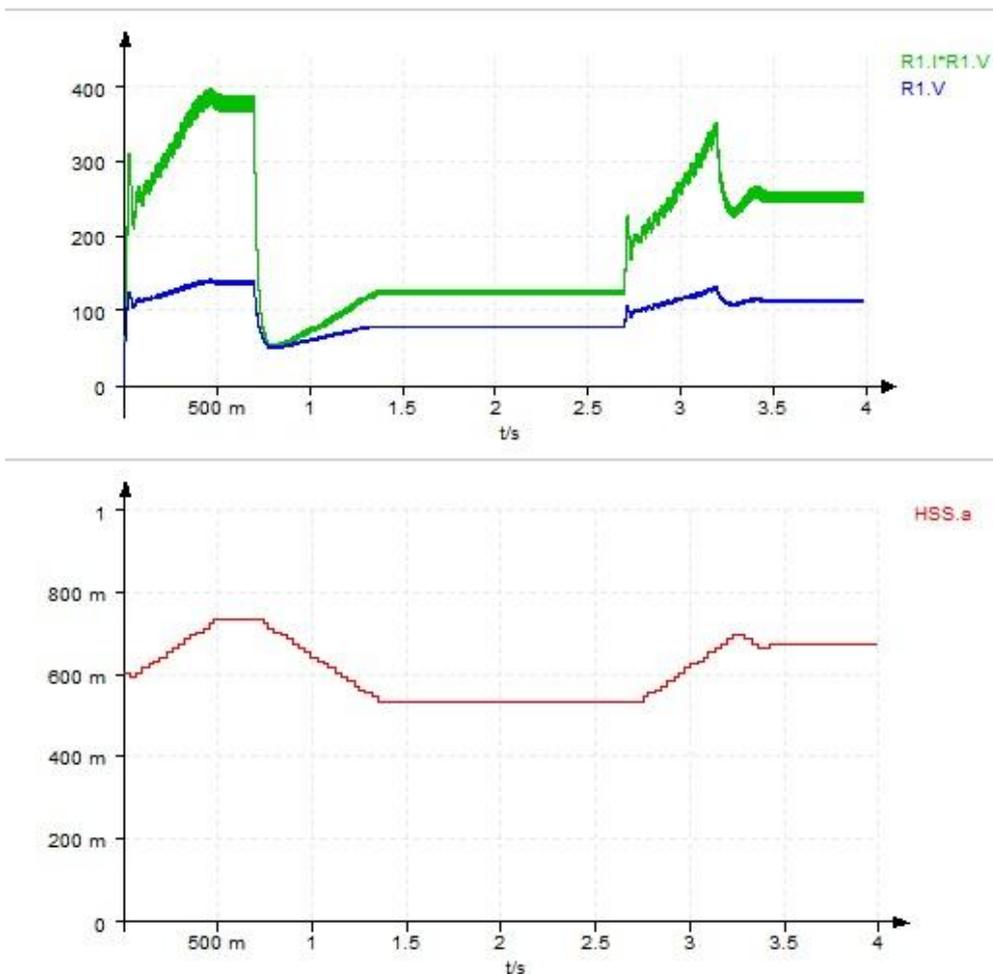


Abbildung 69: Resultat des modifizierten Fractional-open-circuit im Testlauf

Mit diesen Änderungen wurde nun das in Kapitel 5.3.1.1 am P&O Algorithmus bereits durchgeführte Bestrahlungsszenario erneut simuliert.

6.3.2.1 Simulation eines definierten Bestrahlungsszenarios bei Fractional-open-circuit

Um ein gutes Ergebnis zu erzielen, muss zuerst der optimale Faktor k bestimmt werden. Dieses geschieht, indem an der verwendeten PV-Anlage aus der Abbildung 43 eine P-U-Kennlinie aufgenommen wird. Diese ist in der nachfolgenden Abbildung 70 dargestellt.

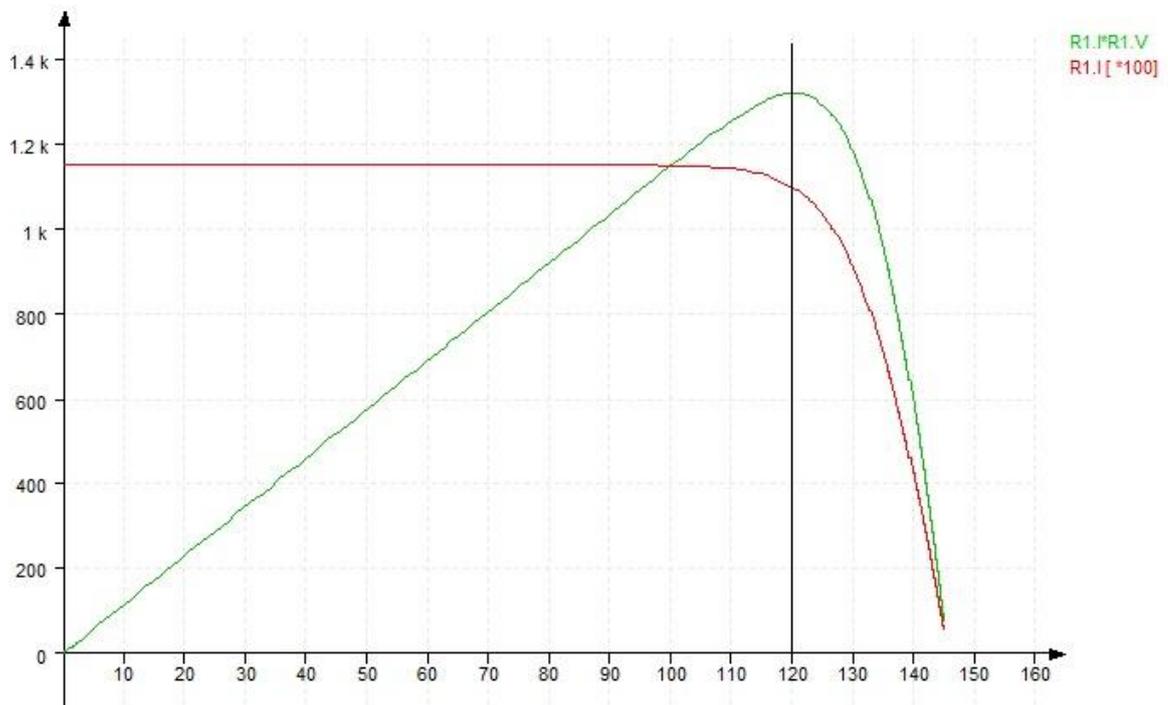


Abbildung 70: Bestimmung des Faktors k

Gemäß der Leistungskennlinie liegt das Maximum bei $U_{MPP} = 120V$. Die Leerlaufspannung einer einzigen Solarzelle liegt bei $U_{LZ} = 0,675V$. Damit ergibt sich bei 72 Zellen pro Modul und drei Modulen in Reihe, eine Gesamtleerlaufspannung von $U_L = 145,8V$. Nach 3.2.1 ist der Faktor

$$k = \frac{U_{mpp}}{U_{oc}} = \frac{120V}{145,8V} = 0,823.$$

Der Aufbau der Schaltung sowie der Verlauf der Sonneneinstrahlung sind identisch zu der Abbildung 43 bzw. Abbildung 56. Der einzige Unterschied liegt im unterschiedlichen Algorithmus und der verwendeten *Pilot Cell*, wie in der Abbildung 67 dargestellt. Mit dem in Kapitel 6.3.2 vorgestellten Algorithmus hat sich der Trackingverlauf gemäß der Abbildung 71 ergeben. Die in dem simulierten Zeitraum erzeugte Energie liegt bei $695,72Ws$. Wird der Faktor k auf $k = 0,85$ heraufgesetzt um eine Veränderung des Moduls zu simulieren, ergibt sich eine erzeugte Energie von $689,03Ws$. Die Abhängigkeit von k ist also gegeben. Zusätzlich wurde eine Simulation ohne modifizierten Fractional-open-circuit durchgeführt. Die hierbei erzeugte Energie lag bei $652,67Ws$ und somit deutlich niedriger als mit *Pilot Cell*. Analog zu der Simulation des P&O Algorithmus, soll auch hier der Wirkungsgrad der Anlage bestimmt werden. Die maximale Energie innerhalb des betrachteten Zeitraums pro Quadratmeter wurde bereits zu $E_{ges} = 2627,16W$ bestimmt. Der Fractional-open-circuit Algorithmus hat im selben Zeitraum eine Energie von $2782,88Ws$ erzeugt. Bei gleicher angenommener Fläche der Anlage wie beim P&O, ergibt sich eine Energie von $374,04W$ auf einem Quadratmeter. Der Gesamtwirkungsgrad des modifizierten

Fractional-open-circuit liegt bei $\lambda = \frac{E}{E_{ges}} = \frac{374,04W}{2627,16W} = 14,24\%$ und ist somit identisch wie der des modifizierten P&O.

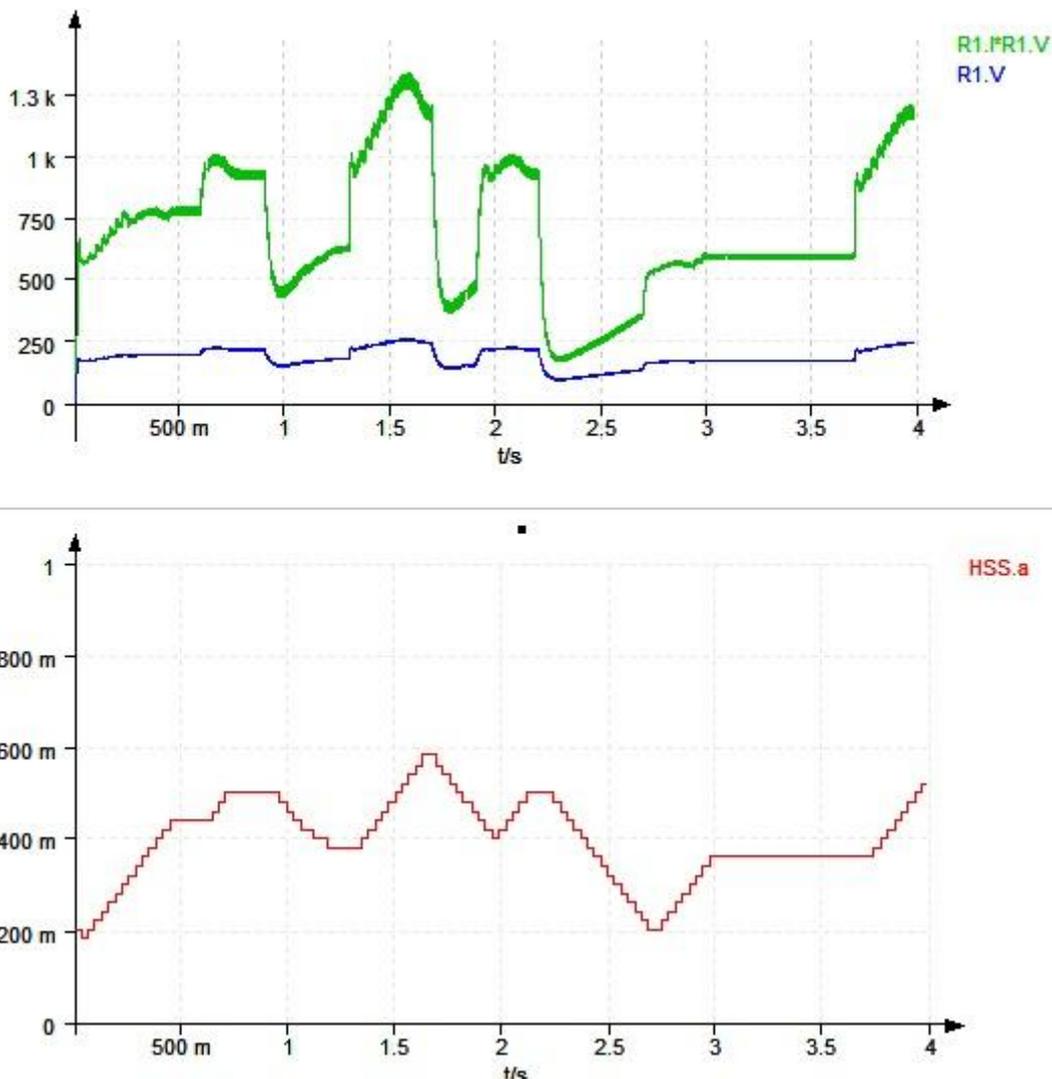


Abbildung 71: Leistungskennlinie mit Tastverhältnis und Spannung beim modifizierten Fractional-open-circuit

6.3.3 Vergleich von Perturb & Observe sowie Fractional-open-circuit anhand der Simulationsergebnisse

Ein Vergleich der beiden Methoden P&O sowie Fractional-open-circuit zeigt, dass das nicht modifizierte P&O Verfahren im gleichen Zeitraum ca. 5% mehr Energie erzeugt hat, wie das nicht modifizierte Fractional-open-circuit Verfahren. Hier wurde also ein ähnliches Ergebnis erreicht, wie im Test vom D.P.Hohm und M.E. Ropp (vgl. Tabelle 1). Vergleicht man jedoch die modifizierten Verfahren untereinander, erreichen beide fast identische Werte. Mit einem Wirkungsgrad von 13,44% liegen die Anlagen im üblichen Rahmen. Es wurde bereits angesprochen, dass die Modifikation von P&O bei dieser Simulation kaum zum Tragen gekommen ist. Hier gäbe es noch Steigerungspotenzial. Berücksichtigt man zusätzlich den hardwaretechnischen Mehraufwand durch die *Pilot Cell*, erscheint der modifizierte P&O Algorithmus insgesamt besser.

6.4 Ausblick auf die Simulation mit einem C-Modell

Wie bereits angesprochen wurde ist es möglich, dass ein Modell in PORTUNUS durch C-Code beschrieben wird. Dieses kann viele Vorteile haben. Neben den in der Einleitung angesprochenen Vorteilen die eine Verknüpfung einer Simulationssoftware mit einer Hochsprache bringt, wird noch ein weiterer Vorteil aufgezeigt. Betrachtet man den Aufwand der betrieben werden musste, um im Kapitel 6.3 den Algorithmus nur anhand von Zuständen und Transitionen zu implementieren, wird der Wunsch nach einer komfortableren Methode groß. Besonders Schleifen und If-Anweisungen müssen trickreich umgesetzt werden und dienen später nicht dem allgemeinen Verständnis. Durch die Implementierung von C-Code innerhalb von PORTUNUS, bietet uns das Programm eine Möglichkeit dieses mittels einer Hochsprache umzusetzen. Um darzustellen wie komfortabel dieses ist, wurde im Folgenden eine vereinfachte Version des Algorithmus Perturb & Observe in der Hochsprache C++ beschrieben und in PORTUNUS eingebunden.

6.4.1 Konfiguration eines C-Projekts für die Verwendung in PORTUNUS

Damit PORTUNUS den C-Code auch erkennt ist es notwendig, diesen in einer bestimmten Art und Weise zu schreiben. Auch müssen bestimmte Headerdateien eingebunden werden. Eine Anleitung hierfür liegt dem Programm standardmäßig in englischer Sprache bei [25].

Grundsätzlich benötigt PORTUNUS eine DLL-Datei in der das C-Modell abgelegt sein muss. Eine DLL-Datei (dynamic-link library / dynamisch einbindbare Bibliothek) ist eine Datei, in welcher normalerweise verschiedene Funktionen abgelegt sind, welche durch unterschiedliche Programme verwendet und geteilt werden können. Um sich hier viel Programmierarbeit zu sparen bietet es sich an, das bereits vorhandene Projekt *C_Interface_Basis.vcxproj* zu editieren. Hierfür wurde Microsoft Visual Studio Premium 2012 verwendet.

Da bereits vorhandene Dateien des Programms überschrieben werden sollen, sollte zuallererst eine Sicherheitskopie des gesamten Projekts erstellt werden. Das Projekt ist standardmäßig im Pfad *C:\Program Files\AdaptedSolutions\Portunus51\C-Interface\Src VS 2010* zu finden. Ist dies geschehen kann nun ein beliebiges Modell ausgewählt und kopiert werden. Hierzu müssen sowohl die Headerdatei als auch die Quellcodedatei ausgewählt werden. Diese müssen nun umbenannt werden, damit es zu keinem Namenskonflikt kommt. Hier wurde das Modell *Resistor* ausgewählt und die Dateien *Resistor.h* und *Resistor.cpp* wurden abermals in den selben Ordner kopiert und umbenannt in *MPP.h* und *MPP.cpp*. Dieses ist in der nachfolgenden Abbildung 72 zu erkennen.

Name	Änderungsdatum	Typ	Größe
Debug	28.03.2013 11:22	Dateiordner	
ipch	27.03.2013 14:26	Dateiordner	
res	13.11.2012 15:42	Dateiordner	
C_Interface_Basic.cpp	28.03.2013 11:21	C++ Source	3 KB
C_Interface_Basic.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	2 KB
C_Interface_Basic.opensdf	28.03.2013 11:17	OPENSDF-Datei	1 KB
C_Interface_Basic.rc	07.03.2012 08:32	Resource Script	4 KB
C_Interface_Basic.sdf	28.03.2013 11:22	SQL Server Comp...	79.232 KB
C_Interface_Basic.sln	07.03.2012 08:32	Microsoft Visual S...	1 KB
C_Interface_Basic.v11.suo	27.03.2013 18:00	Visual Studio Solu...	25 KB
C_Interface_Basic.vcxproj	28.03.2013 11:22	VC++ Project	10 KB
Capacitance.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	9 KB
Capacitance.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
Inductance.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	13 KB
Inductance.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
MPP.cpp	27.03.2013 17:57	C++ Source	3 KB
MPP.h	27.03.2013 14:33	C/C++ Header	1 KB
Multipller.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	5 KB
Multipller.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
PID1.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	6 KB
PID1.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
PID2.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	6 KB
PID2.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
Resistor.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	6 KB
Resistor.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
Resource.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB
StdAfx.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	1 KB
StdAfx.h	07.03.2012 08:32	C/C++ Header	2 KB
Symbolic.cpp	03.04.2012 12:29	C++ Source	5 KB
Symbolic.h	03.04.2012 12:29	C/C++ Header	1 KB

Abbildung 72: Einfügen der .h und .cpp Dateien in den Projektordner

Als nächsten Schritt muss nun das Projekt *C_Interface_Basis.vcxproj* geöffnet werden und in diesem müssen die beiden neu erstellten Dateien eingebunden werden. Dieses geschieht im Programm auf der linken Seite über den Projektmappen-Explorer und über Rechtsklick auf *C_Interface_Basis* -> *Hinzufügen* -> *Vorhandenes Element...* und die Auswahl der Dateien *MPP.cpp* und *MPP.h*. Nun sind diese Dateien in das Projekt eingebunden.

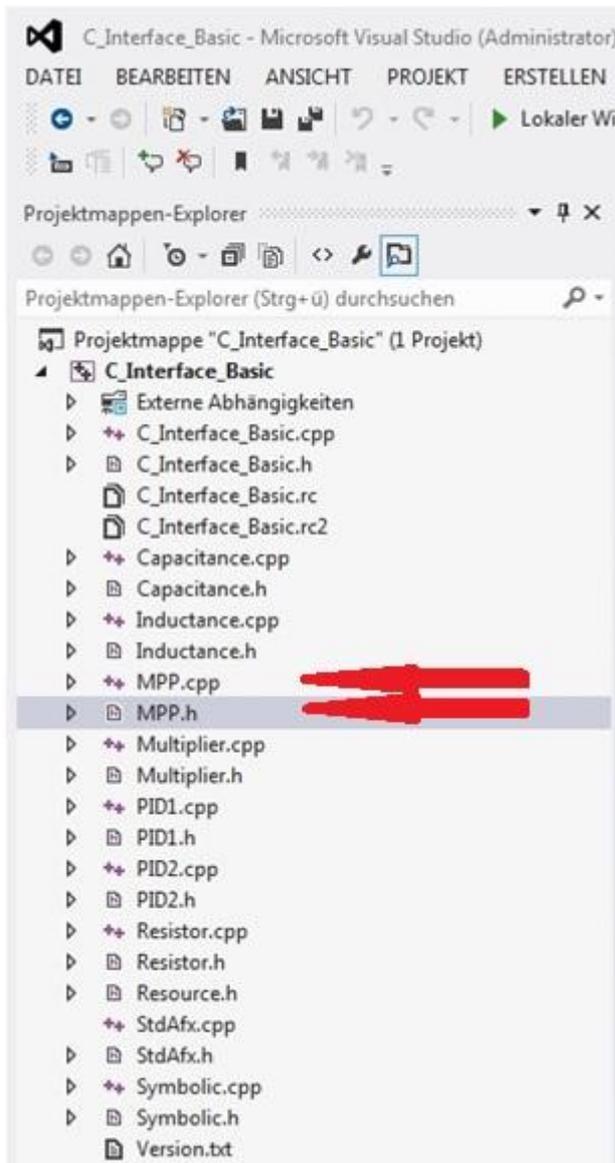


Abbildung 73: In das Projekt eingebundene Dateien MPP.h und MPP.cpp

Als nächstes erfolgt die Bearbeitung der Datei *MPP.h*. Hier muss nur die neu erstellte Klasse in MPP umbenannt werden. Der Returnwert der Funktion kann beliebig gewählt werden. Dieser wird später der Name sein, welcher in PORTUNUS für das Modell angezeigt wird.

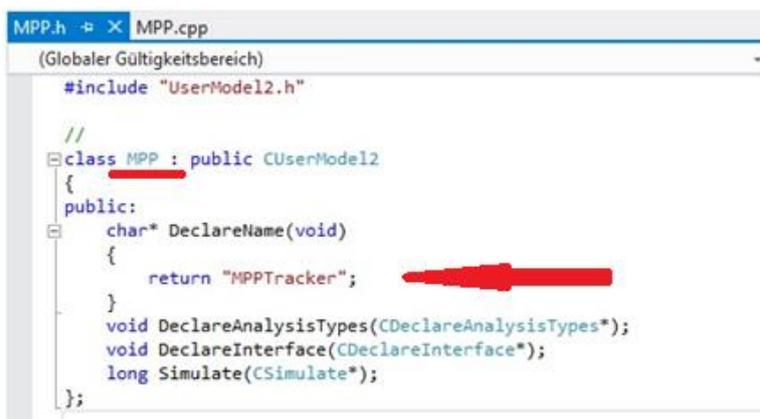


Abbildung 74: Ändern der MPP.h Datei

Als nächstes sollte die Datei *C_Interface_Basis.cpp* bearbeitet werden. Hier muss die neue Headerdatei *MPP.h* eingebunden werden, sowie die neu erstellte Klasse *MPP*.

```

C_Interface_Basic.cpp  C_Interface_Basic.h  MPP.h
(Globaler Gültigkeitsbereich)

// //////////////////////////////////////
// CC_Interface_BasicApp Konstruktion

CC_Interface_BasicApp::CC_Interface_BasicApp()
{
}

// //////////////////////////////////////
// Das einzige CC_Interface_BasicApp-Objekt

CC_Interface_BasicApp theApp;

// //////////////////////////////////////
//
#include "MPP.h"
#include "Capacitance.h"
#include "Inductance.h"
#include "Multiplier.h"
#include "PID1.h"
#include "PID2.h"
#include "Symbolic.h"
#include "Resistor.h"

// //////////////////////////////////////
//
void AddUserModels(CAddUserModels* pI)
{
    pI->Add(new MPP());
    pI->Add(new CAPACITANCE());
    pI->Add(new L_COUPLE());
    pI->Add(new MULTIPLIER());
    pI->Add(new PID1());
    pI->Add(new PID2());
    pI->Add(new SYMBOLIC());
    pI->Add(new RESISTANCE());
}

```

Abbildung 75: Einbinden der Headerdatei und der Klasse

Ist dieses geschehen, muss nur noch die Datei *MPP.cpp* angepasst werden. In dieser wird auch der Algorithmus des MPP-Trackers geschrieben. Wichtig sind vor allem die folgenden Änderungen. Im Kopf der Quellcodedatei muss die *MPP.h* Headerdatei eingebunden werden.

```

(Globaler Gültigkeitsbereich)

// MPP.cpp
//

#include "stdafx.h"
#include "MPP.h"

```

Abbildung 76: Einbinden der Headerdatei in MPP.cpp

Zusätzlich muss jeweils die neue Klasse angepasst werden. Die folgende Funktion gibt an, für welche Art von Simulation das C-Modell freigegeben werden soll. Hier wurde nur die Analysesart *Transiente Analyse* freigegeben.

```

////////////////////////////////////////////////////
//
void MPP::DeclareAnalysisTypes( CDeclareAnalysisTypes* pI )
{
////////////////////////////////////////////////////
//æ Add available analysis types
////////////////////////////////////////////////////
pI->AddAnalysisType( TR );

```

Abbildung 77: Anpassen der Klasse und Freigabe der Analyseart

Im folgenden wurde ebenfalls die Klasse angepasst. Zusätzlich kann hier nun bestimmt werden, welche Eingangs- und Ausgangsgrößen das Modell haben soll. An dieser Stelle würden auch die Pins des Modells deklariert werden. Diese hat der MPP-Tracker jedoch nicht. Als Eingangsgrößen hat das Modell die Variable *NAME_P_Momentan*, an welche später in der Simulation die momentane Leistung der Last übergeben wird und *NAME_t*, an welche die aktuelle Simulationszeit übergeben wird. Die Ausgangsgröße ist *NAME_a*, also das Tastverhältnis. Zu beachten ist, dass per *#define*-Befehl jeweils kürzere Namen benutzt werden, welche auch später in der Simulation in PORTUNUS verwendet werden. Den Eingangsgrößen können als zweiten Parameter noch Defaultwerte übergeben werden. Diese werden ebenfalls per *#define*-Befehl festgelegt.

```

////////////////////////////////////////////////////
//
void MPP::DeclareInterface( CDeclareInterface* pI )
{
////////////////////////////////////////////////////
//æ Add parameters by name, default value, in-direction
////////////////////////////////////////////////////

pI->AddInput( NAME_t,          DEFAULT_t );
nI->AddInput( NAME_P_Momentan, DEFAULT_P_Momentan );

////////////////////////////////////////////////////
//æ Add outputs by name, default value (0.0), out-direct
////////////////////////////////////////////////////
pI->AddOutput( NAME_a );
}

```

Abbildung 78: Anpassen der Klasse und Festlegung der Ein- und Ausgangsgrößen

Die nächste Funktion, in Abbildung 79 dargestellt, startet die Simulation. Auch hier wurde wieder die Klasse zu *MPP* abgeändert. Solange wie die Simulation in PORTUNUS aktiv ist, bleibt auch diese Funktion aktiv und wird nicht verlassen. Sie wird also immer wieder durchlaufen. Der eigentliche Algorithmus ist in der Abbildung 80 dargestellt.

```

////////////////////////////////////
//
long MPP::Simulate( CSimulate* pI )
{
    if( !pI->IsAnalysisType(AC) )
    {
        //
    }
}

```

Abbildung 79: Anpassen der Klasse und Start der Simulation

```

long MPP::Simulate( CSimulate* pI )
{
    if( !pI->IsAnalysisType(AC) )
    {

        pI->GetValueOfInput(NAME_t, t);

        if(t>=schritt)          // Einstellen der Wartezeit zwischen den einzelnen Incr/Desc-Schritten
        {

            pI->GetValueOfInput(NAME_P_Momentan, P_Momentan);

            if (P_Momentan >= P_Alt)    // Momentane Leistung >= vorherige Leistung -> a erhöhen
            {

                P_Alt = P_Momentan;
                a = a + DISTURBANCE_a;
                pI->SetValueOfOutput( NAME_a, a );

            }
            else                      // Momentane Leistung < vorherige Leistung -> a verringern
            {

                P_Alt = P_Momentan;
                a = a - DISTURBANCE_a;
                pI->SetValueOfOutput( NAME_a, a );

            }

            schritt = schritt + 0.02;
        }

        else
        {
            // Nichts tun. Zeit für den nächsten Schritt ist noch nicht abgelaufen
        }

    }
}

```

Abbildung 80: Trackingalgorithmus in C-Code

Wurden die Klassen entsprechend angepasst und die Headerdatei eingebunden, kann das Projekt nun neu kompiliert werden. Dabei kann es zu einer Fehlermeldung kommen, dass die Datei *C_Interface_Basis.dll* nicht gefunden werden kann. Dieses ist jedoch für die Funktionalität nicht bedeutend. Wichtig ist die Meldung in der Konsole, dass das Kompilieren des Projekts erfolgreich war. Dieses ist in der nachfolgenden Abbildung 81 dargestellt.

Wurde das Projekt erfolgreich kompiliert, kann PORTUNUS nun mit dem C-Modell arbeiten. Dazu wird dieses wie üblich in eine Bibliothek in PORTUNUS eingefügt. Dieses geschieht in PORTUNUS über *Rechtsklick -> Neues Modell... -> C-Modell*. Im sich anschließend öffnenden Fenster muss die Datei *C_Interface_Basis.dll* im Rootverzeichnis von PORTUNUS ausgewählt und geöffnet werden. Danach erscheint eine Auswahl aller vorhandenen C-Modelle. Hier wird nun das Modell *MPPTTracker* ausgewählt. Anschließend befindet sich das Modell in Bibliothek und kann wie jedes andere Modell verwendet werden.

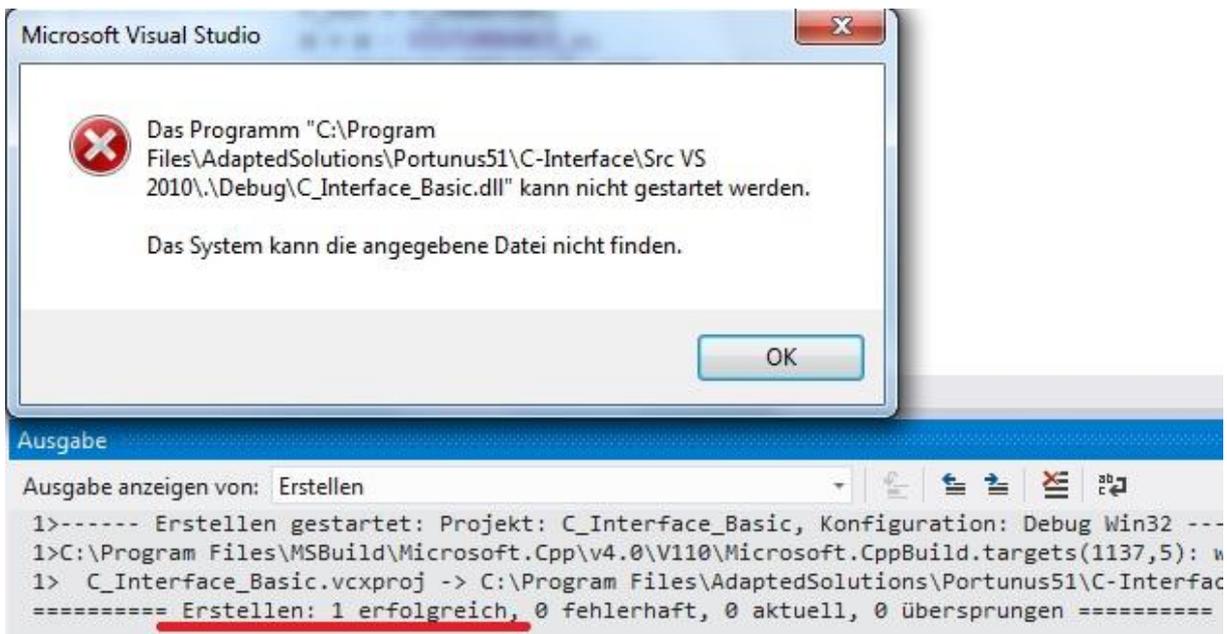


Abbildung 81: Fehlermeldung und erfolgreiche Kompilierung

6.4.2 Simulation mit dem C-Modell

Da hier lediglich der Weg aufgezeigt werden sollte wie C-Code in PORTUNUS verwendet wird, ist der umgesetzte Algorithmus simpel gehalten. Er dient nur der Verdeutlichung der notwendigen Schritte, um einen C-Code zu erzeugen und in PORTUNUS einzubinden. Die Abbildung 82 zeigt den Aufbau der Schaltung und in der Abbildung 83 ist das Ergebnis der Simulation dargestellt. Anhand dieser Abbildung wurde gezeigt, dass der in C-Code programmierte Algorithmus zum Auffinden des MPP funktioniert.

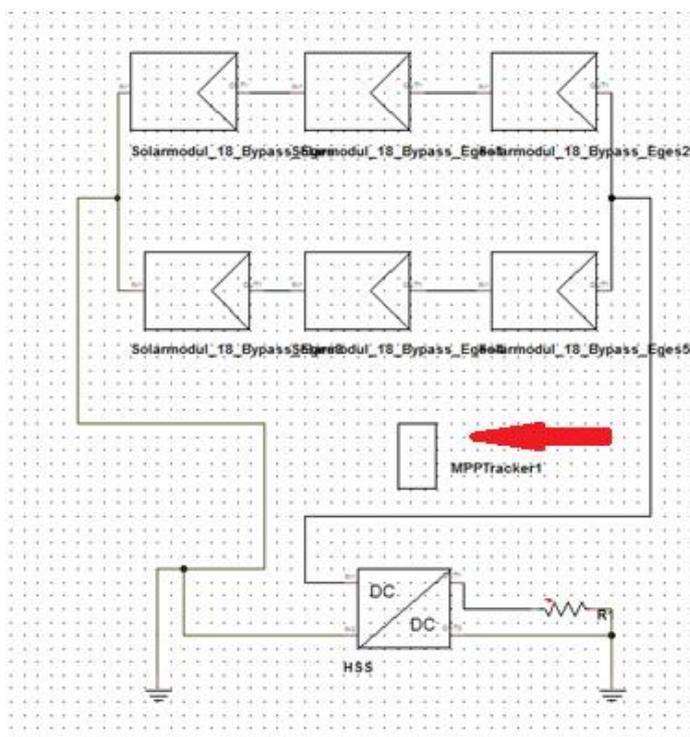


Abbildung 82: Schaltung mit C-Code Block

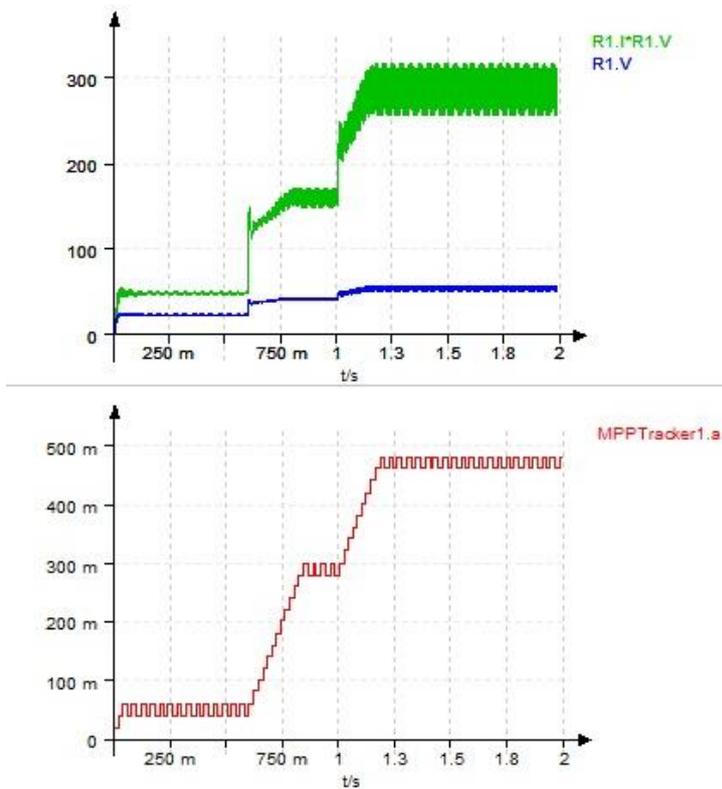


Abbildung 83: Ergebnisse der Simulation mit C-Code Block

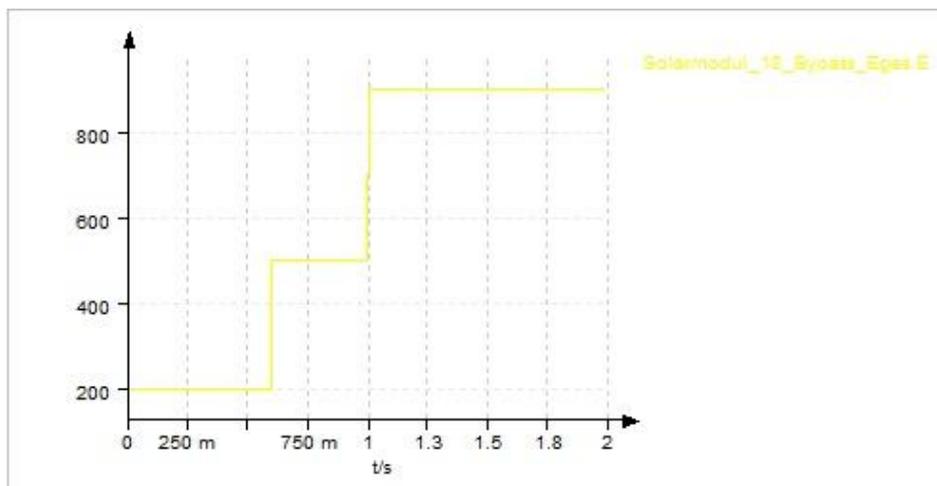


Abbildung 84: Verlauf der Sonneneinstrahlung

7 Fazit

Durch eine umfangreiche Recherche, konnten verschiedene MPP-Trackingverfahren untersucht und verglichen werden. Dabei stellte sich heraus, dass es viele verschiedene Methoden mit teils sehr unterschiedlichen Ansätzen gibt. Viele von diesen sind kompliziert oder zeigen in der Implementierung große Schwierigkeiten. Das Verfahren, welches sich zum jetzigen Zeitpunkt weitestgehend durchgesetzt hat, ist das Perturb & Observe Verfahren. Dieses bietet nicht nur hervorragende Trackingeigenschaften, sondern es ist auch simpel in der Umsetzung. Durch seine Unabhängigkeit von Modulen, ist es den modellbasierten Verfahren überlegen. Dieses zeigte sich auch in der durchgeführten Simulation mittels PORTUNUS. Das Ziel, einen Trackingalgorithmus

mittels C-Code in PORTUNUS zu simulieren, wurde ebenfalls erreicht. Somit kann für spätere Anwendungen zum Beispiel der C-Code für einen Mikrocontroller gut getestet werden.

Im Bereich der Wechselrichter wurde ein Überblick über die theoretisch möglichen Topografien gegeben. Jedoch wird für die Netzeinspeisung für Solargeneratoren, bis auf wenige experimentelle Ausnahmen, nur ein Wechselrichter mit Spannungszwischenkreis verwendet, da dieser aufgrund geringerer Verluste höhere Wirkungsgrade erreichen kann als ein Wechselrichter mit Stromzwischenkreis. Doch auch im Bereich der Wechselrichter mit Stromzwischenkreis gibt es mittlerweile Anwendungen, die hohe Wirkungsgrade erzielen und so möglicherweise in der Zukunft eine größere Rolle spielen.

Literaturverzeichnis

- [1] H. Schmidt, B. Bruno, U. Bussemas und S. Elies, „How fast does an MPP Tracker really need to be?,“ in s *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg, 2009.
- [2] M. Azab, „Ph.D.,“ in s *A New Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems*, World Academy of Science, Engineering and Technology 44, 2008.
- [3] J. Huusari, in s *DC-DC Converters in Distributed Photovoltaic Electricity System*, Tampere University of Technology, Tampere, 2012, p. 14.
- [4] A. Schmiegel, Interviewee, *Fa. Bosch*. [Interview].
- [5] M. Röther, „Vorlesungsbegleitendes Skript Regenerative Energien, Handout 01,“ HAW Hamburg, 2012.
- [6] A. N. A. Ali, M. H. Saied, M. Z. Mostafa und T. M. Abdel-Moneim, „A survey of maximum PPT techniques of PV systems,“ *Energytech*, 2012 IEEE, 2012.
- [7] D. P. Hohm und M. E. Ropp, in s *Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithmus*, South Dakota State University, Brookings, 2002, p. 52.
- [8] J.-A. Jiang, T.-L. Huang, Y.-T. Hsiao und C.-H. Chen, „Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power Systems,“ *Tamkang Journal of Science and Engineering*, Vol. 8, No 2, pp. 147-153, 2005.
- [9] SMA, „Verschattungsmanagement,“ [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/7418/GlobalPeak-UDE101210.pdf>. [Zugriff am 01 04 2013].
- [10] T. Esum und P. L. Chapman, in s *Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques*, *IEEE Transactions On Energy Conversion*, Vol. 22 No. 2, 2007.
- [11] M. D. Goudar, B. P. Patil und V. Kumar, „International Journal of Electrical Engineering, Volume 1,“ *A Review of Improved Maximum Peak Power Tracking Algorithms for Photovoltaic Systems*, pp. 85-107, 2010.
- [12] A. Komaromi, Interviewee, *Fa. Siemens*. [Interview].
- [13] Voltwerk, „www.voltwerk.com,“ [Online]. Available: <http://www.voltwerk.com/de/loesungen-fuer-pv-systeme-mit-strangwechselrichtern/strangwechselrichter/vs-8-11-15/>. [Zugriff am 03 04 2013].
- [14] SMA, „SUNNY BOY 3000TL / 3600TL / 4000TL / 5000TL mit Reactive Power Control,“ [Online]. Available: <http://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter-ohne-transformator/sunny-boy-3000tl-3600tl-4000tl-5000tl-mit-reactive-power-control.html>. [Zugriff am 01 04 2013].

- [15] K. Block et al., Elektroberufe. Lernfelder 9-13. Energie- und Gebäudetechnik, Troisdorf: Bildungsverlag EINS, 2006.
- [16] B. Sahan, Wechselrichtersysteme mit Stromzwischenkreis zur Netzanbindung von Photovoltaik-Generatoren, Kassel: kassel university press GmbH, 2010.
- [17] V. Gustav, „Vorlesung Antriebe und Leistungselektronik,“ HAW Hamburg, 2011/2012.
- [18] VDN, „www.vde.com,“ 2004. [Online]. Available: http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/merkblatt_rl_ea_ns.pdf. [Zugriff am 19 02 13].
- [19] P. Mutschler, „Wechselrichter für Photovoltaikanlagen,“ TU Darmstadt.
- [20] N. Henze und A. Engler, „www.pvmips.org,“ [Online]. Available: <http://www.pvmips.org/publications/004.pdf>. [Zugriff am 04 05 2013].
- [21] F. Schimpf und L. E. Norum, „Grid connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformerless Inverters,“ Trondheim, Norway, 2008.
- [22] T. Markmann, „Simulation einer Photovoltaikanlage in einer neuen Umgebung,“ HAW Hamburg, 2011.
- [23] M. Röther, „Vorlesung: Auslegung von Photovoltaik-Anlagen,“ HAW Hamburg, 2012.
- [24] M. Rudolph und M. Achour, „REP1, Photovoltaik,“ HAW Hamburg, 2011.
- [25] a. solutions, „Using the Portunus C-Programming Interface,“ C:\Program Files\AdaptedSolutions\Portunus51\C-Interface, 2012.
- [26] A. M. Bazzi, „Maximum Power Point Tracking of Multiple Photovoltaic Arrays,“ American University of Beirut, 2007.
- [27] D. Schröder, Elektrische Antriebe - Grundlagen, Berlin: Heidelberg, 2009.

Anhang

Die folgenden Anhänge befinden sich in digitaler Form auf der beigelegten CD:

[1] Simulationsdateien¹:

- Eigene Testbib.mdb
- Simu_6_3_1_final.ecd
- Simu_6_3_1_two_stage_final.ecd
- Simu_6_3_1_1_final.ecd
- Simu_6_3_1_1_final_not_advanced.ecd
- Simu_6_3_2_test_final.ecd
- Simu_6_3_2_test_advanced_final.ecd
- Simu_6_3_2_1_advanced_bestimmung_k_final.ecd
- Simu_6_3_2_1_advanced_final.ecd
- Simu_6_3_2_1_not_advanced_final.ecd

[2] Quellcodedateien²:

- C_Interface_Basic.cpp
- MPP.cpp
- MPP.h

¹ Erstellt unter der PORTUNUS Vollversion Version 5.1

² Erstellt unter Microsoft Visual Studio Premium 2012

Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit in Sinne der Prüfungsordnung nach §16(5) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Seiten habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Ort, Datum

Unterschrift