



Benjamin Heilein

## Schwimmende PV Systeme

Leistungsoptimierung von Floating & Offshore Anlagen

## Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>Grundlagen der photovoltaischen Stromerzeugung.....</b>	<b>2</b>
2.1.	Grundlagen der Halbleitertechnik.....	2
2.2.	Die Silizium-Solarzelle.....	4
2.3.	Elektrische Eigenschaften.....	6
2.4.	Thermische Einflüsse auf die PV-Stromerzeugung.....	8
<b>3.</b>	<b>Schwimmende PV-Systeme.....</b>	<b>12</b>
3.1.	Floating PV-Systeme.....	12
3.2.	Offshore PV-Systeme.....	13
<b>4.</b>	<b>Möglichkeiten zur Leistungsoptimierung.....</b>	<b>14</b>
4.1.	Nachjustierung.....	14
4.2.	Wasserkühlung.....	15
4.2.1.	durch Besprühen.....	15
4.2.2.	durch Eintauchen.....	16
<b>5.</b>	<b>Messsystem zur Untersuchung von Kühlmethoden.....</b>	<b>17</b>
5.1.	Identifikation relevanter Messgrößen.....	17
5.2.	MPP-Messung mittels Kondensator.....	17
5.3.	Realisierung des Messsystems.....	18
<b>6.</b>	<b>Versuchsreihen zwecks Untersuchung von Kühlmethoden.....</b>	<b>21</b>
6.1	Referenz- bzw. Normalbetrieb.....	21
6.2.	Passive Kühlung an der Luft.....	22
6.3.	Aktive Kühlung mit Wasser.....	23
6.3.1.	Vorderseitiges schwaches Benetzen.....	23
6.3.2.	Vorderseitiges intensives Besprenkeln.....	24
6.3.3.	Rückseitiges intensives Besprenkeln.....	25
6.3.4.	Beidseitiges Besprenkeln.....	26
6.4.	Passive Kühlung im Wasser.....	27
6.4.1.	Schwimmendes Modul.....	27
6.4.2.	Abgesenktes Modul.....	28

---

<b>7.</b>	<b>Erschließung eines geeigneten Kühlkonzepts.....</b>	<b>29</b>
7.1.	Kühlmethoden im Vergleich.....	29
7.2.	Feldversuche im Vergleich.....	31
<b>8.</b>	<b>Fazit und Ausblick.....</b>	<b>35</b>
8.1.	Fazit.....	35
8.2.	Ausblick.....	35
<b>9.</b>	<b>Quellenverzeichnis.....</b>	<b>37</b>
9.1.	Bücher.....	37
9.2.	Fachzeitschriften.....	38
9.3.	Internetadressen.....	38
9.4.	Expertengespräch.....	40
9.5.	Bildquellenverzeichnis.....	40

## 1. Einleitung

Regenerative Energiequellen tragen immer mehr zur Stromversorgung bei. Besondere Bedeutung erlangt dabei die Erzeugung elektrischer Energie aus der von der Sonne bereitgestellten Strahlungsenergie durch Photovoltaik (PV). Maximale Energieerträge werden dabei in PV-Anlagen erzielt, die eine Ausrichtung der Photovoltaik-Module zur Sonne zulassen. Problematisch hierbei ist, dass sich im Betrieb die PV-Module erwärmen und deshalb – neben anderen Effekten – nur einen Teil der einfallenden Strahlungsenergie erfolgreich in Strom umwandeln. Denn der Wirkungsgrad einer Photovoltaik-Zelle sinkt u.a. mit steigenden Temperaturen. Um das zur Verfügung stehende Sonnenlicht trotzdem effizient nutzen zu können, wäre es vorteilhaft, wenn sich der Temperatureinfluss verringern ließe.

Anlass für diese Arbeit ist die aus dieser Begebenheit resultierende Fragestellung, **inwieweit nicht die Natur selbst effiziente Möglichkeiten zur Temperaturbeeinflussung bereithält. Vielversprechend in diesem Zusammenhang erscheint das Zusammenbringen vorhandener Wasserflächen mit Photovoltaik-Systemen und einer sich so anbietenden Wasserkühlung**, weshalb im Fokus dieser Arbeit schwimmende Photovoltaik-Systeme, auch Floating- oder Offshore-Anlagen genannt, sowie Möglichkeiten zu deren Leistungsoptimierung stehen.

Dabei werden zunächst die Grundlagen photovoltaischer Stromerzeugung betrachtet, insbesondere deren elektrische Eigenschaften unter thermischen Einflüssen. Nach einer Darstellung bekannter schwimmender PV-Systeme werden in einem ersten Schwerpunkt der Arbeit Möglichkeiten zur Leistungsoptimierung theoretisch betrachtet. In einem zweiten Schwerpunkt der Arbeit werden durch geeignet ausgewählte Messmittel im Rahmen praktischer Versuchsreihen und Vergleichsanalysen empirische Daten gewonnen, welche Vor- und etwaige Nachteile der behandelten Möglichkeiten zur Leistungsoptimierung von floating- bzw. offshorebasierten PV-Anlagen aufzuzeigen erlauben. Deren potentielle Bedeutung, insbesondere für neue Anwendungen, wird im Fazit und Ausblick zusammengefasst.

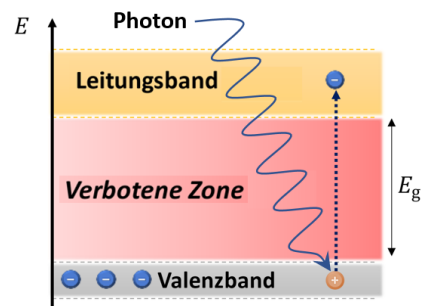
## 2. Grundlagen der photovoltaischen Stromerzeugung

Bei der photovoltaischen Energiegewinnung<sup>1)</sup> werden insbesondere die Eigenschaften von Halbleitern<sup>2)</sup> ausgenutzt. Das Element Silizium (Si) ist der gebräuchlichste Halbleitergrundstoff und wird weithin in kommerziellen Photovoltaikanlagen verwendet<sup>3)</sup>. Daher werden im Folgenden die Mechanismen der photovoltaischen Stromerzeugung anhand von Silizium-Solarzellen beleuchtet. Hierfür ist es sinnvoll, sich zuvor mit Grundlagen aus der Halbleiterphysik<sup>4)</sup> zu befassen.

### 2.1. Grundlagen der Halbleitertechnik

Bei einem fehlerfreien Kristallaufbau und absolutem Temperaturnullpunkt ( $\vartheta_0 = 0 \text{ K}$ ) verhält sich der Halbleiter wie ein Isolator. In diesem Zustand gehen alle vierwertigen Silizium-Atome Elektronenpaarbindungen mit je vier Nachbaratomen ein und erreichen so eine Edelgaskonfiguration, sodass keine Elektronen im Kristall als frei bewegliche Ladungsträger zur Verfügung stehen.<sup>5)</sup>

Mithilfe des sog. Energiebänder-Modells lässt sich besser verstehen, wie durch photonische Energiezufuhr die elektrische Leitfähigkeit eines Halbleiters verändert werden kann.



**Abb.1 Generation im Energiebänder-Modell.**<sup>6)</sup>

<sup>1)</sup> Für die Deutung des photoelektrischen Effekts wurde Albert Einstein vor 100 Jahren mit dem Physik-Nobelpreis geehrt. Siehe beispielhaft: Aktuelle News auf [www.photovoltaik.eu](http://www.photovoltaik.eu) vom 24.10.2021, 09:00 Uhr: Nobelpreis 1921: Für die Solarzelle, nicht für die Bombe, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/181380/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19.44 Uhr.

<sup>2)</sup> Zur Bedeutung des Rechtsschutzes für integrierte Halbleiterschaltkreise in der Praxis siehe Heilein, Ernst-Peter: Wettbewerbsrechtliche Studien Band 5, Peter Lang, Frankfurt am Main, 2003.

<sup>3)</sup> Vgl. Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016, S. 29 f.

<sup>4)</sup> Einen guten und kurzen Einblick in die Halbleiterphysik bietet: Plaßmann, Wilfried / Schulz, Detlef: Handbuch Elektrotechnik, Springer Vieweg, Wiesbaden, 7. Auflage 2016, S. 393 – 396.

<sup>5)</sup> Ebd., S. 394.

<sup>6)</sup> Eigene Grafik.

Das in Abb.1 dargestellte Modell fasst wichtige Erkenntnisse aus der Materialwissenschaft zusammen. Es geht von einer ungleichmäßigen Verteilung der Energieinhalte der Elektronen infolge von Wechselwirkungen der Silizium-Atome in dem Halbleiter aus. Sog. Energiebänder bezeichnen dabei unterschiedliche Energieniveaus, welche durch die sog. verbotene Zone voneinander getrennt sind. Unterschieden wird zwischen gebundenen Elektronen im sog. Valenzband und frei beweglichen Elektronen im sog. Leitungsband, die durch die verbotene Zone getrennt sind. Diese kann über die sog. Bandlückenenergie  $E_g$  charakterisiert werden, welche die notwendige Mindestarbeit darstellt, die zum Heben eines Elektrons aus dem Valenzband in das Leitungsband verrichtet werden muss, d.h. um ein gebundenes Valenzelektron derart anzuregen, dass es anschließend als freier Ladungsträger zur Verfügung steht. <sup>1)</sup>

Bei der Generierung von freien Elektronen werden kovalente Bindungen mit Valenzelektronen benachbarter Atome aufgebrochen<sup>2)</sup>. Die Atomrümpfe erhalten eine positive Ladung, so dass von einem sog. Defektelektron oder Loch gesprochen werden kann<sup>3)</sup>. Die Bezeichnung „Defektelektron“ bzw. „Loch“ drückt sowohl die Ursache der positiven Raumladung aus, betont aber auch ihren teilchenhaften Charakter. Durch die Aufnahme von Valenzelektronen benachbarter Atome können sich Defektelektronen wie freie Ladungen im Kristall fortbewegen<sup>4)</sup>. Halbleiter weisen somit einen bipolaren Leitungsmechanismus auf, bei dem sowohl Elektronen als auch Löcher (Defektelektronen) für den Ladungstransport zur Verfügung stehen<sup>5)</sup>.

Im Halbleiter treten auch sog. Rekombinationsprozesse auf. Darunter versteht man die erneute Einbindung eines freien Elektrons und Loches in die Kristallgitterstruktur unter Abgabe von Energie.<sup>6)</sup>

---

<sup>1)</sup> Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 25.

<sup>2)</sup> Vgl. Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016, S. 30.

<sup>3)</sup> Vgl. Plaßmann, Wilfried / Schulz, Detlef: Handbuch Elektrotechnik, Springer Vieweg, Wiesbaden, 7. Auflage 2016, S. 394.

<sup>4)</sup> Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: a.a.O., S. 30 f.

<sup>5)</sup> Plaßmann, Wilfried / Schulz, Detlef: a.a.O., S. 394.

<sup>6)</sup> Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: a.a.O., S. 31.

Die Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit geschieht durch den Einfluss von Wärme oder Licht<sup>1)</sup>. Im hier interessierenden letzten Fall spricht man auch vom inneren Photoeffekt, bei dem die Energie eines einfallenden Photons  $E_{\text{ph}} = h \cdot f$  (Plancksches Wirkungsquantum  $h = 6,626 \cdot 10^{-34} \text{Js}$ ; Frequenz  $f$  in Hz) an ein gebundenes Valenzelektron abgegeben wird, sodass es unter Überwindung der materialspezifischen Bandlückenenergie  $E_g$  angeregt wird<sup>2)</sup>. Damit das möglich ist, muss das Photon mindestens die Grenzfrequenz  $f_G = \frac{E_g}{h}$  aufweisen.

Diese sog. Eigenleitfähigkeit von Halbleitern wird schließlich durch Dotierung erreicht, einem Verfahren, das den gezielten Einbau von Fremdatomen in das Kristallgitter bezeichnet<sup>3)</sup>. Werden Elemente der fünften Hauptgruppe wie beispielsweise Phosphor (P) eingebaut, so wird das fünfte Valenzelektron nicht für die Bildung der Gitterstruktur benötigt, sodass es nur schwach an das Phosphor-Atom gebunden ist und durch geringe Energiezufuhr angeregt werden kann. Weil bei derartiger Dotierung die freien, negativ geladenen Elektronen die Leitfähigkeit dominieren, spricht man von sog. n-Halbleitern. Analog bestimmen positiv geladene Defektelektronen die Leitfähigkeit eines mit Elementen aus der dritten Hauptgruppe, z.B. Bor (B), dotierten sog. p-Halbleiters.<sup>4)</sup>

## 2.2. Die Silizium-Solarzelle

Um die Funktionsweise einer Solarzelle zu verstehen, ist es hilfreich, diese als eine großflächige Halbleiterdiode mit einer sog. Sperrschicht aufzufassen, welche den Photonen des einfallenden (Sonnen-)Lichts ausgesetzt wird<sup>5)</sup>. Eine Halbleiterdiode besteht dabei aus einem p- und einem n-dotierten Gebiet. An deren Kontaktfläche ent-

---

<sup>1)</sup> Schuhmann, Sven: Montagegerechte Gestaltung eines Befestigungssystems für Photovoltaikgeneratoren, Technische Universität Berlin, Dissertation 2004, S. 7.

<sup>2)</sup> Plaßmann, Wilfried / Schulz, Detlef: Handbuch Elektrotechnik, Springer Vieweg, Wiesbaden, 7. Auflage 2016, S. 252.

<sup>3)</sup> Küppers, Andre: Experimentieren mit einer „PV-Insulanlage“ - Gestaltung einer praxisorientierten Unterrichtseinheit für die Aus- und Weiterbildung im Bereich Photovoltaik, GRIN Verlag, München, Examensarbeit 2009, S. 8.

<sup>4)</sup> Wesselak, Viktor / Voswinkel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016, S. 32 f.

<sup>5)</sup> Vgl. Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 25.

---

steht in Folge von Ausgleichsvorgängen eine Sperrschicht, welche eine Verarmung an Ladungsträgern aufweist.

Der räumliche Konzentrationsunterschied von Ladungsträgern zwischen beiden Halbleitergebieten führt dabei zu Diffusionsströmen, bei denen Elektronen vom n-Gebiet in das p-Gebiet fließen, während Defektelektronen vom p-Gebiet in das n-Gebiet wandern. Diese Ladungsträger hinterlassen dabei die im Silizium-Kristallgitter fest eingebauten Dotieratome, welche nun ionisiert als Raumladungen vorliegen und gemeinsam die sog. Raumladungszone bilden. Diese Zone weist im n-Halbleiter eine positive Polung und im p-Halbleiter eine negative Polung auf. Es bildet sich ein zunehmend stärker werdendes elektrisches Feld aus, das der Diffusionsursache entgegenwirkt, bis sich schließlich ein Gleichgewicht einstellt und der Fluss zum Erliegen kommt.<sup>1)</sup>

Die photovoltaische Stromerzeugung macht sich das so aufgebaute elektrische Feld und die darin wirkenden elektrischen Kräfte zunutze. Werden nämlich in Folge des inneren Photoeffekts Elektronen-Loch-Paare in einem dotierten Halbleiter erzeugt und gelangen sie zudem in den Wirkungsbereich seines elektrischen Feldes, so werden die Ladungen entsprechend beschleunigt und voneinander getrennt. Dergestalt können sie über elektrische Kontakte abgegriffen und einem Verbraucher zugeführt werden.<sup>2)</sup>

Schließlich können durch serielles oder paralleles Verschalten einzelner Silizium-Solarzellen höhere Spannungen oder Ströme erzielt werden. Mehrere Solarzellen werden daher zu sog. PV-Modulen zusammengefasst.<sup>3)</sup>

---

<sup>1)</sup> Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016, S. 37.

<sup>2)</sup> Kruck, Christoph / Eltrop, Ludger: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Endbericht 28.07.2004, S. 3.

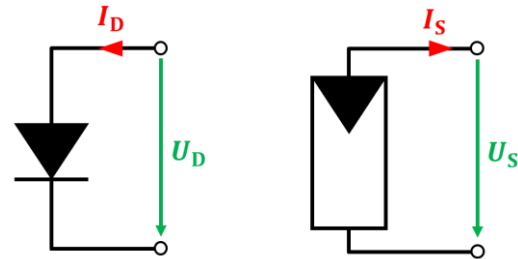
<sup>3)</sup> Vertiefend sei verwiesen auf: Wettling, Wolfram, Solarzellen - Stand der Technik, in Phys. Bl. 53 (1997) Nr. 12; Küppers, Andre: Experimentieren mit einer „PV-Insulanlage“ - Gestaltung einer praxisorientierten Unterrichtseinheit für die Aus- und Weiterbildung im Bereich Photovoltaik, GRIN Verlag, München 2009, S. 16; Schuhmann, Sven: Montagegerechte Gestaltung eines Befestigungssystems für Photovoltaikgeneratoren, Technische Universität Berlin, Dissertation 2004, S. 10 f; Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: a.a.O, S.67 f.



### 2.3. Elektrische Eigenschaften

Ausgehend vom elektrischen Verhalten einer Halbleiterdiode lassen sich die elektrischen Eigenschaften einer Solarzelle als Generator an Hand von Kennlinien und zugehörigen Ersatzschaltbildern beschreiben.<sup>1)</sup> Das zugehörige Schaltsymbol ist in

Abb.2 im Vergleich zu einer Diode als Verbraucher dargestellt. Darin sind Strom und Spannung als gerichtete Klemmengrößen ( $U_S, I_S$ ) eingetragen, wobei die Richtungen der Pfeile die Orientierung positiver Ströme bzw. Spannungen darstellen.



**Abb.2** Schaltsymbole im Vergleich  
(links: einer Diode als Verbraucher)  
(rechts: Solarzelle als Generator.<sup>2)</sup>

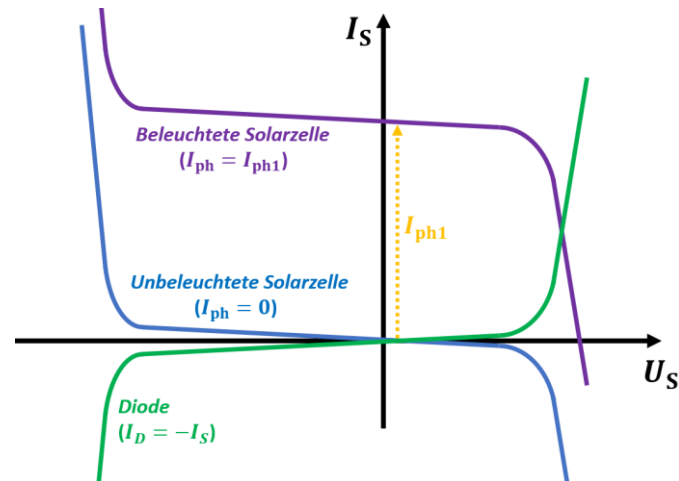
Wie in einem Expertengespräch<sup>3)</sup> auf Nachfrage erläutert, werden nämlich Ströme, die aus der Solarzelle herausfließen, positiv gezählt, so dass das Produkt aus Strom und Spannung für  $I_S > 0$  und  $U_S > 0$  die von der Solarzelle abgegebene elektrische Leistung  $P = U_S \cdot I_S > 0$  beschreibt. Man nennt diese Konvention daher auch Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), da positive Leistungen vom Bauteil erzeugt/abgegeben werden.

Die Kennlinie stellt alle möglichen Betriebspunkte eines elektrischen Bauteils und somit die Beziehung zwischen Klemmenstrom und –spannung übersichtlich dar. In Abb.3 ist zunächst ersichtlich, wie die Kennlinie einer unbeleuchteten Solarzelle als potentieller Generator im Wesentlichen einer an der Spannungsachse gespiegelten Dioden-Kennlinie (als Verbraucher) entspricht. Dies folgt aus den entgegengesetzten Stromrichtungen von  $I_S$  und  $I_D$  (siehe Abb.2).

<sup>1)</sup> Siehe im Detail: Wowy, Jakob: Konzeption, Aufbau und Inbetriebnahme einer Kennlinien-Messsystems für Solarzellen und Erprobung an einem neuartigen Sonnensimulator auf LED-Basis, Georg-Simon-Ohm-Hochschule Nürnberg, Diplomarbeit 2010.

<sup>2)</sup> Eigene Grafik.

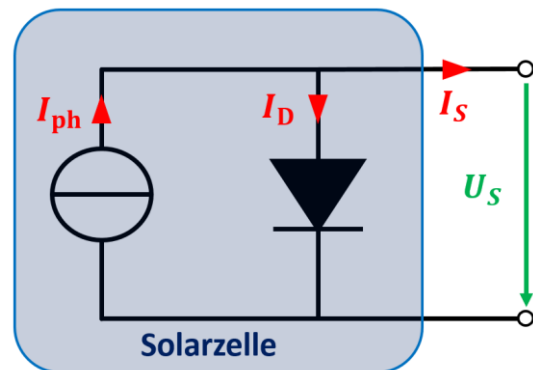
<sup>3)</sup> Fr. Prof. Dr. Gabriele Buch, Fakultät für Maschinenbau, Fahrzeugtechnik und Flugzeugtechnik an der Hochschule für angewandte Wissenschaften, Expertengespräch vom 25.05.2021 in München.



**Abb.3** Strom-Spannungs-Kennlinien einer Diode (unten), einer unbeleuchteten Dunkelzelle (mittig) sowie einer mit Licht bestrahlten Solarzelle (oben).<sup>1)</sup>

Wird die Solarzelle nun beleuchtet, generiert sie einen sog. Photostrom  $I_{ph}$ , welcher die Kennlinie entsprechend anhebt. Diese Zusammenhänge lassen sich in einem vereinfachten Ersatzschaltbild (umfassend eine Diode und eine lichtabhängige Konstantstromquelle), wie in Abb.4 dargestellt, veranschaulichen:

Darüber hinaus existieren auch noch weitere und kompliziertere Ersatzschaltbilder, in denen etwa durch Hinzunahme ohmscher Widerstände, weiterer Dioden und Stromquellen eine genauere Berücksichtigung von Verlusten und den nichtlinearen Eigenschaften einer Solarzelle erfolgt. Hierzu sei weiterführend auf die einschlägige Literatur<sup>2)</sup> verwiesen.



**Abb.4** Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Solarzelle.<sup>3)</sup>

Die abgegebene Leistung einer stromerzeugenden Solarzelle ist durch den momentanen Betriebspunkt auf der Kennlinie bestimmt und ergibt sich grafisch als der Flächeninhalt des von Betriebspunkt und Koordinatenursprung aufgespannten Rechteckes.

<sup>1)</sup> Eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 63.

<sup>2)</sup> Stellvertretend für viele Riatsch, Jon: a.a.O., S. 62 - 81.

<sup>3)</sup> Eigene Grafik.

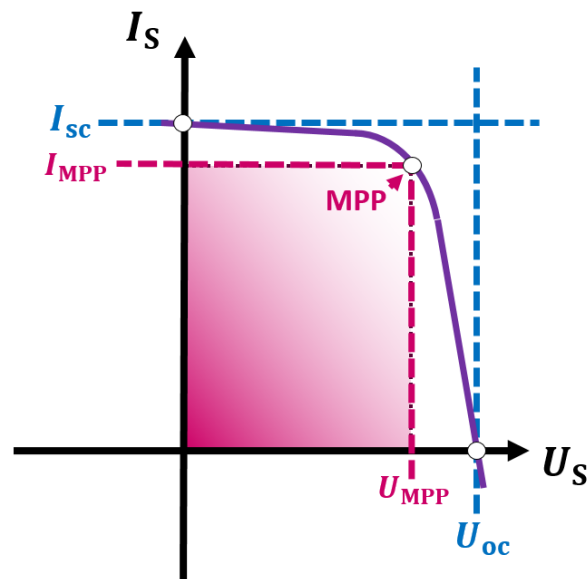


Abb.5 Flächeninhalt der elektrischen Leistung am MPP.<sup>1)</sup>

Am Punkt maximaler Leistung (MPP, engl. *Maximum Power Point*) weist die elektrische Leistung einer Solarzelle ein eindeutiges Optimum auf (vgl. Abb. 5).<sup>2)</sup> An den Schnittpunkten der Kennlinie mit den Koordinatenachsen gibt die Solarzelle keine Leistung ab. Erreicht werden diese Betriebspunkte durch Kurzschließen ( $U_S = 0$ ) oder durch Betrieb der Solarzelle im Leerlauf ( $I_S = 0$ ). Dies motiviert die Einführung zweier wichtiger Kenngrößen einer Solarzelle: ihr Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  und die Leerlaufspannung  $U_{oc}$ .

#### 2.4. Thermische Einflüsse auf die PV-Stromerzeugung

Wie für viele Halbleiterbauteile üblich, wirken sich thermische Einflüsse auf das elektrische Verhalten des Bauteiles und seine tatsächliche Leistung aus. Für die Erwärmung einer Solarzelle im Betrieb lassen sich insbesondere folgende Ursachen nennen:

- Zum einen trägt das Gehäuse, in dem die Solarzellen eingebettet sind, zur Erwärmung bei, wenn sich dieses durch Absorption von Sonnenlicht aufheizt.

<sup>1)</sup> Eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 64.

<sup>2)</sup> Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016, S. 39

- Darüber hinaus sind sog. Thermalisierungsverluste beachtlich. Wenn die Energie des absorbierten Photons größer ist, als die zur Generation des Elektronen-Loch-Paares benötigte Bandlückenergie, so wird dieser Überschuss in Wärme umgewandelt.<sup>1)</sup>
- Zudem führt die Rekombination von Elektronen-Loch-Paaren in der Solarzelle zur erneuten Abgabe der absorbierten Photonenenergie in Form von Wärme.<sup>2)</sup>
- Ferner sind auch ohmsche Verluste, wie sie etwa innerhalb der dünnen Kontakte einer Solarzelle auftreten, Ursache der Erwärmung.

Das Temperaturverhalten einer Solarzelle lässt sich gut mit Hilfe eines Kennlinienfeldes darstellen. Aus Abb.6 wird ersichtlich, dass mit steigender Temperatur die Leerlaufspannung  $U_{oc}$  sinkt und sich der Kurzschlussstrom  $I_{sc}$  geringfügig erhöht.

Dies lässt sich damit erklären, dass durch die thermische Anregung des Halbleiters der Bandabstand, also die verbotene Zone (siehe oben Abb.1), leicht abnimmt. Dadurch können auch langwelligere, d.h. energieärmere Photonen, zur Erzeugung von Elektronen-Loch-Paaren beitragen. Bei Bestrahlung mit Sonnenlicht führt dies zu einer Zunahme des Photostroms  $I_{ph}$ , da insgesamt mehr Ladungsträger erzeugt werden.<sup>3)</sup>

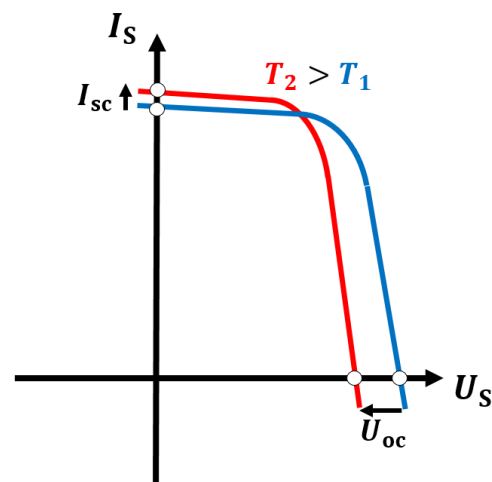


Abb.6 Temperaturverhalten einer Solarzelle.<sup>4)</sup>

Viel gewichtiger ist aber die Abnahme der Leerlaufspannung  $U_{oc}$  bei zunehmender Betriebstemperatur, was am besten mit Hilfe des einfachen Ersatzschaltbildes (ESB)

<sup>1)</sup> Vgl. Finke, Hanns-Stefan: Der Kern der PV-Physik – nachvollziehbar erklärt, URL: <https://photovoltaikso-larstrom.com/photovoltaiklexikon/elektronen-loch-paar/>, Zugriff vom 30.10.2021, 09:33 Uhr.

<sup>2)</sup> Ebd.

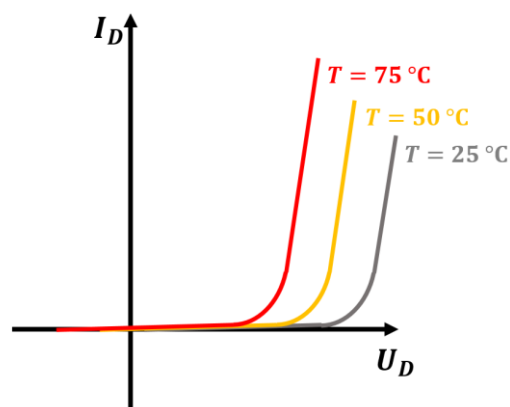
<sup>3)</sup> Vgl. Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 70.

<sup>4)</sup> Eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: a.a.O., S. 71.

für die Solarzelle (siehe oben Abb.4) und dem thermischen Verhalten einer Halbleiterdiode erklärt werden kann. Im Einzelnen:

Ein wichtiger Nennwert einer Halbleiterdiode ist die sog. Schwellenspannung  $U_{th}$ , bei der die Diode, in Durchlassrichtung betrieben, leitend wird.<sup>1)</sup> Dies ist etwa dann der Fall, wenn die anliegende Spannung die gegensätzlich gepolte Diffusionsspannung bzw. das elektrische Feld über der Raumladungszone des p-n-Übergangs zu kompensieren vermag.

Aus der Halbleitertechnik ist bekannt, dass die Schwellenspannung einer Diode stark von der Temperatur abhängig ist. Wie Abb.7 zeigt, sinkt die Schwellenspannung insbesondere mit steigenden Temperaturen. Mit anderen Worten: die Diode leitet schon bei kleineren Spannungen.<sup>2)</sup>



**Abb.7 Dioden-Kennlinien für unterschiedliche Temperaturen.<sup>3)</sup>**

Da die Solarzelle im Generatorbetrieb nicht mit einer Spannung versorgt wird, sondern diese selber bereitstellt, ist die (maximale) Leerlaufspannung nach oben durch die Schwellenspannung begrenzt.

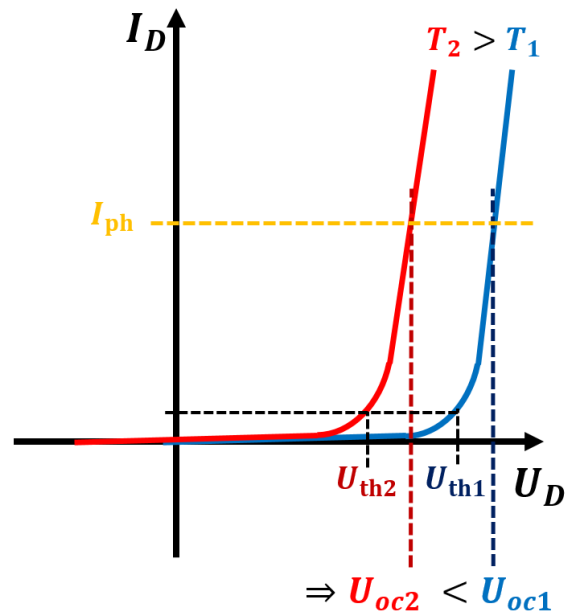
Dies erklärt sich folgendermaßen: betrachtet man das vereinfachte ESB (siehe oben Abb.4) im Leerlauf, so wird ersichtlich, dass  $I_S = 0$  und  $I_{ph} = I_D$  gelten muss. Das heißt, der Photostrom fließt im Leerlauf über die Diode zurück. Die Leerlaufspannung ergibt sich dann als ein Punkt auf der Dioden-Kennlinie, ab dem die Diode den gesamten Strom  $I_{ph}$  leitet.

<sup>1)</sup> Schnabel, Patrick: Diode / Halbleiterdiode, auf [www.elektronik-kompndium.de](http://www.elektronik-kompndium.de), URL: <https://www.elektronik-kompndium.de/sites/bau/0201113.htm>, Zugriff vom 01.11.2021, 15:01 Uhr.

<sup>2)</sup> Schnabel, Patrick: Temperaturverhalten von Halbleitern, auf [www.elektronik-kompndium.de](http://www.elektronik-kompndium.de), URL: <http://www.elektronik-kompndium.de/sites/grd/0701291.htm>, Zugriff vom 01.11.2021, 15:12 Uhr.

<sup>3)</sup> Eigene Grafik, in Anlehnung an Schnabel, Patrick: Temperaturverhalten von Halbleitern, a.a.O.

Weil die Schwellenspannung bei höheren Temperaturen auf Grund der Halbleitereigenschaften bei kleineren Spannungen erreicht wird, fällt auch die Leerlaufspannung entsprechend geringer aus, wie nachstehende Abb. 8 verdeutlicht:



**Abb.8 Grafische Veranschaulichung der Abnahme der Leerlaufspannung infolge der Abnahme der Dioden-Schwellenspannung bei steigenden Temperaturen.<sup>1)</sup>**

Anhand der Abb.8 lässt sich das zuvor beschriebene Phänomen zumindest nachvollziehen, wenngleich betont werden muss, dass es sich hierbei um eine stark vereinfachte Darstellung handelt.

<sup>1)</sup> Eigene Grafik.

### 3. Schwimmende PV-Systeme

Schwimmende PV-Systeme bergen weltweit ein bislang kaum praktisch genutztes Stromerzeugungs- und Klimaschutzpotenzial. Sie ermöglichen den Ausbau von Solarparks, ohne anderweitig nutzbare Landflächen in Anspruch zu nehmen.<sup>1)</sup>

Im Unterschied zu Freiflächenanlagen werden die PV-Module auf Schwimmkörpern installiert und auf einem (stehenden) Binnengewässer oder küstennah auf dem Meer ausgebracht. Der Kühlungseffekt des Mediums Wasser erhöht dabei per se die Effizienz solcher Anlagen im Vergleich zu landgestützten Anlagen. Je nach Installationsort unterscheidet man zwischen Floating PV-Systemen und Offshore PV-Systemen.

#### 3.1. Floating PV-Systeme

Werden schwimmende PV-Systeme auf (stehenden) Binnengewässern installiert spricht man von Floating-PV-Systemen. Allein in Deutschland beispielsweise entstanden durch den Braunkohletagebau rund 500 Tagebauseen mit einem enormen Flächenpotential<sup>2)</sup>. Seen geeigneter Größe ermöglichen es, die Vorhabenfläche mit größtmöglichem Abstand zu allen touristisch oder anderweitig genutzten Seeufnern zu beplanen<sup>3)</sup>. Gemäß einer Untersuchung der Fraunhofer Gesellschaft<sup>4)</sup> sowie der Baywa r.e.<sup>5)</sup> steht fest: Der Sauerstoffgehalt unter den Modulen verändert sich innerhalb eines Jahres nur

---

<sup>1)</sup> Vgl. aktuelle News auf [www.photovoltaikeu](http://www.photovoltaikeu) vom 05.07.2021, 15:00 Uhr: PV2Float: Neuer Praxistest für Floating-PV-Systeme startet, URL: <https://www.photovoltaikeu/node/176150/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:14 Uhr.

<sup>2)</sup> Vgl. heise online vom 01.10.2020, 07:54 Uhr: Schwimmende 750-kW-Solaranlage auf einem Baggersee nimmt Betrieb auf, URL: <https://www.heise.de/news/Schwimmende-750-kW-Solaranlage-auf-einem-Baggersee-nimmt-Betrieb-auf-4916775.html>, Zugriff vom 30.10.2021, 20:56 Uhr.

<sup>3)</sup> Vgl. aktuelle News auf [www.photovoltaikeu](http://www.photovoltaikeu) vom 10.06.2021, 13:00 Uhr: Floating-PV auf einem Cottbusser See geplant, URL: <https://www.photovoltaikeu/node/173332/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:26 Uhr.

<sup>4)</sup> Vgl. Presseinformation der Fraunhofer ISE vom 03.02.2020: Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen, URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/fraunhofer-ise-analysiert-potenzial-fuer-solarkraftwerke-auf-braunkohle-tagebauseen.html>, Zugriff vom 30.10.2021, 22:06 Uhr.

<sup>5)</sup> Vgl. aktuelle News auf [www.photovoltaikeu](http://www.photovoltaikeu) vom 17.05.2021, 13:10 Uhr: Studie: keine negativen Auswirkungen von Floating-PV, URL: <https://www.photovoltaikeu/node/165448/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:08 Uhr.

minimal, da Wind und Sonnenlicht die Wasseroberfläche unter den Modulen immer noch gut erreichen können. Weil die Module eines Floating PV-systems zu einem niedrigeren Windaufkommen auf der Wasseroberfläche führen, hat dies eine geringere Erosion der Ufer zur Folge. Floating PV-Systeme fördern somit den Schutz ufernaher Vegetation. Darüber hinaus können unterhalb der schwimmenden Solarmodule beispielsweise mit Muscheln gefüllte sog. bio huts befestigt und so die Artenvielfalt gefördert oder zumindest gestärkt werden. Zudem können Floating PV-Systeme helfen, Probleme mit Wasserverdunstung und Algenblüte von Wasserreservoirs zu verringern, was besonders für Länder in Afrika interessant ist<sup>1)</sup>.

### **3.2. Offshore PV-Systeme**

Stehen Binnengewässer nicht zur Verfügung, kommen grundsätzlich auch Meere und Ozeane als Installationsorte in Frage. Analog zu meergestützten Windparks spricht man hier von Offshore-PV-Systemen. Wegen bereits vorhandener Infrastruktur bieten sich bestehende Offshore Windparks an durch Offshore-PV-Systeme ergänzt zu werden.

Auf offener See erhöhen das korrosive Salzwasser sowie aufkommende Gezeiten und Winde die Anforderungen an die elektronische Bauteile der Module und deren mechanische Statik sowie Verankerung.<sup>2)</sup> Diese Mehrkosten rechnen sich aber insbesondere bei äquatornahen Installationen.

Ein Vorteil von Offshore-PV-Systemen ist die Beschattungsfreiheit auf dem Meer, da es hier keine Bäume, Gebäude o.ä. gibt. Theoretisch könnten auch kleinere mobile Anlagen zu Forschungszwecken auf Ozeanen beständig zu wolkenfreien Gegenden geleitet werden und daher im Idealfall nur sonnige Tage erleben.

---

<sup>1)</sup> Vgl. aktuelle News auf [www.photovoltaikeu.com](https://www.photovoltaikeu.com) vom 07.04.2021, 13:00 Uhr: Kenia: erste schwimmende Solaranlage am Netz, URL: <https://www.photovoltaikeu.com/node/163630/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:12 Uhr.

<sup>2)</sup> Vgl. aktuelle News auf [www.photovoltaikeu.com](https://www.photovoltaikeu.com) vom 10.07.2021, 08:00 Uhr: Offshore-PV: Singapur nimmt schwimmende Großanlage in Betrieb, URL: <https://www.photovoltaikeu.com/node/176268/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:11 Uhr.



## 4. Möglichkeiten zur Leistungsoptimierung

Im Folgenden sollen zwei Ansätze zur Leistungssteigerung betrachtet werden.

### 4.1 Nachjustierung

Die empfohlene Ausrichtung einer starr installierten PV-Anlage liegt im deutschsprachigen Raum bei etwa 30 Grad Süd. Abweichungen von dieser Empfehlung bedeuten häufig aber nur geringe Ertragsminderungen.<sup>1)</sup>

Auch die Module von Floating- bzw. Offshore-Anlagen können auf Ihrer Plattform, abhängig vom Breitengrad, starr angestellt montiert sein. Aus windstatischen Gründen haben sich insbesondere spitzdachförmige Anordnungen bewährt.<sup>2)</sup>

Durch Nachjustierung werden Module immer wieder neu zu der Sonne ausgerichtet, so dass mehr Solarenergie absorbiert und in Solarstrom umgewandelt werden kann. Dies kann durch einachsige oder zweiachsige Nachführung mittels eines Solar-Tracking-Systems erreicht werden<sup>3)</sup>, wobei der Unterschied in der Azimut-Nachführung (zu den Himmelsrichtungen) besteht, die sich vor allem in niedrigen Breiten zumeist erübrigt. Obwohl aktive Nachführsysteme selbst Strom verbrauchen, kann der Nettoertrag auf diese Weise erheblich gesteigert werden. Laut Aussagen des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme<sup>4)</sup> führt die Anwendung eines zwei-achsigen Systems in Mittel- und Nordeuropa zu einem Mehrertrag von ca. 28% im Jahr<sup>5)</sup>.

---

<sup>1)</sup> Michael Geissbühler, CEO der B-Solartec AG Gebäudetechnik, Root, Schweiz, Telefonisches Expertengespräch vom 08.06.2021.

<sup>2)</sup> Siehe BayWa r,e.: Floating-PV – eine wichtige Rolle für die Energiewende in Deutschland, URL: <https://www.baywa-re.de/de/solar/systemanwendungen/floating-pv#vorteile-floating-pv>, Zugriff vom 01.11.2021, 18:21.

<sup>3)</sup> Siehe: Solar-Tracker: Nachführsysteme für Photovoltaik-Anlagen im Expertencheck, letzte Aktualisierung: 27.05.2019, URL: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/monitore/solar-tracker#c18964>, Zugriff vom 01.11.2021, 16:55.

<sup>4)</sup> Vgl. Peharz, Gerhard: Hocheffiziente photovoltaische Konzentratormodule: Untersuchung von Einflussfaktoren und Energieertragsmodellierung, Universität Konstanz, Dissertation 2011; siehe auch Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von URL: [www.pa-fakten.de](http://www.pa-fakten.de), Fassung vom 21.10.2021.

<sup>5)</sup> So auch Buers, Hermann: Nachführungssysteme optimieren den Energieertrag, in: ep Photovoltaik aktuell – 7/8-2008, S. 3.

Bei hier interessierenden Floating- bzw. Offshore-Anlagen erscheint zumindest einachsiges Nachjustieren einfach realisierbar, weil sich eine schwimmend montierte, und abhängig vom Breitengrad ggf. starr angestellte, PV-Anlage verhältnismäßig leicht durch Drehung um ihre Vertikal-Achse mit wenig Energieaufwand auf den jeweiligen Sonnenstand ausrichten lässt.

## 4.2 Wasserkühlung

Weil sowohl Floating-PV- als auch Offshore-PV-Anlagen auf Wasserflächen installiert sind, bietet es sich an, das zur Verfügung stehende Wasser zu Kühlzwecken zu verwenden, um eine Leistungssteigerung der Module zu erreichen. Das Medium Wasser ist auch wegen seiner physikalischen Eigenschaften hierfür bestens geeignet:

Aufgrund der hohen spezifischen Wärmekapazität von Wasser ( $= 4,19 \cdot 10^3 \frac{\text{J}}{\text{K} \cdot \text{kg}}$ ) erfolgen nämlich Änderungen der Wassertemperatur in den hier vorgeschlagenen Groß-Gewässern selbst bei großer Energiezufuhr (Sonneneinstrahlung) ausgesprochen träge, so dass es auch tagsüber bei hohen Lufttemperaturen relativ gemäßigte Temperaturen aufweist.

Als Kühlmethoden bieten sich ein Besprühen oder ein Eintauchen von PV-Modulen an, was im Folgenden eingehender betrachtet werden soll.

### 4.2.1 Wasserkühlung durch Besprühen

Bei geeigneten Modulen oberhalb der Gewässeroberfläche ist ein aktives Besprühen (Benetzen oder Besprenkeln) mittels eines Pump- und Düsensystems denkbar.

Dabei kann zwischen vorder-, rück- und beidseitigem Besprühen unterschieden werden. Während beim Besprühen der sonnenzugewandten Modulfläche Strahlungsverluste durch das Wasser entstehen, ist dies bei rückseitigem Besprühen vermeidbar.

Des Weiteren kann die verwendete Wassermenge variiert werden. Weil das Kühlmedium aufgrund des Gefälles abfließt, muss es stets unter energetischem Auf-

wand nachgesprüht werden, so dass die besprühte Fläche im optimalen Fall stets von einem dünnen Wasserfilm bedeckt ist. Je nach Neigungswinkel ist das mehr oder weniger gut umsetzbar.

Außerdem wird bei geeignetem Wind eine Verdunstung des im Kontakt mit dem Modul befindlichen Wassers angeregt. Die stoffspezifische Verdampfungswärme von Wasser beträgt 2,2 kJ/kg, so dass auch ein Wasserfilm von geringer Dicke dem Modul effektiv viel Wärme entziehen kann. Wird wenig Wasser zum Kühlen verwendet, führt eine ungleichmäßige Verteilung des Wassers zu einer mit Tropfen benetzten Modulfläche und damit zu einer nicht-maximalen Wärmeaustauschfläche.

Bei Modulen oberhalb der Gewässeroberfläche ist außerdem eine Kombination von Nachjustierung und Modulkühlung durch Besprühen möglich und es kann grundsätzlich ein Wärmeaustausch mit zirkulierender Luft stattfinden. Darüber hinaus kann auf Großgewässern neben der Direktstrahlung der Sonne zusätzlich von der Gewässeroberfläche reflektierte Strahlung energetisch verwertet werden, was besonders bei niedrigem Sonnenstand der Fall ist.

Sofern eine Kühlung von Solarmodulen durch Besprühen mehr Energie liefert, als zum Betreiben der Spränkelanlage benötigt wird, lässt sich die Netto-Energieausbeute durch diese Kühlmethode erhöhen.

#### **4.2.2 Wasserkühlung durch Eintauchen**

Soll ohne den Aufwand für eine Sprühanlage passiv gekühlt werden, kann das Modul auch schlicht in das Gewässer eingetaucht werden.

Hierbei ist zwischen einem vollständig untergetauchtem und einem auf der Wasseroberfläche schwimmenden Modul zu unterscheiden. Letzteres erlaubt ausschließlich eine Kühlung der Modulrückseite, während die Kontaktfläche zwischen Wasser und Modul beim vollständigen Eintauchen maximal (doppelt so groß) und ein Wärmeaustausch von allen Seiten möglich ist. Strahlungseinbußen beim untergetauchten Modul sind gering und außerdem unvermeidbar. Während auf der Wasseroberfläche schwimmende Module flach liegen müssen, können untergetauchte Module in entsprechender Wassertiefe dem Grunde nach auch angestellt werden.

## 5. Messsystem zur Untersuchung von Kühlmethoden

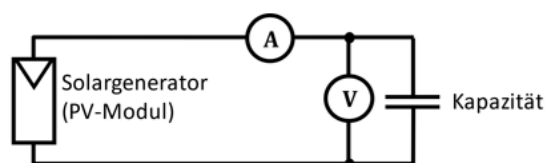
Um abwägen zu können, unter welchen Umständen sich die vorgestellten Kühlmethoden besonders effizient nutzen lassen und so anschließend ein Fazit und einen Ausblick angeben zu können, müssen diese eingehend untersucht werden. Auf Grund der Komplexität, die eine analytische Untersuchung mit sich brächte, erschien es vorliegend zweckmäßig, diese Methoden experimentell bzw. empirisch zu untersuchen und basierend auf den Ergebnissen zu bewerten. Hierzu wurden verschiedene Versuchsreihen durchgeführt, welche im Kapitel 6 eingehend beschrieben sind. Zuvor sollen aber die dabei verwendeten Messmethoden und deren Realisierung erläutert werden.

### 5.1 Identifikation relevanter Messgröße

Das Beurteilen der Effizienz eines Kühlvorgangs erfordert die Bestimmung einflussgebender Systemgrößen. Interessant sind dabei die zeitlichen Verläufe von Modulleistung und -temperatur, sowie die zur Verfügung stehende Lichtleistung. Zur Beurteilung der elektrischen Leistung des Moduls wird der in Kapitel 2.3. erwähnte optimale Betriebswert, der sog. Maximum Power Point (MPP), herangezogen.

### 5.2 MPP-Messung mittels Kondensator

Zur Bestimmung des MPPs wird ein Kondensator an die Kontaktklemmen des PV-Moduls angeschlossen und allmählich aufgeladen (vgl. Abb.9). Aufgrund der hohen Stromaufnahme des Kondensators am Anfang des Ladevorgangs verhält sich der Kondensator ähnlich zu einem Kurzschluss. Demgegenüber verhält sich der Kondensator im aufgeladenen Zustand gleich einem Leerlauf, da kein



**Abb.9 Schaltbild zur Messung des Ladevorgangs.<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup> Eigene Grafik.

weiterer Strom mehr in diesen hinein-fließen kann. Während des Ladevor-ganges muss sich also der Betriebs-punkt des Solargenerators prinzipiell vom Kurzschlussbetrieb hin zum Leer-laufbetrieb verschieben. Wie Abb.10 zeigt, wird dabei die gesamte U-I-Kennlinie des PV-Moduls durchlaufen. Dies ermöglicht die Bestimmung des MPPs. Wird während diesem Ladevor-gang der Ladestrom und die Kondensatorspannung bestimmt, so kann aus diesen Grö-ßen die in den Kondensator fließende Leistung berechnet werden. Die maximal vom PV-Modul abgegebene Leistung ergibt sich aus dem MPP, welcher das Produkt aus Strom und Spannung maximiert.

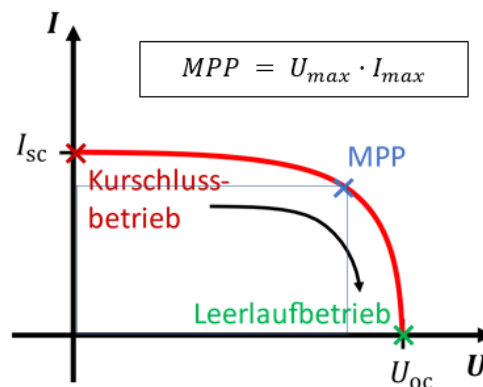


Abb.10 Kennlinie des PV-Moduls mit wichtigen Betriebspunkten.<sup>1)</sup>

Erweitert man die Schaltung aus Abb.9 um einen sog. Entladekreis, der durch einen Schalter zugeschaltet werden kann (vgl. Abb.11), so lässt sich dieser Messprozess durch geeig-netes Ein- und Ausschalten wiederho-len.

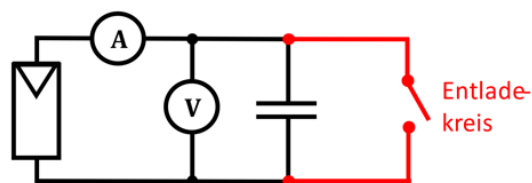


Abb.11 Erweiterte Messschaltung mit Entladekreis.<sup>2)</sup>

### 5.3 Realisierung des Messsystems

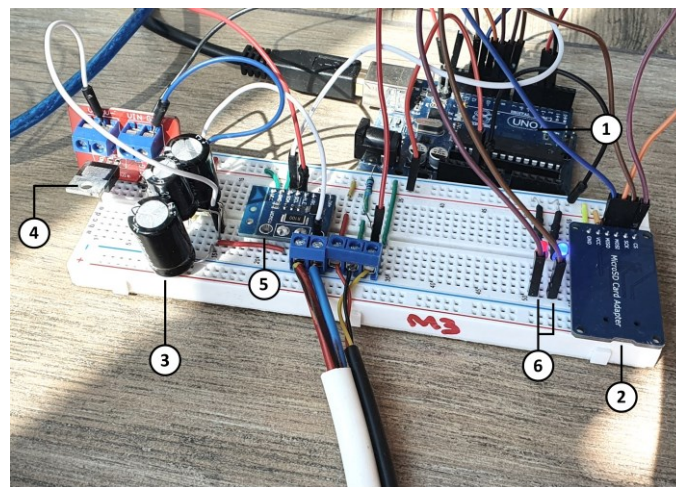
Für das experimentelle bzw. empirische Untersuchen wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Messsystem zur automatischen Bestimmung und Aufzeichnung der zeitlichen Verläufe der Modultemperatur und -leistung entworfen.

Da die Bestimmung der Lichtstärke bei direktem Sonnenlicht eine technische

<sup>1)</sup> Eigene Grafik.

<sup>2)</sup> Eigene Grafik.

Herausforderung darstellt, wurde bei den später beschriebenen Feldversuchen mit drei Solarmodulen gearbeitet. Dabei diente ein Modul als Referenzmodul, während zeitgleich an den beiden anderen Modulen verschiedene Kühlmethoden ausgetestet wurden. Dies sollte einen Vergleich der Methoden zulassen, auch ohne genaue Kenntnis der einfallenden Lichtleistung auf die Module. Jedes dieser Module wurde dafür mit einem eigenen Messsystem ausgestattet. Die in Kapitel 5.2. beschriebene MPP-Messung wurde dabei mit der in Abb. 12 dargestellten Schaltung realisiert:



**Abb.12 Realisierung des Messsystems.<sup>1)</sup>**

Zur automatischen Regelung der Messvorgänge wurden hierbei ein sog. Arduino UNO R3 Mikrokontroller (vgl. Nr. 1 in Abb.12) und ein MicroSD-Karten Adapter Modul (vgl. Nr. 2 in Abb.12) zur Datenspeicherung verwendet. Wesentliche Komponenten bildeten außerdem eine Bank aus Elektrolytkondensatoren (vgl. Nr. 3 in Abb.12), welche eine Gesamtkapazität von 2330  $\mu\text{F}$  aufwies, sowie ein MOSFET-Schalt-Modul (vgl. Nr. 4 in Abb.12), welches als elektrisch steuerbarer Schalter des Entladekreises fungierte. Vor den Kondensatoren war ein Strom- und Spannungsmessgerät geschaltet. Hier wurde das sog. INA 226 Sensormodul zur Leistungsüberwachung (vgl. Nr. 5 in Abb.12) eingesetzt, da dieses auch Spannungen bis zu 36 V messen kann, was mit den analogen Pins des Arduino Mikrokontrollers nicht ohne weiteres möglich war. Eine rote und blaue LED (vgl. Nr. 6 in Abb.12) dienten als Kontrolllampchen, um nach außen hin die erfolgreiche Abwicklung der Messungen anzuzeigen oder auf etwaige technische Fehler aufmerksam zu machen.

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

Als Testmodule (siehe Abb.13 und 14) dienen 10 W Module aus polykristallinem Silizium des Herstellers ECO-WORTHY. Entscheidend für diese Wahl war insbesondere die konstruktive Ähnlichkeit dieser Photovoltaikmodule zu denen bei schwimmenden Solaranlagen. Dazu zählen insbesondere ein Aluminiumrahmen und eine robuste, anti-reflektierende Glasscheibe sowie ein wasserdichtes Gehäuse.



**Abb.13** Verwendete PV-Module des Herstellers ECO-WORTHY.<sup>1)</sup>

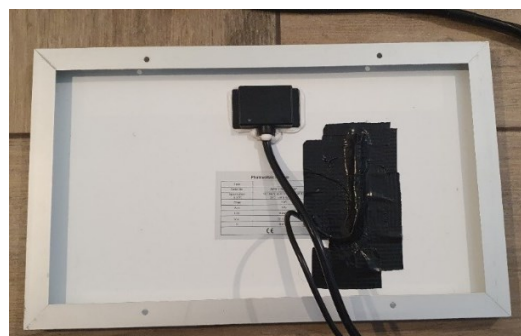
Photovoltaic Module	
Spec	10W
Serial No.	JMP010P6201204521
Specification at STC	1000W/m <sup>2</sup> solar irradiance AM1.5 25°C cell temperature
Pmax	10W
Vpm	18V
Ipm	0.56A
Voc	22.41V
Isc	0.61A
CE	

**Abb.14** Typenschild der verwendeten PV-Module.<sup>2)</sup>

Zur Bestimmung der Modultemperaturen wurden schließlich handelsübliche digitale Temperatursensoren vom Typ DS18B20 eingesetzt (siehe Abb.15) und mit wetterfestem Klebeband mittig an der Rückseite der PV-Module (siehe Abb.16) fixiert:



**Abb.15** Wasserdichter Temperatursensor vom Typ DS18B20.<sup>3)</sup>



**Abb.16** Auf Modulrückseite befestigter Temperatursensor.<sup>4)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigenes Foto.

<sup>3)</sup> Eigenes Foto.

<sup>4)</sup> Eigenes Foto.

## 6. Versuchsreihen zwecks Untersuchung von Kühlmethoden

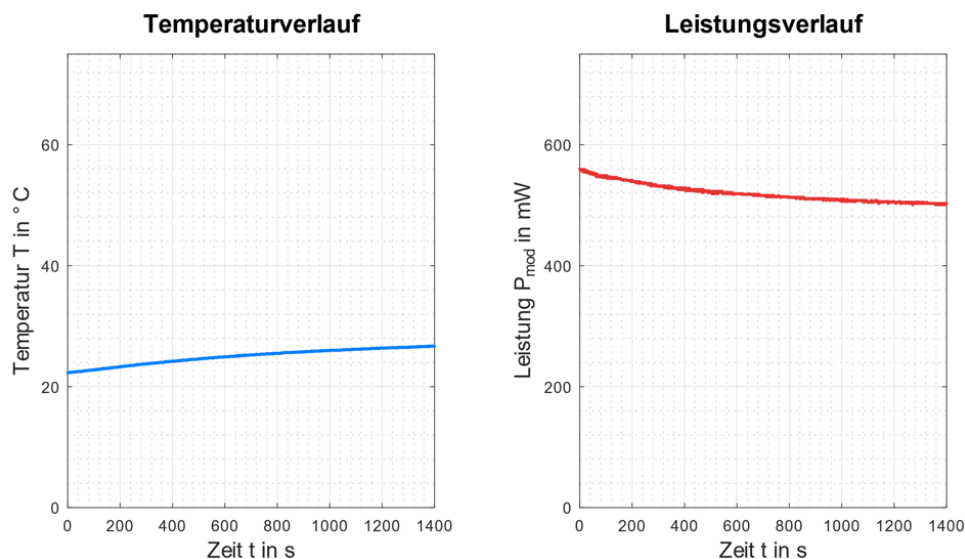
Mit Hilfe eines so realisierten Messsystems wurden sodann verschiedene Kühlmethoden unter kontrollierbaren Rahmenbedingungen untersucht. Dabei wurde in der Versuchsumgebung (Abb.17) auf eine konstante Einstrahlung während der Durchführung des Versuchs geachtet. Dazu wurden die Experimente in einer Badewanne mit einem oberhalb des Solarmoduls aufgehängten LED-Scheinwerfer ausgeführt. Das Solarmodul selbst wurde auf einem eigens aus *Fischertechnik*<sup>®</sup> gebauten Gestell angeordnet.



**Abb.17 Versuchsumgebung.**<sup>1)</sup>

### 6.1 Referenz- bzw. Normalbetrieb

Zum Testen eines Referenz- bzw. Normalbetriebs wurde ein PV-Modul in die in Abb.16 gezeigte Versuchsumgebung eingebracht und ohne aktive Beeinflussung dessen Temperatur und Leistung über die Zeit gemessen, mit folgenden Ergebnissen (Abb.18):



**Abb.18 Versuchsergebnisse für den Referenz- bzw. Normalbetrieb.**<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

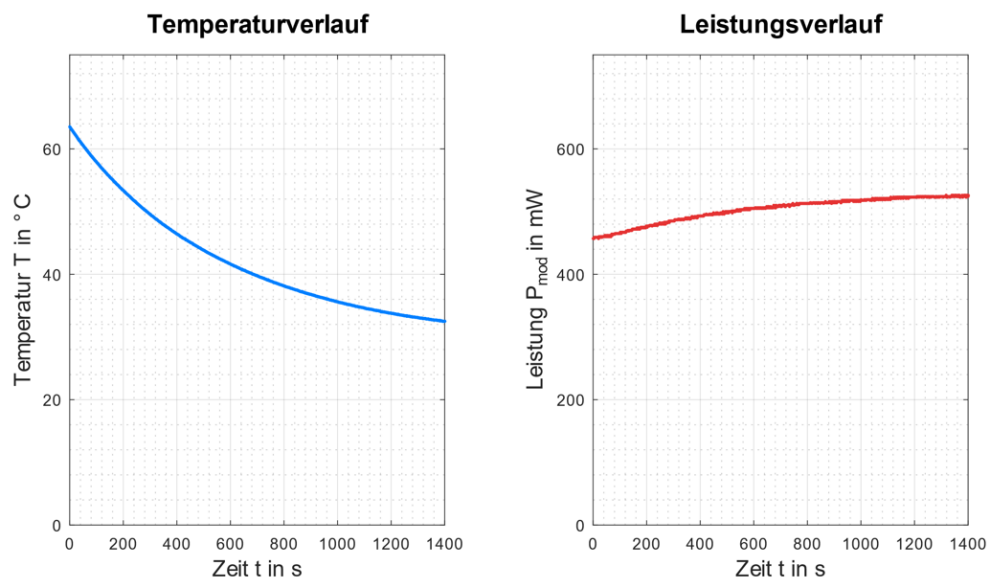
<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.



Zu sehen ist, wie sich das Modul im Betrieb leicht erwärmt. Bemerkenswert dabei ist die Abnahme der Leistung um ca. 60 mW während der Messung. Ob dies allein durch den Temperaturanstieg zu erklären ist, ist hinterfragbar. Möglich wäre, dass auch eine systembedingte Komponente für die Leistungsabnahme verantwortlich ist.

## 6.2 Passive Kühlung an der Luft

In einem ersten Kühl-Versuch wurde ein PV-Modul auf ca. 60 °C erwärmt. Hierfür wurde ein Backofen genutzt. Anschließend wurde untersucht, wie sich das Modul an der Luft passiv abkühlt, wenn keine zusätzliche Kühlung vorgenommen wird. Die Zimmer-temperatur betrug dabei ca. 20 °C. Der Versuchsaufbau ist identisch zu dem in Abb.17.



**Abb.19 Versuchsergebnisse für die passive Abkühlung an der Luft.<sup>1)</sup>**

<sup>1)</sup> Eigene Grafiken.

## 6.3 Aktive Kühlung mit Wasser

### 6.3.1. Vorderseitiges schwaches Benetzen

In einem ersten aktiven Kühl-Versuch der Versuchsreihe wurde ein auf 60°C erwärmtes PV-Modul vorderseitig mit wenig Wasser aus einer Sprühflasche benetzt (Abb.20). Die Wassertemperatur betrug etwa 17°C bis 19°C.



Abb.20 Vorderseitiges schwaches Benetzen.<sup>1)</sup>

Die Ergebnisse zeigt Abb.21:

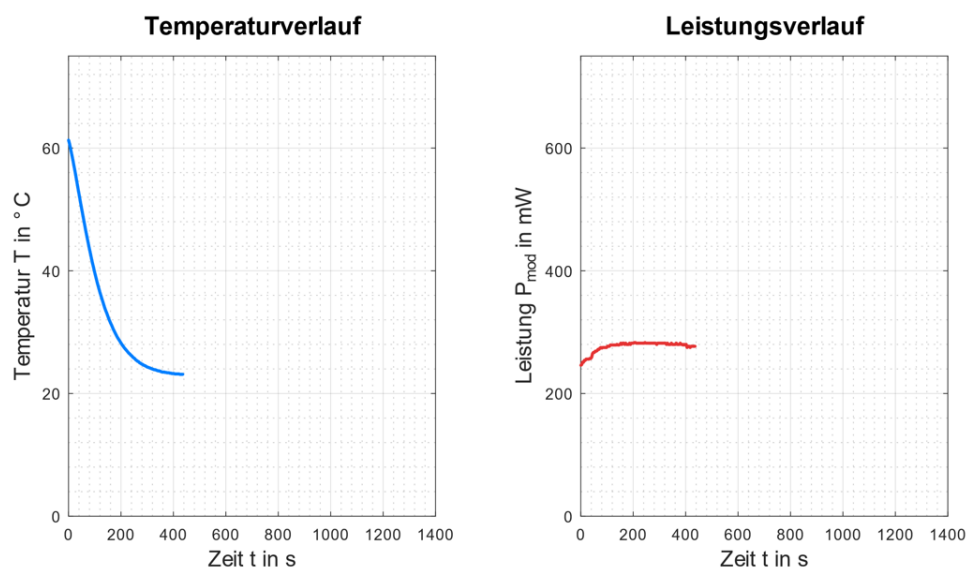


Abb.21 Versuchsergebnisse für schwaches vorderseitiges Benetzen mit Wasser.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

### 6.3.2. Vorderseitiges intensives Besprenkeln

In einem zweiten aktiven Kühl-Versuch der Versuchsreihe wurde ein auf 60°C erwärmtes PV-Modul vorderseitig intensiv mit Wasser besprenkelt (Abb.22). Die Wassertemperatur betrug etwa 16°C.



Abb.22 Vorderseitiges intensives Besprenkeln. <sup>1)</sup>

Die nachfolgenden Verläufe ergaben sich für intensives vorderseitiges Besprenkeln:

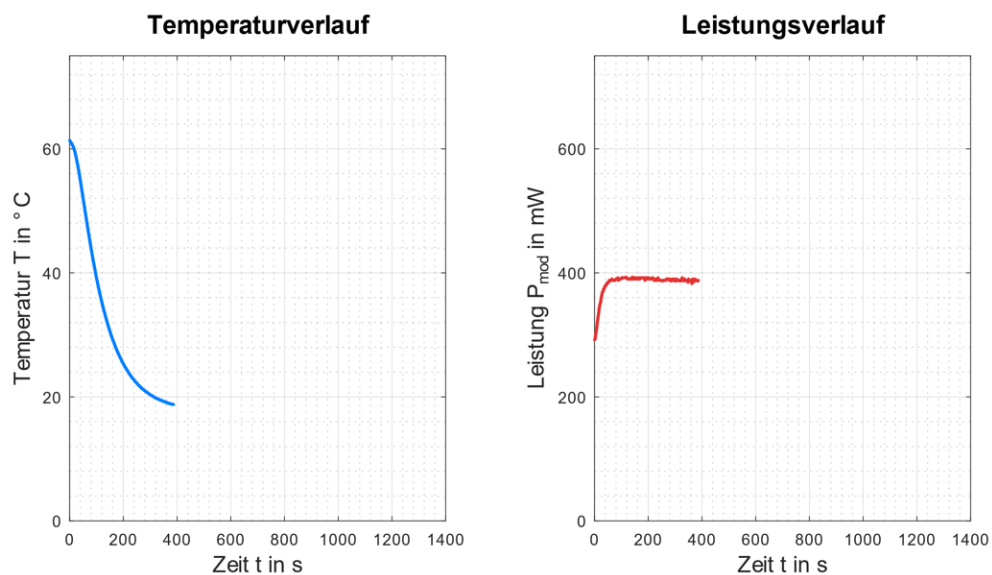


Abb.23 Versuchsergebnisse für intensives vorderseitiges Besprenkeln mit Wasser. <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigene Fotos.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

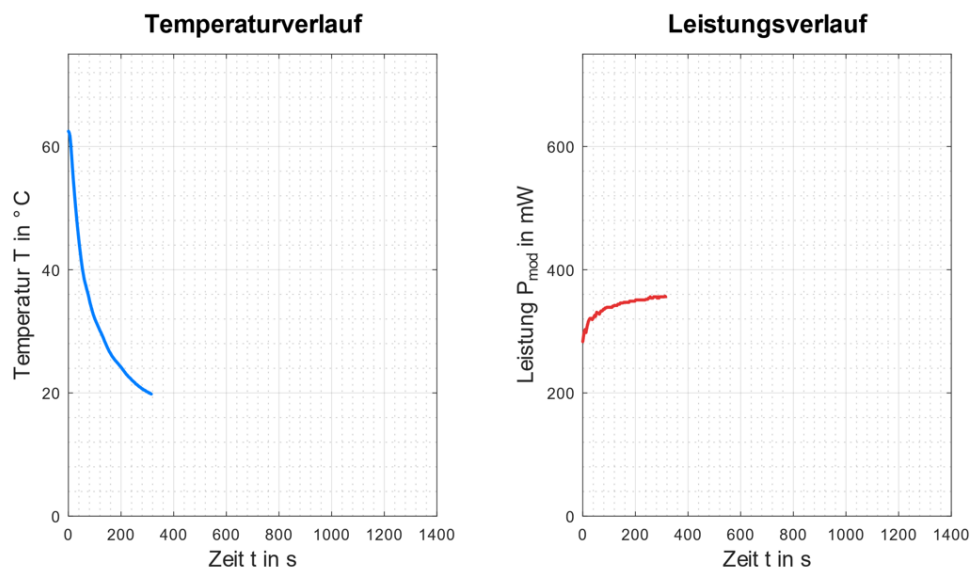
### 6.3.3. Rückseitiges intensives Besprenkeln

Analog zum vorderseitigen Besprenkeln wurde in einem Versuch ein auf 60°C erwärmtes Modul auf seiner Rückseite, wie in Abb.24 gezeigt, intensiv besprenkelt. Die Wassertemperatur betrug auch hierbei ca. 16 °C.



**Abb.24 Rückseitiges intensives Besprenkeln.**<sup>1)</sup>

Die Ergebnisse zeigt Abb.25:



**Abb.25 Versuchsergebnisse für intensives rückseitiges Besprenkeln mit Wasser.**<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

### 6.3.4. Beidseitiges Besprenkeln

Im letzten Versuch der aktiven Kühlreihe wurde ein auf 60°C erwärmtes Modul beidseitig mit fließendem Wasser besprenkelt (Abb.26).

Weil nur ein Duschkopf verfügbar war, musste dieser so an das Modul herangeführt werden, dass sowohl Vorder- als auch Rückseite des Moduls besprenkelt wurden.



Abb.26 Beidseitiges Besprenkeln.<sup>1)</sup>

Die Wassertemperatur betrug dabei ca. 16 °C.

Die nachfolgenden Verläufe (Abb.27) ergaben sich für beidseitiges Besprenkeln:

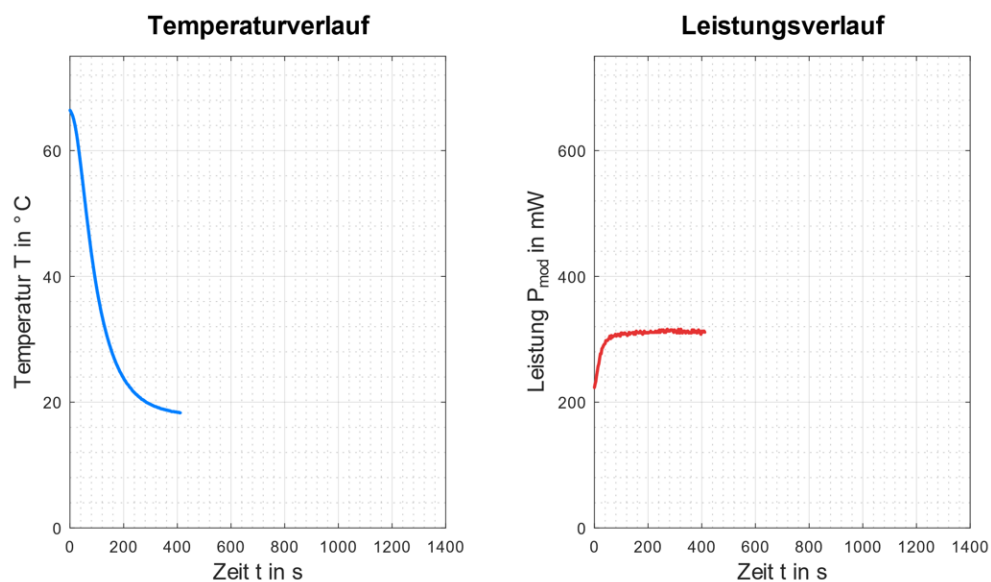


Abb.27 Versuchsergebnisse für beidseitiges Besprenkeln mit Wasser.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

## 6.4. Passive Kühlung im Wasser

### 6.4.1. Schwimmendes Modul

Im ersten Versuch einer passiven Kühlung mit Wasser wurde ein PV-Modul nicht vollständig, sondern nur seine Unterseite ins Wasser eingetaucht (Abb.28).

Dabei wurde ein auf 60°C erwärmtes Modul auf ein in der Wanne platziertes Gerüst gelegt und der Wasserspiegel langsam erhöht, bis es den oberen Rand des Aluminiumrahmens fast erreicht hatte.

Die Wassertemperatur betrug hierbei bei ca. 17 °C.

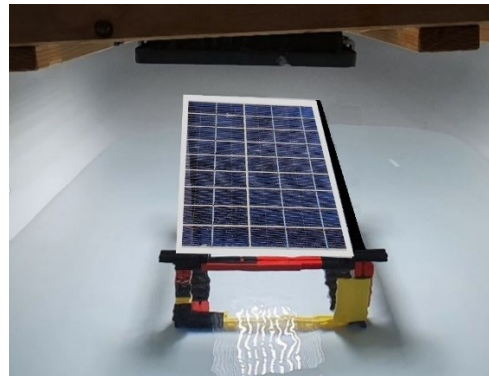


Abb. 28 Schwimmendes Modul.<sup>1)</sup>

Die Ergebnisse zeigt Abb.29:

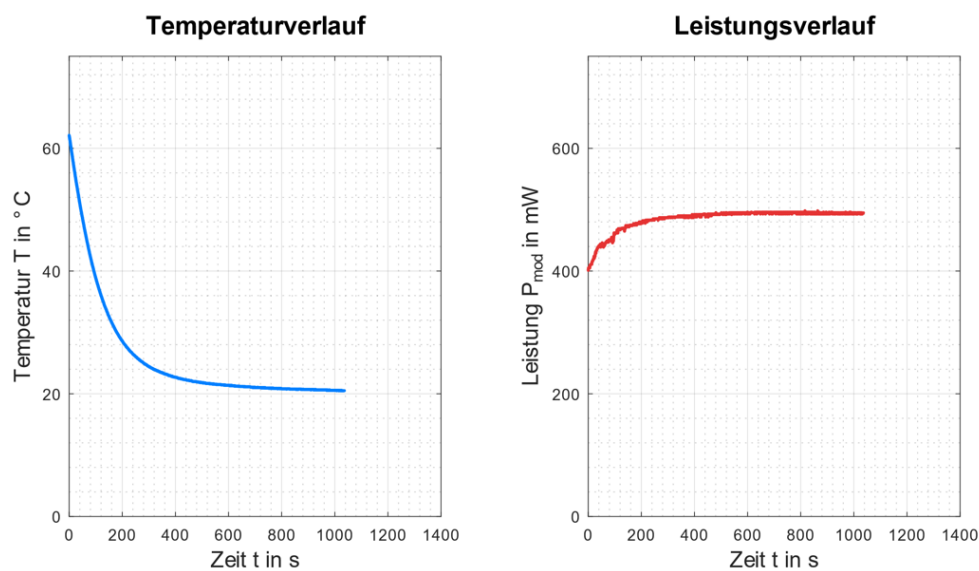


Abb.29 Versuchsergebnisse für schwimmendes Modul.<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

### 6.4.2. Abgesenktes Modul

Schließlich wurde ein auf 60°C erwärmtes Modul durch vollständiges Absenken in ein Wasserbecken gekühlt (Abb.30).

Die Wassertemperatur betrug hierbei bei ca. 17°C bis 18°C.

Neben einem schnellen Abfall der Modultemperatur (siehe Abb. 31) war auffällig, dass sich etwa 200s nach Beginn des Versuchs eine kleine Leistungsabnahme beobachten ließ, obwohl die Modultemperatur weiterhin leicht sank und die Beleuchtungsstärke auf das Modul während des Versuchs unverändert geblieben ist.



Abb. 30 Abgesenktes Modul.<sup>1)</sup>

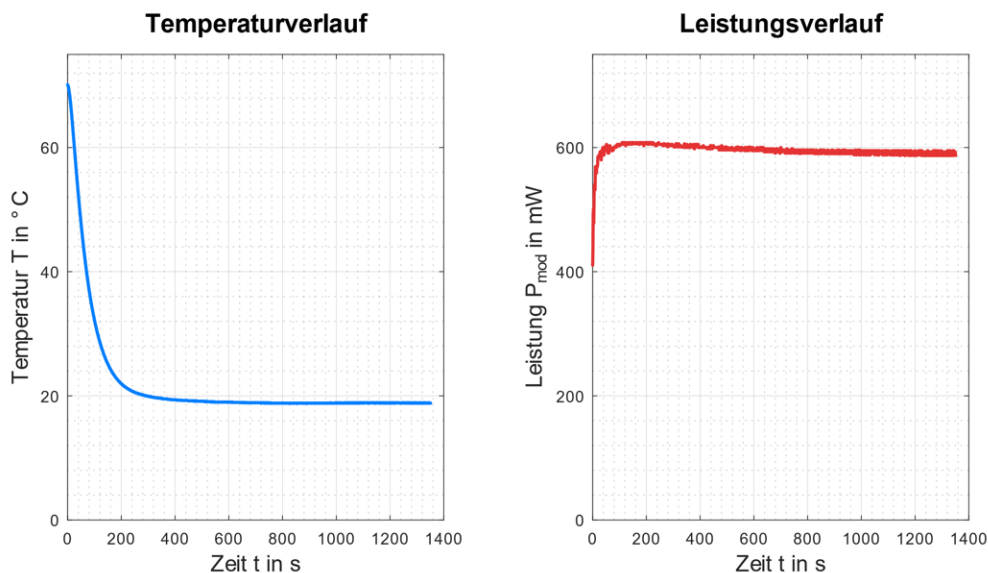


Abb.31 Versuchsergebnisse für abgesenktes Modul.<sup>2)</sup>

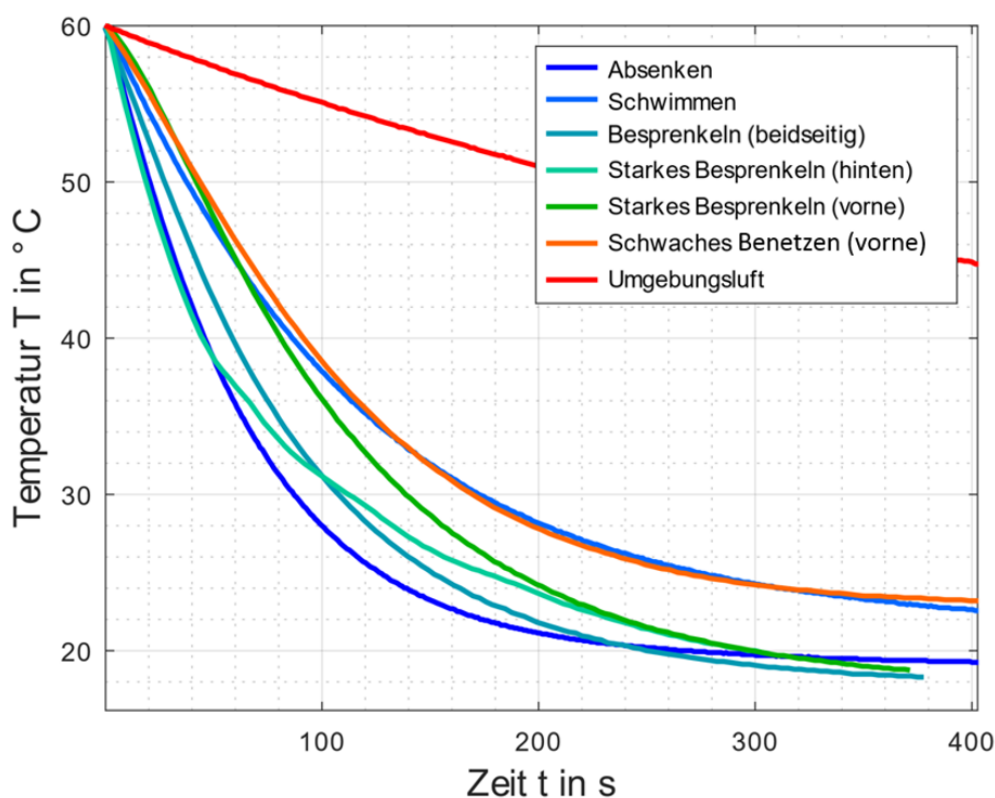
<sup>1)</sup> Eigenes Foto.

<sup>2)</sup> Eigene Grafiken.

## 7. Erschließung eines geeigneten Kühlkonzepts

### 7.1. Kühlmethoden im Vergleich

Das nachstehende Diagramm (Abb.32) zeigt eindrücklich, wie jede der untersuchten Kühlmethoden unter Verwendung von Wasser die Modultemperatur effizient sinken lässt, wohingegen eine natürliche Abkühlung an der Luft weniger effektiv ist.



**Abb.32 Temperaturverläufe der Versuchsreihen im Vergleich.<sup>1)</sup>**

Abb.32 zeigt, wie ein vorderseitiges starkes Besprenkeln erwartungsgemäß effektiver ist als ein schwaches Benetzen. Der nachlassende Effekt über die Zeit beim schwachen Benetzen kann mit dem Umstand erklärt werden, dass sich das Wasser in der verwendeten Sprühflasche während des Versuchs von ca. 17°C auf ca. 19°C erwärmt hat und nur ein halber Liter Wasser zum Benetzen verwendet wurde. Dennoch ist bewiesen, dass auch das Benetzen mit wenig Wasser einen signifikanten Kühleffekt mit sich bringt.

<sup>1)</sup> Eigene Vergleichsgrafik.



Die beiden einseitig intensiv vorder- oder rückseitig besprenkelten Module weisen ab dem Zeitpunkt  $t = 200$  s näherungsweise dieselbe Temperatur auf. Dies bedeutet, dass der Kühleffekt in etwa gleich ist. Die anfängliche Divergenz beider Kurven lässt sich durch die Anordnung des Temperatursensors auf der Rückseite des besprenkelten Moduls erklären. Beim rückseitigen Besprenkeln reagiert der Sensor viel sensibler auf die kühlende Wirkung des Wassers. Demgegenüber kann der Sensor bei dem vorderseitigen Besprenkeln nur verzögert auf die einsetzende Änderung der Modultemperatur reagieren, was sich anfangs in einem langsameren Abfall äußert.

Beidseitiges intensives Besprenkeln weist erwartungsgemäß eine weitere Verbesserung gegenüber dem einseitigen Besprenkeln auf, was eindrucksvoll ab Zeitpunkt  $t = 200$  s zu sehen ist. Dass die Kurve für beidseitiges Besprenkeln anfänglich keinen kumulierten (doppelten) Kühlungseffekt gegenüber dem einseitigen Besprenkeln aufweist, obwohl die doppelt so große Wärmeaustauschfläche zu einem entsprechend besseren Temperaturabfall führen müsste, ist mit der unvollständigen Benetzung beider Modulseiten mit derselben Menge an Wasser zu erklären. Gleichwohl führt die beidseitige Verteilung von Wasser zu einem besseren Ergebnis als intensives einseitiges (vorderseitiges) Besprenkeln.

Dass die besprenkelten Module ab dem Zeitpunkt  $t = 320$  s die niedrigsten Temperaturen von allen Versuchsreihen aufweisen, dürfte daran liegen, dass diese stets mit frischem Wasser konstanter Temperatur besprenkelt worden sind, während sich bei allen anderen Kühlmethoden das verwendete Wasser mit der Zeit erwärmt hat.

Vergleicht man das Temperaturverhalten des vollständig abgesenkten Moduls mit dem schwimmenden Modul, so zeigt sich, dass sich das vollständig, beidseitig unter Wasser getauchte Modul deutlich schneller abkühlt als das einseitig an der Oberfläche schwimmende Modul.

Der Kurvenverlauf zum schwimmenden Modul deutet – anders als erwartet – auf eine recht schwache Kühlwirkung hin. Hierfür dürfte unter dem Modulrahmen gefangene Luft verantwortlich sein. Weil das Schwimmen durch in die Wanne eingebrachtes

aufsteigendes Wasser simuliert wurde, konnte die vom Rahmen eingeschlossene Luft durch das aufsteigende Wasser nicht aus dem Rahmen entweichen und wirkte als unerwünschter thermischer Isolator.

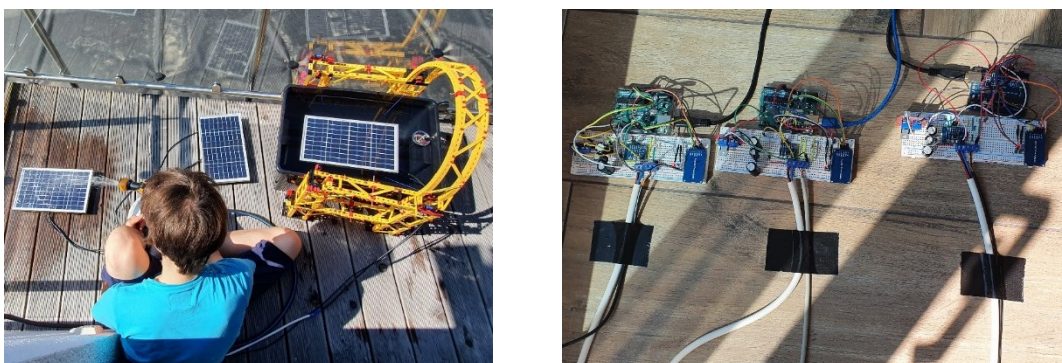
Schließlich belegt die Übersicht gemäß Abb.32, dass eine Kühlung eines Moduls durch komplettes Abtauchen thermisch am effizientesten ist, was sich mit der maximalen Wärmeaustauschfläche erklärt.

## 7.2. Feldversuch im Vergleich

Außerdem wurde ein Feldversuch unternommen, um die grundlegenden Kühlmethoden (intensives vorderseitiges Besprenkeln sowie Abtauchen) unter realistischen Rahmenbedingungen zu untersuchen.

Dabei wurden zwei Module flach auf eine sonnenbestrahlte Fläche im Freien gelegt (Abb. 33). Das mittige Modul diente als Referenzmodul, um Beleuchtungsschwankungen „sichtbar zu machen“. Die anderen beiden dienten als Testobjekte.

Von diesen wurde das linke Modul intensiv vorderseitig besprenkelt, während das Rechte in eine mit Wasser gefüllte Box abgetaucht wurde:

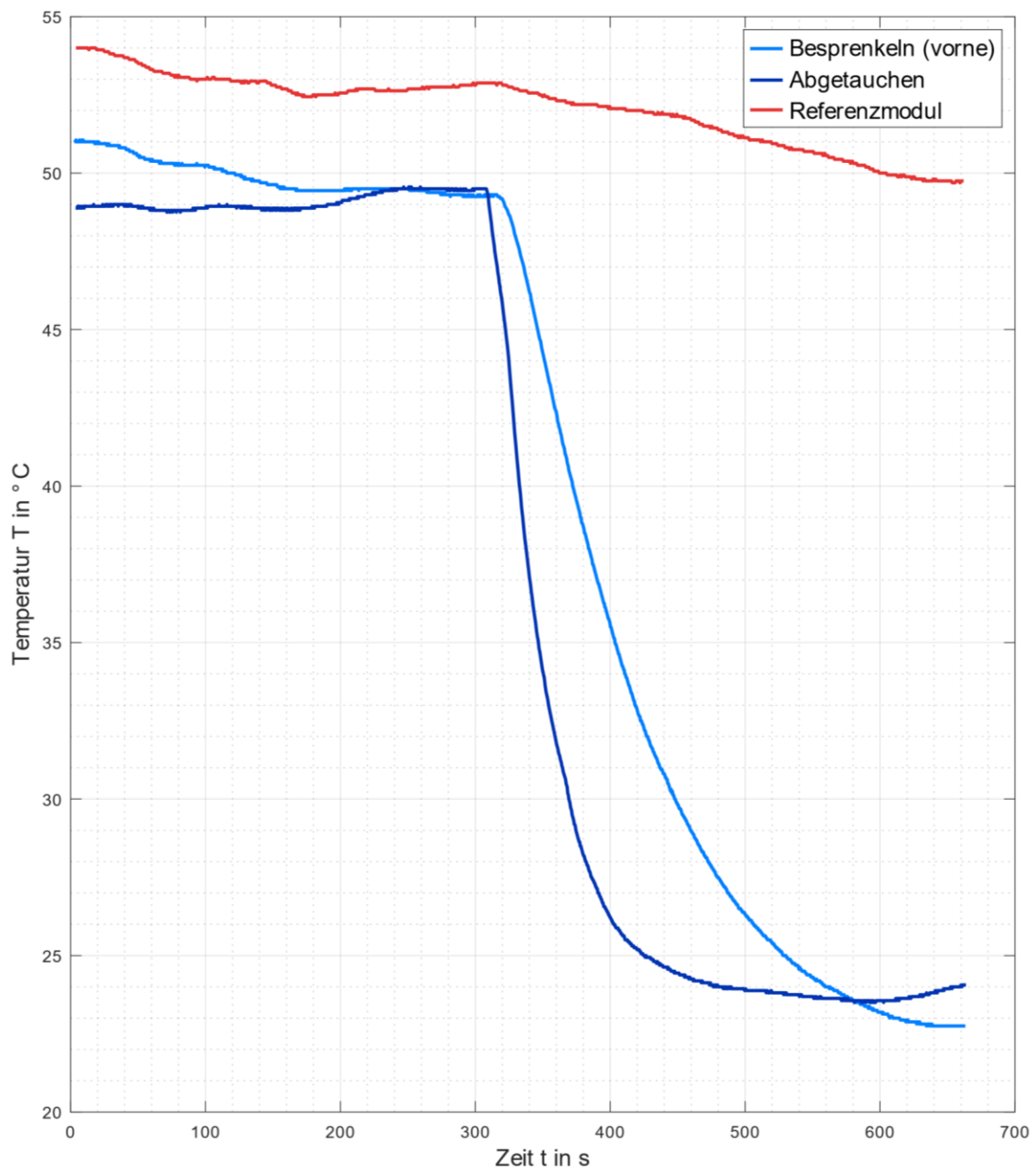


**Abb.33 Versuchsaufbau des Feldversuchs.<sup>1)</sup>**

Im Folgenden sind die Temperatur- (Abb.34) und Leistungsverläufe (Abb. 35) dieser Module abgebildet.

---

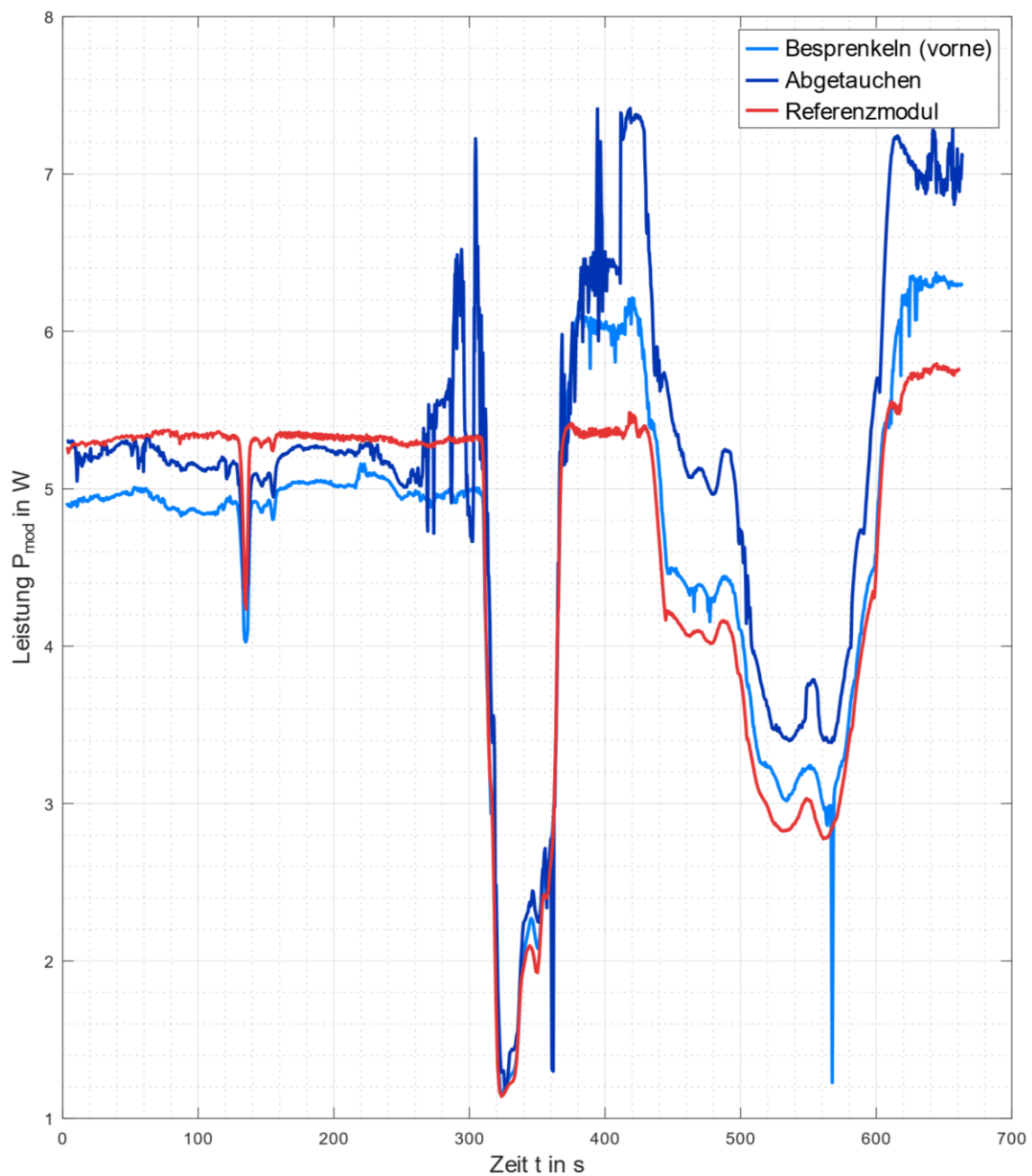
<sup>1)</sup> Eigene Fotos.



**Abb.34 Temperaturverläufe des Feldversuchs.<sup>1)</sup>**

Wie insbesondere am Temperaturverlauf (Abb.34) ersichtlich, beginnen die Kühlvorgänge etwa zeitgleich bei ca.  $t = 315$  s.

<sup>1)</sup> Eigene Grafik.



**Abb.35 Leistungsverläufe des Feldversuchs.<sup>1)</sup>**

Der Leistungsverlauf (Abb.35) verdeutlicht, wie sich bei ca.  $t = 315$  s eine dunkle Wolke vor die Sonne schiebt, so dass die Leistungen gerade noch über einen Watt reichen. Zu sehen ist auch, dass die Abstände der Modulleistungen mit zunehmender Lichtintensität größer werden.

<sup>1)</sup> Eigene Grafik.

Beide Abbildungen (Abb.34 und Abb.35) zeigen die Vergleichbarkeit zum Referenzmodul. Zu Beginn ist das Referenzmodul am leistungsstärksten, gefolgt vom absenkenden Modul, während das zu besprenkelnde Modul das Leistungsschwächere ist. Diese Unterschiede dürften auf herstellungsbedingte Gründe rückführbar sein: Da durch das Herstellverfahren für gewöhnlich nicht alle Solarzellen in einem Modul identisch sind, gibt es je nach Größe Unterschiede. Gewichtige Leistungseinbußen durch nicht völlig homogene Leistungsfähigkeit der in einem Modul eingesetzten Solarzellen können vorliegend aber vernachlässigt werden. Ebenso können die Schwankungen vor  $t = 315$  s vernachlässigt werden, welche durch das Anheben der Modulplatte entstanden sind, und sollten nicht als Messwerte beachtet werden.

Interessant ist der Verlauf vor allem, wenn sich die Wolke verzogen hat, also ab ca.  $t = 380$  s, wo die gekühlten Module eine deutlich bessere Leistung als das Referenzmodul aufweisen, was die prinzipielle Funktionalität der Kühlung belegt.

Absenken scheint wegen der niedrigsten Temperatur von allen die beste Kühlmethode zu sein.

Dass das besprenkelte Modul gegen Ende des Versuchs kühler wird als das Absenkte liegt vor allem an der stetigen Verwendung von frischem, kaltem Wasser (ca.  $19^{\circ}\text{C}$ ) mithilfe eines Gartenschlauchs. Das absenkte Modul befand sich jedoch in einer kleinen Box, in der sich das Wasser mit der Zeit messbar (um ca.  $3-4^{\circ}\text{C}$ ) erwärmte.

## **8. Fazit und Ausblick**

### **8.1. Fazit**

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit konnte allen untersuchten Methoden ein Kühleffekt nachgewiesen werden.

Dabei ist hervorzuheben, dass die Methoden Schwimmen und Absenken keine aktive Energie benötigen, sofern die PV-Module in einer definierten Tiefe zum Wasser angeordnet werden. Dies ist ein erheblicher Vorteil gegenüber Verfahren, welche Wasser zum Besprühen (Benetzen oder Besprenkeln) benutzen und daher einen zu deckenden Eigenenergieverbrauch zur Folge haben. Hiervon am interessantesten wäre wohl ein Verfahren, welches mit möglichst wenig Eigenverbrauch auskommt. Dem Eigenverbrauch zuträglich ist, dass das Besprühen auch Anstellungen der Module zur Sonne zulässt, was den Leistungsertrag steigert.

Entscheidend für die grundlegende Wahl des Kühlkonzeptes ist stets der konkrete geographische Ort, welcher in seinen Alternativen noch lange nicht ausgereizt erscheint und maßgeblich die Kosten/Nutzen-Verhältnisse bestimmt.

### **8.2. Ausblick**

Besonders vielversprechend scheinen dauerhaft unter Wasser befindliche Solarmodule, da hier eine optimale Kühlung immer gewährleistet ist. Sogenannte „Submerged-PV-Anlagen“<sup>1)</sup> können zum Beispiel mittels spezieller Bojen, die bei Bedarf Wasser ein oder auspumpen, PV-Module in unterschiedliche Wassertiefen befördern, was etwa bei Stürmen oder heftigen Winden und Wellen vorteilhaft ist. Ansonsten befinden

---

<sup>1)</sup> Trapani, K.; Redón-Santafé, M. (2015). A review of floating photovoltaic installations: 2007 - 2013. *Progress in Photovoltaics*. 23(4):524-532. doi:10.1002/pip.2466. URL: [https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT\\_REVIEW.pdf?sequence%3D2&hl=it&sa=X&scisig=AAGBfm12ozqL-QaTyT-gcUENSFQ3gT5pQw&nossl=1&oi=scholarr](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT_REVIEW.pdf?sequence%3D2&hl=it&sa=X&scisig=AAGBfm12ozqL-QaTyT-gcUENSFQ3gT5pQw&nossl=1&oi=scholarr), Zugriff vom 05.11.2021, 21.42 Uhr, S. 14.

sich solche mittels Seilzug fest am Gewässerboden verankerte Module im Regelbetrieb dicht unter der Wasseroberfläche, so dass es die Sonnenstrahlung effektiv nutzen kann.

Die Modulleistung könnte man zumindest in klaren Gewässern noch weiter steigern, wenn das Modul auch unter dem Wasserspiegel zur Sonne bzw. dem gebrochenen Licht ausgerichtet werden würde. Durch aktives Nachjustieren hätte man so stets eine optimale Ausrichtung.

Schließlich wären auch Orte interessant, welche ein „passives“ Besprenkeln erlauben, etwa nach dem Überlauf eines Stausees oder in Wechselwirkung mit Wasserfällen.

Allgemein steht das Thema Floating- bzw. Offshore-PV-Anlagen noch weitgehend am Anfang, und man darf gespannt bleiben, was sich in den nächsten Jahren auf diesem Gebiet noch alles entwickelt.

## 9. Quellenverzeichnis

### 9.1. Bücher:

1. Heilein, Ernst-Peter, Die Bedeutung des Rechtsschutzes für integrierte Halbleiterschaltkreise in der Praxis, Prognose und Probleme eines sondergesetzlichen Schutzes, Wettbewerbsrechtliche Studien Band 5, Peter Lang, Frankfurt am Main, 2003.
2. Kruck Christoph / Eltrop Ludger: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Endbericht 28.07.2004.
3. Küppers, Andre: Experimentieren mit einer „PV-Insulanlage“ - Gestaltung einer praxisorientierten Unterrichtseinheit für die Aus- und Weiterbildung im Bereich Photovoltaik, GRIN Verlag, München, Examensarbeit 2009.
4. Peharz, Gerhard: Hocheffiziente photovoltaische Konzentratormodule: Untersuchung von Einflussfaktoren und Energieertragsmodellierung, Universität Konstanz, Dissertation 2011.
5. Pläßmann, Wilfried / Schulz, Detlef: Handbuch Elektrotechnik, Springer Vieweg, Wiesbaden, 7. Auflage 2016.
6. Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001.
7. Schuhmann, Sven: Montagegerechte Gestaltung eines Befestigungssystems für Photovoltaikgeneratoren, Technische Universität Berlin, Dissertation 2004.
8. Wesselak, Viktor / Voswinckel, Sebastian: Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, Springer, Berlin, Heidelberg, 2. Auflage 2016.
9. Wowy, Jakob: Konzeption, Aufbau und Inbetriebnahme einer Kennlinien-Messsystems für Solarzellen und Erprobung an einem neuartigen



---

Sonnensimulator auf LED-Basis, Georg-Simon-Ohm-Hochschule Nürnberg,  
Diplomarbeit 2010.

## 9.2. Fachzeitschriften:

1. Buers, Hermann: Nachführungssysteme optimieren den Energieertrag, in: ep Photovoltaik aktuell – 7/8-2008.
2. Wettling, Wolfram, Solarzellen - Stand der Technik, in Phys. Bl. 53 (1997) Nr. 12.

## 9.3. Internetadressen:

1. Aktuelle News auf [www.photovoltaik.eu](http://www.photovoltaik.eu)
  - vom 07.04.2021, 13:00 Uhr: Kenia: erste schwimmende Solaranlage am Netz, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/163630/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:12 Uhr;
  - vom 17.05.2021, 13:10 Uhr: Studie: keine negativen Auswirkungen von Floating-PV, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/165448/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:08 Uhr;
  - vom 10.06.2021, 13:00 Uhr: Floating-PV auf einem Cottbusser See geplant, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/173332/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:26 Uhr;
  - vom 05.07.2021, 15:00 Uhr: PV2Float: Neuer Praxistest für Floating-PV-Systeme startet, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/176150/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:14 Uhr;
  - vom 10.07.2021, 08:00 Uhr: Offshore-PV: Singapur nimmt schwimmende Großanlage in Betrieb, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/176268/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19:11 Uhr;
  - vom 24.10.2021, 09:00 Uhr: Nobelpreis 1921: Für die Solarzelle, nicht für die Bombe, URL: <https://www.photovoltaik.eu/node/181380/print>, Zugriff vom 30.10.2021, 19.44 Uhr.

2. BayWa r,e.: Floating-PV – eine wichtige Rolle für die Energiewende in Deutschland, URL: <https://www.baywa-re.de/de/solar/systemanwendungen/floating-pv#vorteile-floating-pv>, Zugriff vom 01.11.2021, 18:21.
3. Finke, Hanns-Stefan: Der Kern der PV-Physik – nachvollziehbar erklärt, URL: <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/elektronenloch-paar/>, Zugriff vom 30.10.2021, 09:33 Uhr.
4. Fraunhofer ISE,
  - Presseinformation vom 03.02.2020: Fraunhofer ISE analysiert Potenzial für Solarkraftwerke auf Braunkohle-Tagebauseen, URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/fraunhofer-ise-analysiert-potenzial-fuer-solarkraftwerke-auf-braunkohle-tagebauseen.html>, Zugriff vom 30.10.2021, 22:06 Uhr.
  - Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von URL: [www.pa-fakten.de](http://www.pa-fakten.de), Fassung vom 21.10.2021.
5. Heise online vom 01.10.2020, 07:54 Uhr: Schwimmende 750-kW-Solaranlage auf einem Baggersee nimmt Betrieb auf, URL: <https://www.heise.de/news/Schwimmende-750-kW-Solaranlage-auf-einem-Baggersee-nimmt-Betrieb-auf-4916775.html>, Zugriff vom 30.10.2021, 20:56 Uhr.
6. Schnabel, Patrick:
  - Diode / Halbleiterdiode, auf [www.elektronik-kompodium.de](http://www.elektronik-kompodium.de), URL: <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/bau/0201113.htm>, Zugriff vom 01.11.2021, 15:01 Uhr;
  - Temperaturverhalten von Halbleitern, auf [www.elektronik-kompodium.de](http://www.elektronik-kompodium.de), URL: <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/grd/0701291.htm>, Zugriff vom 01.11.2021, 15:12 Uhr.
7. Solar-Tracker: Nachführsysteme für Photovoltaik-Anlagen im Expertencheck, letzte Aktualisierung: 27.05.2019, URL:

<https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/montage/solar-tracker#c18964>, Zugriff vom 01.11.2021, 16:55.

8. Trapani, K.; Redón-Santafé, M. (2015). A review of floating photovoltaic installations: 2007 - 2013. *Progress in Photovoltaics*. 23(4):524-532. doi:10.1002/pip.2466. URL: [https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT\\_REVIEW.pdf?sequence%3D2&hl=it&sa=X&scisig=AA GBfm12ozqL-QaTyT-gcUENSFQ3gT5pQw&nossl=1&oi=scholar](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT_REVIEW.pdf?sequence%3D2&hl=it&sa=X&scisig=AA GBfm12ozqL-QaTyT-gcUENSFQ3gT5pQw&nossl=1&oi=scholar), Zugriff vom 05.11.2021, 21.42 Uhr.

#### 9.4. Expertengespräche:

1. Fr. Prof. Dr. Gabriele Buch, Fakultät für Maschinenbau, Fahrzeugtechnik und Flugzeugtechnik an der Hochschule für angewandte Wissenschaften, Expertengespräch vom 25.05.2021 in München.
2. Michael Geissbühler, CEO der B-Solartec AG - Gebäudetechnik, Root, Schweiz, Telefonisches Expertengespräch nebst anschließender e-mail Korrespondenz vom 08.06.2021.

#### 9.5. Bildquellenverzeichnis:

Abb.0 *Titelbild*; eigenes Foto.

Abb.1 *Generation im Energiebänder-Modell*; eigene Grafik.

Abb.2 *Schaltsymbol im Vergleich, (links: einer Diode als Verbraucher), (rechts: Solarzelle als Generator)*; eigene Grafik.

Abb.3 *Strom-Spannungs-Kennlinien einer Diode (unten), einer unbeleuchteten Dunkelzelle (mittig) sowie einer mit Licht bestrahlten Solarzelle (oben)*; eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 63.

Abb.4 *Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Solarzelle*; eigene Grafik.

Abb.5 *Flächeninhalt der elektrischen Leistung am MPP*; eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die

---

Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 64.

- Abb.6 *Temperaturverhalten einer Solarzelle*; eigene Grafik, in Anlehnung an: Riatsch, Jon: Modulintegriertes Umrichtersystem für die Netzanbindung einer einzelnen großflächigen Niederspannungs-Solarzelle, ETH Zürich, Dissertation 2001, S. 71.
- Abb.7 *Dioden-Kennlinien für unterschiedliche Temperaturen*; eigene Grafik in Anlehnung an: Schnabel, Patrick: Temperaturverhalten von Halbleitern, auf [www.elektronik-kompodium.de](http://www.elektronik-kompodium.de), URL: <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/grd/0701291.htm>, Zugriff vom 01.11.2021, 15:12 Uhr.
- Abb.8 *Grafische Veranschaulichung der Abnahme der Leerlaufspannung infolge der Abnahme der Dioden-Schwellenspannung bei steigenden Temperaturen*; eigene Grafik.
- Abb.9 *Schaltbild zur Messung des Ladevorgangs*; eigene Grafik.
- Abb.10 *Kennlinie des PV-Moduls mit wichtigen Betriebspunkten*, eigene Grafik.
- Abb.11 *Erweiterte Messschaltung mit Entladekreis*; eigene Grafik.
- Abb.12 *Realisierung des Messsystems*; eigenes Foto.
- Abb.13 *Verwendete PV-Module des Herstellers ECO-WORTHY*; eigenes Foto.
- Abb.14 *Typenschild der verwendeten PV-Module*; eigenes Foto.
- Abb.15 *Wasserdichter Temperatursensor vom Typ DS18B20*; eigenes Foto.
- Abb.16 *Auf Modulrückseite befestigter Temperatursensor*; eigenes Foto.
- Abb.17 *Versuchsumgebung*; eigenes Foto.
- Abb.18 *Versuchsergebnisse für Referenz- bzw. Normalbetrieb*; eigene Grafiken.
- Abb.19 *Versuchsergebnisse für die passive Kühlung an der Luft*; eigene Grafiken.
- Abb.20 *Vorderseitiges schwaches Benetzen*; eigenes Foto.
- Abb.21 *Versuchsergebnisse für schwaches vorderseitiges Besprenkeln mit Wasser*; eigene Grafiken.
- Abb.22 *Vorderseitiges intensives Besprenkeln*; eigene Fotos.
- Abb.23 *Versuchsergebnisse für intensives vorderseitiges Besprenkeln mit Wasser*, eigene Grafiken.
- Abb.24 *Rückseitiges intensives Besprenkeln*, eigene Fotos.

Abb.25 *Versuchsergebnisse für intensives rückseitiges Besprenkeln mit Wasser; eigene Grafiken.*

Abb.26 *Beidseitiges Besprenkeln; eigene Fotos.*

Abb.27 *Versuchsergebnisse für beidseitiges Besprenkeln mit Wasser; eigene Grafiken.*

Abb.28 *Schwimmendes Modul; einiges Foto.*

Abb.29 *Versuchsergebnisse für schwimmendes Modul; eigene Grafiken.*

Abb.30 *Abgesenktes Modul; eigenes Foto.*

Abb.31 *Versuchsergebnisse für abgesenktes Modul; eigene Grafiken.*

Abb.32 *Temperaturverläufe der Versuchsreihen im Vergleich; eigene Grafik.*

Abb.33 *Versuchsaufbau des Feldversuchs; eigene Fotos.*

Abb.34 *Temperaturverläufe des Feldversuchs; eigene Grafik.*

Abb.35 *Leistungsverläufe des Feldversuchs; eigene Grafik.*