

LEISTUNGSSTEIGERUNG VON PHOTOVOLTAIKANLAGEN DURCH MODULKÜHLUNG

Alois Niederl*

LEA GmbH, Auersbach 130, 8330 Feldbach, 03152 8575 508, niederl@lea.at, www.lea.at
sowie Student Nachhaltige Energiesysteme FH Burgenland

Kurzfassung:

Die derzeit eingesetzten Solarzellen weisen einen negativen Temperaturkoeffizienten für die Leistung auf, wodurch es mit steigender Modultemperatur zur Abnahme der Leistung einer Photovoltaikanlage von bis zu 30% gegenüber Standard-Testbedingungen kommt. Ziel dieser Arbeit ist die Ermittlung der Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen durch eine Modulkühlung an der Oberseite von polykristallinen Photovoltaikmodulen mittels einer Regenwasserberegnungsanlage.

Bei der statischen Modellierung des Temperaturverhaltens ergibt sich für die Modulfrontseite ein um ca. 1,57-fach höherer thermischer Widerstand als für die Modulrückseite. Je nach Umgebungstemperatur und Einstrahlung beträgt die Temperaturdifferenz zwischen Photovoltaikzelle und Moduloberfläche zwischen 0,1 K und 1,2 K. Der Anteil an der Energiebilanz eines Photovoltaikmoduls beträgt je nach Einstrahlung für den konvektiven Wärmeübergang zwischen 10% und 29%. Der höchste Anteil entfällt mit rund 51% bis 75% auf den Wärmeübergang durch Strahlung. Der elektrische Wirkungsgrad weist sein Maximum bei 13,8% auf. Bei der dynamischen Betrachtung des Temperaturverhaltens kann für das betrachtete Modul eine thermische Zeitkonstante von ca. 51 Sekunden festgestellt werden.

Die Untersuchung der Versuchsanlage für die Modulkühlung ergibt für die gekühlte Anlage zu Spitzenzeiten eine Reduktion der Modultemperatur von bis zu 24 K und damit eine reale Leistungssteigerung von rund 9,4%. Für die Pumpenergie der Versuchsanlage werden zwischen 19,3% und 22,5% der Mehrproduktion der gekühlten Anlage benötigt. Mit einer dynamischen Amortisation von rund 8 bis 10 Jahren liegt die Wirtschaftlichkeit der Modulkühlung bei einer angenommenen Kühltemperatur von 20°C bis 25°C im Bereich von zurzeit errichteten Photovoltaikanlagen.

Keywords:

Leistungssteigerung, Photovoltaikanlagen, Modulkühlung, Temperaturkoeffizient, Modultemperatur, Regenwasserberegnung, polykristalline Module, statische und dynamische Simulation, Temperaturverhalten, praktische Versuchsanlagen, Aufdachanlage, Referenzmessung, Anlagenleistung, Modulverschmutzung, Reinigungsvorgang, Mehrertrag, Pumpenergie, dynamische Wirtschaftlichkeit

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen durch eine Modulkühlung. Hintergrund ist der bei den derzeit hauptsächlich eingesetzten kristallinen und amorphen Solarzellen vorherrschende negative Temperaturkoeffizient. Dieser besagt, dass mit steigender Modultemperatur die Leistung der Solarzelle abnimmt. Der Temperaturkoeffizient beträgt bei Siliziumsolarzellen zwischen $-0,45\%/K$ (kristallin) und $-0,25\%/K$ (amorph). Eine Modulerwärmung um z.B. 40 K bewirkt eine Leistungsreduktion um nahezu 20% (Wind, 2010). Bisher werden Photovoltaikanlagen ohne eine entsprechende Kühlung der Module errichtet. Erste Bestrebungen von Kombinationsanlagen zur gemeinsamen Erzeugung von photovoltaischer und solarthermischer Energie sind zwar vorhanden, jedoch noch nicht ausgereift. Die derzeit einzige Möglichkeit zur teilweisen Kühlung der Photovoltaikanlage ist die Hinterlüftung der Module durch eine entsprechende Aufdachmontage.

1.2 Methodik

Neben einer Literaturrecherche über derzeit verfügbare Technologien zur Leistungssteigerung von Photovoltaikanlagen erfolgt eine statische und dynamische Simulation des Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen. Darüber hinaus wird die Fragestellung mittels einer praktischen Versuchsanlage anhand von zwei identischen, aufdach montierten Photovoltaikanlagen untersucht, wobei eine Anlage an der Oberseite der polykristallinen Module mittels einer Regenwasserberegnung gekühlt wird und die zweite Anlage als Referenzanlage dient. Die Versuchsanlage gliedert sich in folgende Teile:

- 2 bestehende identische Photovoltaikanlagen (aufdach), bestehend aus jeweils 22 polykristallinen Modulen (Schott Poly 220 Wp) mit insgesamt 4,84 kWp pro Anlage
- Regenwasserberegnungsanlage bestehend aus Tanks zur Sammlung von Regenwasser, Hauswasserwerk mit Druckmembranspeicher (inkl. Filter, Magnetventil und Sprüheinrichtungen), Regelung (Temperaturregler, digitale Zeitschaltuhr, etc.)
- Datenerfassung bestehend aus 2 Modultemperatursensoren, Einstrahlungssensor zur Ermittlung der realen Wirkungsgrade, Stromzähler zur Erfassung des für die Kühlung benötigten Pumpstroms

Neben einer Analyse der Referenzmessungen wird gezeigt, wie sich die Modulkühlung auf die Modultemperatur bzw. die Anlagenleistung auswirkt und welcher Einfluss sich durch Modulverschmutzung und Reinigungsvorgänge ergibt. Schließlich erfolgt eine Gegenüberstellung des zu erwartenden Mehrertrages mit der für die Modulkühlung benötigten Pumpenergie. Den Abschluss bildet eine dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für den Einsatz einer Modulkühlung am ausgewählten Standort für unterschiedliche Szenarien.

2 Grundlagen

2.1 Geschichte der Photovoltaik

Der Geschichte der Photovoltaik beginnt im Jahr 1839, als Edmond Becquerel bei Untersuchungen mit elektrolytischen Zellen beobachtet, dass die Spannung zwischen zwei Platinelektroden bei Bestrahlung mit Licht geringfügig zunimmt. 65 Jahre später gelang Albert Einstein 1904 in seiner Arbeit zum photoelektrischen Effekt (wofür er 1921 den Nobelpreis für Physik erhielt) die theoretische Erklärung des lichtelektrischen Effektes (Haselhuhn & Hemmerle, 2005). Die erste funktionierende Solarzelle auf Basis von Silizium wurde 1954 von den Bell Laboratories der Öffentlichkeit vorgestellt. Das Haupteinsatzgebiet der Photovoltaik für die nächsten 30 Jahre blieb die Energieversorgung von Satelliten. Bedingt durch die ständigen Weiterentwicklungen und Kostenreduktionen betrug Anfang der 90er Jahre des 20. Jahrhunderts die jährlich neu installierte Anlagenleistung bereits wenige Megawatt pro Jahr. In den letzten 20 Jahren erlebte die Installation von Photovoltaikanlagen eine rasante Entwicklung. In den maßgeblichen Ländern wurde des Öfteren die zuvor jährlich installierte Anlagenleistung verdoppelt. In Österreich erfolgte im Jahr 2011 bereits zum vierten Mal in Folge eine Marktverdoppelung (IEA PVPS Task 1, 2012).

2.2 Energiebilanz einer Photovoltaikzelle

Durch Bestrahlung der Solarzelle mit Licht fließt Gleichstrom. Es treten an der Zelle auch zahlreiche Verluste auf. So kommt es zu Lichtreflexionen sowie zu Abschattungen durch Frontkontakte an der Oberfläche der Solarzelle. Weiters rekombinieren zum Teil die bei der Ladungsträgertrennung entstandenen Elektronen und Löcher. Darüber hinaus kann ein großer Teil der lang- und kurzwelligen Strahlung nicht genutzt werden, entweder durch zu geringe Photonenenergie der langwelligen oder überschüssige Photonenenergie der kurzwelligen Strahlung. Beispielhaft dafür sind auftretende Transmissionsverluste. Ein weiterer Verlust tritt durch das Potentialgefälle in der Zelle auf, insbesondere in der Raumladungszone. Schließlich wird ungenutzte Energie absorbiert und in Wärme umgewandelt (Haselhuhn & Hemmerle, 2005).

2.3 Modulkenngrößen

Die elektrischen Kenngrößen von Modulen werden von den Herstellern unter STC (Standard-Testbedingungen, englisch: standard-test-conditions) ermittelt. Diese einheitlichen Bedingungen zur Ermittlung der Modulkennlinie sind nach der Norm DIN EN 60904 bzw. IEC 60904 wie folgt definiert (Wagner, 2006):

- senkrechte Einstrahlung E von 1.000 W/m^2
- Zelltemperatur T_{cell} von 25°C mit einer Toleranz von $\pm 2^\circ\text{C}$
- definiertes Lichtspektrum mit einer AirMass von $AM = 1,5$ (entspricht dem europäischen Jahresmittelwert)

In der Realität treten diese Bedingungen jedoch selten auf. Scheint die Sonne mit der angegebenen Stärke, ist die Zelltemperatur höher als 25°C . Deshalb wird auch eine

nominale Zell-Betriebstemperatur NOCT (englisch: nominal operating cell temperature) angegeben. Die typische Betriebstemperatur wird unter folgenden Bedingungen ermittelt (Wind, 2010):

- Bestrahlungsstärke E von 800 W/m^2 (senkrecht zur Moduloberfläche)
- Umgebungstemperatur T_U von 20°C
- Windgeschwindigkeit u_W von 1 m/s

Daraus können schließlich die Temperaturkoeffizienten für den Strom, die Spannung und damit auch die Leistung ermittelt werden. Bei einer unbelasteten Solarzelle kann an den beiden Kontakten die so genannte Leerlaufspannung gemessen werden. Werden die beiden Kontakte über ein Strommessgerät kurzgeschlossen, kann der Kurzschlussstrom ermittelt werden. Durch die in Abbildung 2.1 dargestellte Strom- und Spannungskennlinie eines kristallinen Siliziummoduls (36 in Reihe geschalteten Zellen) unter STC-Bedingungen werden drei wesentliche Punkte charakterisiert:

- MPP-Wert (englisch: maximum power point): Punkt an dem die Solarzelle mit maximaler Leistung arbeitet (definiert durch Angabe der Leistung P_{MPP} , des Stromes I_{MPP} und der Spannung U_{MPP})
- Kurzschlussstrom I_K liegt ca. 10% über dem MPP-Strom
- Leerlaufspannung U_L beträgt bei kristallinen Zellen ca. $0,6 \text{ V}$

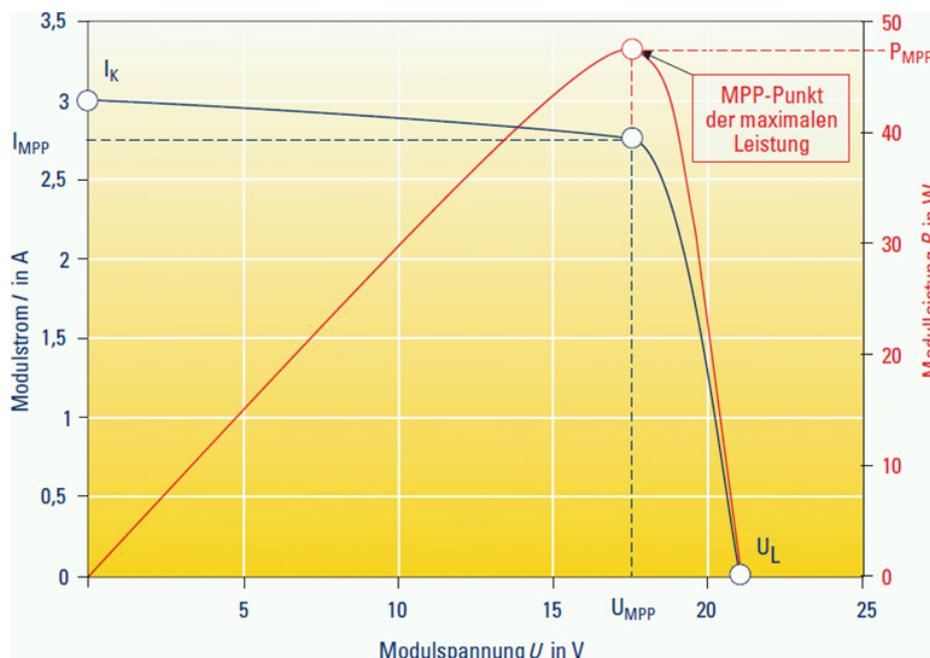


Abbildung 2.1 Strom- und Spannungskennlinie eines kristallinen Siliziummoduls mit 36 in Reihe geschalteten Solarzellen (Haselhuhn & Hemmerle, 2005)

2.4 Ertragsfaktoren einer Photovoltaikanlage

Photovoltaikanlagen arbeiten im Gegensatz zu anderen technischen Geräten oder Anlagen in den seltensten Fällen im Nennbetrieb bzw. unter Standard-Testbedingungen. Die Kennlinie und die elektrischen Größen eines Photovoltaikmoduls sind maßgeblich von der

solaren Einstrahlung sowie von der Modultemperatur abhängig. Da diese im Verlaufe eines Tages bzw. eines Jahres sehr stark variieren, werden Photovoltaikanlagen demnach hauptsächlich in Teillast betrieben. Ein weiterer Einflussfaktor auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage ist die am Anlagenstandort vorherrschende Windgeschwindigkeit sowie die entsprechende Montageart.

Die **solare Einstrahlung** variiert am häufigsten im Verlaufe eines Tages. Durch die Änderung der Einstrahlung wird der Modulstrom am stärksten beeinflusst. Der Strom ist nahezu direkt proportional zur Stärke der solaren Einstrahlung. Im Gegensatz dazu bleibt die MPP-Spannung bei Einstrahlungsänderungen relativ konstant.

Die **Modultemperatur** hat maßgeblichen Einfluss auf die Modulspannung, diese sinkt mit zunehmender Temperatur und umgekehrt. Der Modulstrom ändert sich bei Temperaturänderungen nur in einem geringen Ausmaß, er erhöht sich geringfügig bei steigender Temperatur. Da eine Erhöhung der Modultemperatur eine starke Spannungsabsenkung, jedoch nur eine geringfügige Stromerhöhung nach sich zieht, führt dies insgesamt gesehen zu einer Leistungsminderung des Photovoltaikmoduls. Bei hoher Einstrahlung liegt die Modultemperatur auch bei niedrigen Umgebungstemperaturen meist oberhalb der STC-Temperatur von 25°C (Eicker, 2001). Im realen Betrieb einer Photovoltaikanlagen sind Modultemperaturen von bis zu 75°C möglich. Dies kann zu einer Leistungsreduktion von bis zu 30% gegenüber Standard-Testbedingung führen. Tabelle 2.1 zeigt den Bereich von typischen Temperaturkoeffizienten kristalliner Module für die Leerlaufspannung, den Kurzschlussstrom sowie die MPP-Leistung unter Standard-Testbedingungen.

Tabelle 2.1 Typische Temperaturkoeffizienten bei kristallinen Modulen (Haselhuhn & Hemmerle, 2005)

Temperaturkoeffizienten	kristalline Siliziummodule
für die Leerlaufspannung	-0,30%/°C bis -0,55%/°C
für den Kurzschlussstrom	+0,02%/°C bis +0,08%/°C
für die MPP-Leistung (STC)	-0,37%/°C bis -0,52%/°C

Die **Windgeschwindigkeit** und die Montageart haben insofern einen Einfluss auf den Ertrag einer Photovoltaikanlage, als dass diese die Modultemperatur beeinflussen. An einem normalen Sommertag mit einer Einstrahlung von 800 W/m², einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s stellt sich bei einem frei aufgestellten Modul die NOCT (Betriebstemperatur unter Normalbedingungen) ein. Die NOCT liegt bei einem kristallinen Modul in etwa bei 45°C. Die Betriebstemperatur wird maßgeblich von den thermischen Umgebungsbedingungen beeinflusst, die je nach Montageart der Photovoltaikanlage unterschiedlich sind. Eine im Dach integrierte Photovoltaikanlage weist eine höhere Betriebstemperatur als eine gut hinterlüftete Anlage auf.

2.5 Stand der Technik zur Leistungssteigerung von Photovoltaikanlage

Neben der optimalen Dimensionierung der Komponenten einer Photovoltaikanlage (wie z.B. Kabelquerschnitte) sowie der entsprechenden Ausrichtung der Anlage (Neigung und Orientierung) können auch für den Betrieb der Photovoltaikanlage Maßnahmen zur

Leistungssteigerung getroffen werden. Diese Möglichkeiten, welche zum Teil noch nicht ausgreift sind, reichen von der herkömmlichen Hinterlüftung einer Photovoltaikanlage, über die aktive Belüftung der Modulunterseite (mittels Ventilatoren, durch Anbringung von Kühlrippen oder an einer aufgerauten Rückseitenoberfläche), bis hin zum Einsatz von Kombinationsmodulen (Photovoltaik und Solarthermie), die Reinigung von verschmutzten Modulen und einer Wasserkühlung der Moduloberseite.

3 Modellierung des Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen

Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben sind die solare Einstrahlung sowie die Modultemperatur die maßgeblichen Ertragsfaktoren einer Photovoltaikanlage. Nach erfolgter Anlagenmontage hat man, außer es ist eine Nachführung der Photovoltaikanlage vorgesehen, keinen Einfluss mehr auf die solare Einstrahlung im Tages- bzw. Jahresverlauf. Im folgenden Abschnitt wird das statische und dynamische Temperaturverhalten von Photovoltaikmodulen untersucht. Dabei wird zu Beginn der herkömmliche Anlagenbetrieb ohne Kühlung behandelt. In weiterer Folge erfolgt auch eine Analyse des Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen, wenn diese an der Oberseite mittels eines darüber fließenden Wasserfilms gekühlt werden. Beim untersuchten Modul handelt es sich um ein übliches polykristallines Modul des Typs Schott Poly 220 aus dem Jahr 2010. Der Temperaturkoeffizient für die Leistung beträgt $-0,47\%/K$ (SCHOTT Solar AG, 2009).

3.1 Statisches Temperaturverhalten

Unter dem statischen Verhalten eines Photovoltaikmoduls versteht man den Zusammenhang zwischen der Ausgangsgröße (Modultemperatur) und verschiedenen Eingangsgrößen. Als Eingangsgrößen können bezeichnet werden:

- E = solare Einstrahlung auf Moduloberfläche [W/m^2]
- T_U = Umgebungstemperatur [$^{\circ}C$]
- γ = Modulneigungswinkel [$^{\circ}$]
- u_W = Windgeschwindigkeit [m/s]

Bei der Betrachtung des statischen Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen treten alle drei Arten des Wärmetransportes in Erscheinung.

3.1.1 Wärmeleitung von der Zelle zur Moduloberfläche

Zur Wärmeleitung in einem Photovoltaikmodul kommt es aufgrund des Wärmetransports von der Photovoltaikzelle durch die Schichten des Moduls einerseits zur Modulfront- und andererseits zur Modulrückseite. Zur Bestimmung der Wärmeleitung in einem Photovoltaikmodul wird ein thermisches Ersatzschaltbild gebildet. Das thermische Modell besteht aus einer Parallelschaltung der beiden Wärmewiderstände der Modulfront- und der Modulrückseite. Dies kann näherungsweise für hinterlüftete Modul angenommen werden, wobei die Rückseite im thermischen Gleichgewicht mit der Frontseite ist (Glötzbach et al., 2011). Wie in Abbildung 3.1 ersichtlich, bestehen die Wärmewiderstände der Modulfront- bzw. der Modulrückseite jeweils aus einer Serienschaltung von den Wärmewiderständen der

einzelnen Schichten (Glas, EVA und TiO₂ für die Modulfrontseite sowie EVA und Tedlar für die Modulrückseite). Darüber hinaus kommt es an den beiden Oberflächen (Modulfront- sowie Modulrückseite) zu konvektiven und radiativen Wärmeübertragungen.

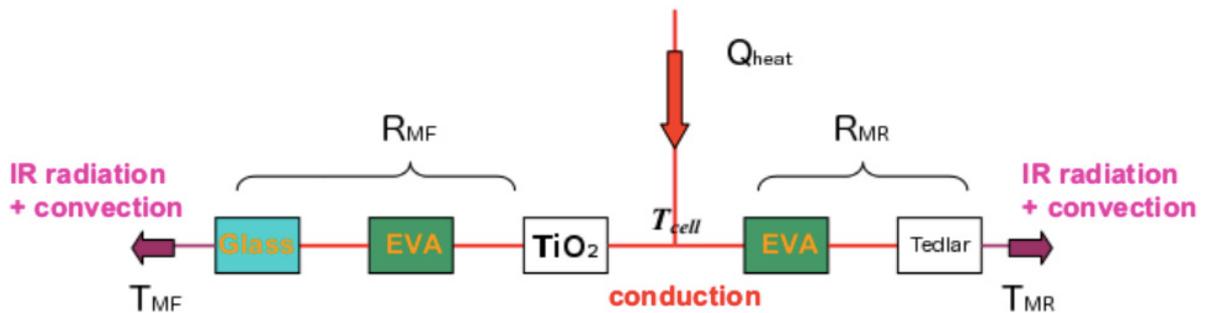


Abbildung 3.1 Detailliertes thermisches Modell eines kristallinen Moduls, in Anlehnung an (Glötzbach et al., 2011)

Die Zelltemperatur T_{cell} lässt sich über das Widerstandsnetzwerk des thermischen Modells gemäß Gleichung (3.1) berechnen. Wird die Zelltemperatur über die Zell-Betriebstemperatur unter Normalbedingungen (NOCT) bestimmt, kann entsprechend dazu die Temperatur der Moduloberfläche sowie auch die Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Moduloberfläche bestimmt werden. Zu beachten ist, dass dieser idealisierte Ansatz nur dann anwendbar ist, wenn davon ausgegangen wird, dass die Modulrückseite und -frontseite dieselbe Temperatur aufweisen. Im realen Betrieb einer Anlage tritt dieser Fall selten auf.

$$T_{cell} = Q_{Heat} * A * \frac{R_{MR} * R_{MF}}{R_{MR} + R_{MF}} + T_{MR} \quad (3.1)$$

T_{cell} = Zelltemperatur [°C]

Q_{Heat} = Wärmeleistung [W/m²]

$A_{Schicht}$ = Fläche der Schicht [m²]

R_{MR} = thermische Widerstand der Modulrückseite [K/W]

R_{MF} = thermische Widerstand der Modulfrontseite [K/W]

T_{MR} = Modulrückseitentemperatur [°C]

Der gesamte thermische Widerstand R_{th} der Modulfrontseite beträgt $2,18 \cdot 10^{-3}$ K/W, bei der Modulrückseite beträgt der Wert $1,39 \cdot 10^{-3}$ K/W. Die Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Moduloberfläche liegt je nach Umgebungstemperatur und Einstrahlung zwischen 0,1 K bis 1,2 K (siehe Abbildung 3.2). Zu beachten ist, dass es eine leichte Abhängigkeit der Umgebungstemperatur gibt. Mit steigender Umgebungstemperatur sinkt der elektrische Wirkungsgrad einer Solarzelle und die Wärmeabgabe sowie die Temperaturdifferenz erhöhen sich.

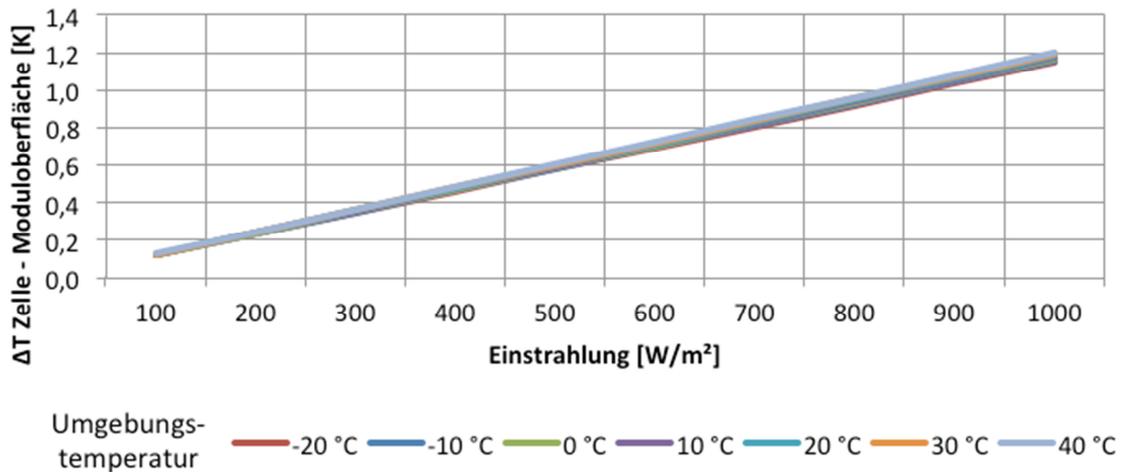


Abbildung 3.2 Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Moduloberfläche des betrachteten Moduls Schott Poly 220 in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und Einstrahlung

Die Bestimmung der Moduloberflächentemperatur gemäß Gleichung (3.1) ergibt für die Standardtest-Bedingungen eine Temperaturdifferenz zwischen Zelle und Moduloberfläche von 1,18 K bei einer Zelltemperatur T_{Cell} von 59°C. Unter NOCT-Bedingungen beträgt die Differenz 0,94 K. Dabei ist zu beachten, dass bei der Leistungsmessung eines Moduls gemäß Standard-Testbedingungen die Zelltemperatur T_{Cell} mit einer Messtoleranz von ± 2 K angegeben wird.

3.1.2 Gesamttemperaturkoeffizient der Modulfrontseite

Der gesamte Wärmeübergangskoeffizient der Modulfrontseite $\alpha_{ges,MF}$ setzt sich aus dem konvektiven ($\alpha_{K,MF}$) und radiativen ($\alpha_{S,MF}$) Anteil zusammen. Es wird nur die freie Konvektion berücksichtigt, der Modulneigungswinkel γ beträgt 30°. Die Wärmeübergangskoeffizienten der Modulfrontseite für unterschiedliche Modultemperaturen T_M und unterschiedliche Umgebungstemperaturen T_U sind in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1 Berechnete Wärmeübergangskoeffizienten der Modulfrontseite für verschiedene Modultemperaturen T_M und Umgebungstemperaturen T_U bei einer Modulneigung von 30°

T_U [°C]	T_M [°C]											
	20			40			60			80		
	$\alpha_{S,MF}$	$\alpha_{K,MF}$	$\alpha_{ges,MF}$									
	[W/m²K]			[W/m²K]			[W/m²K]			[W/m²K]		
-20	3,7	5,7	9,4	4,2	6,3	10,6	4,8	6,8	11,6	5,4	7,1	12,5
-10	4,0	5,1	9,2	4,5	5,9	10,5	5,1	6,5	11,6	5,7	6,9	12,6
0	4,3	4,4	8,7	4,8	5,4	10,2	5,4	6,0	11,4	6,0	6,5	12,5
10	4,6	3,5	8,1	5,2	4,9	10,1	5,7	5,7	11,4	6,4	6,2	12,6
20				5,5	4,2	9,7	6,1	5,2	11,3	6,8	5,8	12,5
30				5,9	3,3	9,2	6,5	4,7	11,2	7,2	5,4	12,6
40							7,0	4,0	11,0	7,7	4,9	12,6

Es lässt sich erkennen, dass sich der Wärmeübergangskoeffizient durch Konvektion mit zunehmender Modultemperatur erhöht bzw. mit zunehmender Umgebungstemperatur sinkt. Weiters steigt der Wärmeübergangskoeffizient durch Strahlung mit zunehmender Modultemperatur. Der Wärmeübergangskoeffizient durch Strahlung steigt ebenfalls mit steigender Umgebungstemperatur. Dabei sinkt zwar die absolut übertragene Wärmeenergie, anteilmäßig erhöht sich jedoch aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz zur Modultemperatur der Wärmeübergangskoeffizient. Insgesamt ergibt sich somit bei zunehmender Umgebungstemperatur ein sinkender bzw. bei zunehmender Modultemperatur ein steigender Wärmeübergangskoeffizient für die Modulfrontseite. Der Einfluss des Neigungswinkels ist vernachlässigbar (Quaschnig, 1996).

3.1.3 Gesamttemperaturkoeffizient der Modulrückseite

Auch der gesamte Wärmeübergangskoeffizient der Modulrückseite $\alpha_{ges,MR}$ setzt sich aus einem konvektiven ($\alpha_{K,MR}$) und radiativen ($\alpha_{S,MR}$) Anteil zusammen. Die Wärmeübergangskoeffizienten der Modulfrontseite für unterschiedliche Modultemperaturen T_M und unterschiedliche Umgebungstemperaturen T_U sind in Tabelle 3.2 dargestellt. Der Modulneigungswinkel γ beträgt dabei 30° und es ist nur die freie Konvektion berücksichtigt.

Tabelle 3.2 Berechnete Wärmeübergangskoeffizienten der Modulrückseite für verschiedene Modultemperaturen T_M und Umgebungstemperaturen T_U bei einer Modulneigung von 30°

T_U [°C]	T_M [°C]											
	20			40			60			80		
	$\alpha_{S,MR}$	$\alpha_{K,MR}$	$\alpha_{ges,MR}$									
	[W/m ² K]			[W/m ² K]			[W/m ² K]			[W/m ² K]		
-20	3,5	3,2	6,7	3,9	3,4	7,4	4,4	3,7	8,1	4,9	3,8	8,7
-10	3,7	2,9	6,6	4,1	3,3	7,4	4,6	3,5	8,2	5,1	3,7	8,9
0	3,9	2,6	6,5	4,3	3,1	7,4	4,8	3,4	8,2	5,4	3,6	9,0
10	4,1	2,2	6,3	4,6	2,9	7,4	5,1	3,2	8,3	5,6	3,5	9,1
20				4,8	2,6	7,4	5,3	3,0	8,3	5,9	3,3	9,2
30				5,0	2,2	7,2	5,6	2,8	8,4	6,1	3,2	9,3
40							5,8	2,5	8,3	6,4	3,0	9,4

Es zeigt sich wie auch bereits beim Wärmeübergangskoeffizienten der Modulfrontseite beschrieben, dass der Wärmeübergangskoeffizient der Modulrückseite durch Konvektion mit zunehmender Modultemperatur steigt bzw. mit zunehmender Umgebungstemperatur sinkt. Der Wärmeübergangskoeffizient durch Strahlung steigt ebenfalls mit zunehmender Modul- und zunehmender Umgebungstemperatur. Der gesamte Wärmeübergangskoeffizient der Modulrückseite steigt schließlich mit zunehmender Modultemperatur. Bei niedrigen Modultemperaturen sinkt der Wärmeübergangskoeffizient leicht mit steigender Umgebungstemperatur, bei höheren Modultemperaturen steigt der Wärmeübergangskoeffizient leicht mit steigender Umgebungstemperatur.

3.1.4 Energiebilanz des Photovoltaikmoduls

Abschließend erfolgt eine Gegenüberstellung der Energiebilanz für das betrachtete Photovoltaikmodul unter NOCT-Bedingungen (siehe Abbildung 3.3). Die Verluste (z.B. durch Glasreflexionen und Abschattungen) werden mit 6% angenommen (Skoplaki & Palyvos, 2008). Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 13,8%. Den größten Anteil an der Energiebilanz trägt der Wärmeübergang durch Strahlung, im konkreten Fall die Wärmestrahlung zwischen Modulfrontseite und Himmel mit rund 32%, gefolgt der Wärmestrahlung zwischen Modulfrontseite und Boden mit rund 17,3%. Der Anteil des konvektiven Wärmeübergangs an der Modulfrontseite beträgt ca. 17,2%, jener des konvektiven Wärmeübergangs an der Modulrückseite ca. 10,3%. Der Anteil der Wärmestrahlung zwischen Modulfrontseite und Boden bzw. zwischen Modulrückseite und Himmel beträgt rund 1,5% bzw. 2,0%.

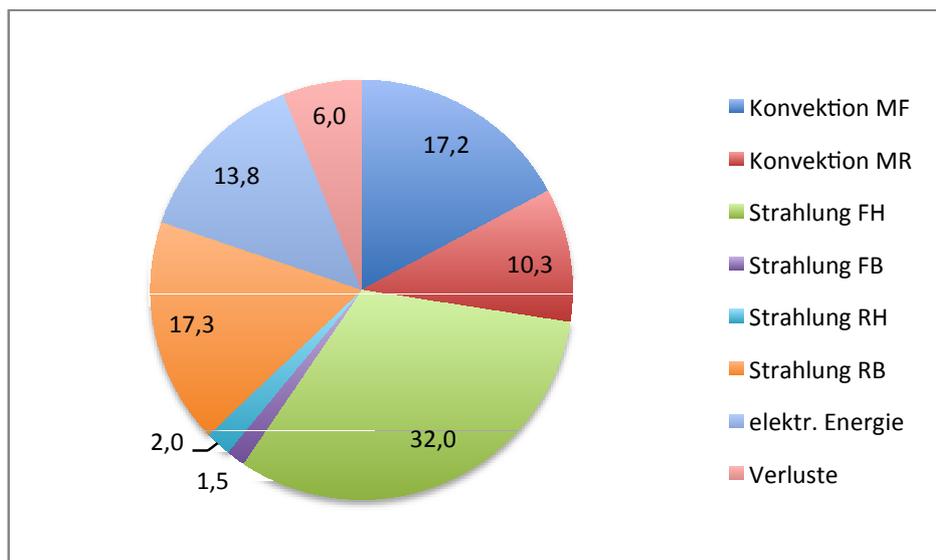


Abbildung 3.3 Energiebilanz des Photovoltaikmoduls unter NOCT-Bedingungen [%]
(eigene Berechnungen)

3.2 Dynamisches Temperaturverhalten

Das dynamische Temperaturverhalten (Zeitverhalten) beschreibt den zeitlichen Verlauf der Ausgangsgröße (Modultemperatur) bei Änderung einer Eingangsgröße. Als maßgebliche Eingangsgröße tritt zum einen die solare Einstrahlung auf, welche vor allem durch Änderung der Bewölkung relativ schnell steigen bzw. sinken kann. Zum anderen kommt es durch aktive Kühlung an der Moduloberfläche zu einer Reduktion der Moduloberflächentemperatur, damit auch zu einer geringeren Zelltemperatur und zu einer Steigerung der elektrischen Leistung.

3.2.1 Einfluss der solaren Einstrahlung

Das thermische Temperaturverhalten eines Photovoltaikmoduls kann durch ein thermisches Widerstandsnetzwerk beschrieben werden. Die thermischen Eigenschaften sind dabei analog zu einem elektrischen Widerstandsnetzwerk:

- Der Wärmewiderstand R_{th} entspricht dem elektrischen Widerstand R
- Die Temperaturdifferenz ΔT entspricht der elektrischen Spannung U
- Der Wärmestrom Q entspricht dem elektrischen Strom I
- Die Wärmekapazität C_{th} entspricht der elektrischen Kapazität C

Abbildung 3.4 zeigt das thermische Ersatzschaltbild eines Photovoltaikmoduls, wobei das Wärmespeichervermögen durch Wärmekapazitäten berücksichtigt wird. Die Antireflexionsschicht zwischen Frontseiteneinkapselung und Solarzelle ist dabei vernachlässigbar.

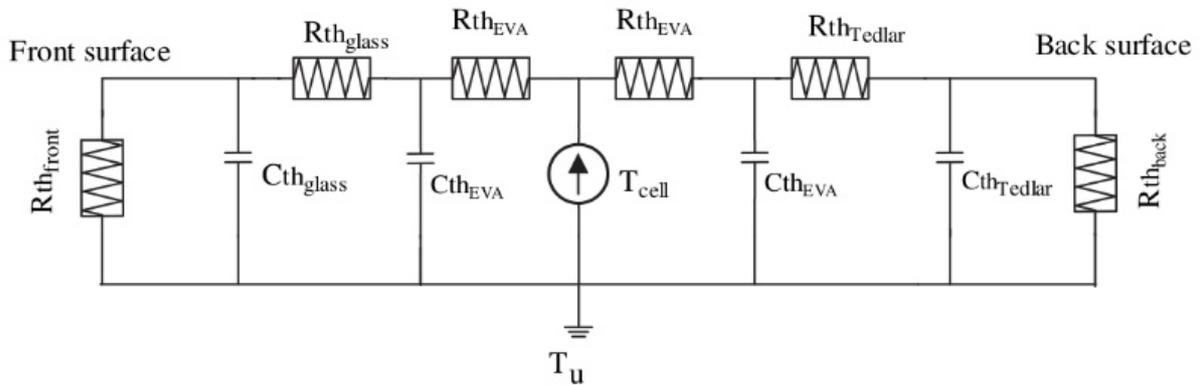


Abbildung 3.4 Thermisches Netzwerk eines Photovoltaikmoduls, in Anlehnung an (Armstrong & Hurley, 2010)

Die Erwärmung bzw. Abkühlung eines Photovoltaikmoduls bei Änderungen einer Eingangsgröße wie z.B. der Einstrahlung kann vereinfacht als exponentieller Prozess betrachtet und durch folgende Gleichung (3.2) bestimmt werden:

$$\Delta T_{(t)} = \Delta T_{max} * (1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \quad (3.2)$$

$\Delta T_{(t)}$ = Temperaturdifferenz zum Zeitpunkt t [K]

$\Delta T_{(max)}$ = maximale Temperaturdifferenz [K]

t = Zeit [s]

τ = thermische Zeitkonstante [s]

Die thermische Zeitkonstante τ bezeichnet jene Zeit, in welcher bei Änderung einer Eingangsgröße die Ausgangsgröße Modultemperatur auf 63,2% der maximalen Temperaturdifferenz erwärmt bzw. abgekühlt wurde. Nach einer Zeit von $t = 5 * \tau$ wird für die Temperaturdifferenz einen Wert von 99,3% erreicht. Die Zeitkonstante τ berechnet sich gemäß Gleichung (3.3) zu:

$$\tau = \sum_{i=1}^n \frac{s_i^2}{D_i} \quad (3.3)$$

s_i = Dicke der Schicht i [m]

D_i = Diffusionskoeffizienten der Schicht i [m^2/s]

Das betrachtete Photovoltaikmodul Schott Poly 220 weist eine Zeitkonstante von $\tau = 51 s$ auf. Bei Änderung der Sonneneinstrahlung ist das Modul daher nach einer Zeit von etwa 255

Sekunden im thermischen Gleichgewicht. Im Folgenden wird ein Beispiel für das dynamische Temperaturverhalten gezeigt. Abbildung 3.5 zeigt die Abkühlung der Solarzelle von 47,2°C auf 30,3°C bei Änderung der Einstrahlung von 800 W/m² auf 300 W/m² und einer Umgebungstemperatur von 20°C (NOCT-Bedingungen).

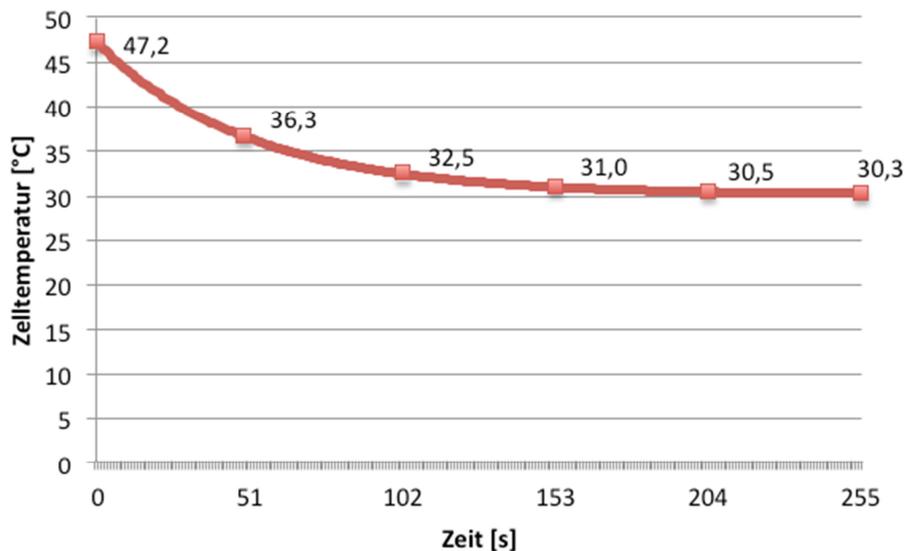


Abbildung 3.5 Abkühlung eines Moduls bei Änderung der Einstrahlung von 800 W/m² auf 300 W/m² und einer Umgebungstemperatur von 20°C

3.2.2 Aktive Kühlung mittels Wasser an der Moduloberfläche

Bei der Wasserkühlung eines Moduls an dessen Oberseite kann bei konstanter Wassertemperatur gemäß Newtonschem Abkühlungsgesetz davon ausgegangen werden, dass es zu einer kontinuierlichen Abnahme der Modulfronttemperatur kommt. Es führt dabei zu einer im Laufe der Zeit immer langsamer werdenden Abkühlungsgeschwindigkeit, es gilt der exponentielle Prozess gemäß Gleichung (3.2). Die Berechnungen wurden unter der Berücksichtigung von NOCT-Bedingungen durchgeführt. Als Wassertemperatur wurden einerseits 20°C und andererseits 10°C angenommen. Je nach Moduloberflächentemperatur ergeben sich für den Wärmeübergangskoeffizienten a_K unterschiedliche Werte:

- a_K = zwischen 350 W/m²K und 700 W/m²K bei einer Wassertemperatur von 20°C
- a_K = zwischen 100 W/m²K und 700 W/m²K bei einer Wassertemperatur von 10°C

In weiterer Folge erfolgte für beide betrachtete Kühltemperaturen eine transiente Berechnung der Abkühlung auf der Moduloberfläche. Die Berechnung auf Sekundenbasis gliedert sich in folgende Schritte:

- Bestimmung des Wärmeübergangskoeffizienten von Wasser bei freier Strömung in Abhängigkeit der Modulfrontseitentemperatur
- Berechnung des Wärmestromes aufgrund der Wasserkühlung und der vorherrschenden Temperaturdifferenz zwischen Modulfrontseite und Kühlwassertemperatur
- Ermittlung der erzielbaren Temperaturreduktion unter Berücksichtigung der Wärmekapazität der Modulfrontseite

Abbildung 3.6 zeigt die Reduktion der Modulfronttemperatur bei einer Wasserkühlung mit 20°C. Nach einer Zeit von etwa 11,1 Minuten hat sich die Moduloberfläche um rund 63% der maximal möglichen Temperaturdifferenz auf etwa 29,7°C abgekühlt.

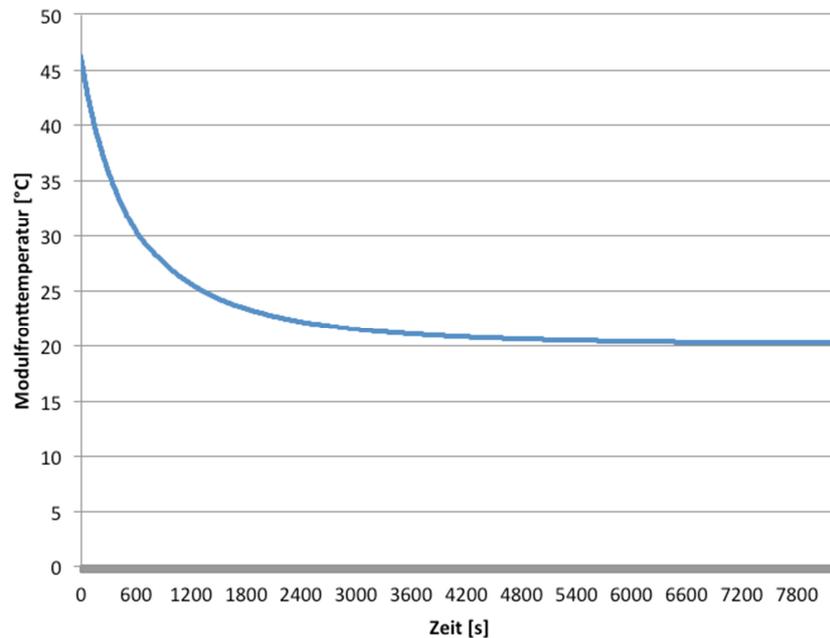


Abbildung 3.6 Reduktion der Modulfronttemperatur bei einer Wasserkühlung mit 20°C

4 Versuchsanlage Modulkühlung

Im April 2010 wurden in der südlichen Steiermark zwei Photovoltaikanlagen errichtet. Die Anlagen sind als Überschussanlagen ausgeführt und dienen zur Versorgung von jeweils einer Wohneinheit in einem Mehrfamilienhaus. Die beiden identischen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von jeweils 4,84 kWp wurden auf derselben Dachfläche eines landwirtschaftlich genutzten Gebäudes errichtet, sind anlagentechnisch jedoch voneinander getrennt. In Tabelle 4.1 sind die Anlagendaten angeführt, welche gleichermaßen für beide Photovoltaikanlagen gültig sind.

Tabelle 4.1 Anlagendaten der beiden Photovoltaikanlagen der Versuchsanlage

	senior gekühlt bzw. junior
Anzahl Module pro Anlage	22 Stück Schott Poly 220
Leistung pro Anlage [kWp]	4,84
Fläche pro Anlage [m ²]	ca. 37,5
Neigung [°]	20
Ausrichtung	Südosten
Luftspalthöhe [cm]	ca. 10
Wechselrichter pro Anlage	Fronius IG 60
Einspeisung	Überschuss

4.1 Aufbau der Versuchsanlage

Es erfolgte die Errichtung eines Systems zur Kühlung der Module einer Anlage, indem an sonnenreichen Tagen Regenwasser mittels einer Pumpe auf die Module gesprüht wird. Die Verwendung von Regenwasser soll Kalkablagerungen verhindern (die Wasserhärte des am Standort verfügbaren Leitungswassers beträgt bis zu 17°dH). Dabei wird mit herkömmlichen Regenwassertanks das auf die gesamte Dachfläche von über 150 m² auftreffende Regenwasser aufgefangen und zur weiteren Verwendung zwischengespeichert. Die sechs Wassertanks mit einem Fassungsvermögen von jeweils 1.000 Liter stehen im Freien, daher kann davon ausgegangen werden, dass das Regenwasser jeweils eine Temperatur hat, die der Umgebungstemperatur entspricht. Als Pumpe wird ein herkömmliches Hauswasserwerk (Epara Compat A12) mit angeschlossenem Membrandruckbehälter (Wellmate 75 Liter) verwendet. Dieser Behälter sorgt für die Aufrechterhaltung des nötigen Drucks und für einen schonenderen Betrieb der Pumpe, um ein ständiges An- und Ausschalten zu vermeiden. Vor der Pumpe sind eine Rückschlagklappe sowie ein rückspühlbarer Filter installiert. Über ein Magnetventil wird das Regenwasser durch eine entsprechende Verrohrung mittels zwei Sprühdüsen (Gardena Versenkregner S80) von beiden Seiten der Anlage jeweils in einem Halbkreis auf die Module gesprüht. Somit wird eine Photovoltaikanlage an der Oberseite der Module gekühlt und die zweite Anlage dient als Referenzanlage. Weiters ist am Dach eine Revisionsleitung vorgesehen. Nachfolgende Abbildung 4.1 zeigt das Prinzipschema der Versuchsanlage. Erkennbar ist dabei auch die Regelung der Modulkühlung. Diese besteht aus folgenden Komponenten:

- Temperaturregler FOX D1004 230 V inkl. Temperaturfühler an der Modulrückseite der gekühlten Anlage
- Digitale Impulsschaltuhr Theben TR 622
- Schwimmerschalter zum Trockenlaufschutz der Pumpe
- Motorschutzschalter

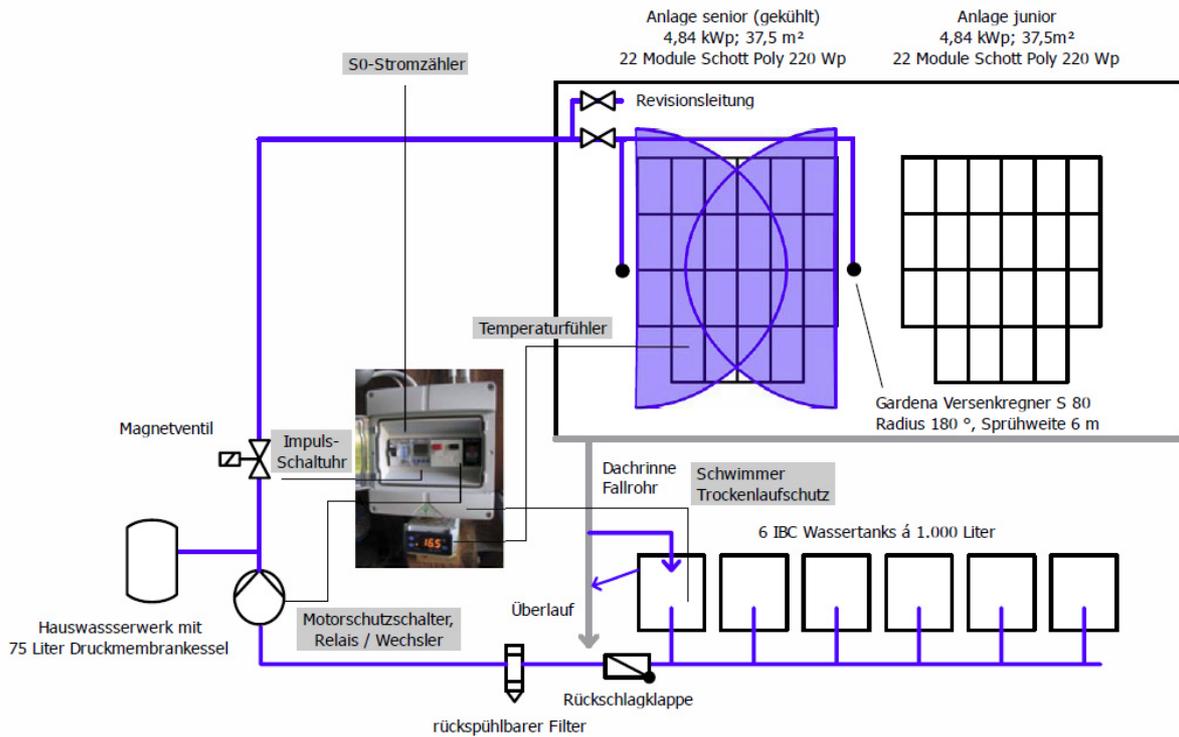


Abbildung 4.1 Prinzipschema der Versuchsanlage zur Modulkühlung

Abbildung 4.2 zeigt die Ansicht der beiden Photovoltaikanlagen im Kühlbetrieb. Deutlich zu erkennen ist im Vordergrund die befeuchtete Anlage „senior gekühlt“.



Abbildung 4.2 Ansicht beider Photovoltaikanlagen im Kühlbetrieb

4.2 Datenerfassung

Die Datenerfassung erfolgt über ein herstellerabhängiges System des Wechselrichterproduzenten Fronius mittels des sogenannten „Datalogger Web“. Dieses erfasst alle relevanten Werte in einem Intervall von fünf Minuten und bietet zusätzlich die Möglichkeit der Onlineüberwachung. Neben den entsprechenden Energiewerten der beiden Wechselrichter werden über eine Sensorbox noch zusätzliche Werte nachfolgender Sensoren erfasst:

- Temperatursensor der Modulrückseite jeweils für beide Anlagen
 - Sensor: PT1000, 2-Leitertechnik
 - Genauigkeit: $\pm 0,8$ K im Bereich -20°C bis 100°C
- Strahlungssensor für die solare Einstrahlung in Modulebene
 - Sensor: monokristallines Silizium
 - Messspannung: ca. 70 mV bei 1.000 W/m^2 , Kalibrierfaktor 81,6
 - Genauigkeit: $\pm 5\%$ im Bereich -40°C bis 85°C
- S0-Stromzähler zur Erfassung des für die Kühlung benötigten Pumpstromes

4.3 Durchführung und Untersuchung der Modulkühlung

Im April 2010 wurden die beiden Photovoltaikanlagen der Versuchsanlage errichtet. Über einen Zeitraum von über einem Jahr erfolgte eine Referenzmessung. Dabei wurden die Parameter der beiden Anlagen im nicht gekühlten Betrieb ermittelt und es wurde untersucht, inwieweit die Energieproduktion der identischen Anlagen voneinander abweicht. Dies ermöglichte die Identifizierung möglicher systematischer Fehler, welche in der nachfolgenden Kühlphase berücksichtigt werden konnten. In weiterer Folge wurden erste Kühltests unternommen sowie die Versuchsanlage installiert. In den Jahren 2011 sowie 2012 wurde der Kühlbetrieb hauptsächlich in den Sommermonaten durchgeführt.

4.3.1 Referenzmessung vor Beginn der Kühlung

Es zeigt sich, dass beide Photovoltaikanlagen eine nahezu identische Energieproduktion aufweisen. Die Anlage „senior“ weist genauer betrachtet im monatlichen Vergleich eine Minderproduktion zwischen 0,4% bis 2,0% auf. Über den gesamten Zeitraum der Referenzmessung beträgt die Minderproduktion der Anlage „senior“, welche in weiterer Folge die gekühlte Anlage darstellt, rund 0,9%. Die Referenzmessung für einen einzelnen Tag ist am Beispiel des 26. Mai 2010 im Folgenden dargestellt, es herrschte nahezu Windstille. Abbildung 4.3 zeigt die Verläufe der Leistungswerte für die beiden Anlagen, welche nahezu identisch sind.

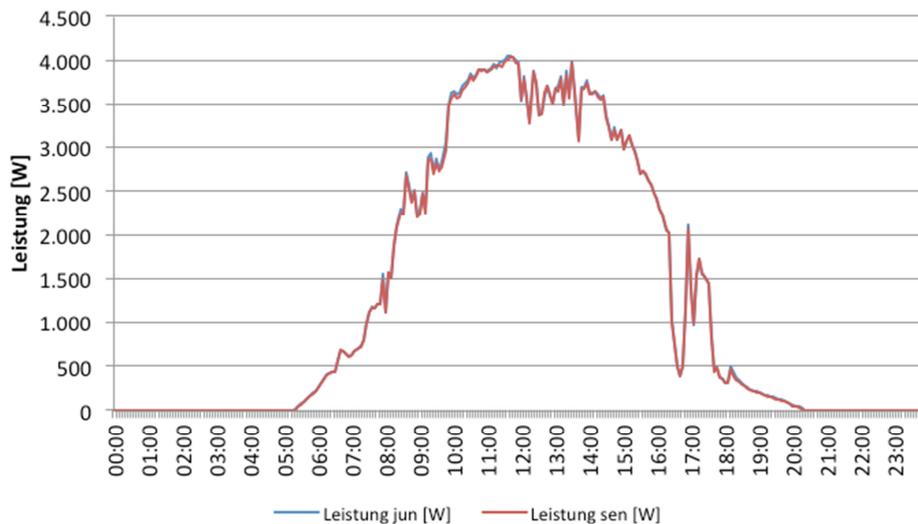


Abbildung 4.3 Referenzmessung der Leistungen beider Anlagen vom 26. Mai 2010

4.3.2 Ergebnisse der Modulkühlung

In den Jahren 2011 und 2012 erfolgte jeweils ein rund 4-monatiger Betrieb der Modulkühlung, jeweils von Anfang Mai bis Ende August. Der Kühlbetrieb wurde gemäß dem Forschungsprojekt im Rahmen der Ökofonds-Ausschreibung des Landes Steiermark „Förderung von innovativen Komponenten bei der Erzeugung von elektrischem Strom aus Sonnenenergie“ unter nachfolgenden Parametern durchgeführt:

- Kühlbetrieb in Intervallen ab einer Modulrückseitentemperatur von 30°C (von 8 bis 18 Uhr) mittels Regenwasser bei Umgebungstemperatur
- Kühlphase für einen Zeitraum von 15 Sekunden
- Pause zwischen den einzelnen Kühlphasen 4,75 Minuten

Auswirkungen auf die Modultemperatur und die Anlagenleistung

Die maximale Leistungssteigerung infolge der Modulkühlung konnte an einem Julitag erzielt werden. Abbildung 4.4 zeigt den Leistungsverlauf der beiden Anlagen sowie die Temperaturverläufe für den 9. Juli 2012. Bei einer Reduktion der Modultemperatur um rund 24 K kommt es zu einer realen Leistungssteigerung von rund 9,4%. Die Differenz zur theoretischen Leistungssteigerung von rund 11,3% liegt im Bereich der Messtoleranzen.

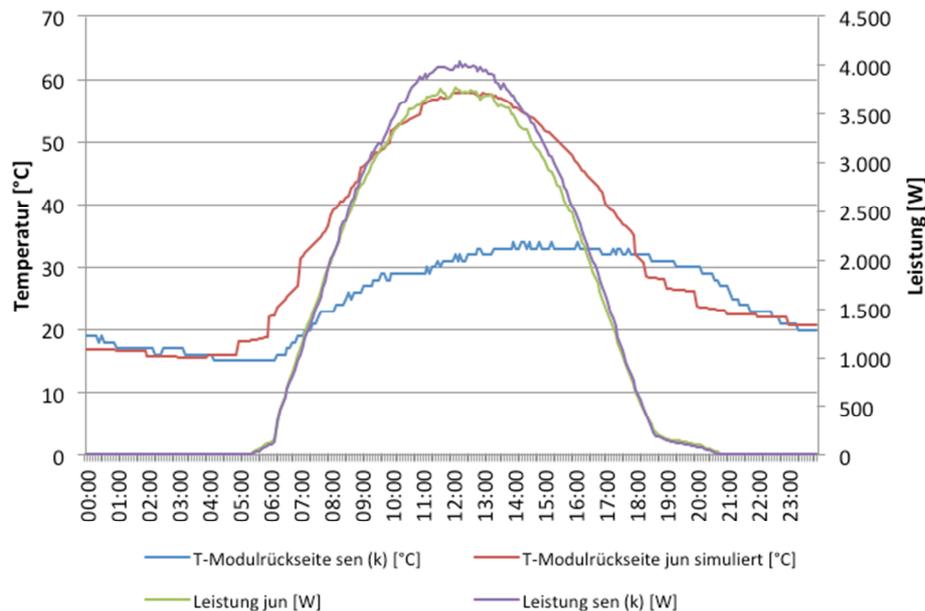


Abbildung 4.4 Leistungsverlauf der beiden Photovoltaikanlagen inkl. der Temperaturverläufe vom 9. Juli 2011

Bei der Gegenüberstellung der monatlichen Produktionswerte ist zu erkennen, dass in den Monaten des Kühlbetriebes (Mai bis August) die gekühlte Anlage um bis zu 3,0% mehr Energie produziert hat, als die ungekühlte Anlage. In den übrigen Monaten ist die Energieproduktion der Anlagen „junior“ um etwa 1% höher (siehe Referenzmessung gemäß Abschnitt 4.3.1). Die gesamte Mehrproduktion der gekühlten Anlage beträgt im Jahr 2011 0,7% (bereinigt um die Minderleistung dieser Anlage von 0,9%).

Auswirkungen durch Modulverschmutzung und Reinigungsvorgänge

Im Rahmen der Untersuchung zur Modulkühlung hat sich gezeigt, dass nach einer Zeit von etwa 2 bis 3 Monaten die Leistungssteigerung der gekühlten Anlagen „senior“ im Kühlbetrieb nicht mehr so stark ausgeprägt ist bzw. in weiterer Folge diese Anlage im ungekühlten Betrieb deutlich weniger geleistet hat, als die Anlage „junior“. Nach Begutachtung der Module konnte festgestellt werden, dass entgegen den Erwartungen die gekühlte Anlage im Vergleich zur ungekühlten Anlage stärker verschmutzt war. Dies lässt sich auf Ablagerungen des ständig im Freien stehenden Regenwassers zurückführen. Nach der Durchführung eines entsprechenden Reinigungsvorganges konnte bei der gekühlten Anlage wieder ein Mehrertrag festgestellt werden.

Benötigte Pumpenergie für die Modulkühlung

Im Folgenden wird für die Versuchsanlage gezeigt, wie viel elektrische Pumpenergie für die Modulkühlung benötigt wird und wie diese im Verhältnis zur Mehrproduktion aufgrund der Leistungssteigerung steht. Abbildung 4.5 zeigt für einen beispielhaften Tag (25. Mai 2011) die Leistungswerte der beiden Anlagen sowie die Leistungsaufnahme der eingesetzten Pumpe. Es zeigt sich, dass mit der automatischen Regelung die Pumpe bereits ab ca. 8 Uhr das erste Mal eingeschaltet und das letzte Mal um ca. 17 Uhr betrieben wird. Die Pumpe

läuft bei geringer Einstrahlung etwa jede Stunde einmal an, bei höherer Einstrahlung etwa jede halbe Stunde.

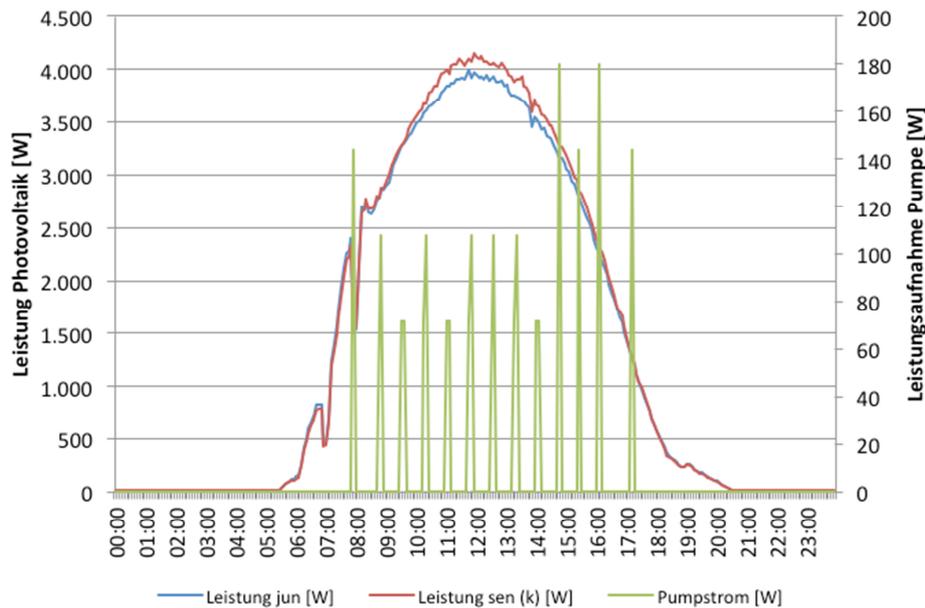


Abbildung 4.5 Leistungswerte beider Anlagen inkl. benötigter Pumpenergie für die Modulkühlung vom 25. Mai 2011

Über den gesamten Tag gesehen kommt es bei der ungekühlten Anlage „junior“ zu einer Stromproduktion von etwa 32,45 kWh bzw. bei der gekühlten Anlage „senior“ zu einer Produktion von etwa 33,25 kWh. Der Mehrertrag durch die Modulkühlung beträgt somit rund 0,80 kWh bzw. 2,5%. Für den Betrieb der Pumpe wurden für den gesamten Tag 0,18 kWh benötigt. Der Anteil der Pumpenergie am Mehrertrag macht somit rund 22,5% aus. Der Nettomehrertrag (Mehrertrag abzüglich Pumpenergie) beträgt demnach 0,62 kWh bzw. 1,9%.

5 Wirtschaftlichkeit einer Modulkühlung

Ausgangsbasis für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bildet die idealisierte Annahme, dass die Modultemperatur einer Photovoltaikanlage einen bestimmten Wert zu keiner Zeit eines Jahres überschreitet. Mit der so genannten Kühltemperatur wird demnach jene Modultemperatur einer Anlage definiert, welche sie im Jahresverlauf maximal aufweisen darf. Der Einfluss unterschiedlicher Kühltemperaturen (zwischen 10°C und 50°C) auf den Jahresertrag einer gekühlten Anlage ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Als Referenz für den Jahresertrag einer ungekühlten Anlage am betrachteten Standort der Modulkühlung werden 1.150 kWh/a angenommen. Die Berechnung auf Stundenbasis gliedert sich in folgende Schritte:

- Simulation der Modultemperatur in Abhängigkeit der Lufttemperatur und solaren Einstrahlung (Wegener Center, 2013) bei einer NOCT von 47°C
- Begrenzung der maximalen Modultemperatur auf unterschiedliche Kühltemperaturen (zwischen 10°C und 50°C)

- Bestimmung der elektrischen Leistungssteigerung für die durch die Kühlung erzielte Temperaturdifferenz und unter Berücksichtigung eines Temperaturkoeffizienten für die Leistung von $-0,47\%/K$

Bei einer Kühltemperatur von $10^{\circ}C$ beträgt der Jahresertrag einer gekühlten Anlage ca. 1.315 kWh/a . Dies entspricht einem Mehrertrag von rund $14,3\%$. Weist eine gekühlte Anlage eine maximale Modultemperatur von $50^{\circ}C$ auf, beträgt der Jahresertrag ca. 1.162 kWh/a und damit der Mehrertrag noch ca. 1% .

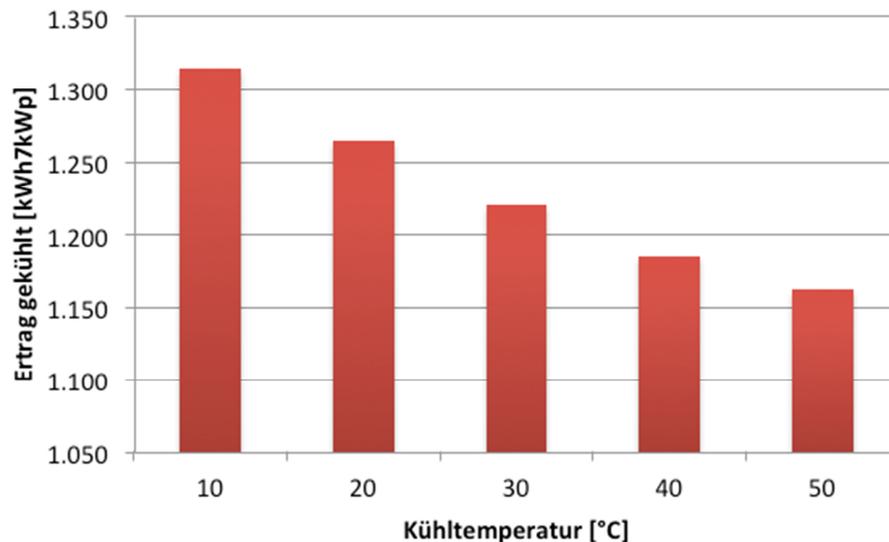


Abbildung 5.1 Jahresertrag einer gekühlten Anlage für unterschiedliche Kühltemperaturen

Für die Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Modulkühlung erfolgte sowohl eine statische, als auch dynamische Betrachtung. Im Folgenden werden die Eingabeparameter der Wirtschaftlichkeitsberechnungen zusammengefasst (siehe Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1 Eingabeparameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Anlagenparameter	
Anlagenleistung [kWp]	10
Referenzertrag ungekühlt [kWh/kWp]	1.150
Nettomehrertrag bei $25^{\circ}C$ Kühltemperatur [%]	8,0
Kosten Modulkühlung [€]	
Regenwasserbehälter	142
Digitale Impulsschaltuhr	194
Gardena Versenkregner S80	30
Temperaturregler FOX	56
Hauswasserwerk, Filter, Magnetventil und diverses Installationsmaterial	732
Verteilerkasten, diverses Elektromaterial	135
Gesamtkosten	1.128

Wirtschaftlichkeitsparameter	
Betrachtungszeitraum [a]	20
Kapitalzinssatz [%]	2
Degradation [%/a]	0,5
Instandhaltung [% der Investition]	1
Stromtarif (100% Überschuss) [€/kWh]	0,18
Preissteigerung [%/a]	2
Ersatzinvestition nach 10 Jahren [% der Hauswasserwerkkosten]	50

Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird davon ausgegangen, dass die Modulkühlung für beide am Standort befindlichen Photovoltaikanlagen eingesetzt werden kann. Es kommt dabei zu einem Mehrertrag im 1. Jahr von rund 920 kWh. Die Investitionskosten der Modulkühlung werden mit rund € 1.130 veranschlagt. Dabei nicht berücksichtigt sind Komponenten der Anlagenüberwachung und Datenerfassung, welche nur in Zusammenhang mit der Versuchsanlage benötigt wurden.

Das Ergebnis der Berechnungen ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Die statische Amortisation beträgt rund 7,8 Jahre. Bei der dynamischen Betrachtungsweise verlängert sich die Amortisation auf rund 8,8 Jahre. Der Kapitalwert der Investition beträgt rund € 1.270. Für die interne Verzinsung kann ein Wert von ca. 10,1% errechnet werden.

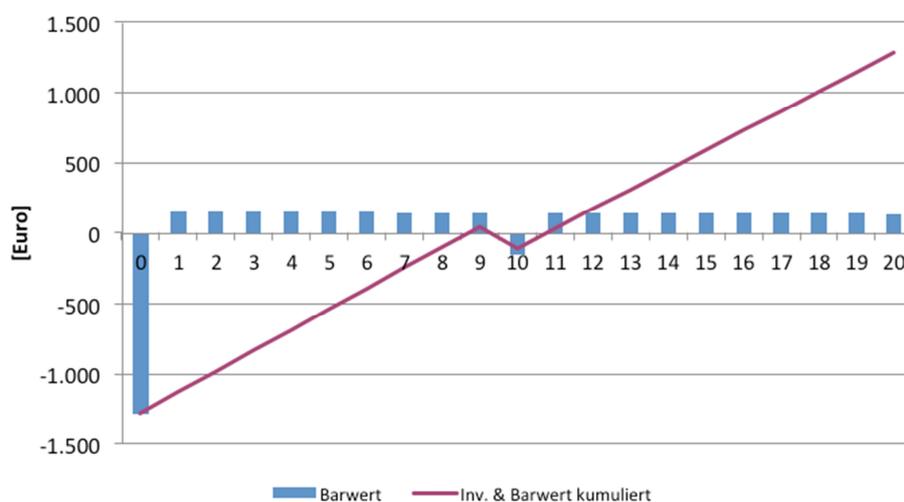


Abbildung 5.2 Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Modulkühlung

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss der Leistungssteigerung bei unterschiedlichen Kühltemperaturen auf die Wirtschaftlichkeit analysiert (siehe Abbildung 5.3). Es zeigt sich, dass Kühltemperaturen von 40°C und 50°C zu keinem wirtschaftlichen Betrieb einer Modulkühlung führen. Die größte Wirtschaftlichkeit wird mit einer dynamischen Amortisation von ca. 4,7 Jahren bei einer Kühltemperatur von 10°C erreicht.

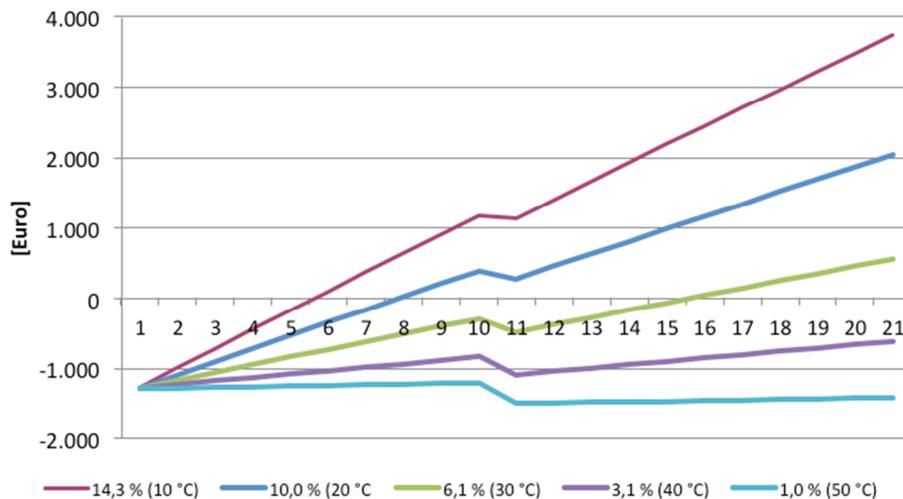


Abbildung 5.3 Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Leistungssteigerung bei unterschiedlichen Kühltemperaturen und dem entsprechenden prozentuellen Mehrertrag

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Derzeit werden für Photovoltaikanlagen bis auf die bei der Montage der Anlage gewählte Hinterlüftung keine entsprechenden Vorkehrungen zur Leistungssteigerung, insbesondere durch eine Modulkühlung, getroffen. Ein Grund für diesen Umstand dürfte auch die starke Reduktion der Photovoltaikpreise der letzten Jahre sein.

Die Modellierung sowohl des statischen als auch des dynamischen Temperaturverhaltens von Photovoltaikmodulen liefert die theoretische Grundlage für die Untersuchungen dieser Arbeit. Die Resultate der Analyse entsprechen dabei den in der Literatur angeführten Ergebnissen. Es zeigt sich jedoch beim statischen Temperaturverhalten, dass der idealisierten Annahme eines thermischen Gleichgewichtes zwischen Modulfront- und Modulrückseite Grenzen gesetzt sind.

In dieser Arbeit wird ebenfalls gezeigt, wie sich eine Wasserkühlung der Photovoltaikmodule an deren Oberseite im Rahmen eines mehrjährigen Versuches auf die Reduktion der Modultemperatur und die damit einhergehende Leistungssteigerung der Anlage auswirkt. Der Effekt der Modulverschmutzung wird dabei ebenso behandelt, wie die Auswirkung von Reinigungsvorgängen. Es zeigt sich, dass die erwartete Reduktion der Modultemperatur eintritt und es gleichzeitig zur Erhöhung der Leistung einer gekühlten Anlage kommt. Eine überaus gute Übereinstimmung mit dem Ergebnis der einzigen bisherigen Untersuchung zur Modulkühlung an der Oberseite mittels darüber fließenden Wassers konnte im Bereich der benötigten Pumpenergie für die Modulkühlung erzielt werden (Krauter, 2004).

Das über die Moduloberfläche fließende Wasser schafft ein angenehmes Design und weckt Neugierde bei vorbeigehenden Personen. Es bieten ihnen darüber hinaus die Möglichkeit, den Betrieb einer Photovoltaikanlage weniger als statisches Erscheinungsbild, sondern als aktiven Prozess zu sehen. Dieser ästhetische Gesichtspunkt konnte auch im Rahmen des durchgeführten Versuches festgestellt werden und fördert die Auseinandersetzung mit einer effizienten und erneuerbaren Energieversorgung bzw. Energiebereitstellung.

Die Wirtschaftlichkeit einer Modulkühlung liegt bei einer angenommenen Kühltemperatur von 20°C bis 25°C bei einer dynamischen Amortisation von rund 8 bis 10 Jahren. Dies liegt im Bereich der Wirtschaftlichkeit für den Betrieb von zurzeit errichteten Photovoltaikanlagen, wenn dabei hochwertige Komponenten, eine optimale Anlagendimensionierung und ein möglichst hoher Eigenverbrauch berücksichtigt werden.

Für weitere praktische Arbeiten und Untersuchungen sollte angedacht werden, den realen Einfluss einer Modulkühlung mittels unterschiedlicher Wassertemperaturen zu analysieren. Aufgrund der in dieser Diplomarbeit gewonnenen Erkenntnisse können weitere Untersuchungen zur effizienten Energiebereitstellung mittels Photovoltaikanlagen durchgeführt werden. Schließlich ermöglichen die Ergebnisse Unternehmen bzw. Organisationen im erneuerbaren Energiebereich Produkte und Dienstleistungen im Bereich der Modulkühlung zu entwickeln.

7 Literaturverzeichnis

- Armstrong, S., & Hurley, W. (2010). A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering*(30), 1488-1495.
- Eicker, U. (2001). *Solare Technologien für Gebäude*. Stuttgart: Teubner.
- Haselhuhn, R., & Hemmerle, C. (2005). *Leitfaden Photovoltaische Anlagen, 3. Auflage*. Berlin: DGS Landesverband Belin Brandenburg.
- IEA PVPS Task 1. (2012). *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS - Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. IEA PVPS.
- Krauter, S. (2004). Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 82, S. 131-137.
- Quaschnig, V. (1996). Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen. *Dissertation im Fachbereich Elektrotechnik an der Technischen Universität Berlin*, 66-79. Berlin.
- SCHOTT Solar AG. (2009). Datenblatt Solarmodul 220 Wp mit POLY Zellen.
- Skoplaki, E., & Palyvos, J. (2008). Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. (S. 23-29). *Renewable Energy* 34.
- Wagner, A. (2006). *Photovoltaik Engineering - Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung* (Bd. 2. Auflage). Berlin: Springer Verlag.
- Wegener Center. (2013). *Datenportal - WegenerNet Klimastationsnetz Region Feldbach*. Abgerufen am 26. Juni 2013 von <http://www.wegenernet.org>
- Wind, G. (2010). Skriptum Photovoltaik, Master Nachhaltige Energiesysteme, WS2011, FH Pinkafeld.