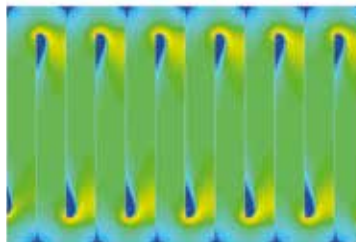




Tagungsband

1. Regenerative Energietechnik-
Konferenz in Nordhausen

8. - 9. Februar 2018



Energiewende gestalten.

Die Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA) informiert und berät als Landesenergieagentur Unternehmen, Kommunen, Bürger und Politik. Sie agiert anbieter- und marktneutral. Die ThEGA ist aktiv in den Bereichen



erneuerbare Energien,



Energie- und Ressourceneffizienz,



nachhaltige Mobilität,



kommunales Energiemanagement.



Kontakt:

Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA)
Mainzerhofstraße 10
99084 Erfurt

www.thega.de
E-Mail: info@thega.de
Telefon: 0361 5603220



**Tagungsband
RET.Con 2018**



RET.Con 2018

1. Regenerative Energietechnik-Konferenz in Nordhausen

Herausgeber:

Institut für Regenerative Energietechnik
Prof. Dr.-Ing. Viktor Wesselak
Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen



in.RET
Institut für
Regenerative Energietechnik

© 2018 by Hochschule Nordhausen
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-12-9

 **HOCHSCHULE NORDHAUSEN**
University of Applied Sciences

INHALTSVERZEICHNIS

Session Solar- und Geothermie 1

Schmelzer, C.; Georgii, M.; Orozaliev, J.; Vajen, K. Funktionsüberwachung thermischer Solaranlagen: Abschätzung der Leistungsfähigkeit mittels FSC-Kennzahl.....	5
Wimmer, L. Nutzung solarer Prozesswärme in Gas-Druckregelanlagen.....	14
Müller, S.; Dittrich, A.; Reineke-Koch, R.; Giovannetti, F.; Hafner, B. Thermochrome Absorberbeschichtungen für solarthermische Kollektoren Stand der Technik, Schichtenentwicklung und Systembewertung.....	15

Session Solar- und Geothermie 2

Klingenschmidt, A.; Peuker, R.; Regelungsentwicklung mit MATLAB/Simulink in Verbindung mit SiL und HiL auf Basis von Open-Source-Hardware.....	27
Cordes, T.; Scheuren, J.; Schlatmann, R. Solares Kühlen im Oman – Optimierungspotential und Eignung verschiedener Konzepte.....	36
Paulini, S.; Plessing, T.; Brüggemann, D. Untersuchung verschiedener Varianten zum Wärmeeintrag in einen solaren Eisspeicher durch CFD-Simulation und Validierung mit Modellaufbauten.....	47
Khenissi, A.; Ourida, S.; Hichem, B.A. Investigation of a small scale combined solar cooker desalination unit.....	54

Session Photovoltaik 1 (Bifaciale Photovoltaik)

Plentz, J.; Guobin, J.; Gawlik, A.; Andrä, G. Bifaciale Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium.....	60
Fluhr, D.; Krischok, S. Albedo-Bestimmung von photovoltaisch relevanten Materialien.....	63
Gerstenberg, L.; Wesselak, V.; Voswinckel, S.; Münter, S. Simulationen und Untersuchungen zum Mehrertrag bifacialer Si-Photovoltaik-module im Tages- und Jahresverlauf.....	69
Münter, S.; Wesselak, V.; Voswinckel, S.; Gerstenberg, L. Untersuchung von Degradationsmechanismen an bifacialen Photovoltaikmodulen.....	80

Session Photovoltaik 2

Fokuhl, E.; Philipp, D.; Bauermann, L.P.; Stecklum, S. Neue Methoden zur Untersuchung der Zuverlässigkeit von Photovoltaikmodulen.....	87
---	----

Schneider, S.; Pflaum, D.; Gottschalk, L.; Schulze, A.; Hüttl, B. Laborgenaue elektrische Charakterisierungen von PV-Modulen unter Feldbedingungen.....	93
Mühleisen, W.; Neumaier, L.; Hirschl, C.; Spielberger, M.; Sonnleitner, H.; Eder, G.C.; Ebner, R.; Knöbl, K.; Stoicescu, L. Photovoltaik-Modulcharakterisierung – Messmethoden und Interpretation.....	103
Wagner, A. Solarwärme im Mehrfamilienhaus effizient nutzen.....	116

Session Versorgungskonzepte für Gebäude und Quartiere

Hüsing, F.; Mercker, O. Energieversorgung im Einfamilienhaus mittels Wärmepumpe, horizontalen Erdwärmekollektoren und photovoltaisch/thermischen Solarkollektoren.....	121
Seebauer, K.; Gleich, J.; Brotsack, R.; Weinzierl, G.; Huber, J. Power-to-Gas – eine Möglichkeit zur CO ₂ -neutralen Energieversorgung von Quartieren.....	129
Gottschald, J.; Reich, M.; Adam, M. Multikriterielle Auslegung der Energieversorgung eines Nahwärmenetzes.....	141
Flemming, S.; Nicolai, S.; Bretschneider, P. Konzept für ein energieeffizientes Industriegebiet Erfurter Kreuz.....	149

Session Energiemanagement und Energiesysteme

Manz, P. Entwicklungspfade des regionalen Energieverbrauchs in Deutschland in den Sektoren Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr bis 2050.....	154
Noll, F.; Vogler, C.; Wern, B. Wärmestudie Region Eifel-Trier.....	164
Nuschke, M.; Brandl, R.; Montoya Perez, J.A. Entwicklung und Test eines Microgrid Controllers.....	172
Nauck, E. Wer blickt denn da noch durch? Wie Sie mit Hilfe von Informationsvisualisierung komplexe Energieverbrauchsstrukturen verstehen und Einsparpotentiale erkennen können!.....	181
Erdmann, M. Batterie-Management-Systeme, passives und aktives Balancing.....	190

Funktionsüberwachung thermischer Solaranlagen: Abschätzung der Leistungsfähigkeit mittels FSC-Kennzahl

C. Schmelzer¹, M. Georgii¹, J. Orozaliev¹, K. Vajen¹

¹ Univ. Kassel, Institut für Thermische Energietechnik,

Kurt-Wolters-Str. 3, 34125 Kassel

Tel.: +49 561/804-3890, E-Mail: solar@uni-kassel.de, www.solar.uni-kassel.de

Abstract

Im vorliegenden Paper wird ein universeller Leistungsindikator für thermische Solaranlagen auf Grundlage der „Fractional Solar Consumption“ (FSC) aus dem IEA Task 26 vorgestellt. Die FSC-Methodik wird auf ein Kombi-System und ein solares TWW-System anhand von Jahressimulationen angewandt. Es werden einflussreiche System-Parameter aufgezeigt und diskutiert. Des Weiteren behandelt das Paper die Anwendungsmöglichkeit der Methodik zur Abschätzung der Leistungsfähigkeit und führt dazu den „performance factor“ ein. Anhand eines Fehler-Beispiels wird dargestellt, wie eine Leistungskontrolle mit performance factor funktioniert.

1. Einleitung

Solarthermieanlagen werden in Einfamilienhäusern grundsätzlich nur als Zusatz-Technologie eingesetzt, um ein konventionelles System zu unterstützen. Da dieses im Zweifel auch den gesamten Wärmebedarf deckt, können Funktionsstörungen der Solaranlage lange Zeit unbemerkt bleiben. Hinzu kommt, dass ohne sehr tiefe Fachkenntnisse Betreiber, Nutzer oder Installateure kaum einordnen können, ob eine thermische Solaranlage verhältnismäßig gut oder schlecht funktioniert. Bei PV-Anlagen genügen schon einfache kWh-Zähler und entsprechende Onlineportale, die die Erträge darstellen und vergleichen, um die Funktionsfähigkeit der Anlage überprüfen zu können. In der Solarthermie steht ein vergleichbares Instrument zur Leistungsbewertung nicht zur Verfügung, da aufgrund des Einflusses von Nachheizung, Regelung, Speicherung und tatsächlichem Verbrauch hier einfach zu ermittelnde Größen wie die eingespeiste solare Energie nicht aussagekräftig sind. Auch viele andere in der Solarthermie genutzte Kennzahlen wie die eingesparte konventionelle Energie (f_{sav}), solarer Nutzungsgrad o.ä. sind system-, standort- und bedarfsabhängig und lassen sich für verschiedene Anlagen nicht direkt miteinander vergleichen. Die Möglichkeit, die Funktionsfähigkeit des gesamten Wärmeversorgungssystems anhand dieser Kennzahlen und die Performance von mehrerer Anlagen untereinander zu vergleichen, ist somit nicht gegeben.

Um ein einheitlich einsetzbares und vergleichbares Maß für die Funktionsfähigkeit zu erhalten, beschäftigt sich das Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik der Univ. Kassel im Projekt „SolarCheck“ daher mit der Entwicklung eines FSC-basierten Leistungsindikators. Dieser wird automatisiert ermittelt und gibt an, welchen Ertrag die Anlage tatsächlich liefert – relativ zu einem theoretisch zu erwartenden Ertrag, der dynamisch unter Beachtung der solaren Einstrahlung und des Verbrauchs berechnet wird.

2. Zugrunde liegende Methodik

Dem zu ermittelnden Leistungsindikator liegt das FSC-Verfahren zugrunde, welches im Rahmen des IEA SHC Task 26 entwickelt wurde, um solarthermische Kombianlagen mit verschiedenen Hydrauliken und an verschiedenen Standorten in Europa zu vergleichen. Dazu wurde die „Fractional Solar Consumption“ (FSC) definiert, die den maximal möglichen Solar-Anteil am Endenergiebedarf für Trinkwarmwasser (TWW) und Raumheizung (RH) angibt [2]. Dabei wird beachtet, dass je nach

Einstrahlung (bzw. Standort) und Kollektorfläche sowie -aufstellung im Winter nur ein Bruchteil des Bedarfs solar bereitgestellt, solare Überschusswärme im Sommer dagegen nicht genutzt werden kann.

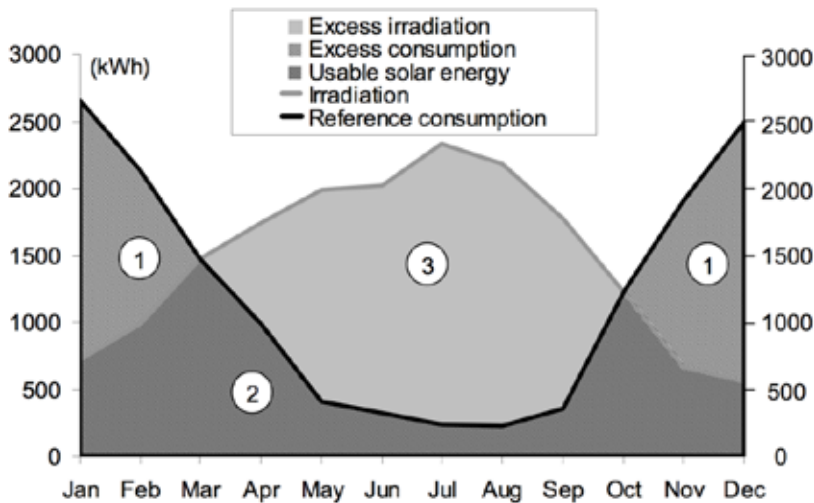


Abbildung 1: Zur Berechnung von FSC wird der Referenzwärmebedarf (schwarze Line) und die solare Einstrahlung auf die Kollektorfläche (graue Linie) benötigt. Zur Berechnung der Kennzahl wird dann der nutzbare Teil der Solarstrahlung (Bereich 2) verwendet. Somit werden überschüssige Energie (Bereich 3) oder Bedarf zu Zeiten geringer Einstrahlung berücksichtigt. Bild aus [2] S. 8

Abbildung 1 stellt die Grundlage der Berechnung von FSC dar. Um die maximal nutzbare solare Energie eines Jahres zu bestimmen, werden im FSC-Verfahren die monatlichen (i) Energiesummen miteinander verglichen.

$$Q_{sol,use} = \sum_{i=1}^{12} \min[(A_{Koll} \cdot H_{t,i}), Q_{ref,i}]$$

Als Bedarf wird hierbei der Wert eines fossilen Referenzsystems angesetzt:

$$Q_{ref} = \sum_{i=1}^{12} \frac{Q_{TWW,i} + Q_{Heating,i} + Q_{loss,i}}{\eta_{boiler,ref}}$$

FSC ergibt sich somit zu:

$$FSC = \frac{Q_{sol,use}}{Q_{ref}}$$

Der Wert des FSC ist demnach abhängig von Kollektorfläche, Standort (bzw. solarer Einstrahlung) sowie dem Referenzenergiebedarf, jedoch unabhängig vom Systemdesign o.ä. Ausgehend vom FSC-Wert lässt sich ein theoretisch erreichbarer $f_{sav,th}$ -Wert berechnen. Der Zusammenhang zwischen FSC und $f_{sav,th}$ wird über (quadratische) Korrelationen abgebildet. Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse von Jahressimulationen im Rahmen des Tasks 26. Farblich markiert sind die verschiedenen Systemvarianten, die abgebildet wurden. Jede Linie steht für eine eigenständige Anlagenhydraulik und stellenweise für die Art der fossilen Energieversorgung (Öl/Gas). Die Streuung der jeweiligen Punkte, von denen jeder eine Jahressimulation darstellt, ist gegenüber den quadratischen Regressions-Funktionen relativ gering (R^2 von 0,948 bis 0,991).

Über diese Korrelationen ist es nun möglich, ohne dynamische Systemsimulationen direkt die erwartete fossile Energieeinsparung $f_{\text{save,th}}$ zu berechnen (roter Pfeil in Abbildung 2). Hierfür muss der FSC-Wert über den Wärmebedarf (TWW + RH) und das solare Strahlungsangebot bestimmt werden. Über einen Vergleich der erwarteten und der gemessenen fossilen Energieeinsparung kann also die reale Anlagenperformance bewertet werden. Durch die die Betrachtung der Nachheizung und des Wärmebedarfs, kann ein FSC-basierter Leistungsindikator somit nicht nur den Solarkreis, sondern das gesamte Heizungssystem bewerten.

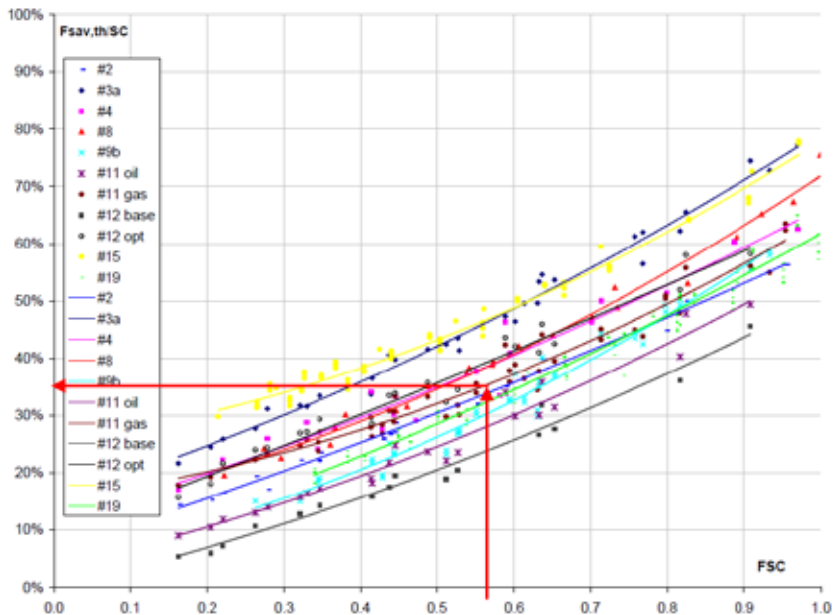


Abbildung 2: FSC-Korrelationen Task 26: Aufgetragen sind die theoretisch zu erwartenden $f_{\text{save,th}}$ -Werte über der FSC-Kennzahl, aus [2] S. 13

Zum Vergleich mit dem nachfolgenden Kombi-Systemen eignet sich System 11 am besten. Die restlichen Systeme des Tasks 26, teils mit direkt solar versorgter Fußbodenheizung, weichen zu sehr von den hier beschriebenen Systemhydrauliken ab. Der Task 26 zielte speziell auf solare Kombi-Systeme, weshalb alle der oben dargestellten Korrelationen eine solare RH-Unterstützung beinhalten. In den folgenden Abschnitten werden eigene Korrelationen unter anderem für ein System mit solarer TWW-Unterstützung (SDHW-System) erstellt.

3. Korrelationen und Einflussparameter

3.1 Solaranlage zur kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung

Um die Vorgehensweise und Methodik zunächst an einem erprobten System zu entwickeln, wurde im ersten Schritt ein Kombi-System auf Basis der Task 32¹ Hydraulik aufgebaut. Zentrales Element dieses Hydraulikschemas bildet ein Pufferspeicher, an welchen sämtliche Energiequellen und –senken angeschlossen sind (vgl. Abbildung 3). Die Solaranlage belädt den unteren Teil des Speichers

¹ Im Task 32 wurde ein einheitliches Kombisystem auf Basis der verschiedenen Systemvarianten aus dem Task 26 definiert. Genauere Informationen sind z.B. in [1] zu finden.

über einen externen Wärmeübertrager (nicht geschichtet), die TWW-Bereitstellung geschieht über eine Frischwasserstation und der fossile Kessel beheizt den Bereitschaftsteil des Speichers direkt. Die RH ist ebenfalls direkt an den Speicher angeschlossen und verfügt über eine Rücklaufbeimischung zur witterungsgeführten Einstellung der RH-Vorlauftemperatur. Im Unterschied zum System aus dem IEA Task werden keine Anschlüsse an den Speicher geschichtet eingebracht und es gibt eine TWW-Zirkulationsleitung.

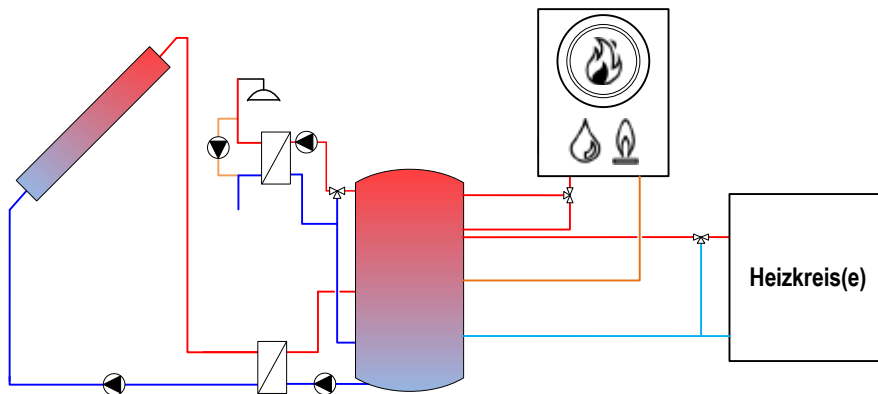


Abbildung 3: Kombi-Systemhydraulik nach Task 32

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse von ca. 3000 Simulationen für diese Systemhydraulik. Dabei wurde der Parameterraum zunächst möglichst breit gewählt, um besonders einflussreiche Größen identifizieren zu können. Variiert wurden im ersten Schritt:

- Standort: Schweden (Stockholm), Deutschland (Würzburg), Spanien (Madrid)
- Gebäudetyp: Wärmebedarf ca. 30, 60 und 100 kWh/(m²a) [für DE-Wetter], eigene Gebäude für Spanien
- Kollektorfläche: 5..50 m²
- Kollektorfeld-Neigungswinkel: 30, 45, 70 °
- Spezifischer Massenstrom im primären Solarkreis: 10..30 l/(m²h)
- Kessel-Vorlauftemperatur: 63..75 °C
- Spezifisches Volumen (je m² Kollektorfläche) des Speichers: 40..100 l/m²
- Zapfmenge und zeitliche Verteilung: 100..400 l/d, 12 h-Verschiebung
- Bereitschaftsvolumen des Speichers

Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, gibt es deutlich größere Abweichungen zu einer gemeinsamen Korrelation, als es bei den Untersuchungen des Tasks 26 der Fall war. Wenn für diesen Fall eine theoretische Energieeinsparung anhand eines gemessenen FSC-Wertes berechnet werden sollte, würde sich, wie die schwarzen Pfeile veranschaulichen, eine große Bandbreite von ca. 18 bis 30 % ergeben. Auf dieser Basis ist also noch keine verlässliche Information zur Funktionalität einer Anlage möglich.

Einige der einflussreichen variierten Parameter sind jedoch im Anlagenbetrieb oftmals bekannt. So sollte z.B. die Speichergröße relativ einfach vom Installateur angegeben werden können und die Kessel-Vorlauftemperatur ist im Betrieb sehr einfach messbar. Ebenfalls ist die Energie zur TWW-Erwärmung bekannt, da diese zur Berechnung der FSC-Kennzahl ohnehin gemessen werden muss. Werden diese Parameter fixiert, ergibt sich Abbildung 5. Wie zu sehen ist, lassen sich die übrigen Punkte nach erfolgter Filterung sehr gut über eine quadratische Kurve beschreiben. Über die Kenntnis bzw. die Messung der einflussreichen Parameter, soll später im Verfahren die Gesamtmethodik angepasst und verbessert werden, sodass für jede Systemhydraulik nur eine Korrelation zur Bewertung der Systemleistung und des –ertrags herangezogen werden muss.

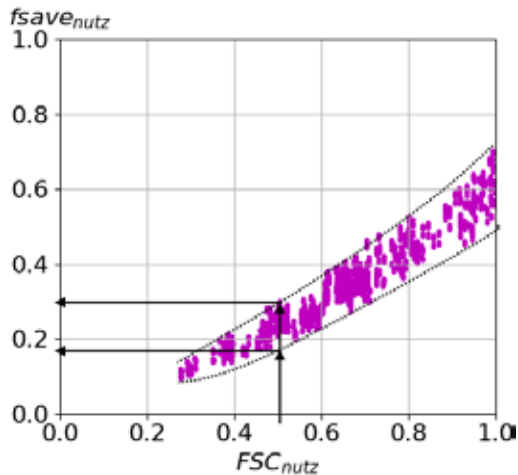


Abbildung 4: FSC-Plot für Task32 Kombi-System anhand von Jahressimulationen

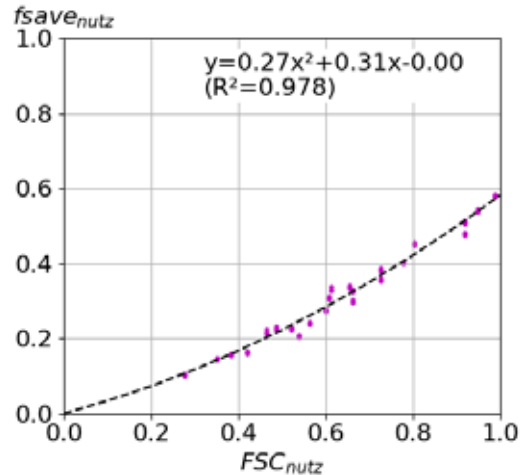


Abbildung 5: Punkte nach Filterung mit Korrelationsfunktion

Im Gegensatz zu den ursprünglichen Veröffentlichungen zu FSC (z.B. [2]) wird bei der Berechnung der verschiedenen Kennzahlen nicht ein festgelegtes Standard-Referenzsystem verwendet. Stattdessen wird die jeweilige Hydraulik als rein fossiles System mit entsprechender Anpassung z.B. der Speichergröße simuliert und für die Referenzenergien herangezogen. Außerdem wird im ersten Schritt mit Nutzenergien gerechnet. Es wird also nur betrachtet, was tatsächlich an den Speicher geliefert wird (solar oder fossil), ohne Berücksichtigung von Bereitschaftsverlusten, Nutzungsgraden o.ä. Dies führt zu etwas veränderten Verläufen der Systemkorrelationen.²

3.2 Standard Trinkwarmwassersystem

Das Forschungsprojekt SolarCheck hat zum Ziel, eine Methodik zu entwickeln, die bei möglichst vielen Solarthermieanlagen angewendet werden kann. Aus diesem Grund liegt der Fokus auf Kleinanlagen für Einfamilienhäuser. Besonders häufig werden in diesem Umfeld Solarsysteme zur Unterstützung der TWW-Erwärmung gebaut. Wie oben stehend bereits erwähnt, wurden im Task 26 ausschließlich Kombi-Systeme betrachtet, sodass hier zunächst überprüft werden muss, ob die Methodik generell anwendbar ist.

Abbildung 6 zeigt das Hydraulikschema des Trinkwarmwasser-Standardsystems (SDHW) mit innenliegenden Wärmeübertragern für Solarkreis und Kessel, Trinkwasserspeicher mit Zirku-

² Durch das fixierte Referenzsystem weisen die Original-Korrelationen aus dem Task 26 einen Schnittpunkt mit der y-Achse bei ca. 5.25 % auf.

lationsleitung und Heizkreis, der direkt vom Kessel versorgt wird. Um eine einheitliche Ausgangsbasis für alle Simulationsmodelle zu gewährleisten, wurde dieses System ebenfalls auf Basis des Task 32 Decks erstellt und angepasst.

Auch bei diesem System wurde zunächst mit knapp 3000 Simulationen ein möglichst großer Parameterraum simuliert, um Einflüsse und Sensitivitäten identifizieren und darstellen zu können. Folgende Parameter wurden hierfür variiert:

- Standort: Schweden (Stockholm), Deutschland (Würzburg), Spanien (Madrid)
- Kollektorfläche: 2..8 m²
- Kollektorfeld-Neigungswinkel: 30, 45, 60 °
- Kessel-Vorlauftemperatur: 55..75 °C
- Spezifisches Volumen (je m² Kollektorfläche) des Speichers: 35..60 l/m²
- Zapfmenge und zeitliche Verteilung: 100..400 l/d
- Bereitschaftsvolumen des Speichers: 50, 100, 150 l

Ebenfalls variiert wurde der Gebäudetyp (Wärmebedarf ca. 30, 60 und 100 kWh/(m²a) [für DE-Wetter], eigene Gebäude für Spanien). Zwar handelt es sich um ein reines TWW-System, allerdings sollten auch die Wechselwirkungen zwischen RH- und TWW-Versorgung und deren Auswirkungen auf die Performance des Gesamtsystems betrachtet werden.

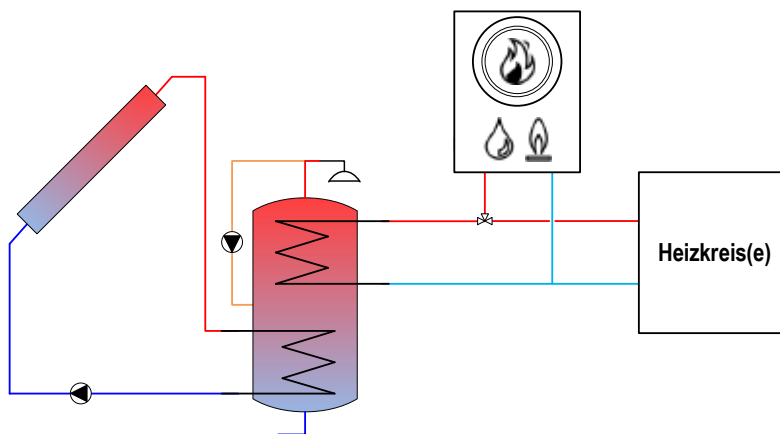


Abbildung 6: Hydraulikschema des SDHW-Systems

Wie Abbildung 7 zeigt, ist die Grundsteuerung beim TWW-System deutlich größer als bei der Kombianlage. Die einzelnen Parameter haben also einen größeren Einfluss auf die Steuerung der Punkte. Einerseits ist dies sicherlich mit dem geringeren Speichervolumen zu begründen. Der große Speicher des Kombi-Systems fängt kurzzeitige Effekte ab, indem Energie je nach Anlagengröße für einige Tage gepuffert werden kann. Andererseits ist der Energiebedarf deutlich geringer, z.B. knapp 4.000 statt 12.000 kWh/a für das EFH in DE mit 60 kWh/(m²a) und 200 l/d TWW-Verbrauch, sodass die Kennzahlen des Systems sensibler reagieren. Zur Berechnung der Kennzahlen wird in E_{ref} und f_{sav} auch jeweils nur der TWW-Bedarf als Referenzenergiebedarf angesetzt. Würde die RH mit

berücksichtigt, lägen die Punkte gesammelt nahe der Null. Ebenfalls erkennbar ist, dass die dargestellten Punkte eher zum rechten Rand mit $FSC_{nutz}=1$ wandern. Auch dies ist mit dem geringeren Energiebedarf zu begründen. Ein FSC von 1 hieße, dass die Monatssummen der auf die Kollektorfläche auftretenden Strahlung ganzjährig größer sind als die des Energiebedarf. Neben der Höhe des Wärmebedarfs ist aber auch die zeitliche Verteilung entscheidend. Werden RH und TWW-Bereitung kombiniert betrachtet, tritt der geringste Bedarf im Sommer auf, weil hier keine RH-Energie benötigt wird. Im Frühling, Herbst und Winter steigt der Bedarf in diesen Systemen, während das Strahlungsangebot abnimmt. Zwar unterliegt auch der TWW-Bedarf leichten jahreszeitlichen Schwankungen mit Minimum im Sommer, allerdings wesentlich weniger stark ausgeprägt als bei der Raumheizung. Dieses gegenläufige Verhalten führt dazu, dass die FSC-Kennzahl für Kombi-Systeme erst bei einer deutlich stärkeren Überdimensionierung in Richtung 1 tendiert, als bei SDHW-Systemen.

Wie zuvor, kann auch beim SDHW-System angenommen werden, dass einige Parameter bekannt sind bzw. andere gemessen werden können. Wenn Speichergröße und Kessel-Vorlauftemperatur bekannt sind, verbessert die Filterung nach diesen Merkmalen das sich ergebende Bild erheblich, wie Abbildung 8 verdeutlicht. Erkennbar ist auch, dass trotz des Filters noch immer eine größere Streuung vorhanden ist. In der Abbildung sind die verschiedenen Zapfprofile farblich gekennzeichnet. Wie sich zeigt, besteht bei dem SDHW-System ein wesentlich größerer Einfluss der TWW-Zapfmenge. Da diese Energie allerdings neben den Referenz-Speicherverlusten den einzigen Bedarf darstellt, ist der starke Einfluss hier zu erwarten.

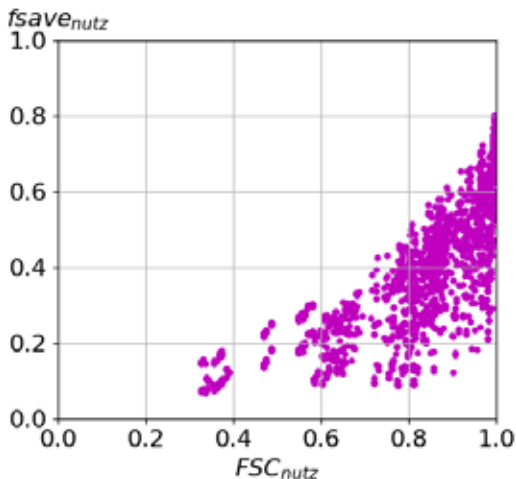


Abbildung 7: FSC-Plot für SDHW-System anhand von Jahressimulationen

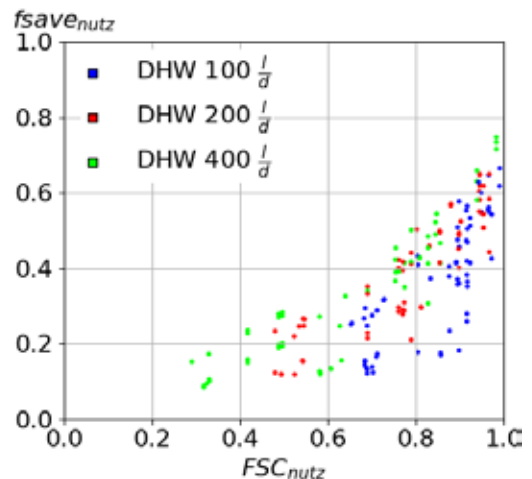


Abbildung 8: FSC-Plot mit Filterung nach Speichergröße und Kessel-Vorlauftemperatur

Natürlich muss auch beim SDHW-System der TWW-Bedarf gemessen werden, um das Verfahren anwenden zu können. Unter dieser Voraussetzung ergeben sich Korrelationen, wie in Abbildung 9 zu sehen. Auffällig ist hierbei, dass das Bestimmtheitsmaß des quadratischen Fits mit steigendem Bedarf zunimmt. Auch dieses Verhalten ist durchaus plausibel, da selbst kleine absolute Bedarfsänderungen, relativ am Gesamtbedarf große Veränderungen darstellen. Die verbliebenen Punkte, welche deutlich über oder unter den Ausgleichspolynomen liegen, müssen im weiteren Projektfortschritt noch einzeln genauer untersucht und durch eine Anpassung der Gesamtmethodik nach Möglichkeit ausgeglichen werden.

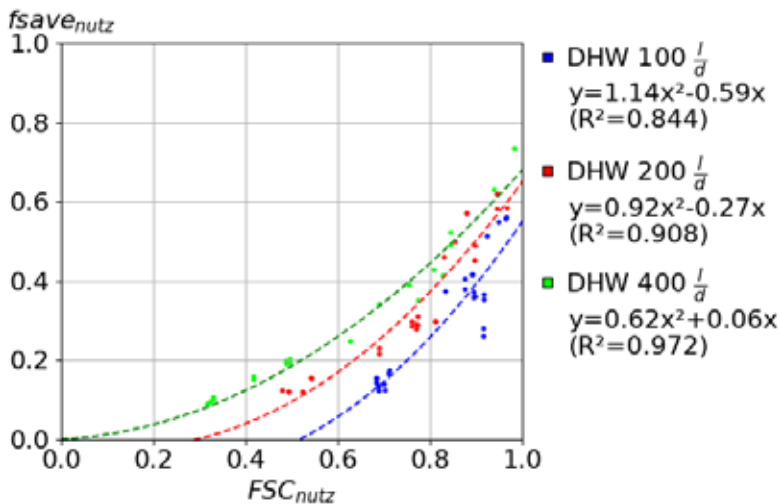


Abbildung 9: FSC-Korrelationen für SDHW-System in Abhängigkeit vom Zapfprofil (100..400 l/d)

3.3 Anwendung zur Funktionskontrolle

Wie bereits bei der zugrunde liegenden Methodik beschrieben, ist es über die FSC-Kennzahl mithilfe der Korrelationen möglich, eine theoretisch erreichbare fossile Energieeinsparung f_{save} zu ermitteln. Wird dieser Wert mit den tatsächlichen, gemessenen Einsparungen verglichen, ergibt sich direkt eine Aussage zur Anlagenperformance, die man z.B. über eine einfache Größe ausdrücken kann:

$$\text{performance factor } PF = \frac{f_{save,real}}{f_{save,FSC}} \cdot$$

Problematisch für eine fortlaufende Funktionskontrolle ist dabei, dass Messdaten für 12 Monate Betrieb vorhanden sein müssen, um die Methodik nutzen zu können. Um Fehler dennoch schon früher zu detektieren, ist ein Ansatz, den FSC-Wert nach einem Jahr Anlagenbetrieb jeden Monat neu zu berechnen und dabei jeweils die vergangenen 12 Monate zu verwenden. Um zu überprüfen, wie sensitiv die Kennzahl auf Anlagenfehler reagiert, wurden in der mehrjährige Simulationsrechnungen durchgeführt, bei denen nach vordefinierter Zeit ein Anlagenfehler auftrat.

Abbildung 10 zeigt die Reaktion des Kombisystems auf einen Pumpenausfall im Herbst. Der oberste Punkt stellt die Ausgangssituation nach einem Jahr fehlerfreien Betriebs dar. Wie zu sehen ist, entfernt sich die Anlage mit jedem weiteren Monat fehlerbehafteten Betriebs weiter von der Korrelation. Die ersten Punkte liegen dabei näher aneinander, weil die Ende Herbst bzw. Anfang Winter gering ausfallen. Die darauf folgenden Punkte liegen weiter voneinander entfernt, weil der theoretisch Anhand der Strahlung und des realen Wärmebedarfs erwartete Ertrag in diesen Monaten höher liegt.

Im FSC-Diagramm sind die Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Solarthermieanlage durch die Skalierung etwas erschwert. Abbildung 11 stellt deswegen die Reaktion des performance factors auf den Pumpenausfall dar. Hier ist ebenfalls erkennbar, dass die Reaktion in den ersten Monaten geringer ausfällt. Schon im dritten Monat liegt der PF allerdings bereits bei 90 % und fällt danach weiter stark ab. Je nach Genauigkeit der verbauten Sensorik und den von der Methodik bedingten Schwankungen im Vergleich zur Korrelation, könnte der Fehler schnell erkannt und behoben werden.

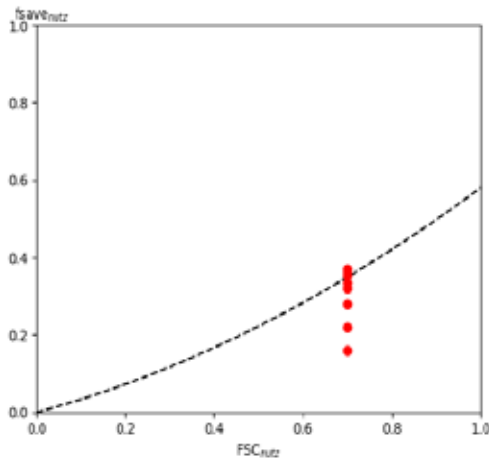


Abbildung 10: FSC-Korrelation, Auswirkungen fehlerhaften Betriebs: Pumpenausfall im Herbst

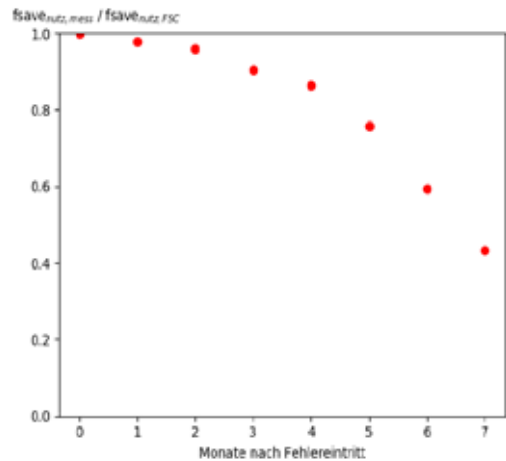


Abbildung 11: performance factor, Reaktion auf Pumpenausfall im Herbst

Der Ausfall der Pumpe im primären Solarkreis wurde als Fehler ausgesucht, weil er sich in der Simulationsumgebung TRNSYS sehr einfach abbilden lässt und weil die Auswirkungen auf die Leistungsfähigkeit der Anlage sehr groß sind. Es ging hierbei in erster Linie darum, die Reaktion des neu definierten Leistungsindikators zu zeigen. Sicherlich kann der komplette Anlagenstillstand durch Pumpenausfall algorithmenbasiert schneller detektiert werden. Ein Vorteil der FSC-PF-Methodik besteht allerdings darin, dass hierbei die Ertragseinbußen quantifiziert werden können, welche mit dem jeweiligen Fehler einhergehen.

Danksagung

Das Forschungsprojekt SolarCheck „Entwicklung eines einheitlichen Verfahrens und eines anschaulichen Indikators zur Feststellung der Funktionsfähigkeit thermischer Solaranlagen für Trinkwarmwasserbereitung und kombinierte Heizungsunterstützung, Teilprojekt: Entwicklung der FSC-basierten Funktionskontrolle thermischer Solaranlagen und von Algorithmen zur Fehlereingrenzung“ wird aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) durch den Projektträger Jülich (PTJ) unter dem Förderkennzeichen 0325870A gefördert. Wir bedanken uns für diese Unterstützung und insbesondere auch bei unseren Industriepartnern.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Heimrath, R.; Haller, M.: The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32, Report A2 of Subtask A, May 2007
- [2] Letz, T.: Validation and background information on the FSC procedure. A Report of IEA SHC Task 26 - Solar Combisystems, Dec. 2002

Nutzung solarer Prozesswärme in Gas-Druckregelanlagen

L. Wimmer, K. Vajen, B. Schmitt

Institut für Thermische Energietechnik, Universität Kassel, Kassel

Dieser Beitrag ist nur in der online-Version dieses Tagungsbandes enthalten.

Thermochrome Absorberbeschichtungen für solarthermische Kollektoren - Stand der Technik, Schichtentwicklung und Systembewertung -

Sebastian Müller¹, Arne Ditttrich¹, Rolf Reineke-Koch¹, Federico Giovannetti¹, Bernd Hafner²

¹ Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, D-31860 Emmerthal

² Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Viessmannstraße 1, D-35108 Allendorf (Eder)

Abstract

Thermochrome Absorberbeschichtungen weisen einen für langwellige Wärmestrahlung stark temperaturabhängigen Emissionsgrad auf. Im Allgemeinen beschreibt der Begriff „Thermochromie“ eine temperaturgesteuerte Änderung von optischen Eigenschaften eines Materials. Die hier untersuchten auf Vanadiumdioxid basierenden Schichtsysteme besitzen unterhalb einer gewissen Schalttemperatur (Absorbtemperatur) von $T_s \approx 68 \text{ °C}$ einen für hochselektive Beschichtungen üblichen Emissionsgrad ($\varepsilon_{20^\circ\text{C}} \approx 5 \%$), welcher sich bei höherer Absorbtemperatur auf bis zu $\varepsilon_{100^\circ\text{C}} \approx 35 \%$ erhöht. Die Strahlungswärmeverluste über die transparente Abdeckung an die Umgebung erhöhen sich dadurch signifikant, wodurch die Stagnationstemperatur um bis zu 30 K reduziert und eine Verdampfung des Wärmeträgers verhindert werden kann. Es wurden stationäre Kollektorleistungsmessungen nach ISO 9806:2013 an ersten Prototypen und industriell gefertigten Flachkollektoren durchgeführt, um die Leistungsfähigkeit des Kollektors und die „Schaltung“ der Emissivität zu bewerten. In dynamischen Systemtests nach ISO 9459-5 wurde die Systemleistung eines Trinkwarmwassersystems mit thermochromen Flachkollektoren gegen die mit Standard-Flachkollektoren verglichen. Mit einer Reduzierung des solaren Deckungsgrades um 1 Prozentpunkt und einer maximalen Erhöhung des konventionellen Nachheizenergiebedarfes von 2,5 % konnte die hohe Leistungsfähigkeit der neuartigen Beschichtung bestätigt werden. Das Stagnationsverhalten wurde hinsichtlich der Dampfreichweite und der Maximaltemperaturen im Solarkreislauf experimentell bewertet. Die Stagnationszeit konnte bei üblichen Systemüberdrücken um 60 % reduziert und die Stagnationstemperatur unter Umgebungsbedingungen auf 145 °C begrenzt werden.

1. Einleitung

Solarthermische Anlagen stellen durch ihre stetige Weiterentwicklung immer effizienter regenerativ erzeugte Wärme in Form von Trinkwarmwasser oder für die Raumheizungsunterstützung zur Verfügung. Mit der Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Kollektoren steigt nicht nur ihre Betriebstemperatur sondern auch ihre Stagnationstemperatur deutlich an. Vorwiegend in den Sommermonaten, mit hoher solarer Einstrahlung und sehr geringem Warmwasserverbrauch, gerät eine Solaranlage in Stagnation und kann bei handelsüblichen Solarkollektoren mit hochselektiven Absorbern (Absorptionsgrad $\alpha > 94 \%$, Emissionsgrad $\varepsilon \approx 5 \%$) Stagnationstemperaturen von über 200 °C erreichen. Die thermische Belastung des Kollektors, der Solaranschlussleitungen samt Dämmung und weiterer sensibler Solarkreislaufkomponenten (Solarkreislaufpumpe, Membranausdehnungsgefäß) ist enorm, weshalb temperaturbeständige Systemkomponenten verbaut werden müssen. Speziell für große solarthermische Systeme zur Raumheizungsunterstützung müssen zusätzliche Schutzeinrichtungen installiert werden, um thermische Schäden am Solarkreislauf oder die beschleunigte Degradation des Wärmeträgerfluides (vgl. [1]) vollständig auszuschließen.

Die Leistungssteigerung des Kollektors verursacht deshalb einen deutlichen Mehraufwand im Solarkreislauf, welcher sich hauptsächlich durch die Vermeidung von hohen thermischen Belastungen und der Dampfbildung reduzieren lässt. Die spezifischen Systemkosten können durch den Einsatz kostengünstigerer Materialien und geringerem Installations- und Wartungsaufwand gesenkt werden. Hierzu

untersuchte [2] detailliert das Stagnationsverhalten und charakterisierte unterschiedliche Kollektortypen anhand ihrer Dampfproduktionsleistung. Um eine Überhitzung im Kollektor vollständig zu vermeiden, wurden von [3] und [4] Schutzeinrichtungen oder Regelstrategien vorgeschlagen. Eine Begrenzung der Stagnationstemperatur in Vakuumröhrenkollektoren kann durch den Einsatz von Heatpipes erreicht werden (siehe [5] und [6]). Drain-Back-Systeme verhindern die Verdampfung der Wärmeträgerflüssigkeit durch die automatische Entleerung des Kollektors bei Pumpenstillstand, wie in [7] zusammengefasst wird. Zur Reduzierung der Stagnationsbelastungen schlug [8] thermochrome Absorberbeschichtungen vor, welche die Stagnationstemperatur in Flachkollektoren reduzieren könnten. Industriell gefertigte thermochrome Flachkollektoren wurden hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und ihres Schaltverhaltens erstmals in [9] experimentell untersucht.

2. Thermochrome Absorberbeschichtungen

Zur Reduzierung der thermischen Belastungen im Stagnationsfall werden am Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) in Kooperation mit der Fa. Viessmann Werke GmbH thermochrome Absorberbeschichtungen für solarthermische Flachkollektoren entwickelt, welche die Stagnationstemperatur drastisch reduzieren und die spezifischen Systemkosten senken können.

Allgemein beschreibt der Begriff „Thermochromie“ eine temperaturgesteuerte Änderung der optischen Eigenschaften eines Materials. Bei diesem physikalischen Effekt spielen freie Ladungsträger im Material eine zentrale Rolle. Freie Ladungsträger sind in der Lage mit einem elektrischen Feld zu interagieren. Beschrieben wurde dies von P. Drude durch das sogenannte „Drude-Modell“ [10]. Diese Wechselwirkung reagiert besonders sensitiv auf das Wechselfeld von elektromagnetischen Wellen im infraroten Spektralbereich. Wird also durch die Einwirkung einer Temperaturänderung die Anzahl der freien Ladungsträger eines Materials verändert, so kommt es gleichzeitig zu einer Änderung der optischen Eigenschaft des Materials, die beispielsweise in Form einer farblichen Veränderung für das menschliche Auge sichtbar werden kann.

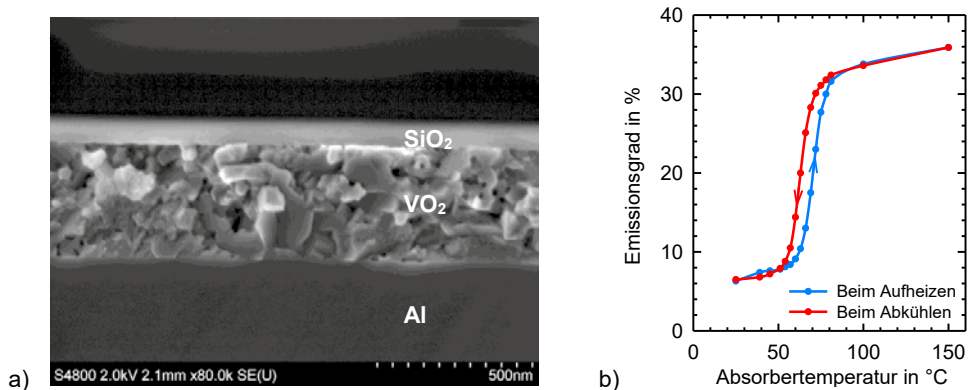


Abb. 1: REM Aufnahme des thermochromen Schichtaufbaus im Querschnitt (a) und Schaltung des temperaturabhängigen Emissionsgrades der Absorberbeschichtung (b) [14]

Materialien, die ein thermochromes Verhalten im Arbeitstemperaturbereich von Solarkollektoren zeigen, haben prinzipiell ein hohes Potential für den Einsatz als Maßnahme gegen eine Überhitzung im Kollektor und Solarkreislauf. Hierbei könnte der thermochrome Effekt einerseits genutzt werden, um den Wärmeeintrag über eine Reduzierung der solaren Absorption zu senken oder andererseits um einen kühlenden Effekt durch die Erhöhung der Emissivität im Spektralbereich der Wärmestrahlung zu erzielen.

In der Wissenschaft wurde bereits eine Vielzahl an thermochromen Materialien untersucht. Von besonderem Interesse sind hierbei Vanadiumdioxid (VO₂) oder auch Titan(III)-oxid (Ti₂O₃), die ein

Schaltverhalten der elektrischen Leitfähigkeit zwischen Raumtemperatur und etwa 150 °C aufweisen [11]. Diese Materialien bieten eine ideale Einsatzmöglichkeit als Basismaterial für eine funktionale Schicht in Solarkollektoren oder können auch als intelligentes Fenstermaterial zum Einsatz kommen (siehe [12] und [13]). Die hier verwendeten thermochromen Schichten, die aus VO₂ als funktionale Schicht bestehen, zeichnen sich durch ihren temperaturabhängigen Emissionsgrad aus. Die innovative Beschichtung weist bei normalen Betriebstemperaturen einen für handelsübliche hochselektive Absorber üblichen Emissionsgrad von $\epsilon \approx 5\%$ und gleichzeitig hohe Leistungsfähigkeit auf. Steigt die Absorbtemperatur über eine gewisse „Schalttemperatur“ T_s an, erhöht sich der Emissionsgrad auf bis zu 35 %, wodurch die Strahlungswärmeverluste an die Umgebung signifikant ansteigen.

Die thermochrome Absorberbeschichtung besteht aus einem dreiteiligen Aufbau (siehe Abb. 1.a): ein Aluminiumsubstrat, eine funktionale Schicht aus VO₂ und eine Deck- bzw. Antireflexschicht aus Siliziumdioxid (SiO₂). Die Schaltung der Emissivität ist auf einen Phasenübergang 1. Ordnung bei einer Absorbtemperatur von circa 70 °C zurückzuführen, der eine Änderung der Kristallstruktur hervorruft. Hierbei ändert sich die Bandstruktur von einem halbleitenden zu einem metallischen Zustand, wodurch die Leitfähigkeit erhöht und die Emissivität beeinflusst wird ([11]). Die Änderung des Emissionsgrades erfolgt dabei vollständig reversibel (siehe Abb. 1.b). Die Langzeitstabilität konnte mit beschleunigten Alterungstests in [14] erfolgreich nachgewiesen werden.

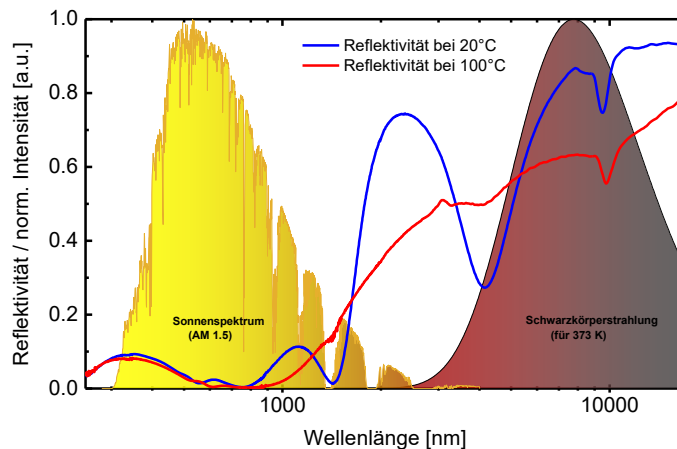


Abb. 2: Gemessener Verlauf der Reflektivität einer thermochromen Absorberbeschichtung vom solaren bis zum infraroten Spektralbereich bei 20 °C (blaue Kurve) und bei 100 °C (rote Kurve).

In Abb. 2 ist das Verhalten der Reflektivität einer thermochromen Absorberbeschichtung vom solaren bis zum infraroten Spektralbereich bei 20 °C (blaue Kurve) und bei 100 °C (rote Kurve) dargestellt. Im solaren Spektralbereich ist bei beiden Temperaturen des Absorbers eine beinahe unverändert niedrige Reflektivität zu erkennen. Hieraus resultiert eine gleichbleibend hohe solare Absorption in Abhängigkeit der Absorbtemperatur. Im Bereich der Schwarzkörperstrahlung eines idealen schwarzen Strahlers bei 100 °C ist im Gegensatz dazu eine erhebliche Änderung der Reflektivität zu beobachten. Die 20 °C warme Absorberbeschichtung zeigt in diesem Bereich eine sehr hohe Reflektivität, was zu einer sehr niedrigen Emissivität führt. Umgekehrt zeigt die 100 °C heiße Absorberbeschichtung in diesem Bereich eine deutlich reduzierte Reflektivität, die eine erhöhte Emissivität zur Folge hat. Mit dieser temperaturgesteuerten Schaltung der Emissivität kann die selbstkühlende Wirkung des Kollektors realisiert werden.

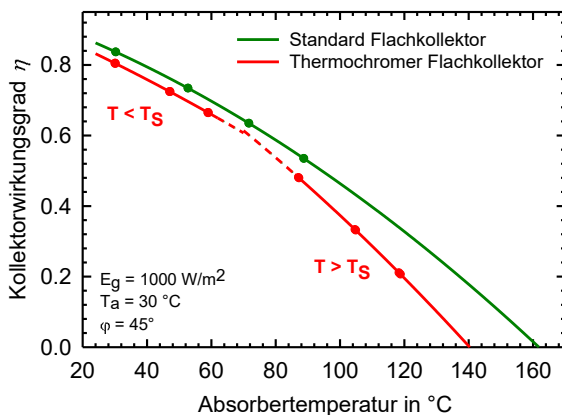
Zur Verbesserung der optischen Eigenschaften wird die Absorberbeschichtung evolutionär weiterentwickelt, um den Absorptionsgrad auf marktübliche Werte ($\alpha > 95\%$), den Emissionsgrad im geschalte-

ten Bereich auf 60 % und die Schalttemperatur auf rund 80 °C zu erhöhen. Damit ist eine weitere Angleichung der Leistungsfähigkeit des thermochromen Kollektors an den eines Standard-Flachkollektors im Normalbetrieb zu erwarten.

3. Kollektorleistungsmessungen

Auf Grundlage des beschriebenen Schichtaufbaues wurden im Laufe der Kollektorentwicklung insgesamt drei Prototypen mit unterschiedlichen Entwicklungsstufen der Absorberbeschichtung hergestellt und experimentellen Untersuchungen unterzogen. Der Beschichtungsprozess wurde dabei schrittweise in einen seriennahen Prozessablauf überführt, sodass Absorberbleche direkt vom Coil mit mehreren hundert Metern Länge durchgängig beschichtet werden konnten. In diesen grundlegenden Voruntersuchungen konnte bereits eine Reduzierung der Stagnationstemperatur um bis zu 30 K ermittelt und die Schaltung der Emissivität hinsichtlich der Kollektorleistung im geschalteten Bereich untersucht werden (vgl. [14]). Die Wirkungsgradkennlinie im nicht-geschalteten Bereich konnte als identisch mit der eines baugleichen Standard-Flachkollektors (Referenzkollektor) mit hochselektiver Beschichtung identifiziert werden.

In einem aktuellen Forschungsvorhaben wurden an seriengefertigten thermochromen Flachkollektoren Kollektorleistungsmessungen nach ISO 9806:2013 ([15]) durchgeführt. Aufgrund des Schaltverhaltens der neuartigen selektiven Beschichtung ändert der Kollektor bei übersteigen der Temperatur T_s seine Charakteristik. Die Kollektorwirkungsgradkennlinie wird daher in zwei geteilten Abschnitten dargestellt. Dabei beschreibt der erste Abschnitt den Kollektorwirkungsgrad unterhalb T_s und der zweite Bereich charakterisiert den geschalteten Zustand des Absorbers. Jeder Abschnitt besitzt seine eindeutig definierten Wirkungsgradparameter η_0 , a_1 sowie a_2 . Zur Ermittlung der Wirkungsgradkennlinie wurden jeweils drei stationäre Messpunkte pro Abschnitt bei unterschiedlichen Absorberrtemperaturen ermittelt (siehe Abb. 3).



	$\eta_{0,Ap}$	$a_{1,Ap}$	$a_{2,Ap}$
	-	$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$	$\text{Wm}^{-2}\text{K}^{-2}$
Standard-Kollektor	0,786	4,19	0,0135
$T < T_s$	0,757	4,27	0,0065
$T > T_s$	0,830	6,17	0,0103

Abb. 3: Kollektorwirkungsgradkennlinien eines industriell gefertigten thermochromen und eines Standard-Flachkollektors bezogen auf ihre Absorberrtemperatur

Die thermochrome Beschichtung weist bei Raumtemperatur einen geringfügig niedrigeren Absorptionsgrad von $\alpha_{20^\circ\text{C}} \approx 92,5 \%$ auf, weshalb sich der Konversionsfaktor im Vergleich zu einem Standard-Flachkollektor mit hochselektiver Beschichtung um rund drei Prozentpunkte unterscheidet. Die Steigung der Kennlinie im nicht-geschalteten Bereich ist vergleichbar mit der des Standard-Kollektors. Die hohe Emissivität und gesteigerten Wärmeverluste im geschalteten Bereich ($T > T_s$) reduzieren sichtlich den Kollektorwirkungsgrad und somit auch die Kollektorleistung. Der lineare Wärmeverlustkoeffizient a_1 steigt von 4,27 auf 6,17 $\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$ an. Die Stagnationstemperatur konnte auf 167 °C unter Referenzbedingungen (Einstrahlung 1000 W m^{-2} , Umgebungstemperatur 30 °C, kein Wind) begrenzt

und somit um 25 K gegenüber des Standard-Flachkollektors ($T_{\text{Stag}} = 192 \text{ }^\circ\text{C}$) reduziert werden.

Die Darstellung der Kollektorwirkungsgradkennlinie in geteilter (abschnittsweise definierter) Form repräsentiert die Charakteristik des Kollektors hinreichend genau. In Systemsimulationen (z. B. mit TRNSYS) „schalten“ die Wirkungsgradparameter unmittelbar nach dem Überschreiten der Schalttemperatur T_s auf die Werte für hohe Emissivität um. Dabei wird das Hystereseverhalten, wie in Abb. 1.b dargestellt, mit berücksichtigt. In aktuellen Solar-Keymark-Zertifikaten sind für den thermochromen Kollektor beide Kurvenabschnitte sowie eine gemittelte Wirkungsgradkennlinie hinterlegt, welche alle bei der Kollektorleistungsmessung ermittelten stationären Arbeitspunkte beinhaltet. Die Bruttowärmeerträge für mittlere Fluidtemperaturen von 25 °C und 50 °C werden mit der Kurve im nicht-geschalteten Bereich ($T < T_s$) ermittelt.

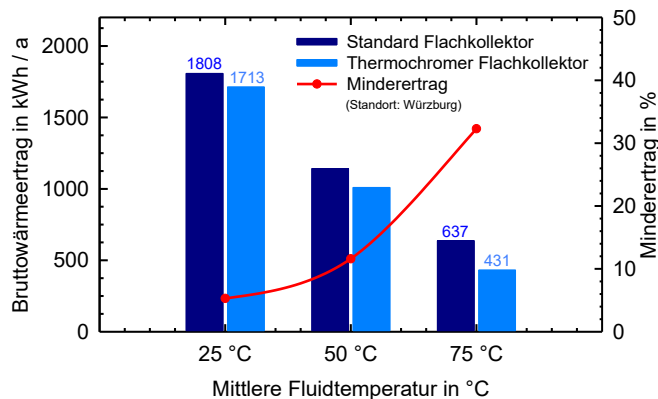


Abb. 4: Bruttowärmeerträge des thermochromen Kollektors (Typ: Vitosol 200-FM SV2F, Zert.-Nr.: 011-7S2668 F) und eines baugleichen Standard-Flachkollektors (Vitosol 200-F SV2C, 011-7S2374 F) nach Solar-Keymark-Zertifikat

Ein Vergleich zweier Kollektoren kann zusätzlich mit ihren Bruttowärmeerträgen stattfinden, welche den theoretisch maximalen Kollektorertrag angibt, sofern der Kollektor ganzjährig auf einer konstanten mittleren Fluidtemperatur betrieben wird. Für die Darstellung im Solar-Keymark-Zertifikat werden die Bruttowärmeerträge bei mittleren Fluidtemperaturen von 25 °C, 50 °C und 75 °C angegeben (siehe Abb. 4). Die Bruttowärmeerträge wurden mit den Wirkungsgradparametern der zertifizierten Kollektorprüfung errechnet und weichen leicht von den in Abb. 3 aufgetragenen ab. Im Vergleich zu einem Standard-Flachkollektor erzielt ein Kollektor mit thermochromer Absorberbeschichtung bei 25 °C mittlerer Fluidtemperatur 5 % und bei 50 °C um rund 12 % geringere Bruttowärmeerträge, was erneut auf die leicht niedrigeren optischen Eigenschaften der Beschichtung zurückzuführen ist. Bei höheren mittleren Fluidtemperaturen von 75 °C und somit bei Absorberrtemperaturen, welche sich über der Schalttemperatur befinden, verringert sich der Wärmeertrag um bis zu 32 % aufgrund der signifikant höheren Strahlungswärmeverluste.

4. Leistungsfähigkeit im System

In Voruntersuchungen wurde das Systemverhalten anhand der ermittelten Kollektorkennlinien in [14] simulativ untersucht. In TRNSYS wurde dazu ein System zur Trinkwarmwasserbereitung abgebildet, welches den in der Norm EN 12977-2 definierten Bedingungen entspricht. Das Kollektorfeld hat eine Aperturfläche von 4,64 m² und der verwendete Speicher fasst ein Volumen von 300 Liter. Um den Einfluss von unterschiedlichem Nutzerverhalten mit zu berücksichtigen, wurde der tägliche Warmwasserbedarf zwischen 50 und 200 Liter in unterschiedlichen klimatischen Bedingungen variiert. Für den Standort Potsdam konnte eine Erhöhung des konventionellen Nachheizenergiebedarfes zwischen 3 % und 10 % bei der Installation thermochromer anstatt Standard-Flachkollektoren ermittelt werden. Für

Carcassonne (Süd-Frankreich) liegt der Mehraufwand zwischen 8 % und 26 %. Wie [14] schlussfolgerte, wird die Leistungsfähigkeit thermochromer Flachkollektoren in einem Trinkwarmwassersystem nicht entscheidend durch die relativ niedrige Schalttemperatur beeinflusst, obwohl diese im normalen Betriebsbereich des Kollektors liegt.

Die Leistungsfähigkeit soll nun auch in geeigneten experimentellen Untersuchungen bewertet werden, wozu ein Trinkwarmwassersystem (TWW) mit thermochromen Kollektoren in Betrieb genommen wurde. Ein weiteres TWW-System mit Standard-Flachkollektoren der Firma Viessmann dient als Referenzanlage, welches zeitgleich mit dem identischen Messverfahren bewertet wurde (siehe Abbildung 5). Beide Solaranlagen besitzen eine Bruttokollektorfläche von je 5,02 m² und einen bivalenten TWW-Speicher mit einem Volumen von 300 Litern. Die Kollektoren sind um 38° gegen die Horizontale geneigt und in Richtung Süden ausgerichtet. Der konventionelle Nachheizenergiebedarf wird durch ein im Speicher eingetauchtes elektrisches Heizelement mit einer Nennleistung von 6 kW bereitgestellt.

4.1 Dynamischer Systemtest

Zur experimentellen Untersuchung der Leistungsfähigkeit der innovativen selektiven Absorberbeschichtung, wurde ein dynamischer Systemtest (DST) nach ISO 9459-5 (vgl. [16]) an beiden TWW-Systemen zeitgleich durchgeführt. Das DST-Verfahren beschreibt eine dynamische Kurzzeitmessmethode zur Bewertung von vorgefertigten solarthermischen Anlagen innerhalb weniger Wochen. Hierfür sind keine Einzelkomponentenprüfungen und während der Messung keine stationären Messwerte erforderlich. Um das thermische Verhalten der Anlage zu charakterisieren, wird das gesamte System in drei Testsequenzen betrieben, welche durch die Norm definiert sind. Die Solaranlage operiert dabei in allen relevanten Betriebszuständen. Zur späteren Evaluierung der Leistungsfähigkeit müssen acht äußere Systemgrößen (z. B. Globalstrahlung E_G , Speicherumgebungstemperatur T_{SU} oder Temperatur des Trinkwarmwassers T_{TWW} , siehe Abb. 5) messtechnisch erfasst werden. Da keine inneren Systemgrößen zeitlich erfasst werden müssen, wird dieses Verfahren auch als „Black Box“-Prinzip bezeichnet.

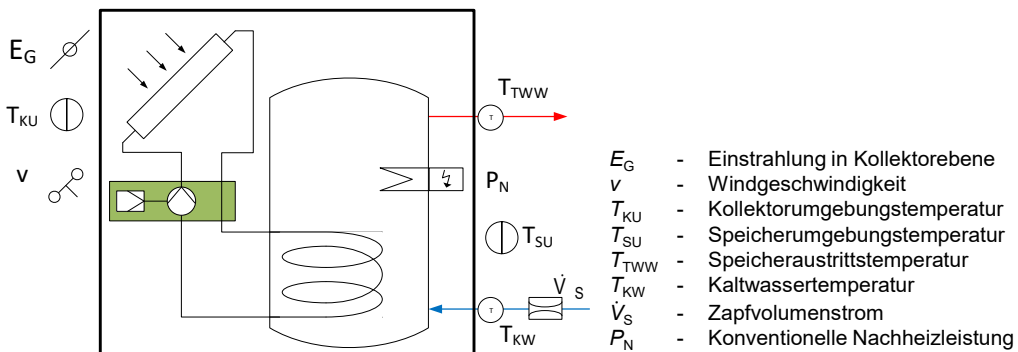


Abb. 5: Schematischer Aufbau einer vorgefertigten solarthermischen Anlage und der aufzunehmenden acht äußeren Systemgrößen für das DST-Verfahren

Mathematisch wird das Modell zur Langzeitertragsprognose durch sieben anlagenspezifische Parameter beschrieben, welche mittels der Messdaten der drei Testsequenzen durch den „Dynamic Fitting“-Algorithmus (DF) identifiziert werden müssen. Dieses Softwaretool minimiert eine Zielfunktion welche die gemessene Systemleistung der modellierten gegenüberstellt. Das physikalisch mathematische Anlagenmodell sowie die Software DF werden in [17] und [18] detailliert beschrieben.

4.2 Auswertung und Langzeitertragsprognose

Die durch DF identifizierten Anlagenparameter repräsentieren grundsätzlich eine Kombination aus mehreren physikalischen Phänomenen, Wechselwirkungen zwischen Anlagenkomponenten aber

auch für das Modell vernachlässigbare Effekte. Nach [19] ist es dennoch möglich, den sieben Anlagenparametern eine physikalische Bedeutung zuzuschreiben, welche einen direkten Bezug auf eine Anlagenkomponente haben können. Die Parameter U_s , C_s und f_{Aux} beschreiben die effektive Wärmeverlustrate, die Wärmekapazität sowie den Anteil des Nachheizvolumens am Gesamtvolumen (Bereitschaftsvolumen) des Speichers. Die effektive Kollektorfläche A_c^* und ihr effektiver Wärmeverlustkoeffizient u_c^* charakterisieren den gesamten Solarkreislauf. Die beiden Hilfsgrößen D_L sowie S_c beschreiben einen möglichen Entmischungsvorgang während einer Warmwasserzapfung bzw. die Schichtung des Speichers während des Beladevorganges.

Alle identifizierten Anlagenparameter sind in Tabelle 1 aufgetragen. Aufgrund des oben erwähnten physikalischen Bezugs können die beiden Systeme anhand ihrer Parameter gegeneinander verglichen und bewertet werden. Die effektiven Kollektorflächen A_c^* beider Systeme sind vergleichbar und unterscheiden sich um $0,1 \text{ m}^2$. Der höhere effektive Wärmeverlustkoeffizient des thermochromen Systems könnte auf die höheren Wärmeverluste im geschalteten Bereich zurückzuführen sein. Die Wärmeverlustrate des Speichers wurde vorab messtechnisch auf $2,2 \text{ W K}^{-1}$ ermittelt und entspricht nahezu dem identifizierten Parameter U_s . Die Wärmekapazität C_s leitet sich vom Speicherinhalt (300 Liter) ab und errechnet sich zu $1,25 \text{ MJ K}^{-1}$, welche durch DF sehr exakt ermittelt werden konnte. Laut Herstellerangaben beträgt das Bereitschaftsvolumen 44 % des Speichervolumens. Durch vertikale Wärmeleitung in der Speicherwandung könnte sich das effektive Bereitschaftsvolumen vergrößern und so zu den erhöhten Werten für f_{Aux} in der Parameteridentifikation führen.

Tabelle 1: Durch DF ermittelte anlagenspezifische Parameter

Parameter	A_c^* m^2	u_c^* $\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$	U_s W K^{-1}	C_s MJ K^{-1}	f_{Aux} -	D_L ¹⁾ -	S_c ²⁾ -
System mit Standard-Kollektoren	2,96 ($\pm 0,045$)	10,16 ($\pm 0,432$)	2,44 ($\pm 0,179$)	1,27 ($\pm 0,014$)	0,54 ($\pm 0,011$)	0,018 ($\pm 0,004$)	0,042 ($\pm 0,012$)
System mit thermochromen Kollektoren	2,86 ($\pm 0,058$)	10,55 ($\pm 0,522$)	2,33 ($\pm 0,180$)	1,28 ($\pm 0,014$)	0,55 ($\pm 0,012$)	0,017 ($\pm 0,004$)	0,034 ($\pm 0,015$)

¹⁾ $D_L = 0$ entspricht keiner Entmischung der Speicherschichtung während einer Warmwasserzapfung

²⁾ $S_c = 0$ entspricht einem bis zum Speicherboden eingetauchten Solarkreis-Wärmetauscher

Auf Grundlage der Systemparameter kann im Anschluss eine Langzeitprognose des solaren Ertrages oder des konventionellen Nachheizenergiebedarfes für beliebige Standorte und Umgebungsbedingungen durchgeführt werden. Für die Langzeitprognose wurden die in der Norm vordefinierten Randbedingungen herangezogen. Die Temperatur des angeforderten Trinkwarmwassers beträgt $45 \text{ }^\circ\text{C}$, die Solltemperatur der elektrischen Nachheizung $60 \text{ }^\circ\text{C}$, die Umgebungstemperatur des Speichers $15 \text{ }^\circ\text{C}$ und der Zapfvolumenstrom konstant 10 Liter pro Minute bei einer einmaligen abendlichen Zapfung von 100 % der Tageslast. Die Wetterdatensätze der vier Referenzstandorte (Athen, Davos, Stockholm, Würzburg) wurden durch aktuelle Daten aus Meteororm 7 ersetzt (vgl. [20]).

Die Leistungsfähigkeit der untersuchten TWW-Anlagen wird im Folgenden mit dem konventionellen Nachheizenergiebedarf Q_{Aux} bewertet, welcher über das elektrische Heizelement zusätzlich zum solaren Ertrag Q_{Sol} in den Speicher eingebracht werden muss, um den Trinkwarmwasserbedarf Q_{DHW} ganzjährig zu decken. Da ein erhöhter konventioneller Nachheizenergiebedarf bei der Installation thermochromer anstatt Standard-Flachkollektoren zu höheren jährlichen Betriebskosten für den Anlagenbetreiber führen würde, sollte dieser so gering wie möglich ausfallen. Für den Referenzstandort Würzburg ist die Erhöhung von Q_{Aux} stets kleiner als 2,5 % für tägliche Zapfraten zwischen 50 und 200 Litern (siehe Abbildung 6). Dies entspricht einer Steigerung um 33 kWh a^{-1} bei einer täglichen Zapfung von 200 Litern Warmwasser. Für die drei weiteren Standorte können maximale Erhöhungen von 5,1 %

(Athen), 5,6 % (Davos) und 1,7 % (Stockholm) ermittelt werden.

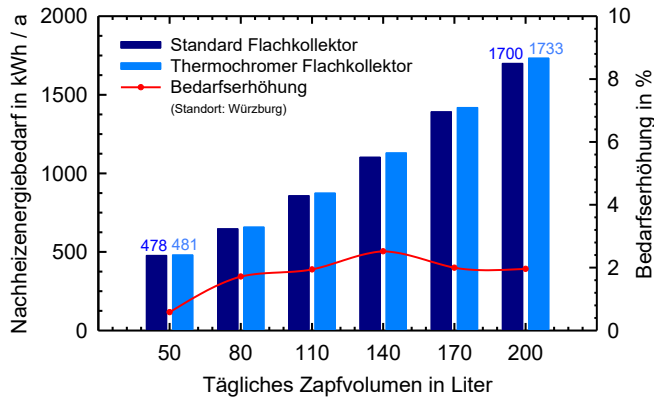


Abb. 6: Konventioneller Nachheizenergiebedarf der Systeme mit thermochromen und Standard-Flachkollektoren am Referenzstandort Würzburg

Der solare Deckungsanteil f_{sol} beschreibt den Anteil am solaren Ertrag in den TWW-Speicher bezogen auf den gesamten Trinkwarmwasserbedarf. Das Standard-System erreicht am Standort Würzburg bei täglichen Zapfraten von 110 Litern einen solaren Deckungsanteil von 47,5 %, welcher bei niedrigeren und höheren Zapfraten zunehmend sinkt. Für die Anlage mit thermochromen Kollektoren sind die solaren Deckungsanteile für tägliche Zapfraten zwischen 50 bis 600 Litern nahezu konstant 1 Prozentpunkt niedriger. Ähnliche Ergebnisse konnten für die weiteren Standorte erzielt werden. Eine detaillierte Darstellung der Leistungsfähigkeit thermochromer Flachkollektoren in einem TWW-System ist [21] zu entnehmen.

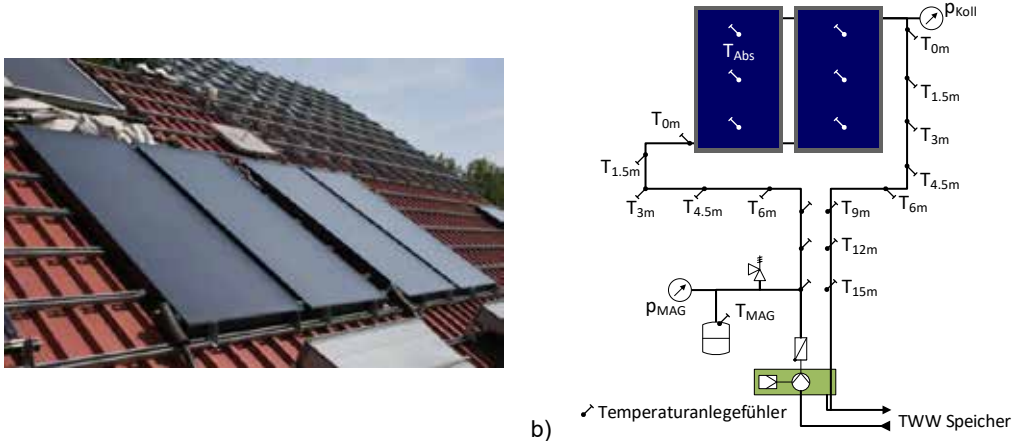
5. Stagnationsuntersuchungen

Das Stagnationsverhalten thermochromer Flachkollektoren wurde in simulativen Vorstudien in [9] detailliert untersucht. Es konnte eine jährliche Reduzierung der Stagnationsdauer (hier: Zeitspanne, in welcher die Absorbentemperatur über 120 °C beträgt) beim Einsatz der neuartigen Absorberbeschichtung von mehr als 70 % gezeigt werden. Laut der Simulationsergebnisse konnte die Stagnationstemperatur unter natürlichen Umgebungsbedingungen auf 145 °C begrenzt werden. Um die Simulationsergebnisse zu bestätigen und das Stagnationsverhalten auch experimentell zu bestimmen, wurden weitere Untersuchungen an den oben beschriebenen TWW-Anlagen durchgeführt und diese kontrolliert in Stagnation betrieben. Die Dampfausbreitung in die Solaranschlussleitungen in Folge der Verdampfung des Wärmeträgerfluides stellt ein maßgebliches Bewertungskriterium der Stagnationsbelastung dar. Diese kann hohe thermische Belastungen am Kollektor und an sensiblen Anlagekomponenten, wie dem Membranausdehnungsgefäß oder der Solarkreispumpe, hervorrufen. Eine vollständige Vermeidung der Dampfbildung durch die Erhöhung des Systemüberdruckes wird detailliert untersucht.

5.1 Experimentalanlagen

Für die Stagnationsuntersuchungen wurden erneut die beiden TWW-Anlagen mit den Spezifikationen aus Kapitel 4 herangezogen und auf dem ISFH-Testdach untersucht. Beide Anlagen sind mit einer 30 m langen Solaranschlussleitung versehen, um die Dampfausbreitung in dieser bestimmen zu können. Hierfür wurden Temperaturanlegefühler (Pt1000) direkt auf dem Edelstahlwellrohr im Abstand von 1,5 m beginnend an den beiden Kollektoranlässen angebracht. Die Temperaturbelastungen im Kollektorfeld werden über mehrere Temperatursensoren direkt auf dem Absorberblech jedes einzelnen Kollektors messtechnisch erfasst. Zusätzlich sind das Membranausdehnungsgefäß (MAG) und die Solarkreispumpe als thermisch sensible Bauteile temperaturüberwacht. Der Systemdruck wird am

Kollektoraustritt an höchster Stelle im Kollektorfeld aufgenommen, um die Stagnationsdynamik und eventuelle Druckschläge durch plötzliche Verdampfung zu untersuchen. Alle Sensoren und deren Position im Solarkreislauf sind im hydraulischen Schema in Abbildung 7.b ersichtlich.



a)

b)

Abb. 7: Untersuchte Trinkwarmwasseranlagen auf dem ISFH-Testdach (a) und hydraulisches Schalt- und Sensorikschema (b)

Die Stagnationsuntersuchungen des Jahres 2016 wurden synchron und unter identischen Umgebungsbedingungen durchgeführt, indem beide Anlagen in kontrollierten Stagnationszuständen betrieben wurden. Es konnten mehrere Stagnationsereignisse an wolkenlosen Sommertagen detektiert werden. Die Solaranlagen wurden dabei auf drei unterschiedlichen Systemüberdrücken betrieben (2,0 bar_ü, 2,2 bar_ü, 3,2 bar_ü) und zusätzlich eine sogenannte „Mittagsstagnation“ hervorgerufen, bei welcher die Solarkreispumpe gegen 12 Uhr mittags manuell deaktiviert wurde.

5.2 Auswertung repräsentativer Stagnationstage

Die höchsten Absorberrtemperaturen können auf 2/3 der Kollektorlänge gemessen werden. In Abb. 8.a sind diese Temperaturen für das thermochrome und Standard-System für unterschiedliche Systemüberdrücke dargestellt. Die Stagnationstemperatur, welche bei höchster Einstrahlung zwischen 12 und 13 Uhr erreicht wird, ist unabhängig vom gewählten Systemdruck. Aufgrund der erhöhten Wärmeverluste im geschalteten Bereich kann die Stagnationstemperatur des thermochromen Kollektors unter natürlichen Umgebungsbedingungen ($E_G = 960 \text{ W m}^{-2}$, $T_{KU} = 31 \text{ °C}$, $v = 1,9 \text{ m s}^{-1}$) auf 145 °C begrenzt werden. Dies entspricht einer Reduktion um 30 K im Vergleich zum Standard-Kollektor und bestätigt somit die bisherigen Erfahrungen.

Steigt die Absorberrtemperatur an einer Stelle im Kollektorfeld auf die Sattdampftemperatur der eingesetzten Wärmeträgerflüssigkeit (TYFOCOR LS) auf dem derzeit eingestellten Systemdruck an, beginnt die Flüssigkeit zu siedeln bzw. zu verdampfen. Die Sattdampftemperaturen für die drei untersuchten Systemüberdrücke beträgt 139 °C (2,0 bar_ü), 141 °C (2,2 bar_ü) und 150 °C (3,2 bar_ü). Mit zunehmendem Dampfvolumen im Kollektorfeld dringt dieser bis in die Solaranschlussleitungen vor. Die so entstehende Dampffront kann durch die Temperaturanlegefühler auf dem Wellrohr detektiert werden, indem die gemessene Rohrtemperatur mit der aktuellen Sattdampftemperatur verglichen wird. Die Dampfreichweite erstreckt sich somit mindestens bis zu dem Anlegefühler, bei welchem eine Temperatur größer oder gleich der Sattdampftemperatur erreicht wird. Der Beginn der Verdampfung ist mit einem enormen Anstieg der Kollektoraustrittstemperatur verbunden (siehe Abb. 8.b), da der Kollektorinhalt zunächst über die Anschlüsse leer gedrückt wird und im weiteren Verlauf sich der Dampf in die Anschlussleitung ausbreitet. Die Restflüssigkeitsmenge im Kollektorfeld verdampft während der Stagnationszeit allmählich, sodass mitunter überhitzter Dampf in die Rohrleitungen vordringen

kann. Fällt die Kollektoraustrittstemperatur unter die Sattdampf­temperatur, ist der Dampf in den Rohr­leitungen vollständig kondensiert und die Dampf­front hat sich bis in den Kollektor zurück­gezogen. Die Wiederbefüllung des Kollektorfeldes beginnt und die Anschluss­leitungen kühlen sich stetig aus.

Der Zeitraum zwischen der ersten Verdampfung und der Zeit, an welcher das gesamte System wieder vollständig dampffrei ist, wird hier als Stagnationsdauer bezeichnet. Diese reduziert sich bei einem Systemüberdruck von 2,2 bar_a von 4:34 h für das Referenzsystem auf nunmehr 1:51 h beim Einsatz thermochromer Flachkollektoren. Dies entspricht einer Verkürzung um rund 60 %. Mit 2,0 bar_a kann die Stagnationsdauer halbiert werden. Die Dampf­bildung kann mit einem Systemüberdruck von 3,2 bar_a (siehe Abb. 8.b) vollständig vermieden werden. Da sich kein Dampf in die Anschluss­leitungen ausbreitet, wird die thermische Belastung des Solarkreislaufes signifikant reduziert. Die maximalen Kollektoraus­trittstemperaturen können von 155 °C im Standard-System auf rund 100 °C begrenzt werden.

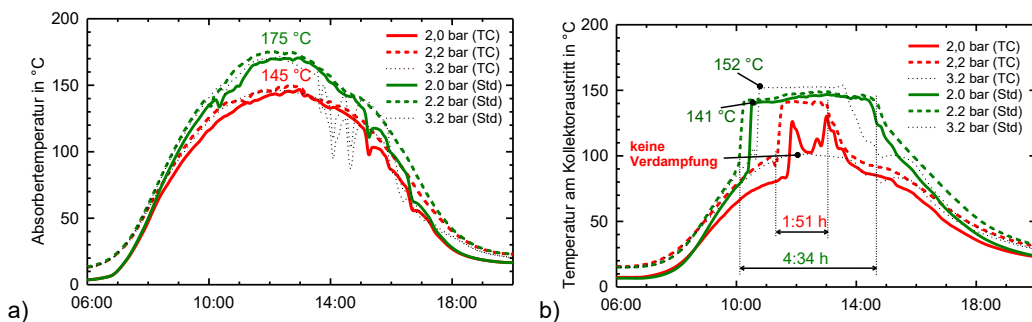


Abb. 8: Gemessene Absorb­ertem­pe­ra­tur des thermochromen (TC) und Standard- (Std) Kollektors auf 2/3 der Kollektor­länge (a) und Kollektoraus­trittstem­pe­ra­turen (b) für unter­schied­liche System­über­drücke auf Höhe des Kollektoraus­trittes

Aufgrund der unzureichenden Datengrundlage der bisherigen Stagnations­un­ter­suchungen, mit nur wenigen aussagekräftigen Stagnationsereignissen, konnte das Stagnations­ver­halten beider TWW-Anlagen noch nicht im Detail dargelegt werden. Die Messungen werden fortgeführt und das Kollektorfeld verdoppelt. Zur Untersuchung der Stagnations­dynamik sind hochfrequente Druck­mes­sun­gen geplant. Zur Bestimmung des gesamten Dampf­vo­lu­mens im Kollektor­kreis­lauf wurden beide Membranausdehnungs­ge­fä­ße kalibriert. Es genügt die Messung der Fluideintritts­tem­pe­ra­tur und des System­drucks am MAG, um das Dampf­vo­lu­men abzuschätzen. Diese Methode wurde erstmals durch [22] vorgeschlagen. Mit dem Dampf­vo­lu­men und der Abschätzung der Dampf­reich­weite über Temperatur­an­le­ge­füh­ler kann die Rest­flüs­sig­keits­menge im Kollektor­feld errechnet und dadurch das Entleerungsverhalten bewertet werden.

6. Zusammenfassung

Thermochrome Absorberbeschichtungen weisen einen stark temperaturabhängigen Emissionsgrad für langwellige Wärmestrahlung auf. Das Schichtsystem, bestehend aus Vanadiumdioxid, besitzt im Betriebsbereich derzeit einen Emissionsgrad von $\epsilon_{20^\circ\text{C}} \approx 5\%$ auf, welcher sich im geschalteten Zustand auf bis zu $\epsilon_{100^\circ\text{C}} \approx 35\%$ erhöht. Aufgrund eines niedrigeren Absorptionsgrades ist der Konversionsfaktor des thermochromen Flachkollektors um drei Prozentpunkte geringer als der eines hochselektiven Standard-Absorbers. Trotz der leicht verringerten optischen Eigenschaften der thermochromen Beschichtung konnte gezeigt werden, dass diese die eigentliche Systemleistung nicht entscheidend beeinflussen. Die Beschichtung wird in einem aktuellen Forschungsvorhaben stetig weiterentwickelt. Ziel ist die Verbesserung der optischen Eigenschaften und die Erweiterung des Betriebsbereiches. Dazu sollen der solare Absorptionsgrad auf Werte marktüblicher hochselektiver Beschichtungen ($\alpha > 95\%$), die Emissivität im geschalteten Bereich auf bis zu 60 % sowie die

Schalttemperatur T_s auf 80 °C erhöht werden. Dadurch können eine weitere Leistungssteigerung im Betriebsbereich des Kollektors und eine zusätzliche Reduzierung der Stagnationstemperatur erwartet werden.

Die Leistungsfähigkeit von solarthermischen Flachkollektoren mit thermochromer Absorberbeschichtung konnte in dynamischen Systemtests nach ISO 9459-5 experimentell bestimmt werden. Es bestätigte sich die hohe Kollektor- und Systemleistung in einer Trinkwarmwasseranlage im Vergleich zu einem System mit Standard-Kollektoren. Der konventionelle Nachheizenergiebedarf erhöht sich bei der Installation thermochromer anstatt Standard-Kollektoren um weniger als 2,5 % für tägliche Zapfraten von 50 bis 600 Litern am Referenzstandort Würzburg. Für den deutlich wärmeren Standort Athen erhöht sich der Nachheizenergiebedarf um nicht mehr als 5,1 %. Der solare Deckungsanteil der beiden Systeme unterscheidet sich mit einem Prozentpunkt nur geringfügig voneinander. Die Erhöhung des konventionellen Nachheizenergiebedarfes und der marginale Unterschied im solaren Deckungsanteil zeigen, dass die leicht niedrigeren optischen Eigenschaften der thermochromen Beschichtung die Systemleistung stärker beeinflussen, als die erhöhten Wärmeverluste im geschalteten Zustand.

Das Stagnationsverhalten wurde detailliert in einem Trinkwarmwassersystem mit thermochromen und Standard-Kollektoren untersucht. Die Stagnationstemperatur thermochromer Kollektoren konnte unter natürlichen Umgebungsbedingungen auf 145 °C begrenzt werden, was einer Reduzierung um 30 K gegenüber einem Standard-Kollektor entspricht. Die Stagnationsdauer – die Zeitspanne, in welcher sich Dampf im System befindet – konnte mit thermochromen Flachkollektoren unter üblichen Systemdrücken an mehreren repräsentativen Tagen um 60 % reduziert werden. Die vollständige Vermeidung der Dampfbildung ist mit einer leichten Erhöhung des Systemdruckes möglich, woraus sich weitere Möglichkeiten zur Senkung der Systemkosten ergeben. Es wird eine deutliche Reduzierung der Installations- und Wartungskosten oder der Einsatz kostengünstigerer (nicht temperaturbeständiger) Solarkreislaufmaterialien durch die Vermeidung der Dampfbildung und der geringeren thermischen Belastungen im Solarkreis erwartet.

7. Danksagung

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Verbundprojekt „Prozesstechnik, Qualitätssicherung und Systemlösungen für thermochrome Absorber in solarthermischen Kollektoren (ProTASK)“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 0325858 A und 0325858 B aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert. Die Arbeiten erfolgen in Kooperation mit Viessmann Werke GmbH & Co. KG.

Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

8. Literaturverzeichnis

- [1] Scheuren, J.: Reduction of Stagnation Load of Large-Scale Collector Arrays. Proceedings Eurosun 2006, International Solar Energy Society (ISES), Freiburg.
- [2] Hausner, R., Fink, C., Wagner, W., Riva, R., Hillerns, F.: Entwicklung von thermischen Solarsystemen mit unproblematischem Stagnationsverhalten. Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 9/2003, Wien (2003).
- [3] Harrison, S., Cruickshank, C. A.: A review of strategies for the control of high temperature stagnation in solar collectors and systems. Energy Procedia 30 (2012), pp. 793 – 804.
- [4] Frank, E., Mauthner, F., Fischer, S.: Overheating prevention and stagnation handling in solar process heat applications. IEA SHC Task 49, Technical Report A.1.2 (2015).
- [5] Föste, S., Schiebler, B., Giovannetti, F., Rockendorf, G., Jack, S.: Butane heat pipes for

- stagnations temperature reduction of solar thermal collectors. *Energy Procedia* 91 (2016), pp. 35 – 41.
- [6] Schiebler, B., Weiland, F., Giovannetti, F.: Experimentelle Systembewertung von Vakuumröhrenkollektoren mit Wärmerohren zur Begrenzung der Stagnationstemperatur in einer Trinkwarmwasseranlage. 27. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein (Mai 2017).
- [7] Botpaev, R., Louvet, Y., Perers, B., Furbo, S., Vajen, K.: Drainback solar thermal systems: A review. *Solar Energy* 128 (2016), pp. 41 – 60.
- [8] Brunold, S., Vogelsanger, P., Marty, H.: Beurteilung der Möglichkeiten von thermochromen Schichten als potenzielle Überhitzungsschutzmaßnahmen für solarthermische Kollektoren. Institut für Solartechnik SPF, Rapperswil (2007).
- [9] Föste, S., Pazidis, A., Reineke-Koch, R., Hafner, B., Merics, D., Delord, C.: Flat plate collectors with thermochromic absorber coatings to reduce loads during stagnation. *Energy Procedia* 91 (2016), pp. 42 – 48.
- [10] Drude, P.: Zur Elektronentheorie der Metalle, *Annalen der Physik* 306 (3) (1900), pp. 566-613.
- [11] Morin, F. J.: Oxides which show a metal-to-insulator transition at the Néel temperature, *Phys. Rev. Letter* 3, 34, (1959).
- [12] Marty, H., Brunold, S., Vogelsanger, P.: Überhitzungsschutz mit thermochromen Solarabsorberschichten, Tagungsband 18. Symposium „Thermische Solarenergie“, Bad Staffelstein, Deutschland, 23. –25. April 2008, herausgegeben von OTTI e.V., Regensburg, 2008, pp. 80–85.
- [13] Granqvist, C. G.: *Appl. Phys. A* 52 (1991), pp. 83-93.
- [14] Pazidis, A., Föste, S., Reineke-Koch, S., Hafner, B., Merics, D.: Entwicklung eines Absorbers für thermische Solarkollektoren mit Stagnationstemperaturen unter 140 °C und hoher Effizienz. Abschlussbericht zum Vorhaben „TASK“, FKZ 0325988A und B, Hameln / Allendorf (Eder) (September 2015).
- [15] ISO 9806: Solar energy – Solar thermal collectors – Test methods. Beuth Verlag, Berlin (2013).
- [16] ISO 9459-5: System performance characterization by means of whole-system tests and computer simulation. Beuth Verlag, Berlin (2007).
- [17] Visser, H., Pauschinger, T.: Dynamic Testing of Active Solar Heating Systems. IEA SHC Task 14, Final report (1997).
- [18] Spirkl, W.: Dynamic System Testing Program Manual Version 2.7. InSitu Scientific Software, Germering (1997).
- [19] Spirkl, W., Muschaweck, J.: General model for testing solar domestic hot water systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 28, pp. 93 – 102, North-Holland (1992).
- [20] *Meteonorm 7: Handbook, Parts I and II.* Bern, www.meteotest.com (2012).
- [21] Müller, S., Reineke-Koch, R., Giovannetti, F., Hafner, B.: Experimentelle Systembewertung von thermochromen Flachkollektoren zur Begrenzung der Stagnationstemperatur in einer Trinkwarmwasseranlage. 27. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein (Mai 2017).
- [22] Scheuren, J.: Untersuchung zum Stagnationsverhalten solarthermischer Kollektorfelder. Kassel University Press (2008).

Regelungsentwicklung mit MATLAB/Simulink in Verbindung mit SiL und HiL auf Basis von Open-Source-Hardware

M.Eng. Andre Klingenschmidt, B.Sc. Robin Peuker
RESOL - Elektronische Regelungen GmbH
Heiskampstr. 10, 45527 Hattingen

Tel.: 02324 9648 0, Mail: andre.klingenschmidt@resol.de, robin.peuker@resol.de

Abstract

Der Beitrag liefert die grundsätzlichen Ansätze für die Implementierung von Software- sowie Hardware-in-the-Loop-Schnittstellen auf Open-Source-Hardware in Verbindung mit MATLAB/Simulink. Dabei werden sowohl die konkrete programmertechnische Umsetzung als auch die zu beachtenden Randbedingungen diskutiert. Anwendungshinweise und -szenarien werden vorgestellt und um konkrete Beispiele und Ergebnisse aus der industriellen Praxis ergänzt. Techniken wie SiL und HiL sind keine realitätsferne Theorie, vielmehr sind sie in der Lage den Entwicklungsbetrieb zu professionalisieren, was sich aufgrund der erzielbaren Zeitersparnis insbesondere auch für kleinere Unternehmen lohnt.

Software in the Loop

Software in the Loop (SiL) beschreibt im Rahmen des Rapid-Control-Prototyping (RCP) einen Aufbau, in welchem die Regelungssoftware auf dem Entwicklungsrechner anstatt auf der Zielhardware ausgeführt, jedoch trotzdem der reale Prozess geregelt wird. Dadurch werden Entwicklungs- sowie Debugzeit verkürzt und gleichzeitig die Qualität erhöht, da die Entwicklungsumgebung mehr Möglichkeiten für Diagnose und Optimierung bereithält. Um die bidirektionale Kommunikation, die für den Austausch von Sensor- und Aktorinformationen zwischen Entwicklungsrechner und Prozess nötig ist, herzustellen, ist eine Hardwareschnittstelle erforderlich [1]. Open-Source-Hardware wie Arduino, RaspberryPi o. ä. eignet sich durch die einfache Programmierbarkeit, hohe Flexibilität, Verfügbarkeit zahlreicher Erweiterungsplatinen (Shields) und geringe Beschaffungskosten sehr gut für diese Aufgabe. Die SiL-Schnittstelle muss zu Folgendem in der Lage sein:

- Erfassen der Messwerte der Anlagensensoren
- Beeinflussung/Ansteuerung der Anlagenaktoren
- Kommunikation mit dem Entwicklungsrechner
- Abarbeitung in ausreichend kurzer Zykluszeit



Abbildung 1: RESOLino Pt1000-Shield

Listing 1: TCP-Server in C++ auf Arduino

```

1 #include <Ethernet2.h>
2
3 int Port = 2222;
4 byte mac[] = {0x00,0x00,0x00,0x00,0x00,0x00};
5
6 EthernetServer tcpServer(Port);
7
8 void setup() {
9     Serial.begin(115200);
10
11     Ethernet.begin(mac);
12     tcpServer.begin();
13
14     Serial.println(Ethernet.localIP());
15 }
    
```

Die soeben aufgeführten Punkte werden folgend entsprechend am Beispiel eines Arduino Unos als SiL-Schnittstelle und MATLAB/Simulink als Entwicklungsumgebung besprochen. Sensorsignale wie Spannungen, Frequenzen und Impulse können oft direkt oder mit einfachen Vorschaltungen (Pull-Up/Down, Spannungsteiler etc.) mit einem Arduino gemessen werden. Stromsignale oder Widerstandstemperatursensoren erfordern etwas umfangreichere Schaltungen. Hierfür sind jedoch bereits fertige Shields verfügbar, die einen direkten Anschluss dieser Signalarten ermöglichen. So z. B. das RESOLi-no Pt1000-Shield in Abbildung 1, welches zur Messung elektrischer Widerstände geeignet ist. Für die Ausgabe von Aktorwerten stehen auf dem Arduino digitale Ports zur Verfügung mit denen Relais geschaltet und Frequenz- oder PWM-Signale erzeugt werden können. Serielle Ein- und Ausgänge lassen sich bei Implementierung der nötigen Kommunikationsprotokolle durch die Verfügbarkeit von Soft- und Hardware-Serial ebenfalls flexibel einbinden. So lässt sich beispielhaft auf einem Arduino Uno mit aufgesetztem Ethernet-Shield durch den in

Systeme mit eigenem Betriebssystem, wie z. B. ein RaspberryPi, besitzen keine Echtzeitfähigkeit, können also nicht garantieren, dass Prozesse immer gleich lang dauern oder Ereignisse zu einem bestimmten Zeitpunkt auftreten. Reine Mikroprozessoren ohne Betriebssystem sind bei entsprechender Programmierung echtzeitfähig. Es muss im Einzelfall entschieden werden, inwiefern die Echtzeitfähigkeit relevant ist. Die im Hause RESOL bearbeiteten Systeme weisen oft schnelle Systemdynamiken auf und erfordern entsprechend kurze Zykluszeiten bei Messung und Regelung. Um diese zu garantieren werden als Hardware-schnittstellen in der Regel Arduinos verwendet.

Listing 2: TCP-Client in Level-2 MATLAB S-Funktion

```

1 global clientSiL;
2 if isempty(clientSiL)
3     clientSiL = tcpclient(IP, 2222);
4 end
    
```

Listing 3: SiL-Kommunikation Client-Seite in Level-2 MATLAB S-Funktion

```

1 if answerReceived
2     cmd = sprintf('SET,%d,%d,%d,%d', ...
3                 u(1), u(2), u(3), u(4));
4     write(clientSiL, uint8(cmd));
5     answerReceived = 0;
6 end
7
8 Bytes = 0;
9 timeout = 0; tic;
10 while Bytes == 0 && timeout < 0.015
11     Bytes = get(clientSiL, 'BytesAvailable');
12     timeout = toc;
13 end
14
15 if Bytes > 0
16     answer = char(read(clientSiL));
17     answer_parts = strsplit(answer, ',');
18     answerReceived = 1;
19 end
    
```

Listing 1 gezeigten kurzen Codeabschnitt ein TCP-Server erzeugen. Wird die IP-Adresse über DHCP zugeteilt, müssen lediglich MAC-Adresse und Portnummer definiert werden. Die erhaltene IP-Adresse kann über den seriellen Monitor ausgegeben werden. In der Entwicklungsumgebung ist nun die Implementierung der Gegenstelle erforderlich. Bei Verwendung von Simulink eignet sich hierfür eine Level-2 MATLAB S-Function. Seit der Version 2014b beinhaltet MATLAB standardmäßig sowohl TCP-Client als auch -Server. Es ist also keine zusätzliche Toolbox notwendig. Listing 2 zeigt die Erzeugung des TCP-Clients mit bekannter Portnummer und IP-Adresse. Der Client wird global angelegt, um in allen Subfunktionen Zugriff zu gewähren. So kann beispielsweise bei Aufruf des Terminate-Callbacks noch ein letzter Steuerbefehl gesendet werden, der die Anlage in einen sicheren Zustand versetzt.

In Listing 3 ist der Kommunikationsablauf auf Client-Seite (Simulink) innerhalb des Output-Callbacks der S-Function dargestellt. Die persistente Variable *answerReceived* blockiert das Senden eines neuen Stellbefehls, bis die Antwort auf den letzten Stellbefehl eingetroffen ist. Die Antwort enthält die aktuellen Sensorwerte. Während eines Callback-Aufrufs wird maximal 15 ms auf eine Antwort gewartet, um eine zu lange Blockierung des Programmablaufs zu vermeiden.

Listing 4: SiL-Kommunikation Server-Seite in C++ auf Arduino

```

1  int byteRead = 0;
2  char buffer[256];
3  EthernetClient tcpClient;
4
5  // Stellbefehl lesen
6  tcpClient = tcpServer.available();
7  if (tcpClient) {
8    clientConnected = true;
9    byteRead = tcpClient.available();
10   tcpClient.readBytes(buffer, byteRead);
11  }
12 // Zerlegung von buffer mit strtok()
13 ...
14 // Messwerte senden
15 printf(buffer, "DATA,%d,%d,%d",
16         data[0], data[1], data[2]);
17 tcpClient.print(buffer);

```

Auf dem Arduino werden permanent die folgenden Schritte im loop-Teil des Programms abgearbeitet:

- Einlesen der Messdaten
- Einlesen der Daten von einem TCP-Client, wenn verfügbar
- Senden der aktuellen Messdaten an den TCP-Client
- Setzen der Aktorwerte

Wenn ein TCP-Client verfügbar ist, so werden die von ihm gesendeten Daten wie in Listing 4 dargestellt in einen Puffer gelesen. Dieses char-Array kann dann ebenfalls an einem definierten Trennzeichen zerlegt und die Bestandteile (i. e. die Aktorwerte) verarbeitet werden. Die Zerlegung des char-Arrays ist in C/C++ nicht so elegant möglich wie in MATLAB, mit *strtok(buffer, ",")* steht aber auch hier eine gut dokumentierte Variante zur Verfügung. Anschließend werden als Antwort auf den Stellbefehl die aktuellen Messwerte versendet.

Abbildung 2 zeigt das SiL-Blockschaltbild in Simulink. Die SiL-S-Function nimmt die Aktorwerte der Regelung entgegen, sendet sie an die SiL-Schnittstelle, bekommt als Antwort die aktuellen Sensorwerte vom Prozess und gibt diese zur Verarbeitung in der Regelung und zur Diagnose zurück. Um zum einen algebraische Schleifen zu vermeiden und zum anderen möglichst dieselbe Abtastrate wie auf der Zielhardware zu erhalten, sind den Ausgängen der SiL-S-Function Rate-Transition- und Zero-Order-Hold-Blöcke mit der gewünschten Samplerate nachgeschaltet.

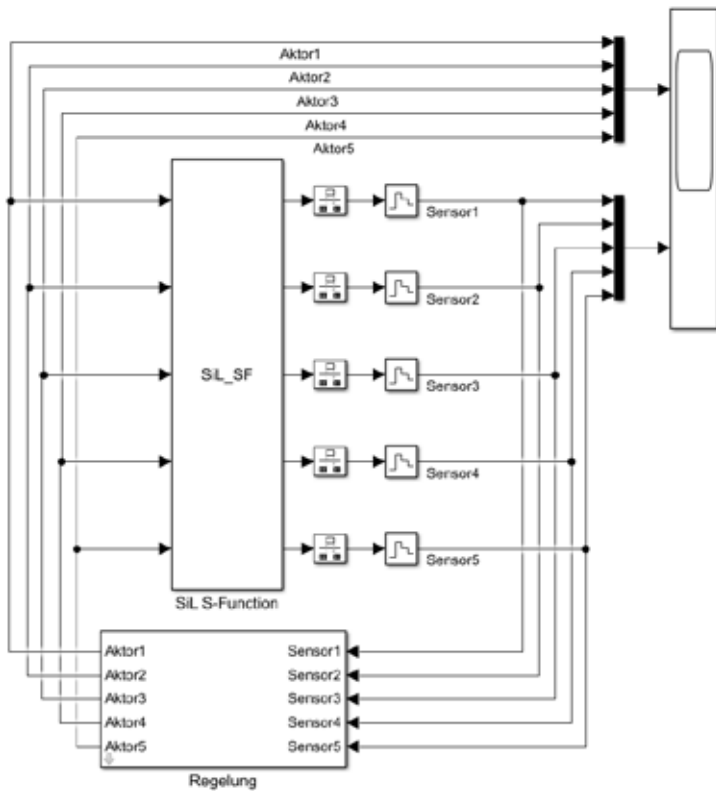


Abbildung 2: SiL-Blockschaltbild in Simulink

Die Sampletimes bzw. Zykluszeiten des SiL-Konstrukts sind eine Kernangelegenheit. Im Normalfall sollten die Abtast- respektive Abfrageraten der Sensorik und der Aufruftakt des Regelalgorithmus den Zeiten entsprechen, die später auf der Zielhardware erreicht werden. Eine Diskrepanz an dieser Stelle kann eine Fehlerquelle bei der Portierung von der Entwicklungs- zur Zielhardware darstellen. Zur Untersuchung von Vor- und Nachteilen kürzerer oder längerer Abtastzeiten ist eine Abweichung jedoch zulässig.

Die in Simulink einstellbare Berechnungsschrittweite hat keinen Bezug zur real ablaufenden Zeit. Die Blöcke müssen jedoch in den festgelegten Zeitabständen aufgerufen werden. Dazu muss die Berechnungsschrittweite kleiner oder gleich den angestrebten Zykluszeiten (i. e. Block-Sampletimes) gewählt werden. Um die absolute Korrektheit der Zeitstempel zu gewährleisten, muss dafür gesorgt werden, dass die Simulationszeit gleich der Realzeit ist. Sollte die Simulationszeit langsamer voranschreiten als die Realzeit, wird das in der Regel durch zu häufig aktualisierte Scopes oder tatsächlich durch eine zu geringe Performance des Entwicklungsrechners verursacht. Ersteres lässt sich durch geringere Scope-Samplerates oder durch Schließen der Scopes während der Simulation beheben.

Optimalerweise läuft die Simulationszeit also etwas schneller als die Realzeit, was letztlich ein Indikator für die Performancesreserve des Entwicklungssystems ist. Um hier nun die Gleichheit zwischen Simulations- und Realzeit herzustellen, kann in der SiL-S-Funktion eine Realzeitbremse implementiert werden. Wie in Listing 5 gezeigt, wird zunächst die Differenz zwischen der aktuellen Simulationszeit und der tatsächlich vergangenen Zeit

Listing 5: Realzeitbremse in Level-2 MATLAB S-Funktion

```

1 //Start-Callback
2 global startTime;
3 startTime = tic;
4 ...
5 //Output-Callback
6 global startTime;
7 realTdiff = (block.CurrentTime - toc(startTime));
8 if realTdiff > 0
9     java.lang.Thread.sleep(realTdiff * 1000);
10 end

```

seit Simulationsstart ermittelt. Ist die Simulationszeit bereits weiter vorangeschritten, so wird mittels einer Java-Funktion die Simulation für die Dauer der Differenz angehalten. Die Java-Funktion ist ohne Weiteres direkt zugänglich und eignet sich an dieser Stelle besser als die MATLAB-Funktion *pause()*, da Letztere eine schlechtere und zudem systemabhängige Genauigkeit aufweist, insbesondere bei kurzen Pausenzeiten von wenigen Millisekunden [2]. Ungeachtet der beschriebenen Maßnahmen kann die Korrektheit der Zeitstempel nicht garantiert werden, da das Betriebssystem im Normalfall nicht echtzeitfähig ist und somit Schwankungen nicht vollständig beseitigt werden können. Um hier eine höhere Genauigkeit zu erreichen, kann alternativ die Realzeit ebenfalls als Vektor zusammen mit den Datenreihen gespeichert und im Anschluss an die Simulation zur Darstellung und Auswertung verwendet werden.

Hardware in the Loop

Hardware in the Loop (HiL) beschreibt im Rahmen des RCP die Anbindung der Zielhardware an eine Prozesssimulation statt an die reale Anlage. Um dies zu erreichen, muss ähnlich wie bei SiL eine Schnittstelle geschaffen werden, welche die von der auf dem Entwicklungsrechner ausgeführten Simulation produzierten Sensorwerte so emuliert, dass sie über die vorgesehenen realen Sensoreingänge der Zielhardware erfasst werden können. Zeitgleich müssen die von der Zielhardware erzeugten Aktorsignale von der Schnittstelle aufgenommen und der Simulation zugeführt werden. Mit diesem Konstrukt sind Validierungen der Portierung von der Entwicklung zur Zielhardware sowie reproduzierbare Testszenarien und Regressionstests durchführbar [1]. Anstatt einer Live-Simulation können auch aufgezeichnete Messwerte als Datenquelle dienen. Die HiL-Schnittstelle muss zu folgendem in der Lage sein:

- Erfassen der Aktorwerte der Testhardware
- Emulieren der Anlagensensoren mit Werten aus der Simulation
- Kommunikation mit dem Entwicklungsrechner
- Abarbeitung in ausreichend kurzer Zykluszeit

Die HiL-Schnittstelle kann als Spiegelbild der SiL-Schnittstelle verstanden werden. Während bei SiL die Sensorwerte der realen Anlage gemessen werden müssen, werden diese bei HiL emuliert. Entsprechendes gilt

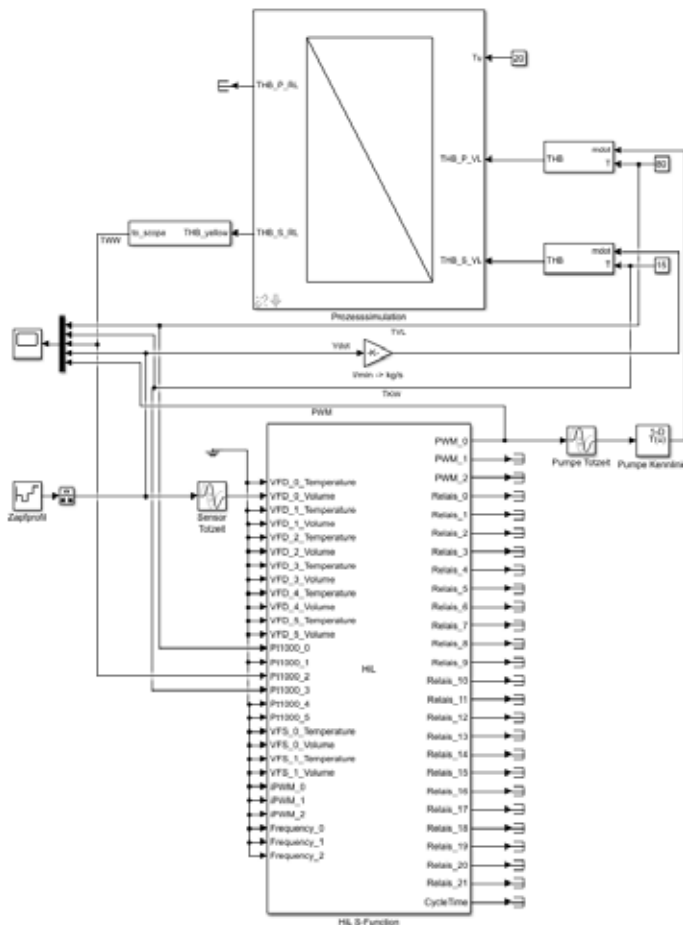


Abbildung 3: HiL-Blockschaltbild in Simulink

für die Aktorseite. Als Schnittstellenhardware eignen sich besonders Arduinos oder ähnliche Mikrocontroller. RaspberryPi und andere Einplatinenrechner mit Betriebssystem sind aufgrund des fehlenden Echtzeitbetriebssystems weniger gut geeignet.

Je nach Sensortyp können etwas unübliche Schaltungen zur Emulation nötig sein. Ein Widerstandstemperatursensor ließe sich beispielsweise über eine ansteuerbare Widerstandskaskade emulieren. Viele Sensoren arbeiten jedoch mit Frequenz- und Spannungssignalen oder über serielle Schnittstellen, welche sich wiederum auch auf einem Arduino unkompliziert implementieren lassen. Bei digitalen Sensoren oder Aktoren, die ein zeitkritisches Protokoll verwenden, kann es sinnvoll sein, Zusatzplatinen zu verwenden (ebenfalls Arduino o. ä.), die seriell an die Schnittstelle angebunden sind und diese Aufgaben erledigen. Die Geschwindigkeit von Sensoremulation, Aktorerfassung und der Kommunikation mit dem Entwicklungsrechner muss auf die Arbeitsgeschwindigkeit (Mess- und Regelungszyklus) der Testhardware abgestimmt sein. Das Nyquist-Theorem ist folglich zu be-

achten. Die Kommunikationsimplementierung kann genau so erfolgen wie bei SiL. Die HiL-S-Function in MATLAB versendet nun allerdings die Sensorwerte aus der laufenden Simulation an die HiL-Schnittstelle und nimmt als Antwort die von der Testhardware erzeugten Aktorwerte entgegen.

Wichtig ist die Zeitabstimmung zwischen der Prozesssimulation in MATLAB/Simulink und der Zielhardware. Die einfachste Lösung ist auch hier das Ausbremsen der Simulation auf Realzeit mit der in Listing 5 dargestellten Funktion. Denkbar wäre jedoch auch die Synchronisation beider Seiten auf eine andere Zeitbasis. Das kann nützlich sein, wenn ein Test schneller ablaufen soll als die Realzeit oder falls die Simulation langsamer abläuft als die Realzeit. Eine solche Abstimmung und Synchronisation müsste allerdings an mehreren Stellen gleichzeitig stattfinden und gestaltet sich daher deutlich schwieriger. In jedem Fall ist bei der Bewertung der Synchronisation darauf zu achten, dass die gesamte Prozesskette beachtet wird, also beispielsweise auch die Dauer der Sensoremulation. Abbildung 3 zeigt eine beispielhafte Implementierung in Simulink. Die Aktorwerte aus der Testhardware werden von der HiL-S-Function in das Prozessmodell geführt. Das Modell wird berechnet und gibt die Sensorwerte an die HiL-S-Function zurück. Aktor- und Sensoreigenschaften wie Totzeit, Trägheit oder Sättigung sollten ebenfalls modelliert werden. Die Auswahl des ODE-Solvers und der Berechnungsschrittweite müssen sich primär nach den Modellanforderungen richten.

Es existieren unterschiedliche Anwendungsarten für einen HiL-Test, die in den verschiedenen Entwicklungsstadien Verwendung finden:

- **Manuelle Bedienung:** Durch manuelle Einstellung der zu emulierenden Sensorwerte können beliebige Szenarien erzeugt werden. Diese Form der Bedienung ist im frühen Entwicklungsstadium zur Funktionsprüfung der Zielhardware oder auch später für Schnelltests sinnvoll. Rückkopplungsprozesse sollten auf diese Art nicht getestet werden.
- **Daten aus Simulation:** Wie bei SiL wird die HiL-Schnittstelle in eine Prozesssimulation, beispielsweise in MATLAB/Simulink eingebunden. Dafür muss natürlich ein entsprechendes Prozessmodell vorhanden sein. Diese Art der HiL-Nutzung eignet sich, um die fertiggestellte Zielhardware mit der vom Entwicklungsrechner portierten Regelungssoftware zu testen.
- **Daten aus Aufzeichnung:** Anstatt einer Simulation können auch aufgezeichnete Messdaten als Quelle für die zu emulierenden Sensorwerte dienen. Die Messdaten können von einem SiL-Test, aus dem Labor oder von einer Feldanlage stammen. Die Aktorwerte der Testhardware können hier die Sensorwerte nicht mehr beeinflussen. Es kann jedoch ein Abgleich der erzeugten Aktorwerte mit den Aktorwerte aus den Messdaten erfolgen. Hiermit sind reproduzierbare Tests möglich, die beispielsweise bei Fehlersuche oder Regressionstests neuer Softwareversionen nützlich sind. Je nach Zeitauflösung der Messdaten ist evtl. eine Interpolation notwendig.

Anwendung

Die Anwendungsbereiche der vorgestellten Techniken gestalten sich äußerst vielfältig. An erster Stelle steht natürlich das Prototyping und die allgemeine Regelungsentwicklung, welche die konsequente Anwendung von SiL und HiL deutlich beschleunigt und in ihrer Qualität und Robustheit verbessert wird. Algorithmusänderungen können sofort am realen Prozess erprobt und Messdaten zur Modellerstellung einfach gesammelt werden. Die Diagnose von fehlerhaftem Verhalten ist mit maximalem Informationsgewinn möglich.

Das Verhalten der Zielhardware kann gegen das Verhalten der Entwicklungshardware geprüft und Abweichungen schnell aufgedeckt werden. Die gewonnene Zeit kann in Produktverbesserungen, Neuentwicklungen sowie in die Erhöhung der Testdichte investiert werden. Mit SiL und HiL können geloggte Feldmessdaten, die einen Fehlerfall repräsentieren, direkt verwendet werden, um diesen innerhalb der Entwicklungsumgebung zu reproduzieren. Fehleridentifikation und -lösung werden beschleunigt und professionalisiert. Insbesondere eignet sich HiL für Release-Tests. Hier können reale Messdaten, die einst zu einem Fehler geführt haben automatisiert jeder neuen Softwareversion vorgesetzt werden. Damit kann gewährleistet werden, dass erfolgte Änderungen keine Seiteneffekte verursachen, die bereits gelöste Probleme wiederherstellen.

Außerhalb des Entwicklungsbetriebs dient vornehmlich SiL dem schnellen Testdesign zur Klärung offener Fragen aus den Bereichen der Vorentwicklung oder aus Innovationsprozessen. Beispielhaft seien hier die Qualifizierung neuer Sensorik, die Reaktionszeitmessung neuer Aktorik oder Machbarkeitsprüfungen auf Basis von Kundenanfragen oder neuer Produktideen genannt. Mit einer flexiblen SiL-Implementierung kann hier einfach und schnell ein Testaufbau erfolgen. Die Auswertung und Bearbeitung der gewonnenen Daten mithilfe von Tools wie MATLAB erlauben belastbare und wiederholbare Aussagen. Datenfilterung und -aufbereitung sowie die Untersuchung mit statistischen Methoden, Korrelationsprüfungen etc. sind unkompliziert möglich.

Ebenso ist die Fernanwendung möglich, so wurde die Anlage eines RESOL-Kunden, welche aufgrund ihrer Größe nicht im hauseigenen Labor vermessen werden konnte, im Labor des Kunden betrieben und war dabei mittels der SiL-Schnittstelle über das Internet mit dem Entwicklungsrechner bei RESOL verbunden.

Die Regelungsentwicklung für das Forschungsprojekt SH-T-Opt in Zusammenarbeit mit dem ISFH und Helma wurde ebenfalls mit der Unterstützung von SiL umgesetzt. Die Anlage im Experimentalhaus in Hannover wurde während der Entwicklung zeitweise direkt vom Entwicklungsrechner in Hattingen gesteuert [3].

Neben der Nutzung der Open-Source-Hardware als SiL- oder HiL-Schnittstelle kann diese weiterführend zur Erhöhung des Automatisierungsgrads in Testlaboren eingesetzt werden. Hier eignen sich Systeme mit Betriebssystem wie RaspberryPi oder BeagleBone besonders gut, da Steuerungen mit Webinterfaces zur Visualisierung sehr einfach implementiert werden können. Die Flexibilität ist hier deutlich höher als beim Einsatz einer SPS bei gleichzeitig geringerer Investition. Die Vorzüge einer SPS (Robustheit, sehr hohe Betriebssicherheit etc.) sind in diesen Einsatzszenarien meist nicht erforderlich.

Als Ergänzung folgen einige allgemeine Hinweise zum Umgang mit Open-Source-Systemen:

- **Screw-Shields:** Um den Anschluss von Leitungen an der Hardware zu vereinfachen, empfiehlt sich die Nutzung von Screw-Shields. Diese besitzen robuste Schraubklemmen anstatt empfindlicher Steckbuchsen. Zudem bieten sie oft die Möglichkeit, zusätzliche Masseklemmen (GND) anzubringen, da in der Regel jedes angeschlossene Element auch eine Masseverbindung benötigt, die Boards aus Platzgründen jedoch meist nur wenige Massebuchsen besitzen.
- **Erdung:** Um den Einfluss von EMV-Störungen und kleineren Potenzialdifferenzen zu eliminieren, hilft es meist, die Masseklemme des Entwicklungsboards zu erden.

- **Spannungsversorgung:** Netzteile mit einer schlechten Qualität der erzeugten Spannung können für verschiedene Probleme sorgen, die gelegentlich mit Softwarefehlern verwechselt werden und so zu langer und ergebnisloser Fehlersuche führen können. Es sollten entsprechend hochwertige Steckernetzteile verwendet werden. Bei Boards wie dem RaspberryPi sollte zudem auf eine ausreichend hohe Stromstärke von mind. 2 A geachtet werden.
- **Recherche:** Durch die hohe Verbreitung der Open-Source-Hardware im Hobbybereich oder auch an Hochschulen und in der IoT-Szene findet sich eine große Menge Lernmaterial und Beispielcode im Internet oder in Büchern. Da viele der Nutzer Einsteiger in Elektronik und Programmierung sind, ist die Lösung fast jedes Problems, das bei der Nutzung dieser Hardware auftreten kann, bereits im Internet zu finden. Ebenso sind gut gepflegte Softwarebibliotheken für viele Anwendungen vorhanden.

Ergebnisse

Die bei RESOL implementierten SiL- und HiL-Schnittstellen können mit einer stabilen Zykluszeit von etwa 20 ms betrieben werden. Dadurch sind der Anwendung sowohl im Entwicklungs- und Prototypingbereich als auch für Labortests und Diagnosemaßnahmen praktisch keine Grenzen gesetzt.

Durch den Einsatz dieser Techniken war es beispielsweise möglich, die Entwicklungsdauer für die Regelsynthese eines Anlagentyps mit sehr schnellen Prozessdynamiken, welcher im Hause RESOL regelmäßig bearbeitet wird, deutlich zu reduzieren. Jede Variante dieser Anlage erfordert eine erneute Synthese. Während die Entwicklungsdauer ursprünglich etwa 160 h in Anspruch nahm, sank diese nach Einführung der besprochenen Tools und Verfahren um 75 % auf etwa 40 h. Um zwischenzeitlichen Knowhow-Zuwachs und eine Erhöhung der Handlungssicherheit im Umgang mit dem Anlagentyp zu berücksichtigen, wurde für den Vergleich die Ausgangszeit um 20 % verringert und die aktuelle Dauer um 20 % erhöht. Für einen korrekten Vergleich müsste dabei nun noch der Informationsgewinn pro Zeiteinheit berücksichtigt werden, was freilich nicht seriös durchzuführen ist. Jedoch bestätigt die Erfahrung, dass während der aktuell benötigten 40 h eine qualitativ hochwertigere und robustere Lösung erarbeitet wird als im Ausgangszustand. Dies liegt zum einen am strukturierteren, softwaregestützten Vorgehen und zum anderen an denen in der gewonnenen Zeit durchführbaren zusätzlichen Prüfungen und Weiterentwicklungen.

Im Bereich des Reglertests konnte mithilfe von HiL der Personalaufwand verringert werden. Tests die zuvor manuell durchgeführt werden mussten, laufen nun nach einmaliger Einrichtung automatisch ab. Durch zusätzlich implementierte Auswertungssoftware wird auch die Testbewertung automatisch vorgenommen.

Literatur

- [1] D. Abel und A. Bollig, *Rapid Control Prototyping: Methoden und Anwendungen*. Springer Berlin Heidelberg, 2006.
- [2] Y. Altman. (2017). Pause for the better. Online: <https://undocumentedmatlab.com/blog/pause-for-the-better>. Stand: 12.12.2017.
- [3] J. Glembin, C. Büttner, J. Steinweg, G. Rockendorf und A. Klingenschmidt, "New control strategy for solar thermal systems with several heat sinks", 2014.

Solares Kühlen im Oman - Optimierungspotential und Eignung verschiedener Konzepte

Tom Cordes¹, Jörn Scheuren¹, Rutger Schlatmann²

¹ Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, tom.cordes@htw-berlin.de,
joern.scheuren@htw-berlin.de

² Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH, PVcomB,
rutger.schlatmann@helmholtz-berlin.de

Abstract

Im Sultanat Oman entfällt mehr als die Hälfte der fast ausschließlich fossil erzeugten elektrischen Energie auf das Kühlen und Klimatisieren [1], was eine starke Belastung für das Stromnetz zur Folge hat. Zur zukünftigen Deckung des weltweit steigenden Kühlbedarfs [2] bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen, kann solares Kühlen, insbesondere an sonnenreichen Standorten wie dem Oman, einen wichtigen Beitrag leisten. Für ein Gebäude im Oman (Abbildung 1) wird in einem Konsortium aus mehreren Forschungseinrichtungen ein solches System, unter Einbindung des Erdreichs, entwickelt, optimiert und etabliert. Ein erstes Konzept konnte bereits entwickelt werden und in Simulationsstudien untersucht und optimiert werden. Einige dieser Ergebnisse werden hier vorgestellt.



Abb. 1: Das im Bau befindliche Gebäude

1. Hintergrund

In einem Zusammenschluss von GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), Technische Universität Berlin (TU-Berlin), Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB), Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, und dem Institute of Advanced Technology (IATI) aus dem Oman, werden verschiedene Konzepte der solaren Kühlung entwickelt, optimiert und bewertet. Finanziert wird das Projekt mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2020 von der omanischen Einrichtung „The Research Council (TRC)“. Der Fokus des Projektes liegt auf der solarthermischen Kühlung, um so eine Entkopplung der Klimatisierung vom Stromnetz zu erzielen. Dabei werden unter anderem die Wärmequellen Geothermie und Solarthermie, sowie verschiedene Speicher- und Rückkühlmöglichkeiten betrachtet.

2. Problemstellung

Die Besonderheiten des hier zu entwickelten Systemkonzepts liegen vor allem bei der zunächst angestrebten vollständigen Deckung des Kühlbedarfs durch das System ohne Back-Up, als auch in den extremen klimatischen Anforderungen des Omans.

Um die hohe Belastung der Stromnetze an heißen Tagen zu reduzieren, wird nach Konzepten zur Kühlung gesucht, die möglichst vom öffentlichen Netz entkoppelt sind. Die klimatischen Herausforderungen äußern sich vor allem in den hohen Temperaturen. Am Standort des Gebäudes,

knapp nördlich des nördlichen Wendekreises, liegen die Außentemperaturen tagsüber selten unter 20°C und können Werte bis zu 50°C erreichen. Die hohen Außentemperaturen stellen insbesondere für die Rückkühlung eine Herausforderung dar. So schalten sich aktuell viele der im Oman elektrisch betriebenen Kühlsysteme bei zu hohen Außentemperaturen ab. Um dies zu vermeiden, werden Großanlagen häufig mit Kühltürmen mit feuchter Rückkühlung und einem damit verbundenen hohen Verbrauch an Wasser ausgestattet. Die zukünftige Anlage sollte also unter anderem die Anforderungen einer in Bezug auf den Energie- und Wasserverbrauch nachhaltigen und möglichst autarken Anlage erfüllen und darüber hinaus eine hohe Versorgungssicherheit aufweisen.

In der vorliegenden Untersuchung werden zunächst verschiedene Konzepte entwickelt und deren Eignung für den Standort Maskat im Oman geprüft. Eines dieser Konzepte wird als Referenzmodell den Anforderungen entsprechend dimensioniert und in Simulationsstudien genauer untersucht und optimiert. Das Optimierungsziel dabei ist nicht primär die Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionell betriebenen Kältesystemen, sondern die generelle Machbarkeit und Eignung der solarthermischen Kühlung aufzuzeigen und an einem Demonstrationsprojekt zu erproben.

3. Konzeptionierung und Voruntersuchung

Die gängigsten Methoden der solaren Kühlung lassen sich in Konzepte mit thermisch betriebenen Absorptionskältemaschinen und elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschinen unterteilen. Die benötigte Antriebsenergie wird dann durch solarthermische Kollektoren oder Photovoltaikanlagen bereitgestellt. Der allgemeine Aufbau für solarthermisch betriebene Absorptionskältemaschinen und elektrisch betriebene Kompressionskältemaschinen, gekoppelt mit Photovoltaik ist in Abb. 2 und Abb. 33 dargestellt.

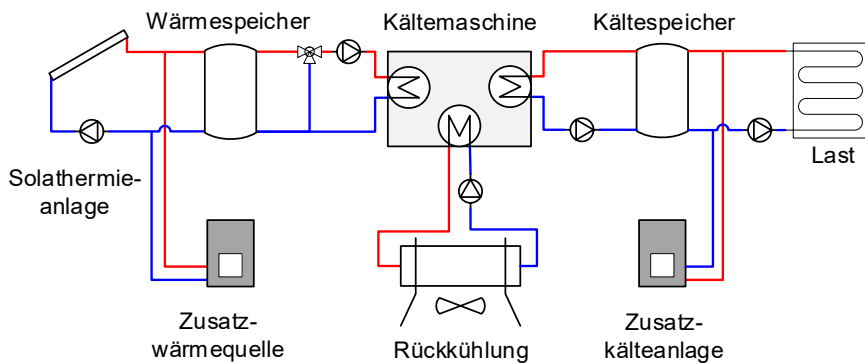


Abb. 2: Grundaufbau der solarthermischen Kühlung

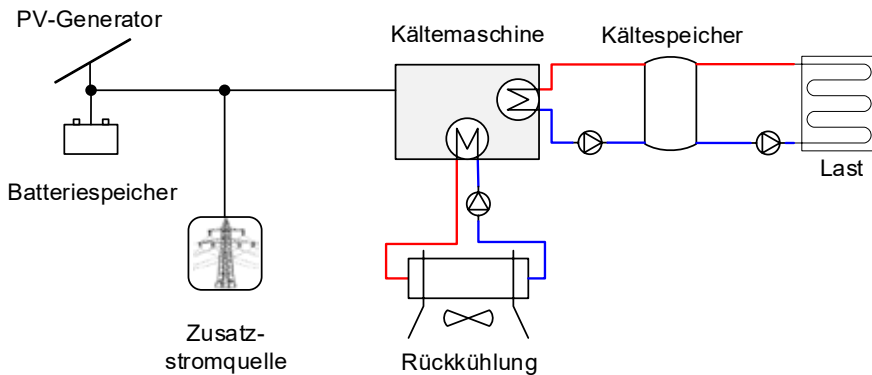


Abb. 3: Grundaufbau der solaren Kühlung mit Photovoltaikmodulen

Die Abbildungen 2 und 3 zeigen die mögliche Anordnung der verschiedenen Komponenten. Eine Spezifizierung der Komponenten und Systeme erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

3.1 Auswahl der Komponenten

Bei der Auswahl der Komponenten werden die durch den Standort gegebenen Randbedingungen berücksichtigt. Den größten Einfluss haben die hohe Außentemperatur, die geringe Verfügbarkeit von Wasser und die mit Staub verbundene wüstenartige Umgebung.

3.1.1. Wärmequellen

Bei der Auswahl der Wärmequelle liegt der Fokus auf Solarthermie. Um jedoch Ungleichheiten zwischen dem Angebot an Solarwärme und der benötigten Antriebswärme ausgleichen zu können, wurden auch weitere Wärmequellen in Betracht gezogen. Durch die Einbindung von Geothermie könnte eine gewisse Grundlast, die auch nachts vorhanden ist, gedeckt werden. Da ein ausreichendes Temperaturniveau am geplanten Standort allerdings nur in sehr großer Tiefe zur Verfügung stehen würde, stünde der Aufwand für die Bohrungen und die Anlage bei der vergleichsweise geringen geforderten Leistung in keinem Verhältnis. Die Verwendung von Geothermie ist daher für dieses Projekt ungeeignet.

Ein Gaskessel bietet zwar das Potential kostengünstig und flexibel Wärme liefern zu können, steht aber mit dem Ziel der Nachhaltigkeit im Konflikt. In den Untersuchungen wird daher ein Gaskessel als stromnetzgekoppeltes Wärme-Backup mit einbezogen, allerdings mit dem Ziel, den Einsatz auf ein Minimum zu reduzieren.

Für den benötigten Temperaturbereich zwischen 70 °C und 120 °C kommen theoretisch mehrere Typen von Solarthermie in Frage. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die wüstenartige Umgebung am zukünftigen Standort eine Verschmutzung durch Staub und Sand zur Folge haben wird, scheidet Technologien, die auf konzentrierenden Spiegeln basieren aus, da eine Reinigung nicht nur aufwendig wäre, sondern auch einen hohen Wasserverbrauch mit sich brächte. Daher werden in der Untersuchung ein Flachkollektor, ein doppelt abgedeckter Flachkollektor und ein Vakuumröhrenkollektor verglichen. Da der doppelt abgedeckte Flachkollektor das beste PreisLeistungsverhältnis verspricht, eine geringere Fläche benötigt als der Flachkollektor und einfacher zu reinigen ist als der Vakuumröhrenkollektor, wird dieser favorisiert. Die wichtigsten Kennwerte, die in den Simulationen verwendeten Solarkollektoren, sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tab. 1: Kennwerte der untersuchten Solarkollektoren bezogen auf die Aperturfläche

		Flachkollektor [3]	Doppelt abgedeckter Flachkollektor [4]	Vakuumröhrenkollektor (Heatpipe) [5]
Konversionsfaktor η_0	-	0,79	0,77	0,75
Linearer Verlustkoeffizient a_1	W/(m ² K)	3,72	2,89	1,25
Quadratischer Verlustkoeffizient a_2	W/(m ² K ²)	0,016	0,006	0,007

3.1.2. Wärmespeicher

Der Wärmespeicher entkoppelt die Wärmeerzeugung und den Wärmebedarf, kann Lastspitzen abdecken und muss bei Verzicht auf eine zusätzliche Wärmequelle auch die benötigte Energie zur Kühlung in der Nacht zwischenspeichern. Um das ganze Jahr über kühlen zu können und auch saisonale Schwankungen in der Sonneneinstrahlung und der Kühllast auszugleichen, wurden daher verschiedene Speichertypen evaluiert. Für den zukünftig geplanten Standort kostengünstig umzusetzende Möglichkeiten beschränken sich auf Warmwasserspeicher und Aquiferspeicher. Es hat sich gezeigt, dass nur ein geringer Bedarf an saisonaler Speicherung besteht, weshalb bei der geplanten Größe der Anlage als effizienteste und ökonomischste Lösung nur der Tankwarmwasserspeicher näher untersucht wird.

3.1.3. Absorptionskältemaschine

Für dieses Projekt wird eine Absorptionskältemaschine als am besten geeignet angesehen. Die Auswahl der Absorptionskältemaschine ist vor allem durch die Temperaturniveaus an der Heiß-, Kühl- und Kaltwasserseite bestimmt. Unter Berücksichtigung der Randbedingungen und dem Ziel, eine hohe Effizienz zu erreichen, wird eine Absorptionskältemaschine mit dem Arbeitsmittelpaar Lithium-Bromid mit einem thermischen COP zwischen 0,5 und 0,8 ausgewählt. Das geforderte Temperaturniveau an der Heißwasserseite liegt damit zwischen 70 °C und 120 °C, während die Kühlwassertemperatur bei maximal 40 °C liegen darf. [6]

3.1.4. Rückkühlung

Um die Temperatur der Rückkühlung auch bei hohen Außentemperaturen unter den von der Absorptionskältemaschine geforderten 40 °C zu halten und gleichzeitig auf eine mit hohem Wasserverbrauch einhergehende feuchte Rückkühlung zu verzichten, wurde für die Rückkühlung eine Kombination aus trockener Rückkühlung und Nutzung des Erdreichs gewählt. So kann die Rückkühltemperatur das ganze Jahr über bei 35 °C gehalten werden. In Abhängigkeit von der Außentemperatur wird zwischen trockener Rückkühlung und Grundwasserkühlung gewechselt. Übersteigt die Außentemperatur den Grenzwert, so wird das Kühlwasser aus einem Aquifer entnommen.

3.2. Umsetzung

Aus den Vorüberlegungen im vorherigen Abschnitt wurde ein Referenzkonzept erstellt und gemeinsam mit dem Gebäudemodell in der Simulationsumgebung TRNSYS abgebildet. Der Aufbau ist in Abbildung 4 dargestellt.

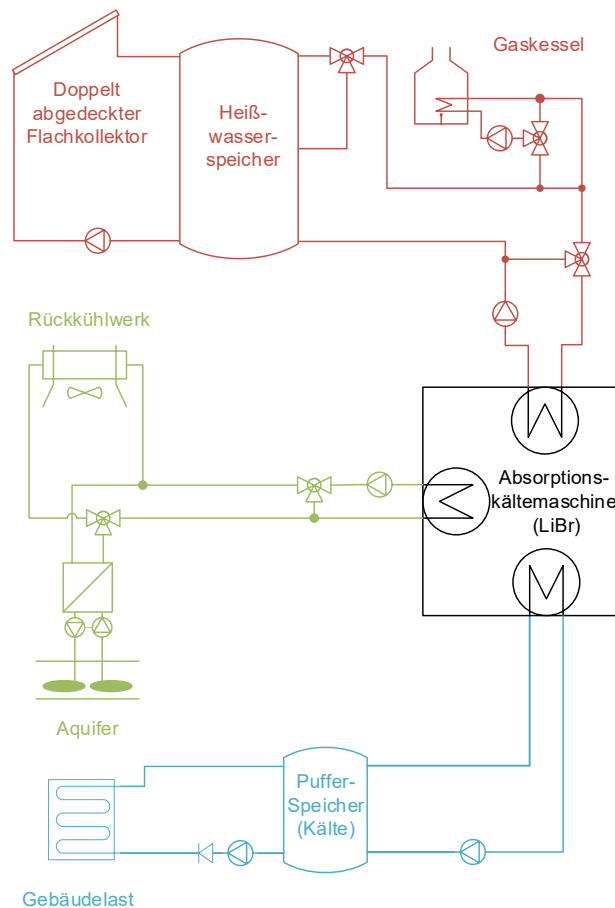


Abb. 4: Anordnung der ausgewählten Systemkomponenten

Der eingesetzte Kollektortyp ist in dieser ersten Untersuchung ein doppelt verglaster Flachkollektor, wie in Tab 1 beschrieben. Das zu kühlende, einstöckige Gebäude mit einer Nutzfläche von etwa 1500 m² beinhaltet unter anderem ein kleines Restaurant, ein Café und Fitnessräume. Die installierte Klimaanlage ist für eine Kühlleistung von etwa 220 kW, bei einer benötigten Kaltwassertemperatur von 5,5 °C, ausgelegt. Die Kältemaschine ist als einstufige Lithium-Bromid-Absorptionskältemaschine modelliert und stellt die Kälte in Abhängigkeit der drei Eintrittstemperaturen und den Massenströmen bereit. Die Rückkühltemperatur wird mit 35 °C als konstant angenommen und wird durch die Einbindung des Erdreichs auch bei hohen Außentemperaturen gewährleistet. Der zylinderförmige Heißwasserspeicher, mit einer Dämmschichtdicke von 30 cm, wird aus zwei verschiedenen Schichten entladen und in Abhängigkeit von der Kollektoraustrittstemperatur in drei verschiedene Schichten beladen. Der Kältespeicher dient als hydraulische Weiche und ist mit einem Speichervolumen von 8 m³ vergleichsweise klein dimensioniert. Die freien Parameter Kollektorneigungswinkel, Kollektormassenstrom, Speichervolumen und Nennleistung der Kältemaschine werden in den Jahressimulationen variiert und hinsichtlich der Ziele der vollständigen solaren Deckung, der Minimierung der Kollektorfläche und der Minimierung der Investitionskosten optimiert.

4. Ergebnisse

Mit Hilfe der durchgeführten Simulationen konnte eine optimierte Konfiguration gefunden werden, mit der sowohl die vollständige solare Deckung als auch die kleinste mögliche benötigte Kollektorfläche, bzw. das kleinste mögliche Speichervolumen erreicht wird. Die ermittelten Parameter sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tab. 2: Optimierte Parameter aus den Simulationen

Variante		A	B
Optimierungsziel		Kleinste Kollektorfläche	Kleinster Speicher
Kollektortyp		Doppelt abgedeckter Flachkollektor	
Kollektorfläche	m ²	1200	1400
Speichervolumen	m ³	3000	250
Nennkühlleistung	kW	280	280
Neigungswinkel	°	20	20
Spez. Kollektormassenstrom	kg/h/m ²	20	20

Aus den beiden in Tabelle 2 gezeigten Konfigurationen wird ersichtlich, dass eine vollständige solare Deckung ohne extreme Dimensionierungen möglich ist. Das Speichervolumen hat dabei wenig Einfluss

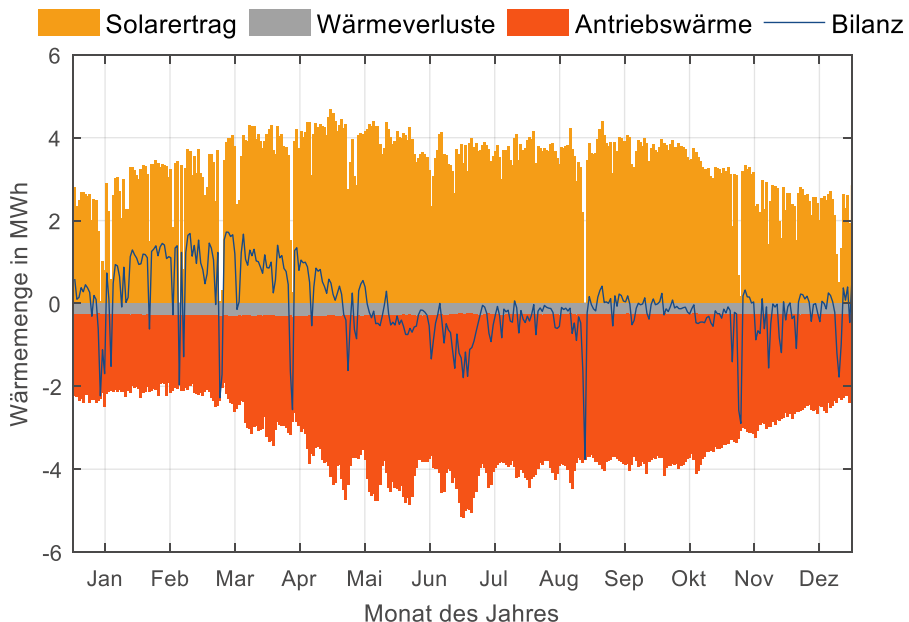
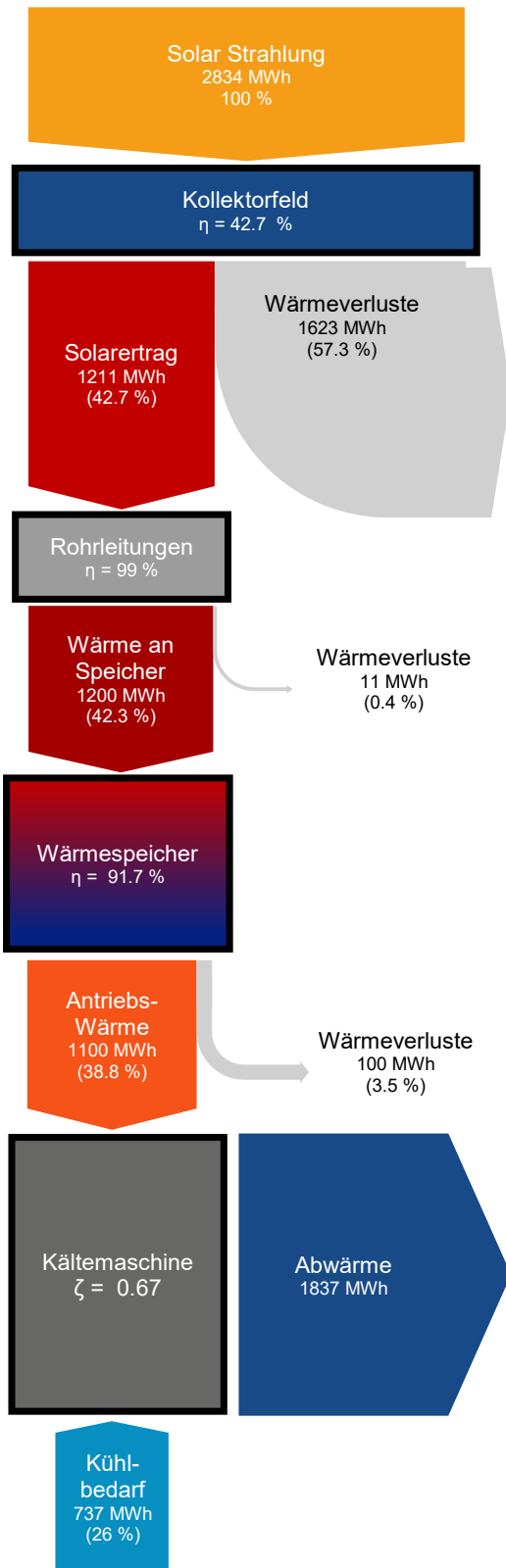


Abb. 5: Bilanz der täglichen Wärmemengen um den Wärmespeicher für die Variante der minimalen Kollektorfläche von 1200 m² und einem Speichervolumen von 3000 m³. Tageswerte der eingebrachten Solarerträge sind positiv dargestellt, die Wärmeverluste des Speichers und die entnommene Antriebswärme sind gestapelt und negativ dargestellt.



auf die benötigte Kollektorfläche. Die hohe saisonale Korrelation zwischen Solarertrag und Wärmebedarf konnte durch die Kollektorneigung noch gesteigert werden. Wie in Abbildung 5 gezeigt, existieren dennoch Überschüsse an Solarerträgen am Anfang des Jahres und einige Zeiten im restlichen Jahresverlauf, an denen die Antriebswärme im Falle der kleinsten möglichen Kollektorfläche auch aus dem Speicher bereitgestellt werden muss. Dies gilt auch für die wenigen Tage, an denen es nur ein sehr geringes Angebot an Solarstrahlung gibt.

In Abbildung 6 sind die jährlichen Wärmemengen dargestellt, die zwischen den jeweiligen Komponenten bewegt werden. Die jährliche solare Einstrahlung liegt in dem verwendeten Wetterdatensatz eines sonnenreichen und sehr heißen Jahres bei über 2300 kWh/m². Im Jahresmittel kann 42.7 % der in die Kollektorebene eintretenden Solarstrahlung in nutzbare Wärme umgewandelt werden. Damit werden spezifische Erträge von etwas mehr als 1000 kWh/m² (Aperturfläche) erreicht. So können über das Jahr 737 MWh an Kälte bereitgestellt werden, bei einem durchschnittlichen Wärmeverhältnis der Absorptionskältemaschine von $\zeta = 0.67$. Die jährlich dem Gebäude entnommene Wärme entspricht in etwa 26 % der in der Solarstrahlung enthaltenen Ausgangsenergie. Die Abwärme, die der Rückkühlung zugeführt wird, beträgt 1837 MWh.

Abb. 6: Jährliche Wärmestrommengen, der Anteil an der Ausgangsenergie und der Jahresnutzungsgrad der einzelnen Komponenten bei einer Kollektorfläche von 1200 m² und einem Speichervolumen von 3000 m³

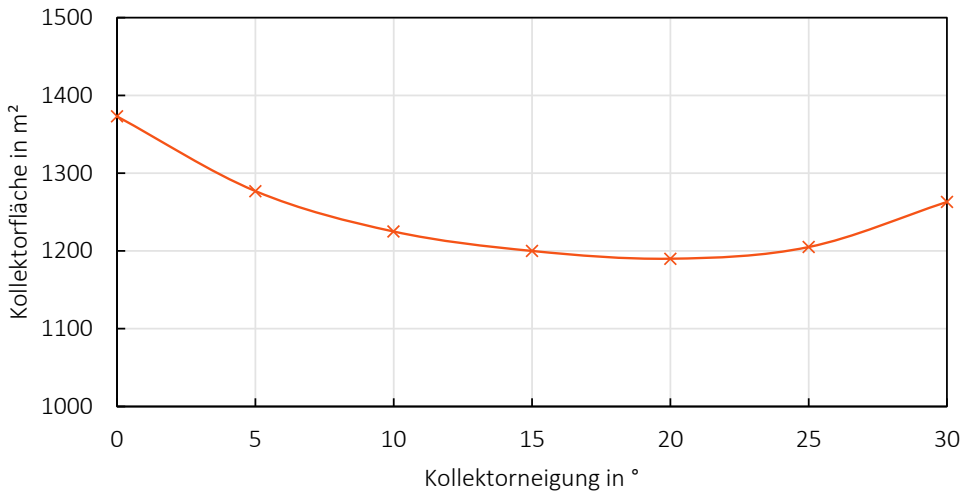


Abb. 7: Einfluss des Kollektorneigungswinkels auf die benötigte Kollektorfläche bei angestrebter vollständiger solarer Deckung (Variante A)

Obwohl die Kühllast des Gebäudes in den Monaten Juni und Juli am größten ist und die Sonne zu dieser Zeit eine Höhe von bis zu 88° erreicht, hat sich gezeigt, dass bei einer Neigung der Kollektoren von 20° die benötigte Kollektorfläche minimiert werden kann, wie in Abbildung 7 dargestellt ist. Dadurch kann die saisonale Schwankung der Solarerträge reduziert und an den Bedarf an Antriebswärme angepasst werden, wie in Abbildung 8 zu sehen ist.

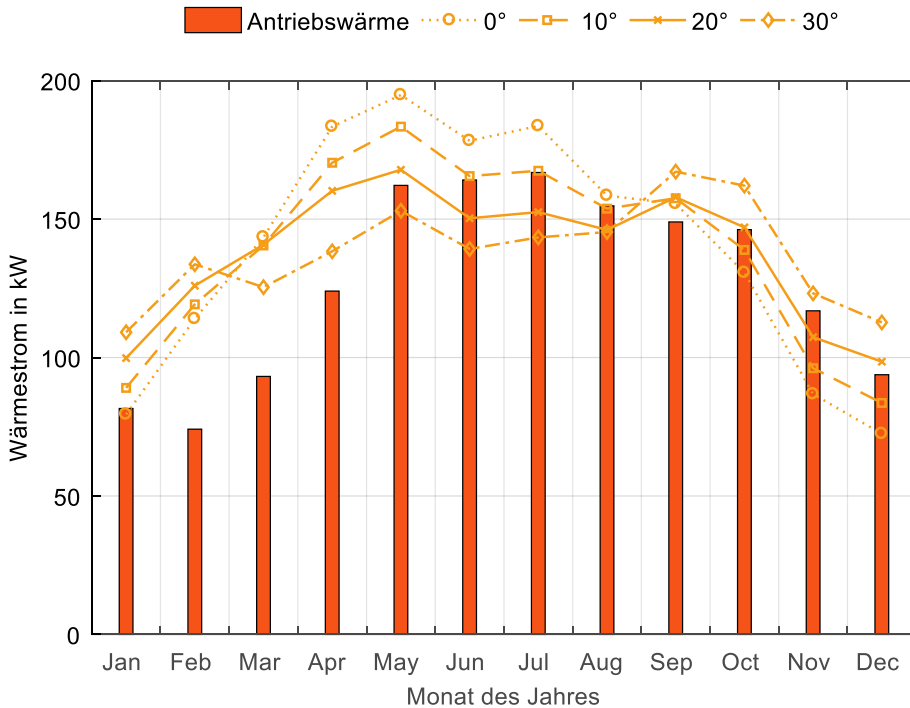


Abb. 8: Monatsmittelwerte der Solarerträge bei unterschiedlicher Kollektorneigung und die benötigte Antriebswärme. Die jeweilige Kollektorfläche ist gemäß der vollständigen solareren Deckung dimensioniert. (Variante A)

Der Wärmespeicher dient im gewählten Referenzsystem nicht nur der Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch auf täglicher Basis, sondern erfüllt mit dem Speichervolumen von 3000 m³ auch die Funktion des saisonalen Ausgleichs. Bei einer Verringerung des Speichervolumens steigt daher die benötigte Kollektorfläche an. In Abbildung 9 ist dieser Zusammenhang dargestellt.

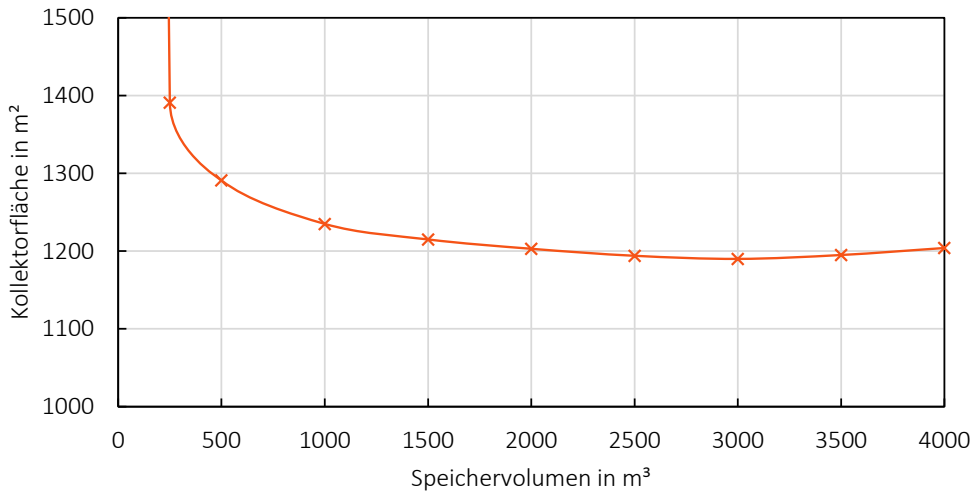


Abb. 9 Zusammenhang zwischen Speichergöße und benötigter Kollektorfläche bei vollständiger solarer Deckung

Ein Speichervolumen von ca. 250 m³ kann nicht unterschritten werden, wenn eine vollständige solare Deckung gewährleistet sein soll. Dies ist das Volumen, welches für den Ausgleich von Tag und Nacht und die wenigen Tage ohne Sonneneinstrahlung benötigt wird.

In einer weiteren Untersuchung wurden verschiedene Kollektortypen verglichen. Die benötigte Kollektorfläche der unterschiedlichen Kollektortypen ist in Abbildung 10 dargestellt.

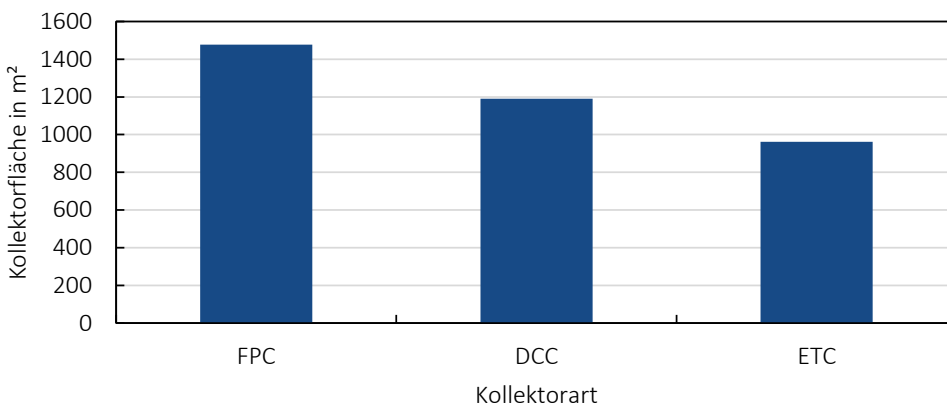


Abb. 10: Benötigte Kollektorfläche bei Verwendung von Flachkollektoren (FPC), Doppelt verglasten Flachkollektoren (DCC) und Vakuumröhrenkollektoren (ETC) bei einem Speichervolumen von 3000 m³

Für den Vergleich wurden zusätzlich ein Flachkollektor und ein Vakuumröhrenkollektor simuliert und ermittelt, welche Kollektorfläche für eine vollständige solare Deckung benötigt wird. Bei Verwendung des Vakuumröhrenkollektors ließe sich die Kollektorfläche um ca. 19 % reduzieren, während sich die benötigte Kollektorfläche bei Verwendung des Flachkollektors um ca. 25 % erhöht. Da die erwarteten

Kosten für Vakuumröhrenkollektoren trotz der geringeren Fläche etwas größer sind und eine eventuelle Reinigung der Kollektoren in der Wüstenregion aufwendiger ist, werden Flachkollektoren favorisiert. Die geringsten Gesamtkosten können mit dem doppelt abgedeckten Kollektor erreicht werden.

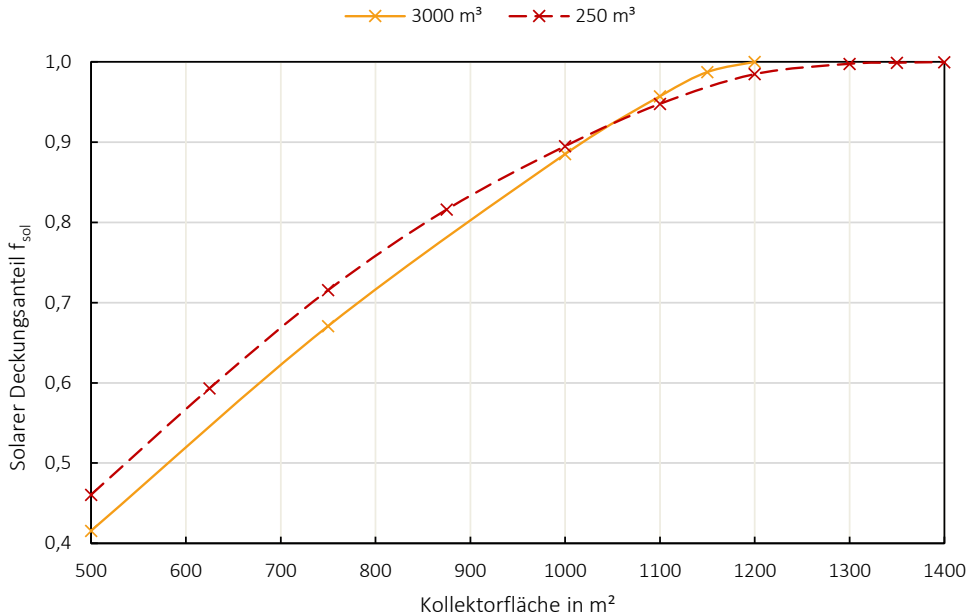


Abb. 11: Solarer Anteil an der Kühlleistung bei reduzierter Kollektorfläche mit einem Wärmespeicher von 3000 m³ und 250 m³ Speichervolumen.

In Abbildung 11 ist der Einfluss der Kollektordimensionierung auf den solaren Deckungsanteil dargestellt. Auffällig ist der annähernd lineare Verlauf bei großem Speichervolumen. Dadurch ist es möglich ohne unverhältnismäßig großen Mehrbedarf an Kollektorfläche auch eine vollständige Deckung der Gebäudekühlung durch die solare Kühlung zu erzielen.

In weiteren Untersuchungen wurde auch der Einfluss des spezifischen Kollektormassenstroms bewertet. Im Vergleich zu einem spezifischen Massenstrom von 10 kg/h/m² und 50 kg/h/m² ließen sich die solaren Erträge um 5 % erhöhen. Es hat sich außerdem herausgestellt, dass eine Matched-Flow Regelung kaum Vorteile hinsichtlich der Gesamteffizienz mit sich bringt.

5. Fazit

In der vorliegenden Untersuchung konnte basierend auf den durchgeführten Simulationen eine Systemkonfiguration zur vollständigen solaren Deckung des Kühlbedarfs für das Gebäude gefunden und hinsichtlich der minimal benötigten Kollektorfläche und der minimalen Kosten optimiert werden. Dabei hat sich gezeigt, dass aufgrund der hohen Korrelation von Erzeugung und Bedarf und der großen solaren Erträge von mehr als 1000 kWh/m²/a solares Kühlen eine geeignete Möglichkeit der Gebäudeklimatisierung im Oman bietet. Durch die Optimierung des Neigungswinkels, des Massenstroms, des Speichervolumens und der installierten Kühlleistung der Kältemaschine konnte eine Reduzierung der benötigten Kollektorfläche von insgesamt rund 25 % im Vergleich zu einer ungünstig gewählten Parametrierung erzielt werden.

Hinsichtlich der Investitionskosten entspricht die Variante B nach ersten Abschätzungen, mit dem kleinstmöglichen Speichervolumen der günstigsten Option. Beim Vergleich von elektrisch und thermisch angetriebenen Systemen zur autarken solaren Kühlung gibt es hinsichtlich des Flächenbedarfs und der Investitionskosten nach ersten Berechnungen keine signifikanten Vor- oder Nachteile. Die hohen Außentemperaturen wirken sich positiv auf die Effizienz von Solarthermie und negativ auf die der

Photovoltaik aus. Aufgrund der unsicheren Datenlage zu den Kosten der Installation von solarthermischen Anlagen und batteriegekoppelten PV-System können dazu zum jetzigen Zeitpunkt noch keine belastbaren quantitativen Aussagen getroffen werden.

6. Einschränkungen in der Genauigkeit der Ergebnisse

Das hier verwendete Simulationsmodell wurde so erstellt, dass es die realen Gegebenheiten so genau wie möglich abbildet. Dennoch mussten aufgrund fehlender Daten oder zur Begrenzung des Rechenaufwandes an einigen Stellen Vereinfachungen und Annahmen gemacht werden. So gab es bei der Bestimmung der Kühllast des Gebäudes einige Unsicherheiten, die sich allerdings nicht auf allgemeingültige Aussagen auswirken. Des Weiteren wurde der Einfluss der hydraulischen Verschaltung des Kollektorfeldes nicht berücksichtigt, was einen leichten Einfluss auf die Temperaturen und die solaren Erträge haben könnte. Die Hilfsenergie für Pumpen wurde nicht modelliert und der hierdurch entstehende Energieeintrag in das System nicht berücksichtigt. Die sehr niedrige geforderte Kaltwassertemperatur von 5,5 °C und die eher hoch gewählte Rückkühltemperatur von 35 °C haben einen großen Einfluss auf die Gesamteffizienz des Systems. Schon eine Änderung von 5 K auf einer der beiden Seiten kann eine Reduzierung der benötigten Kollektorfläche um 10 % bewirken.

7. Ausblick

Im Rahmen des Projektes soll das Simulationsmodell um die detaillierte Modellierung der Rückkühlung erweitert werden, um u.a. auch die Stromverbräuche abbilden zu können. Eine genauere Kostenanalyse und Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt, sobald genügend belastbare Daten bezüglich der Investitions- und Betriebskosten zur Verfügung stehen. Diese wird dann auch den Einsatz des Gaskessels, bzw. den Bezug aus dem Stromnetz als mit einbeziehen. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass Staub und Sand sich negativ auf die Leistung von Solarthermie- und Photovoltaikanlagen auswirken. Dies soll auf Basis von experimenteller Untersuchungen ermittelt und in der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden.

8. Literaturverzeichnis

- [1] Trevor Sweetnam: Residential Energy Use In Oman: A Scoping Study, 2014
- [2] International Energy Agency. (2016). IEA Headline Energy Data.
- [3] Vailant Deutschland GmbH & Co. KG: Datenblatt Aurotherm plus VFK 145 (2017)
- [4] Asgard Solarkollektoren GmbH, Österreich: Datenblatt ÖkoTech HAT (2017)
- [5] August Brötje GmbH Deutschland: Datenblatt Solar Plus HP 30B
- [6] H.-M. Henning, Solar-Assisted Air-Conditioning in Buildings – A handbook for planners, Wien: Springer Verlag, 2004

Untersuchung verschiedener Varianten zum Wärmeeintrag in einen solaren Eisspeicher durch CFD-Simulation und Validierung mit Modellaufbauten

S. Paulini¹, T. Plessing¹, D. Brüggemann²

¹ Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Hof

² Universität Bayreuth, Bayreuth

Abstract

Das Paper befasst sich mit der Optimierung des Wärmeeintrags in einen Eisspeicher. Im Vordergrund steht die Verbesserung des Vereisungsverhaltens, welches durch eine homogenere Durchmischung des Eisspeichers erreicht werden soll. Hierzu werden CFD-Simulationen zur Erfassung und Visualisierung der Strömungsverhältnisse und des Eisaufbaus während des Abkühlvorgangs durchgeführt. Diese werden mit Modellversuchen verglichen und validiert. In den Modellversuchen und Simulationen konnte gezeigt werden, dass die spiralförmige Anordnung der Wärmeübertrager eine schnelle Vereisung begünstigt und die zur Verfügung stehende Wärme nur zu einem Bruchteil genutzt werden kann. Durch die Veränderung der Anordnung konnte eine deutliche Erhöhung des Wärmeentzugs erreicht werden.

1. Anforderung und Randbedingungen

Wird ein Eisspeicher vorrangig als Wasserspeicher mit der zusätzlichen Option zur Nutzung der latenten Wärme des Phasenübergangs von flüssig zu fest betrachtet, spielt die Durchströmung des Volumens beim Abkühlvorgang eine entscheidende Rolle. Im Gegensatz zu Schichtenspeichern im Warmwasserbereich soll bei den Eisspeicherbehältern eine möglichst homogene Durchmischung angestrebt werden.

Vorangegangene Betrachtungen in einem halbkugelförmigen Modelleisspeicher zeigten, dass sich bei einer spiralförmigen Anordnung der Wärmeübertragerplatten im unteren Drittel des Eisspeicherbehälters eine Temperaturschicht von 4°C einstellt [1]. Die Schichtung bleibt auch über den Vereisungsvorgang hinweg bestehen, was zu einer geringen Ausnutzung der verfügbaren sensiblen Wärme und einer ungleichmäßigen Vereisung führt. Dieser auf der Dichteanomalie des Wassers beruhende Effekt wird durch die spiralförmige Geometrie des Wärmeübertragers und der daraus resultierenden schlechten Ausnutzung des Wasservolumens unterstützt.

Ziel der weiterführenden Untersuchung ist die Optimierung der natürlichen Konvektionsvorgänge im Eisspeicher. Durch eine möglichst homogene Temperaturverteilung kann die Wärmepumpe länger mit Temperaturen oberhalb des Gefrierpunkts versorgt werden, wodurch die Jahresarbeitszahl und somit die Gesamteffizienz des Wärmepumpensystems ansteigt. Weiterhin soll im Vereisungsfall das Eiswachstum möglichst angepasst zur Behälterwand stattfinden, um geometrische Probleme zwischen Eisfront und Behälterwand zu vermeiden.

Der Einfluss der Wärmeübertragergeometrie auf die Durchströmung, die Temperaturschichtung und das Eiswachstum im Inneren des Eisspeichers wird durch CFD-Simulationen abgebildet und analysiert. Die Validierung der Simulationsmodelle erfolgt durch Modellversuche an einem horizontal geteilten Versuchseisspeicher im Maßstab 1:2.

2. Versuchsaufbau und Durchführung

Zur Durchführung der Modellversuche wurde eine 8 kW Wärmepumpe mit 6 kW Kälteleistung an einen halbkugelförmigen Eisspeicher mit 2,5 m³ Wasservolumen und spiralförmigem Wärmeübertrager angeschlossen. Der Modelleisspeicher wurde in mehreren Versuchen bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe bei -10°C am Wärmepumpeneingang vereist. Neben den

Temperaturen im Vor- und Rücklauf der Wärmepumpe, wurden auch 6 Temperaturmesspunkte im Halbkugelvolumen und zwischen den Wärmeübertragerplatten und der Volumenstrom im Primärkreis ermittelt. Zur Erhöhung der Reproduzierbarkeit der Messergebnisse, durch Verringerung des Wärmeeintrags über die Speicheroberfläche, wurde die Halbkugelfläche gedämmt und eine Abdeckung für die Oberseite aus Polystyrol angefertigt. Im Zuge dessen wurde der spiralförmige Wärmeübertrager durch einen sternförmigen Aufbau mit der gleichen Wärmeübertragerfläche von 17 m² in den Prüfstand eingebaut. Auch hier wurde wieder bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe vereist.

Parallel zu den Modellversuchen wurde mit ANSYS Fluent ein CFD-Simulationsmodell aufgebaut um die Vereisung des Eisspeichers darzustellen. Zur Visualisierung des komplexen Vorgangs während des Phasenwechsels wurden 2D-Schnitte in horizontaler und vertikaler Richtung durch den Modelleisspeicher erstellt. Der Phasenübergang wurde mit dem Solidification und Melting Tool realisiert. Die Solvareinstellungen wurden an Abduljalil A. Al-abidi et al [2] und Amrit Om Nayak, G.Ramkumar, T.Manoj, and R.Vinod [3] angelehnt. Zur Simulation des sternförmigen Aufbaus soll ein 3D-Modell verwendet werden, welches die Geometrie und den Eisaufbau realitätsnäher darstellen kann.

Die Simulationsmodelle wurden mit den Messergebnissen aus den Modellversuchen mit dem spiralförmigen Wärmeübertrager validiert und angepasst. Zudem wurde die Wärmeübertrageroberfläche aus den Modellversuchen als Randbedingung für die Simulationen implementiert.

3. Ergebnisse

3.1 Modellversuche

Die Ergebnisse der Modellversuche mit dem spiralförmigen Wärmeübertrager sind im Folgenden aufgeführt. Der Temperaturverlauf im Vereisungsversuch der Spirale bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe von -10°C ist in Abbildung 1 dargestellt. Der Abfall der Kurven der Messstellen 2, 3 und 4 zeigt das Eintauchen der Temperatursensoren in die, sich auf dem Wärmeübertrager aufbauende,

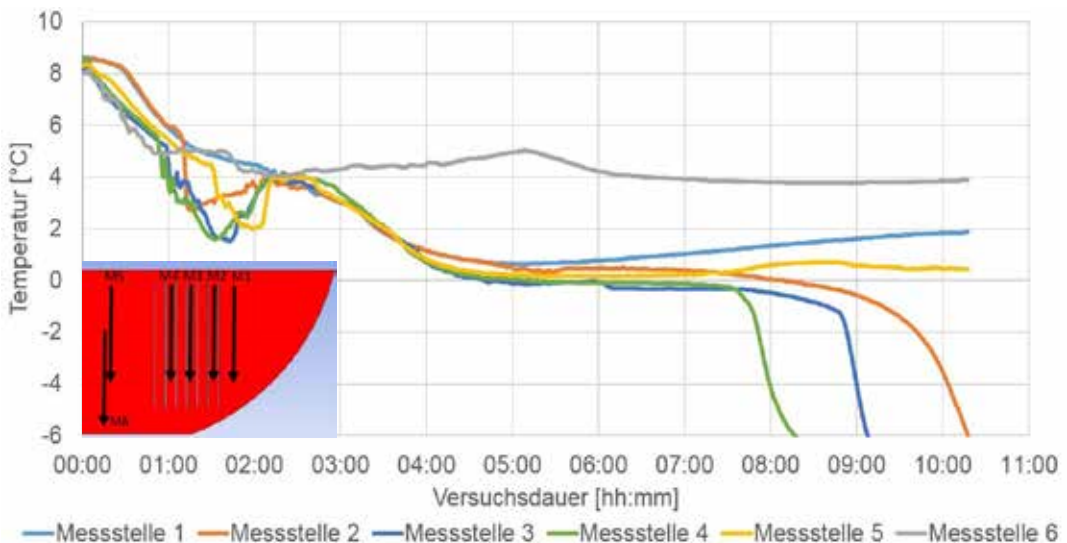


Abbildung 1: Temperaturverlauf der Messstellen (unten links) im Modelleisspeicher bei der Vereisung bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe bei -10°C

Eisschicht. Messstelle 6 am Boden des Speichers bleibt während des kompletten Versuchs bei 4°C

und zeigt deutlich die schlechte Durchmischung des Speichervolumens und die Dichteanomalie des Wassers. Das Zusammenwachsen der Eisschichten führt schließlich zu einer verringerten Wärmeübertragerfläche und zum Temperaturabfall am Wärmepumpeneingang und dem prozessbedingten Abbruch des Versuchs.

Durch mehrere Modellversuche am spiralförmigen Wärmeübertrager konnte die Reproduzierbarkeit der Einzelversuche gezeigt werden. Die Abweichung am Beginn des Vereisungsversuchs in Abbildung 2 ist durch die leicht abweichenden Starttemperaturen im Eisspeichervolumen zu erklären.

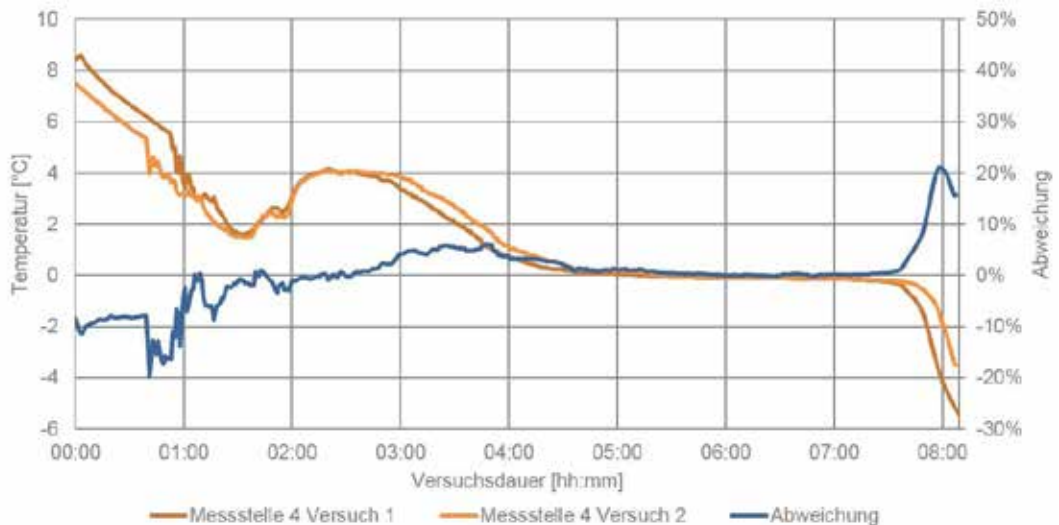


Abbildung 2: Vergleich des Temperaturverlaufs an Messpunkt 4 bei zwei Vereisungsversuchen an der Spiralgeometrie mit Abweichung der Kurven

Die beiden ausgewählten Messstellen zeigen einen beinahe identischen Kurvenverlauf, welcher nur durch die unterschiedlichen Starttemperaturen, Temperaturunterschiede in der Umgebung und daraus resultierenden unterschiedlichen Wärmeeinträgen über die Speicheroberfläche beeinflusst werden.

Die Ergebnisse mit dem gedämmten Kugelbehälter in Kombination mit dem sternförmigen Aufbau sind im Folgenden dargestellt. Der Vergleich der primärseitigen Rücklauftemperaturen des spiralförmigen und sternförmigen Wärmeübertragers zeigt Abbildung 3. Die Abschalttemperatur der Wärmepumpe beträgt in beiden Fällen $-11,11^{\circ}\text{C}$. Trotz gleicher Wärmeübertragerfläche der beiden Geometrien konnte beim spiralförmigen Aufbau in 8 h 42 min 50,59 kWh latente Wärme entzogen werden, während bei dem sternförmigen Aufbau in 15 h 52 min 105,14 kWh latente Wärme entzogen wurde.

Der rapide Abfall der Rücklauftemperatur des spiralförmigen Aufbaus nach 8 h Versuchsdauer ist den zusammenwachsenden Eisschichten zwischen den Spiralwindungen und damit einer rapiden Verringerung der Wärmeübertragerfläche zuzuschreiben. Bei der sternförmigen Variante verringert sich die Wärmeübertragerfläche nur langsam, was sich in der allmählich abfallenden Temperaturkurve widerspiegelt. In beiden Fällen kommt es vor der Vereisung der Wärmeübertragerflächen zu einer deutlichen Unterkühlung des Wärmeträgermediums. Beim spiralförmigen Aufbau beträgt die Unterkühlung $-1,8^{\circ}\text{C}$, beim sternförmigen Aufbau sogar $-3,7^{\circ}\text{C}$. Da der sensible Anteil stark von der Durchströmung, der Wassermenge und Wasserstarttemperatur abhängt wird er hier nicht näher betrachtet.

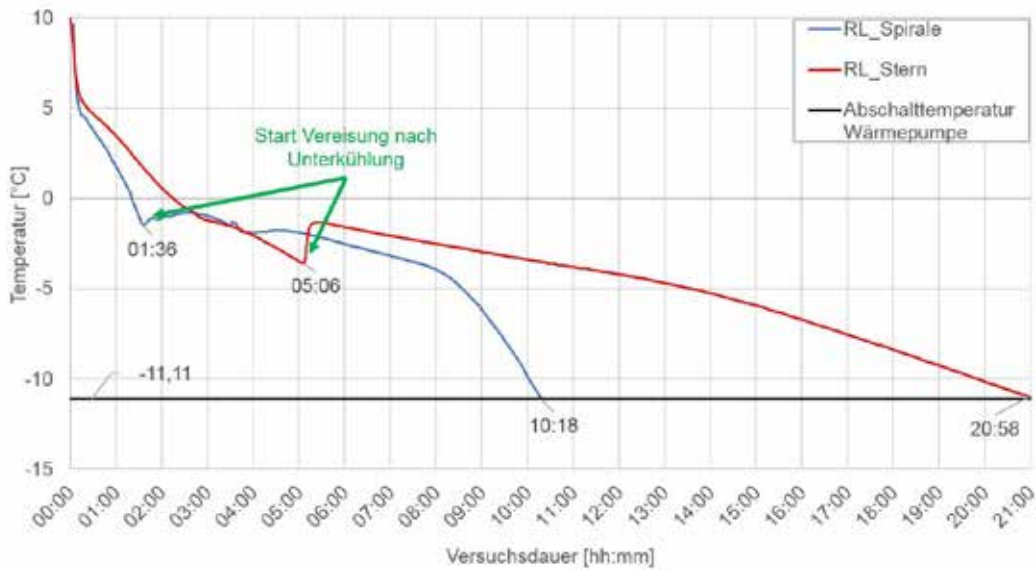


Abbildung 3: Vergleich der Rücklauftemperaturen primärseitig von spiralförmigem und sternförmigem Wärmeübertrager bei Vereisung bis zur Abschalttemperatur der Wärmepumpe

3.2 Simulation

Betrachtet werden hier zunächst die Ergebnisse der 2D-Simulation im vertikalen Schnitt durch den Modelleisspeicher mit spiralförmigem Wärmeübertrager. Als Randbedingung für den Wärmeentzug am Wärmeübertrager wurde die Entzugstemperatur am Wärmepumpenausgang eines repräsentativen Modellversuchs gewählt. Die dargestellten Simulationen wurden alle mit Wärmeeintrag über die Halbkugeloberfläche gerechnet. In Abbildung 4 ist der Temperaturverlauf aller relevanten Temperatursensoren in der Simulation aufgezeigt.

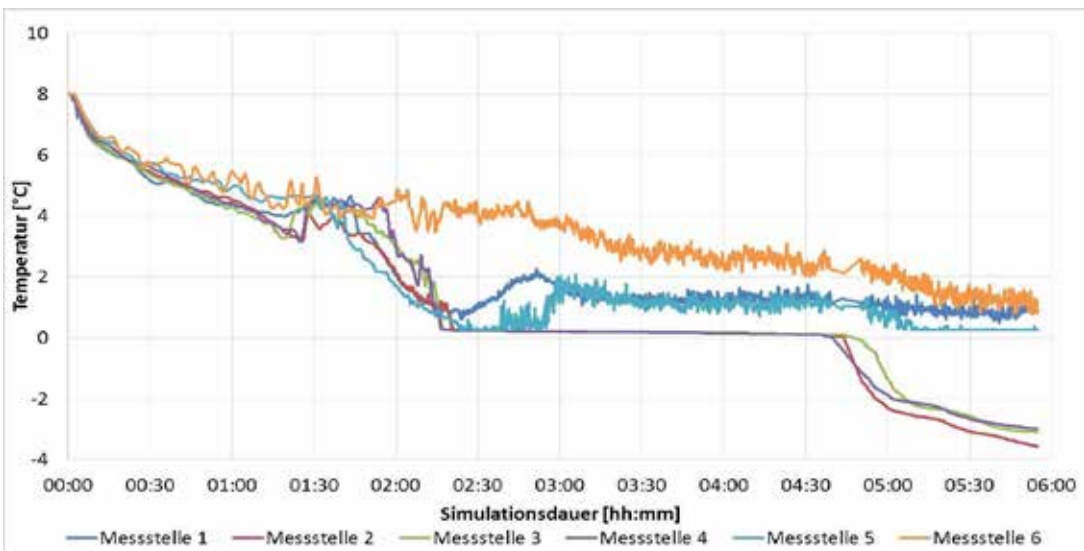


Abbildung 4: Temperaturverlauf der nach Abbildung 1 angeordneten Sensoren in der Simulation mit spiralförmigem Wärmeübertrager im vertikalen 2D-Schnitt

Der latente Wärmeübergang konnte in der Simulation sehr gut durch die lange Temperaturstabilität während des Eisaufbaus zwischen 2:15 und 4:45 der Simulationszeit abgebildet werden. Das Eintauchen in den Eispanzer ist auch hier durch das steile Absinken der Temperaturkurven an den Messstellen 2, 3 und 4 dargestellt. Die Temperaturschwankungen im flüssigen Medium sind dem groben Netz und der Strömung im Fluid an diesen Stellen geschuldet.

Zur Verdeutlichung des Eisaufbaus werden in Abbildung 5 der Temperaturverlauf und der Vereisungsgrad vor dem Zusammenwachsen der Eisfronten auf den Wärmeübertragerplatten gezeigt.

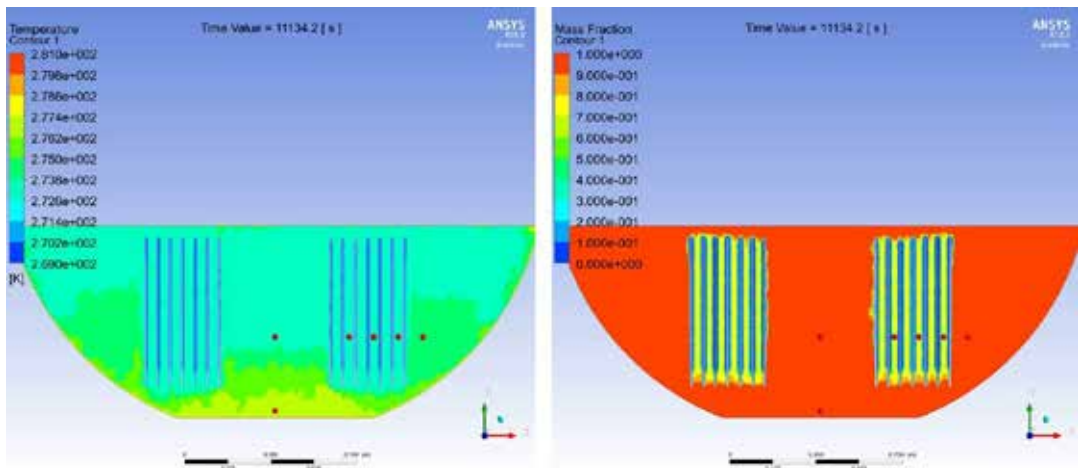


Abbildung 5: Temperaturverlauf (links) und Vereisungsgrad (rechts) vor dem Zusammenwachsen der Eisfronten auf den Wärmeübertragerplatten

Die Simulation zeigt deutlich die Temperaturschichtung im Speicher mit der 277K warmen Blase am Boden des Behälters. Obwohl die Wärmeübertragerplatten schon vereisen, ist die Hälfte des Fluidvolumens noch wärmer als 274K. Diese beiden Tatsachen führen dazu, dass die Wärmeübertragerplatten im oberen Drittel anfangen zu vereisen und der untere Teil der Platten auch zu späteren Zeitpunkten noch nicht vereist sind. Hier zeigt sich in der Simulation auch die ungünstige Form des Wärmeübertragers im Vergleich zum umgebenden Fluid. Durch die Geometrie kann nur ein Bruchteil des vorhandenen Fluids wirklich vereist werden.

3.3 Vergleich Simulation mit Modellversuchen

Für die Vergleiche von Simulation und Modellversuch werden vorrangig die Simulationsergebnisse mit Wärmeeintrag über die Halbkugeloberfläche betrachtet. Als relevante Messstellen für den Vergleich von Simulation und Modellversuchen wurden die Messstellen 2, 3 und 4 ausgewählt.

Im Vergleich der Simulationsergebnisse des spiralförmigen Aufbaus mit den Modellversuchen kann ein ähnlicher Kurvenverlauf, dargestellt in Abbildung 6, festgestellt werden. Die Diskrepanz im Zeitverlauf ist zum einen auf die Abweichungen in der Geometrie des Fluidvolumens und zum anderen den Randbedingungen geschuldet. Des Weiteren kommt natürlich eine Ungenauigkeit über die Approximation in den Simulationsverfahren hinzu, welche eine exakte Abbildung sehr schwierig macht.

Durch Anpassung der Randbedingungen und des Wärmeeintrags über die Fluidoberfläche konnte die Simulation weiter an die Messwerte aus den Modellversuchen angeglichen werden.

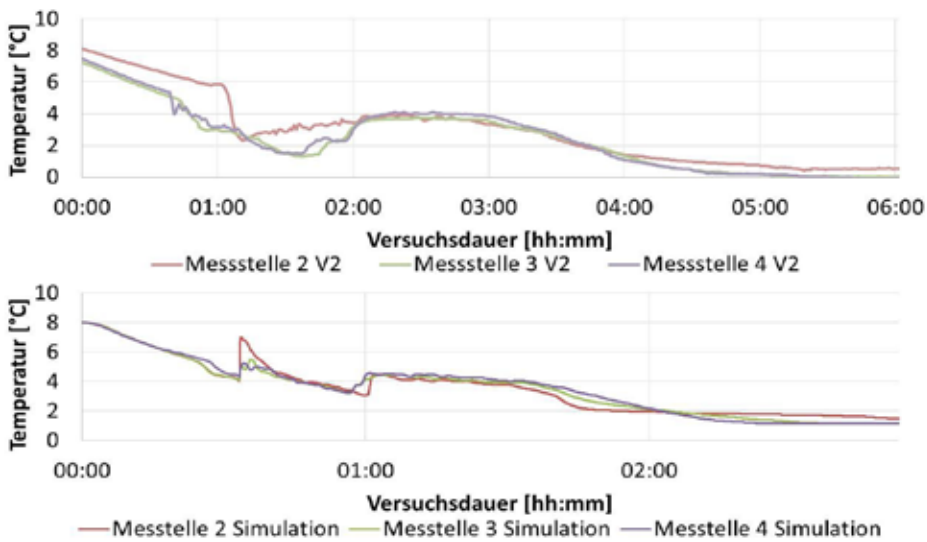


Abbildung 6: Vergleich des Temperaturverlaufs an 3 Messstellen in Modellversuch (oben) und Simulation (unten)

In Abbildung 7 wird die Simulation mit und ohne Wärmeeintrag in den Speicherbehälter dargestellt und mit der Messkurve aus dem Modellversuch verglichen.

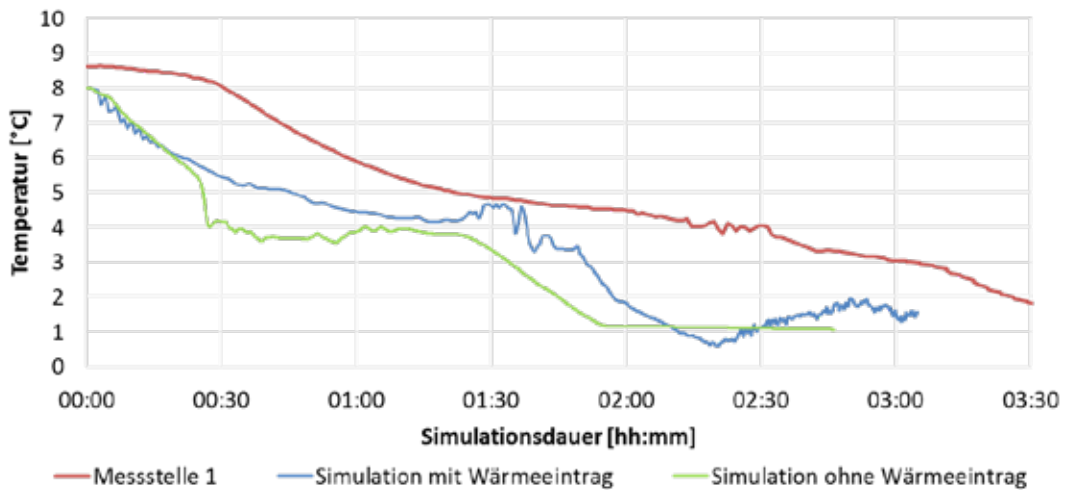


Abbildung 7: Vergleich der Simulationen ohne und mit Wärmeeintrag mit dem Modellversuch

Durch das Einfügen des Wärmeeintrags über die Oberfläche konnte die Genauigkeit der Simulation weiter verbessert werden. Das Fluidvolumen und die anderen Randbedingungen werden in kommenden Simulationen noch angepasst.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Durch 2D-CFD-Simulationen konnte der Abkühl- und Vereisungsvorgang im Eisspeicher trotz einer zeitlichen Diskrepanz sehr gut abgebildet werden. Der Eisaufbau konnte mittels Simulation gut vorausgesagt werden. Durch die Modellversuche am sternförmigen Wärmeübertrager konnte eine Verdoppelung der entzogenen latenten Wärme nachgewiesen werden.

Neben den 2D-Simulationen muss der sternförmige Aufbau dreidimensional simuliert werden. Des Weiteren soll die Genauigkeit der 2D-Simulationen durch Anpassung der Parameter und Randbedingungen noch weiter verbessert werden.

Zudem müssen noch die Modellversuche mit spiralförmigem Wärmeübertrager bei gedämmter Halbkugel aufgenommen werden.

5. Literaturverzeichnis

- [1] S. Paulini, A. Kätzel, A. König-Haagen, D. Brüggemann, T. Plessing, „Untersuchung verschiedener Varianten zum Wärmeeintrag in einen solaren Eisspeicher durch CFD-Simulation und Validierung mit Modellaufbauten“, 26. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017
- [2] Abduljalil A. Al-abidi et al., “CFD applications for latent heat thermal energy storage: a review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20 (2013), 353–363, 2013
- [3] Amrit Om Nayak, G.Ramkumar, T.Manoj, and R.Vinod, “Comparative Study between Experimental Analysis and CFD Software Analysis of PCM material in Thermal Energy Storage System”, International Journal of Chemical Engineering and Applications, Vol. 2, No. 6, 2011

6. Danksagung

Diese Arbeit wurde vom Bayerischen Staatsministerium für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst im Rahmen der „TechnologieAllianzOberfranken (TAO)“ und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie über das Programm „Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM)“ gefördert. Die Autoren bedanken sich für diese Unterstützung.

Investigation of a small scale combined solar cooker desalination unit

Abdallah Khenissi, Ourida Salem, Hichem Ben Ali

WEE GmbH (water energy & environment), Zarzis Tunisia

Abstract

Access to energy and to drink water represents the fundamental basis for decent life. Rural areas in structurally weak regions are primarily affected by the lack of these two goods. The use of solar cooker technology has shown how energy problems can be solved, by saving fuel cost and providing smokeless cooking. However, the problems of drinking water remain. The aim of this paper is to develop and investigate the productivity of a small scale multi stage desalination system working as an “add-on” unit in a 2,7 m² Scheffler solar concentrator. The whole system can be operated either as a solar cooker or as a sea water desalinator.

Key word : csp , desalination, multistage, low tech

1. Introduction

One of the water-related risks for the coming years is that the water resources are limited as the world's population and water needs continue to grow. Water scarcity has already affected every continent. By 2030, the UNO estimates that more than 40% of the world's population (around 2.3 billion people) will be living in areas facing high levels of water stress, especially in northern and southern Africa, as well as in South Asia and in Central Asia. To face these problems desalination is an alternative solution. However, it is an energy intensive process that requires expensive non-renewable fossil fuels. Since most people affected by water stress live in coastal areas with a high solar radiation, solar desalination can be considered as an ideal solution.

2. Desalination review

Water desalination is a process that separates dissolved salts (like sodium chloride) and other minerals from water to produce fresh water able to be drunk or for irrigation purposes. Desalination processes are divided into four technologies: thermal (MED, MSF), physical (RO), chemical (electrodialysis) and electric (flow-through electrodes). The worldwide desalination capacity is 88.6 million/m³/day in 2016 and have known annual grow of more than 10 % in the last 10 years [IDA, 2016-2017]. Thermal desalination and reverse osmosis are technologies whose performance has already been proven for seawater desalination and dominate the global desalination market. Thermal technologies are mainly used in the Middle East combined to thermal power plant (using the exhaust heat of turbines) while membrane technologies are mainly used in Europe and the Asia-Pacific region.

a- On-grid desalination

Nearly all the worldwide desalination capacity is related to large scale on grid plants.

- **Revers osmosis**

RO plants (65% of the market in 2016) [Yoram Cohen, 2017] use electric pumps to apply pressure to push sea water through semi permeable membranes to separate dissolved solids form pure water. RO plants need complicated water pretreatment (filtering of particle in suspension) before reaching the membranes [COMMITTEE, November 2011]. The energy consumption of RO plants is

proportional to the salinity of the inlet water. 3 to 5.5 kWh of electric energy is required to produce one cubic meter of fresh water [Energy Requirements Of Desalination Processes, 2013].

- **Thermal desalination**

Thermal desalination is a process using energy to evaporate seawater and subsequently condense it into pure water. There are two techniques to evaporate water; either to heat it up to the boiling point (100° C at 1 atm) or reduce the pressure with vacuum pumps or use of both them. These techniques are respectively MED (multi effect distillation), MSF (multi-stage flash) and MVC (mechanical vapor compression).

These plants are less sensitive to the quality and salinity of inlet sea water and need less consumable than RO plants; however, the energy consumption is higher 6.5 to 25.5 kWh/m³ [Energy Requirements Of Desalination Processes, 2013]. Since the latent heat of vaporization is very high (2200 kJ at 100 °C), thermal desalination plant use several stages to recover this heat and use it to evaporate more sea water in successive stages. Up to 19 stages are used in industrial plant. The so-called gain output ration (GOR) measure the efficiency of thermal desalination plant and is defined as the amount of distilled water produced by one kg primary steam.

The value of GOR ranges from 1 to 10 kg/kg. [Tonner, 2008].

b- Off grid Desalination

Off-grid desalination plants can be divided in high-tech and low-tech technologies. High-tech desalination plants use reverse osmosis as described above with the singularity that the electricity supply is provided decentrally, either with fossil fuel (diesel generator) or with photovoltaic modules [Alkhatib, January 2014] or with a combination of both [A.Scrivani, 2005]. This configuration adds complexity to the RO plants: need of skilled personal, more consumable (fuel or battery), have a prohibitive cost and are not suitable for remote and structurally weak regions.

Low-tech desalination plants work with the solar still principle, here an enclosed and insulated greenhouse is filled with sea water and exposed to the sun. As the infrared rays can penetrate the green house and not escape it, a thermal accumulation occurs, and saline water is heated up and evaporate. Then the water vapor condenses on the sloped inner side off the glass cover and trickles down to a fresh water tank. To increase the productivity of fresh water, different shapes of solar still have been investigated [Bhattacharyya, 2013] (spherical, single slope, double slope, pyramidal, hemispherical, etc). As solar still have a GOR of one (latent heat is not recovered), the yield is directly proportional to

the solar radiation and cannot exceed the daily insolation divided by the latent heat of evaporation. In the practice a fresh water production between 2 and 6 Liter/m²/day has been reported [Bhattacharyya, 2013] The largest solar still plant was in operation from 1872 to 1912 in the Atacama Desert in Chile, providing fresh waters for silver mine. The plant was 4,700 square meters big and produced 23.000 Liter fresh water per day representing an average of 4.9 Liter/m²/day. Solar still are low-tech desalination devices with no need for consumable or high skilled personal for operation and maintenance. However, they have a low productivity (no recuperation of latent heat) and need specific dedicated place and infrastructure.

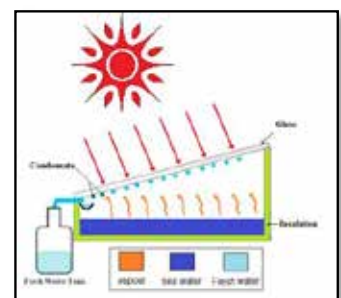


Figure 1 : solar still

3. System description

- **System requirement**

The system is planned for zones with restricted access to energy for cooking and to fresh water and where solar radiation is available. This may be the case either for remote areas or for areas of natural or man-made disasters. The desalinator should not require a dedicated space, consumable and specific skill to be operated and shouldn't contain moving parts. The system must be affordable and repairable on site. And finally, the productivity of the desalinator must be higher than the productivity of conventional solar still.

- **Solar concentrator**

The used solar device is a fix focus point focal solar concentrator (called Scheffler concentrator). The surface of the mirror is 2.7 m² and the effective optical surface 1.9 m². Depending of the season the nominal thermal power is between 0.7 kW and 1 kW

The fix focus technology enables the position of divers heat receiver: direct cooking, oven, dryer boiler etc with no need for flexible pipe or. More than 28,000 m² were installed in India in 2013 (Singhal, 2015).



- **Desalinator**

The desalinator is made with two modified essential oil distiller (made with stainless steel). Each distiller is composed of lower part (cylindrical tank) where the sea water is filled and subsequently heated. And an upper part in which the produced vapor condenses along the conical form and flows to the outlet pipe where fresh water is collected (see top of figure 3). In order to condense, the vapor need to be cooled. This "cold" is provided by cooling water filled on the top of the upper part surrounding the cone where the latent heat is released. Two distillers are assembled together (one over the other). The lower distiller is called first stage and the upper one second stage. The third stage is open (atmospheric) and used as cold source to drive the process. The dimensions of the distiller were chosen in such a way that it was integrable to the concentrator. The diameter of the first stage will set in the focal point. And the height of both distillers so that no shadow will be projected on the reflecting mirrors.



Figure 2 : Distiller

- **Operation**

The desalination unit work discontinuously, in the beginning of the process cold sea water is filled in the three stages (dark blue in figure 4). Then heat is supplied on the bottom of the first stage until the contained sea water boils and start to evaporate. The primary vapor rises and come into contact with the bottom wall of the second stage. The bottom of the second stage has a conical shape to increase the heat exchange surface and allows the condensate to trickle down to the channel where primary fresh water is collected and flows out through an evacuation pipe. As the primary vapor come in contact with the cold cone, the vapor condensates and releases the latent heat to the sea water contained in the second stage. This secondary sea water is heated up and after a while starts to evaporate, rises, comes into contact with the cold bottom wall of the atmospheric stage, condenses and trickle down. Finally, distillated water is collected in the channel of the second stage. The sea water contained in the third stage receives the latent heat of the secondary vapor, is heated and evaporates to the atmosphere. To reduce the heat losses, the desalinator is insulated with heat resistant foam (not shown in the figure).

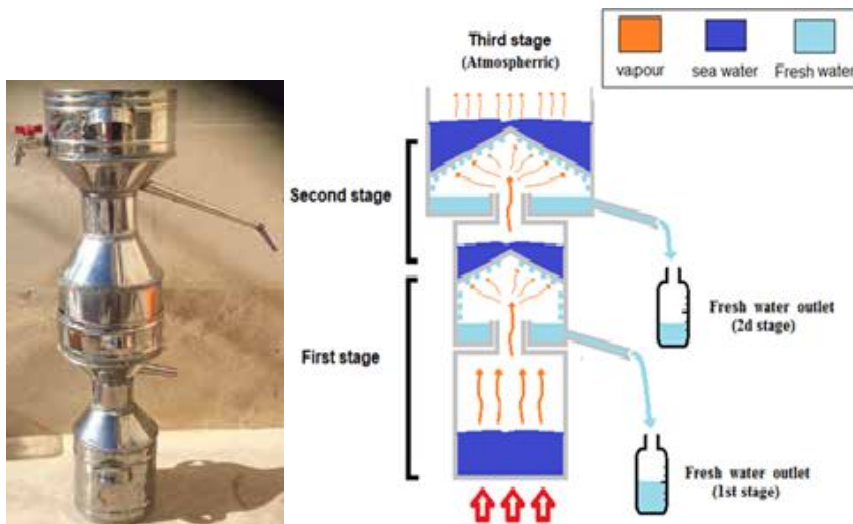


Figure 3 : two stage sea water desalinator. Real picture (Left) and schematic (Right)

4. Experimentation and results

To investigate the performance of the desalinator under constant and measurable conditions, the tests were first performed with gas burner as heat sources. The gas consumption can be measured by the weight difference of the gas bottle. As the desalinator works discontinuously, a precise quantity of sea water must be filled in each distiller stages. A great quantity of water will increase the thermal inertia of the system and more water will be heated than evaporated. Low quantities of sea water will cause an overheating; the vapor will not condense and will escape from the outlet pipe in form of gas and fresh water will not be collected. The purpose of the experimentation is to find the sea water ratio between the first and second stage corresponding to the maximal GOR. Tests were carried out with different quantity of sea water in the first and second stage and the gas consumption was limited to 200g (+/- 100g). The result of the experimentation with different sea water quantity is shown in figure 4.

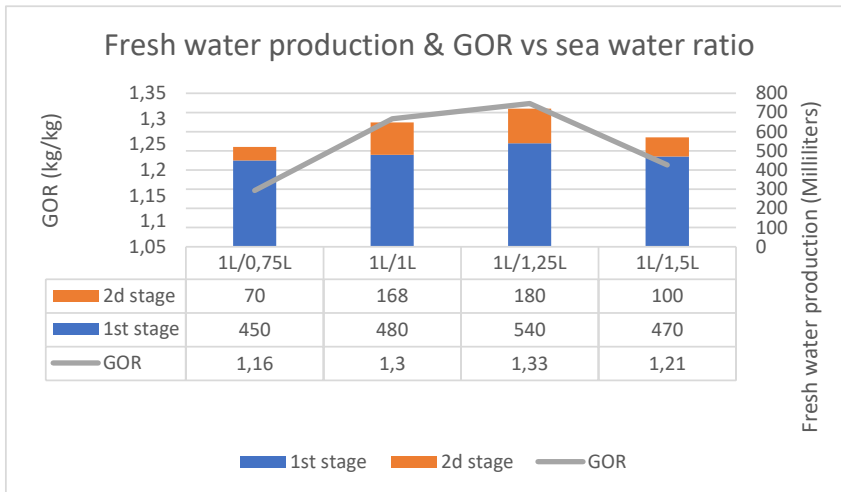


Figure 4: Sea water ratio vs fresh water production

The experimental result shows a nonlinear dependency between the sea water ratio (first stage to second stage) to the fresh water productivity as well to the GOR. A maximum output is given for sea water volume of one liter in the first stage and 1.2 liter in the second stage. A higher amount of sea water (1 liter first stage /1.5 liter second stage) decrease the productivity of fresh water (mainly in the second stage). This can be explained that the latent heat of the primary vapor is more used to heat the sea water in the second stage than to evaporate it. A lower volume of sea water in second stage decreases also the production of freshwater. As primary vapor is not cold enough to condensate, the primary vapor escapes outside and gives the latent heat to the atmosphere (and not to the second stage).

Conclusion

The design and the experimentation of double stage solar desalination unit has been successfully achieved. A gained output ratio (GOR) of 1.3 have been reached. However, the temperature of the collected fresh water condensate is still high and can be used to preheat seawater and increase the GOR. In this case a continuous desalination is needed.

The design of desalination unit is vertical which make it impractical. A better and compact design in ableing the implementation of a third enclosed stage can be developed.

Références

A.Scrivani. (2005). Energy management and DSM techniques for a PV-diesel powered sea water reverse osmosis desalination plant in Ginostra, Sicily. *ELSEVIER*, 63-72.

Alkhatib, A. (January 2014). Reverse-Osmosis Desalination of Water Powered by Photo-Voltaic Modules. *Computational Water, Energy, and Environmental Engineering*, 3, 22-29.

Bhattacharyya, A. (2013). Solar Stills for Desalination of Water in Rural Households . *International Journal of Environment and Sustainability*, 21-30.

COMMITTEE, W. A. (November 2011). Seawater Desalination Power Consumption.

Energy Requirements Of Desalination Processes. (2013). *Encyclopedia of Desalination and Water Resources (DESWARE)*.

IDA, G. (2016-2017). *IDA DESALINATION YEARBOOK* .

Singhal, A. K. (2015). OVERVIEW OF ACTIVITIES UNDERTAKEN AND ACHIEVEMENTS MADE UNDER CSH PROJECT . *SUN FOCUS*.

Tonner, J. (2008). Barriers to Thermal Desalination in the United States. *Desalination and Water Purification Research and Development Program Report No. 144*.

Yoram Cohen, R. S. (2017). A perspective on reverse osmosis water desalination: Quest for sustainability. *AIChE Journal*.

Bifaciale Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium

Jonathan Plentz*, Guobin Jia, Annett Gawlik, Gudrun Andrä

Leibniz-Institut für Photonische Technologien (IPHT), Jena

* E-Mail: jonathan.plentz@leibniz-ipht.de

Abstract

In diesem Beitrag werden Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium vorgestellt. Im Vergleich zu einem monofacialen Solarzellenaufbau kann in der bifacialen Anordnung die Energieausbeute gesteigert werden.

1. Einleitung

Derzeit haben Dünnschicht-Solarzellen fast ausschließlich einen monofacialen Solarzellenaufbau. Die Erträge dieser Solarzellentypen können durch eine bifaciale Beleuchtung erhöht werden. Dafür ist es notwendig, die Transmissionsverluste, die besonders bei Dünnschichten auftreten, so gering wie möglich zu halten.

Im Bereich der Wafer-Solarzellen, die zum Teil schon als bifaciale Module kommerzialisiert sind, gibt es starke Bestrebungen immer dünnere Wafer zu verwenden, um Material und Kosten zu reduzieren. Die bifacialen Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von multikristallinem Silizium zeigen hier die Effekte auf, die auch in Zukunft für die Wafertechnologie wichtiger werden, wenn die bifacialen Wafer-Solarzellen zunehmend dünner werden.

2. Experimentelles

Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium werden mittels Laserkristallisation hergestellt und werden seit Jahren am Leibniz-IPHT erforscht [1-8]. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 1 dargestellt. Dazu wird auf einem Glas mit Barriere-Schicht zunächst 5-10 μm amorphes Silizium abgeschieden und nachträglich mit dem Laser zu multikristallinem Silizium kristallisiert. Um daraus Solarzellen zu prozessieren, werden entsprechende Emitter und Kontakte präpariert.

In der monofacialen Variante (Abbildung 1 links) wird ein Metall als Rückkontakt und Reflektor ganzflächig aufgebracht. Für den bifacialen Aufbau (Abbildung 1 rechts) wird ein transparenter Rückkontakt ggf. mit einem Metallgrid verwendet.

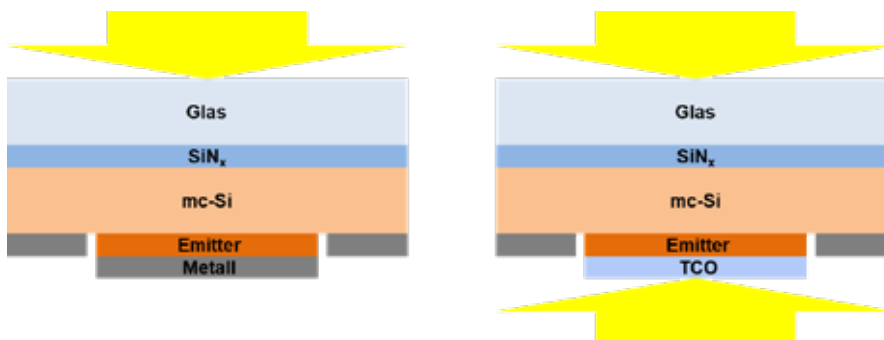


Abb. 1: Monofaciale (links) und bifaciale (rechts) Dünnschicht-Solarzellen aus laserkristallisiertem multikristallinem Silizium

3. Ergebnisse und Diskussion

Für den Ausgangspunkt der Untersuchungen wurden monofaciale Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium verwendet. Die hier verwendeten Solarzellen zeigen bei AM1.5G-Beleuchtung einen Wirkungsgrad von 10%.

Um einen bifacialen Aufbau zu realisieren, wird der Reflektor durch einen transparenten Rückkontakt ersetzt, wie Abbildung 1 zeigt. Dadurch erhöhen sich die Transmissionsverluste und der Wirkungsgrad sinkt bei einseitiger AM1.5G-Beleuchtung auf 8,2% ab.

Wird die bifaciale Solarzelle zusätzlich von der Rückseite mit 24% von AM1.5G beleuchtet, was 24 mW/cm² entspricht, dann werden die Transmissionsverluste aufgewogen. Es wird ein „bifacialer“ Wirkungsgrad von 10% erreicht. Dies entspricht dem monofacialen Wirkungsgrad.

Wird die Beleuchtung von der Rückseite auf realistische 60% von AM1.5G erhöht, was 60 mW/cm² entspricht, dann werden 12,4% erreicht.

Unter optimalen Bedingungen kann die Rückseite mit 90% von AM1.5G beleuchtet werden, was 90 mW/cm² entspricht, wodurch der „bifaciale“ Wirkungsgrad auf 14,5% ansteigt.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst und ausführlich in [1] diskutiert.

Tab. 1: „Bifacialer“ Wirkungsgrad bei verschiedenem Solarzellenaufbau und Beleuchtung

Solarzellenaufbau	Beleuchtung	Wirkungsgrad
Monofaciale Solarzelle (mit Reflektor)	Vorderseite AM1.5G	10,0%
Bifaciale Solarzelle (ohne Reflektor)	Vorderseite AM1.5G	8,2%
	Vorderseite AM1.5G Rückseite 24% AM1.5G	10,0%
	Vorderseite AM1.5G Rückseite 60% AM1.5G	12,4%
	Vorderseite AM1.5G Rückseite 90% AM1.5G	14,5%

4. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium vorgestellt. Im Vergleich zu einem monofacialen Solarzellenaufbau kann in der bifacialen Anordnung die Energieausbeute je nach Rückseitenbeleuchtung von 10% auf 14,5% gesteigert werden.

5. Danksagung

Die vom Freistaat Thüringen geförderte Forschergruppe „Bi-PV“ (FKZ: 2015 FGR 0078) wurde durch Mittel der Europäischen Union im Rahmen des Europäischen Sozialfonds (ESF) kofinanziert.

6. Literaturverzeichnis

- [1] G. Jia, A. Gawlik, J. Plentz, G. Andrä, *Bifacial multicrystalline silicon thin film solar cells*, Solar Energy Materials and Solar Cells 167 (2017) 102-108
- [2] J. Plentz, T. Schmidt, A. Gawlik, J. Bergmann, G. Andrä, D. Hauschild, V. Lissotschenko, *Applicability of an economic diode laser emitting at 980 nm for preparation of polycrystalline silicon thin film solar cells on glass*, Physica Status Solidi A 214 (2017) 1600882
- [3] M. Vetter, G. Jia, A. Sanei, A. Gawlik, J. Plentz, G. Andrä, *Evaluation of light trapping structures for liquid-phase crystallized silicon on glass (LPCSG)*, Physica Status Solidi A 214 (2017) 1600859
- [4] M. Junghanns, J. Plentz, G. Andrä, A. Gawlik, I. Höger, F. Falk, *PEDOT:PSS emitters on multicrystalline silicon thin-film absorbers for hybrid solar cells*, Applied Physics Letters 106 (2015) 083904
- [5] A. Gawlik, I. Höger, J. Bergmann, J. Plentz, T. Schmidt, F. Falk, G. Andrä, *Optimized emitter contacting on multicrystalline silicon thin film solar cells*, Physica Status Solidi RRL 9 (2015) 397-400
- [6] A. Gawlik, J. Plentz, I. Höger, G. Andrä, T. Schmidt, U. Brückner, F. Falk, *Multicrystalline silicon thin film solar cells on glass with epitaxially grown emitter prepared by a two-step laser crystallization process*, Physica Status Solidi A 212 (2015) 162-165
- [7] J. Plentz, G. Andrä, A. Gawlik, I. Höger, G. Jia, F. Falk, *Polycrystalline silicon thin-film solar cells prepared by layered laser crystallization with 540 mV open circuit voltage*, Thin Solid Films 562 (2014) 430-434
- [8] G. Jia, G. Andrä, A. Gawlik, S. Schönherr, J. Plentz, B. Eisenhawer, T. Pliewischkies, A. Dellith, F. Falk, *Nanotechnology enhanced solar cells prepared on laser-crystallized polycrystalline thin films (<10 μm)*, Solar Energy Materials and Solar Cells 126 (2014) 62-67

Albedo-Bestimmung von photovoltaisch relevanten Materialien

Daniel Fluhr¹, Stefan Krischok¹

¹ Institut für Physik und Institut für Micro- und Nanotechnologie MacroNano,
Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau, Deutschland

Abstract

In der vorliegenden Arbeit wurde der räumlich integrierte Reflexionsgrad von Materialien untersucht, die als Hintergrund für bifaciale Solarzellen eingesetzt werden könnten. Dabei wurden eine weiße Dachbahn, eine Dachpappe, eine weiße Reflexionsfolie und eine silberne Reflexionsfolie für die Eignung als Rückreflektoren untersucht, sowie in wie weit sich ein schwarzer Bühnenmolton als Lichtfalle für Charakterisierungsaufbauten eignet. Dabei wurde zwischen dem spektral gemittelten Reflexionsgrad und einem durch das Sonnenspektrum gewichteten gemittelten Reflexionsgrad unterschieden. Diese Unterscheidung zeigt, dass bei Materialien mit starken spektralen Änderungen des Reflexionsgrades, eine Über- oder Unterschätzung des Materials bezüglich seiner Tauglichkeit als Reflektor, im photovoltaischen Bereich, durch eine Reine Mittelung des Reflexionsgrades, auftreten kann. Für alle untersuchten Materialien würde, im für Silizium Solarzellen relevanten Bereich, die direkte und die diffuse Reflexion bestimmt.

1. Einleitung

Bifaciale Solarzellen haben gegenüber den weit verbreiteten monofacialen Solarzellen den Vorteil, dass sie Licht von beiden Seiten der Zelle zur Energiekonvertierung verwenden. Damit kann nicht nur das direkte Licht der sonnenzugewandten Seite umgesetzt werden, sondern auch Licht, welches durch Reflexion in der Umgebung direkt oder diffus auf die Rückseite der Zelle bzw. des Moduls fällt. Damit sind Effizienzsteigerungen bis zu 50% möglich [1]. Es erschließt sich leicht, dass die Beschaffenheit der Umgebung um die installierten Photovoltaik-Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf die Energieausbeute solcher Anlagen hat: Stark reflektierende Hintergründe ermöglichen einen beträchtlichen Beitrag der rückseitig eingestrahlt Leistung. Mit dieser Abhängigkeit der Effizienz von der Bestrahlung auf Vorder- und Rückseite geht auch ein Problem bei der Charakterisierung der Zellen und Module einher. Es zeigt sich, dass es von Vorteil ist, wenn beide Seiten unabhängig voneinander mit Licht bestrahlt werden können. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, Materialien mit geringer Reflektivität zur Verfügung zu haben, mit denen entsprechende Teststände aufgebaut werden können. Andererseits sind bei Photovoltaik-Anlagen Materialien gefragt, die eine hohe Reflektivität (Albedo) aufweisen. Im Allgemeinen sind sowohl die direkte Reflektivität unter dem Glanzwinkel, wie auch die diffuse Reflektivität von Interesse, z.B. als Eingangsparameter für Energieertragssimulationen.

In dieser Arbeit wurden zwei Arten der Reflektivität bestimmt, die direkte Reflektivität unter senkrechtem Einfall und die diffuse Reflektivität unter nahezu senkrechtem Einfall. Dazu wurde eine Reihe von Materialien untersucht, die als Hintergrund für Photovoltaik-Anlagen in Frage kommen, sowie ein Material, das ggf. zur Konstruktion eines Messstandes in Frage kommt.

Abb. 1 zeigt jeweils eine Probe der untersuchten Materialien, im Einzelnen sind das: a) weiße Dachbahn in neuwertigem Zustand, b) Dachbahn in verwittertem Zustand nach 9 Monaten, c) Dachpappe, d) weiße Folie, e) silberne Folie, f) schwarzes Bühnenmolton. Die Dachbahn ist von der Firma Renolit mit dem Namen Alkorbright [2]. Die Verwitterung bestand in einer 9 monatigen Lagerung im Freien ohne Reinigung.

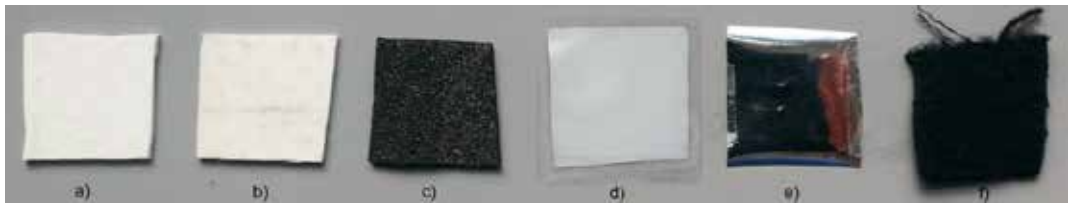


Abb. 1: Untersuchte Materialien: weiße Dachbahn a), weiße Dachbahn verwittert b), Dachpappe c), weiße Reflexionsfolie d), silberne Reflexionsfolie e), schwarzes Bühnenmolton f)

2. Messungen

An jeder Probe wurden drei unterschiedliche Messungen durchgeführt. In einem Varian Cary 5000 wurde, mit einem DRA 2500 Modul, wurden diffuse Reflexion und die Summe aus diffuser und direkter Reflexion gemessen. Das Messgerät erlaubt einen Messbereich von 200 – 2500 nm Anregungswellenlänge. Zur Messung der diffusen Reflexion, wird die Probe unter 0° Einfallswinkel bestrahlt, dadurch verlässt die direkte Reflexion die zur räumlichen Integration verwendete Ulbrichtkugel durch das Eintrittsloch wieder und wird somit nicht mit erfasst. Zur Messung der kombinierten Reflektivität, wurde durch Kippen der Probe um $3,3^\circ$ erreicht, dass bei einer weiteren Messung, der direkte Anteil mit auf die Ulbrichtkugel fällt und mit erfasst wird.

Die dritte Messung bestand darin, die direkte Reflektivität der Probe zu bestimmen. Dies geschah in einem optischen Eigenaufbau. Dabei wird Licht aus einer Halogenlampe in einem Monochromator spektral aufgespalten, anschließend durch einen Chopper zu einem rechteckigen Wechselsignal bei 160 Hz moduliert und unter nahezu 0° Einfallswinkel auf die Probe fokussiert. Die Rückreflexion wird durch einen Spiegel und eine Linse auf einen siliziumbasierten Halbleiterdetektor abgebildet. Das Kurzschlussstromsignal des Detektors wird anschließend durch einen Lock-In-Verstärker ausgewertet. Zur Bestimmung des Reflexionsgrades werden die Signale auf die Kalibrationsmessung einer Siliziumprobe mit bekannten Reflexionsgrad bezogen.

3. Ergebnisse

Der für Si-Solarzellen relevante Wellenlängenbereich ist durch dessen externe Quanteneffizienz gegeben und reicht von 380 nm bis 1100 nm. In den nachstehenden Abbildungen sind alle drei Messungen für jedes Material in folgenden Farben dargestellt: die integrale Messung mit direkter Reflexion, auch als kombinierte Messung bezeichnet (schwarz), die Messung ohne direkter Reflexion (rot) und die Messung der direkten Reflexion (grün). Zusätzlich zu diesen drei Messungen ist auch die Differenz zwischen der integralen Messung mit direkter Reflexion und der Messung ohne direkter Reflexion gezeigt (blau). Diese Auswertung liefert ebenso die direkte Reflektivität der Probe, hat dabei aber einen deutlich größeren Akzeptanzwinkel als die direkte Messung, d.h. nur geringfügig gestreute Anteile werden mit registriert.

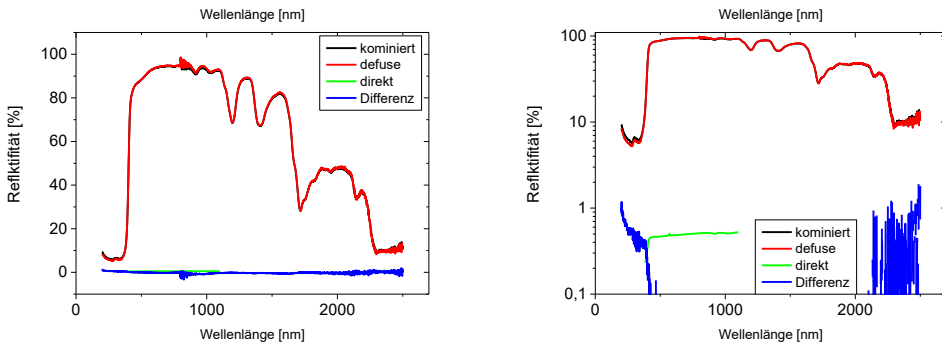


Abb. 2: Reflektivität der weißen Dachbahn (vgl. Abb. 1a). Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text

Ab 400 nm zeigt sich bei der Reflektivität der weißen Dachbahn (Abb. 2) ein starker Anstieg der diffusen Reflexion auf über 80%, im Mittel weist das Material im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 90% auf. Eine direkte Reflexion ist mit unter 1% zu vernachlässigen.

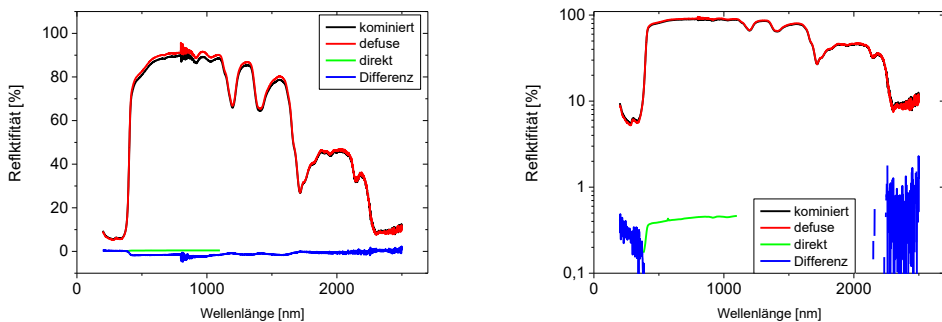


Abb.3: Ergebnisse für die weiße Dachbahn in verwittertem Zustand (vgl. Abb. 1b). Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text

Ab 400 nm zeigt sich bei der verwitterten weißen Dachbahn (Abb. 3) ein starker Anstieg der diffusen Reflexion auf über 80%, im Mittel weist das Material im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 85% auf, dabei ist eine direkte Reflexion zu vernachlässigen. Es zeigt sich ein Rückgang der Reflektivität auf Grund der Verwitterung von 5% gegenüber der neuen Dachbahn.

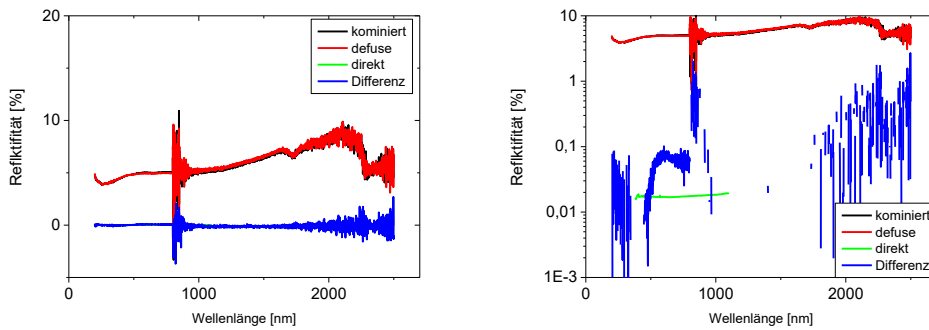


Abb.4: Ergebnisse der Reflektivitätsmessung für die schwarze Dachpappe (vgl. Abb. 1c). Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text

Im Mittel weist die schwarze Dachpappe (Abb. 4) im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 5% auf, auch hier ist eine direkte Reflexion mit unter 1% zu vernachlässigen.

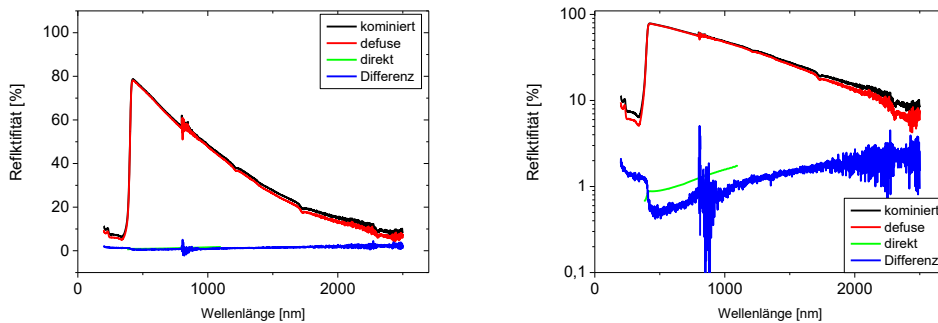


Abb.5: Ergebnisse der Reflektivitätsmessung für die weiße Reflexionsfolie (vgl. Abb. 1d). Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text

Ab 400 nm zeigt sich für die weiße Reflexionsfolie ein starker Anstieg der diffusen Reflexion auf ein Maximum von 78% bei 420 nm. Dieser Wert nimmt über das sichtbare und NIR Spektrum kontinuierlich bis auf einen Wert von 43% bei 1100 nm ab. Im Mittel weist das Material im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 60% auf. Die direkte Reflexion beträgt 1%.

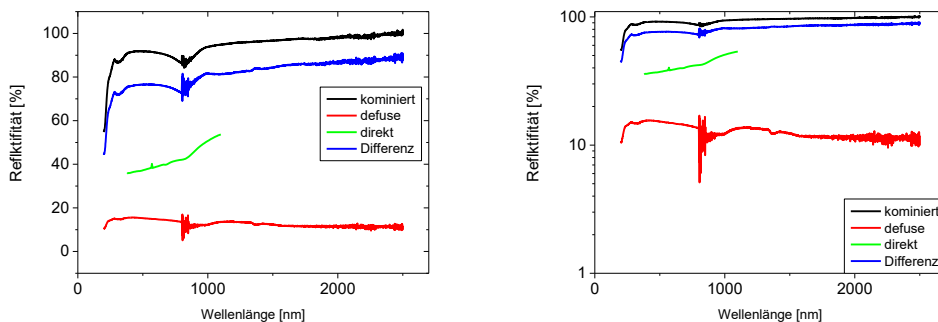
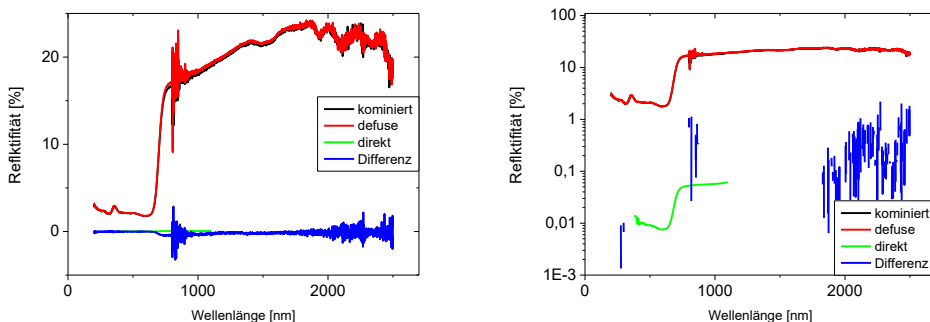


Abb.6: Ergebnisse der Reflektivitätsmessung für die silberne Reflexionsfolie (vgl. Abb. 1e). Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text

Ab 200 nm zeigt sich für die silberne Reflexionsfolie ein starker Anstieg der Reflexion. Es zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen der Messung mit direkter Reflexion (rot) und ohne direkte Reflexion (gelb), was auf einen hohen Anteil gerichteter Reflexion schließen lässt. Durch den Vergleich der Differenzkurve (violett) und der direkten Reflexion (blau) zeigt sich, dass der direkte Reflexionsanteil nicht vollständig gerichtet ist, sondern deutlich aufgeweitet. Die Messung mit kleinem Akzeptanzwinkel zeigt ca. 40%, die Messung mit größerem Akzeptanzwinkel ca. 75% Reflektivität. Im Mittel weist das Material im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 10% und eine kombinierte Reflexion von 90% auf.



**Abb.7: Ergebnisse der Reflektivitätsmessung für das schwarze Bühnenmolton (vg. Abb. 1f).
Links linear, rechts logarithmisch, Bezeichnungen vgl. Text**

Im Spektralbereich bis 660 nm bleibt die Reflektivität des schwarzen Bühnenmoltons unter 3% (Abb. 7). Zwischen 650 nm und 750 nm zeigt sich ein Anstieg der diffusen Reflexion auf einen Werte über 15%. Dieser Wert nimmt über das NIR Spektrum kontinuierlich bis über 1100 nm leicht zu. Im Mittel weist das Material im Bereich von 380 – 1100 nm eine durchschnittliche diffuse Reflexion von 10% auf. Die direkte Reflexion beträgt unter 1%.

4. Potenzial der untersuchten Materialien zur Leistungsreflexion auf die Rückseite von bifacialen Zellen

Der gemittelte Reflexionsgrad sagt aus, wie viel Licht reflektiert wird unter der Annahme einer spektralen Gleichverteilung der auftreffenden Intensität. Da die Intensität im Sonnenspektrum aber nicht gleich verteilt ist, stellt ein Leistungsreflexionsgrad, bei dem die Mittelung der Reflektivität durch das AM1.5 Spektrum gewichtet wird eine bessere Kenngröße dar. Die gesamte Intensität des AM1.5 Spektrums im Wellenlängenbereich zwischen 380 – 1100 nm beträgt ca. 772 W/m². Im Weiteren wurde im Rahmen dieser Untersuchung die reflektierte Strahlungsleistung, bei Bestrahlung unter AM1.5, aus den spektralen Reflexivitätsgraden berechnet. Die spektral gemittelte Strahlungsleistung wurde mit dem gemittelten Reflexionsgrad verglichen, um zu zeigen in wie weit die spektrale Abhängigkeit des Reflexionsgrades hier Unterschiede aufzeigt. Dazu wurde das AM1.5 Spektrum mit der kombinierten Reflektivität der Proben spektral multipliziert und das Integral in Bezug zu 100% Reflektivität (772 W/m²) gesetzt. Daraus ergeben sich die in Tab. 1 gezeigten Werte.

Die Werte sind im Allgemeinen sehr ähnlich. Es zeigen sich Unterschiede zwischen dem kombinierten Reflexionsgrad und dem Leistungsreflexionsgrad bei den Proben mit einer starken Variation des spektralen Verlaufes der Reflexion im relevanten Bereich von 380 – 1100 nm (vgl. Abb. 5 und Abb. 7). Die weiße Reflexionsfolie (Abb. 5) zeigt eine starke Inhomogenität der Reflexion in diesem Bereich, dabei wird Licht im Bereich höherer Intensität um 500 nm überdurchschnittlich gut reflektiert. Entsprechend bewirkt, beim schwarzen Bühnenmolton (Abb. 7), der Anstieg der Reflektivität bei 700 nm einen höheren kombinierten Reflexionsgrad, als der entsprechende Leistungsreflexionsgrad, da die

Sonnenintensität ab 700 nm unterdurchschnittlich zum Rest des relevanten Bereiches ist.

Tab. 1: Übersicht des Reflexionsgrades und des kombinierten Reflexionsgrades

Probe	Leistungsreflexionsgrad	Kombinierter Reflexionsgrad
weiße Dachbahn in neuwertigem Zustand	90%	90%
Dachbahn in verwittertem Zustand nach 9 Monaten	84%	84%
Dachpappe	5%	5%
weiße Reflexionsfolie	63%	60%
silberne Reflexionsfolie	91%	91%
schwarzes Bühnenmolton	9%	11%

5. Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde der direkte und diffuse Anteil der Reflexion von mehreren in der bifacialen Photovoltaik relevanten Materialien untersucht. Diese Untersuchungen können als Grundlage für Energieertragssimulationen verwendet werden, bzw. inwieweit sich schwarzer Bühnenmolton als Verkleidung für Messstände bei der Charakterisierung von bifacialen Solarzellen und Modulen eignet. Dabei wurde insbesondere ein 5%iger Rückgang der Reflektivität der weißen Dachbahn bei Verwitterung gezeigt. Als diffuser Reflektor mit hoher Reflektivität zeigte sich die weiße Dachbahn. Die silberne Reflexionsfolie zeigte vor allem in UV-Bereich eine höhere Reflektivität als die anderen Proben, wobei diese Folie überwiegend direkt reflektiert. Die auf Dächern weit verbreitete Dachpappe zeigt wie erwartet mit nur 5% wenig Potenzial als bifacialer Hintergrund. Die weiße Reflexionsfolie zeigt zwar eine starke spektrale Abhängigkeit, hat dabei ihre hohen Reflexionswerte aber vor allem im Bereich hoher Sonnenintensität, wodurch der Leistungsreflexionsgrad über dem durchschnittlichen Reflexionsgrad liegt. Abschließend muss beim Blick auf den Bühnenmolton als Lichtsenke in Messaufbauten der Anstieg der Reflektivität im IR berücksichtigt werden.

6. Danksagungen

Dieses Projekt wird von der Europäischen Union (ESF) und dem Freistaat Thüringen (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitale Gesellschaft) kofinanziert.

7. Literaturverzeichnis

[1] Cuevas et al., "50% more output power from an albedo collecting flat panel using bifacial solar cells" Solar Energy 1982, 29, 5, 419-420.

[2] renolit, <http://www.renolit.com/waterproofing-roofing/de/produkte/renolit-alkorbright/> aufgerufen am 15.12.2017

Simulationen und Untersuchungen zum Mehrertrag bifacialer Si-Photovoltaikmodule im Tages- und Jahresverlauf

Lukas Gerstenberg¹, Viktor Wesselak¹, Sebastian Voswinkel¹, Sven Münter¹

¹ Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,
Weinberghof 4 99734 Nordhausen

Abstract

Mit den durchgeführten Simulationen konnte der Mehrertrag bifacialer Si-Photovoltaikmodule hinsichtlich ihrer Ausrichtung und des verwendeten Untergrundes bestimmt werden. Aus den Ergebnissen können Installationshinweise für die Verwendung bifacialer Module gewonnen werden. So ist unter anderem ermittelt worden, dass die bestmögliche Ausrichtung eines bifacialen Moduls stark vom Standort und dem damit zusammenhängenden Strahlungsangebot abhängt. Ebenfalls haben die Reflexionseigenschaften des Untergrundes großen Einfluss auf den Ertrag.

1. Simulation des Tageslastgangs bifacialer Si-Photovoltaikmodule

Für die Berechnung des Energieertrags bifacialer PV-Module muss das bekannte Vorgehen für die Ertragsberechnung um die Rückseite der Module erweitert werden. Dabei ist zu beachten, dass einige Gleichungen für den Winkelbereich der Rückseite angepasst bzw. erweitert werden müssen.

1.1 Berechnung des Sonnenverlaufs

Die Intensität der Globalstrahlung, die auf eine beliebig orientierte Fläche auftrifft, hängt vom Sonnenstand, der Weglänge des Lichts durch die Atmosphäre, der reflektierenden Umgebung und der Orientierung der Fläche ab. Unterteilt wird die auftreffende Globalstrahlung in drei Anteile: Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung.

Zur Berechnung der auftreffenden Direktstrahlung ist zunächst die Bestimmung der Sonnenposition notwendig. Beschrieben wird der Sonnenstand durch den Sonnenazimutwinkel α_s und den Sonnenelevationswinkel β_s .

Durch die Präzessionsbewegung der Erde ergibt sich eine Abhängigkeit des Sonnenstands gegenüber dem Tag im Jahr n . Beschrieben wird diese zeitliche Schwankung durch den Deklinationswinkel δ , der den Winkel zwischen der Äquatorebene und der Verbindungslinie zwischen Sonne und Erde angibt ($-23,45^\circ < \delta < 23,45^\circ$) [1, S. 119]. Berechnet wird δ nach Gl. 1.1.

$$\delta = -23,45^\circ \cdot \cos\left(\frac{2\pi}{365} \cdot n + 10\right) \quad (1.1)$$

Während die Ortszeit t innerhalb der Breitengrade als konstant angenommen wird, ist für die Bestimmung des Stundenwinkels ω zunächst die wahre Sonnenzeit t_s nach Gl. 1.2 zu berechnen. Dabei stellt die Zeitgleichung ZGL Gl. 1.3 eine Ausgleichsfunktion für Schwankungen der Bahngeschwindigkeit sowie der Erdneigung dar. Hierbei ist λ der Längengrad des Ortes und λ_0 der Bezugsmeridian.

$$t_s = t - 4 \cdot (\lambda_0 - \lambda) \text{ min}/^\circ + \text{ZGL} \quad (1.2)$$

$$\text{ZGL} = -7,66 \text{ min} \cdot \sin(x) - 9,87 \text{ min} \cdot \sin(2x + 24,99^\circ + 3,83^\circ \cdot \sin(x)) \quad (1.3)$$

$$\text{mit } x = 0,9856^\circ \cdot n - 2,72^\circ$$

Mit bekannter Sonnenzeit t_s lässt sich der Stundenwinkel ω über Gl. 1.4 bestimmen.

$$\omega = \frac{15^\circ}{h} \cdot (t_s - 12h) \quad (1.4)$$

Mit bekanntem Stundenwinkel ω , Deklinationswinkel δ und Breitengrad φ werden der Sonnenelevationswinkel β_s und der Sonnenazimutwinkel α_s nach Gl. 1.5 und Gl. 1.6 für den Standort Nordhausen berechnet (Längengrad $\lambda = 10,808^\circ$, Breitengrad $\varphi = 51,499^\circ$) [2, S.16].

$$\beta_s = \arcsin(\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) \quad (1.5)$$

$$\alpha_s = C_1 C_3 \arctan\left(\frac{\sin(\omega)}{\sin(\varphi) \cdot \cos(\omega) - \cos(\varphi) \cdot \tan(\delta)}\right) + C_2 (1 - C_1 C_3) \cdot 90^\circ \quad (1.6)$$

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{für } \varphi \cdot (\varphi - \delta) \geq 0 \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{für } \omega \geq 0 \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{für } |\omega| < \arccos(\tan(\delta) / \tan(\varphi)) \\ -1 & \text{sonst.} \end{cases}$$

Gleichung 1.6 für die Berechnung des Sonnenazimutwinkels α_s gilt im Intervall $-90^\circ < \alpha_s < 90^\circ$ [2, S.16]. Dieser Bereich entspricht dem ersten und vierten Quadranten in einem Sonnenstandsdiagramm. Um Gleichung 1.6 für bifaciale Module anzuwenden, muss dieser Bereich um den zweiten und dritten Quadranten erweitert werden ($-90^\circ < \alpha_s < 270^\circ$). Gleichung 1.7 enthält die ergänzten Überlegungen. Der Sonnenstand kann somit in jedem Quadranten bestimmt werden.

$$\alpha_s = \begin{cases} -360^\circ - \alpha_s & \text{für } \alpha_s < -90^\circ \\ 360^\circ - \alpha_s & \text{für } \alpha_s > 90^\circ \end{cases} \quad (1.7)$$

Mithilfe vollständig bestimmten Sonnenposition kann der Einfallswinkel θ bestimmt werden, mit dem die Direktstrahlung auf die geneigte Fläche auftrifft. Die für den allgemeinen Fall geltende Gl. 1.8 vereinfacht sich durch die vorhergegangene Berechnung von α_s und β_s zu Gl. 1.9. Hierbei sind α und β Azimut- bzw. Elevationswinkel der geneigten Fläche.

$$\cos\theta(\alpha, \beta) = (\cos(\beta)\sin(\varphi) - \sin(\beta)\cos(\varphi)\cos(\alpha))\sin(\delta) + (\cos(\beta)\cos(\varphi) + \sin(\varphi)\cos(\alpha))\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\alpha)\sin(\beta)\cos(\delta)\sin(\omega) \quad (1.8)$$

$$\cos\theta(\alpha, \beta) = \cos(\beta)\sin(\beta_s) + \sin(\beta)\cos(\beta_s)\cos(\alpha_s - \alpha) \quad (1.9)$$

Abb. 1.1 zeigt ein Sonnenstandsdiagramm für den Standort Nordhausen am 10. Juni ($n = 160$). Außen ist der Azimutwinkel α_s aufgetragen. Der Elevationswinkel β_s beträgt am Außenradius 0° und im Mittelpunkt 90° . Zu sehen ist der Sonnenaufgang im Osten um ca. 5 Uhr mit $\alpha_s = 140^\circ$ und $\beta_s = 0^\circ$. Den Höchststand erreicht die Sonne um 12:00 Uhr mittags mit einem Elevationswinkel β_s von 60° .

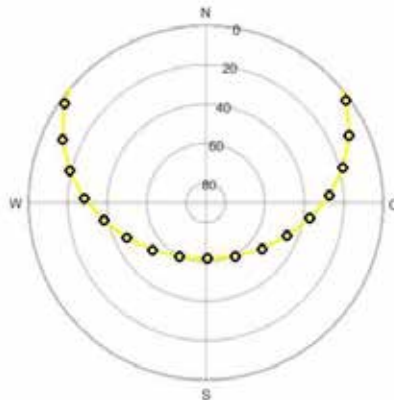


Abb. 1.1: Sonnenstandsdiagramm für Nordhausen am 10.Juni

1.2 Berechnung der Einstrahlung auf eine beliebig orientierte Fläche

Liegen Messwerte für die Direktstrahlung I vor, die nicht in der Modulebene (α, β) gemessen wurden, sondern in einer Messebene $(\alpha_{\text{mess}}, \beta_{\text{mess}})$, können diese über einen Geometriefaktor R (Gl. 1.10) auf die Modulebene umgerechnet werden.

Entspricht die Messebene der Horizontalen, so ist $\alpha_{\text{mess}} = 0$ und $\beta_{\text{mess}} = 0$.

$$I(\alpha, \beta) = I_{\text{mess}} \cdot R = I_{\text{mess}} \cdot \frac{\cos\theta(\alpha, \beta)}{\cos\theta(\alpha_{\text{mess}}, \beta_{\text{mess}})} \quad (1.10)$$

Der Zähler des Geometriefaktors $\cos\theta(\alpha, \beta)$ entspricht Gl. 1.9 aus Kapitel 1.1.

Mit bekanntem Geometriefaktor R für die Modulebene (α, β) können die drei Strahlungsanteile Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung für diese Ebene nach Gl. 1.11 berechnet werden. Hierbei ist G die Globalstrahlung, D die Diffusstrahlung und ρ_e der Reflexionskoeffizient des Untergrundes. Durch die Abhängigkeit des Geometriefaktors R von α und β der Modulebene, ist nur der Anteil der Direktstrahlung vom Azimut- und Elevationswinkel des Moduls abhängig. Diffus- und Reflexionsstrahlung hängen lediglich vom Elevationswinkel β ab.

$$G_m(\alpha, \beta) = (G - D)R + \frac{1}{2}D(1 + \cos(\beta)) + \frac{1}{2}\rho_e G(1 - \cos(\beta)) \quad (1.11)$$

Tabelle 1.1 beinhaltet langjährige Mittelwerte für die Einstrahlung in Nordhausen am 10. Juni. Der gewählte Tag ist wolkenfrei und weist insgesamt ein Hohes Strahlungsangebot auf. Für den gewählten Tag kann mit dem in Abschnitt 1.1 berechneten Sonnenverlauf und Gl. 1.11 für jeden Zeitpunkt t die auf das Modul auftreffende Globalstrahlungsmenge G_m berechnet werden.

Tab. 1.1: Strahlungsdaten für Nordhausen auf die Horizontale am 10. Juni. Zeit t in h , G und I in W/m^2

t	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
G	0	14	130	271	426	566	688	783	836	853	816	754	647	512	358	209	77	2
I	0	0	51	197	338	444	531	599	631	654	640	601	524	420	284	153	42	0

Die Ausrichtung eines Moduls wird durch die beiden Winkel α und β beschrieben. Dabei gelten diese Winkel für die Vorderseite des Moduls. Zur Berechnung der eintreffenden Strahlung auf der Rückseite wird mit Gl. 1.12 und Gl. 1.13 die Ausrichtung der Rückseite bestimmt. Der Azimutwinkel der Rücksei-

te α_r ergibt sich durch die Addition von 180° zum Azimutwinkel der Vorderseite α . Ist ein Modul gegenüber dem Untergrund um $\beta = 30^\circ$ angestellt, dann ist die Rückseite um $\beta_r = 180^\circ - 30^\circ = 150^\circ$ angewinkelt.

$$\alpha_r = 180^\circ + \alpha \tag{1.12}$$

$$\beta_r = 180^\circ - \beta \tag{1.13}$$

Die Globalstrahlung auf eine bifaciale Fläche $G_{\text{biv}}(\alpha, \beta)$ ergibt sich aus der Addition der Globalstrahlung von Vorderseite $G_m(\alpha, \beta)$ und Rückseite $G_{m,r}(\alpha_r, \beta_r)$ (Gl. 1.14).

$$G_{\text{biv}}(\alpha, \beta) = G_m(\alpha, \beta) + G_{m,r}(\alpha_r, \beta_r) \tag{1.14}$$

Abb. 1.2 zeigt die elektrische Ausgangsleistung einer bifacialen PV-Anlage. Die Leistung ist auf 1kW_p installierte PV-Leistung bezogen.

Ausgerichtet ist das Modul für diese Rechnung mit $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$. Der Untergrund hat einen Reflexionskoeffizienten von $\rho_e = 0,26$ (entspricht grünem Gras) [1, S.132]. Der Wirkungsgrad des Moduls beträgt auf der Vorderseite $\eta_v = 18\%$ und auf der Rückseite $\eta_r = 10,8\%$. Der Wirkungsgrad der Rückseite ergibt sich nach Gl. 1.15, wobei bf der Bifacialitätsfaktor ist. Die Bifacialität gibt die Leistung der Rückseite P_{MPPr} in Bezug zur Leistung der Vorderseite P_{MPPv} an. Für den hier gerechneten Fall ist $bf = 0,61$.

$$bf = \frac{P_{\text{MPPr}}}{P_{\text{MPPv}}} \tag{1.15}$$

Abb. 1.2 zeigt die berechnete elektrische Ausgangsleistung der bifacialen PV-Anlage der Vorderseite (gestrichelt), der Rückseite (gepunktet) und die Gesamtleistung (durchgezogen). Durch die gewählte Ausrichtung mit $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$ trifft auf die Rückseite im Tagesverlauf nur minimal Direktstrahlung auf (vgl. Abb. 1.1 Sonnenstandsdiagramm). Der Mehrertrag durch die Bifacialität beschränkt sich für diesen Fall auf die auftreffende Diffus- und Reflexionsstrahlung.

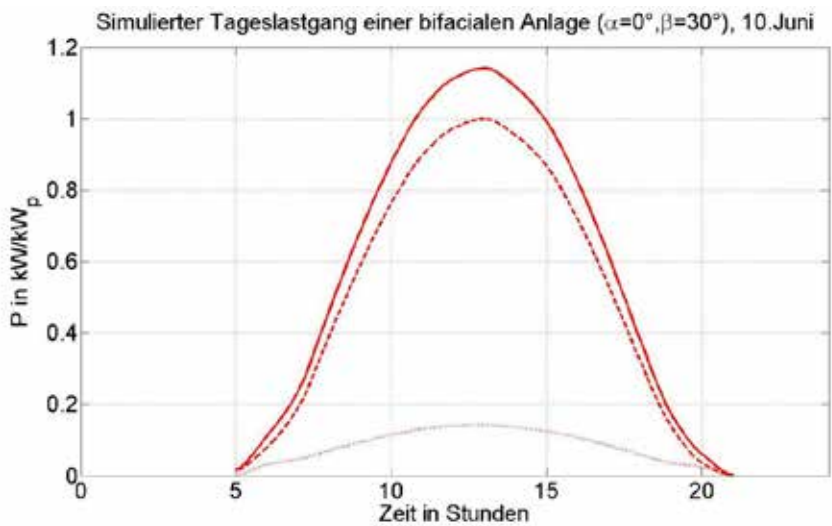


Abb. 1.2: Ausgangsleistung P für eine bifaciale Anlage, bezogen auf 1kW_p für Nordhausen am 10.Juni. Rückseite (..), Vorderseite (--) und Gesamtleistung (-), $bf = 0,61$.

Integriert man die Ausgangsleistung P über die Zeit t , so erhält man die kumulierte Energiemenge E , die innerhalb des Tages gewandelt wurde. Die Energiemengen für die Vorderseite E_v (monofacial), die Rückseite E_r und die Gesamtmenge für die bifaciale Anlage E_{bif} sind in Tab.1.2 aufgeführt.

Tab. 1.2: Kumulierter Energieertrag über den Tag für eine bifaciale Anlage ($P_{MPP} = 1kW_p$) am 10. Juni in Nordhausen ($\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$)

Größe	E_v	E_r	E_{bif}
Ertrag	8,385 kWh/kW _p	1,33kWh/kW _p	9,71 kWh/kW _p

Für das gerechnete Beispiel mit $\varphi_e = 0,26$ ergibt sich ein bifacialer Mehrertrag **BM** (Gl. 1.16) von **15,86 %**.

$$BM = \frac{E_r}{E_v} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

Richtet man die bifacialen Module in der Ost-West-Ausrichtung aus ($\alpha = 90^\circ$ und $\beta = 90^\circ$), so ergibt sich ein gänzlich anderer Tagesverlauf der Ausgangsleistung. Statt des üblichen einzelnen Maximums um 12:00 Uhr mittags, zeigt der Verlauf zwei Maxima auf – eines am Morgen und eines am Abend. Das Maximum am Abend fällt auf Grund der Bifacialität von **bf = 0,61** geringer aus. Die Vorderseite mit dem höheren Wirkungsgrad zeigt nach Osten. Abb 1.3 zeigt den berechneten Tageslastgang der bifacialen Anlage mit $P_{MPP} = 1kW_p$.

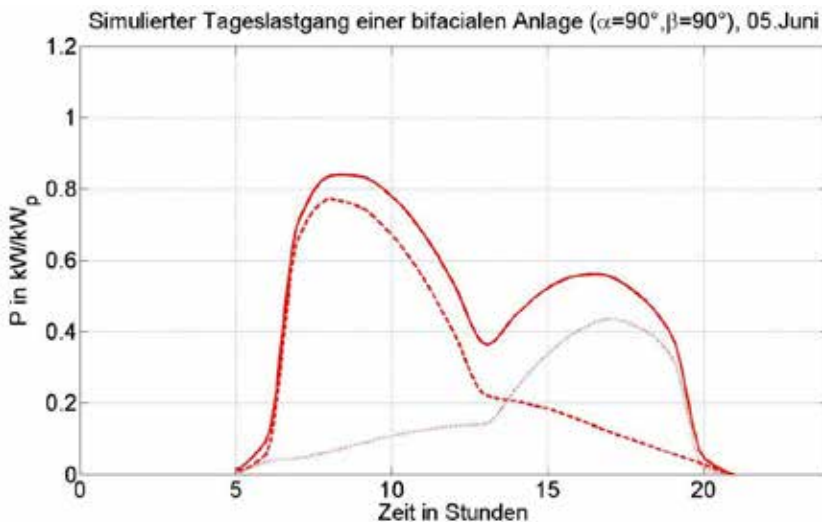


Abb. 1.3: Ausgangsleistung P für eine bifaciale Anlage, bezogen auf $1kW_p$ für Nordhausen am 10.Juni. Rückseite (.), Vorderseite (--) und Gesamtleistung (-), $bf = 0,61$.

Am Morgen trifft die Direktstrahlung auf die Vorderseite des bifacialen Moduls. Die Ausgangsleistung steigt um 6 Uhr stark an und nimmt zum Mittag hin wieder ab. Die Rückseite absorbiert morgens nur Diffus- und Reflexionsstrahlung. Zur Mittagszeit ergibt sich ein lokales Minimum, da die Direktstrah-

lung hier seitlich auf die Anlage trifft und somit weder von der Vorder- noch von der Rückseite absorbiert werden kann. Die Bifacialität von $bf = 0,61$ sorgt für eine Asymmetrie des Tagesverlaufes. In Tabelle 1.3 sind die Tageserträge für die Vorderseite E_v (monofacial), die Rückseite E_r und die Gesamtmenge für die bifaciale Anlage E_{bif} für die Ost-West-Ausrichtung aufgeführt.

Tab. 1.3: Kumulierter Energieertrag über den Tag für eine bifaciale Anlage ($P_{MPP} = 1kW_p$) am 10. Juni in Nordhausen ($\alpha = 90^\circ$ und $\beta = 90^\circ$)

Größe	E_v	E_r	E_{bif}
Ertrag	4,885 kWh/kW _p	2,899kWh/kW _p	7,784 kWh/kW _p

Bei Ost-West-Ausrichtung ist der Tagesertrag mit 7,784 kWh/kW_p geringer als bei der üblichen Ausrichtung mit $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$ (9,71 kWh/kW_p). Allerdings liegt der bifaciale Mehrertrag bei Ost-West-Ausrichtung für diesen Tag bei **59,93 %** im Vergleich zu einer monofacialen Anlage in Ost-Ausrichtung ($\alpha = 90^\circ$ und $\beta = 90^\circ$).

2. Simulation des Jahresertrages bifacialer SI-Photovoltaikmodule

Das gerechnete Beispiel ist repräsentativ für wolkenfreie Sommertage. Im Winter ist der Anteil an Diffusstrahlung höher als im Sommer. Mit veränderlicher Strahlungszusammensetzung und dem über das Jahr veränderlichen Albedo des Untergrundes stellt sich die Frage nach dem bifacialen Mehrertrag im Jahr. Des Weiteren ist der Tagesertrag mit einem Anstellwinkel von $\beta = 30^\circ$ höher als der Tagesertrag bei der Ost-West-Ausrichtung. Ob ein Elevationswinkel von $\beta = 30^\circ$ für den höchsten Jahresertrag sorgt, ist damit nicht geklärt. Zur Untersuchung des bifacialen Mehrertrages und der optimalen Ausrichtung der Module, wird der Jahresertrag in Abhängigkeit der Ausrichtungswinkel α und β berechnet. Hierbei wird mit monatlichen Tagessummen gearbeitet. Die Strahlungsdaten sind dem *European Solar Radiation Atlas* [3] entnommen.

2.1 Berechnung der Einstrahlung auf eine monofaciale Anlage

Statt den exakten Sonnenstand mit Elevations- und Azimutwinkel zu bestimmen, werden für den mittleren Tag eines jeden Monats der Sonnen Auf- und Untergangswinkel ω_a und ω_u bestimmt. Durch Integration über $I \cdot \cos(\theta)$ erhält man die Tagessumme der Globalstrahlung. Durch Multiplikation mit der Anzahl der Tage des Monats ergibt sich der Monatsertrag. Die Berechnungsmethode kann [1, S. 125f] und [2, S. 13f] entnommen werden. Abb. 2.1 zeigt die Darstellung des solaren Jahresertrags einer monofacialen Anlage in Abhängigkeit der Ausrichtung. Der gewählte Standort ist Würzburg in Deutschland und für den Untergrund wurde ein Albedo von 0,26 (grünes Gras) angenommen.

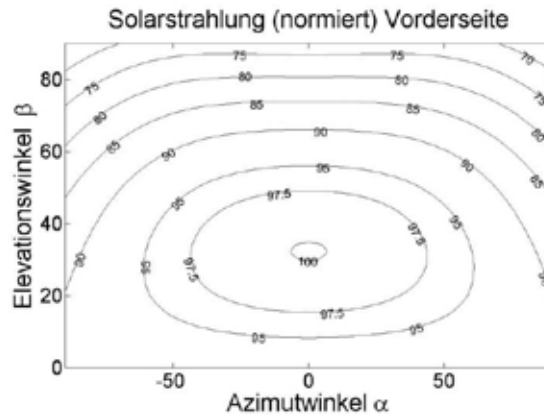


Abb. 2.1: Jahressumme der Globalstrahlung in %, Würzburg ($\varphi = 49,79^\circ$), Albedo 0,26

Der betrachtete Winkelbereich reicht aus, um eine Aussage für die optimale Ausrichtung monofacialer Anlagen treffen zu können. Die Menge an Solarstrahlung, die innerhalb eines Jahres auf eine Fläche auftrifft, ist genau dann am größten, wenn sie nach Süden gerichtet ist ($\alpha = 0^\circ$) und mit einem Elevationswinkel von $\beta = 30^\circ$ angewinkelt ist. In einem Bereich von $\alpha = 0^\circ \pm 40^\circ$ und $\beta = 30^\circ \pm 15^\circ$ ergibt sich ein jährlicher Minderertrag kleiner 5 % im Vergleich zur optimalen Ausrichtung.

2.2 Berechnung der Einstrahlung auf eine bifaciale Anlage

Um eine Aussage zur optimalen Ausrichtung einer bifacialen Anlage treffen zu können, muss der Betrachtungsraum erweitert werden. Zunächst wird der maximale Anstellwinkel β auf 180° erweitert, da erst bei Überstreckung des Anstellwinkels größere Mengen an Direktstrahlung auf die Rückseite fallen können.

Abb. 2.2 (links) zeigt die Linien gleichen Solarertrags auf die beliebig geneigte Fläche. Im Bereich $\beta = 0^\circ \dots 90^\circ$ entspricht die Abbildung gleich Abb. 2.1. Der obere Teil der Grafik ist der Bereich, in dem die Vorderseite des Moduls überstreckt wird ($\beta = 90^\circ \dots 180^\circ$) und bei 180° nach unten auf den Boden zeigt. Der solare Ertrag geht hier gegen Null. In genau dieser Position zeigt die Rückseite des bifacialen Moduls nach oben in den Himmel.

Abb. 2.3 (rechts) zeigt das Ergebnis der Rechnung für die Rückseite. Der beschriebene Zustand, bei dem die Rückseite des bifacialen Moduls in den Himmel zeigt, entspricht in Abb. 2.2 (rechts) dem oberen Rand bei $\beta = 180^\circ$. Im unteren Bereich des Plots für die Rückseite ergeben sich Geraden. Bei diesen Ausrichtungen fällt keine Direktstrahlung auf die Rückseite; die eintreffende Diffus- und Reflektionsstrahlung hängt nur vom Elevationswinkel β ab (vgl. Gl. 1.11). Stellt man das Modul beispielsweise mit $\beta = 60^\circ$ an und dreht es nach Westen ($\alpha = -90^\circ$), so fällt morgens auf die Rückseite Direktstrahlung ein. Daher ergibt sich ein um ca. 20 Prozentpunkte höherer Ertrag als bei Südausrichtung ($\alpha = 0^\circ$) mit gleichem Elevationswinkel.

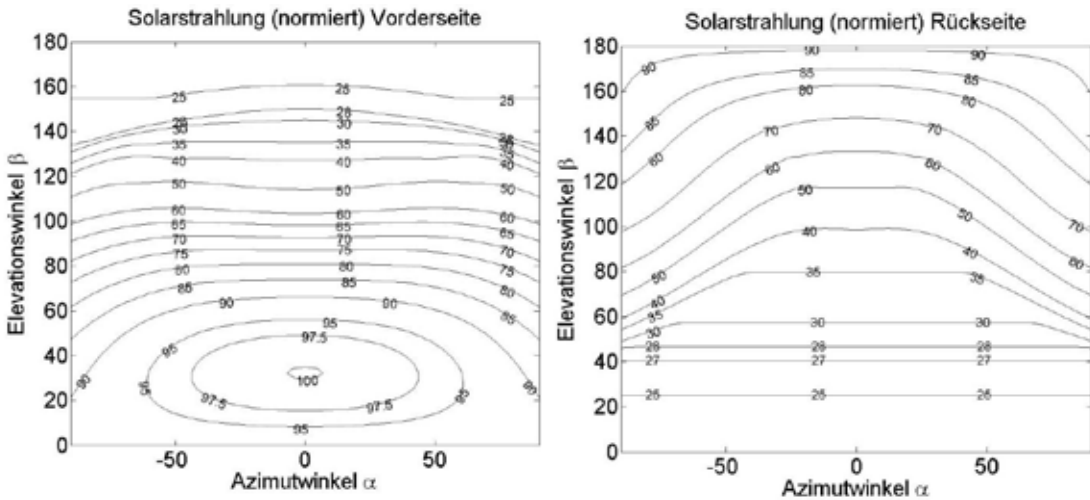


Abb. 2.2: Jahressumme der Globalstrahlung in %, Standort Würzburg ($\varphi = 49,79^\circ$), Albedo 0,26 Vorderseite (links), Rückseite (rechts) normiert auf 100 % der Vorderseite

Bei Einzelbetrachtung ist die optimale Ausrichtung der Vorderseite $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$. Die optimale Ausrichtung der Rückseite ist bei Einzelbetrachtung $\beta = 180^\circ$. Um eine Aussage über die optimale Ausrichtung des bifacialen Moduls treffen zu können, werden die Erträge der Vorder- und Rückseite winkelanhängig addiert. Abb. 2.3 (links) zeigt die jährliche Globalstrahlungssumme für eine bifaciale Anlage, normiert auf den maximalen Ertrag der monofacialen Anlage (Abb 2.2 (links)).

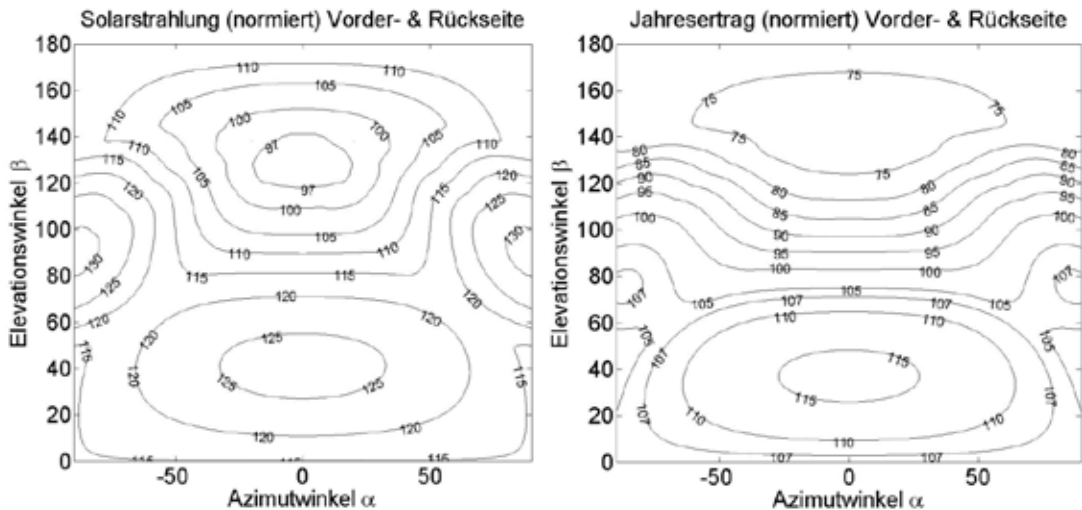


Abb. 2.3: (links): Jahressumme der Globalstrahlung in %, Standort Würzburg ($\varphi = 49,79^\circ$), Albedo 0,26 für bifaciale Anlage. (rechts): Normierter Jahresertrag mit Einbezug der Bifacialität

Es sind drei lokale Maxima zu erkennen: 130 % bei $\alpha = -90^\circ$ und $\beta = 90^\circ$, 130 % bei $\alpha = 90^\circ$ und $\beta = 90^\circ$ und 125 % bei $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$. Mit 5 Prozentpunkten ergibt sich bei Ost-West-Ausrichtung ein höherer Ertrag an Globalstrahlung im Vergleich zur Südausrichtung. Unter Einbeziehung der Bifacialität des Moduls von $bf = 0,61$ verschiebt sich das Maximum der Ost-/West Ausrichtung zugunsten der reinen Südausrichtung mit einem Anstellwinkel von 30° (Abb. 2.3 (rechts)).

Obwohl auf eine Fläche in Deutschland in Ost-West-Ausrichtung innerhalb eines Jahres mehr Solarstrahlung auftrifft, wird der Ertrag an elektrischer Energie in dieser Ausrichtung geringer ausfallen als bei Südausrichtung. Ursache für den in diesem Beispiel auftretenden Minderertrag von 8 Prozent ist die Bifacialität. Mit steigenden Werten der Bifacialität nähert sich der Ertrag der Ost-West-Ausrichtung dem der reinen Südausrichtung an. Weiterhin verschattet der Modulrahmen das Modul um die Mittagszeit, wodurch das Minimum im Tagesverlauf bei einer realen Anlage breiter ausfallen wird. Die optimale Ausrichtung eines bifacialen Moduls entspricht in Deutschland $\alpha = 0^\circ$ und $\beta = 30^\circ$. Hierbei ergibt sich in der Jahressumme eine bifacialer Mehrertrag **BM** von 15 %. Durch die Verstetigung der Erzeugungskurve können auf Systemebene Vorteile entstehen, welche den Minderertrag überwiegen können. Hierzu sind jedoch weitere Untersuchungen erforderlich.

2.3 Standortanalyse

Je nach Standort auf der Erde ergibt sich eine standortspezifische, jährliche Globalstrahlungsmenge und eine unterschiedliche Strahlungszusammensetzung. Nahe des Äquators fällt insgesamt mehr Solarstrahlung ein und der Anteil an Direktstrahlung ist hoch. Nahe der Pole fällt weniger Strahlung ein und der Anteil an Diffusstrahlung ist hoch. Als südlicher Standort wird Málaga in Spanien ($\varphi = 36,72^\circ$) gewählt und als nördlicher Standort Bergen in Norwegen ($\varphi = 60,38^\circ$). Die verwendeten Strahlungsdaten sind [3] entnommen. Der Albedo des Untergrundes beträgt 0,26. Tab. 2.1 beinhaltet die Ergebnisse der Standortanalyse. Aufgeführt sind die verschiedenen Standorte, der Anteil an Diffusstrahlung und die optimale Ausrichtung des bifacialen Moduls.

Tab. 2.1: Optimale Ausrichtung bifacialer Module für verschiedene Standorte (Albedo 0,26)

Standort	Diff.-Anteil	Optimale Ausrichtung
Deutschland	56,4 %	$\alpha = 0^\circ, \beta = 30^\circ$
Spanien	35,9 %	$\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ$
Norwegen	59,7 %	$\alpha = 0^\circ, \beta = 40^\circ$ oder $\alpha = 90^\circ, \beta = 90^\circ$

In Bergen als nördlicher Standort mit hohem Diffusstrahlungsanteil ergibt sich bei Südausrichtung und Ost-West-Ausrichtung der gleiche Jahresertrag. Für bifaciale Module empfiehlt sich hier ein um etwa 10° höherer Elevationswinkel. Bei Standorten mit hohem Direktstrahlungsanteil fällt der Ertrag bei Ost-West-Ausrichtung geringer aus als bei Südausrichtung.

2.4 Einfluss des Untergrundes

Der Untergrund einer bifacialen Anlage beeinflusst den Mehrertrag durch stärkere oder schwächere Reflexion der Direkt- und Diffusstrahlung. Simuliert wurde bisher mit einem Reflexionsgrad von $\rho_e = 0,26$. Weitere mögliche Reflexionsgrade sind schwarze Dachbahn mit $\rho_e = 0,05$ und weiße Dachfolie mit $\rho_e = 0,85$. [1, S.132]. Gerechnet wurde für den Standort Würzburg mit den zuvor verwendeten Strahlungsdaten aus Kap. 2.1. Das Ergebnis für den Jahresertrag (Abb. 2.3 (rechts)) der bifacialen Anlage mit $\rho_e = 0,26$ dient als Vergleichswert. Der Mehr- bzw. Minderertrag im Vergleich zu $\rho_e = 0,26$ für die schwarze Dachbahn und die weiße Dachfolie sind Tab. 2.2 zu entnehmen.

Tab. 2.3: Mehrertrag bei verschiedenen Untergründen

Material	Schw. Dachbahn	Gras	Weißer Dachfolie
Albedo	$\rho_e = 0,05$	$\rho_e = 0,26$	$\rho_e = 0,85$
Rel. Ertrag	89,6 %	100 %	131 %
Opt. Ausrichtung	$\alpha = 0^\circ, \beta = 30^\circ$	$\alpha = 0^\circ, \beta = 30^\circ$	$\alpha = 0^\circ, \beta = 45^\circ$ und $\alpha = 90^\circ, \beta = 90^\circ$

Bei der Simulation ergibt sich ein Minderertrag von 10,4 % bei schwarzer Dachbahn im Vergleich zu Gras. Die weiße Dachbahn sorgt in der Simulation für einen Mehrertrag von 31 %. Hierbei werden die spektrale Abhängigkeit der Reflexionsgrade und die spektrale Empfindlichkeit des bifacialen Moduls nicht berücksichtigt. Bei hohem Reflexionsgrad, wie bei der weißen Dachbahn, ergeben sich wieder mehrere Maxima. Ein maximaler Ertrag ergibt sich sowohl bei Ost-West-Ausrichtung als auch bei Südausrichtung mit einem Elevationswinkel von $\beta = 45^\circ$.

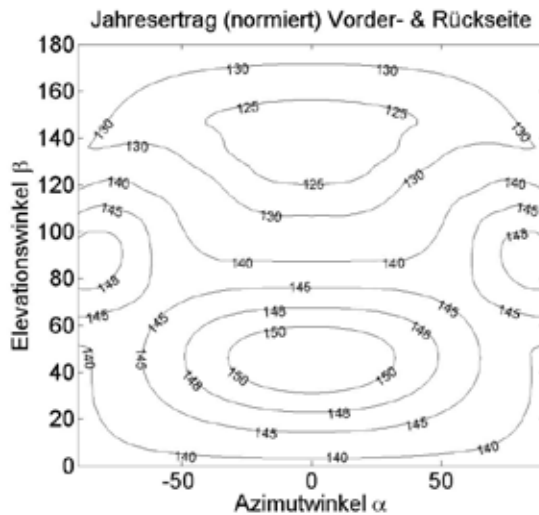


Abb. 2.4: Jahressumme der Globalstrahlung in % mit Berücksichtigung der Bifacialität, Standort Würzburg ($\varphi = 49,79^\circ$), Albedo 0,85 für bifaciale Anlage. 100% Entsprechen dem Maximum Abb. 2.2 (link) (monofacial mit Albedo 0,26)

3. Zusammenfassung

Bei Südausrichtung ergibt sich im Tagesverlauf an einem repräsentativen Sommertag ein bifacialer Mehrertrag von gut 15 %. Bei Ost-West-Ausrichtung ist der bifaciale Mehrertrag gegenüber einer monofacialen Anlage in Ost-Ausrichtung mit knapp 60 % größer, jedoch ist der Gesamtertrag geringer als bei Südausrichtung. Dies war zu erwarten, da auf das monofaciale Modul bei Ost-Ausrichtung mit $\beta = 90^\circ$ nur morgens Direktstrahlung fällt. Der Vorteil der Ost-West-Ausrichtung bifacialer Module ist der Tagesverlauf der Ausgangsleistung. Während die Südausrichtung für ein großes Maximum in der

Mittagszeit sorgt, bietet der Tagesverlauf bei Ost-West zwei flachere Maxima und mittags ein lokales Minimum. Dieser Verlauf der Ausgangsleistung kann einen Systemvorteil bieten.

Um innerhalb eines Jahres die größte Energiemenge mit einer bifacialen Anlage zu wandeln, empfiehlt sich eine Ausrichtung, die dem Untergrund und dem Standort angepasst ist. Bifaciale Anlagen bieten in der Simulation bei Südausrichtung einen um 15 % höheren Jahresertrag. Ost-West-Ausrichtung lohnt sich an Standorten mit hohem Diffusstrahlungsanteil oder an Standorten mit hohen Reflexionseigenschaften und mittlerem Diffusstrahlungsanteil. Hierbei ist zu beachten, dass der Modulrahmen die Anlage zur Mittagszeit verschattet und dadurch ein Minderertrag zu erwarten ist.

Die in dieser Untersuchung getroffenen Aussagen zum Mehrertrag und optimaler Ausrichtung bifacialer Photovoltaikmodule beziehen sich zunächst nur auf das Globalstrahlungsangebot in der Modulebene und eine fixe Bifacialität. Zukünftig werden die Simulationsergebnisse mit Messdaten eines Freifeldteststandes an der HS Nordhausen abgeglichen. Der Teststand verfügt über mehrere bifaciale Module in Südausrichtung, ein Modul in fester Ost-West-Ausrichtung und einen mobilen Teststand mit variabler Ausrichtung. Die Messplätze verfügen über wechselbare Untergründe. Des Weiteren wird der Einfluss höherer Bifacialität auf den Mehrertrag und die optimale Ausrichtung untersucht.

4. Danksagungen

Dieses Projekt wird von der Europäischen Union (ESF) und dem Freistaat Thüringen (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitale Gesellschaft) kofinanziert.

5. Literaturverzeichnis

- [1] Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim, *Handbuch Regenerative Energietechnik*, Springer Vieweg, 2017
- [2] Duffie, John A.; Beckman, William A., *SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES*, John Wiley & Sons, Inc., 1991
- [3] Palz, W.; Greif, J., *European Solar Radiation Atlas 3rd Edition*, Springer, 1996

Untersuchung von Degradationsmechanismen an bifacialen Photovoltaikmodulen

Sven Münter, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Lukas Gerstenberg
Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

Abstract

In diesem Artikel werden beschleunigte Alterungstests hinsichtlich potentialinduzierter Degradation (PID) an bifacialen Photovoltaikmodulen beschrieben. Die Halbleiterschichten der untersuchten PV-Module sind aus kristallinen p-Typ Silizium auf Basis der PERC (Passivated Emitter Rear Contact) Zelltechnologie gefertigt. Bei den dargestellten Versuchen handelt es sich um Bias Damp Heat Tests (BDH), die in einer Klimakammer durchgeführt wurden. Während der Testdurchläufe wurden die Module mit einer extern angelegten Spannung von -1000 V beaufschlagt. Simultan wurden verschiedene Kontaktierungssituationen (Rahmen, Frontverglasung, Rückverglasung) realisiert und hinsichtlich des Auftretens von PID untersucht. Betrachtet werden zwei Testdurchläufe mit unterschiedlichen Belastungssituationen. Während des ersten Testdurchlaufes wurde eine konstante Temperatur von 60°C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85% nach DIN EN 62804 eingehalten. In einem zweiten Testdurchlauf wurde eine Temperatur von 85°C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85% gewählt.

1. Einleitung

Der rentable Betrieb von Photovoltaikanlagen bedingt sich aus einer Kombination geringer Stromgestehungskosten sowie im Vorfeld prognostizierbaren Energieerträgen. Photovoltaikmodule sind während ihres Lebenszyklus diversen Einflüssen, welche zu einer Leistungsminderung führen können, ausgesetzt. Die zu erwartenden Leistungsminderungen gilt es im Vorfeld bestmöglich zu prognostizieren. Neben Klimafaktoren wie Sonneneinstrahlung, Temperaturwechseln und Feuchtigkeit treten in Kombination systembedingte Degradationsmechanismen in Erscheinung. Diese auf einer Spannung gegen Erde basierenden Belastung wird als potentialinduzierte Degradation (PID) bezeichnet. Aufgrund der Systemspannung zwischen den beiden Polen eines Modulstrangs und in Abhängigkeit der Erdungssituation besteht zwischen den Modulen eines Stranges und der geerdeten Peripherie eine Potentialdifferenz. In Folge des Potentialunterschiedes kann es zum Auftreten von Leckströmen zwischen den aktiven Schichten der Photovoltaikmodule und der Peripherie kommen. Es wird vermutet, dass ein direkter Zusammenhang zwischen Leckstrom und Leistungsverlust existiert [1, 2]. Im Folgenden werden die Zusammenhänge, welche zu potentialinduzierten Degradationserscheinungen führen, sowie die Ergebnisse beschleunigter Alterungsuntersuchungen dargestellt.

1.1 Potentialdifferenzen

In Abhängigkeit der elektrischen Verschaltung der Gleichstromseite eines Solargenerators sind Potentialunterschiede von ± 1000 V zwischen den geerdeten Montagestrukturen sowie den aktiven Halbleiterschichten der PV-Module möglich. Das Vorzeichen und die Höhe der Potentialdifferenz ist abhängig von der eingesetzten Wechselrichtertopologie und der Systemspannung des Solargenerators. Bei transformatorlosen Wechselrichtern ist die Polarität und Form des Potentials bauartbedingt vorgegeben. Eine Übersicht der möglichen Potentiale kann [7] entnommen werden. Bei Wechselrichtern mit Transformator kann das sich einstellende Potential durch die Ausführung der betrieblichen Erdung beeinflusst werden. Es wird unterschieden zwischen einpolig geerdeten Solargeneratoren und Solargeneratoren mit Mittelpunkterdung.

Abb.1 zeigt exemplarisch unterschiedliche Ausführungen der Generatorerdung, a) negative Generatorerdung, b) positive Generatorerdung, c) Mittelpunktserdung und d) ungeerdet. Wird am positiven Pol des Solargenerators geerdet, haben sämtliche Module der Anlage ein negatives Potential gegenüber Erde. Wird hingegen am negativen Pol der Anlage geerdet, führen die Module der Anlage ein positives Potential gegenüber Erde. Das maximale Potential, in Höhe der gesamten Systemspannung gegenüber der geerdeten Aufständigung der Module, lässt sich dabei an dem ungeerdeten Anschluss des Solargenerators nachweisen.

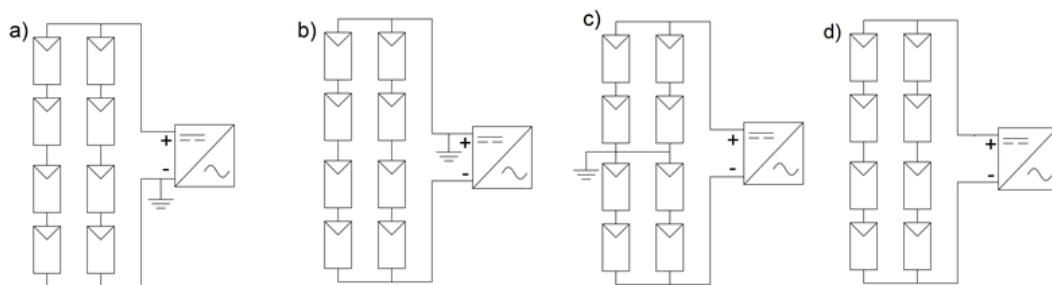


Abb. 1: Möglichkeiten zur Erdung eines Solargenerators. a) negative Generatorerdung, b) positive Generatorerdung, c) Mittelpunktserdung, d) ungeerdet

Die Mittelpunktserdung beschreibt eine Erdung in der Mitte des Solargenerators, die Potentiale sind auch hier klar definiert. Der Anlagenteil ausgehend von dem positiven Pol führt ein positives Potential gegenüber Erde, der Anlagenteil abgehend von dem negativen Pol führt ein negatives Potential gegenüber Erde. Der maximale Potentialunterschied entsteht somit immer an dem letztplatzierten Modul eines Stranges, ausgehend von der Generatorerdung. In der ungeerdeten Ausführung entspricht das Potential, welches an den Generatorpolen gegen Erde gemessen werden kann, in der Regel jeweils der halben positiven und negativen Strang- beziehungsweise Systemspannung.

1.2 Potentialinduzierte Degradation

Erste Forschungen hinsichtlich des Auftretens von potentialinduzierten Degradationserscheinungen wurden bereits in den 1970 Jahren durchgeführt. Zu Beginn der Untersuchungen wurde als ausschlaggebender Mechanismus hinsichtlich der Degradation an kristallinen Photovoltaikmodulen eine reversible Polarisation der Zelloberflächen („surface polarization“) festgestellt [3]. Die Polarisation der Oberfläche führt zu der Ausbildung eines elektrischen Feldes, welches der Raumladungszone entgegenwirkt und sich in einer vermehrten Rekombination von Ladungsträgern bemerkbar macht. Weitere Untersuchungen führten zu dem Ergebnis, dass eine Diffusion von Natriumionen aus den die Zellen umgebenden Solarglas ebenfalls als Degradationsmechanismus wirkt. Diese Diffusionsbewegungen treten in Folge eines negativen Potentials, welches die aktiven Schichten des Moduls gegen Ihre Umgebung führen, auf. Die diffundierten Natriumionen führen zu der Bildung von Defektstellen in den Halbleiterschichten der Module. Diese entstandenen Defektstellen führen zur Bildung von Shunts, welche in einer Verringerung der Modulausgangsleistung sichtbar werden. Ein bestehender Ansatz zur Vermeidung des Leistungsverlustes ist das nächtliche Anlegen einer Spannung mit umgekehrtem Potential. Ziel dieser Gegenspannung ist die Umkehr der Diffusionsbewegungen der Natriumionen. Verschiedene Wechselrichter-Hersteller bieten bereits technologische Lösungen an, die eine Umkehrung des elektrischen Potentials über die Nacht ermöglichen, um dem Auftreten von PID entgegenzuwirken [4]. Abhängig von der Polarität der aktiven Schichten eines Solargenerators treten unterschiedliche Degradationsmechanismen in Erscheinung. Die im Vorigen beschriebenen Effekte beziehen sich allein auf negative Potentiale der aktiven Schichten gegen ihre Umgebung. Wird jedoch ein positives Potential gegenüber der Umgebung des Solargenerators realisiert, kann dies, wie in der Literatur beschriebene Testreihen gezeigt haben, zu Materialkorrosionen führen. Nach [4] konnten in Laborunter-

suchungen (BDH-Test) Schädigungen der silberhaltigen Busbars, sowie der Verkapselungsfolie festgestellt werden. Als Mechanismus für die Schädigung der silberhaltigen Kontaktfinger wird die Ionisierung des Silbers in Folge des wirkenden Potentials vermutet. Die Korrosion der Busbars äußert sich in einem erhöhten Serienwiderstand der Module. Die Schädigung der Verkapselungsfolie wird durch eine Reaktion des korrodierten Silbers und der Verkapselung erklärt, welche zu Säurebildung zwischen den beteiligten Komponenten führt [5, 6]. In Folge der wirkenden Potentialdifferenzen stellt sich ein Stromfluss I ein. Dieser Strom wird als Leckstrom bezeichnet. Da direkte Zusammenhänge zwischen der Höhe des Anlagenpotentials und der in Erscheinung tretenden Degradationserscheinungen nachgewiesen werden konnten, wird angenommen, dass der Leckstrom als Indikator für das Voranschreiten der Degradation herangezogen werden kann. Dazu wird aus der Integration des Leckstroms die übertragende Ladungsmenge Q mit dem auftretenden Leistungsverlust korreliert.

$$Q = \int_{t_0}^t I dt \quad (1)$$

Die Leckströme können über unterschiedliche Pfade in die aktiven Schichten eines Photovoltaikmoduls fließen. Bei denen im Test untersuchten Modulen handelt es sich um Module, die in einem Glas/Glas Aufbau gehalten sind. Somit ergeben sich für die betrachtete Technologie vier wesentliche Leckstrompfade (vgl. Abb. 2).

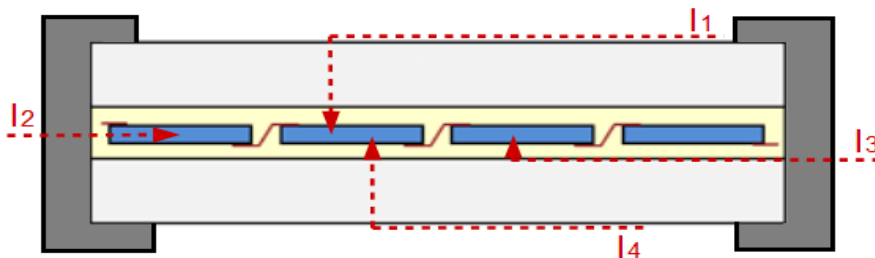


Abb. 2: Hauptleckstrompfade an einem bifacialen Glas/Glas Modul

Der Strom I_1 fließt hierbei über das Frontglas und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad wird für eine feuchte Oberfläche als dominant angesehen, wie es bei Niederschlagsereignissen der Fall ist. Der Strompfad zugehörig zu I_2 führt von den Rahmen des Moduls durch die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht. Strompfad I_3 führt über den Rahmen und die Grenzschicht von Glas und Verkapselungsfolie zu den Halbleiterschichten. Strompfad I_4 führt über die Rückverglasung des Moduls und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad tritt besonders bei einer feuchten Rückseite in Erscheinung. Insbesondere am Morgen, bei niedrigen Temperaturen, hoher Luftfeuchte und Sonneneinstrahlung auf der Frontseite wird von einer Dominanz dieses Strompfades ausgegangen. Durch die Erwärmung der Frontseite in Folge der Sonneneinstrahlung verdampft das Wasser auf der Vorderseite, wohingegen die Rückseite noch weitestgehend mit einem Wasserfilm bedeckt ist.

2. Versuchsaufbau

Bei den durchgeführten Tests handelt es sich um so genannte Bias Damp Heat Tests. Hierbei werden Photovoltaikmodule über einen definierten Zeitraum einer konstanten Luftfeuchte und Temperatur ausgesetzt. Des Weiteren wird eine Spannung zwischen den kurzgeschlossenen Modulanschlüssen und den Rahmen beziehungsweise der Front- und Rückverglasung angelegt.

In dem Versuchsaufbau wurden zwei verschiedene Belastungssituationen gewählt. In einem ersten Testdurchlauf wurde in Anlehnung an die in der Norm DIN EN 62804 geforderten Testparameter zur Bestimmung der PID-Anfälligkeit von Photovoltaikmodulen eine Temperatur von 60°C und eine rel. Luftfeuchte von 85% (60/85) gewählt. Während des Tests wurden drei Module in den zuvor aufgeführten Kontaktierungsvarianten (Rahmen, Rück- und Frontverglasung) mit einer Spannung von -1000 V beaufschlagt und über einen Zeitraum von 96 Stunden belastet. Als Referenz zu denen mit einer Spannung beaufschlagten Modulen wurde ein weiteres Modul ohne externe Spannungsbeaufschlagung dem Test hinzugefügt. In einem folgenden Testlauf wurden die Testparameter auf 85/85 erhöht und die Testdauer auf 120 Stunden verlängert. Während der Testdurchläufe wurden die übertragenen Ströme separat in einem Intervall von 11 Sekunden mittels indirekter Strommessung über einen Shunt Widerstand gemessen.

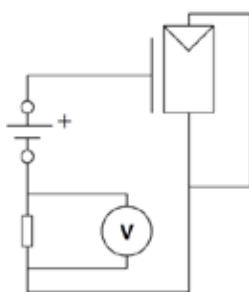


Abb. 3: Schaltplan Spannungsbeaufschlagung PID-Test

Der Versuchsaufbau wurde in einer Klimakammer realisiert. Zur Simulation der Potentialdifferenzen wurden Hochspannungsmodule eingesetzt, welche ausgangsseitig eine konstante Gleichspannung von -1000 V erbringen. Die Spannung wurde erst bei konstanten Umgebungsbedingungen zugeschaltet. Der Versuchsaufbau ist in Abb. 3 schematisch dargestellt. Die Kontaktierung des Front- beziehungsweise Rückglases wurde mittels einer vollflächigen Kontaktierung durch aufliegende Stahlplatten realisiert.

3. Ergebnisse

Zur Evaluierung der einsetzenden Degradation dienen im Vor- und Nachhinein aufgenommene Strom-Spannungs-Kennlinien mit Blick auf die signifikanten Kenngrößen (MPP, Füllfaktor, I_{sc} , U_{oc}) der betrachteten Module. Diese Kenndaten werden den übertragenden Ladungsmengen in Q/m^2 während der Versuchsdurchläufe gegenübergestellt. Im Folgenden werden die untersuchten Module mit Modul 1-4 bezeichnet. Tab.1 sind die Modulnummern mit zugehöriger Kontaktierung zu entnehmen.

Tab. 1: Zuordnung Modulnummern und Kontaktierung

Modul	Kontaktierung
Modul 1	Frontglas
Modul 2	Rückglas
Modul 3	Rahmen
Modul 4	Referenz

3.1 Ladungsmenge als Indikator für PID

Aufgrund der unterschiedlichen Umgebungstemperatur während der beiden Testreihen ist ein deutlicher Unterschied der übertragenen Ladungsmenge in Abb. 4 zu erkennen.

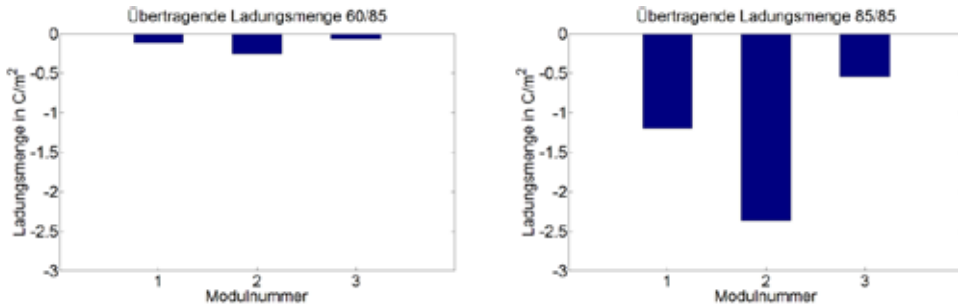


Abb. 4: Übertragene Ladungsmengen während BDH-Test mit einer Temperatur von 60°C und einer relativen Luftfeuchtigkeit von 85% (links) sowie bei einer Temperatur von 85°C und 85% relativer Luftfeuchtigkeit (rechts)

Die übertragene Ladungsmenge des 85/85 Tests ist um den Faktor zehn höher als die übertragene Ladungsmenge des 60/85 Testdurchlaufes. In beiden Tests führt die Kontaktierung des Rückglases zu der höchsten übertragenen Ladungsmenge. In Tab. 2 sind die prozentualen Leistungsverluste bezogen auf den MPP vor und nach dem 60/85 Testlauf und die zugehörigen übertragenden Ladungsmengen zu entnehmen.

Tab. 2: Gegenüberstellung des Leistungsverlustes und den übertragenden Ladungsmengen 60/85 Test

Modul	ΔP in % (60/85)	Ladungsmenge in C/m ²
Modul 1 Front	-2,74	-0,111
Modul 2 Front	-2,25	-0,257
Modul 3 Front	-1,56	-0,679
Modul 4 Front	+0,24	-
Modul 1 Back	-2,33	-0,111
Modul 2 Back	-1,47	-0,257
Modul 3 Back	-1,83	-0,679
Modul 4 Back	+0,85	-

Aus den generierten Ergebnissen ist ersichtlich, dass es keine direkte Korrelation zwischen der Höhe der übertragenen Ladung und dem auftretenden Leistungsverlust besteht. Der eingetretene Leistungsverlust in Folge der Frontkontaktierung von Modul 1 zeigt in beiden Tests die höchsten Werte. Jedoch ist die übertragene Ladung um den Faktor 2 geringer als die übertragene Ladung, welche in Folge der rückseitigen Kontaktierung des Moduls 2 übertragen wurde. Sämtliche gemessenen Leistungsminderungen sowie die Anstiege der Ausgangsleistung des Referenzmoduls Modul 4 liegen im

Bereich der Messunsicherheiten. Somit sind die erzielten Messwerte nicht belastbar und sollen an dieser Stelle lediglich als Orientierung verstanden werden.

Abb. 5 zeigt exemplarisch die normierte Strom-Spannungs-Kennlinien des 60/85 Testlaufes und das Einsetzen der Degradation auf der der Frontseite des Moduls 1.

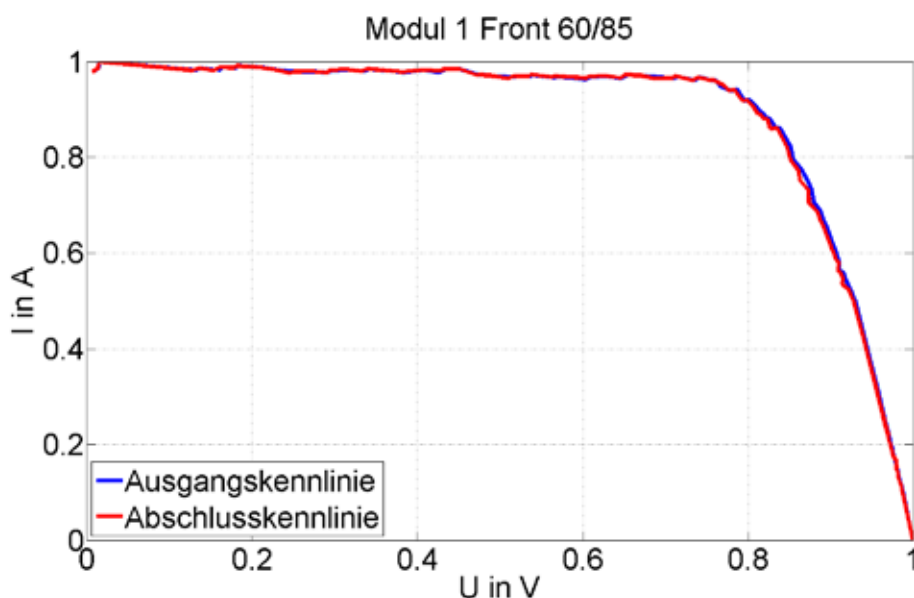


Abb. 5: Normierte Strom-Spannungs-Kennlinie Modul 1

Aus den dargestellten Verlauf der Strom-Spannungs-Kennlinien in Abb. 5 lässt sich das Verhalten der Degradationserscheinungen, welches im Zuge des 60/85 Test zu beobachten waren erkennen. Die beobachtete Degradation äußerte sich einheitlich durch eine geringe Minderung des MPP und des Füllfaktors. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass bei allen beobachteten Untersuchungen keine Veränderung des Kurzschlussstroms oder der Leerlaufspannung zu erkennen waren.

4.Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die untersuchten Module folglich den Anforderungen nach DIN EN 62804 eine ausreichende Beständigkeit gegenüber PID aufweisen. Die in der Norm geforderten Prüfbedingungen verlangen einen 96 stündigen 60/85 Test mit einer Spannungsbeaufschlagung von -1000 V mittels Rahmenkontakt. Die geforderten Annahmekriterien besagen, dass zwischen Anfangs- und Abschlussmessung die maximale Degradation 5% betragen darf. Die ermittelten Werte für das untersuchte Modul 3 mit Rahmenkontaktierung lagen während beider Testdurchläufe unter den von der Norm geforderten Maxima. Des Weiteren ist festzustellen, dass die Höhe des Leistungsverlustes nicht mit der Höhe der Leckströme korreliert. Modul 2, welches in die höchsten Leckströme aufweist, zeigt nicht die quantitativ höchsten Leistungseinbußen. Modul 1 hingegen, welches mit einer Frontseitenkontaktierung versehen wurde, zeigt bei signifikant niedrigeren Leckströmen im Vergleich zu Modul 2 höhere Leistungseinbußen. Daraus lässt sich die Fragestellung ableiten, ob der Leckstrompfad für die Höhe der auftretenden Degradationserscheinungen entscheidender ist als die übertragende Ladung. Aus den gewonnenen Daten lässt sich nicht eindeutig ableiten, in wie weit der Leckstrompfad Auswirkungen auf das Verhältnis von Front- zu Rückseitenleistungsminderung hat.

Die durchgeführten Tests mit vollflächiger Kontaktierung, welche zu messbaren Degradationserscheinungen geführt haben, stellen extreme Bedingungen dar, welche in der Praxis nicht dauerhaft erreicht werden. Das Ziel folgender Untersuchungen wird sein, das Auftreten von PID in Freifeldversuchen darzustellen. Hierbei gilt es, den Fokus auf die Verifizierung der Praxisrelevanz der Laboruntersuchungen zu legen. Zu diesem Zweck wird ein Freifeldversuchsstand errichtet, an dem weitere Untersuchungen hinsichtlich PID an bifacialen Photovoltaikmodulen erfolgen werden. Zu dem werden weitere Klimakammertest mit kürzeren Intervallen zur Bestimmung der Degradationsrate folgen. Hinsichtlich der stark variierenden Unterschiede der Ausprägung der Degradation zwischen beiden betrachteten Testläufen werden weitere Untersuchungen folgen. Dabei ist insbesondere die Frage zu klären, inwieweit eine bestimmte Ladungsmenge übertragen werden muss bis erste Degradationserscheinungen auftreten.

5. Danksagungen

Dieses Projekt wird von der Europäischen Union (ESF) und dem Freistaat Thüringen (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Wissenschaft und Digitale Gesellschaft) kofinanziert.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B.: Analysis of Leakage Currents in Accordance to the mounting Situation of amorphous silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions. In: Proceedings of the 28th European Solar Energy Conference and Exhibition, 2013
- [2] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. In: Energy Procedia, 2013
- [3] AE Solar Energy: Understanding Potential Induced Degradation, Advanced Energy Industries, 2014
- [4] Brecl, K; Bokalic, B.; Topic, M.: Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence
- [5] Del Cueto, J.; Rummel, S.: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress in the Field. In: Proceedings SPIE, 2010
- [6] Hacke, P.; Nederland, S.: Characterization of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Modules with System Bias Testing. In: Proceedings 25th EUPVSEC, 2010
- [7] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. 3. Auflage, erweiterte und überarbeitete Auflage. Springer, Heidelberg 2017
- [8] Baehr, M; Lauer, K: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential-induced degraded crystalline silicon solar cells. In: 5th International Conference on Silicon Photovoltaics, 2015

Neue Methoden zur Untersuchung der Zuverlässigkeit von Photovoltaikmodulen

Esther Fokuhl, Daniel Philipp, Luciana Pitta Bauermann, Sandor Stecklum

Fraunhofer Institut für Solare Energie Systeme ISE, Freiburg im Breisgau

Abstract

Zuverlässigkeitsprüfungen nach technischem Standard sowie neuartige Prüfmethoden, die an Vollformat-Modulen oder Kleinproben durchgeführt werden, sind wichtige Bestandteile in der Entwicklung neuer Zell- und Modultechnologien. Klassische und spezielle Charakterisierungsmethoden ermöglichen die Feststellung von Degradation und deren Ursachen sowie die Evaluation von Prüfmethoden. Durch die Realisierung von in-situ Messmethoden können Degradationsverläufe aufgezeichnet werden.

1. Zuverlässigkeitsprüfungen nach gängigen Standards und darüber hinaus

Um auf dem Markt erfolgreich zu sein, müssen neue Modultechnologien mindestens die aktuellen Sicherheits- und Qualitätsstandards erfüllen, die beispielsweise in den Normenreihen IEC 61215 und IEC 61730 definiert sind. In der Entwicklungsphase neuer Zellen, Modulmaterialien oder Verschaltungsvarianten sind darüber hinaus häufig Zuverlässigkeitsprüfungen erforderlich, bei denen Besonderheiten der Technologien berücksichtigt, Schwachstellen gezielt untersucht und mit angemessenem Aufwand schnelle Unterscheidungen verschiedener Varianten ermöglicht werden. Auch nach Abschluss der Entwicklung kann es sinnvoll sein, Prüfabläufe zu wählen, die über die geforderten Bedingungen gängiger Standards hinausgehen.

1.1 Gründe für die Anpassung von Standardprüfungen

Eine Adaption der Standardprüfungen kann aus unterschiedlichen Gründen sinnvoll oder erforderlich sein:

Das Probendesign weicht von dem eines Standardmoduls ab.

Gerade in frühen Phasen der Technologieentwicklung werden viele Zuverlässigkeitsprüfungen an Kleinproben wie Mini-Modulen, Zellen oder einzelnen Modulkomponenten durchgeführt. Manche Prüfungen, wie die Feuchte-Wärme-Prüfung (Damp Heat test, DH, z.B. 85 °C und 85 % rel. Feuchte), können ohne weitere Anpassungen auch an Kleinproben durchgeführt werden. Bei anderen Prüfungen wie dem Hot-Spot-Test (siehe Kapitel 1.2) ist die Verschaltung der Zellen im Modul für ihre Belastung von hoher Bedeutung. In diesem Fall ist eine Anpassung des Prüfaufbaus notwendig, um realistische Bedingungen herzustellen. Bei dem Probenaufbau sind gegebenenfalls Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Materialien zu berücksichtigen, die für die zu untersuchenden Degradationsmechanismen entscheidend sein können.

Das Moduldesign ist noch in keinem Standard berücksichtigt.

Der Modultyp spielt bei einigen Zuverlässigkeitsprüfungen eine wichtige Rolle. In den Standards IEC 61215-1 bis IEC 61215-4 sind daher Modifikationen für kristalline Photovoltaikmodule sowie Dünnschichtphotovoltaikmodule auf Basis von Cadmiumtellurid, amorphem Silizium und $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$ definiert. Für bifaziale Module existieren bisher keine Vorgaben für die Anpassung der Standardprüfungen. Im Hot-Spot-Test können die Bestrahlung und Verschattung der Modulrückseite einen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis haben. Die klassische Vorgehensweise, bei der einzelne Zellen auf der Frontseite voll- und teilverschattet werden, ist daher nicht ausreichend,

um die realen Risiken im Feld vollständig abzubilden. Eine Definition neuer Prüfbedingungen ist daher erforderlich.

Die Prüfbedingungen sollen verschärft werden.

Eine Verschärfung von Prüfbedingungen hat häufig das Ziel, in kurzer Zeit Materialkomponenten und Designs auf ihre grundsätzliche Eignung zu überprüfen oder untereinander zu vergleichen. Weiterhin kann eine Prüfung durch stärkere Stressfaktoren höhere Sicherheit bieten, da mehr potentielle Risiken erkannt werden. Zu beachten ist, dass durch realitätsferne Stressfaktoren, wie Temperaturerhöhungen weit über ein im Anlagenbetrieb auftretendes Niveau, auch Fehlermechanismen erzeugt werden können, die für die Lebensdauer der Module nicht relevant sind.

Die Prüfung soll eine bessere Abbildung der Realität darstellen.

Im realen Anlagenbetrieb sind Photovoltaikmodule je nach Standort verschiedenen Umwelteinflüssen wie hohen Temperaturen, Feuchtigkeit, Temperaturschwankungen, UV-Strahlung und Verschmutzung gleichzeitig oder in aufeinander folgenden Perioden ausgesetzt. Standardprüfungen nach Norm prüfen meist nur wenige Stressfaktoren an dem gleichen Prüfling und sehr selten zur gleichen Zeit. Durch sinnvolle Kombinationen kritischer Stressfaktoren können reale Alterungsprozesse, die im Feld auftreten, besser und schneller abgebildet werden als in den gängigen Normprüfungen nach IEC 61215 und IEC 61730.

1.2 Adaption des Hot-Spot-Tests an das Probedesign von Mini-Modulen

Bei der Hot-Spot-Prüfung nach IEC 61215-2 werden einzelne Zellen eines Moduls ganzflächig oder teilweise verschattet, während die anderen Zellen bestrahlt werden und so die nötige Spannung liefern, um die verschattete Zelle im Sperrbereich zu betreiben. Um die Hot-Spot-Festigkeit von Zellen, Materialkomponenten oder Verschaltungsvarianten bereits in ihrer Entwicklungsphase prüfen zu können, wurde im TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE ein Hot-Spot-Test für 1-Zell-Module entwickelt (siehe Abbildung 1). Hierbei wird mit externen Spannungsquellen ein „virtuelles Modul“ erzeugt. Die Spannung wird so gewählt, dass sie der Summe der MPP-Spannungen der restlichen Zellen in dem virtuellen String entspricht. Der Strom wird auf einen realistischen Wert (z.B. MPP-Strom) begrenzt. Wie in der Hot-Spot-Prüfung nach IEC 61215-2 wird für die zu prüfenden Zellen der kritischste Verschattungsgrad bestimmt und in einem Dauertest für eine gewählte Zeitspanne beibehalten.



Abbildung 1: Aufbau des Hot-Spot-Tests für 1-Zell-Module mit virtuellem Modul (links) und Infrarot-Aufnahme während der Hot-Spot-Prüfung (rechts)

1.3 Verschärfung von Prüfbedingungen durch die Kombination von Feuchte-Wärme und Strom

Im Rahmen der Untersuchung alternativer Verschaltungsvarianten für Photovoltaik-Module wurde am Fraunhofer ISE eine kombinierte Alterungsprüfung für Module entwickelt, deren Zellen mit leitfähigem Klebstoff verbunden sind [1]. Werden Zellverbindungen geklebt, sind die benötigten Prozesstemperaturen niedriger als bei klassischen Lötprozessen von Zellstrings und die entstandenen Fügstellen sind elastischer als Lötverbindungen. Insbesondere für Zell- und Modultechnologien, bei denen Löten nicht möglich oder nicht gewünscht ist, stellt leitfähiges Kleben daher eine vielversprechende und zudem bleifreie Alternative dar. Die eingesetzten Klebstoffe enthalten leitfähige Partikel als Füllstoff, die zu geringen Übergangswiderständen beitragen. Ein Stromfluss durch den Klebstoff kann unter Umständen zu einer Verschiebung von Ladungsträgern führen oder chemische Reaktionen begünstigen. Die Feuchte-Wärme-Prüfung wurde daher bei gleichzeitiger Bestromung von 1-Zell-Modulen mit 8 A durchgeführt, was einem Stromniveau im Bereich des MPP-Stroms entspricht. Als Folgeprüfsequenz nach 1000 h klassischer Feuchte-Wärme-Prüfung (Damp Heat, DH) bei 85 °C und 85 % relativer Feuchte führte die kombinierte Prüfung bei einigen Klebstoffzusammensetzungen zu deutlich höheren Verlusten als die reine DH-Prüfung. Aktuelle Ergebnisse zeigen, dass eine Bestromung von geklebten Mini-Modulen während der DH-Prüfung eine schnellere Unterscheidbarkeit von Klebstoffen ermöglicht. Die Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der Module sind dabei vergleichbar mit Degradation durch DH. Ob es sich bei dem Effekt um eine reine Beschleunigung DH-induzierter Degradation oder einen anderen Degradationsmechanismus handelt, wird aktuell untersucht.

1.4 Realitätsnahe Alterung durch kritische Abfolgen von Prüfsequenzen

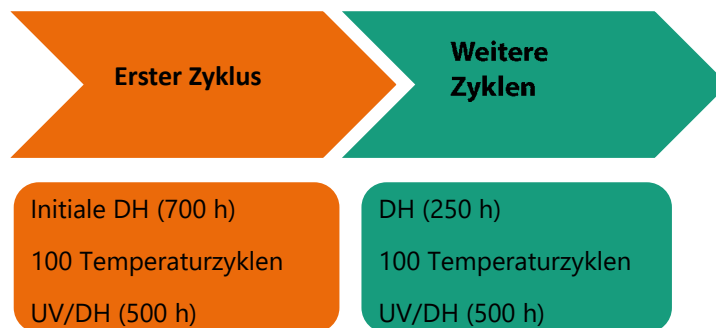


Abbildung 2: Ablauf des MultiCycle Tests [2]

Als realitätsnaher Stresstest, der die kritischen Stressfaktoren DH, Temperaturwechsel und UV-Belastung bei gleichzeitig hoher Feuchtigkeit und Wärme (UV/DH) als aufeinanderfolgende Prüfsequenzen kombiniert, wird der MultiCycle Test im TestLab Photovoltaik des Fraunhofer ISE durchgeführt [2]. In der Prüffolge werden wie in Abbildung 2 dargestellt mehrere Zyklen durchlaufen. In jedem Zyklus werden die zu testenden Module zunächst in einer DH-Prüfung mit 85 °C und 85 % relativer Feuchte belastet. Während dieser Prüfung dringt Feuchtigkeit in das Modul ein, die in der nachfolgenden Temperaturwechselprüfung (Thermal Cycling Test, TC), bei der Temperaturwechsel zwischen -40 °C und +85 °C durchlaufen werden, einen zusätzlichen Stressfaktor darstellt. In der anschließenden UV/DH-Prüfung betragen die Umgebungsbedingungen in der Kammer 75 °C Lufttemperatur bei 65 % relativer Feuchte. Durch die Bestrahlung erwärmen sich die Module in der Kammer auf ca. 85 °C, wodurch sich im Mikroklima der Module eine relative Feuchte von ca. 43 % einstellt. Hierdurch nehmen die Module keine weitere Feuchtigkeit auf, ein Austrocknen der Module

wird jedoch durch die Umgebungsbedingungen verhindert.

Um den Einfluss verschiedener Einkapselungspolymere auf die Zuverlässigkeit von Modulen zu untersuchen, wurden am Fraunhofer ISE zwei baugleiche Module, von denen eines mit Ethylvinylacetat (EVA) und eines mit Polyolefin hergestellt wurde, im Multicycle Test gealtert [2]. Nach vier Zyklen zeigt das EVA-Modul starke Degradation und Fehlerbilder, die mit einem über 23 Jahre hinweg in Delhi (Indien) exponiertem Modul mit EVA-Verkapselung vergleichbar sind. Die Elektrolumineszenz-Aufnahmen deuten auf eine Korrosion des Rückkontakts hin. Weiterhin zeigt das EVA eine stärkere Vergilbung als die Polyolefin-Folie des anderen Moduls.

2. Dark Lock-in Thermographie zur Charakterisierung von Photovoltaik-Modulen

Charakterisierungsmessungen werden durchgeführt, um den Zustand eines Moduls zu bewerten, Fehler zu analysieren oder Änderungen nach Alterungsprüfungen oder Vorkonditionierungen festzustellen. Neben den in IEC 61215 beschriebenen Methoden wie der Leistungsmessung bei Standardtestbedingungen, Sichtprüfung und Isolationsprüfung, sowie der nicht in der Norm erfassten (jedoch weit verbreiteten) Messung der Elektrolumineszenz werden am TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE weitere Charakterisierungs- und Analysemethoden angewandt. Hierzu gehören beispielsweise Raman- und UV/VIS-Spektroskopie oder Ultraschallmessungen.

Eine neue, zerstörungsfreie Messmethode, die zusätzliche Informationen über Fehler und Eigenschaften der Module liefern kann, stellt die Dark Lock-in Thermographie (DLIT) dar [3]. Wie in Abbildung 3 dargestellt wird das zu prüfende Modul mit einem periodischen Signal, in diesem Fall einem Wechselstrom in Rückwärtsrichtung $I(t)$, angeregt. Infolgedessen verändert sich die Oberflächentemperatur an einer Position x,y mit der Frequenz des Anregungssignals. Eine schnelle, hochempfindliche Infrarot-Kamera (IR-Kamera) zeichnet die zeitabhängige Temperatur für jeden Pixel auf. Die gewonnenen Daten werden unter Anwendung der Fourier-Analyse verarbeitet. Dabei wird das Rauschen des Signals reduziert und die Phasenverschiebung des aufgezeichneten Signals, bezogen auf das Anregungssignal, sowie die Amplitude der Oberflächentemperatur berechnet und als Phasen- und Amplitudenbild dargestellt. Das Phasenbild gibt Aufschluss über die Geschwindigkeit, mit der sich die Wärme von der Wärmequelle bis zur Oberfläche ausbreitet und liefert Informationen über Unterschiede in der Materialdicke und –zusammensetzung sowie Defekte. Das Amplitudenbild zeigt die Verteilung der maximalen Temperaturänderung an der Moduloberfläche mit hoher Ortsauflösung und erreicht dabei eine Genauigkeit zwischen 20 μK und 100 μK . Je nach gewählter Frequenz und Amplitude des Anregungsstroms enthält das Amplitudenbild Informationen über Wärmequellen in unterschiedlicher Tiefe unter der Moduloberfläche, die sich in unterschiedlichen Arbeitspunkten des Moduls auswirken. In zwei weiteren Bildern wird die berechnete Temperaturverteilung zu Beginn einer Periode (0 °-Bild) und nach einer Viertelperiode (90 °-Bild) dargestellt.

Ein Praxisbeispiel für die Anwendung der DLIT zur Fehlerdetektierung ist in Abbildung 4 dargestellt. Hierbei handelt es sich um einen in ein Modul einlamierten String nach einer TC-Prüfung mit 200 Zyklen. Bei dem abgebildeten String führt die Prüfung zu einem Leistungsverlust von 3,9 %, verbunden mit einer Verdunkelung des Elektrolumineszenzbilds im mittleren Bereich einer Zelle im Randbereich (rechts im Bild). Eine DLIT-Aufnahme des Strings bei einer niedrigen Frequenz von 0,1 Hz zeigt eine Lötstelle als Wärmequelle. Spätere Untersuchungen bestätigen die Vermutung, dass der Fehler bei dieser und weiteren Proben auf fehlerhafte Lötstellen zurückzuführen ist, deren Widerstand durch die mechanischen Spannungen in der TC-Prüfung erhöht wurde.

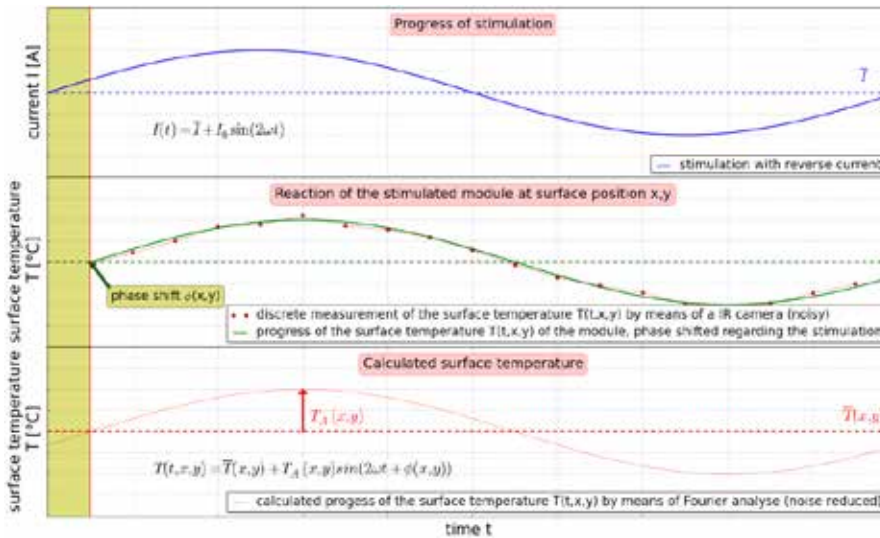


Abbildung 3: Signalverlauf des Anregungsstroms, der gemessenen Oberflächentemperatur des angeregten Moduls und der berechneten Oberflächentemperatur [3]

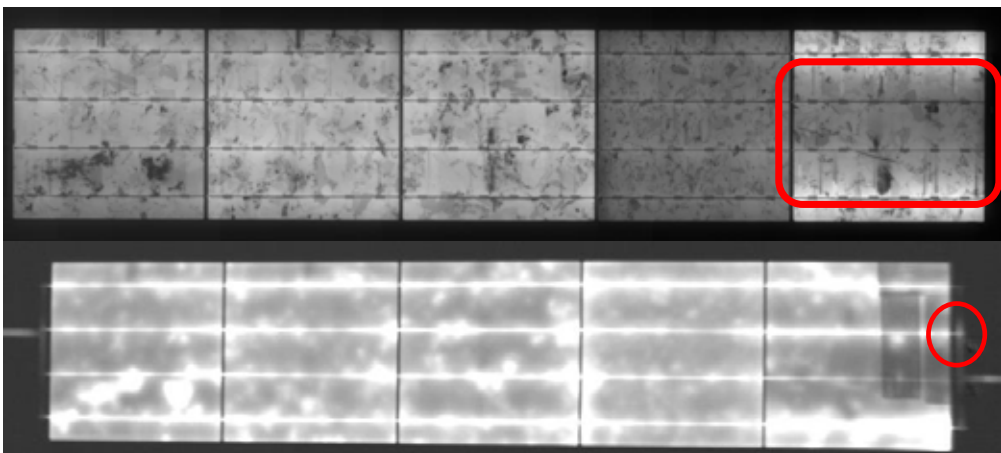
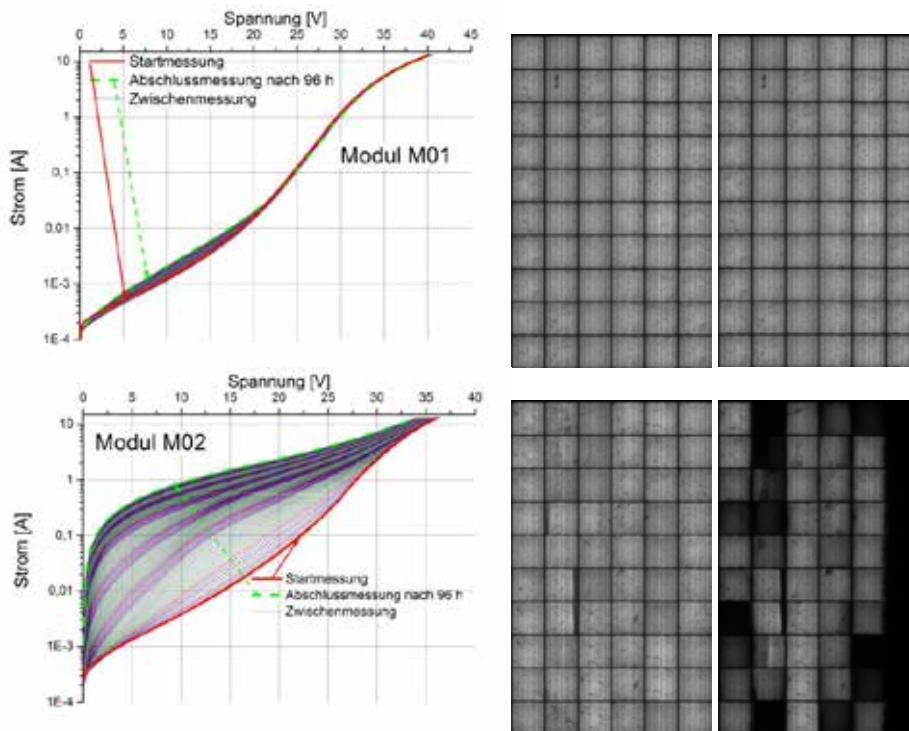


Abbildung 4: Vergleich des Elektrolumineszenz-Bilds (oben) und eines 90°-DLIT-Bilds (unten) an einem String nach 200 Zyklen Temperaturwechselprüfung.

3. In-situ Monitoring zur Überwachung von Alterungsprüfungen

Charakterisierungsmessungen werden in der Regel hauptsächlich zum Vergleich des Zustands vor und nach einer Zuverlässigkeitsprüfung durchgeführt. Zwischenmessungen während Unterbrechungen der Prüfungen liefern Informationen über den Verlauf der Degradation, sind jedoch mit einem hohen Arbeitsaufwand verbunden und führen unter Umständen zu einer Veränderung der Prüfbedingungen. Durch in-situ Monitoring während Alterungsprüfungen können hochaufgelöste Datensätze über den zeitlichen Verlauf der Degradation generiert werden, ohne den Ablauf einer Prüfung zu verändern. Die neu gewonnenen Informationen können u.a. genutzt werden, um verschiedene Degradationsmechanismen bereits am Anfang ihrer Entstehung zu erkennen, neue Erkenntnisse über Fehlerursachen zu erlangen und Prüfbedingungen zu evaluieren, um beispielsweise Klimaprüfungen zu optimieren. Am Fraunhofer ISE wurde ein Dunkelkennlinien- (Dark IV, DIV) Messsystem entwickelt, mit dem ein Monitoring von bis zu zehn Modulen während einer

Alterungsprüfung möglich ist [4]. Dieses kann an ein Hochspannungstestsystem gekoppelt werden, um während einer PID-Prüfung (Potentialinduzierte Degradation) den Degradationsverlauf mehrerer Module parallel zu überwachen. Der Verlauf einer PID-Prüfung an einem PID-sensitiven Modul (M02) und einem nicht PID-sensitiven Modul (M01) sowie die Elektrolumineszenzbilder vor und nach der Prüfung sind in Abbildung 5 dargestellt. Die DIV-Kurven von Modul M02 zeigen eine starke Abnahme des Parallelwiderstands sowie eine Zunahme der Rekombination. Diese Änderungen sind wie die gleichmäßige Verdunklung einiger Zellen im Elektrolumineszenzbild charakteristische Auswirkungen von PID. Auch für andere Alterungsprüfungen, Vorkonditionierungsverfahren oder Recovery-Tests ist das Monitoring von DIV-Kurven eine geeignete Methode, um Daten über Degradationsverläufe zu generieren, Prüfabläufe zu überwachen und gegebenenfalls anzupassen.



**Abbildung 5: In-situ Dark-IV Monitoring an zwei Modulen während einer PID-Prüfung (links), Elektrolumineszenzaufnahmen der Module vor und nach der Prüfung (rechts) [4].
Prüfbedingungen: 96 h, 60 °C, 85 % rel. Feuchte, -1000 V**

4. Literaturverzeichnis

- [1] L. Pitta Bauermann et al.: Qualification of conductive adhesives for photovoltaic application. Energy Procedia (2017)
- [2] D. Philipp et al.: Benchmarking of Polyolefin Encapsulation Material Under Extreme Weathering Conditions. 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition
- [3] S. Stecklum et al.: Detailed PV Module Failure Analysis – Changes and Challenges with Dark Lock-in Thermography. 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition
- [4] D. Philipp et al.: Effiziente Qualitäts- und Zuverlässigkeitstests durch in situ Monitoring. 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie

Laborgenaue elektrische Charakterisierungen von PV-Modulen unter Feldbedingungen

S. Schneider¹, D. Pflaum¹, L. Gottschalk¹, A. Schulze², B. Hüttl¹

¹ Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, 96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland

² Hochschule für angewandte Wissenschaften Rosenheim, Fakultät für Angewandte Natur- und Geisteswissenschaften, 83024 Rosenheim, Hochschulstr. 1, Deutschland

Abstract

Outdoor-I-U-Messungen an Photovoltaik- (PV) - Modulen haben den Vorteil, dass Effekte wie „light soaking“ oder „light-induced degradation“ unter natürlichen Bedingungen untersucht werden können. Solche Outdoor-Analysen können unter Anwendung des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) die Zuverlässigkeit von Indoor-Flasher-Messungen erreichen. Dieses neue Konzept liefert I-U-Eigenschaften für wesentlich mehr Testbedingungen als vom Standard IEC 61853 gefordert und so können Schwachlichtkurven aller relevanten elektrischen I-U-Parameter für bestimmte Temperaturen erzeugt werden. Wir berichten über experimentelle Ergebnisse einer 6-tägigen Outdoor-Messkampagne an Dünnschicht-PV-Modulen. Wir evaluieren darüber hinaus die Möglichkeiten, Temperaturkoeffizienten, STC- und NOCT-Daten zu bestimmen und I-U-Kennlinien als Basis für Fitting-Analysen abzuleiten. Abschließend wird die Genauigkeit der neuen Outdoor-Methode untersucht.

1. Einleitung

Präzise Leistungswerte von PV-Modulen und Generatoren sind Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb von PV-Anlagen. I-U-Analysen von Photovoltaikmodulen vor Ort oder im Freien bieten einige Vorteile im Vergleich zu Indoor-Charakterisierungen:

- Outdoor-Analysen benötigen keine Zeit und Logistik für den Transport der Module ins Labor.
- Die Messungen erfolgen unter „natürlichen“ Bedingungen, wodurch Effekte wie „light-soaking“ [1] oder „light-induced degradation“ berücksichtigt und quantifiziert werden können.
- Die I-U-Messungen können langsam (innerhalb von 0,5 bis 2 Sekunden) durchgeführt werden, wodurch transiente Fehler für die elektrische Messung hochkapazitiver Module vermieden werden [2].
- Das natürlich weite Angebot von Bestrahlungsstärke und Temperatur liefert eine große Menge von Testbedingungen [3], wodurch viel mehr Messwerte, als von der DIN 61853 gefordert, erzeugt werden können.

Abb. 1 zeigt eine Skizze eines üblichen Außentestaufbaus für PV-Module.

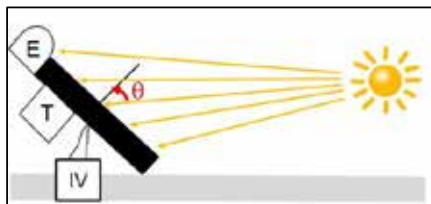


Abb. 1: Skizze eines Outdoor-Aufbaus für die elektrische I-U-Charakterisierung eines gekippten PV-Moduls, ausgestattet mit Sensoren zur Erfassung von Bestrahlungsstärke (E) und Temperatur (T)

Die Bestrahlungsstärke in der geneigten Modulebene (in Bezug zum Normalwinkel θ) wird typischerweise durch Pyranometer erfasst. Temperatursensoren auf der Rückseite von Modulen sind üblicherweise Thermoelemente oder Widerstandsthermometer und es werden passive elektrische Lasten für I-U-Messungen verwendet. Der Messaufbau ist zusätzlich mit einem planaren Silikon-Heizelement ausgestattet, das in einem engen thermischen Kontakt zur Rückseite des Moduls montiert ist, um einen erweiterten Temperaturbereich im Bereich der Umgebungstemperatur bis zu 100°C für die Outdoor - Charakterisierung zu erreichen [4].

Abb. 2 zeigt den zeitlichen Verlauf verfügbarer Testbedingungen der Bestrahlungsstärke und Temperatur einer 6-tägigen Messkampagne in Coburg (Bayern, Deutschland) im Juli. Hinweis: E_{mod} und T_{mod} meinen die Einstrahlung auf der geneigten Ebene und die Rückseitentemperatur des Moduls. Während der Messkampagne wurden annähernd 42.000 verschiedene I-U-Kennlinien des Moduls protokolliert. In jeder Minute wurden sechs Kurven gemessen, wobei eine davon als vollständige Wertetabelle gespeichert wurde. Für die anderen fünf Messungen werden nur die I-U-Parameter I_{sc} , U_{oc} , I_{mpp} und U_{mpp} protokolliert.

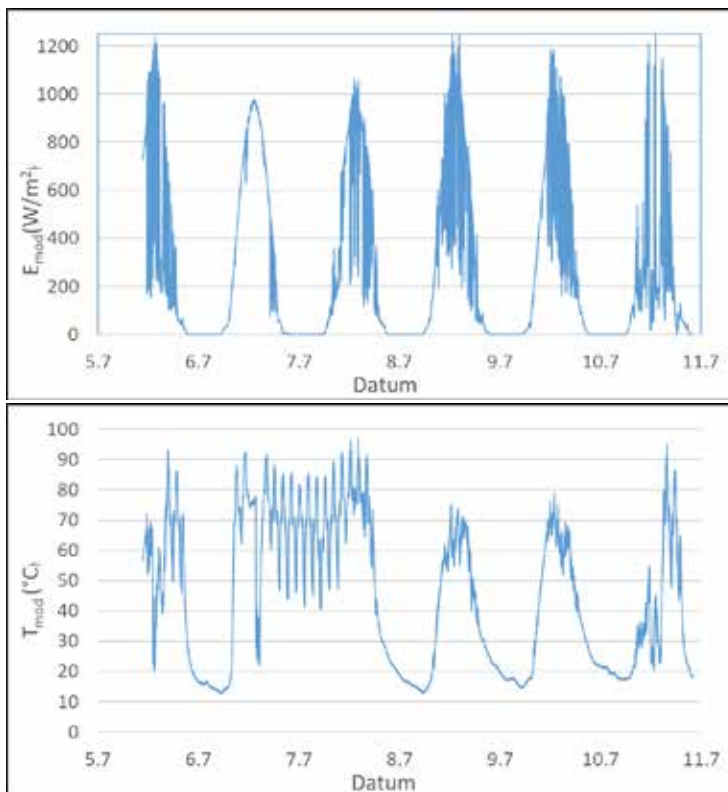


Abb. 2: Angebot der Testbedingungen E_{mod} (oben) und T_{mod} (unten) in der Modulebene für eine 6-tägige Messkampagne in Bayern (Deutschland)

Die T_{mod} -Verteilung (Abb. 2, unten) zeigt deutlich die Auswirkung des verwendeten Heizelements: Die Temperatur des Moduls konnte mit einer Zykluszeit von 2 Stunden zwischen etwa 50 und 95°C variieren, wenn die Heizung eingeschaltet war (vier Tage und eine Nacht während der Messkampagne). Auf diese Weise konnten I-U-Messungen auch bei hohen Temperaturen durchgeführt werden.

Leider ist die Genauigkeit von Messungen elektrischer Parameter im Freien - z.B. die Leistung im maximalen Leistungspunkt (P_{mpp}) oder der Wirkungsgrad (η) - sehr schlecht, wenn sie gegen E_{mod} für bestimmte T_{mod} dargestellt werden. Entsprechende Schwachlichtkurven werden für unsere

Messkampagne an einem PV-Modul in Abb. 3 gezeigt: Die Schwachlichtkurve der normierten Leistung P_{mpp} und des normierter Wirkungsgrades η sind für drei verschiedene Rückseitentemperaturen T_{mod} (25, 50 und 75°C) dargestellt. Es zeigt sich, dass es nahezu unmöglich ist, verlässliche Werte für P_{mpp} und η zu bestimmen.

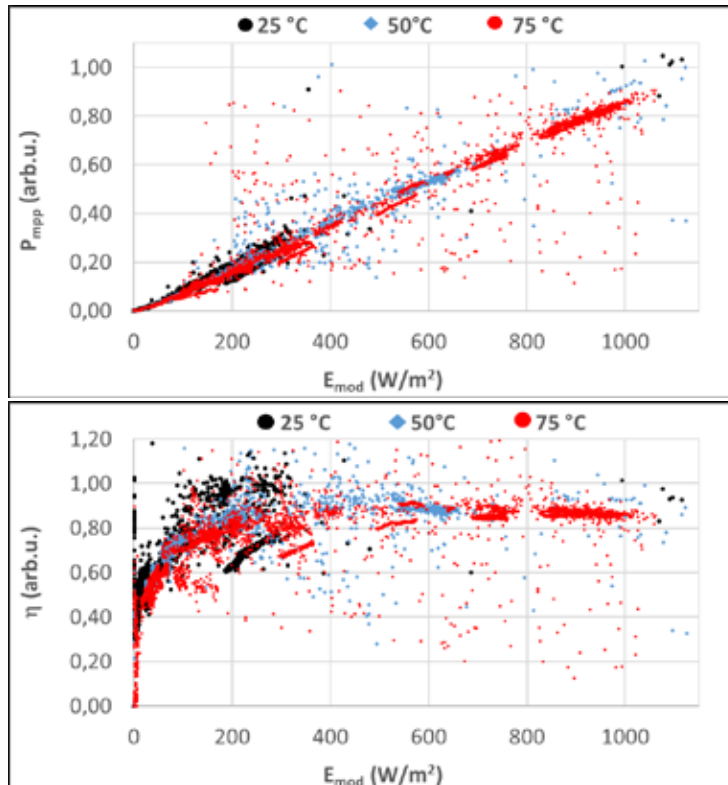


Abb. 3: Gemessene Schwachlichtkurven eines PV-Moduls: P_{mpp} und η über der gemessenen Bestrahlungsstärke E_{mod} für drei Rückseitentemperaturen T_{mod} (25 ± 2°C; 50 ± 2°C und 75 ± 2°C); Hinweis: Leistung und Wirkungsgrad wurden auf STC-Werte von P_{mpp} bzw. η normiert

Was sind die Gründe für die geringe Zuverlässigkeit solche Außenanalysen? Im Allgemeinen leiden Außenmessungen unter einer niedrigen Bestimmtheit der Testbedingungen:

- Die detektierten Rückseitentemperaturen unterscheiden sich in der Regel von den Zellentemperaturen des Moduls aufgrund der Auswirkungen von Windkühlung, Sonnenerwärmung und die Abkühlungs- und Erwärmungszeit bestimmende Wärmekapazität.
- Die vom Pyranometer in geneigter Modulebene detektierte Bestrahlungsstärke unterscheidet sich meist von derjenigen, die die Zellen erreicht. Dies liegt an der Winkelcharakteristik der optischen Transmission (Angular Response) der Module, die sich von der Cosinus-Charakteristik der Pyranometer unterscheidet.
- Die real angebotenen Sonnenlichtspektren weichen für gewöhnlich vom AM 1,5 G-Standardpektrum wegen variierender Absorptionen und Lichtstreuungen ab. Dies führt zu Unsicherheiten bei der korrekten Bestimmung des Kurzschlussstromes I_{sc} .

Darüber hinaus gibt es auch messtechnische Gründe, die zu einer zusätzlichen Unsicherheit führen: Die Ansprechzeit von Pyranometern auf Basis von Thermoelementen ist mit 5 bis 30s oft viel länger als die I-U-Messzeit (1-2 s). Bei schnellen Änderungen der Bestrahlungsstärke, wie sie in unserer Messkampagne beobachtet wurden (Abb. 2 oben), ergeben sich signifikante Schwankungen für die

Schwachlichteigenschaften, welche sehr deutlich in Abb. 3 erkennbar sind.

Für „State-of-the-Art“ I-U-Analysen im Feld sind stationäre Testbedingungen erforderlich, möglichst bei klarem Himmel bzw. bei nur geringer Bewölkung, um die I-U-Parameter von Modulen möglichst zuverlässig zu bestimmen [5, 6]. Die I-U-Daten für beliebige Bestrahlungsstärken und Temperaturen werden aus den Messungen durch Extrapolationen berechnet, auf Basis von mindestens zwei oder drei Messungen und der Ermittlung von Extrapolationsparametern innerhalb eines bestimmten begrenzten Bereichs der E- und T-Testbedingungen. Solche Konzepte erzeugen leider nicht ausreichend genaue Resultate, z.B. für eher niedrige Bestrahlungsstärken.

In jüngster Zeit wurde der so genannte Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) eingeführt [3, 4]. Die Anwendung des SRA auf gemessene elektrische Outdoor-Daten, z.B. auf die Daten der erwähnten Messkampagne (Abb. 3) verbessert die Genauigkeit der Messresultate deutlich, was aus dem Vergleich der Abb. 4 mit Abb. 3 hervorgeht.

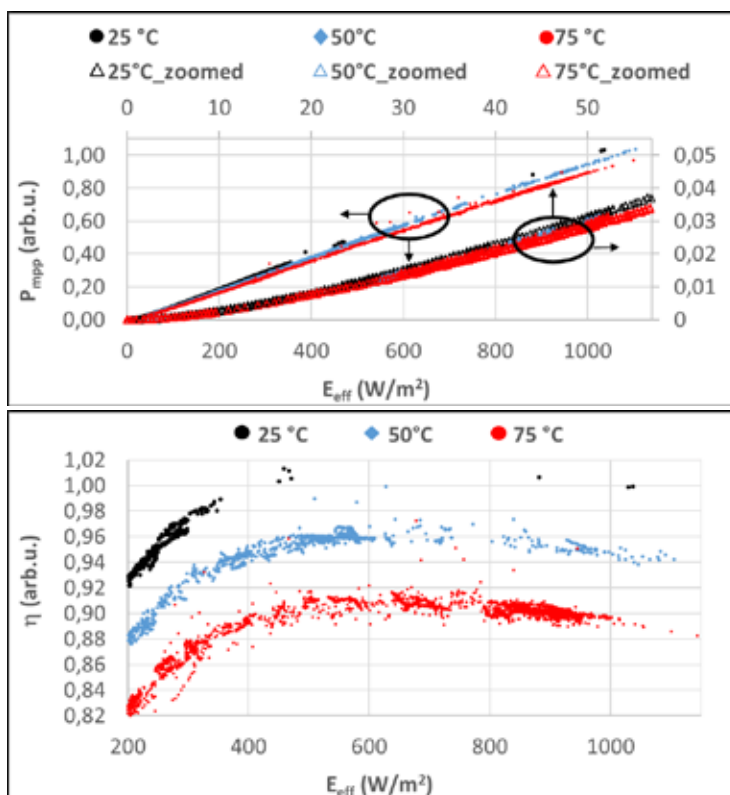


Abb. 4: SRA-basierte Schwachlichtkurven eines PV-Moduls: P_{mpp} und η vs. effektive Bestrahlungsstärke E_{eff} für drei effektive Temperaturen T_{eff} ($25 \pm 2^\circ\text{C}$; $50 \pm 2^\circ\text{C}$ und $75 \pm 2^\circ\text{C}$); Hinweis: Leistung und Wirkungsgrad wurden auf STC-Werte von P_{mpp} bzw. η normiert

Die Schwachlichtkurven für normierte P_{mpp} und η (Abb. 4 oben bzw. unten; bitte beachten Sie die Zoom-Skala von Abb. 4!) sind sehr glatt und die Unsicherheiten der Werte werden deutlich reduziert. Es wird sogar möglich, das nichtlineare Verhalten der $P_{mpp}(E)$ -Schwachlichtkurve für sehr niedrige Bestrahlungsstärken (0 – 50 W/m²) nachzuweisen. Siehe dazu die drei vergrößerten Kurven in Abb. 4 (oben) mit einem Vergrößerungsfaktor von 20.

Im Folgenden werden das Konzept und die Möglichkeiten des SRA im Detail betrachtet und die Messunsicherheit der neuen Methode analysiert.

2. Konzept des Selbstreferenzierungsalgorithmus

2.1 Konzept und Kalibrierung von SRA

Grundlage des SRA ist, die gemessenen Testbedingungen E_{mod} und T_{mod} durch effektive Werte (E_{eff}) und (T_{eff}) durch Selbstreferenzierung auf den gemessenen Kurzschlussstrom ($I_{\text{sc, meas}}$) und die Leerlaufspannung ($U_{\text{oc, meas}}$) zu ersetzen [3, 4, 7]. Dieses Konzept hat nebenbei den Vorteil, dass Ansprechzeiten oder Synchronisationsprobleme von E- und T-Sensoren die Datenerfassung nicht mehr stören können.

Die effektiven Temperaturen T_{eff} werden innerhalb von "i" verschiedenen Bestrahlungsintervallen (Intervallbreite: ΔE_i) durch Bestimmung von unterschiedlichen Temperaturkoeffizienten für U_{oc} (TKU_i) und U_{oc} 's bei 25°C ($U_{\text{oc}, 25^\circ\text{C}, i}$) gemäß Gleichung (1) bestimmt:

$$T_{\text{eff}} = \left(\frac{U_{\text{oc}, 25^\circ\text{C}, i}(T_{\text{eff}})}{U_{\text{oc}, 25^\circ\text{C}, i}} - 1 \right) \cdot \frac{100\%}{\text{TKU}_i} + 25^\circ\text{C} \quad (1)$$

Die verschiedenen $U_{\text{oc, meas}, i}$ sind die in Echtzeit erfassten $U_{\text{oc, meas}}$ jedes Intervalls ΔE_i . Die TKU_i 's und $U_{\text{oc}, 25^\circ\text{C}, i}$ werden durch lineare Regression bestimmt, die auf alle gemessenen Datenpaare von $U_{\text{oc, meas}, i}$ und T_{mod} jedes Intervalls ΔE_i angewendet wird. Die effektive Bestrahlung E_{eff} ist nach Gleichung (2) bestimmbar, welche nur noch von $I_{\text{sc, meas}}$ abhängig ist:

$$E_{\text{eff}} = \frac{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{I_{\text{sc, STC}}} \cdot \frac{I_{\text{sc, meas}}(T_{\text{eff}})}{1 + \frac{\text{TKI} \cdot (T_{\text{eff}} - 25^\circ\text{C})}{100\%}} \quad (2)$$

Gleichung (2) benötigt Kenntnisse über den Temperaturkoeffizienten für I_{sc} (TKI) und über den Kurzschlussstrom bei Standardbedingungen ($I_{\text{sc, STC}}$). Es wird ein präziser Wert des $I_{\text{sc, STC}}$ für die Kalibrierung des SRA benötigt. Eine bevorzugte $I_{\text{sc, STC}}$ -Kalibrierung im Freien berücksichtigt die spektralen, thermischen Einflüsse und Raumwinkelprobleme der Bestrahlungsstärke [8]. Wir verwenden ein Faktorisierungsmodell [7], welches all diese Aspekte berücksichtigt. Schließlich kann $I_{\text{sc, STC}}$ aus den gemessenen $I_{\text{sc, meas}}$ nach Gleichung (3) abgeleitet werden:

$$I_{\text{sc, STC}} = I_{\text{sc, meas}} \cdot k \cdot t \cdot m \cdot w \quad (3)$$

Faktor k ist ein spektraler Korrekturfaktor, der von der spektralen Empfindlichkeit des Moduls und vom tatsächlichen Spektrum der Sonnenstrahlung abhängt. Der Temperatureinfluss, modelliert durch t , wird durch eine Temperaturmessung und die Verwendung des bekannten Temperaturkoeffizienten TKI berücksichtigt [7]. Eventuelle Abweichungen der tatsächlichen Bestrahlung von den gewünschten 1000 W/m^2 wird durch Faktor m korrigiert. Schließlich modelliert der Faktor w den $I_{\text{sc, STC}}$ als eine Funktion des Einfallswinkels, der durch ein Nachführsystem gemessen aber auch berechnet werden kann.

Für unsere Messkampagne haben wir die SRA-Auswertung durch eine I_{sc} -Messungen bei klarem Himmel für $T_{\text{mod}} = 48^\circ\text{C}$ und $E_{\text{mod}} = 970 \text{ W/m}^2$ entsprechend der Gleichung (3) kalibriert. Für die SRA-Routine wurden Bestrahlungsstärkeintervalle mit einer Breite von $\Delta E_i = 50 \text{ W/m}^2$ gewählt. Die Schwachlichtkurven wurden für bestimmte Temperaturen X (hier $25, 50$ und 75°C) einschließlich einer Akzeptanzbreite von $\Delta T_{\text{eff}} = 4^\circ\text{C}$, d.h. für $T_{\text{eff}} = X \pm 2^\circ\text{C}$, erstellt.

2.2 Schwachlichteigenschaften von I-U-Parametern

Die SRA-Methode ermöglicht die Darstellung von Schwachlicht-Charakteristiken für alle relevanten Parameter von I-U-Kennlinien (I_{sc} , U_{oc} , Füllfaktor), wie beispielsweise für U_{oc} in Abb. 5 gezeigt. Ein Vorteil des SRA in Bezug zu „State-of-the-Art“-Feldanalysen wird sichtbar: Nunmehr wird es möglich, elektrische Parameter in einem vollständigen Bereich von natürlich verfügbaren Testbedingungen zu bestimmen, welche weitaus mehr als die von der Norm IEC 61853 geforderten sind.

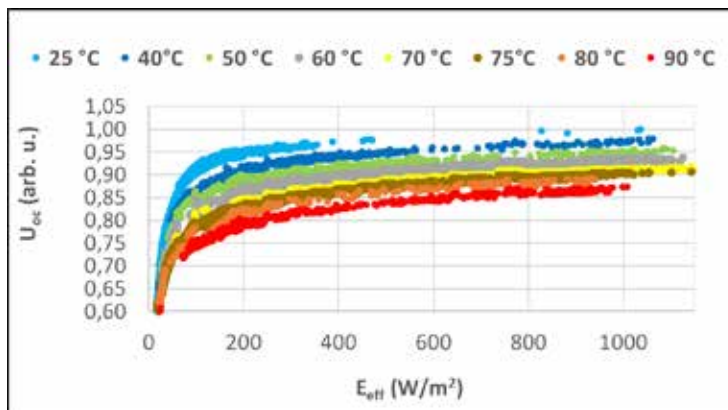


Abb. 5: Schwachlichtkurven eines PV-Moduls: U_{oc} vs. effektive Bestrahlungsdichte E_{eff} für acht verschiedene effektive Temperaturen T_{eff} ($X \pm 2^\circ C$)

2.3 Temperaturkoeffizienten und Vorhersage von I-V-Parametern für Testbedingungen (STC, NOCT)

Die große Anzahl von Datenpunkten elektrischer Parameter über E_{eff} und T_{eff} ermöglicht in einfacher Weise die Bestimmung der Temperaturkoeffizienten für Spannung (TKU), Strom (TKI) oder Leistung (TKP) bei beliebigen Bestrahlungsstärken unter Feldbedingungen (z.B. STC: $1000 W/m^2$ oder NOCT: $850 W/m^2$). Als Beispiel wurde der TKU mittels U_{oc} -Daten bei $1000 W/m^2$ durch eine Regressionslinienanalyse bestimmt (Abbildung 6). Es ergibt sich für die hier untersuchten Dünnschichtmodule ein TKU von $-0,2 \%/K$.

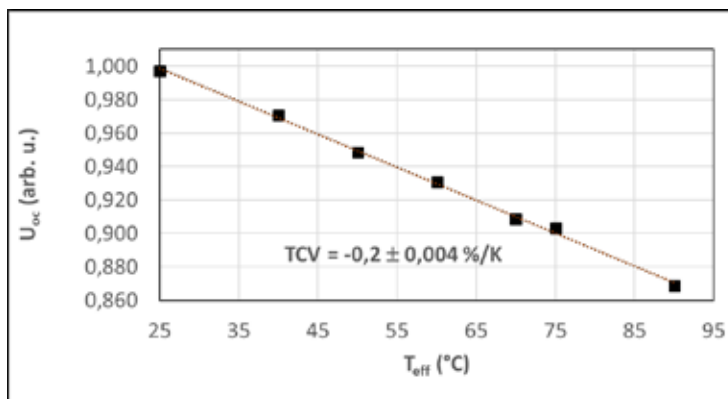


Abb. 6: Bestimmung des Temperaturkoeffizienten für U_{oc} (TKU) bei einer Bestrahlungsstärke von $E_{eff} = 1000 W/m^2$

2.4 Bestimmungen von I-U- und P-U-Messkurven

Der SRA verwendet elektrische Daten, welche aus den I-U-Messungen abgeleitet wurden. Gemäß SRA-Konzept wurden die gemessenen Testbedingungen für die Bestrahlungsstärke und Temperatur E_{mod} und T_{mod} durch tatsächlich wirkende E_{eff} und T_{eff} ersetzt. Daher können I-U- und Leistungs-Spannungs- (P-U)-Kurven einfach mit den neu zugewiesenen Testbedingungen dargestellt werden. Abb. 7 zeigt die I-U- und P-U-Kurven des Dünnschichtmoduls, welches in der Messkampagne z.B. für $E_{\text{eff}} = 400 \text{ W/m}^2$ für variable Temperaturen (T_{eff} : 25, 50 und 75°C) getestet wurde.

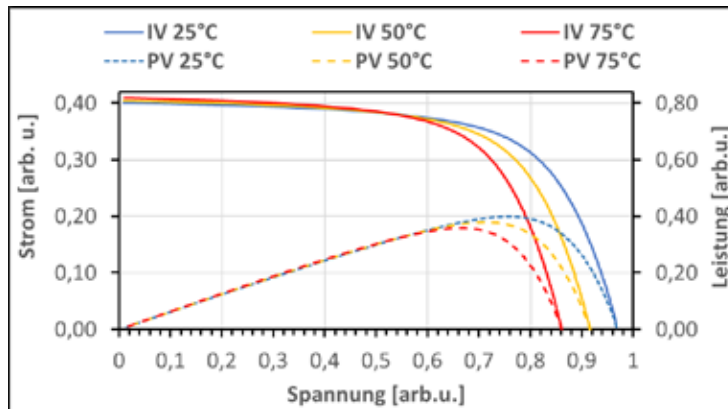


Abb. 7: I-U- und P-U-Kurven für effektive Bestrahlungsstärke von $E_{\text{eff}} = 400 \text{ W/m}^2$ und drei effektive Temperaturen $T_{\text{eff}} = 25^\circ\text{C}$, 50°C , 75°C ; Hinweis: Strom, Spannung und Leistung werden durch STC-Werte von I_{sc} , V_{oc} bzw. P_{mpp} normiert

Nachfolgende Analysen der I-U-Kennlinien durch Anpassungsroutinen ermöglichen den Zugriff auf weitere elektrische Parameter der PV-Module, welche nicht direkt messbar sind. Zum Beispiel sind daraus die Serien- und Parallelwiderstände, die Idealitätsfaktoren und Sättigungsströme bestimmbar.

3. Messunsicherheiten für die SRA-Ergebnisse

Abschließend wird die Messgenauigkeit der SRA-Ergebnisse bewertet. Die Streuung der SRA-korrigierten Wirkungsgrade von Schwachlichtkurven für 50°C und 75°C sind in Abb. 8 ersichtlich.

Wir ermittelten eine Standardabweichung des Wirkungsgrads von ca. $s_\eta = 1.1\%$ und der Leistung (nicht grafisch dargestellt) von ca. $s_{P_{\text{mpp}}} = 0.9\%$. Die Streuung der Werte kann gemäß SRA-Konzept kontrolliert werden, in dem die Breite der Intervalle der Bestrahlungsstärke (ΔE_i) und Temperatur (ΔT_{eff}) geeignet ausgewählt werden. Wir verwenden häufig Intervallbreiten von $\Delta E_i = 50 \text{ W/m}^2$ und $\Delta T_{\text{eff}} = 4^\circ\text{C}$. Wird die Breite der Intervalle weiter reduziert, kann die Standardabweichung auch verringert werden, wenn hinreichend viele Messereignisse vorliegen. Zum Beispiel ergibt bei unserer Messkampagne die Anwendung von $\Delta E_i = 20 \text{ W/m}^2$ und $\Delta T_{\text{eff}} = 2^\circ\text{C}$ eine Reduktion der Standardabweichungen für η und P_{mpp} zu $s_\eta = 0,7\%$ bzw. $s_{P_{\text{mpp}}} = 0,6\%$. Die Intervallreduzierung führt jedoch auch zu einem Verlust von Datenpunkten, was aus Abb. 8 (unten) hervorgeht.

Die Messunsicherheit der SRA-Resultate wird hauptsächlich durch die Kalibrierung des $I_{\text{sc,STC}}$ selbst verursacht. Eine genauere Messunsicherheitsberechnung zeigt für unseren Aufbau der Stromkalibrierung eine Messunsicherheit von 5% und dann respektive für Wirkungsgrad und Leistung der Module von ca. $\pm 6\%$. Die Messunsicherheit unseres Verfahrens könnte durch weitere Verbesserungen für die Kurzschlussmessungen weiter erhöht werden.

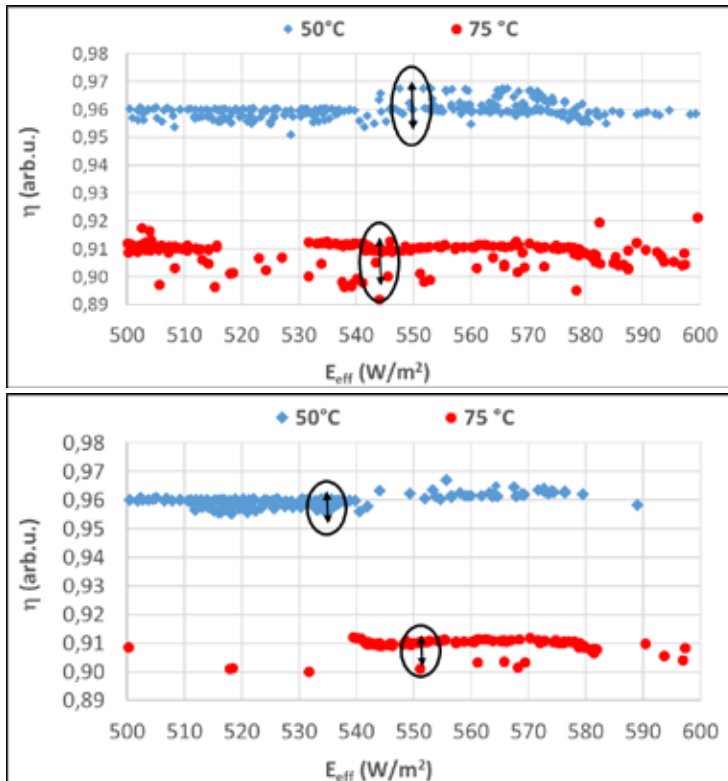


Abb. 8: SRA-korrigierte Schwachlichtkurven des Wirkungsgrades (vergrößert aus Abb. 4), oben: kalkuliert mit Intervallen von $\Delta E_i = 50 \text{ W/m}^2$ und $\Delta T_{\text{eff}} = 4^\circ\text{C}$; unten: berechnet mit Intervallen von $\Delta E_i = 20 \text{ W/m}^2$ und $\Delta T_{\text{eff}} = 2^\circ\text{C}$

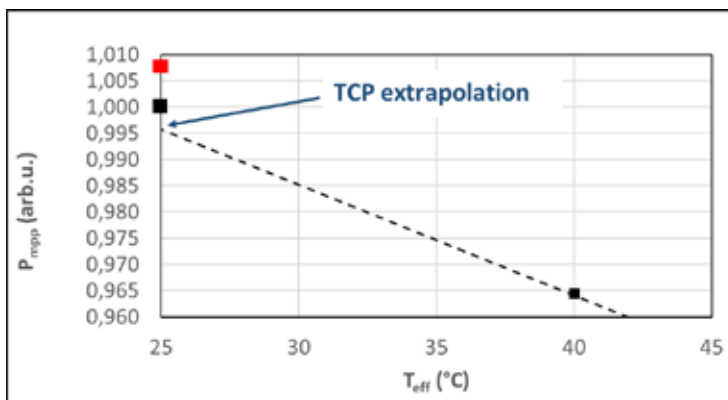


Abb. 9: Vergleich von $P_{\text{mpp,STC}}$ -Bestimmungen: (1) direkte Messung von $P_{\text{mpp,STC}}$ durch Indoor-Flasher (rote Box), (2) direkte Außenmessung durch SRA (schwarze Box bei 25°C) und (3) Außenmessung durch SRA und Regressionslinien-Extrapolation

Schließlich betrachten wir experimentell die Konsistenz der SRA-korrigierten Leistungswerte unter Standardtestbedingungen ($P_{\text{mpp,STC}}$). Zu diesem Zweck haben wir die $P_{\text{mpp,STC}}$ mit drei verschiedenen

Messverfahren bestimmt:

1. Labormessung mit einem kalibrierten Flasher-System (siehe Abb. 9, hervorgehoben durch roten Messwert),
2. Messung im Feld mit angewandtem SRA für $E_{\text{eff}} = 1069 \text{ W/m}^2$ und $T_{\text{eff}} = 27^\circ\text{C}$ einschließlich linearer Korrektur gegenüber STC-Werten (Fig. 9, hervorgehoben durch eine schwarze Messwert bei $T_{\text{eff}} = 25^\circ\text{C}$)
3. Feldmessungen bei $E_{\text{eff}} = 1000 \text{ W/m}^2$, jedoch bei variablen Temperaturen T_{eff} im Bereich von 40 bis 90°C und durch lineare Extrapolation mittels TKP-Regressionsgeraden (wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, ebenfalls in Abb. 9 dargestellt).

Die $P_{\text{mpp,STC}}$ -Werte aller Messverfahren unterscheiden sich nur um 1,5% und belegen die hohe Verlässlichkeit der SRA-Methode. Wir konstatieren, dass elektrische Outdoor-Analysen heutzutage mit einer Zuverlässigkeit durchgeführt werden können, wie sie bisher nur von Indoor-Labormessungen erreicht wurden.

4. Zusammenfassung

Das Konzept des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) ersetzt die gemessenen Testbedingungen für die Bestrahlungsstärke (ermittelt mit einem Pyranometer) und die Temperatur (gemessen mittels Temperatursensor) durch tatsächlich wirkende Effektivwerte. Dementsprechend werden den aufgezeichneten I-U- und P-U-Kurven nun exakt zur Messung passende Testbedingungen zugewiesen. Elektrische Messungen an PV-Modulen im Feld können bei Verwendung des(SRA mit einer Präzision durchgeführt werden, wie sie bisher nur von kalibrierter Indoor-Flasher-Messtechnik erreicht wurde. Wir haben Messunsicherheiten für die Leistungs- und Wirkungsgradbestimmung von ca. 6% für unsere Feldmessungen ermittelt. Ein experimenteller Vergleich von In- und Outdoor-Messungen der Leistung unter Standardbedingungen zeigt lediglich eine Abweichung von 1,5%.

Die Anwendung des SRA erlaubt es, Schwachlichtcharakteristiken aller relevanten I-U-Parameter innerhalb des natürlich breiten Angebots der Bestrahlungsstärke und Temperatur zu erzeugen und darzustellen. Das erzeugte Datenangebot übersteigt mehrfach die Erfordernisse der Norm IEC 61853. Die Temperaturkoeffizienten von P_{mpp} , U_{oc} und I_{sc} können durch eine lineare Regressionsanalyse sehr genau bestimmt werden, da eine große Anzahl von I-U-Daten für spezifische Bestrahlungsstärken verfügbar sind, z.B. auch für 1000 W/m^2 und 850 W/m^2 . Somit können alle elektrischen Parameter von Modulen für STC und NOCT Bedingungen via Regressionslinien-Extrapolation abgeleitet werden, auch wenn diese Bedingungen meteorologisch nicht verfügbar waren.

Die Anwendung des SRA gestattet zudem, I-U-Kennlinien für nun bekannte Testbedingungen analysieren zu können. Mit Hilfe spezieller Fitting-Routinen können nicht direkt zugängliche Parameter der I-U Kurven, wie Serienwiderstand, Parallelwiderstand, Idealitätsfaktor, Sättigungsstrom, bestimmt werden.

4. Literaturverzeichnis

- [1] M. Gostein, L. Dunn; "Light Soaking Effects On Photovoltaic Modules: Overview And Literature Review", Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2011). 003126–003131
- [2] T. Roth, D. Wichmann, K. Meyer, M. Orlob; "In-depth analysis of transient errors of inline I-V measurements", Energy Procedia vol. 8 (2011), pp. 82–87.
- [3] H.-D. Mohring, D. Stellbogen, D. Geyer, P. Lechner; "Comparative Assessment of Different Thin Film Technologies from Outdoor I-V Characteristics", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, (2011), 4AV.2.46, pp. 3625 - 3628.
- [4] D. Kaiser, M. Simmler, M. Wachter, T. Faber, F. Becker, M. Sayala, T. Kaden, A. Schulze, B. Hüttli; "Concept for Fast and Precise PV Module Outdoor Characterization", 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference, (2015), 5AV.6.10, pp. 1956 - 1958.
- [5] Ch. Bendel, A. Wagner; „Photovoltaic Measurement Relevant to the Energy Yield" 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (2003), 7P-B3-09
- [6] Y. Hishikawa, H. Ohshima, M. Higa, K. Yamagoe, T. Doi "Precise Determination of the STC I-V Curves by Wide-Range Linear Extrapolation of Outdoor I-V Curves on Partly Sunny Days"; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.4
- [7] M. Wachter, L. Gottschalk, M. Simmler, A. Schulze, F. Becker, M. Sayala, B. Hüttli; "Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm"; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.4.16
- [8] Th. Fey, I. Kröger, F. Witt, St. Winter; "Comprehensively Characterized Solar Cells: Impact of Angular, Spectral, and Non-linear Effects"; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.3

Photovoltaik Modulcharakterisierung – Messmethoden und Interpretation

W. Mühleisen¹, L. Neumaier¹, C. Hirschl¹, M. Spielberger², H. Sonnleitner³, G.C. Eder⁴, R. Ebner⁵, K. Knöbl⁶, L. Stoicescu⁷

¹ CTR Carinthian Tech Research AG, Europastr. 12, 9524 Villach/St. Magdalen, Österreich

² PVSV e.U., Unterer Markt 7, 9334 Guttaring, Österreich

³ ENcome Energy Performance GmbH, Lakeside B08, A-9020 Klagenfurt, Österreich

⁴ OFI Österreichisches Forschungsinstitut für Chemie und Technik, Arsenal Objekt 213, Franz-Grill-Str. 5, 1030 Wien, Österreich

⁵ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, A-1020 Wien, Österreich

⁶ Fachhochschule Technikum Wien, Höchstädtplatz 6, 1200 Wien, Österreich

⁷ Solarzentrum Stuttgart GmbH, Rotebühlstr. 145, 70197 Stuttgart, Deutschland

Abstract

Die Photovoltaik Modulcharakterisierung für kristalline Silizium Module ist seit einigen Jahren durch Vorhandensein und Nutzung tragbarer Messgeräte direkt vor Ort möglich. Die gängigsten Messmethoden Elektrolumineszenz, Thermografie, UV-Fluoreszenz und Strom-Spannungs-Kennlinie werden kurz in ihrer Funktion beschrieben. Anschließend werden reale Messungen an Beispielanlagen mit Hilfe der Methoden gezeigt. Durch die Interpretation der Bilder oder Kennlinien, können verschieden auftretbare Fehler an Anlagen einer Ursache zugeordnet werden. Es zeigte sich, dass wenn Daten mehrerer Messmethoden in der gleichen untersuchten Anlage vorliegen, die Fehleridentifikation und deren Zuordnung bei nur geringem Mehraufwand erleichtert wird.

1. Einführung und Relevanz

Die Photovoltaik hat sich in den letzten 20 Jahren in weiten Teilen der Welt sehr stark entwickelt und trägt 2017 mit über 300 GWp Leistung bereits zu einer teils regenerativen Energieversorgung bei. Staatliche Förderungen sind bei dieser Technologie bereits so minimal, dass heutige PV Anlagen eher zur Eigenverbrauchsabdeckung gebaut werden. Größere PV Anlagen werden oft nur noch von Bürgerbeteiligungsgesellschaften, Stadtwerken, Energieversorgern oder Investorfirmen errichtet. Durch den relativ starken Zubau besteht ein höherer Bedarf an Kontrolle und Inspektion. Forschungsaktivitäten bezüglich Modulverbesserung, Instandhaltung, Qualitätskontrolle sowie Öffentlichkeitarbeit tragen zur Weiterentwicklung der Branche bei. Sowohl technologische Entwicklungen als auch neue Messmethoden ermöglichen die heutige Inspektion direkt vor Ort, ohne ein PV Modul von der Anlage abbauen zu müssen. Damit private Bürger kleiner PV Anlagen nicht hilflos dastehen und große PV Park Betreiber Wartung und Inspektion kostengünstig durchführen können, helfen Forschungseinrichtungen die Entwicklungen voranzutreiben. Die Messmethoden sind in den letzten Jahren einfacher und erschwinglich geworden, so dass sowohl größere Betreiberfirmen als auch Installateure und kleine Elektrobetriebe für sich passende Geräte kaufen und diesen Service anbieten könnten.

2. Messmethoden

Die am meist gebräuchlichsten Messmethoden, um Photovoltaik Anlagen zu inspizieren, sind die Thermografie, Elektrolumineszenz, UV-Fluoreszenz und Kennlinienmessung. Bei der Auswahl der Messmethode ist zu beachten, dass je nach Inspektionsfall ein Anwendungsverfahren vorteilhafter gegenüber einem anderen sein kann.

Oftmals erleichtern aber gerade in unklaren Fällen mehrere angewandte Messmethoden die Inspektion und führen zu einer sichereren Interpretation des Sachverhalts. Es kann nicht von vorn herein pauschal gesagt werden welche Messmethode am Erfolgreichsten ist und daher ist es besser mehrere Messmethoden parallel einzusetzen. Der messtechnische Mehraufwand lohnt sich dann, wenn dadurch ein schnelleres Interpretationsergebnis erzielt werden kann.

2.1 Strom-Spannungs-Kennlinie (I-U)

Durch die Messung der Strom-Spannungs-Kennlinie (I-U), Hell- oder Dunkelkennlinie, kann die Funktionsfähigkeit der Photovoltaikanlage bewertet werden. Abweichungen zu Referenzdaten lassen Rückschlüsse auf Störungen und Fehler zu. Im Feld ist oft die Frage, ob ein PV Generator noch die Leistung erbringt, die gekauft wurde abzüglich eines Alterungsfaktors. Die ermittelte Leistung einer PV-Anlage wird mittels Hellkennlinie über ein Kennlinienmessgerät allermeist auf STC Bedingungen umgerechnet (Standard Test Condition: Einstrahlung 1000 W/m^2 , Modultemperatur 25°C , Licht durchstrahlte Luftmasse AM 1,5) [1]. Zu einem Messgerät gehört noch ein Einstrahlungs-, sowie Temperatursensor (Abb. 1). Da aber von vorn herein nicht bekannt ist, welche einzelnen Module von einem Fehler betroffen sind, wird das I-U-Kennlinienverfahren meist erst nach Auffinden von auffälligen Modulen oder Modul-Strängen mittels Elektrolumineszenz oder Thermografie angewandt. Wichtige Indikatoren der I-U-Kurve sind der Kurzschlussstrom (I_{sc}), die Leerlaufspannung (U_{oc}), der Punkt maximaler Leistung (P_{MPP}), der Füllfaktor (FF) sowie Serien- und Parallelwiderstand (R_s und R_p). Fehler wie zum Beispiel Potenzial induzierte Degradation (PID) lassen sich mit dem Kennlinienverfahren gut quantifizieren.



Abb. 1: I-U-Kennliniengerät (links), Einstrahlungssensor (Mitte), Temperatursensor (rechts)

2.2 Thermografie (TG)

Die Thermografie ist eines der oft eingesetzten Inspektionsgeräten an PV Anlagen da sonnenbestrahlte Module Infrarotstrahlung (IR) emittieren. Die Wärmebildkamera kann die für das Auge unsichtbare Infrarotstrahlung erfassen und daraus ein Wärmeverteilungsbild erzeugen. Um Infrarotmessungen durchzuführen sollte mindestens eine Einstrahlung von 600 W/m^2 vorhanden sein [2]. Durch diese genügend hohe Einstrahlung können ausreichend hohe Temperaturdifferenzen an Fehlern bei einem PV Modul erzeugt werden. Ein Thermograf schaut bei einer Thermografieaufnahme beim PV Modul oder Strang auf die Temperaturverteilung der Solarzellen untereinander, die möglichst homogen und gleichmäßig sein sollte. Normal arbeitende PV Module und Solarzellen zeigen üblicherweise ähnliche Temperaturen. Verschattete, kurzgeschlossene oder defekte Zellen hingegen zeigen oftmals höhere oder niedrigere Temperaturen als die Nachbarzellen [3, 4]. Eine relative Abweichung von $\pm 2^\circ\text{C}$ ist aus Erfahrung im Normalbereich. „HotSpots“ durch Verschattung oder Zellbruch verursachen meist nur kleinere relative Temperaturunterschiede von $4\text{-}10^\circ\text{C}$.

Je nach Fall können aber auch größere Temperaturunterschiede auftreten und zu einer Braunfärbung des Einkapselungsmaterials führen. Am Markt sind verschiedene Kameramodelle verfügbar, welche von tragbaren Handgeräten bis zu Ansteckmodulen für Handy oder Tablet gehen (Abb. 2).



Abb. 2: TG-Kamera tragbar (links), TG-Minikamera für Handy/Tablet (rechts)

2.3 Elektrolumineszenz (EL)

Da eine Solarzelle eine großflächige Halbleiter-Diode ist, kann diese entweder Licht in Strom umwandeln oder aber Strom in Licht. Dieser Fall, ein PV Modul als „großflächige Infrarot-Leuchtdiode“ zu betreiben und sichtbar zu machen erfordert eine spezielle Kamera, um das emittierte Licht im Bereich 950 nm – 1300 nm aufzunehmen. Die Elektrolumineszenz wird bei ganzen PV Modulen und Strängen genutzt, um eine Anlage großflächig zu analysieren [5]. Für die Aufnahme aussagekräftiger EL-Bilder erfolgt die Messung je nach Kameratyp bei Dunkelheit oder am Tag (Abb. 3). An Stellen, an denen die großflächige „PV-Modul Leuchtdiode“ im Bild dunkle, schwarze und nicht leuchtende Stellen zeigt, liegen oft Schäden vor [6]. Diese können kleine Risse, abgetrennte Zellfragmente oder aber große Teile auf der Zelle sein sowie Teilstränge im ganzen Modul betreffen [7]. PV Park Betreiber, Gutachter sowie Versicherungsunternehmen schätzen das EL-Verfahren, da das Schadensausmaß von ganzen Anlagen abschätzbar ist.



Abb. 3: EL-Kamera, nur Nachtanwendung (links), Tag- und Nachtanwendung (rechts)

2.4 Ultraviolett-Fluoreszenz (UV-F)

Auch UV-Fluoreszenz Aufnahmen müssen bei Dunkelheit durchgeführt werden. Unter Hilfenahme einer UV-Lichtquelle, meist Licht im Bereich 365 nm Wellenlänge, wird ein Solarmodul angestrahlt. Bei der UV-F wird der Zustand der kristallinen Siliziumsolarzellen indirekt untersucht, indem die Einbettungsfolie aus Ethylenvinylacetat (EVA) bei der Bestrahlung mit unsichtbarem UV-Licht eine Emission im sichtbaren Wellenlängenbereich, die sogenannte Fluoreszenz, abgibt. Die Fluoreszenz ist bei fabrikneuen Modulen erstmal nicht wahrnehmbar, nimmt im Zeitverlauf aber zu, je länger die Module Sonnenlicht ausgesetzt sind. Die Intensität der Fluoreszenz wird durch hohe Temperaturen verstärkt und nimmt durch Sauerstoffeinwirkung in Kombination mit Licht wieder ab [8].

Ein schon seit Jahren installiertes Modul besitzt bei UV-Anregung im Bereich der Zellränder nicht fluoreszierende „dunkle Streifen“, welche in Korrelation mit der Zeit stehen. Je länger also ein PV-Modul der Sonne ausgesetzt ist, desto breiter ist der nicht fluoreszierende „Streifen“ entlang des Zellrands. Das UV-F Verfahren wird gerne zur Mikrorissdetektion genutzt, da diffundierter Sauerstoff durch Mikrorisse ebenfalls eine Fluoreszenzlöschung bewirkt, welche sich als „dunklerer Streifen“ entlang des Risses zeigt [9, 10]. Da das Wachstum gelöschter Fluoreszenzstreifen zeitabhängig ist, können eventuell unterschiedliche Ereignisse erkannt werden. UV-F Lampen für den Photovoltaik-Inspektor sind am Markt mit ausreichender Lichtleistung derzeit noch schwer zu bekommen und liegen daher oftmals als Eigenentwicklung vor (Abb. 4).



Abb. 4: UV-F-Strahler 150 W (Eigenbau OFI)

3. Inspizierte Anlagen mit Fehlern – Beispiele aus dem Feld

In den nächsten Unterabschnitten wird auf gängige Fehler und deren Detektion genauer eingegangen.

3.1 Potenzial induzierte Degradation Fall (PID)

Potenzial induzierte Degradation hat einen Schwund an Leistung und Ertrag durch eine ungünstige Verkettung physikalischer und chemischer Effekte zur Folge. Natrium-Ionen, überwiegend aus dem Glas, werden durch ein elektrisches Feld aufgrund Potenzialbildung in einem gewissen Bereich des Modulstrangs zu den Solarzellen hingetrieben [11]. Das positiv geladene Na^+ -Ion wird von den gegenüber Rahmen negativ geladenen Zellen angezogen. Wenn die Na^+ -Ionen die Solarzellen erreicht haben, erwirken sie eine Störung des pn-Übergangs und schlussendlich einen Kurzschluss von diesem. Die Folge davon ist, dass Zellen im Modul überbrückt sind und dadurch Spannung verloren geht. Der folgende Fall an der Meeresküste von Sizilien zeigt eine PV-Modulinstallation mit 20 kWp auf 6 Stränge aufgeteilt (4 x 16, 2 x 15). Jedes Modul hat eine Ausgangsleistung von 210 Wp und 32 V Leerlaufspannung. Die Anlage wurde 2011 gebaut und 2013 inspiziert (Abb. 5 und Abb. 6).



Abb. 5: Foto PV Generator (Gesamtansicht)

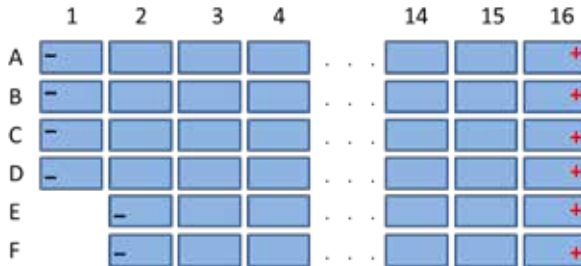


Abb. 6: Anschluss-Skizze PV Generator (Stringverkabelung)

Da PID, begründet durch die Stärke des elektrischen Feldes, als erstes auf Zellen in Rahmennähe Einfluss nimmt, sind diese durch den Kurzschluss etwas wärmer als Nachbarzellen und mit Thermografie gut erkennbar (Abb. 7). Die Thermografieaufnahme zeigt deutlich das typisch thermografische Zell PID Muster, welches sich durch die relativ wärmeren Zellen entlang des Rahmens bemerkbar macht.

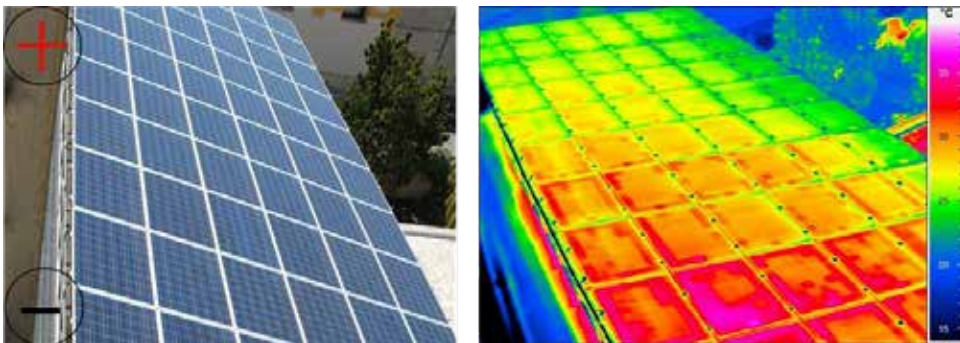


Abb. 7: Foto PV Generator (links) Thermografie (rechts)

Ausgebaute Standard-p-Typ Module aus der Anlage sind im Labor mit Elektrolumineszenz untersucht worden. Sowohl ein PV Modul näher zum Pluspol des Stranges (Abb. 8 rechts), als auch näher zum Minuspol des gleichen Stranges (Abb. 8 links), wurden entnommen. Während das näher zum Pluspol entfernte rechte Modul kein PID zeigt, ist das näher zum Minuspol entfernte linke Modul stark betroffen. Durch den PID Effekt erscheinen betroffenen Zellen in der EL-Aufnahme dunkler oder ganz dunkel, da die lokal kurzgeschlossenen einzelnen Zellen kein Lumineszenzlicht mehr emittieren.

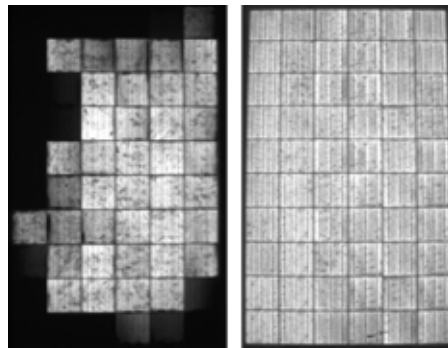


Abb. 8: Elektrolumineszenz Aufnahme Einzelmodul (links PID, rechts kein PID)

Der gesamte leistungsschwache PV Generator wurde daraufhin getauscht. In Abbildung 9 sind die I-U-Kennlinien der sechs Stränge vor und nach dem Tausch dargestellt. Auffallend ist, dass die PID befallenen Strings der alten Anlage sehr stark an Spannung verloren haben und ein Zuordnen gleich langer Strings aufgrund der verschiedenen Spannungswerte gar nicht mehr möglich ist. Die Strings der PID freien neuen Anlage sind hingegen gut untereinander vergleichbar und es ist offensichtlich, welcher Strang 15- und welcher 16 Module beinhaltet.

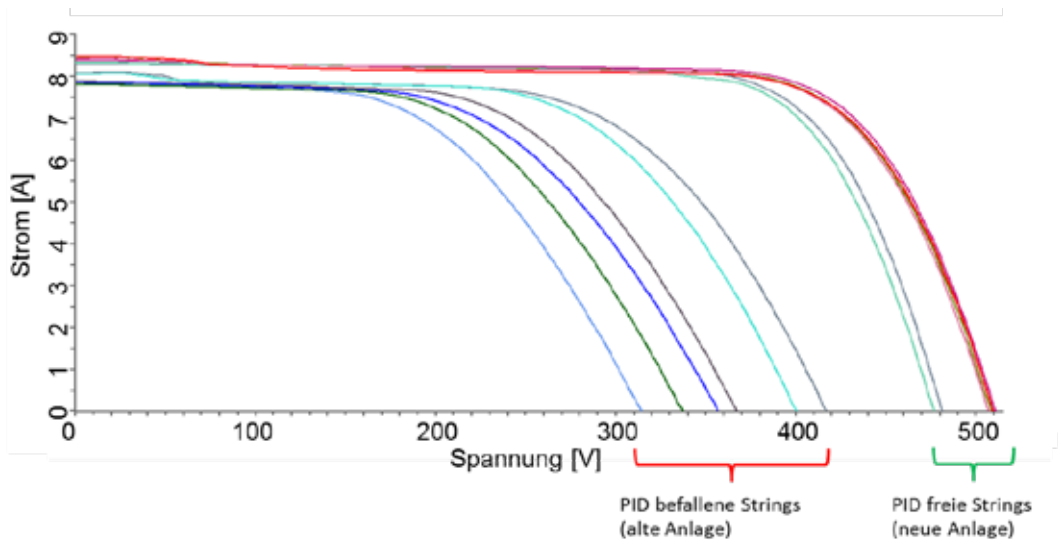


Abb. 9: Kennlinienmessung PV Generator (Vergleich Generator alt zu neu)

3.2 Hagel-Fall

Dieser Fall eines PV Generators, welcher durch Hagel betroffen war, zeigt die Auswirkung von Unwetter. In Abbildung 10 sind die Einschläge sowie Abdrücke der Hagelkörner bei zerborstenen Modulen zu sehen. Derart offensichtliche Schäden verdienen besonderes Interesse und eine Untersuchung an den übrigen Modulen [12]. Die Anlage besteht aus achtzig 250 Wp multikristallinen p-Typ Modulen, wovon 40 Module nach Süden, 20 Module nach Osten und 20 Module nach Westen ausgerichtet sind. Von den 80 Modulen sind vier mit Glasschaden.

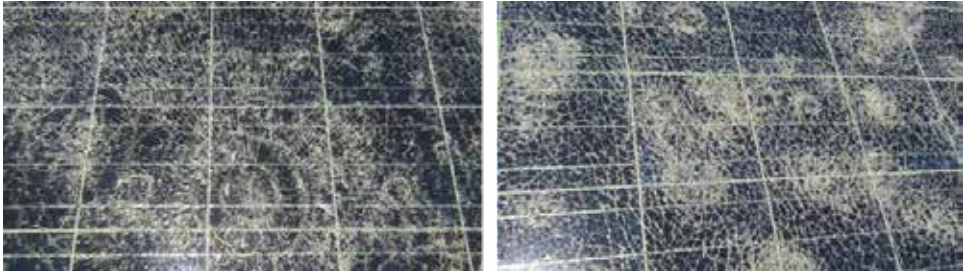


Abb. 10: Glasbruch nach Hagelschlag

Die restlichen Module der Anlage sehen optisch einwandfrei aus (Abb. 11). Aus Ertragsdaten des Monitoringportals ist bekannt, dass nach dem Hagel der Ertrag nicht mehr so hoch ist wie davor. Aufgrund des Verdachts, eines augenscheinlich nicht feststellbaren Schades, sind EL und UV-F Aufnahmen durchgeführt worden.



Abb. 11: PV Generator mit Minderleistung nach Hagel (Module sehen aus wie neu)

Die Elektrolumineszenzaufnahme der meisten restlichen Module zeigt deutlich die Mikrorisse, welche durch den Hagel entstanden sind (Abb. 12 links). Die Mikrorisse haben teilweise bereits Zellfragmente gebildet, die nicht mehr oder nur noch sehr schlecht zur Hauptzelle Kontakt haben. Von den insgesamt 60 Solarzellen im betrachteten und stellvertretenden Anlagen-Modul sind nur noch wenige unbeschädigte Zelle enthalten. Die Folge aus diesen Sachverhalt ist, dass gebrochene Zellen weniger Strom generieren können und somit der Ertrag sinkt. Falls ein Anlagenbesitzer den Verdacht schöpft, dass der Ertrag nach einem Hagel weniger zu sein scheint, ist eine schnelle Aufdeckung ohne aufwändige Technik mittels der UV-Fluoreszenz (Abb. 12 rechts) nach wenigen Wochen nach dem Hagel möglich. Diese Wartezeit wird benötigt, bis sich die Fluoreszenzlösung mit Hilfe von Sauerstoffdiffusion entlang von Zellrissen bildet. Die UV-F Kontrolle kann sowohl vom Anlagenbesitzer als auch vom Installateur vorgenommen werden, um das Ausmaß des Schadens zu begutachten.

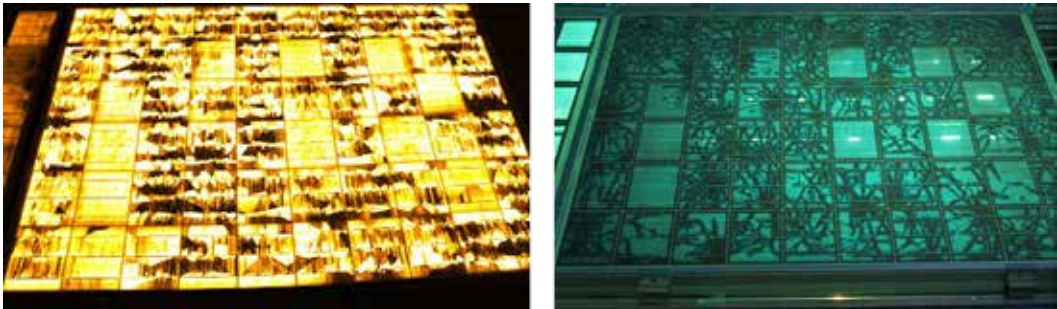


Abb. 12: Hagelschadenmodul, EL-Aufnahme (links), UV-F Aufnahme mit 150 W Lampe (rechts)

3.3 Wechselrichter-Fall

Bei einer Anlagenkontrolle sollte nicht nur Wert auf die Solarmodule gelegt werden, sondern auch auf die Leistungselektronik. Bei der Inspektion, wo PV-Module nach einem Brand auf Restfunktion geprüft worden sind, ist aufgefallen, dass manche Wechselrichter entlang der Steckkontakte Auffälligkeiten zeigten. Manche Verbindungen zeigten heißere Stellen, als Nachbarverbindungen gleichen Aufbaus (Abb. 13). Bei weiterer Nachforschung zeigte sich, dass im Wechselrichterinneren an der Anschlussplatine ein Problem bestand und die Wärme sich bis zum Steckkontakt nach außen hin ausgebreitet hatte (Abb. 14).



Abb. 13: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines Wechselrichter in Betrieb

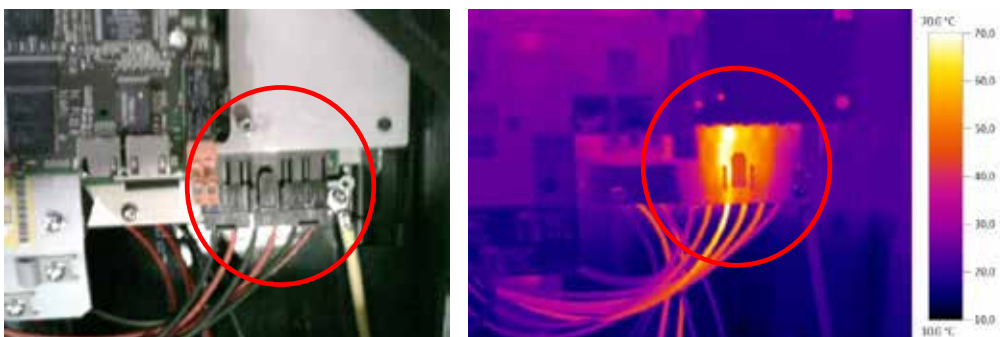


Abb. 14: Bild (links) und TG Bild (rechts) im Wechselrichterinnenraum

3.4 Verschmutzungs-Fälle

Oftmals stellen sich Reklamationsanfragen als unbegründet dar. Aufgrund von Verschmutzung sind einzelne Solarzellen teilweise abgeschattet und reagieren mit Erhitzung, welche mittels Thermografie als „HotSpot“ erkennbar ist. Allermeist, wenn „HotSpots“ an der unteren Modulrandkante auftreten, liegt dieser Sachverhalt vor (Abb.15-17). Schmutz, welcher sich nach einiger Zeit bildet, sollte daher in regelmäßigen Intervallen von PV-Anlagen entfernt werden.

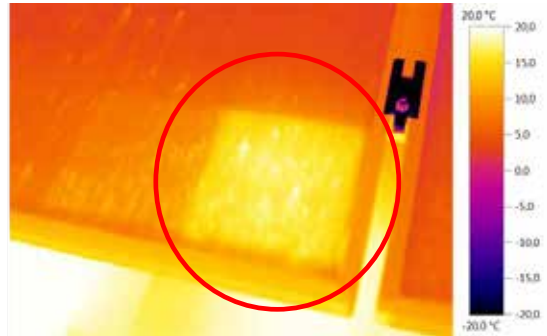


Abb. 15: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines verschmutzten Moduls

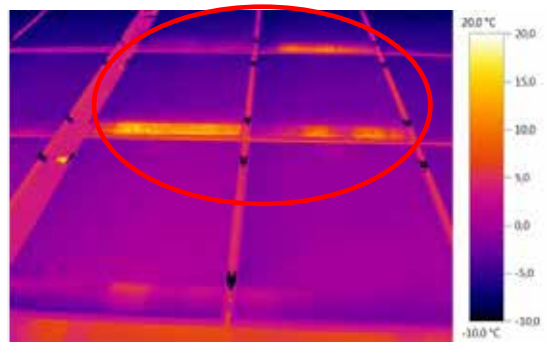


Abb. 16: Bild (links) und TG Bild (rechts) vieler verschmutzter Module

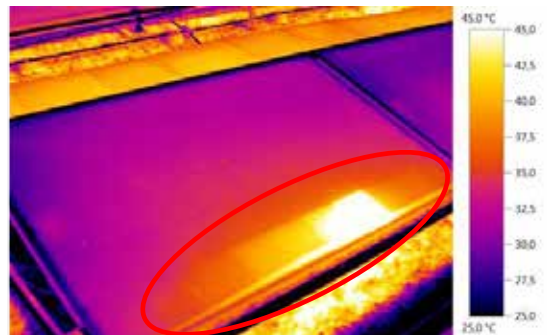
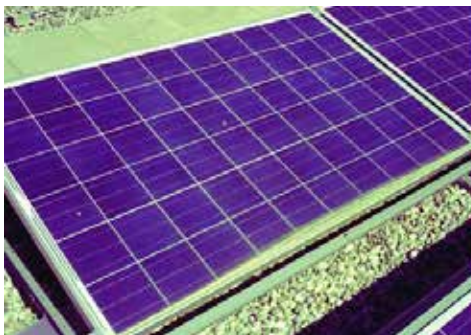


Abb. 17: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines verschmutzten Moduls

3.5 Glasbruch-Fall

Glasbrüche treten an PV-Anlagen sporadisch auf. Die Gründe für Glasbruch können verschieden sein und reichen von starken Hot-Spots, Einschlüsse bei der Glasherstellung, Hagel, zu fest angezogene Halteklemmen bis hin zu Vandalismus. Unabhängig davon wie der Glasbruch entstanden ist, sind betroffene PV Module in größerer Entfernung schwer zu erkennen, da das Modul durch den Laminataufbau noch zusammengehalten wird. Indizien für Glasbruch sind in Thermografieaufnahmen mehrere relativ heißere Solarzellen. Diese entstehen durch Zellrisse, welche wiederum durch den Glasbruch oder durch Biegen des instabilen Laminats von Wind und Schnee herrühren. Wenn die Module in Augenhöhe sind, ist das Erkennen von Glasbrüchen relativ einfach (Abb. 18,19).

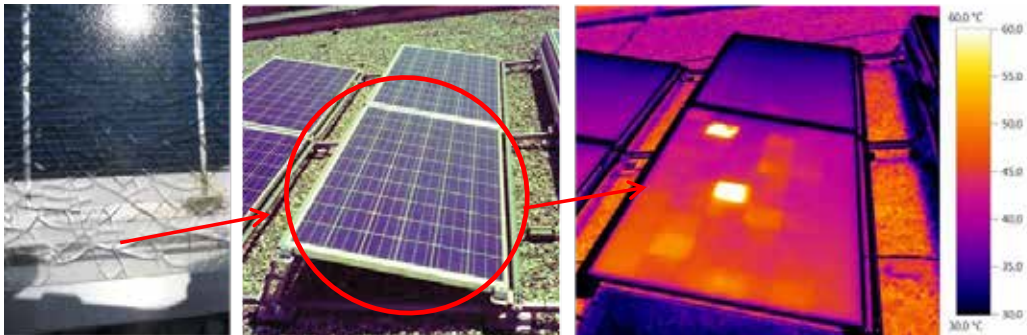


Abb. 18: Glasbruch PV Modul (links und Mitte), TG-Bild (rechts)

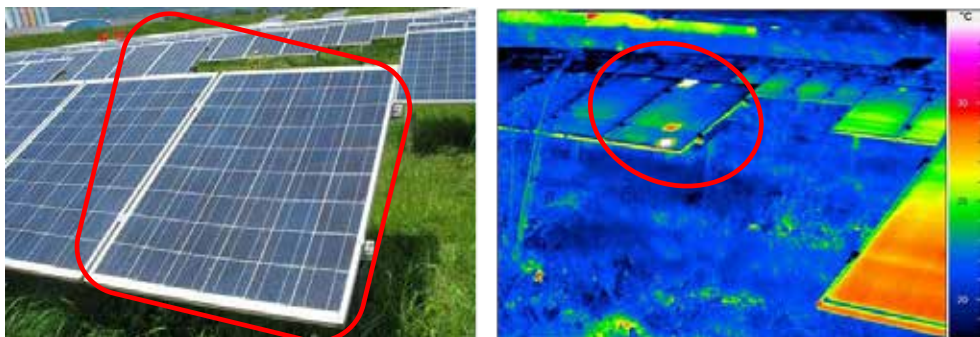


Abb. 19: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines Glasbruchschadens

Für Aufbauten in größerer Höhe wie auf einem Tracker ist für die Sichtkontrolle ein Fernglas nötig. In solchen Situationen ist die Thermografie im Vorteil, da gebrochene Zellen in Glasbruchmodulen meistens heißer als Nachbarzellen sind und auch auf größere Entfernungen erkennbar sind (Abb. 20).

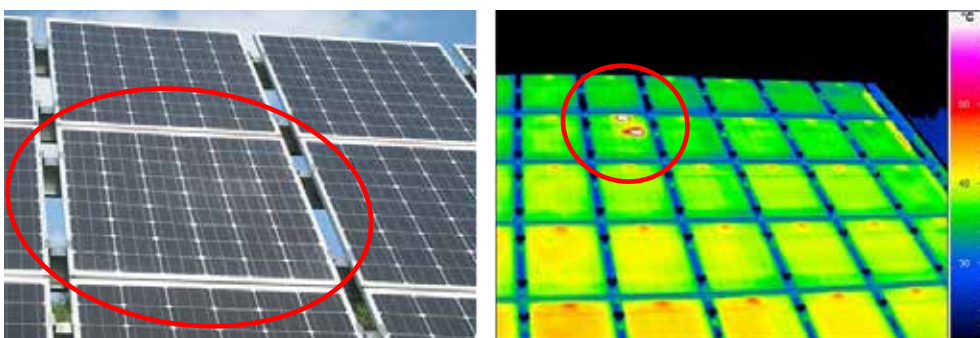


Abb. 20: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines Glasbruchschaden auf einem Tracker

Es ist aber auch mindestens ein Fall bekannt, bei dem ein Glasbruch auch nach zwei weiteren Betriebsjahren in der Thermografieaufnahme auf den ersten Blick kaum auffällt (Abb. 21). Dieses durch Hagel gebrochene Modul hat nach dem Hagel etwa 10 % weniger Ertrag geliefert als sein unbeschädigtes Nachbarmodul. Obwohl der Schaden durch gebrochene Zellen nur 10 % ausmacht, ist wegen dem Bruch eine schnellere Alterung über die Zeit feststellbar. Daher wird empfohlen, gebrochene Module auszutauschen, um weiteren Ertragsverlust, sowie das über die Zeit wachsende Sicherheitsrisiko, gering zu halten.

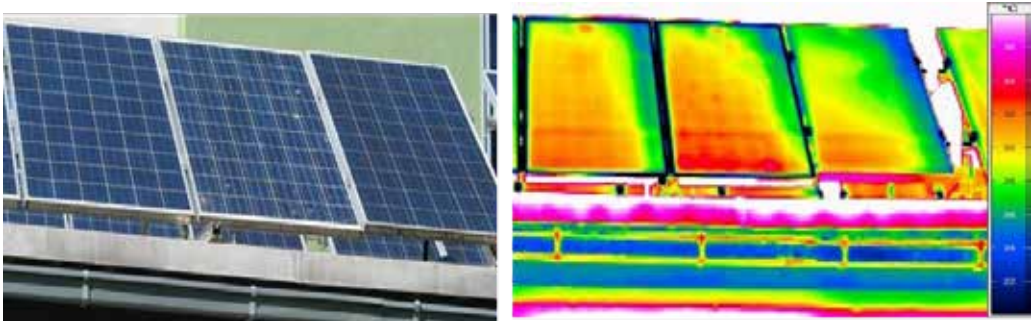


Abb. 21: Bild (links) und TG Bild (rechts) eines Glasbruchs durch Hagel (Modul Mitte)

Um den Hagelschaden an der Anlage einschätzen zu können, sind zwei Module mit Elektrolumineszenz untersucht worden. Die EL-Aufnahmen zeigen, dass das linke Modul unbeschädigt ist hingegen das durch Hagel glasgebrochene mittlere Modul viele Mikrorisse aufzeigt (Abb. 22).

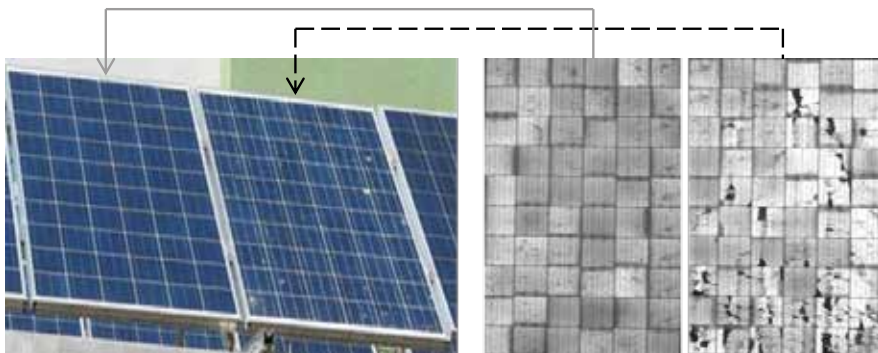


Abb. 22: linkes Modul unbeschädigt, mittleres Modul Glas- und Zellbruch

3.6 Zellbruch-Fall

Nahezu in jeder PV-Anlage sind Module mit Mikrorissen zu finden. Dennoch ist der dadurch entstandene Verlust oft vernachlässigbar, solange die Anzahl der Risse klein bleibt und keine kritischen Mikrorisse in Form von abgetrennten Fragmenten vorliegen. In Abbildung 23 dargestellt ist ein Ausschnitt eines PV Moduls einer 600 kWp Anlage, welches auf einem Flachdach in der Nacht inspiziert wurde. Visuell ist nichts zu erkennen, die EL-Aufnahme hingegen zeigt viele Mikrorisse, die sternförmig verlaufen, was mit der UV-F-Aufnahme besonders schön zu sehen ist.

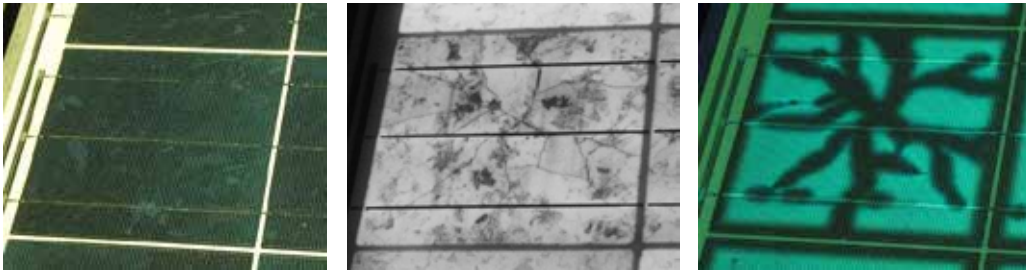


Abb. 23: Bild (links), EL Bild (Mitte), UV-F (rechts) eines Zellbruchs

4. Diskussion

Seit dem Laborinspektionsgeräte für den Einsatz im Feld umgebaut und auch erschwinglich geworden sind, ist eine breite Verwendung in der Photovoltaikbranche möglich. Die Erfahrung zeigt, dass bei der Interpretation von Messungen nicht immer Einigkeit besteht. Das kann einerseits daran liegen, dass nicht mit mehreren Messverfahren ein Plausibilitätscheck gemacht wird oder andererseits das Inspektionsequipment in der Anwendung komplex ist. Das Inspektions- und Interpretationswissen sollte sich der Messtechniker vor Fehlersuche durch den Besuch von Kursen oder Lesen von Fachartikeln aneignen [13]. Aber auch dann, ist bei einigen Fehlerbildern nicht klar, wie sich diese über die Zeit entwickeln werden und ob rechtlich ein Anspruch auf eine Ersatzleistung besteht.

Eine PV Anlage ist nicht wartungsfrei, auch wenn dies bei Verkaufsgesprächen vielleicht so dargestellt wird. Aufgrund der umfangreichen Erfahrung mit verschmutzten Anlagen sollte eine Reinigung in regelmäßigen Intervallen, unter Betrachtung wirtschaftlicher Aspekte, eingeplant werden. Eine weitere Empfehlung ist ab und zu einen Wartungsgang zu machen, um erstens ein unkontrolliertes „Verwildern“ der Anlage zu vermeiden und zweitens Garantieansprüche wie spontaner Glasbruch oder Hagelschäden geltend machen zu können. Der zusätzliche Vorteil ist, dass ein Betreiber sich aktiv mit seiner Anlage beschäftigt und den maximalen Gewinn erwirtschaften kann.

Oftmals werden Sachverhalte wie Mikrorisse in Zellen dramatisiert und aufgrund von kleineren „HotSpots“ gleich Brandszenarien entwickelt oder Versicherungen kontaktiert. In vielen Fällen sind Mikrorisse harmlos und kein Grund zur Reklamation oder Sorge. Bevor ein Brand entsteht, tauchen in den meisten Fällen erst Indikatoren wie eine Braunfärbung auf, die wiederum bei einem Kontrollgang auffindbar ist, so dass genug Zeit zum Handeln besteht.

5. Zusammenfassung

Für die Modulcharakterisierung von Photovoltaikmodulen sind mittlerweile kostengünstige und tragbare Handgeräte am Markt verfügbar. Die Anwendung von Inspektionsgeräten wie UV-Fluoreszenz, Elektrolumineszenz, Thermografie und I-U-Kennlinienmessung kann die allermeisten Fehler einer PV-Installation aufdecken. Gängige Fehler wie PID, Hagel, Verschattung und Zellrisse sind eindeutig messbar. Die Nutzung mehrerer Messverfahren stellte sich als ein Mehrwert heraus, da Interpretationen leichter und genauer vollzogen werden können. Die Interpretation der Bilder und gefundenen Fehler und wie diese sich charakteristisch äußern, wurde dokumentiert und beschrieben.

6. Danksagung

Diese Arbeit wurde im Rahmen des österreichischen „Energieforschungsprogramm“ im Projekt INFINITY durchgeführt (Projektnummer: 850414). Gefördert durch den österreichischen Klima- und Energiefonds sowie FFG – beiden sei herzlich gedankt.

7. Literatur

- [1] A. Wagner, "Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung“, 3.erweiterte Auflage Springer Verlag, 2010, S.66 ff, ISBN: 978-3-642-05412-9
- [2] VATH-Guideline, Electrical thermal imaging,
Link: http://vath.de/docs/richtlinien/VATH- Richtlinie_Elektro_NS+PV_engl_web.pdf
- [3] C. Buerhop, D. Schlegel, C. Vodermayr, M. Nieß, "Quality control of PV-modules in the field using infrared-thermography“, 26th EUPVSEC (WIP, Hamburg, Germany, 2011), pp. 3894 – 3897
- [4] C. Buerhop, D. Schlegel, M. Niess, C. Vodermayr, R. Weissmann, C.J. Brabec, Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 107, pp. 154 - 164, December 2012, <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2012.07.011>
- [5] L. Stoicescu, M. Reuter, J.H. Werner, „DaySy: Luminescence Imaging of PV Modules in Daylight“, In Proceedings 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2014, 10.4229/EUPVSEC20142014-5DO.16.2
- [6] J.L. Crozier, E.E. van Dyk, F.J. Vorster, "Evaluating the relationship between electroluminescence (EL) imaging and the power output of photovoltaic modules“, SASEC2015 - Third Southern African Solar Energy Conference, 11 –13 May 2015, Kruger National Park, South Africa
- [7] M. Köntges, M. Siebert, D. Hinken, U. Eitner, K. Bothe, T. Potthof, „Quantitative Analysis of PV-Modules by Electroluminescence Images for Quality Control“, In Proceedings 4th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany, 10.4229/24thEUPVSEC2009-4CO.2.3
- [8] B. Roeder, J. Schlothauer and M. Koehl, "Fluorescence imaging for analysis of the degradation of PV-modules," 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, 2011, pp. 003606-003608. doi: 10.1109/PVSC.2011.6185928
- [9] G.C. Eder, Y. Voronko, P. Grillberger, B. Kubicek, K. Knöbl, "UV-Fluorescence measurements as tool for the detection of degradation effects in PV- Modules“, Procc. 8th European Weathering Symposium; Natural and Artificial Ageing of Polymers, Vienna, Austria (2017),
- [10] M. Köntges, S. Kajari-Schröder, I. Kunze, Cells Cracks Measured by UV Fluorescence in the Field, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 4CO.11.4, pp. 3033 - 3040, Munich, 2012, DOI: 10.4229/27thEUPVSEC2012-4CO.11.4
- [11] J. Berghold, S. Koch, A. Böttcher, A. Ukar, M. Leers, P. Grunow, „Potential-induced degradation (PID) and its correlation with experience in the field“, Photovoltaics International Magazine, P. 85-92, 2013
- [12] W. Muehleisen, G. C. Eder, Y. Voronko, M. Spielberger, H. Sonnleitner, K. Knoebl, R. Ebner, G. Ujvari, C. Hirschl, "Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants“, In Renewable Energy, Vol. 118, 2018, p.138-145, ISSN 0960-1481
- [13] Schwarzburger, Ullrich, "Störungsfreier Betrieb von PV-Anlagen und Speichersystemen“, VDE Verlag, 2017, ISBN: 978-3-8007-4126-7

Solarwärme im Mehrfamilienhaus effizient nutzen

Andreas Wagner

AWASOL-GmbH,
Eichholz 3, D-35091 Cölbe/Lahn, Tel. 06427-9259255
www.awasol.com

Viele Heizanlagen in Mehrfamilienhäusern sind veraltet, obwohl die Sanierung enorme Einsparungen bringen würde. Häufig wird das von der Wohnungswirtschaft mit hohen Kosten und Bauaufwand begründet.

Neue Entwicklungen zeigen aber, dass Sanieren incl. Solarwärme auch preiswerter geht. Dabei lässt sich heute eine dezentrale Warmwasserbereitung mit PV-Solarwärme koppeln.

1. Effizienz zuerst

Wer heute im Mehrgeschosswohnungsbau Energie und Kosten sparen will, muss deutlich mehr auf Effizienz achten. Diese auf den ersten Blick banale Erkenntnis hat es in sich, denn es können immer noch große Energie-Potentiale gehoben werden. Zumindest kommt das ISFH in der Studie „Ansätze zur Reduktion von Wärmeverteilungsverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern“ [1] zu dem Ergebnis.

Generell zeigt sich, dass die Wärmeverteilungsverluste oft unterschätzt werden, denn über das lange Rohrleitungsnetz im Haus „versickert“ viel ungenutzte Wärme. Speziell bei energetisch sanierten Mehrfamilienhäusern kann der Verlustwärmeanteil auf über 40% steigen.

Als eine wichtige Maßnahme wird heute die Abkehr vom Vier- zum Zweileitersystem gesehen. Das bedeutet, dass nur noch über zwei Heizungsleitungen sowohl Heiz- als auch Warmwasserenergie verteilt wird. Die Untersuchungen des ISFH zeigen, dass durch die Umstellung ca. 30 bis 35 % Energieeinsparung (z.B. Gas) möglich sind. Zusätzlich verringern sich die Baukosten und die Wärmeabrechnung wird deutlich einfacher, weil die separate Warmwasserenergie-Erfassung entfällt.

Es entsteht aber das Problem, dass die Heizkreis-Temperatur nicht mehr vom aktuellen Heizenergiebedarf, sondern von der oft höheren Temperatur der Warmwasserbereitung abhängt. Das mindert die Effizienz von Brennwert-Heizkesseln oder Wärmepumpenanlagen.

Als einfache Lösung wird dann oft das warme Wasser dezentral und elektrisch erzeugt. Auch wenn die gesamte Energiebilanz im Vergleich zu vorher positiv ausfällt, wird nun relativ viel teurer Strom verbraucht.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass in sanierten Mehrfamilienhäusern der Warmwasser-Energieverbrauch auf ca. 25 bis 50% des thermischen Bedarfs ansteigt [2] und ein nennenswertes Energieeinsparpotential bildet. Heute bietet sich stattdessen eine noch effizientere Lösung an: die dezentrale solar elektrische Warmwasserbereitung.

2. Wärmebedarfs-Verlauf ideal für Solarnutzung

Um den Stromverbrauch im sanierten Mehrfamilienhaus mit vereinfachtem Zweileiter-Heizsystem und verringerter Heizkreistemperatur zu senken, kann ein solar elektrisches Warmwasser-System integriert werden. Dazu wird in jeder Wohnung ein kompakter, wandhängender Solarspeicher installiert. Über einen Wärmetauscher wird er vom Zweileiter-Heizsystem grundversorgt. Das Wasser wird also auf mindestens 25 bis 30 °C vorgewärmt. Zusätzlich liefern 3 bis 4 Solarmodule auf dem Dach solar elektrische Wärme (siehe Abb. 1).

Der solare Zusatzenergiebedarf fällt dabei relativ gering aus, da das Wasser ja schon vorgewärmt ist. Um die Mindestwarmwassertemperatur von ca. 50°C zu erreichen, muss das Solarsystem ein hohes Temperaturniveau liefern, das aber problemlos durch Strom mit PV-Modulen ermöglicht wird.

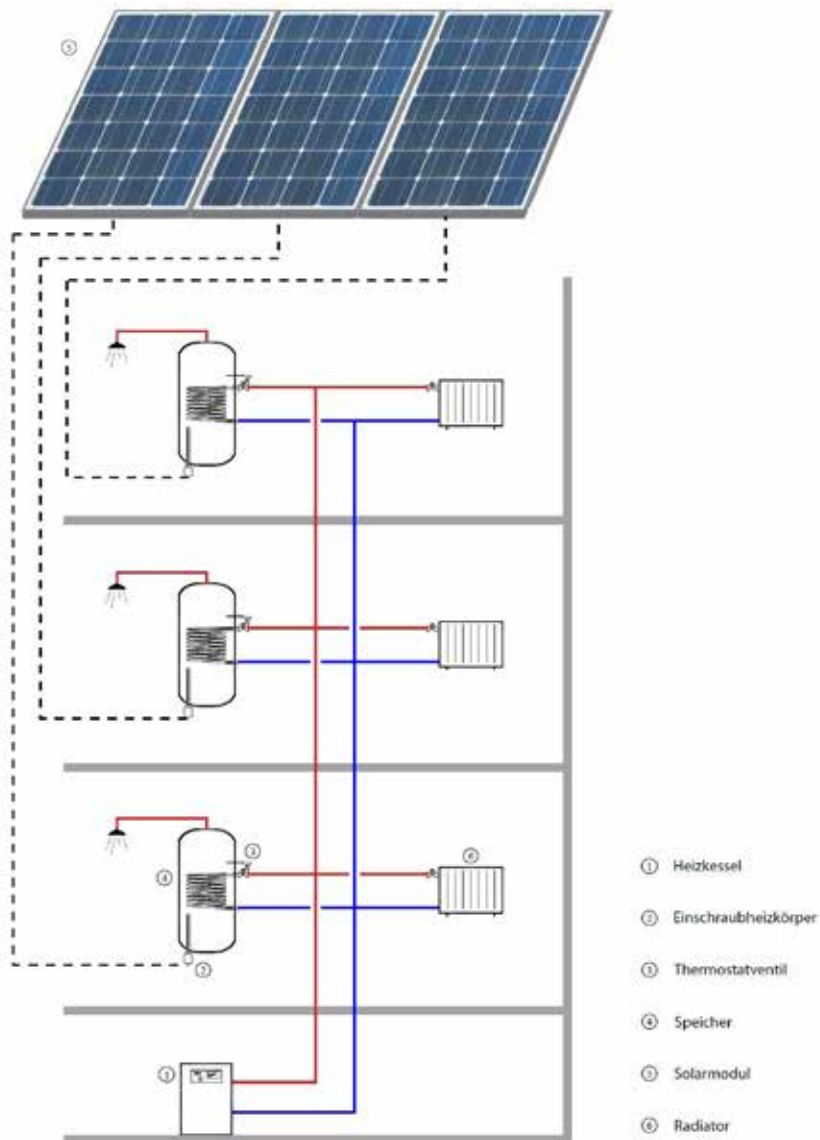


Abb. 1 Zweileiter-Heizsystem mit dezentralem PV-Backup

Ein geringer Restwärmebedarf wird vom Stromnetz geliefert. Bei dieser Kombination aus Heizwärme- grundversorgung, PV-Strom und Netzstromeinsatz ergeben sich ideale Synergien.

Der Heizungskreis liefert im Winter die höchsten Temperaturen, sodass keine oder wenig zusätzliche Solarwärme notwendig ist. Im Sommer erwärmt der Heizkreis den Warmwasserbereiter nur wenig. Dann ist aber viel Solarenergie vorhanden. Durch diese günstige Kombination ist nur ein geringer Anteil an Zusatzenergie aus dem Stromnetz erforderlich.

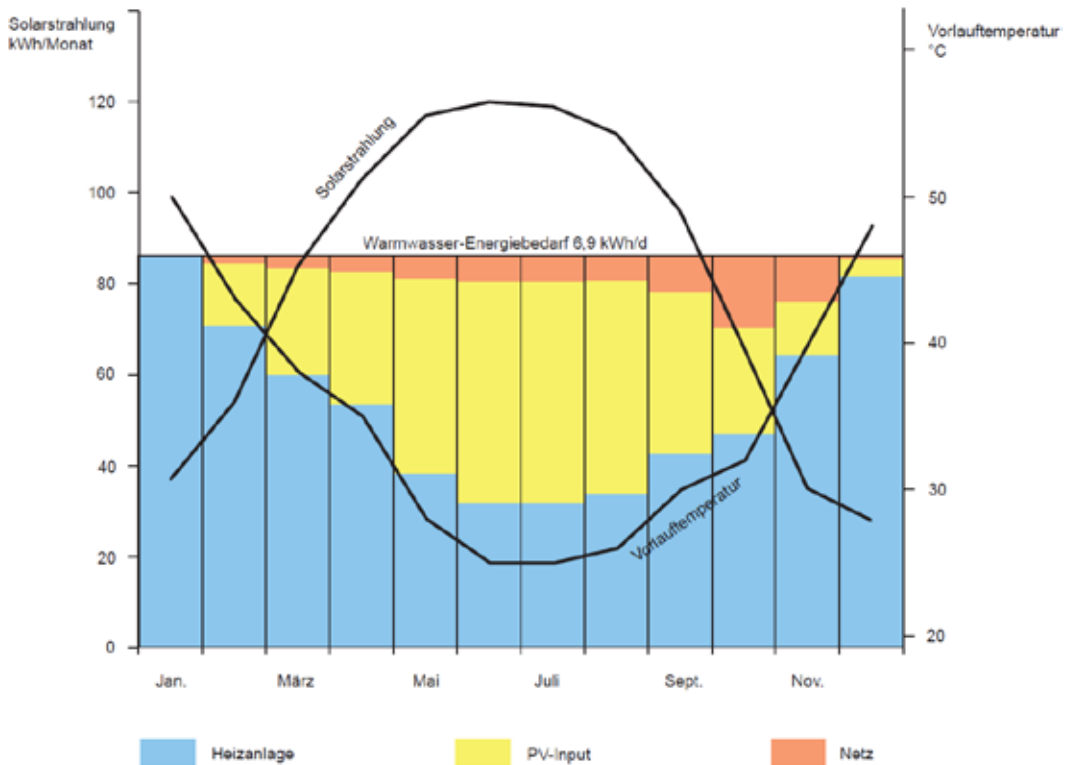


Abb.2 Heizkreistemperatur versus Solarstrahlung und Energieanteile der Wärmequellen

In Abb. 2. ist ein typischer Jahresverlauf der monatlichen Solarstrahlung und mittlerer Heizungsvorlauf-temperaturen abgebildet. Für den Standort Würzburg wurden Solar-Ertragsdaten bei einer PV-Modul-leistung von 1000 W_p und einer Dachneigung von 35° als Monatsmittelwerte über die Simulationssoft-ware POLYSUN ermittelt. Der Warmwasserenergiebedarf incl. Deckung der Speicher-Wärmeverluste wurde vereinfachend konstant mit 6,9 kWh/Tag angenommen. Die Heizkreistemperatur wurde als Monatsmittelwert für ein Niedertemperaturheizsystem mit den Auslegungstemperaturen 55 / 40°C im Ver-hältnis zur Außentemperatur errechnet.

Im Balkendiagramm ist nun (qualitativ) der Energieanteil dargestellt, der vom Heizkreis (blau) geliefert wird. Der Heizkreis kann das Warmwasser maximal nur bis zu jeweiligen Heizkreisvorlauftemperatur vorwärmen. Der weitere Energieaufwand zur Erwärmung auf die Zieltemperatur (im Mehrfamilienhaus 60°C) ist durch eine Zusatzheizung zu erbringen. Bei dem Solarertrag durch die PV-Anlage (gelb) wurde in den Sommermonaten nur der tatsächlich zur Trinkwassererwärmung nutzbare Anteil berücksichtigt. Die verbleibende Deckungslücke (rot) wird muss durch Netzstrom ausgeglichen werden.

Bei der Abschätzung wurde angenommen, dass der Heizkreis auch im Sommer in Betrieb ist. Da die

Heizkreistemperatur im Sommer niedrig ist, liefert dann das Heizsystem nur einen kleinen Beitrag; im Winter dagegen wird bis zu 100% des Warmwasserenergieanteils gedeckt. Umgekehrt steht für die Solaranlage im Sommer genügend Energie zur Verfügung. Ein solares Defizit ergibt sich überraschend im Spätsommer und Herbst, weil die Außentemperatur relativ hoch und damit die Heizkreissolltemperatur niedrig liegt. Gleichzeitig nimmt die Solareinstrahlung deutlich ab, sodass mit einer gewissen solaren Deckungslücke zu rechnen ist, die über den Netzstrom ausgeglichen wird.

Bei der Auslegung der PV-Anlage gilt es zunächst, die Energie für die elektrische Nachheizung durch Netzstrom zu minimieren. Bei einer sinnvoll gewählten Anlagengröße sind Einsparungen am Stromverbrauch in der Größenordnung von etwa 80 % denkbar. Eine Einsparung an Heizenergie ist auch gegeben. Sie ist dann relevant, wenn im Sommer der Heizkreis abgeschaltet wird. Die Einsparungen können enorm sein, da die Wärmeverluste des großen Heizkreisnetzes im Verhältnis zur dezentralen Warmwasserbereitung einen hohen Anteil ausmachen können.

Die hier durchgeführte Berechnung ist lediglich dafür gedacht, eine grobe Einschätzung zum energetischen Potential zu liefern. Genauere quantitative Aussagen zur Auslegung und Einsparung sind im Rahmen differenzierter Jahressimulationen für typische Gebäude geplant.

3. Dezentrales Solar- Warmwassersystem

Der Trend zur dezentralen Warmwasserversorgung im Mehrfamilienhaus erschwert es, solarthermische Systeme zu integrieren. Einfacher geht es mit solar elektrischen Anlagen. Dabei wird jeder Wohnung ein Solarspeicher und eine Modulfläche auf dem Dach zugeordnet. Dank der kompakten Speicherbauform lassen sie sich leicht in der Wohnung integrieren. Als Verbindung zum Dach reichen übliche Solarkabel mit 4 mm² aus, die sich leicht im Haus verlegen lassen.

Emotional fällt es einem Techniker oder Ingenieur nicht ganz leicht, hochwertigen Solarstrom (Exergie) in Warmwasser (Anergie) zu wandeln. Letztlich zählt jedoch, gerade im Mietwohnungsbau, dass neben energetischen auch anwendungsbezogene Kriterien aufeinander abgestimmt werden, wie einfache Installation, Inbetriebnahme, Zuverlässigkeit und Wartung. Verglichen mit der Solarthermie sind zusätzlich einfache Überwachungsmöglichkeiten für jede Einzelanlage gegeben, wie Solarertragsdaten und Fehlerüberwachungsfunktionen. Alle Daten sind für den Anwender direkt am Regler ablesbar (Abb. 3).



Abb.3 In jeder Wohnung liefert ein SELACAL-Controller Solarenergie für den Warmwasser-Speicher

Von besonderer Bedeutung ist der Anlagenpreis. Selbst bei diesen dezentralen und damit kleinen Anlagen fallen die spezifischen Fixkosten relativ gering aus im Vergleich zum variablen Kostenanteil, der

Größe der PV-Modulfläche. Der Preis für die PV-Module wiederum hat sich deutlich gesenkt. In den letzten 5 Jahren hat er sich halbiert und allein in 2017 sind die Preise nochmals um ca. 7% gefallen. Solarstrom wird dadurch immer günstiger, und er dringt in neue Anwendungsbereiche ein, weil sich die Anlagen-Komplexität verringern lässt.

Bei diesem neuen Ansatz zur dezentralen Wärmeerzeugung im Mehrfamilienhaus wird viel Neuland betreten. Um genauere Aussagen zum Energieertrag und zur Wirtschaftlichkeit zu machen, sind weitere Parameterstudien geplant.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Mercker, O., Arnold, O.: Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilungsverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern. Abschlussbericht, Fkz. 03ET1194A, Hameln, 2016.
Abruf: http://isfh.de/institut_solarforschung/waermeverteilung-in-mehrfamilienhaeusern.php
- [2] Klimaschutz u. Energieagentur Niedersachsen: Workshop 19.10.16 Hannover, Gunter Rockendorf

Energieversorgung im Einfamilienhaus mittels Wärmepumpe, horizontalen Erdwärmekollektoren und photovoltaisch-thermischen Solarkollektoren

Fabian Hüsing, Oliver Mercker

Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, D-31860 Emmerthal

Abstract

Ein Energieversorgungssystem im Einfamilienhaus, bestehend aus Wärmepumpe (WP), horizontalen Erdwärmekollektor (EWK) und unabdgedeckten photovoltaisch-thermischen Solarkollektoren wird untersucht. Neben der Möglichkeit die benötigte EWK-Fläche durch Kombination mit Solarwärme zu reduzieren steht insbesondere die Betrachtung der elektrischen Energieflüsse im Fokus dieses Beitrags. Auf saisonaler und tageszeitlicher Ebene wird das Systemverhalten analysiert und bestimmt, welchen Beitrag der lokale PV-Ertrag zur Deckung des elektrischen Bedarfs der WP leistet. Der relative geringe Anteil in der rein bedarfsgeführten Wärmeerzeugung wird auf sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal gegensätzliche Verläufe von PV-Ertrag und Wärmebedarf zurückgeführt. Schließlich werden Optionen zur Optimierung des Systems vorgestellt.

1. Motivation

Elektromotorische Wärmepumpen (WP) ermöglichen die Kopplung von Elektrizitäts- und Wärmebedarf auf Haushaltsebene, während photovoltaisch-thermische Solarkollektoren (PVT) elektrische und thermische Energie lokal bereitstellen können. Eine Kombination dieser Technologien verspricht daher Möglichkeiten zur effizienten Energieversorgung mit einer verringerten Belastung des umgebenden Stromnetzes. Horizontale Erdwärmekollektoren (EWK) sind, aufgrund ihrer geringen saisonalen Temperaturschwankung, eine attraktive Wärmequelle für Wärmepumpen. Gleichzeitig erfordern EWK, im Vergleich zu Erdwärmesonden, einen geringeren administrativen und baulichen Aufwand für Genehmigung und Errichtung. Bislang stellt der hohe Bedarf an unversiegelter Bodenfläche für EWK allerdings häufig ein wesentliches Hemmnis für ihre Anwendung dar.

In einem Forschungsprojekt untersucht das ISFH daher die Möglichkeiten, den Flächenbedarf von EWK durch eine geeignete Kombination mit Solarwärme zu verringern. Im vorliegenden Beitrag wird die Kombination von EWK und unabdgedeckten PVT-Kollektoren detailliert betrachtet. Neben den Effekten der Solarwärmenutzung ergeben sich hier auch Potenziale elektrische Solarenergieerträge (im Folgenden vereinfacht als „PV-Strom“ bezeichnet) zum Betrieb der WP zu nutzen. Somit wird eine lokale Erzeugung und Kopplung von elektrischer Energie und Wärme möglich.

2. Vorgehen Simulationsstudie

Die detaillierte Untersuchung des Betriebsverhaltens dieses dynamischen Systems wird anhand von Parameterstudien mittels der Simulationssoftware TRNSYS [1] durchgeführt. Hierzu wurde ein numerisches Modell des EWK entwickelt und experimentell an einer eigens am ISFH errichteten Versuchsanlage mit 150 m² EWK-Fläche validiert [2].

Als Randbedingungen der Simulationsstudie werden Referenzgebäude und Nutzerverhalten bzgl. interner Wärmegevinne und Bedarfsprofile gemäß Task 44 (Solar and Heat Pump) des Solar Heating and Cooling Programmes der Internationalen Energieagentur verwendet [3,4].

In **Abbildung 1** ist der Aufbau des betrachteten Systems schematisch dargestellt. Zentrale Komponente ist die Wärmepumpe (WP), die zwei Zonen eines Pufferspeichers belädt. Der Pufferspeicher versorgt die Raumheizung (RH) direkt und ermöglicht die Bereitstellung von Trinkwarmwasser (TWW) über eine Frischwasserstation. Auf der Quellenseite der WP befinden sich der PVT-Kollektor (PVT) und der EWK. Der PVT-Kollektor kann bei ausreichendem Temperaturniveau in den Quellenkreis hydraulisch zugeschaltet werden und wird dann mit einem Nennmassenstrom (m_{ST}) von 50 kg/(m² h)

betrieben. Im EWK werden in Abhängigkeit vom aktuellen Betriebszustand unterschiedliche Massenströme vorliegen: Liegt ein Wärmebedarf vor, so ist die Wärmepumpe in Betrieb und der EWK wird mit dem Nennmassenstrom der WP (m_{WP}) durchströmt. In diesem Fall strömt ein Teil des Wärmeträgers über einen Bypass am Solarkollektor vorbei. Liegt Solarertrag vor, aber kein Wärmebedarf, wird der EWK mit dem Nennmassenstrom des Solarkollektors regeneriert.

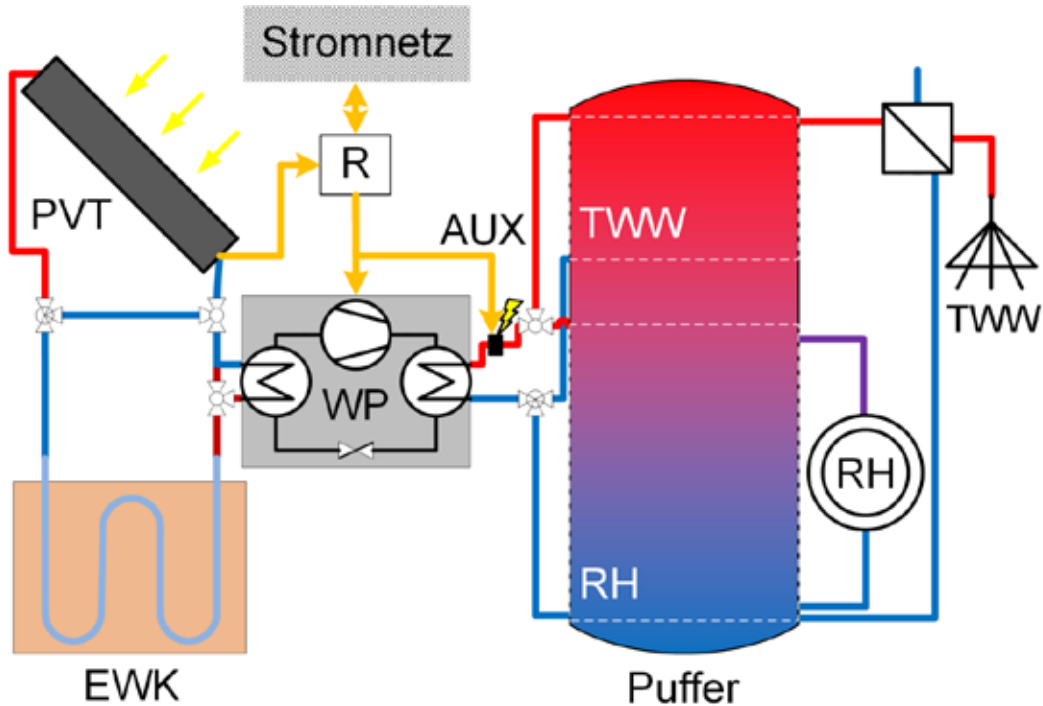


Abbildung 1: Schema des untersuchten Systems

Der Wärmeträger zirkuliert in den vorgestellten Untersuchungen nach dem Solarkollektor immer durch den EWK. Diese Konfiguration wird gewählt, um die Volatilität der Solarwärmeerträge mit der Kapazität des Erdreichs vor dem Verdampfer der WP zu dämpfen. Abhängig von den Temperaturniveaus an den Komponenten und dem vorliegenden Wärmebedarf ergeben sich vier mögliche Betriebsmodi für die Wärmequelle, welche in **Tabelle 1** zusammengefasst sind.

Tabelle 1: Mögliche Betriebszustände der Wärmequelle in Abhängigkeit des Systemzustands

Betriebsmodus	Systemzustand		Steuersignale		
	Solarwärmeangebot	Wärmebedarf	ST	EWK	WP
Aus	0	0	0	0	0
EWK+Solar	1	0	m_{ST}	m_{ST}	0
WP+EWK	0	1	0	m_{WP}	1
WP+EWK+Solar	1	1	m_{ST}	m_{WP}	1

Die Regelung stellt zudem sicher, dass das Wärmeträgerfluid beim Eintritt in den EWK maximal eine Temperatur von 25 °C aufweist. Für Quellentemperaturen unter -5 °C wird der Betrieb der WP ausgesetzt und eine elektrische Nachheizung (AUX) übernimmt die Wärmebereitstellung.

3 Ergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden Ergebnisse der Simulationsstudie vorgestellt. Neben dem Aspekt der EWK-Flächenreduktion durch Solarwärme wird detailliert auf die Möglichkeit der Nutzung der elektrischen Erträge zum Betrieb der WP eingegangen.

3.1 EWK-Flächenreduktionen durch thermische Solarerträge

In **Abbildung 2** ist die Wirkung der quellenseitigen Nutzung thermischer Solarerträge dargestellt. Es sind die Systemjahresarbeitszahlen, berechnet nach Gleichung (1), über der EWK-Fläche für verschiedene Verlegeabstände zwischen den EWK-Rohren dargestellt. Schwarze Rauten markieren die Dimensionierungsempfehlung der Entwurfsfassung der VDI 4640-2 vom Mai 2015 [5]. Rote Dreiecke signalisieren das Auftreten von kritischen Frostzuständen (z.B. horizontales Zufrieren des Erdreichs zwischen den EWK-Rohren, welches die Versickerung von Niederschlägen verhindert).

$$JAZ_{\text{SYS}} = \frac{\text{Nutzwärme}}{\text{Elektrische Energie}} = \frac{\int (\dot{Q}_{\text{TWW}} + \dot{Q}_{\text{RH}}) dt}{\int (P_{\text{WP_Komp}} + P_{\text{AUX}} + P_{\text{Pumpen}} + P_{\text{Regler}}) dt} \quad (1)$$

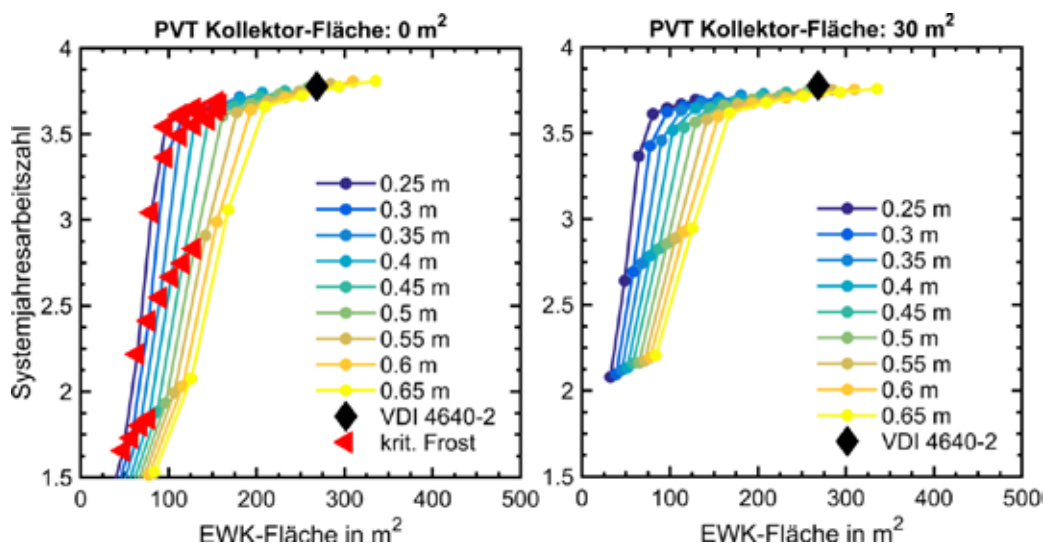


Abbildung 2: Systemjahresarbeitszahl über EWK-Fläche mit und ohne PVT-Kollektoren

Durch die quellenseitige Nutzung von Solarwärme kann die Effizienz von WP mit knapp oder gar unterdimensionierten EWK signifikant erhöht und das Auftreten kritischer Frostzustände verhindert werden. Entsprechend sind Reduktionen der EWK-Fläche um über 50 % gegenüber der VDI-Empfehlung möglich. Eine Analyse der zugrunde liegenden Effekte, sowie Ergebnisse für weitere unbedeckte Solarkollektoren und unterschiedliche Bodentypen sind veröffentlicht [6,7]. In den weiteren Analysen wird zu jeder PVT-Kollektorfläche die EWK-Konfiguration mit der kleinsten EWK-Fläche betrachtet, für die keine kritischen Frostbedingungen und kein Nachheizbedarf auftreten.

3.2 Nutzung von PV-Strom zur Wärmeversorgung

Der elektrische Ertrag der PVT-Kollektoren kann potenziell den erforderlichen Netzstrombezug zum Betrieb der Wärmepumpe senken, was die Effizienz des Systems erhöht und die Belastung des Stromnetzes vermindert. Im Verlauf der Jahressimulationen werden deshalb die Gleichzeitigkeit von Strombedarf der WP und elektrischem Ertrag der PVT-Kollektoren ausgewertet.

Der Betrieb der WP erfolgt bedarfsgesteuert. Elektrische Erträge der PVT-Kollektoren werden mit fester Priorität auf vorliegende Bedarfe verteilt. Bedarfe, die den Ertrag übersteigen, werden aus dem Stromnetz bezogen. Es wird die folgende Priorisierung zur Verteilung der elektrischen Erträge betrachtet: 1. (höchste Priorität) Kompressor der WP, 2. Elektrische Nachheizung (AUX), 3. Fluidpumpen, 4. Haushaltsstrombedarf und 5. (niedrigste Priorität) Netzeinspeisung.

In **Abbildung 3** sind die Beiträge von Netz- und PV-Strom zur Versorgung des Energiebedarfs der WP (linker Balken) und die Verteilung der PV-Erträge (rechter Balken) über der installierten PVT-

Kollektorfläche dargestellt. Während für den Haushaltsstrombedarf Beiträge in erwarteter Höhe vorliegen (E_{HSB_PV}), werden trotz hoher PV-Erträge nur geringe Deckungsgrade für den Strombedarf der WP erreicht. Selbst bei 30 m² PVT-Kollektorfläche (ca. 4,1 kW elektrische Nennleistung) werden nur 8,3 % des elektrischen Energiebedarfs der WP mit PV-Erträgen gedeckt.

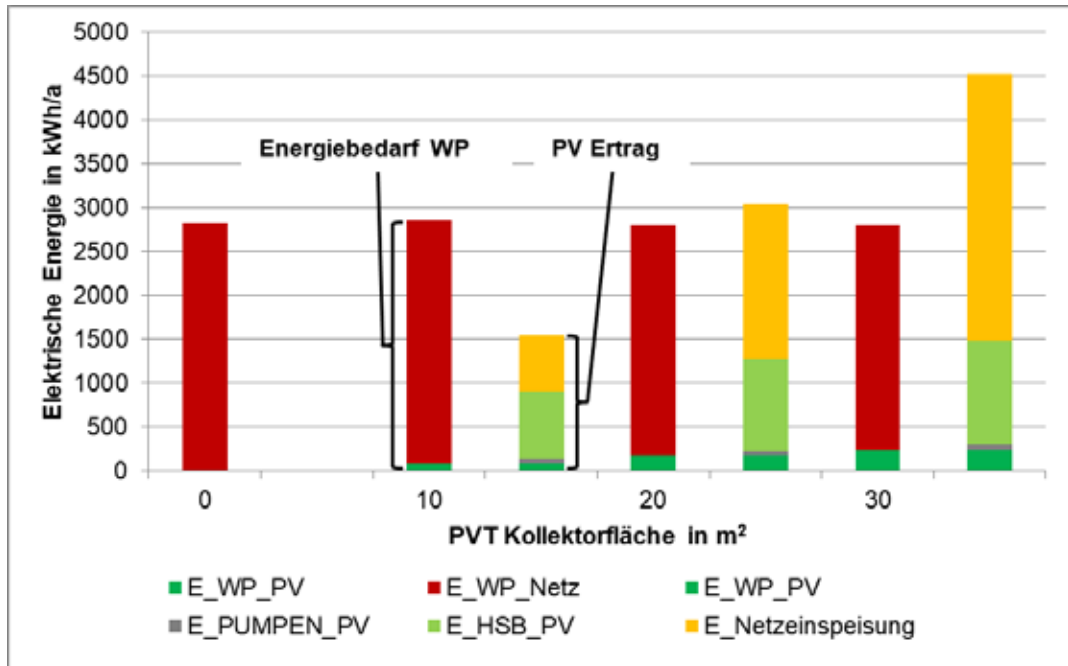


Abbildung 3: WP-Strombedarf und PV-Erträge für verschiedene PVT-Kollektorflächen

Um die Ursache für die geringen Deckungsgrade des Strombedarfs der WP zu analysieren, wird nachfolgend die tageszeitliche Verteilung verschiedener Betriebszustände betrachtet. Dafür werden die Laufzeiten der einzelnen Betriebsmodi der Wärmequelle auf die Stunden des Tages verteilt und aufsummiert. Weiterhin wird die mittlere solare Einstrahlung in die PVT-Kollektorebene über den betrachteten Zeitraum berechnet und dargestellt.

In **Abbildung 4** ist die tageszeitliche Verteilung für ein System mit 30 m² PVT-Kollektor bei einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr dargestellt. Die mittlere solare Einstrahlung hat einen erwartungsgemäßen Verlauf mit einem Maximum von ca. 450 W/m² um 12 Uhr. Die Verteilung der summierten Laufzeiten der Quelle im Regenerationsbetrieb (EWK+Solar) weist einen der mittleren solaren Einstrahlung ähnlichen Verlauf auf. Einzig am Nachmittag treten geringere summierte Laufzeiten im Regenerationsbetrieb auf als der Verlauf der Einstrahlung erwarten lässt. Zu diesen Zeiten sind häufiger die maximal zugelassenen 25 °C Eintrittstemperatur überschritten und entsprechend unterbleibt die weitere Einbringung von Solarwärme. Im Zeitraum von 19 bis 23 Uhr tritt Regenerationsbetrieb auf, ohne dass solare Einstrahlung vorliegt. In diesen Fällen regeneriert der ungedeckte PVT-Kollektor den EWK mit aus der Luft aufgenommener Wärme. Die Laufzeiten der WP weisen eine der mittleren solaren Einstrahlung entgegengesetzte Charakteristik auf. Die WP wird am häufigsten in den Zeiträumen von 1 bis 10 Uhr und von 21 bis 22 Uhr betrieben, während der gemeinsame Betrieb von WP, EWK und PVT-Kollektor insgesamt eher selten auftritt.

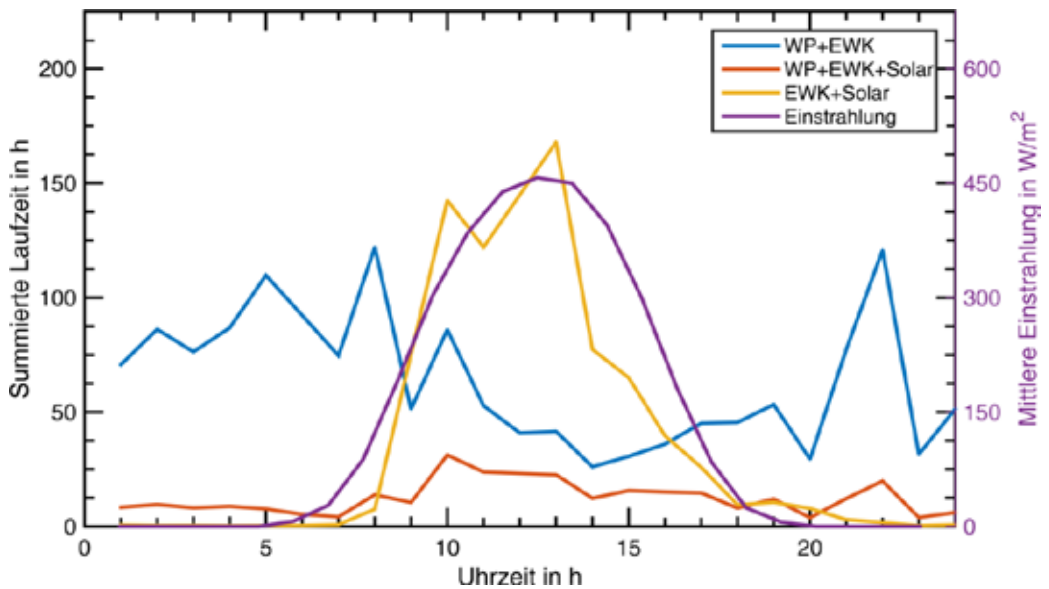


Abbildung 4: Tageszeitliche Verteilung der Laufzeiten – 30 m² PVT / gesamtes Jahr

Für eine detailliertere Betrachtung werden im folgenden Abschnitt die tageszeitlichen Verteilungen der elektrischen Energiemengen betrachtet. In **Abbildung 5** sind PV-Ertrag, zum Betrieb der WP aufgewendeter PV-Strom ($E_{WP,PV}$) und der gesamte elektrische Energiebedarf der WP ($E_{WP,ges}$) für ein gesamtes Jahr über der Tageszeit dargestellt. Weiterhin ist die summierte Globalstrahlung in der PVT-Kollektorebene aufgetragen. Wie bereits in den Betriebszeiten beobachtet, liegen die Intervalle des energieaufwändigsten Betriebs der WP (1 bis 9 Uhr und 21 bis 23 Uhr) außerhalb der Zeiten des PV-Ertrags. Auffällig ist, dass auch in den Stunden mit hohem PV-Ertrag (10 bis 16 Uhr) nur relativ geringe Anteile des Strombedarfs der WP direkt gedeckt werden.

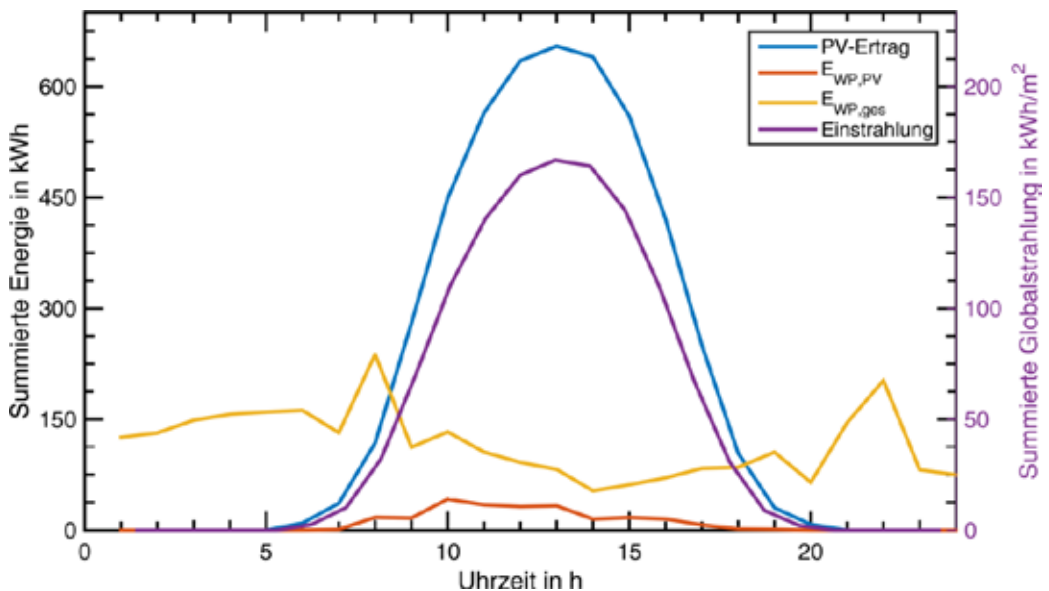


Abbildung 5: Tageszeitliche Verteilung elektrischer Energieflüsse – 30 m² PVT / gesamtes Jahr

In **Abbildung 6** und **Abbildung 7** sind die tageszeitlichen Verteilungen für die saisonalen Abschnitte Sommer (Juni, Juli, August) und Winter (Dezember, Januar und Februar) dargestellt. Es ist zu beachten, dass für eine bessere Darstellung unterschiedliche Achsenskalierungen gewählt sind. Im Sommer (**Abbildung 6**) übersteigt der PV-Ertrag den Strombedarf der WP erheblich. Dennoch liegt weiterhin eine Akkumulation von WP-Bedarf außerhalb der Zeiten mit PV-Ertrag (21 bis 22 Uhr) vor. In Summe ergibt sich für den Sommer eine direkte Deckung des WP-Bedarfs mit PV-Strom von 22,4 %.

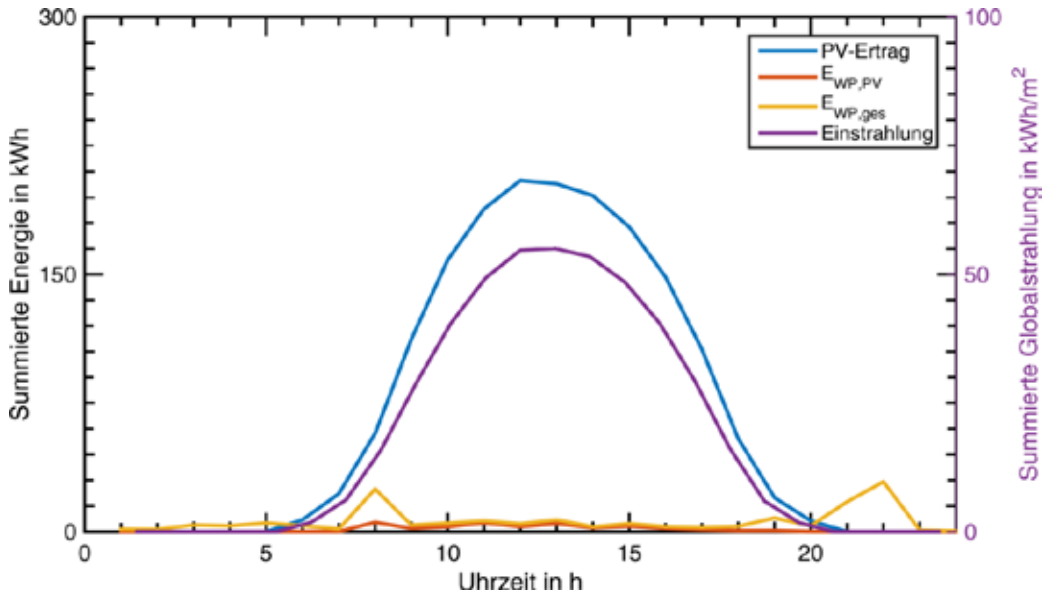


Abbildung 6: Tageszeitliche Verteilung elektrischer Energieflüsse – 30 m² PVT / Sommer

Im Winter (**Abbildung 7**) übersteigt der Strombedarf der WP den PV-Ertrag. Die Verläufe zeigen einen gegensätzlichen Trend – die WP wird in Zeiten mit höherer solarer Einstrahlung weniger häufig genutzt. Dieser Trend ist bei Auswertung auf Tagesbasis stärker ausgeprägt und begründet die geringe direkte Deckung von 5,8 % des Energiebedarfs der WP mit PV-Erträgen im Winter.

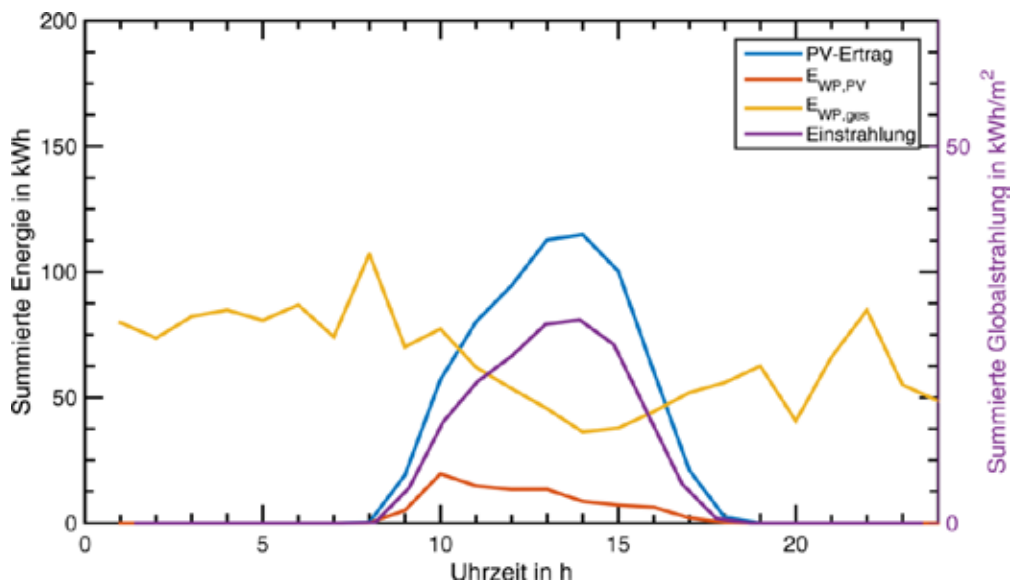


Abbildung 7: Tageszeitliche Verteilung elektrischer Energieflüsse – 30 m² PVT / Winter

Der saisonale Vergleich des Wirkungsgrads der PVT-Kollektoren ergibt, dass durch die niedrigen Temperaturen auf der Quellenseite der WP die Effizienz der elektrischen Energiegewinnung von 12,4 % im Sommer auf 14,1 % im Winter steigt.

4 Ansätze zur Optimierung

Um lokale PV-Erträge für den lokalen Strombedarf einer WP-basierten Wärmeversorgung im Einfamilienhaus effektiv einzusetzen, sind Optimierungen des Systems erforderlich. Als wesentliche Ursache der geringen Deckungsanteile konnte die mangelnde Gleichzeitigkeit von PV-Ertrag und dem elektrischen Bedarf der Wärmepumpe identifiziert werden. Für einen effektiveren Einsatz der PV-Erträge bieten sich entsprechend zwei Möglichkeiten: Die Zwischenspeicherung der elektrischen Energie oder eine Verschiebung der Wärmeerzeugung in Zeiten der PV-Erträge. Zu beiden Möglichkeiten wurden am ISFH Untersuchungen durchgeführt.

Die Zwischenspeicherung elektrischer Energie mittels eines modernen Akkumulatorsystems wurde für gleiche Randbedingungen (Gebäude, Wetterdaten, interne Wärmegewinne und Lastprofile), allerdings mit einem Raumheizsystem ohne Pufferspeicher untersucht [8]. Es konnte gezeigt werden, dass der Deckungsanteil im Raumheizsystem bereits durch eine nutzbare Akkumulatorkapazität von 2 kWh von 2,7 % auf 9,4 % gesteigert werden kann. Im Winter und den Übergangszeiten wird durch die Zwischenspeicherung eine nahezu vollständige Nutzung der PV-Erträge in der Wärmebereitung mittels WP möglich.

Die Wärmeerzeugung in Zeiten solarer Erträge war ein zentraler Bestandteil der Entwicklung eines neuen Sonnenhauskonzepts [9]. Es wurde die Möglichkeit untersucht, mittels Bauteilaktivierung (BTA) die Gebäudemasse als Speicher zu erschließen. Es konnte in Simulationsstudien und durch Messungen an einen Prototyp des neuen Sonnenhauskonzepts nachgewiesen werden, dass die BTA dank niedriger Beladetemperaturen und hoher Kapazität optimal für volatile Wärmeerzeugung auf niedrigem Temperaturniveau geeignet ist. Weiterhin konnte durch Erhöhungen der zulässigen Raumtemperatur um 3 °C in Zeiten solaren Energieangebots zusätzliche Speicherkapazität erschlossen und damit eine Endenergieeinsparung von 10 % erreicht werden.

5 Fazit

Im Beitrag wurde gezeigt, dass eine WP gemeinsam mit EWK und PVT-Kollektoren effiziente Energieversorgung im Einfamilienhaus ermöglichen kann. Die Verwendung von ungedeckten PVT-Kollektoren auf der Quellenseite einer WP führt, aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus zu günstigen Betriebsbedingungen. Insbesondere um lokal erzeugte elektrische Energie effektiv zum Betrieb der WP zu nutzen, sind weitere Optimierungen des Systems erforderlich. Die präsentierten Optionen lassen erwarten, dass mit optimal konfigurierten und intelligent gesteuerten Systemen eine effiziente Wärmeversorgung im Einfamilienhaus unter minimierter Belastung des Stromnetzes erreichbar ist. Gleichzeitig stellt eine Vermeidung von Netzbezug bei den aktuellen Preisen für elektrische Energie immer auch eine wirtschaftlich attraktive Option dar.

6 Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben „Erdwärmekollektoren und Sonnenkollektoren als optimierte bivalente Quelle für hocheffiziente Wärmepumpensysteme“ wurde in Kooperation mit der Firma tewag-Technologie-Erdwärmeeinrichtungen-Umweltschutz GmbH und dem Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. durchgeführt und mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen FKZ 03ET1275A aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Klein, S.A. et al. (2010): TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program; Madison: University of Wisconsin - Solar Energy Laboratory
- [2] H. Hirsch und F. Hüsing (2016): Modellierung und Simulation von Erdwärmekollektoren in Wärmeversorgungssystemen, in GI – Gebäudetechnik in Wissenschaft & Praxis 06/16, ITM InnoTech Medien GmbH, Augsburg, 2016, ISSN 2195-643X
- [3] Haller, M. et al. (2012): The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 - Part A - General Simulation Boundary Conditions; unter: <http://task44.iea-shc.org/publications> (abgerufen am 15.01.2015)
- [4] Dott, R. et al. (2013): The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 - Part B: Buildings and Space Heat Load; unter: <http://task44.iea-shc.org/publications> (abgerufen am 15.04.2015)
- [5] Verein Deutscher Ingenieure (2015): Richtlinie VDI 4640 Blatt 2 Entwurf (Gründruck) „Thermische Nutzung des Untergrunds – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen“, Düsseldorf, 2015
- [6] Hüsing F., Hirsch, H., und Rockendorf, G. (2016): COMBINATION OF SOLAR THERMAL COLLECTORS AND HORIZONTAL GROUND HEAT EXCHANGERS AS OPTIMIZED SOURCE FOR HEAT PUMPS, in Proceedings of EuroSun 2016, International Solar Energy Conference, doi:10.18086/eurosun.2016.04.18
- [7] Hüsing, F., Mercker, O., Hirsch, H., und Rockendorf, G. (2017): Solare Regeneration von Erdwärmekollektoren – Reduzierter Flächenbedarf bei hoher Effizienz, im Tagungsband des 27. OTTI Symposiums Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017
- [8] Hüsing, F., Glembin, J. und Rockendorf, G. (2015): Potenziale thermischer Nutzung photovoltaischer Energie, im Tagungsband des 25. OTTI Symposiums Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015
- [9] Steinweg, J. (2017): Weniger ist manchmal mehr – Sonnenhäuser mit Bauteilaktivierung statt großem Speicher, 9. EffizienzTagung Bauen + Modernisieren, Hannover, 2017

„Power-to-Gas – eine Möglichkeit zur CO₂-neutralen Energieversorgung von Quartieren“

Karsten Seebauer¹, Jasmin Gleich¹, Raimund Brotsack², Günther Weinzierl³, Josef Huber⁴

¹ MicroPyros GmbH, Straubing

² Technische Hochschule Deggendorf, und MicroPyros GmbH, Straubing

³ Inntal Systemenergie GmbH, Rott am Inn

⁴ Technische Universität München, Straubing

Abstract

Das zweistufig-biologische Power-to-Gas-Verfahren wandelt Strom in erneuerbares Erdgas (EE-Methan) um, welches nach dem Stand der Technik zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Dieses kann in Deutschland über den derzeit größten Energiespeicher (Erdgasnetz) verteilt und so auch dezentral verfügbar gemacht werden. Dabei bringt es auch Vorteile für die Versorgung von Quartieren mit sich. Dies zeigen Berechnungsmodelle zur CO₂-Bilanz und Wirtschaftlichkeit des erzeugten EE-Methans. Hier können Mehrinvestitionen in die Betriebskosten durch Vorteile in der Gebäudehülle kompensiert werden. Zudem ermöglicht der Einsatz von klimafreundlichem EE-Methan bei der bedarfsgerechten Energieversorgung der Quartiere hohe Treibhausgasreduktionspotentiale in der Wärmeversorgung. Damit gelingt es Neubauquartiere aber vor allem auch Quartiere im Bestand so zu betreiben, dass geforderte Klimaschutzziele kosteneffizient erreicht werden. Neben der Möglichkeit erneuerbares Erdgas aus Power-to-Gas-Anlagen als Kraftstoff für den CO₂-freundliche Mobilität einzusetzen (Erdgasbetriebene Fahrzeuge) stellt Power to Gas die essentielle Schlüsseltechnologie auch für die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme dar. Bereits jetzt bestehen Möglichkeiten für einen ökologisch und ökonomisch sinnvollen Einsatz der Technologie zum Umbau der Energiesysteme.

1. Einordnung von Power-to-Gas in dem Bereich der Energiespeicher

Im Zuge des stetig steigenden Ausbaus an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Anteil Bruttostromverbrauch 2016: 31,7 %, 2025: 40 - 45 %) ist die Notwendigkeit nach geeigneten Energiespeichertechnologien gegeben ^[1]. Dies liegt am stark voneinander abweichenden Energiebedarf und Energieanfall (Windkraft, Sonnenkraft etc.) aufgrund natürlicher Fluktuationen (Flaute ↔ Orkan, bewölkt ↔ wolkenlos etc.) und schwankender Energienachfrage (bspw. Werktag ↔ Feiertag). Eine Möglichkeit, den weiteren Ausbau erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu ermöglichen, bieten Energiespeichertechnologien.

Zu den bekanntesten Speichertechnologien zählen Pumpspeicherwerke und die derzeit viel diskutierten Batteriespeicher. Neben diesen Kurz- und Mittelzeitspeichern müssen zukünftig Langzeitenergiespeicher entwickelt und gebaut werden. Das derzeit größte Potential bietet dabei das ein- und zweistufige Power-to-Gas-Verfahren (Abbildung 1). Diese chemischen Speichertechnologien weisen hohe Speicherkapazitäten von 5 GWh bis 50 TWh auf und ermöglichen eine langfristige Speicherung und Verteilung im vorhandenen Erdgasnetz. Hingegen zeichnen sich thermische (bspw. Power-to-Heat), mechanische (bspw. Pumpspeicher), elektrochemische (bspw. Batterien) und elektromagnetische (bspw. Kondensatoren) Speicher mit deutlich kleineren Kapazitäten aus.

Die Herausforderung für das Gelingen der Energiewende ist es den im Stromsektor erforderlichen Zubau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die damit erzeugten Energiemengen auch ohne vollflächigem Ausbau der Stromverteilungsnetze zu ermöglichen. Ein weiterer Zubau kann nur erfolgen, wenn

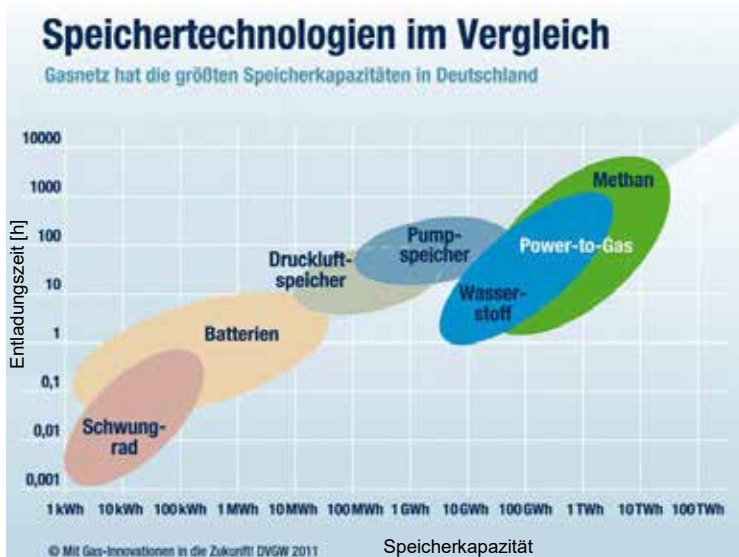


Abbildung 1: Überblick der kurz- bis langzeitigen Speichertechnologien unter Berücksichtigung der Entladezeit und Speicherkapazität (modifiziert nach [2]).

neben den Speichertechnologien für Strom auch Technologien zur Wandlung von erneuerbarem Strom in chemische Energieträger etabliert werden. Chemische Speicher wie Erdgas oder auch flüssige Energieträger können gut transportiert, verteilt und bedarfsgerecht auch in den Sektoren Wärme und Mobilität eingesetzt werden.

Power-to-Gas ermöglicht die Wandlung von Strom in Gas. Die Stromquelle ist dabei überschüssiger erneuerbarer Energiestrom (EE-Strom). Im einstufigen Verfahren wird lediglich über Elektrolyse von Wasser Sauerstoff und brennbarer Wasserstoff erzeugt, wobei letzteres als komprimiertes Gas ungünstige Speichereigenschaften aufweist. Auch die Nutzung ist derzeit verglichen mit dem im zweistufigen Power-to-Gas-Verfahren erzeugten EE-Methan noch nicht ausgereift. Für die Methanisierung wird der Wasserstoff aus dem ersten Prozessschritt mit einer CO₂-Quelle (Klär gas, Biogas, CO₂ aus alkoholischer Gärung, CO₂ aus Industrieprozessen, Rauchgas etc.) zur Reaktion gebracht. Hier existieren zwei Möglichkeiten dies zu realisieren. Zum einen gibt es das chemisch-katalytische und zum anderen das biologisch-katalytische Verfahren.

Produziertes EE-Methan kann anschließend ins Erdgasnetz (Erdgas besteht fast ausschließlich aus Methan) eingespeist und in diesem gespeichert werden. Somit stellt das Erdgasnetz den eigentlichen Speicher dar und weist derzeit in Deutschland eine Speicherkapazität von 200 TWh auf, was dem Verbrauch von mehreren Monaten entspricht [3]. Zum Vergleich werden heute im Gasnetz die Energiemengen von ca. 1.000 TWh transportiert [4]. Die Anwendung von Methan bzw. Erdgas in der Praxis entspricht dem Stand der Technik.

Die Problematik des Fehlens geeigneter Speichertechnologien stellt ab 2022 nach Abschalten der Kernkraftwerke verbunden mit der geforderten Treibhausgasreduktion, spätestens nach der derzeit noch offenen Außerbetriebnahme der CO₂-intensiven Kohlekraftwerke in Deutschland eine große Herausforderung dar [5]. Beide Energieerzeugungsarten decken heute maßgeblich die Grundlastversorgung. Entstehende Energieengpässe und -lücken müssen in Zukunft mit zuvor gespeicherter Energie gefüllt werden.

Abgesehen davon kann das über Power-to-Gas erzeugte, erneuerbare Methan (EE-Methan) ins Erdgasnetz eingespeist (CNG) oder auch verflüssigt (LNG) werden. Somit könnte es schon heute die Energiewende im Bereich Wärme und Mobilität ermöglichen.

2. Grundlagen der CO₂-neutralen Energieversorgung mittels Power-to-Gas

2.1 Zweistufig-biologisches Power-to-Gas-Verfahren

Allgemein betrachtet laufen biologische Prozesse 100.000- bis 1.000.000-mal schneller ab als rein chemische. Dies bringt entscheidende Vorteile.

Während in der biologisch-katalytischen Methanisierung (BKM) Prozesstemperaturen im thermophilen Bereich (40 - 80 °C) herrschen, können diese in der chemisch-katalytischen Methanisierung (CKM) das Zehnfache betragen. Auch die Betriebsdrücke sind mit 0 - 10 bar moderater als die des Sabatier-Prozesses (CKM), in dem Drücke > 10 bar vorliegen. Da sich der biologische Katalysator (Enzyme in Mikroorganismen) im Gegensatz zu den beispielsweise Ni-, Fe-, Co- oder Ru-dotierten Katalysatoren immer wieder unter Nutzung von Reststoffen (Klärschlamm, Gärrest etc.) regeneriert, sind die Kosten für diesen extrem niedrig. Auch die Fähigkeit Störstoffe (Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Siloxane etc.) zu tolerieren, ist in der BKM sehr hoch. Hochreine Gase sind zur Verhinderung der Vergiftung der kostenintensiven Katalysatoren in der CKM absolut nötig. Die Umwandlungsrate von CO₂ liegt bei der BKM bei bis zu 100 %, womit ein einspeisefähiges Gas von bis zu 99 % Methan generiert werden kann. Die Werte in der CKM sind niedriger, aber dennoch einspeisefähig. Beide Verfahren weisen ein flexibles Lastwechselverhalten auf, wobei die BKM aufgrund der anpassungsfähigen Mikroorganismen besser abschneidet. Dies gilt auch hinsichtlich des Anfahr-, Stillstands- und Abfahrverhaltens [6].

Der Entwicklungsstand der 1902 erfundenen CKM ist deutlich weiter voran gestritten und bereits kommerziell im Einsatz. Dennoch existieren bereits zweistufig-biologische Power-to-Gas-Anlagen (BKM) im industriellen Maßstab.

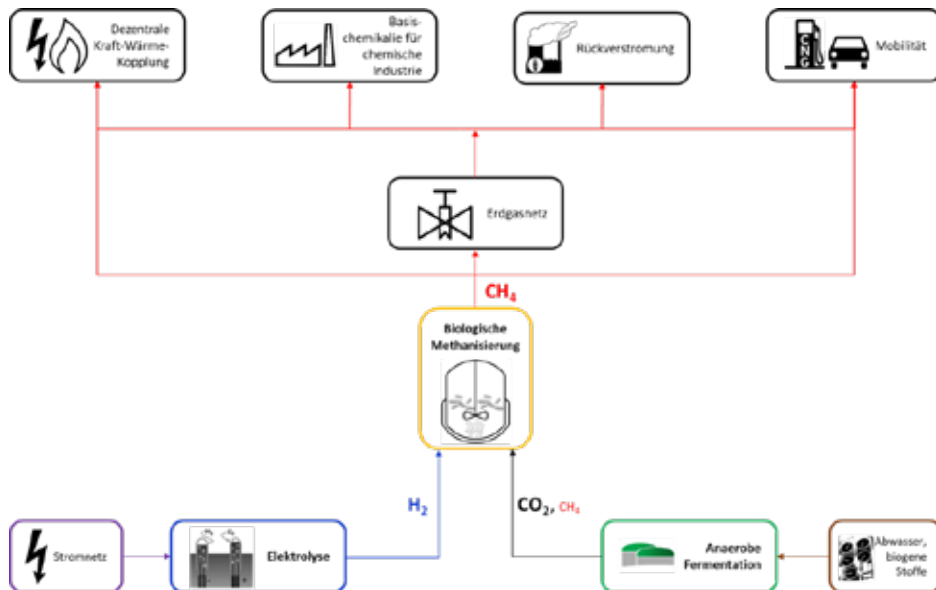
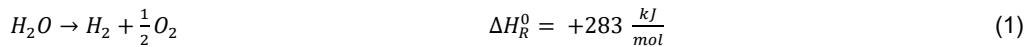


Abbildung 2: Fließschema des zweistufig-biologischen Power-to-Gas-Konzeptes mit verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten des EE-Methans.

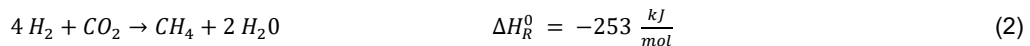
Verfahrensunabhängig (BKM oder CKM) kann die Technologie, wie in Abbildung 2 zu sehen, eingesetzt werden.

Zur Produktion des Eduktgases Wasserstoff mittels Elektrolyse von Wasser wird Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen genutzt. In Gleichung (1) sind die stöchiometrischen Verhältnisse der elektrolytischen Wasserspaltung zu sehen [7].



Das für die Reaktion benötigte Kohlenstoffdioxid stammt beispielsweise aus einer Biogasanlage. Beide Eduktgase werden in einem mit einem Nährmedium (Klärschlamm, Gärrest etc.) gefüllten Bioreaktor mittels Mikroorganismen (methanogene Archaeen) zu EE-Methan konvertiert. Die Umwandlung erfordert optimale Temperatur- und Druckniveaus.

Die genauen stöchiometrischen Zusammenhänge der exothermen Reaktion sind in Gleichung (2) ersichtlich [6].



Das produzierte, CO₂-freie EE-Methan mit einer Reinheit von bis zu 99 % (Rest Wasserstoff) wird nach einer Entschwefelungsstufe ins Erdgasnetz eingebracht. Aus diesem Speicher- und Verteilnetz kann das EE-Methan in weiter Entfernung zum Einspeiseort beispielsweise für dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW), Mobilität (Erdgasfahrzeuge), Rückverstromung in Gaskraftwerken und die chemische Industrie Verwendung finden. Auch die direkte, ortsgebundene Nutzung ohne Einspeisung ist möglich. Die Nutzung des EE-Methans in dezentralen BHKW zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung (Kraft-Wärme-Kopplung über BHKW) schafft für klimafreundliche Quartiersversorgungskonzepte enorme Chancen.

2.2 Sektorenkopplung als Schlüssel zur Quartiersversorgung

Unter Sektorenkopplung versteht man die gemeinsame Betrachtung und Vernetzung der bisher separat betrachteten Sektoren Strom, Mobilität und Wärme. Dabei stellt Erdgas bzw. erneuerbares Erdgas (EE-Methan) als flexibler Energieträger eine dem Stand der Technik entsprechende Möglichkeit dar, alle drei Sektoren miteinander zu verbinden. Zukünftiges Ziel muss es deshalb sein, eine gasgeführte Energiespeicherung und -versorgung in Form von synthetischem Erdgas (EE-Methan) zu erreichen. Hier stellt die zweistufige Power-to-Gas-Technologie (PtG) das Bindeglied zwischen Strom- und Gassektor dar, wobei elektrischer Strom in speicherbares Methan umgewandelt wird. Aus diesem Speichermedium kann bedarfsgerecht über Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung Strom und Wärme (und Kälte) erzeugt werden. Auch das Betanken von Gasfahrzeugen mit EE-Methan ist eine weitere Möglichkeit den energieintensiven Verkehrsbereich (Endenergieverbrauch Verkehr, Deutschland 2015: 728 TWh \pm 29 %) CO₂-neutral zu gestalten [8].

Mit diesem Hintergrund kann man Quartiere mit Anschluss an das Gas- und Stromnetz als sogenannte „Energiezellen“ bezeichnen, die Gas aus dem Erdgasnetz beziehen und dezentral die Energieversorgung (Strom, Heizwärme, Kühlung etc.) gewährleisten. Umgekehrt kann zu Zeiten mit erhöhtem Bedarf am Strommarkt Elektrizität im BHKW erzeugt und ins Stromnetz eingespeist werden (positive Regenergie). Somit sind „Energiezellen“ Energieverbraucher und -produzent zugleich.

2.3 Vorteile von Power-to-Gas für Quartiere („Energiezellen“)

Je nach Definition der Systemgrenze einer „Energiezelle“ ist ein unterschiedlicher Selbstversorgungsgrad mit Energie gegeben. So liegt dieser bei Betreiben einer PtG-Anlage innerhalb einer Zelle deutlich höher als bei ausschließlichem Bezug von Gas aus dem Netz.

Unabhängig davon sind die Vorteile von PtG als Speichertechnologie für die nachhaltige Energieversorgung in Quartieren folgende:

- Sektorenübergreifender Energietransfer ermöglicht die Nutzung der hohen Speicherkapazität des Erdgasnetzes
- das Erdgasnetz ist großflächig ausgebaut, sodass Versorgungskonzepte mit EE-Methan bereits

jetzt realisierbar sind

- im Erdgasnetz kann der Anteil von EE-Methan kontinuierlich gesteigert werden, was grundsätzlich zur Dekarbonisierung des Gasnetzes und somit auch in den Sektoren Mobilität und Wärme – z. B. für die Quartiersversorgung – beiträgt
- der Stromnetzausbau Nord-Süd-Achse läuft noch sehr verzögert ab und bietet wenig Optionen für bedarfsgerechten Zubau an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen abseits dieser Achse
- flexible Energiespeicherung und ortsunabhängige Nutzung des eingespeisten EE-Methans (sofern Erdgasnetz vorhanden)
- Quartiere können nicht nur Energieverbraucher sondern auch Energieerzeuger sein (Bezug günstiger, negativer Regelleistung sowie Anbieten positiver Regelleistung)
- die Digitalisierung und informative Vernetzung der Quartiere („Energiezellen“) untereinander ermöglicht die regionale Nutzung erneuerbarer Energien auch ohne Umwege über Energieversorger (Regionalenergie)
- Entlastung des Nieder- und Mittelspannungsnetzes bei hohem Angebot von EE-Strom (bspw. ländliche Photovoltaikanlagen ohne Anschlussmöglichkeit an das Hochspannungsnetz)
- Verhinderung der Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bei derzeit zu hohen Stromangeboten
- Unterstützung der Energie- und Mobilitätswende
- Unterstützung des kurzfristigen Übergangs zu einer CO₂-neutralen Wirtschaft und Energieversorgung

3. Berechnungsmodell zur Anwendung von EE-Methan in der Quartiersversorgung

3.1 CO₂-Bilanz des erzeugten EE-Methans

Eine essentielle Größe zur Spezifikation von EE-Anlagen ist die CO₂-Bilanz bzw. das Treibhausgasminderungspotential. So müssen bereits heute Biokraftstoffe eine Treibhausgasminderungsquote von mindestens 50 % (60 % ab 2018) gegenüber fossilen Energieträgern aufweisen ^[9]. Eine solche CO₂-Bilanz wurde für das in der Power-to-Gas-Anlage von MicroPyros erzeugte EE-Methan mittels Software erstellt ^[10]. Die zugrunde liegenden Annahmen und das Ergebnis sind im Folgenden dargestellt.

Es wurde das zweistufig-biologische Power-to-Gas-Verfahren mit abschließender Gasreinigung betrachtet. Dabei wurden zwei Bilanzierungen angefertigt, die unterschiedliche Systemgrenzen aufweisen.

Bilanz 1 umfasst ausschließlich das in der Power-to-Gas-Anlage produzierte EE-Methan. **Bilanz 2** hingegen schließt sowohl das in der Power-to-Gas-Anlage hergestellte EE-Methan als auch das bereits im Biogas enthaltene Methan ein. Die einzelnen Prozessschritte, die wesentlichen Stoff- und Energieströme sowie die Systemgrenzen sind in Abbildung 3 zu erkennen.

Der Hauptanteil der bezogenen Gesamtleistung fließt in Form von elektrischer Energie dem Elektrolyseur zu. Dieser benötigt zudem Wasser als Edukt für die Erzeugung von Wasserstoff und Sauerstoff. Im nächsten Schritt wird einerseits der generierte Wasserstoff und andererseits Kohlenstoffdioxid (hier in Form von Biogas – Zusammensetzung: 65 % CH₄; 35 % CO₂) dem Bioreaktor zugeführt. Der Gärrest dient dabei als Nährstoffquelle für die eingesetzten biologischen Katalysatoren (Mikroorganismen). Diese setzen die Eduktgase über Stoffwechselmechanismen zu Methan und Wasser um. Das erzeugte Produktgas weist einen Methananteil von > 96 % auf und wird als rohes EE-Methan bezeichnet. Das EE-Methan wird anschließend mittels Gasspeicher zwischengespeichert, bevor es die Gasreinigung als letzten Verfahrensschritt passiert. In der Gasreinigung wird der bereits im Biogas enthaltene Schwefelwasserstoff abgetrennt, um reines EE-Methan als Endprodukt zu erhalten. Die Systemgrenzen der Bilanzierungen schließen die oben genannten Schritte ein und enden nach der Reinigung des produzierten Gases.

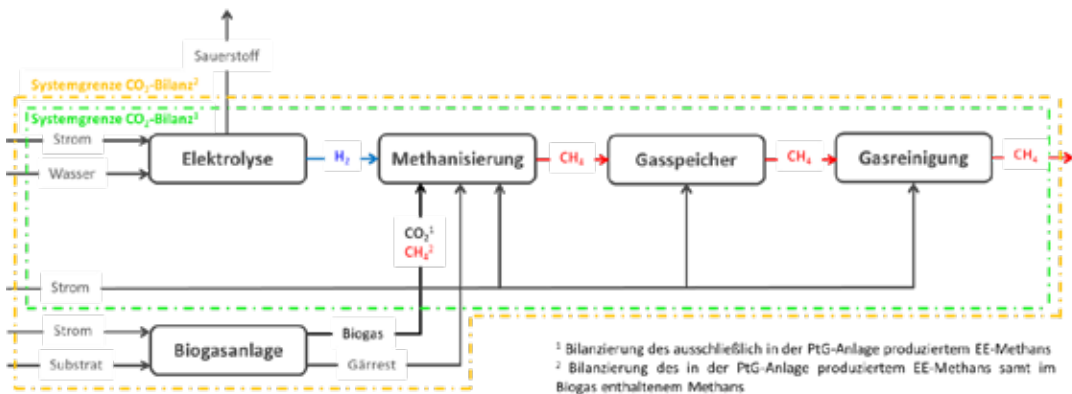


Abbildung 3: Modell der CO₂-Bilanzierung.

Zudem wurden den Berechnungen nachfolgende Annahmen zugrunde gelegt:

Die Bilanzierungen erfolgen anhand der DIN ISO 14040 und DIN ISO 14044 für Ökobilanzierungen^{[11][12]}. Bei den betrachteten Szenarien handelt es sich jeweils um eine Cradle-to-Gate-Bilanz, die lediglich die direkten Verbräuche und Emissionen einschließt. Als funktionelle Einheit dient ein Normkubikmeter EE-Methan. Die notwendigen Allokationen wurden nach Energieinhalt vorgenommen. Dies ist relevant bei der Bereitstellung des CO₂ aus Biogas, bei der Elektrolyse sowie bei der Methanisierung. Überdies wurden für die Betrachtungen vorerst theoretische Werte der industriellen Forschungsanlage verwendet, da sich diese aktuell im Planungsstadium befindet. Nach Anlageninbetriebnahme kann ein Vergleich der theoretisch errechneten mit den realen Werten für den CO₂-Fußabdruck erfolgen. Eine weitere Annahme ist die Deckung des gesamten Wärmebedarfs des Bioreaktors mit der bei der Elektrolyse entstehenden Abwärme und der freiwerdenden Reaktionswärme bei der Methanisierung. Zudem wurde als Strombezugsszenario der Betrieb der Anlage mit Windstrom angenommen. Diese soll zu Zeiten von Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen den Strom in speicherbares Methan wandeln. Über dies wurde für **Bilanz 2** (EE-Methan mit Biogas) ein durchschnittlicher Lieferweg der eingesetzten Substrate von 76 km angenommen. Abgesehen von der Anlieferung der Substrate und dem Eigenstrombedarf der Biogasanlage entstehen aufgrund der Verwendung von Abfallstoffen als Gärsubstrat keine weiteren CO₂-Emissionen.

Basierend auf diesen Modellen zur Bilanzierung (vgl. Abbildung 3) und den zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich für den CO₂-Ausstoß von EE-Methan die in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse.

Wie dieser entnommen werden kann, entsteht bei der Verbrennung von EE-Methan ohne Biogas (**Bilanz 1**) ein CO₂-Ausstoß von 39,24 gCO₂/kWh, was im Vergleich mit Erdgas eine Treibhausgasminde- rung von 80,50 % darstellt. Wird allerdings auch das bereits im Biogas enthaltene Methan mitbilanziert (**Bilanz 2**), so sinkt der Wert für die Treibhausgase pro Energieinhalt auf 17,81 gCO₂/kWh. Damit kann eine Treibhausgasminde- rung von 91,15 % realisiert werden.

Tabelle 1: Ergebnisse der CO₂-Bilanz von EE-Methan und Gegenüberstellung mit fossilem Erdgas.

Größe	Einheit	Bilanzierung 1: Wert EE-Methan ohne Biogas	Bilanzierung 2: Wert EE-Methan mit Biogas aus Bioabfällen	Wert Erdgas
Treibhausgase pro Volumen	kgCO ₂ /Nm ³	0,389	0,177	1,997
Treibhausgase pro Energie- inhalt	gCO ₂ /MJ	10,90	4,95	55,89
Treibhausgase pro Energie- inhalt	gCO ₂ /kWh	39,24	17,81	201,21
Treibhausgasminderung EE- Methan gegenüber Erdgas	%	80,50	91,15	---

Die Ergebnisse sind zudem in Form einer graphischen Auswertung in Abbildung 4 ersichtlich.

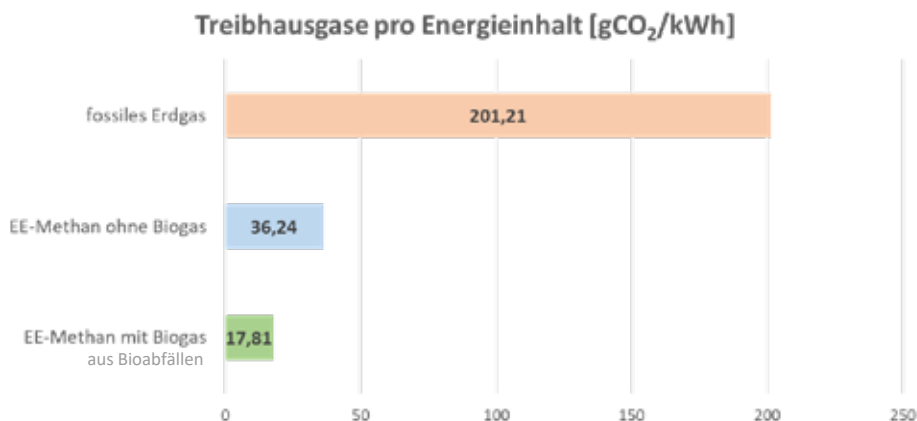


Abbildung 4: Gegenüberstellung der Treibhausgase pro Energieinhalt.

Diese Bilanzierungen weisen wie vorangegangen erwähnt zwei unterschiedliche Systemgrenzen auf. Dabei ist zu erkennen, dass die Werte von **Bilanz 2** positiver ausfallen. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die größten Stellschrauben bzw. Ansatzpunkte zur Optimierung beim Energiebezug der Anlage liegen. Es ist essentiell aus welchen Quellen die verwendete Energie stammt und wie viel davon benötigt wird. Auf die Quellen kann durch intelligente Anlagensteuerung (bspw. ausschließliche Verwendung von Überschussstrom) Einfluss genommen werden. Die bezogene Energiemenge hingegen hängt stark vom Druckniveau im Prozess und Speicher sowie dem Wirkungsgrad der Elektrolyse ab. Hier ergeben sich zukünftige Optimierungspotentiale. Des Weiteren ist die Bilanz der eingesetzten Substrate bei der Biogasproduktion ausschlaggebend für das Gesamtergebnis. Können diese als Abfallprodukt betrachtet werden, so fallen lediglich die CO₂-Emissionen der Anlieferung ins Gewicht. Die CO₂-Reduktionspotentiale sind demzufolge sehr hoch. Bei dem mittels Power-to-Gas erzeugten EE-Methan werden die CO₂-Werte des verwendeten Stroms für die Elektrolyse berücksichtigt. Strom aus Windkraftanlagen weist dabei die höchsten CO₂-Reduktionspotentiale auf.

3.2 Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas in Quartieren

Neben dem CO₂-Reduktionspotential spielt auch der Preis des erzeugten EE-Methans zur Quartiersversorgung eine ausschlaggebende Rolle.

Der Bezugspreis für Erdgas orientiert sich am aktuellen Marktwert. Der Preis für EE-Methan kann je nach Strombezugszenario sowie Anlagengröße und -wirkungsgrad eine enorme Bandbreite aufweisen.

Ein grundlegender Kostenfaktor für den Strombezugspreis ist dabei der reine Erzeugerpreis, der in günstigen Fällen im Bereich 2 bis 4 Ct/kWh liegen kann. Hinzu kommen Abgaben wie z. B. EEG-Abgaben, die mit derzeit 6,79 Ct/kWh den höchsten Anteil zu den Stromkosten beitragen ^[13]. Je nach Szenario ergibt sich somit ein Strompreis für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung zwischen 2 und 15 Ct/kWh. Für das somit erzeugte EE-Methan ergeben sich damit Gesamtpreise zwischen 10 und 35 Ct/kWh. Bei einer Mischkalkulation (Methan aus der anaeroben Vergärung biogener Rest- und Abfallstoffe und Methan aus PtG) ergeben sich Kosten von ca. 13 Ct/kWh für das erzeugte EE-Methan.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Gebäuden, welche mit einem Blockheizkraftwerk zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeversorgung ausgestattet sind, wird eine Software, welche die Energieversorgung von Gebäuden für verschiedene Szenarien simuliert verwendet und anhand eines Beispielquartiers die Kostenentwicklung über 20 Jahre berechnet ^[14].

Die gewählten Eckdaten des Modellquartiers sind in Tabelle 2 aufgelistet:

Tabelle 2: Daten zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Modellquartier.

Gebäudedaten	Annahmen
Gebäudehöhe: 14,25 m	Kosten Erdgas: 3,9 ct/kWh
Gebäudebreite: 18,32 m	Kosten EE-Methan: 13 ct/kWh
Gebäuelänge: 89,6 m	CO ₂ -Emission Erdgas: 201,21 gCO ₂ /kWh
Gebäudenutzung: Wohnquartier	CO ₂ -Emission EE-Methan (vgl. Kapitel 3.1): 39,24 gCO ₂ /kWh
Anzahl Wohneinheiten: 100 Einheiten auf 5 Stockwerke verteilt	Strombezugskosten für Bewohner im Quartier: 27 ct/kWh
Zu beheizende Gesamtfläche: 7.500 m ²	Gesamtstrombedarf des Quartiers: 220.000 kWh/a
	Gesamtwärmebedarf des Quartiers: 892.584 kWh/a
	Leistung Gasbrennwerttherme: 500 kW _{th}
	Leistung BHKW: 20 kW _{el} + 43 kW _{th}
	Einsparung von Dämmmaterialien bei Neubauten oder Gebäudesanierungen durch den Einsatz des EE-Methans

Für eine Aussage zur Wirtschaftlichkeit wurden zwei Szenarien miteinander verglichen (vgl. Tabelle 3):

Tabelle 3: Vergleich zweier Szenarien für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Power-to-Gas in Wohnquartieren

	Szenario 1	Szenario 2
Grundlast	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme	Strom-/Wärmeerzeugung: BHKW
	Energieträger: fossiles Erdgas	Energieträger: EE-Methan
Spitzenlast	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme	Wärmeerzeugung: Gasbrennwerttherme
	Energieträger: fossiles Erdgas	Energieträger: fossiles Erdgas
Strom	ausschließlich Netzbezug	vollständige Eigennutzung des Strom aus BHKW, restliche Deckung über Netzbezug

Das **erste Szenario** (Bezugsszenario) stellt die Wärmeversorgung des Modellgebäudes mittels Gasbrennwerttherme dar. Hierbei wird Erdgas als Einsatzstoff verwendet. Die Stromversorgung wird komplett durch Bezug von Netzstrom gedeckt.

Das **zweite Szenario** simuliert den zusätzlichen Einsatz von EE-Methan in einem BHKW, welches ergänzend zur Gasbrennwerttherme angeschafft und betrieben wird. Bevorzugt wird der Betrieb des BHKWs angestrebt und der Gaskessel zur Deckung der Lastspitzen verwendet. In diesem Szenario kann der gesamte durch das BHKW erzeugte Strom zur Eigenbedarfsdeckung verwendet werden. Die Differenz aus Bedarf und Produktion wird über den Zukauf von Netzstrom realisiert.

Außerdem wird eine Preissteigerung beim Bezug der Dienstleistung Wartung (+2 %), beim Bezug von Erdgas (+2 %) sowie von Netzstrom (+3 %) zugrunde gelegt. Im Gegensatz dazu wird beim Bezug von EE-Methan aufgrund von zukünftiger Forschung und Optimierung des Prozesses und dessen Wirkungsgrads ein Preisabfall (-3 %) veranschlagt.

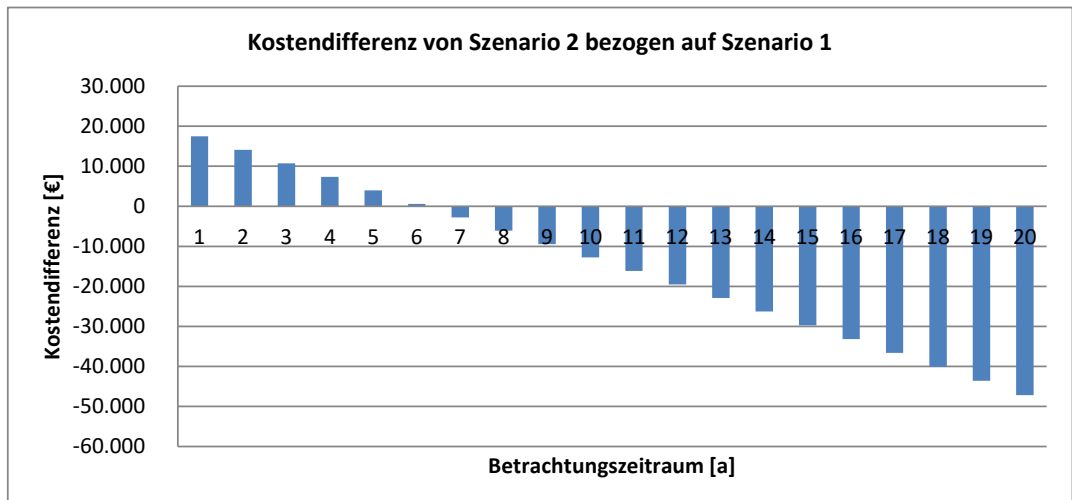


Abbildung 5: Darstellung der Kostendifferenz des Szenarios 2 (Säulen) verglichen mit Szenario 1.

Basierend auf dem Modellquartier und den zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich für die Wirtschaftlichkeit von EE-Methan zur Energieversorgung von Quartieren die nachfolgenden in Abbildung 5

dargestellten Ergebnisse. Die angenommenen Kosten setzen sich aus den Investitions-, Brennstoff-, Wartungs- und Abschreibungskosten zusammen.

Es ist zu erkennen, dass Szenario 2 zunächst aufgrund höherer Investitionskosten (BHKW und Gasbrennwerttherme) sowie höherer Brennstoffkosten für EE-Methan schlechter abschneidet. Die Kosten liegen in den ersten sechs Jahren über denen des Szenarios 1. Zwischen Jahr 6 und 7 befindet sich der Break-Even-Point, ab welchem sich Szenario 2 zusätzlich zu den ökologischen Vorteilen als wirtschaftlich gegenüber Szenario 1 erweist. Hier wirkt sich besonders die Eigennutzung des im BHKW produzierten Stroms deutlich positiv aus.

Die erhaltenen Ergebnisse sind abhängig von den zugrunde gelegten Annahmen sowie einer zukünftigen Kostenentwicklung der Brennstoffe, des Stroms und der Dienstleistungen. In dem gewählten Szenario kann EE-Methan als wirtschaftliche und umweltschonende Alternative zu fossilem Erdgas zukünftig in Quartieren Anwendung finden.

4. Ausblick

Derzeit sind die energierechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz der Power-to-Gas Technologie hinderlich. Grund hierfür ist die Betrachtung dieser Technologie als Endenergieverbraucher statt als Speicher. Dies führt dazu, dass Umlagen, wie die EEG-Abgabe auf den Bezugsstrom bei einer hypothetischen Rückverstromung des erzeugten EE-Methans doppelt bezahlt werden müssen. Eine weitere

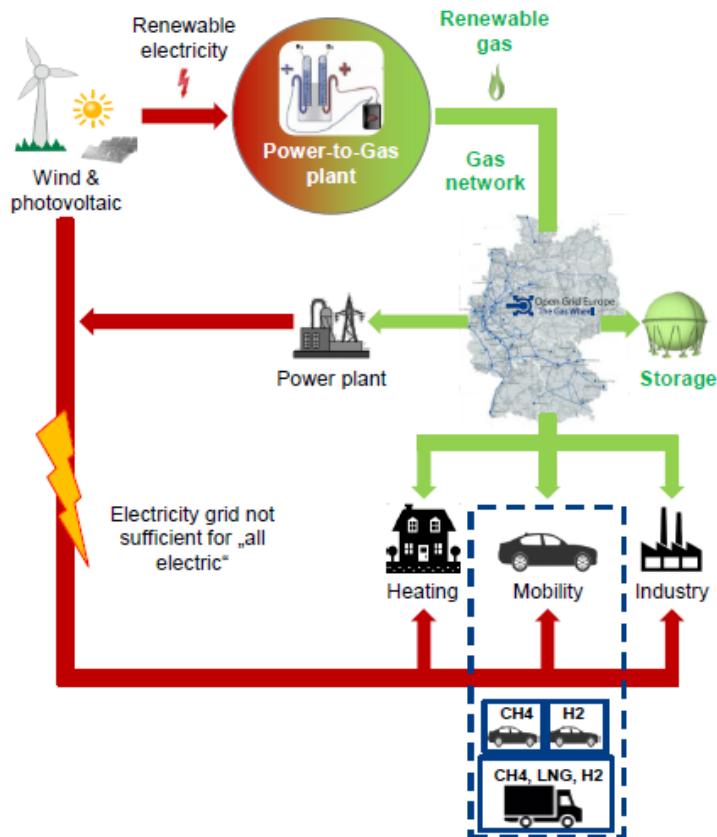


Abbildung 6: Potential von Power-to-Gas für die Sektorenkopplung ^[15].

Hürde für eine breite Einführung der PtG-Technologie ist beispielsweise die Nichtanrechenbarkeit von EE-Methan bei der Ermittlung der CO₂-Flottenbilanz der Automobilhersteller.

Zukünftig wird und muss sich dies ändern, da der Anteil erneuerbarer Quellen an der Energieversorgung stetig steigt und der Anteil fossiler Energieträger im selben Zuge sinkt. Zudem sind die gesetzten Klimaschutzziele (insbesondere im Sektor Mobilität) noch lange nicht erreicht. Hier stellt Power-to-Gas einen Lösungsansatz dar, der es ermöglicht diese Ziele in allen drei Sektoren (Strom, Wärme und Mobilität) sukzessive umzusetzen. Deshalb „... brauchen [wir] eine CO₂-Minderungsstrategie mit schnellen Erfolgen und die Gaswirtschaft hat eine mögliche Lösung“. „Gas [wird] keine Brücke, sondern der Schlüssel der Energiewende sein...“.^[16]

Da „... eine Vollelektrifizierung des Wärmesektors sich nicht darstellen lässt...“^[16], kann nur der Energieträger Gas diese Lücke schließen. Durch eine sinnvolle Kombination dieser beiden Energieformen kann die Energiewende in allen drei Sektoren erfolgreich realisiert werden. Diese Vorteile der Sektorenkopplung greift Abbildung 6 auf.

Gas weist aufgrund des bereits großflächig ausgebauten Transportnetzes sowie der nahezu verlustfreien Durchleitung deutliche Vorzüge gegenüber der kompletten Elektrifizierung der Gesellschaft auf. Auch die Anwendung im Bereich Lasttransport (LKW, Schifffahrt etc.) spricht für den Einsatz von Gas. Darüber hinaus steigt in den nächsten Jahrzehnten die Bedeutung von Power-to-Gas als Speichertechnologie. Durch den steigenden Anteil fluktuierender Energiequellen (Windkraft, Photovoltaik) muss der Fokus auf Energiespeicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gelegt werden. Hierbei bergen bereits bestehende Technologien (Erdgasnetz, Erdgastechnik etc.) das größte Potential. So muss nicht in den kostenintensiven, aufwändigen und langwierigen Ausbau von Stromtrassen investiert, sondern die benötigte Elektrizität kann dezentral erzeugt und in speicherbare Energieträger für die bedarfsgerechte Anwendung im Bereich der Wärmeversorgung von Quartieren sowie in der Mobilität genutzt werden.

Die hier dargestellten Ergebnisse zeigen, dass hohe ökonomische Potential bei der Sektorenkopplung, welches sich auch volkswirtschaftlich dadurch ergibt, dass die enormen Ausbaurkosten und weitere Folgekosten vermieden werden können, welche eine „all electric society“ erforderlich machen würden. Nur die energierechtlichen Rahmenbedingungen bremsen oder verhindern den breiten Einsatz der Technologie zur Erzeugung klimafreundlicher Treibstoffe als Alternative zur Elektromobilität oder für die bedarfsgerechte Wärmeherzeugung in Quartieren. Das ökologische Potential der Technologie liegt mit bis zu mehr als 90 % geringeren Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Erdgas enorm hoch. Auch könnte sich dieses Potential durch die Tendenz in Richtung einer künftigen CO₂-Abgabenbelastung neben den bereits vorhandenen Vorteilen weiter positiv auf die Kosten des EE-Methans auswirken.

5. Literaturverzeichnis

- [1] B. f. W. u. Energie, „www.bmwi.de,“ [Online].
<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [2] DVGW, „www.hzwei.info,“ [Online].
https://www.hzwei.info/blog/wp-content/uploads/2012/11/DVGW_Infografik_-_Speichertechnologien_im_Vergleich_01_9cf387c55a.jpg.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [3] Fraunhofer-Gesellschaft, „www.fraunhofer.de,“ [Online].
<https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>.
[Zugriff am 05.12.2017].
- [4] D. Energie-Agentur, „www.powertogas.info,“ [Online].
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/sectoreuebergreifende-systemloesung/potenziale-des-erdgasnetzes/>.
[Zugriff am 05.12.2017].
- [5] Bundesregierung, „www.bundesregierung.de,“ [Online].
https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/8_Kernkraft/_node.html.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [6] F. Graf, A. Krajete und U. Schmack, „Abschlussbericht: Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten,“ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), Bonn, 2014.
- [7] C. Winter und J. Nitsch, Wasserstoff als Energieträger, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1986, p. 372.
- [8] Umweltbundesamt, „www.umweltbundesamt.de,“ [Online].
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>.
[Zugriff am 07.12.2017].
- [9] FNR. [Online].
<https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/treibhausgasemissionen/>.
[Zugriff am 07.12.2017].
- [10] J. Huber, Bachelorarbeit: Erstellen eines Modells zur Bewertung der Kohlenstoff- und Wasserbilanz für erneuerbares Methan aus Power-to-Gas-Prozessen mit mikrobiologischer Methanisierung, Straubing: Technische Universität München, 2017.
- [11] DIN ISO 14040, Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen.
- [12] DIN ISO 14044, Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitung.
- [13] „Bundesnetzagentur,“ [Online].
<https://www.bundesnetzagentur.de/>.
[Zugriff am 16.12.2017].
- [14] G. Weinzierl, „www.inntal-systemenergie.de,“ [Online].
<http://inntal-systemenergie.de/>.
[Zugriff am 04.12.2017].
- [15] Open Grid Europe, „The Role of Gas Infrastructure in the Mobility Transition - 12. Tagung Gasfahrzeuge FKFS,“ Zukunft Erdgas e. V., Stuttgart, 2017.
- [16] S. W. Eder, „Raus aus der Kohle, rein in das Gas,“ VDI Nachrichten, Nr. 49/50, p. 7, 2017.

Multikriterielle Auslegung der Energieversorgung eines Nahwärmenetzes

Hochschule Düsseldorf, ZIES - Zentrum für Innovative Energiesysteme,
M.Sc. J. Gottschald, M.Sc. M. Reich, Prof. Dr.-Ing. M. Adam

Zusammenfassung

Die Autoren stellen ein neues Verfahren zur optimierten und zeiteffizienten Konzeption von Energieversorgungssystemen nach konkurrierenden ökonomischen und ökologischen Kriterien am Beispiel eines geplanten innovativen Nahwärmenetzes mit mehreren Wärmeerzeugern vor. Das Verfahren basiert auf einer Kombination von Modellbildungs- und Optimierungsalgorithmen. Es ermöglicht die rasche Ermittlung einer Pareto-Front, welche die besten Systemkonfigurationen gemäß den gewählten Bewertungskriterien enthält. Darüber hinaus bietet es beachtliches Potential zur Veranschaulichung der Ergebnisse.

1. Einleitung und Motivation

Energieversorgungsunternehmen sind bemüht, zukunftssichere Versorgungskonzepte zu entwerfen, die möglichst nachhaltig und damit attraktiv für den reflektierten Endkunden, gleichzeitig bezahlbar sind und eine sichere Versorgung gewährleisten. Dem Planer bietet sich dabei eine große Palette an kommerziellen (Software-)Werkzeugen zur Auslegung bzw. Dimensionierung: Über Jahresdauerlinien mittels Tabellenkalkulation bis zu detaillierten Simulationen Werkzeugen. Für die bis heute üblichen einfachen Systeme bei Nah- und Fernwärme bestehend aus KWK-Modul und Wärmebackup (z.B. Gaskessel) reichen diese Werkzeuge in den meisten Fällen aus. Im Sinne der Energiewende entstehen nun zunehmend komplexere Wärmenetze, die aus konventionellen und erneuerbaren Wärmeerzeugern gespeist werden [1]. Mit der Anzahl unterschiedlicher Erzeuger steigt auch der Planungsaufwand. Neben einer Vielzahl von hydraulischen Verschaltungen oder Einschaltreihenfolgen etc. gilt es zum Beispiel bei der Solarthermie auch den Kollektortyp, die Solarfeldfläche und die Speichergröße in dem Maße zu dimensionieren, dass die ökonomischen wie ökologischen Kriterien als auch die Versorgungssicherheit erfüllt sind.

2. Ausgangslage

Die Autoren beschäftigen sich in diesem Artikel beispielhaft mit der optimierten Auslegung eines geplanten Nahwärmenetzes mit erneuerbarem Energieanteil für eine Neubausiedlung in NRW. Mit 120 Wohneinheiten (WE) und einer Gesamtwohnfläche von voraussichtlich 15.600 m² wird der jährliche Wärmebedarf an Heizung, Warmwasser und Netzverluste auf insgesamt 950 MWh geschätzt. Hierfür wurde ein Heizwärmebedarf von 40 kWh/(m²·a) und ein Warmwasserbedarf von 15 kWh/(m²·a) angenommen. Ein wichtiges Merkmal des Netzes sind die geplanten niedrigen Netztemperaturen von maximal 70°C im Vorlauf und 50°C im Rücklauf. Diese sind für die Einbindung von erneuerbaren Energien insbesondere für Solarthermie und Wärmepumpen vorteilhaft.

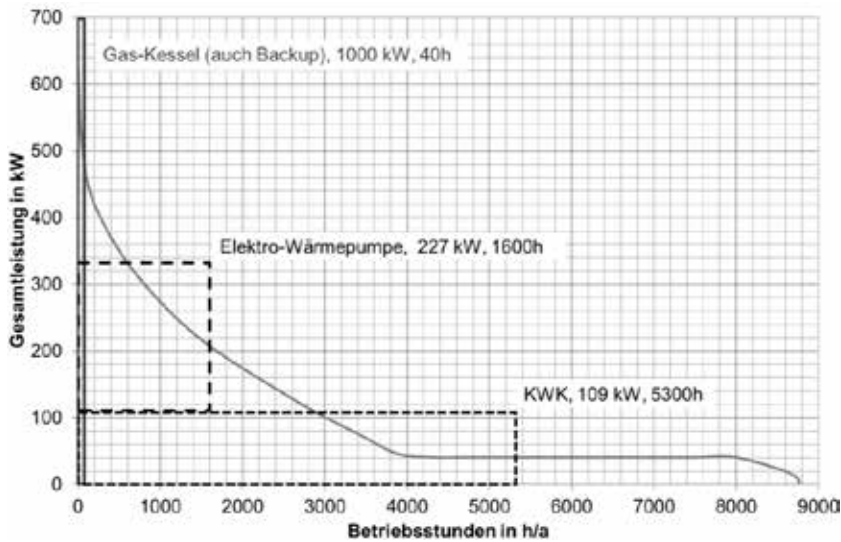


Abbildung 1: Beispielhafte Auslegung der Erzeuger nach Jahresdauerlinie

In einem ersten Auslegungsschritt findet eine Analyse der möglichen Anlagentechnik statt. Zur Auswahl stehen zwei fossile Wärmeerzeuger in Form eines gasbetriebenen KWK-Moduls und eines Gas-Kessels, eine Elektro-Wärmepumpe mit Außenluft oder Erdreich als Wärmequelle als auch eine zentrale Solarthermieanlage mit Kurzzeit- oder Langzeitwärmespeicher. Die in dieser Vor-Analyse untersuchten Erzeugerkonfigurationen unterscheiden sich in der Zusammensetzung des Erzeugerparks, wobei alle Konfigurationen ein KWK-Modul zur Grundlastdeckung beinhalten. Die Planung der wetterunabhängigen Erzeuger erfolgt anhand von Jahresdauerlinien (Abbildung 1) während in Abbildung 2 zusätzlich eine ergänzende Solarthermieanlage berücksichtigt wird. Im Ergebnis wird eine Kombination aus KWK-Modul, Gas-Kessel, Solarthermie und Erdwärmepumpe priorisiert.

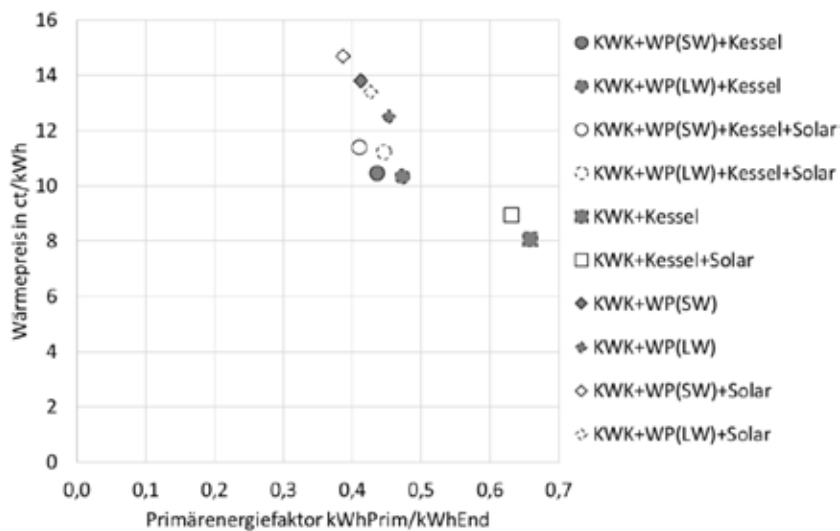


Abbildung 2: Ergebnisse der Auslegung nach Jahresdauerlinie für die untersuchten Systeme

Die in der Vor-Analyse untersuchten Erzeuger weisen konstante Leistungen, Kollektorfeldgröße und Speichervolumen basierend auf der Jahresdauerlinie bzw. Erfahrungswerten auf. Diese Auslegung muss aber nicht das Optimum für das geplante Energieversorgungssystem darstellen. Eine andere Zusammensetzung (kleinere/größere Wärmepumpe, Solarfeldgröße etc.) der Erzeuger kann zu besseren Verhältnissen von Wärmepreis zu Primärenergiefaktor führen. Allgemein ist interessant, welche Primärenergiefaktoren zu welchem Wärmepreis im besten Falle erreichbar sind und wie die zugehörigen Systemkonfigurationen dazu aussehen. Dies über „manuelle“ Parametervariationen zu ermitteln, wäre bei der großen Anzahl möglicher Konfigurationen sehr aufwendig.

Darüber hinaus erfordert die Auslegung derart komplexer Energieversorgungssysteme unter Einbindung von fossilen und erneuerbaren, teils vom Wetter abhängigen Erzeugern detaillierte Jahressimulationen. Die Generierung des dafür notwendigen Wärmelastprofils erfolgt im Folgenden hinsichtlich der Heizlast über Vollbenutzungsstunden, Heizgrenze, Normauslegungstemperatur und den Jahresverlauf der Außentemperatur. Die Warmwasserlast wird mit der Software DHWcalc /2/ ermittelt, welche den stündlich aufgelösten Trinkwarmwasser-Zapfverbrauch auf statistischer Basis ausgibt. Die Netzverluste finden mit einem Aufschlag von 15% des Gesamt-Nutzwärmebedarfs Berücksichtigung.

3. Simulationsmodell

Im zweiten Auslegungsschritt erfolgt die Erstellung eines Simulationsmodells für das Energieversorgungssystem nach dem Energiebilanzverfahren in Form einer Tabellenkalkulation, d.h. der Wärmebedarf wird zu jedem Zeitpunkt im Simulationsjahr vom Erzeugerpark gedeckt. Für jeden Erzeuger, d.h. KWK-Modul, Elektro-Wärmepumpe, Solarkollektoren, Solarspeicher und Gas-Kessel, wird ein Modell erstellt. Hierfür nutzt die Tabellenkalkulation eine Vielzahl von gerätespezifischen Kenndaten (u.a. Investitionskostenfunktionen und Wirkungsgradkennlinien) sowie Jahresganglinien (u.a. Außentemperatur, Globalstrahlung und Wärmebedarf) in stündlicher Auflösung für den Standort Düsseldorf. Für die Regelung der einzelnen Wärmeerzeuger zur Deckung des Wärmebedarfs dient eine festgelegte Einschaltreihenfolge: Sofern Solarwärme im Speicher vorhanden ist oder das Kollektorfeld Leistung bereitstellen kann, wird diese zunächst zur Deckung des Wärmebedarfs verwendet. Übersteigt der Wärmebedarf die zur Verfügung stehende Solarwärme, geht zunächst das KWK-Modul in Betrieb. Reicht auch dessen Leistung nicht, folgt die Elektro-Wärmepumpe und zu Spitzenlastzeiten der Gas-Kessel.

Das Modell ermöglicht eine variable Erzeugerkonfiguration über Einstellung der Geräte-Wärmeleistung von KWK-Modul, Elektrowärmepumpe und Gas-Kessel als auch über die Kollektorfeldgröße und das Speichervolumen. Mit der Einstellung von beispielsweise 0 kW lassen sich einzelne Geräte aus der Erzeugerkonfiguration entfernen. Als Zielgrößen werden der Primärenergiefaktor und der Wärmepreis des Energieversorgungssystems definiert. Der Primärenergiefaktor für Strombezug aus dem öffentlichen Versorgungsnetz beträgt derzeit $1,8 \text{ kWh}_{\text{Prim}}/\text{kWh}_{\text{End}}$ und für Erdgas $1,1 \text{ kWh}_{\text{Prim}}/\text{kWh}_{\text{End}}$. Die Berechnung des Primärenergiefaktors für das KWK-Modul findet nach der Stromgutschriftmethode /3/ statt. In die Berechnung des Wärmepreises fließen Kapital- (u.a. Investitionskosten), Wartungs- und Betriebskosten (u.a. Energiekosten, KWK-G Förderung, Steuern etc.) ein.

4. Versuchsplanung und Modellbildung

Das Simulationsmodell dient als Basis für die Optimierung einer „Super-Struktur“. Eine „Super-Struktur“ besteht aus allen Wärmeerzeugern (KWK-Modul, Gas-Kessel, Solarthermie mit Wärmespeicher, Wärmepumpe, etc.), die für den realen Betrieb berücksichtigt werden sollen und aus denen für die optimale Struktur ausgewählt werden soll. Damit sichergestellt ist, dass der Wärmebedarf immer abgedeckt werden kann, wird in dieser Untersuchung ein Gaskessel standardmäßig in die Systemstruktur integriert, welcher die Gesamtleistung der Wärmeerzeuger auf

den geforderten Nennwert ergänzt. Die Optimierung soll die Frage nach der optimalen Struktur (Welche Komponenten sollen genutzt werden?) sowie der optimalen Dimensionierung der Komponenten (z.B. thermische Nennleistung des KWK-Moduls, Solarfeldfläche, Wärmespeichergroße etc.) hinsichtlich Wärmepreis als ökonomische und Primärenergiefaktor als ökologische Zielgröße beantworten. Ein gängiger Ansatz hierzu ist die Formulierung eines Optimierungsmodells durch gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (engl.: Mixed-Integer Linear Programming, MILP, s. /4/). Nachteilig an MILP ist, dass die Rechenzeit exponentiell mit der Anzahl der Zeitschritte der Zeitreihen ansteigt, die Zielgrößen nur einzeln bzw. nacheinander optimiert werden können und die grafische Visualisierung des allgemeinen Systemverhaltens unzureichend ist.

Der Ansatz der Autoren besteht im Unterschied dazu aus einem iterativem Prozess, welcher eine hinreichend genaue Approximation des nichtlinearen Systemverhaltens in Abhängigkeit von exemplarisch gewählten Einflussfaktoren (hier drei Stück aus Gründen der Übersichtlichkeit und Darstellbarkeit; eine größere Anzahl lässt die Methodik problemlos zu) mit möglichst geringem Aufwand gestattet. Das generierte Approximationsmodell erlaubt nicht nur eine schnelle Visualisierung des allgemeinen Systemverhaltens, sondern auch die mit vielen Systemauswertungen verbundene multikriterielle ungewichtete Systemoptimierung.

Die drei gewählten Einflussfaktoren und die dazugehörigen Grenzen des Versuchsraums sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Einflussfaktoren und jeweilige untere und obere Grenze im Versuchsraum

Einflussgröße	Untere Grenze	Obere Grenze
Solarfeldgröße	0 m ²	4000 m ²
Wärmespeichervolumen	0 m ³	600 m ³
Wärmepumpennennleistung	0 kW	1000 kW

Das nicht-parametrische Approximationsmodell wird anhand von Simulationsdaten trainiert und validiert. Das Modell besitzt dabei eine möglichst einfache Struktur, mit der eine Überanpassung an die Trainingsdaten und eine damit einhergehende schlechte Prognose bzw. Approximation unbekannter Daten verhindert werden soll. Als Trainingsgrundlage dient zunächst ein faktorieller zweistufiger Versuchsplan mit jeweils einem Versuchspunkt in den Ecken des Versuchsraumes. Um die Prognosegüte des Netzwerkes zu validieren, nutzen die Autoren einen gleichverteilten Versuchsplan, dessen Versuchspunkte hinsichtlich eines Abstandsmaßes sowie eines Korrelations-Kriteriums optimiert werden. So lange die Prognosegüte des Modells an den Validationsdaten unzureichend ist, werden zusätzliche Versuchspunkte zufällig ausgewählt, simuliert und dem Trainingsdatensatz hinzugefügt. Das Modell wird erneut trainiert und an den Validationsdaten getestet.

Letztlich werden für eine hinreichend genaue Approximation des Wärmepreises 51 Simulationen und des Primärenergiefaktors 131 Simulationen benötigt. Einen Überblick über die Verteilung der Versuchspunkte des Trainingsdatensatzes im Versuchsraum gibt Abbildung 3 für den Primärenergiefaktor (links) und den Wärmepreis (rechts):

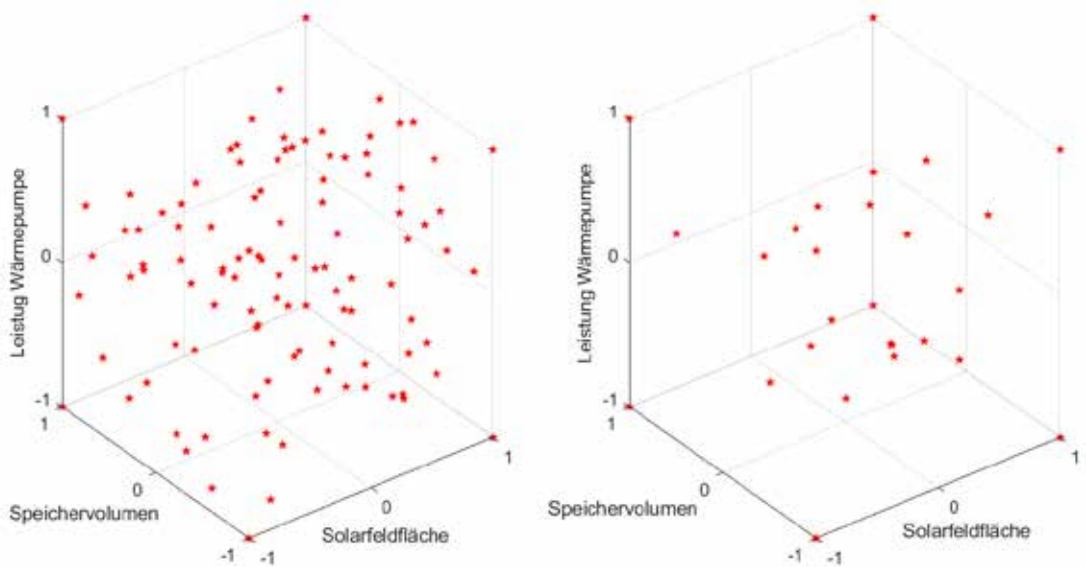


Abbildung 3: Versuchspunkte im Versuchsraum für eine hinreichend genaue Approximation des Validationsdatensatzes, Primärenergiefaktor (links) und Wärmepreis (rechts)

Um die Approximationen abschließend bewerten zu können, wird neben dem Trainings- und Validierungsdatensatz ein unabhängiger Testdatensatz erzeugt, der in keiner Weise mit den vorher verwendeten Daten korreliert. Die trainierten Modelle approximieren den Testdatensatz, was eine unabhängige qualitative und quantitative Bewertung der Prognosegüte erlaubt. Die qualitative Prognosegüte als Vergleich zwischen den neuen Testdatenwerten und den Prognosewerten des Approximationsmodells zeigen die sog. Prognose/Beobachtungs-Plots in Abbildung 4. Zum Vergleich zeigt Abbildung 4 ebenso die Prognose/Beobachtungs-Datenpaare für den Fall einer quadratischen Wirkflächenregression als Approximation, die am identischen Trainingsdatensatz (welcher nur geringe Vermengungen der Haupteffekte aufweist) gebildet wurden:

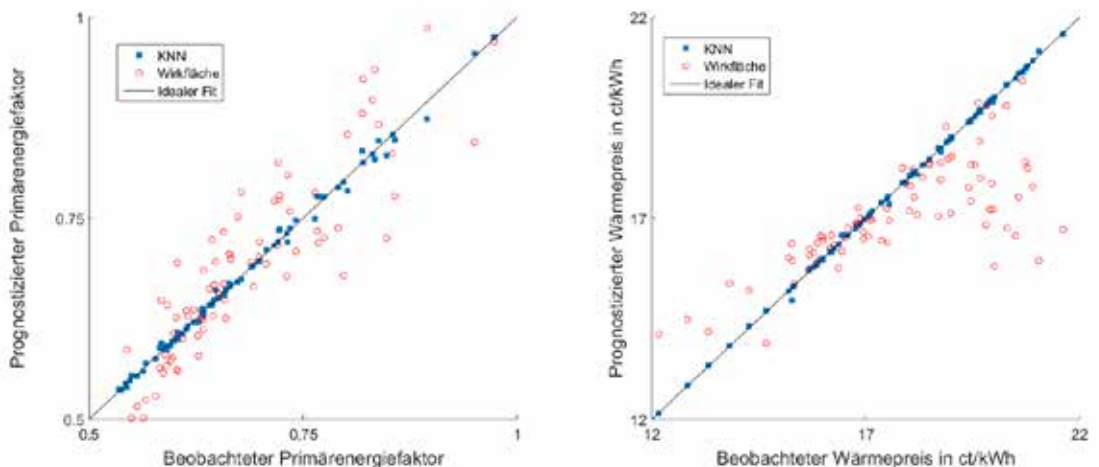


Abbildung 4: Prognose/Beobachtungs-Plot von Primärenergiefaktor (links) und Wärmepreis (rechts). Approximiert anhand eines künstlichen neuronalen Netzwerks (blaue Quadrate) und anhand einer Wirkflächenregression (rote Kreise)

Es ist ersichtlich, dass das nicht-parametrische Approximationsmodell eher in der Lage ist, das nichtlineare Systemverhalten abzubilden als eine Wirkflächenregression. Die Approximation des Testdatensatzes zeigt, dass die erstellten Modelle sehr gut generalisieren und daher ideal für eine allgemeine Analyse des Systems geeignet sind.

5. Multikriterielle Optimierung

In der Regel haben zwei interessierende Zielgrößen voneinander abweichende Verläufe im Versuchsraum und damit einhergehend unterschiedlich optimale Lagen. Interessiert man sich für beide Zielgrößen gleichermaßen und möchte außerdem besonders effiziente Einstellungen finden und anhand einer Pareto-Front visualisieren, lassen sich ungewichtete multikriterielle Optimierungen /5/ am sinnvollsten einsetzen. Der verwendete Algorithmus beginnt mit einer zufälligen Auswahl von Parametersätzen bzw. Konfigurationen (Wärmepumpenleistung, Solarfeldgröße, Speichervolumen). Die einzelnen Kombinationen aus Faktorstufen (Konfigurationen) und Ergebniswerten werden anhand ihrer Nähe zum Optimum sowie ihrer Verteilung bewertet. Die besten werden anhand ihrer binären Kodierung kombiniert. Dabei können die Binärwerte einzelner Faktorstufen zufällig variieren. Die auf diese Weise neu erzeugten Kombinationen an Faktorstufen werden erneut simuliert und bilden die nächste Generation an Systemkonfigurationen. Der Prozess aus Kodierung und zufälliger Variation der Binärwerte beginnt erneut. Verbessern sich die Kombinationen aus Faktorstufen und Ergebniswerten nicht mehr wesentlich oder ist eine maximale Anzahl an Generationen erstellt worden, so bricht der Algorithmus ab. Dieses stochastische Optimierungsverfahren ist zudem in der Lage, lokale Optima zu überwinden, nutzt dabei aber auch eine Vielzahl ($\gg 1000$) an Systemauswertungen. Eine (Nach-)Simulation der vom Optimierer ermittelten optimalen Konfigurationen sichert die Ergebnisse im Nachhinein ab.

6. Ergebnisse

Es zeigte sich, dass die iterative Modellbildung kombiniert mit Methoden der Versuchsplanung eine sehr genaue und (zeit-)effiziente Näherung des Systemverhaltens zulässt. Durch das Approximationsmodell, das nur ein Tausendstel der Simulationszeit für die Berechnung der Zielgrößen benötigt als das ursprüngliche Simulationsmodell, werden komplexe, variierende Analyseverfahren ermöglicht, insbesondere die multikriterielle ungewichtete Optimierung der Systemkonfigurationen. Deren Ergebnis ist eine Pareto-Front der Konfigurationen, die einen nicht mehr zu verbessernden Kompromiss bzgl. der gewählten Bewertungskriterien, hier Primärenergiefaktor und Wärmepreis, darstellen, siehe Abbildung 5. So sind alle Lösungen oberhalb der Front ineffizienter während alle Lösungen unterhalb nicht realisierbar sind. Die unten dargestellten Ergebnisse gelten für die hier gewählten Randbedingungen des zu versorgenden Nahwärmenetzes, der Kosten, der Witterungsbedingungen, etc.

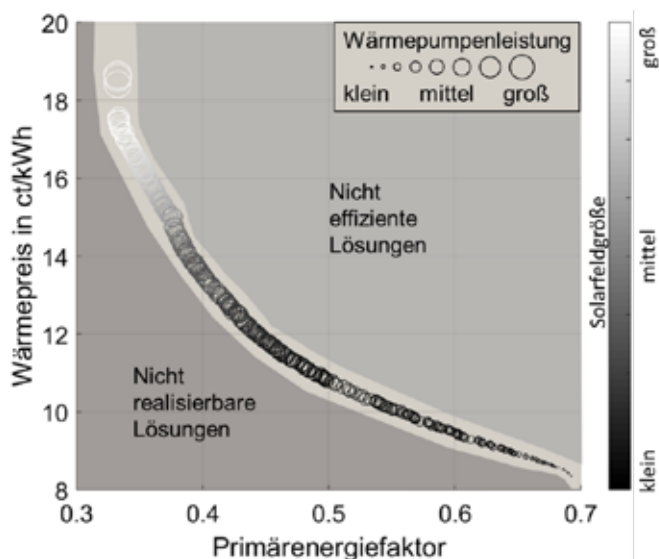


Abbildung 5 Pareto-Front der Systemkonfigurationen zur Versorgung des Nahwärmenetzes

Jeder Kreis in Abbildung 5 stellt eine Systemkonfiguration dar. Der Kreisdurchmesser steht für die Wärmepumpenleistung und dessen Farbe für die Größe des Solarfeldes. Das Solarspeichervolumen variiert ebenfalls, ist hier wegen der Analogie zur Solarfeldgröße aber nicht dargestellt. Die Konfigurationen mit dem höchsten Primärenergiefaktor aber niedrigsten Wärmepreis (untere rechte Ecke in der Abbildung) bilden Systeme, die ausschließlich das KWK-Modul und den Gas-Kessel enthalten. Von diesem Punkt ausgehend und entlang der Front steigt die Wärmepumpenleistung (größer werdende Kreise) an, während das Solarfeld zunächst klein oder gar nicht (schwarze Kreise) vorhanden ist. In diesem Abschnitt der Pareto-Front ist der Einsatz einer Wärmepumpe effektiver als eine Solarthermieanlage, was auch an der flachen Steigung (moderate Steigerung im Wärmepreis bei starker Verbesserung des Primärenergiefaktors) der Front erkennbar ist. Dies geschieht bis zu einem Primärenergiefaktor von ca. 0,45 und einem Wärmepreis von ca. 12 ct/kWh. Oberhalb von diesem Punkt bleibt die Wärmepumpenleistung annähernd konstant (gleicher Kreisdurchmesser) während das Solarfeld stetig wächst (Kreisfarbe zunehmend heller). Eine größere Solarthermieanlage ist in diesem Bereich effizienter als eine größere Wärmepumpe.

Mittels der Pareto-Front kann nun die passende Konfiguration für das Energieversorgungssystem durch Auswahl der gewünschten Primärenergiefaktor-Wärmepreis-Kombination festgelegt werden. Ein methodischer Vorteil ist das beachtliche Visualisierungspotential. Durch den Aufbau als Pareto-Front können Polyoptima anschaulich dargestellt und Zusammenhänge einfach abgelesen werden.

7. Ausblick

Die nächsten Schritte der Autoren betreffen die Weiterentwicklung der Methodik hin zu einer besseren Anwendbarkeit bei Simulationen mit langen Simulationszeiten (>1h), einer robusten Optimierung und einer noch einfacheren Anwendbarkeit. Durch die robuste Optimierung wird es möglich sein, auch robuste, also möglichst von schwankenden Randbedingungen (z.B. Wetter, Energiepreis) unabhängige Best-Konfigurationen zu liefern. Ein weiterer geplanter Schritt ist die Verallgemeinerung der Methode hin zu einer möglichen Verwendung mit jeglicher Simulationssoftware sowie die Verbesserung der Versuchsplanungsmethoden.

8. Quellenverzeichnis

- /1/ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 („Wärmenetze 4.0“), 27. Juni 2017, Berlin
- /2/ U. Jordan*, K. Vajen**, DHWcalc: Software zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis, *Technical University of Denmark DTU, **Universität Kassel, 2003, Kostenlos Downloadbar unter <https://www.uni-kassel.de/maschinenbau/en/institute/ite/fachgebieteleitung/about-us/downloads.html>
- /3/ DIN V 4701-10 Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnische Anlagen Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung, August 2003, Beuth Verlag GmbH, Berlin
- /4/ P. Voll, „sOptimo: Strukturoptimierung von Energieversorgungssystemen - am Beispiel von Industrieparks,“ 2013.
- /5/ A. Konak, D. W. Coit, A. E. Smith: Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial, In Reliability Engineering & System Safety, Volume 91, Issue 9, 2006, Seite 992-1007, ISSN 0951-8320, <https://doi.org/10.1016/j.ress.2005.11.018>

„Konzept für ein energieeffizientes Industriegebiet Erfurter Kreuz“

Sebastian Flemming¹, Steffen Nicolai¹, Peter Bretschneider¹

¹ Institutsteil Angewandte Systemtechnik (AST) des Fraunhofer IOSB, Ilmenau

Abstract

Im Projekt: „Konzept für ein energieeffizientes Industriegebiet Erfurter Kreuz“ wurden mögliche Synergiepotentiale bei einer energetischen Kopplung von mehreren räumlich benachbarten bzw. in einem Industriegebiet ansässigen Unternehmen untersucht und ökonomisch und ökologisch bewertet. Im Fokus der Untersuchung standen Varianten zur energetischen Kopplung für verschiedene Energieformen bis hin zur Integration zusätzlicher Erzeugungsanlagen zur nachhaltigen Bereitstellung von elektrischer und/oder thermischer Energie.

Motivation

Die Steigerung der Energieeffizienz im unternehmerischen Umfeld wird in den letzten Jahren zunehmend von mehreren Akteuren getrieben. Auf der politischen Ebene spielen Unternehmen eine immer stärkere Rolle bei der Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele im europäischen und nationalen Rahmen. Die Ziele umfassen insbesondere die Reduzierung des Ausstoßes energiebedingter, klimarelevanter Treibhausgase. Die politische Zielsetzung führte u.a. zur gesetzlichen Verpflichtung für Unternehmen zur Einführung eines Energiemanagementsystems bzw. zur Durchführung eines Energieaudits. Beide Systeme dienen dem Monitoring der energetischen Entwicklung und der damit in Verbindung stehenden Energieeffizienz eines Unternehmens. Die maßgebliche Motivation von Unternehmen die Energieeffizienz zu steigern ist, neben der Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtung, die Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit. Durch den Einsatz von energieeffizienten Produktions- und Energiewandlungseinrichtungen wird der Bedarf an erforderlichen Energieträgern gemindert und die resultierenden Energiebezugskosten reduziert. Des Weiteren stellt die Steigerung der Energieeffizienz eine wichtige Säule der Energiewende dar und unterstützt neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien den Ausstieg aus der Kernenergie und reduziert die Abhängigkeit von Energieimporten. Durch die unternehmerischen und politischen Motivationen getrieben, resultiert die Fragestellung der Untersuchung, ob eine gemeinsame energetische Betrachtung von mehreren, in einem Industriegebiet ansässigen Firmen unterschiedlicher Branchen größere Synergiepotentiale bei der Steigerung der Energieeffizienz ermöglichen.

Methodisches Vorgehen

Die Vorgehensweise zur Entwicklung und Untersuchung von firmenübergreifenden Varianten zur Steigerung der Energieeffizienz ist in der nachfolgenden Abb. 1 dargestellt.

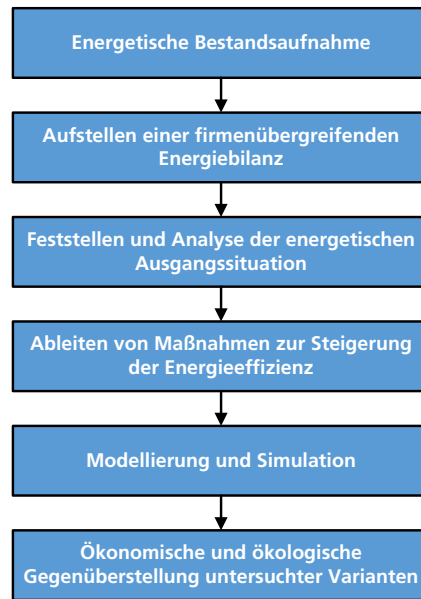


Abb. 1: Methodisches Vorgehen

Der Ausgangspunkt für die Untersuchung bildete die energetische Bestandsaufnahme. Diese umfasste die Aufnahme der durch die teilnehmenden Unternehmen bezogenen Energieträger sowie die Ermittlung und Analyse von firmeninternen Energieflüssen. Darauf aufbauend erfolgten die Ableitung der firmenübergreifenden Energiebilanz und die Darstellung der detektierten Energieflüsse mittels Sankey-Diagramm. Unter Verwendung der erhobenen und visualisierten Daten wurde die Analyse der lokalen, energetischen Ausgangssituation durchgeführt. Davon ausgehend konnte die Ableitung möglicher Varianten zur Steigerung der Energieeffizienz erfolgen. Für die simulationsgestützten Untersuchungen der einzelnen Varianten wurden sowohl die angedachten Einrichtungen zur Energieeffizienzsteigerung als auch relevante, firmenspezifische Anlagen bzw. Prozesse modelliert. Anschließend wurden variantenspezifische Gesamtmodelle gebildet und zeitreihenbasierte, leistungsbilanzielle Simulationen für die einzelnen Varianten in 15 minütiger Auflösung durchgeführt. Hierbei fanden die historischen Lastzeitreihen der betrachteten Unternehmen Berücksichtigung. Die Bilanzgleichung des elektrischen Teilsystems lässt sich in allgemeiner Form als Leistungsbilanz

$$P_{Netz_{el}}(t) + \sum_n P_{Bedarf_{el}}(t) + \sum_m P_{Erzeugung_{el}} = 0 \quad (1)$$

mit

$P_{Netz_{el}}(t)$	Bezogene bzw. eingespeiste Leistung in das / aus dem elektrischen Versorgungsnetz
$P_{Bedarf_{el}}(t)$	Kumulierter Leistungsbedarf betrachteter Unternehmen und variantenspezifischer Peripheriesysteme (z.B. Pelletierung)
$P_{Erzeugung_{el}}(t)$	Kumulierte elektrische Leistungsbereitstellung variantenspezifischer lokaler Erzeugungsanlagen
n, m	Anzahl Aggregate

darstellen. Analog gilt für die thermische Seite des Systems

$$\sum_r P_{Bedarf_{th}}(t) + \sum_s P_{Erzeugung_{th}}(t) + \sum_t P_{SP_{th}}(t) = 0 \quad (2)$$

mit

$P_{Bedarf_{th}}(t)$	Thermischer Leistungsbedarf betrachteter Unternehmen und variantenspezifischer Peripheriesysteme (z.B. Verlustleistung thermisches Netz)
$P_{Erzeugung_{th}}(t)$	Kumulierte thermische Leistungsbereitstellung variantenspezifischer, lokaler Erzeugungsanlagen
$P_{SP_{th}}(t)$	Eingespeicherte bzw. ausgespeicherte Leistung in die / aus thermischen Speichern
r, s, t	Anzahl Aggregate

Die ökonomische Gegenüberstellung der einzelnen Varianten beruht auf einer statischen Amortisationsrechnung für die variantenspezifischen Investitionen. Der ökologische Vergleich betrachtet die resultierenden, energiebedingten CO₂-Emissionen und Primärenergiebedarfe der einzelnen Varianten. Hierdurch sind die untersuchten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz untereinander und gegenüber der Ausgangssituation vergleichbar.

Ergebnisse

Im Rahmen der konzeptionellen Untersuchung wurden Varianten der Abwärmenutzung zur Wärme- und Kältebereitstellung untersucht. Hierbei wurde festgestellt, dass Abenergien (hier: Abwärme) bei der Betrachtung des Bilanzraums nur eines Unternehmens auf Grund des lokal fehlenden Bedarfs zumeist nicht im vollem Umfang genutzt werden können. Diese würden somit zur Steigerung der Energieeffizienz im firmenübergreifenden Bilanzraum zur Verfügung stehen. Zur Veranschaulichung dient Abb. 2 und visualisiert die bei der Bestandsaufnahme festgestellte Ausgangssituation.

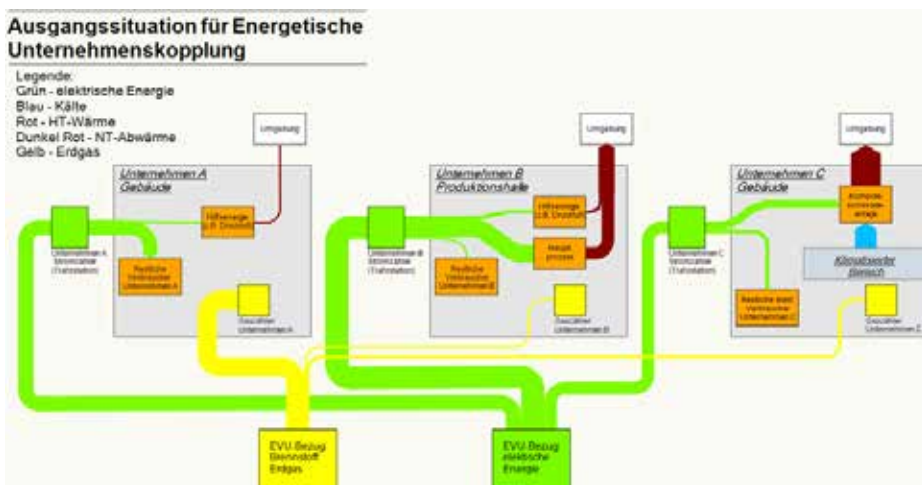


Abb. 2: Sankey-Diagramm der energetischen Ausgangssituation

Im Rahmen der Analyse wurde jedoch ebenfalls festgestellt, dass das vorgefundene Temperaturniveau der Abwärme zu gering ist für eine alleinige Nutzung bei der Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser oder der im firmenübergreifend Bilanzraum erforderlichen Prozesskälte. Hierfür wäre ein zusätzlicher Energieeinsatz (z.B. Erdgas) für die Anhebung des Temperaturniveaus der Abwärme erforderlich. Dieser Energieeinsatz würde die erreichbare Reduzierung energiebedingter CO₂-Emissionen, aber auch die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Variante negativ beeinflussen. Zusätzliche Aufwendungen würde die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und -qualität der über diese Varianten bereitgestellten Wärme- und Kältemengen bedeuten.

Ein weiterer Ansatz die energiebedingten CO₂-Emissionen zu verringern, stellt die Möglichkeit der Integration effizienter und nachhaltiger Energieerzeugungsanlagen dar, die gleichzeitig dazu dienen können, die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Durch Erweiterung des Unternehmenskreises im Projektverlauf, wurde eine interessante technische Variante in diesem Kontext möglich. Im Produktionsprozess dieses Unternehmens fallen energetisch verwertbare Abfall- bzw. Reststoffe (hier: Holz) an, die derzeit zum Großteil unter weiterem Energieeinsatz abtransportiert werden müssen. Für die lokale Nutzbarmachung dieses Energieträgers wurden die Auswirkungen eines holzgasbetriebenen Schwachgas-BHKWs mit Kälteauskopplung auf die Energie- und CO₂-Bilanz untersucht. Wie bei größeren KWK-K-Anlagen üblich, erfolgt die Verteilung der thermischen Energie über ein Wärme- bzw. Kältenetz. Durch die Restholzverwertung in einem Schwachgas-BHKW-K-System könnte der gesamte thermische Energiebedarf (Wärme und Kälte) der angeschlossenen Unternehmen nahezu CO₂-neutral gestaltet werden. Zusätzlich wäre die über die KWK-K-Einheit parallel ausgekoppelte, elektrische Energie ebenfalls nahezu CO₂-neutral. Im Vergleich zur derzeitigen Situation ließen sich hiermit die energiebedingten CO₂-Emissionen um ca. 30 % reduzieren. Die CO₂-Minderung infolge einer Umsetzung hängt von der konkreten technischen Ausgestaltung, insbesondere der BHKW-Einheit ab. Die nachfolgende Abb. 3 zeigt das Sankey-Diagramm und die resultierenden Energieströme bei einer Realisierung der zuvor beschriebenen Variante. Vor dem Hintergrund, dass lediglich ein Unternehmen einen nennenswerten Kältebedarf verursacht, wurde vor der Betrachtung des Aufbaus eines Kältenetzes abgesehen. Die Deckung des Großteils des Kältebedarfs des Unternehmens erfolgt über eine wärmenetzgespeiste Absorptionskälteanlage, die sich auf dem Unternehmensgelände befindet.

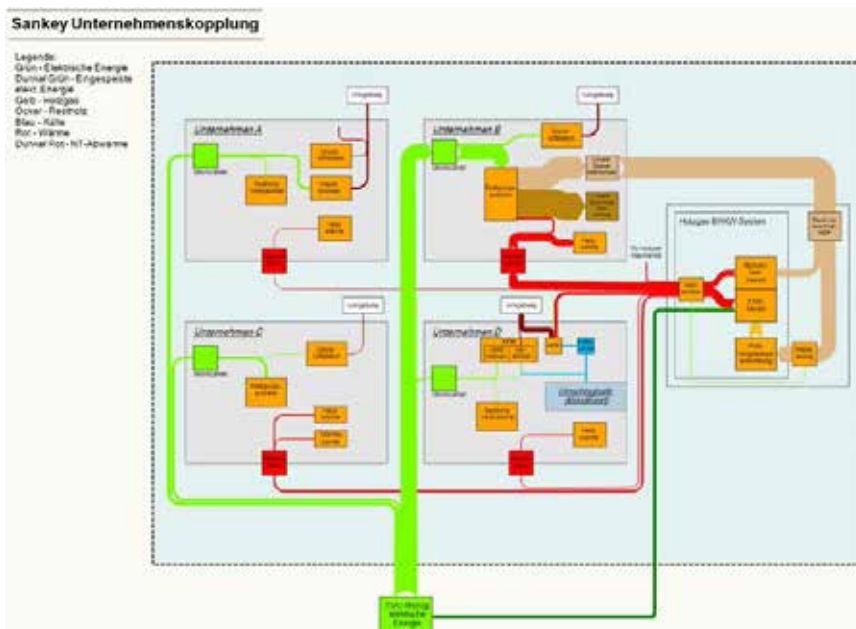


Abb. 3: Sankey-Diagramm Unternehmenskopplung mittels Holzgas-BHKW-System

Ausblick

Im Fall einer Umsetzung der vorgeschlagenen Variante, könnte das Holzgas-BHKW-System als Kernelement zum Aufbau einer nachhaltigen Energieversorgung im Industriegebiet Erfurter Kreuz dienen. Ein modularer Ansatz würde die Einbindung weiterer Unternehmen auf der Verbraucherseite ermöglichen. Auf der Erzeugungsseite sind die Einbindung weiterer Abenergien oder zusätzliche Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien denkbar. Durch den Aufbau einer lokalen Versorgungsstruktur für thermische Energie, könnten neben Windkraft- und Photovoltaikanlagen zur Steigerung des elektrischen Deckungsgrades, zukünftig auch Solarthermieanlagen in das Versorgungskonzept einbezogen werden. Auch eine spätere Integration von thermischen und/oder elektrischen Speichersystemen wäre möglich. Das BHKW-System würde neben der Grundversorgung zur Erhöhung der Versorgungssicherheit dienen und könnte die fluktuierende Energiebereitstellungseigenschaft weiterer, nachhaltiger Energiequellen ausgleichen. Die nachfolgende Abb. 4 visualisiert das beschriebene Zielbild einer nachhaltigen, CO₂-armen Energieversorgung mehrerer Unternehmen mit einem Holzgas-BHKW als Kernelement.

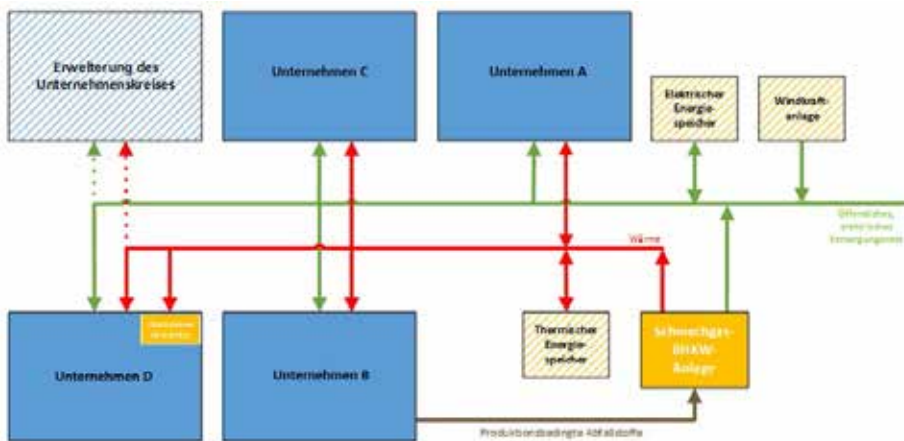


Abb. 4: Energiekonzept einer nachhaltigen, CO₂-armen Versorgung mehrerer Unternehmen mit einem holzgasbetriebenen Schwachgas-BHKW als Kernelement

Entwicklungspfade des regionalen Energieverbrauchs in Deutschland in den Sektoren Haushalte, Industrie, GHD und Verkehr bis 2050

Pia Manz¹

¹ Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe
Tel.: +49 721 6809 263; Mail: pia.manz@isi.fraunhofer.de

Abstract

Um die langfristigen klimapolitischen Ziele bis 2050 erreichen zu können, müssen politische Maßnahmen sowie technologische Veränderungen bereits kurz- bis mittelfristig umgesetzt werden. Obwohl die Stromnachfrage im letzten Jahrzehnt nahezu konstant geblieben ist, ist abzusehen, dass diese zukünftig zunehmen wird. Insbesondere strombasierte Sektorkopplungsoptionen, eine viel diskutierte Alternative zu fossilen Brennstoffen, stellen eine Option dar, mit der die klimapolitischen Vorgaben erreicht werden können. Um mögliche Implikationen unter anderem für die Netzbelastung und Flexibilisierungspotenziale der Nachfrage (sog. Demand-Side-Management) zu analysieren, werden Modelle eingesetzt, die eine Projektion der Entwicklung des Energiesystems ermöglichen. Ergebnisse zur Entwicklung der Endenergienachfrage in zwei Szenarien und die Verteilung der regionalen Stromnachfrage sowie daraus abgeleitete Herausforderungen und mögliche Politikmaßnahmen werden vorgestellt.

1. Hintergrund

Bereits im Jahr 2010 hat die Bundesregierung im Energiekonzept beschlossen, die Treibhausgasemissionen (THG) bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu reduzieren, die sogenannte Dekarbonisierung des Energiesystems [1]. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 wurden dann 2016 im *Klimaschutzplan 2050* energie- und klimapolitische Maßnahmen entwickelt, um die globale Klimaerwärmung auf unter 2°C zu begrenzen [2]. Eine Übersicht der sektoralen Ziele ist in Tabelle 1 ersichtlich.

Tabelle 1: Treibhausgasminderungen und sektorale Ziele in Deutschland. Quelle: BMUB und Klimaschutzplan 2050 [2]

Jahr	Senkung THG-Emissionen	Senkung Energieverbrauch				Erneuerbare Anteile	
		Primär-energie	Gebäude-wärme	Endenergie Verkehr	Brutto-strom-verbrauch	Brutto-ent-energie	Brutto-strom-verbrauch
2020	min. - 40%	- 20%	- 20% (EEV)	- 10%	- 10%	18%	35%
2030	min - 55% (Industrie: min -49% Verkehr: min - 40% Gebäude: min -66%)					30%	50%
2040	min - 70%					45%	65%
2050	80 - 95%	- 50%	- 80% (PEV, nicht erneuerbar)	- 40%	- 25%	60%	80%
Basis	1990	2008	2008	2005	2008		

Die Energierferenzprognose [3] zeigt auf, dass in einem Referenzszenario, welches eine wahrscheinliche Entwicklung abbildet, diese Ziele nicht erreicht werden. Vielmehr bedarf es einer ambitionierteren Technologieentwicklung in allen Sektoren, der Steigerung der Energieeffizienz sowie

der weiteren Integration von erneuerbaren Energien zur Reduktion des Einsatzes von fossilen Energieträgern. Insbesondere die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors stellt eine Herausforderung dar, da diese Sektoren im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Haushalten und Verkehr mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachen und nahezu vollständig auf fossilen Energieträgern basieren (siehe Abbildung 1).

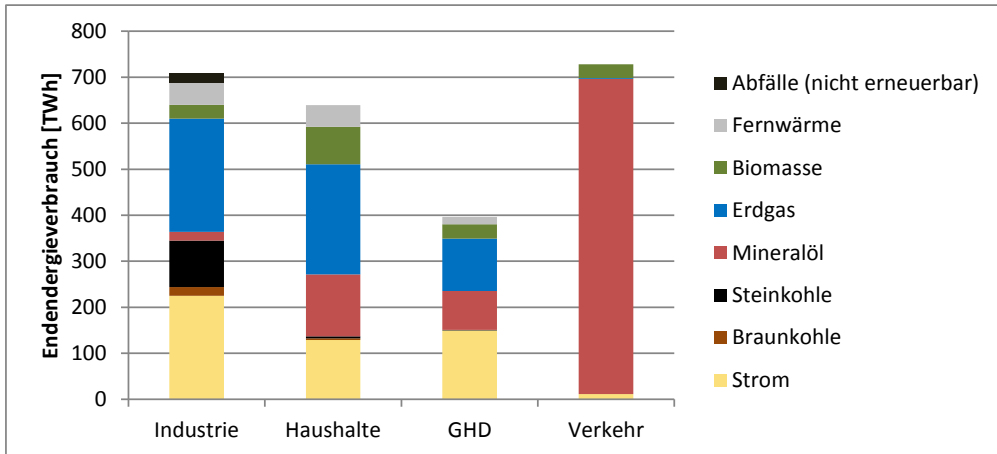


Abbildung 1: Endenergieverbrauch in Deutschland in den Sektoren Industrie, Haushalte, GHD und Verkehr im Jahr 2014. Quelle: AG Energiebilanzen [4]

Zur Beantwortung der energiewirtschaftlichen Fragestellungen und zu deren gesellschaftlichen Auswirkungen wird eine Vielzahl von Energiesystemmodellen, beispielsweise von Prognos, Consentec, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IWES, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Öko-Institut e.V., IER oder E3M [5-9] eingesetzt. Diese unterscheiden sich sowohl in der Methodik (Simulationsmodelle, Optimierung, Agentenbasiert) sowie in ihrer Fragestellung und ihrem Detailgrad (Gesamtenergiesystemmodelle, Strommarktmodelle, Netzmodelle, Nachfragemodelle). Um langfristige Fragestellungen zu beantworten, werden Szenarien erstellt, in denen mögliche Entwicklungen von Parametern wie Energiepreise, wirtschaftliche, soziodemografische und technologische Entwicklung sowie politische Vorgaben in sich konsistent abgebildet werden.

2. Das Modell FORECAST

Das Energienachfragemodell FORECAST wurde für die Erstellung von Szenarien zur zukünftigen Entwicklung von THG-Emissionen und Energienachfrage in den Ländern der EU 28, Schweiz und Norwegen entwickelt. Es ermöglicht unterschiedliche Rahmenbedingungen zur wirtschaftlichen Entwicklung (BIP, Bevölkerung, Energiepreise) sowie techno-ökonomische Eigenschaften von Energiewandlungstechnologien auf der Energienachfrageseite zu evaluieren. Das Modell FORECAST wurde bereits zur Bearbeitung verschiedener Fragestellungen in Bezug auf die zukünftige Entwicklung der Energienachfrage, Energieeinsparpotenziale und die Wirkung von Politikinstrumenten eingesetzt. Das Ergebnis ist die jährliche Endenergienachfrage, die in einem hohen Detailgrad die Analyse von sektorspezifischen sowie technologiespezifischen Potentialen und Indikatoren ermöglicht. Eine Gesamtsystemanalyse sowie die Erreichung der THG-Minderungsziele wird mithilfe von Modellkopplungen, beispielsweise mit Lastprofil-, Angebots- und Netzmodellen, erreicht, wobei iterativ Vorgaben evaluiert werden sowie u.a. Energiepreise als Ergebnis anderer Modelle zur Rückkopplung dienen.

2.1 Methodik

Methodisch basiert das Simulationsmodell FORECAST auf einem technologiespezifischen Bottom-up-Ansatz, der die zukünftige Entwicklung von Energieverbrauch und THG-Emissionen mit der

technologischen Entwicklung in allen Nachfragesektoren verknüpft. Dieser Ansatz ermöglicht zum einen technologische Trends und ihre Auswirkungen auf die Dynamik des Energieverbrauchs zu berücksichtigen. Zum anderen erlaubt er Rückschlüsse auf die Realitätsnähe der Energieszenarien, indem jedem Szenario eine spezifische technologische Entwicklung zugrunde liegt.

Das Modell FORECAST ist entsprechend der nationalen Energiebilanzen [4] auf der Ebene der Endenergie in die Sektoren Industrie, Haushalte, GHD und Übrige (Primärsektor, Transport und Rest) aufgeteilt, siehe Abbildung 2. Wenngleich die generelle Methodik der Modellierung in den jeweiligen Sektormodulen vergleichbar ist (bottom-up, Simulation, keine übergeordnete Optimierung), unterscheidet sich der Aufbau der Sektormodule teils deutlich, abhängig von Datenverfügbarkeit und technologischer Struktur. Die einzelnen Module berücksichtigen somit die strukturellen Charakteristika der Sektoren. [10-12]

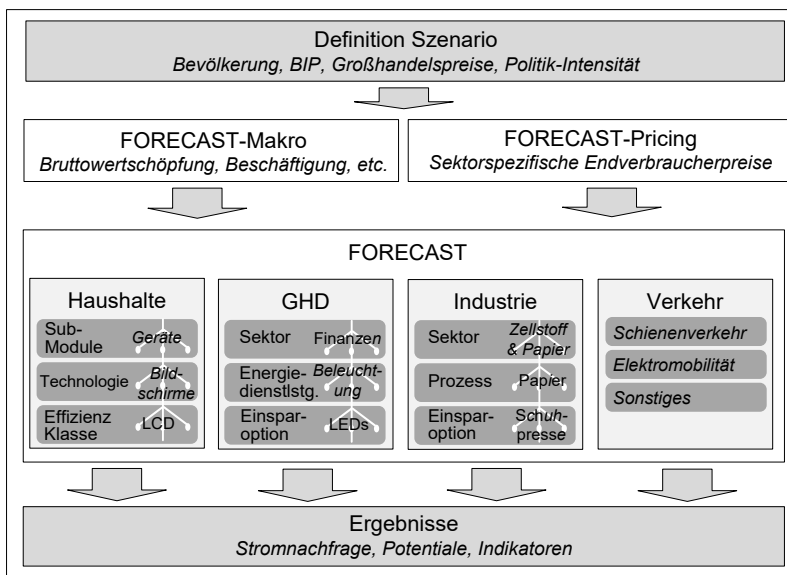


Abbildung 2: Das Modell FORECAST. Eigene Abbildung

Gemeinsame Eingangsgrößen des Modells sind sektorübergreifende und zum Teil szenariospezifische Rahmenparameter wie Anzahl der Bevölkerung, Wirtschaftsentwicklung (BIP), Großhandelspreise für Energieträger, Klimadaten und Ausgestaltung der Politikmaßnahmen. Darüber hinaus werden in den Sektormodulen wesentliche sektorspezifische Bestimmungsfaktoren (Aktivitätsgrößen bzw. Treiber) bestimmt, deren Entwicklung eine möglichst direkte Korrelation mit dem Energieverbrauch aufweist. Prognosen dieser Treiber ermöglichen eine Projektion des Energieverbrauchs. In einem weiteren Schritt wird die Entwicklung der Technologiestruktur und Diffusion von Technologieoptionen durch Investitionsentscheidungen modelliert, welche sich auf die Energieintensität auswirkt und damit den Wandel zu gesteigerter Energieeffizienz berücksichtigt. Die wichtigsten Eingangsdaten je Modul sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Sektorspezifische Eingangsgrößen der Sektormodule in FORECAST

	FORECAST-Industry <i>(Industrie)</i>	FORECAST-Tertiary <i>(Dienstleistungssektor)</i>	FORECAST-Residential <i>(Haushalte)</i>
Aktivitätsgrößen	- Tonnenproduktion - Wertschöpfung	- Fläche je Beschäftigtem - Anzahl Beschäftigte	- Anzahl der Haushalte - Gebäudefläche
Preise	- Energieträgerpreise (Industrie) - EUA Preise	- Energieträgerpreise (Gewerbe)	- Energieträgerpreise (Haushaltskunden)
Energiebilanzen und Emissionsfaktoren	- AG Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AG Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger	- AG Energiebilanzen - Emissionsfaktoren je Energieträger
Technologiedaten	Prozesse: - Spez. Energieverbrauch Einsparoptionen: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	Energiedienstleistungen: - Technologietreiber - Installierte Leistung - Jährliche Volllaststunden Einsparoptionen: - Einsparpotenzial - Kosten - Lebensdauer - Diffusion	Geräte (je Effizienzklasse) - Marktanteil - Spez. Energieverbrauch - Lebensdauer - Standby Leistung - Standby Dauer Gebäude - Dämmniveau - Nutzungsgrad Heizsystem - Marktanteile Wärme- und Beleuchtungstechn.

2.2 FORECAST-Regional

Mögliche Entwicklungspfade des Endenergieverbrauchs können sich insbesondere regional im Zeithorizont bis 2050 unterscheiden, beispielsweise durch unterschiedliche technologische und sektorale Strukturen in städtisch oder ländlich geprägten Regionen. Diese Unterschiede sind u.a. wesentlich bedingt durch zukünftige Bevölkerungsentwicklungen und sektorale Zusammensetzung. Dies führt zu einer strukturell verschiedenen Stromnachfrage in den Landkreisen, die insbesondere für Netzbetreiber und die Modellierung der lokalen Stromerzeugung essentiell ist. [13,14]

Die nationale Stromnachfrage wird daher in einem nachfolgenden Schritt regional auf Landkreisebene aufgeteilt. Neben den Modellergebnissen basieren die Eingangsdaten von FORECAST-Regional auf einer Regionaldatenbank, die mithilfe von regionalen Strukturparametern¹ die räumliche Auflösung ermöglicht. Sektorale Verteilungsschlüssel, wie beispielsweise die Bruttowertschöpfung in jedem Subsektor, verfügbares Einkommen und die Bevölkerungsdichte, werden auf den nationalen Stromverbrauch angewandt. Zusätzlich wird auf mehreren Ebenen die Stromnachfrage mit Regionalstatistiken und Daten von Netzbetreibern validiert.

Zur Veranschaulichung der Struktur einiger Verteilungsschlüssel des Regionalmodells sind in Abbildung 3 eine verwendete Industriedatenbank und eine Bevölkerungsprognose dargestellt. Grundlage der georeferenzierten Industriestandorte sind die Datenbanken des europäischen Emissionshandels (ETS) und des Schadstoffregisters (E-PRTR), womit die nationale industrielle Stromnachfrage den Kreisebenen sektorspezifisch zugeordnet werden kann. Die Bevölkerungsprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung zeigt die Bevölkerungsentwicklung bis 2035. Für die Projektionen bis 2050 wurde im Modell diese Entwicklung fortgeschrieben. Die Entwicklung der Bevölkerung hat direkt und indirekt (Anzahl der Haushalte, Beschäftigte, Bruttowertschöpfung) Einfluss auf die regionale Verteilung der Stromnachfrage.

¹ Quellen der Strukturparameter sind frei verfügbare Daten wie DESTATIS, Landesstatistikämter, DWD, Kraftfahrtbundesamt (KBA), BAFA, BBSR, EU-ETS, E-PRTR und kommerzielle Datenbanken wie die ene-t-Datenbank (Bertelsmann, 2015)

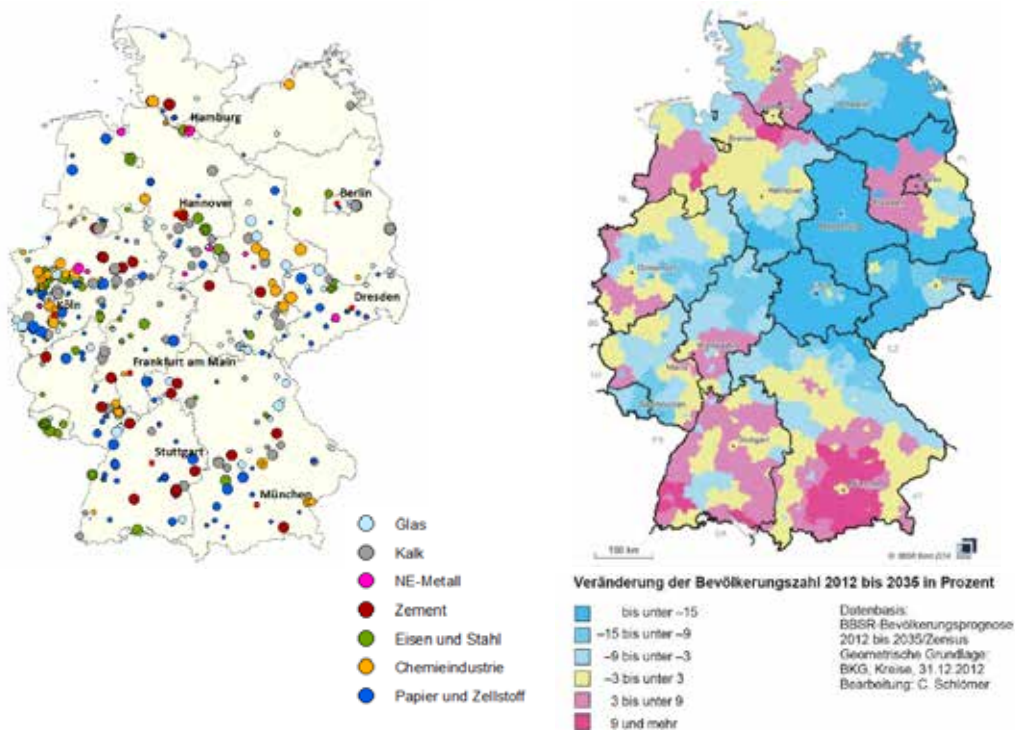


Abbildung 3: Regionale Strukturdaten zur Regionalisierung. Quelle: ETS, E-PRTR und BBSR

3. Ergebnisse der Szenarien

Mithilfe des Modells FORECAST wurden verschiedene Szenarien ausgestaltet, um Aussagen über die Wirkungen von Politikmaßnahmen und technologischen Entwicklungen treffen zu können. Es wurde ein "Business-as-usual"-Szenario als Referenzszenario sowie ein Zielerreichungsszenario modelliert, welches das Ziel von 80% Treibhausgasminderung erreichen kann. Um eine finale Aussage über die Emissionen treffen zu können, ist der Angebotssektor entscheidend und damit die Kopplung mit anderen Modellen erforderlich [15]. Insbesondere der Zubau der erneuerbaren Energien und damit die Emissionsfaktoren der Stromerzeugung, sowie die Entscheidung über die Erzeugung von strombasierter Prozesswärme im Industriesektor und über den Einsatz von Methan oder Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbarem Strom ("Power to Gas" kurz: PtG), sollte in einer Gesamtbetrachtung des Energiesystems und des Kraftwerksparks getroffen und optimiert werden [16]. Entscheidend ist hierbei die Kopplung der Energiepreise innerhalb der Modelle und eine iterative und konsistente Modellierung der Szenarien.

3.1 zentrale Annahmen

Die hier gezeigten Ergebnisse basieren auf zentralen sozio-ökonomischen Annahmen des *EU Reference Scenario 2016* [9] und den Energiepreisen sowie dem CO₂-Zertifikatspreis des Dekarbonisierungsszenarios des *World Energy Outlook* der IEA [17]. Die Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung, die sektorale Bruttowertschöpfung und die Anzahl der Haushalte sind in den modellierten Szenarien gleich, um die Ergebnisse vergleichbar zu machen. Für die Energiepreise und CO₂-Zertifikatspreise des Referenzszenarios wurden ebenfalls Projektionen aus dem *Reference Scenario 2016* entnommen, für das Zielszenario Projektionen der IEA.

Weitere sektorspezifische exogene Annahmen wie Annahmen zu Sanierungsrate und -tiefe im Gebäudebereich, Technologiewechsel in der Industrie sowie zur Entwicklung der Elektromobilität sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Überblick über die sektorspezifischen Rahmenparameter der berechneten Szenarien

Sektorale Annahmen	Referenzszenario	Zielszenario
Haushalte		
Sanierungsrate	konstant (1%)	Steigerung auf 1,8 %
Heiztechnologie	kein Verbot von Öl- und Gaskesseln	schnellerer Austausch von alten Heizsystemen, Förderung von Wärmepumpen
Dämmstandards	keine Verschärfung der EnEV	ambitionierte Sanierungstiefe (Passivhausstandard)
Geräte	einfache Fortschreibung der Ökodesignrichtlinie	Verschärfung der Ökodesignrichtlinie
Industrie		
Ausschöpfung von Effizienzpotentialen	Aktuelle Effizienzförderung	Vollständige Ausschöpfung von Effizienzpotentialen und Materialeffizienz
neue Technologien	Kein Technologiewechsel	Strukturwandel in der Industrie
Industrie-CCS?	kein CCS	Kein CCS
GHD		
Gebäudestandards	Keine Verschärfung der Richtlinien	Analog zu Haushalten: Passivhausstandard
Klimatisierung	Anstieg des Klimatisierungsbedarfs	Einsatz von effizienten Klimatisierungstechnologien und Gebäudetechnik
Verkehr		
Personenverkehr	keine klare Entscheidung für eine Technologie	2050 nahezu vollständige Durchdringung von Elektromobilität (BEV und PHEV)
Güterverkehr	elektrifizierte Einzelanwendungen	Güterverkehr zu 45 % basierend auf Hybrid-Oberleitungs-LKWs

3.2 Vergleich der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Referenz- und Zielszenarios sind für den Industriesektor in Abbildung 4 veranschaulicht. Die Endenergienachfrage ist, nach Energieträgern aufgeschlüsselt, bis zum Jahr 2050 dargestellt. In beiden Szenarien ist der Endenergiebedarf rückläufig, wobei dieser im Referenzszenario auf ca. 40% fossilen Energieträgern basiert. Der Rückgang ist durch die Ausschöpfung von Effizienzpotentialen und einem teilweisen Ersatz von Kohle und Gas durch Biomasse zurückzuführen. Ein wesentlicher Treiber dafür ist der Preisanstieg der Zertifikate des CO₂-Emissionshandels auch im Referenzszenario. Die in der Industrie geforderten kurzen Amortisationszeiten von Investitionen sowie die langen Investitionszyklen von kapitalintensiven Prozesstechnologien wie beispielsweise Hochöfen, Dampferzeuger und Mühlen führen zu einer langsamen Transformation des Sektors. Im Zielszenario beträgt der Zertifikatspreis 100€/t CO₂ und ermöglicht, zusammen mit politischen Maßnahmen und Förderungen für Energie- und Materialeffizienz, eine Dekarbonisierung des Industriesektors. Für dieses Szenario wird kein Industrie-CCS, also keine Abscheidung und Speicherung von CO₂ nach der Verbrennung von fossilen Brennstoffen, als Dekarbonisierungsoption zugelassen. Daher werden verstärkt strombasierte Öfen, Dampferzeuger und Prozesstechnologien wie Elektrolyse und EE-Methanherzeugung in den energieintensiven Sektoren Stahlerzeugung, Zement, Papier und Chemie eingesetzt. Dies hat einen Anstieg des Stromverbrauchs ("Power to Heat") zur Folge. Allerdings ist zu erwähnen, dass der hier gezeigte Strukturwandel in der Industrie auf äußerst ambitionierten Annahmen beruht und insbesondere durch internationalen Wettbewerb und die Abhängigkeit von Energiepreisen in Frage gestellt werden kann.

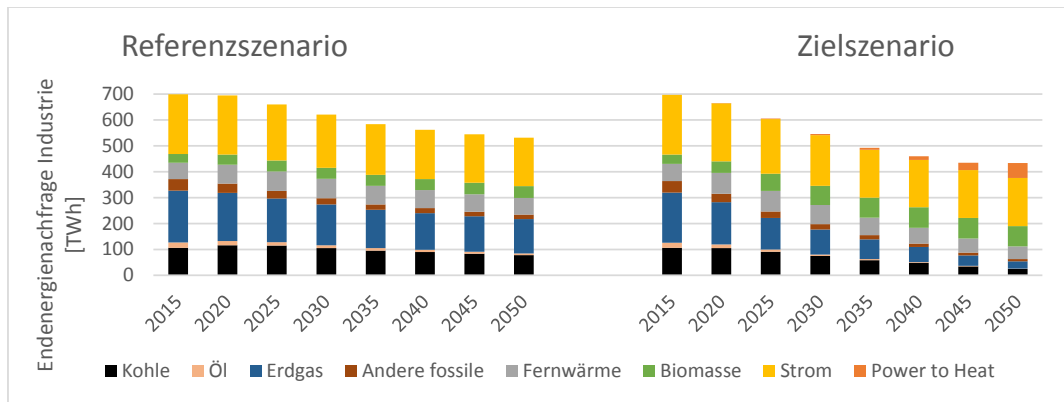


Abbildung 4: Endenergienachfrage im Industriesektor in Deutschland bis 2050 im Referenz- und Zielszenario

Im Gebäudebereich (Wohn- und Nichtwohngebäude) ergibt sich in Abbildung 5 für beide Szenarien eine vergleichbare Entwicklung zum Industriesektor. Die bereits implementierten Standards (Energieeinsparverordnung, kurz: EnEV) und KfW-Förderungen führen auch im Referenzszenario zu einem Rückgang des Endenergiebedarfs zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Eine Herausforderung ist jedoch die geringe Sanierungsrate von ca. 1% in Deutschland, die trotz politischer Maßnahmen kaum ansteigt. Insbesondere für Bestandsgebäude ist jedoch eine ambitioniertere Sanierungstiefe und -rate nötig, damit Technologien wie Wärmepumpe und Solarthermie wirtschaftlich eingesetzt werden können. Darüber hinaus sind die langen Nutzungsdauern von Wärmeerzeugern, insbesondere von Öl- und Gaskesselneine Herausforderung im Gebäudesektor. Im Zielszenario werden Wärmepumpen subventioniert, so dass auch Direktstromheizungen frühzeitig ausgetauscht werden und Umweltwärme genutzt werden kann. Darüber hinaus ist der Ausbau von Fernwärmenetzen eine geeignete Maßnahme, da diese sich zentral über den Einsatz von erneuerbaren Energien oder Strom dekarbonisieren lassen.

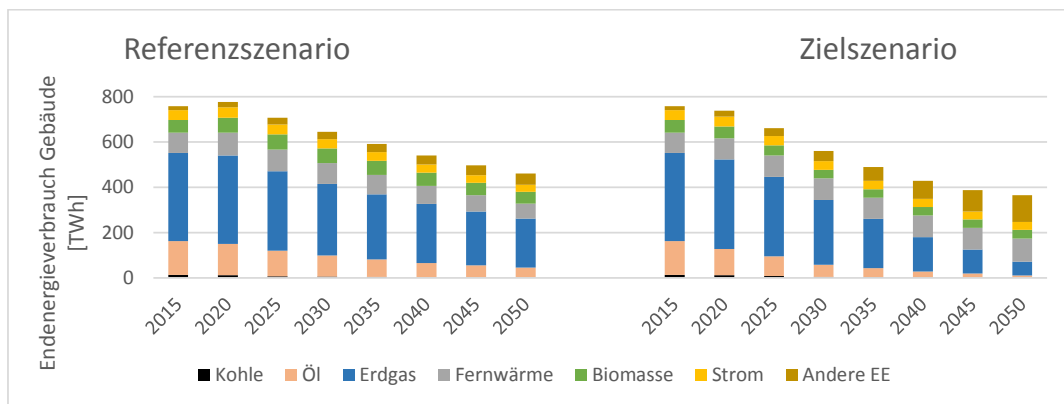


Abbildung 5: Endenergienachfrage von Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland bis 2050 im Referenz- und Zielszenario

Im Zielszenario wurde übergreifend in allen Sektoren das Potenzial von Biomasse begrenzt, da diese für Sektoren, die nur über den Einsatz von biogenen Kraftstoffen dekarbonisiert werden können, eingesetzt werden. Dies betrifft hauptsächlich den Luft-, Schiff- und Güterverkehr. Die Stromnachfrage steigt im Zeithorizont bis 2050 durch neue Technologien wie Wärmepumpe, Elektromobilität und Power-to-Heat in der Industrie im Vergleich zum derzeitigen Niveau um ca. 100TWh an. In Abbildung 6 ist links die Stromnachfrage in 5-Jahresschritten bis 2050 nach Sektoren gezeigt, und rechts die Entwicklung der wichtigsten neuen Stromverbraucher im Zielszenario. Im Zeitraum bis 2030 ist die Stromnachfrage

gekennzeichnet durch Effizienzgewinne in allen Sektoren, danach ist der Anstieg durch die neuen Verbraucher begründet, die einen substanziellen Anteil (ca. 200TWh in 2050) am Stromverbrauch ausmachen. Diese Entwicklung ist großen Unsicherheiten sowie politischen Rahmenbedingungen unterworfen, so dass in der Literatur einer große Bandbreite der Ergebnisse existiert: von 462 TWh bis 788 TWh in 2050 [18].

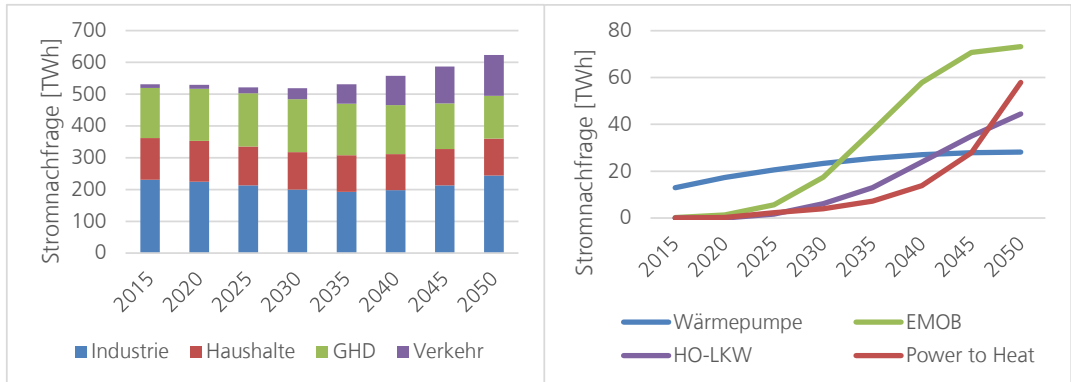


Abbildung 6: Entwicklung der Stromnachfrage aller Sektoren (links) und Entwicklung von neuen Verbrauchern (rechts) in Deutschland bis 2050 im Zielszenario

3.3 Regionaler Stromverbrauch der Landkreise in Deutschland im Zielszenario

Insbesondere neue Anwendungen wie Wärmepumpe, Elektromobilität und die industrielle Stromnachfrage können zu einer strukturellen Veränderung der Nachfrage sowie der Laststruktur führen. Die Haupteinflussfaktoren sind die Bevölkerungsentwicklung sowie die Standorte der energieintensiven Industrien, die sich regional unterscheiden, wie im Abschnitt 2.2 erläutert. Daher wird in einem nachgelagerten Schritt die Stromnachfrage regionalisiert, um Herausforderungen für lokale Akteure wie Kommunen und Energieversorger, aber auch für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber und für die Kopplung mit Angebotsmodellen, die auf eine regional hoch aufgelöste Nachfrage angewiesen sind, zu identifizieren.

Es kann gezeigt werden, dass die Bevölkerungsentwicklung einen hohen Einfluss auf Regionen mit

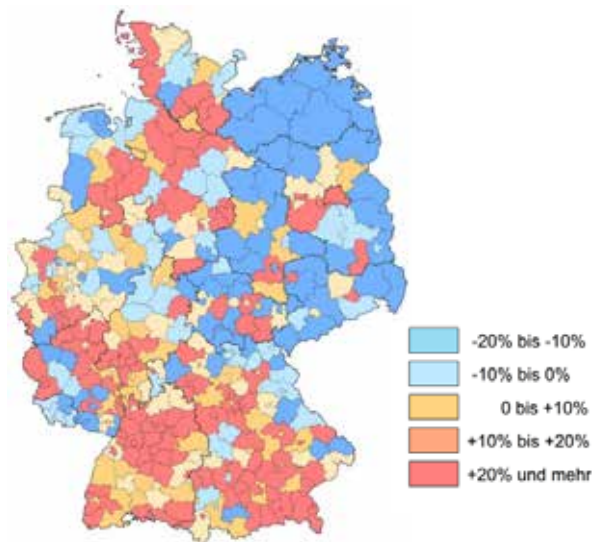


Abbildung 7: Prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in den Landkreisen und kreisfreien Städten in Deutschland 2050 vs. 2015

einem großen Anteil von Haushalten und GHD hat. In Abbildung 7 ist die prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in den Landkreisen von 2050 bezogen auf 2015 farblich dargestellt. Insbesondere in ländlichen Regionen sowie in den neuen Bundesländern führen Abwanderungen zu einer überdurchschnittlichen Verringerung des Stromverbrauchs. In städtischen Regionen kommt es zu einer weiteren Verdichtung, jedoch können die Effizienzgewinne im Haushalts- und GHD-Sektor den Einfluss auf die Stromnachfrage dämpfen. In Vorstädten, wo verstärkt Industriebetriebe angesiedelt sind, kommt es zu einem Bevölkerungswachstum, was sich im Stromverbrauch deutlich zeigt (Beispiel Berlin, Stuttgart, München). Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor sind Hybrid-Oberleitungs-LKWs, die im Zielszenario als Alternative zu Diesel-LKWs modelliert wurden. Der Einsatz auf 400km der wichtigsten Autobahnstrecken führt insbesondere in ländlichen Regionen, durch die diese verlaufen, zu einer substantziellen Steigerung der Stromnachfrage, in Einzelfällen um den Faktor 10. Das verdeutlicht die Notwendigkeit der Modellierung der regionalen Stromnachfrage, da je nach Typ der Region diese sich deutlich verändern kann und neue Stromverbraucher berücksichtigt werden müssen.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

Durch die Modellierung der Endenergienachfrage für Deutschland wird deutlich, dass mögliche Pfade der Entwicklung von neuen Anwendungen sowie der Einfluss von Energieeffizienz Implikationen zur Erreichung der klimapolitischen Vorgaben beinhalten. Insbesondere die Wirkung von politischen Maßnahmen, sozio-ökonomischen Einflussfaktoren sowie spezifische sektorale Herausforderungen können in dem hier vorgestellten bottom-up-Ansatz abgebildet werden. In Zielerreichungsszenarien können zentrale Punkte, die zur Dekarbonisierung des Gesamtenergiesystems nötig sind, herausgearbeitet werden. Im Nachfragesektor ist dies im Verkehrsbereich (PKW und Güterverkehr) die Entscheidung über batterie- und direktstrombasierte Technologien oder synthetische Kraftstoffe. Im Gebäudebereich ist die Sanierung von Bestandsgebäuden in Verbindung mit dem Ausbau von Wärmepumpen und Fernwärmeanschlüssen entscheidend. Energieintensive Industriesektoren benötigen für Prozesswärme insbesondere im Hochtemperaturbereich derzeit fossile Brennstoffe. In manchen dieser Anwendungen müssen neue Prozesse und Produkte noch entwickelt werden oder zur Marktreife gebracht werden, wenn kein Industrie-CCS eingesetzt werden soll.

Noch nicht ausreichend im Regionalisierungsmodell berücksichtigt sind bestehende oder mögliche Fernwärmeinfrastrukturen, der Einfluss auf die Stromnachfrage von Eigenversorgung in Haushalten sowie mögliche Auswirkungen von zukünftig regional unterschiedlichen Strompreisen auf DSM-fähige Technologien in der Industrie und Wärmepumpen.

Zusammengefasst ist die Modellierung der regional hoch aufgelösten sowie technologiespezifischen Energienachfrage essentiell für die Modellierung der Energieerzeugung, des Netzausbaubedarfs sowie für die kommunale Planung. Des Weiteren können mögliche und untereinander konkurrierende Pfade zur Zielerreichung in Kopplung mit Angebots- und Netzmodellen untersucht und miteinander verglichen werden.

5. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung: Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Klimaschutzplan 2050. Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2016.
- [3] Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut EWI, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2014.
- [4] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die

- Bundesrepublik Deutschland 1990-2015. Stand 2017. online: www.ag-energiebilanzen.de
- [5] Öko-Institut e.V. und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung: Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2015.
 - [6] R. Corradini; C. Konetschny; T. Schmid: FREM - Ein regionalisiertes Energiemodell. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67. jg. Heft 1/2, S. 69 - 71. 2017.
 - [7] F. Hinz, D. Iglhaut, T. Frevel, D. Möst: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, in: *Series of the chair of energy economics, TU Dresden (Band 3)*, 2014.
 - [8] R. Elsland, A.-L. Klingler, P. Degner, Y. Oswald, M. Wietschel: Are current regionalisation approaches sufficient to decompose electricity demand? - A German case study. *Conference on Energy Economics and Technology (ENERDAY)*, 2015.
 - [9] Europäische Kommission: EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. 2016
 - [10] T. Fleiter, S. Hirzel, M. Jakob, J. Barth, L. Quandt, F. Reitze, F. Toro (Hrsg): Electricity demand in the European service sector: a detailed bottom-up estimate by sector and by end-use. *Konferenzband der IEECB 13-14.04.2010*.
 - [11] J. Santos, A. Rajkiewicz, I. Graaf de, R. Bointner: The impact of energy performance certificates on property values and nearly zero-energy buildings. An analysis for market professionals, owners and tenants. 2016
 - [12] J. Steinbach: Modellbasierte Untersuchung von Politikinstrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien und Energieeffizienz im Gebäudebereich. *Dissertation*, 2016.
 - [13] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa, M. Wietschel: *Netzentwicklungsplan Strom – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile. Begleitgutachten. Studie für die deutschen Verteilnetzbetreiber*, 2016.
 - [14] Deutsche Energieagentur: *Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030*. 2012
 - [15] B. Pfluger, B. Tersteegen, B. Franke et al.: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*, 2017.
 - [16] M. Wietschel, M. Haendel, T. Boßmann, G. Schubert, J. Michaelis, C. Doll, B. Schломann, W. Köppel, C. Degünther: *Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen*. Fraunhofer ISI; KIT, 2015.
 - [17] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2016*. 2016
 - [18] Fraunhofer IWES: *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*, 2015.

Wärmestudie Region Eifel-Trier

Florian Noll¹, Cornelia Vogler¹, Bernhard Wern¹

¹ IZES gGmbH, Saarbrücken

Abstract

Wie sieht die derzeitige Wärmeversorgung in einer typischen, überwiegend ländlich geprägten Region in Deutschland aus? Kann sich die Region in Zukunft aus eigenen Ressourcen (annähernd) komplett mit Wärme versorgen oder kann die Region sogar noch andere Regionen mitversorgen? Welche Strategie ist dazu sinnvoll bzw. wie kann die Politik die Akteure vor Ort unterstützen? Diese und mehr Fragen sollen im Folgenden am Beispiel der rheinland-pfälzischen Region Eifel-Trier erörtert werden. Die Grundlage dieses Beitrags bildet die Wärmestudie Region Eifel-Trier, die 2017 im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz erstellt worden ist. [1]

1. Einleitung

Mit dem Energiekonzept verfolgt die Bundesregierung ambitionierte Ziele: Der Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Brutto-Endenergieverbrauch soll bis zum Jahr 2050 auf 60 % erhöht und der Primärenergieverbrauch um 50 % reduziert werden. Auf diese Weise sollen bis 2050 im Vergleich zum Referenzjahr 1990 mindestens 80 % bis 95 % der Treibhausgasemissionen eingespart werden. [2]

Die bisherige Entwicklung der EE zeigt allerdings, dass sich Politik und Wirtschaft in den vergangenen Jahren primär auf den Stromsektor konzentriert haben. Der Wärme- (und auch der Verkehrs-)sektor wurde(n) dagegen vernachlässigt. In der Folge beträgt der EE-Anteil am Brutto-Stromverbrauch derzeit 31,7 %, wohingegen der EE-Anteil am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte lediglich bei 13,4 % liegt. [3] Die vorgenannten Zahlen verdeutlichen, dass im Wärmesektor Nachholbedarf besteht. Der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) bringt diesen Sachverhalt auf den Punkt: „Keine Energiewende ohne Wärmewende“. [4]

Der Erfolg der Wärmewende setzt jedoch ein langfristig angelegtes Transformationskonzept mit verlässlichen Rahmenbedingungen und verbindlichen Zielvorgaben, zum Beispiel im Hinblick auf den Ausbau der EE, voraus. „Ohne eine umfassende Wärmestrategie [...] drohen [dagegen unter anderem (Ergänzung durch die Verfasser)] Verluste durch Investitionen in falsche Technologien“. [5]

Im Gegensatz zum Strommarkt ist der Wärmemarkt regional ausgerichtet. Er weist aufgrund der Technologie- und Akteursvielfalt sowie sehr unterschiedlicher Strukturen eine hohe Komplexität auf. Diese Heterogenität erschwert die Umsetzung neuer innovativer Ansätze und erfordert von Ort zu Ort grundsätzlich unterschiedliche Strategien und Schwerpunktsetzungen. Neben der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit sind dabei auch ökologische sowie gesellschaftliche Auswirkungen für die Akzeptanz von Maßnahmen von Bedeutung. So gestaltet sich beispielsweise die Umsetzung von Nahwärmenetzen in der Regel als ein langwieriger Aushandlungsprozess zwischen den Akteuren (Kommune, Wärmeerzeuger, Netzbetreiber, Immobilienbesitzer, Banken, Dienstleister etc.).

Zudem müssen Wärmeversorgungskonzepte – zumindest dort, wo sie auf biogenen Rohstoffen (Energieholz, Energiepflanzen etc.) oder Reststoffen (inkl. industrieller Abwärme) basieren – im räumlichen Zusammenhang gedacht werden. Dies bedeutet, dass anders als im Stromsektor regionale Verfügbarkeiten und Transportwege (damit auch Stadt-Land-Verflechtungen) eine hohe Relevanz für die Realisierbarkeit von Wärmeprojekten haben.

Einige Bundesländer (u.a. das Land Rheinland-Pfalz) haben dennoch den Entschluss gefasst, den Wärmesektor langfristig klimaneutral zu gestalten. Es stellt sich jedoch die Frage, inwiefern dieses Ziel

unter realistischen Annahmen erreicht werden kann und welche Rolle dabei die unterschiedlichen Energieträger sowie Effizienz- und Einsparmaßnahmen spielen.

Um diese Frage zu beantworten, ist im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz eine Beispielregion (die Region Eifel-Trier) hinsichtlich ihrer Möglichkeiten zur klimaneutralen Umgestaltung der Wärmeversorgung untersucht worden. Die etwa 5.000 km² große Region, in der mehr als 500.000 Menschen leben, besteht aus der kreisfreien Stadt Trier und vier größeren Landkreisen (Bitburg-Prüm, Berncastel-Wittlich, Trier-Saarburg und Vulkaneifel). Aufgrund der eher ländlichen Struktur weist die Region grundsätzlich günstige Voraussetzungen für eine regenerativ basierte Wärmeversorgung aus heimischen Ressourcen auf.

Die Untersuchung beinhaltet im Besonderen die a) Analyse der Wärmeversorgung, unterteilt nach Sektoren, b) Analyse der Einspar- und Ausbaupotenziale unter den geltenden Rahmenbedingungen, c) Entwicklung eines möglichst realistischen Zukunftsszenarios, d) Formulierung eines Leitbildes mit entsprechenden Maßnahmen und Zielen sowie Best-Practice-Beispielen.

Durch die an der Projektbearbeitung beteiligten regionalen Akteure (Stadtwerke, Energieagentur, Universität, Planungsbüros, Kommunen u.a.) konnte während der Studiererstellung sichergestellt werden, dass ein umsetzungsorientiertes und zielgruppenspezifisches Konzept für die Region entsteht. Gleichzeitig wurde die wissenschaftliche Qualität durch die ständige Mitarbeit von zwei Forschungseinrichtungen sichergestellt. Das Projekt wurde zudem eng durch den Auftraggeber, das Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz, begleitet.

Im Folgenden sollen die in dem Vorhaben angewendeten Methodenbausteine sowie die zentralen Untersuchungsergebnisse vorgestellt und diskutiert werden.

2. Methodik

Die zur Erstellung der Wärmestudie angewendete Methodik orientiert sich in erster Linie an den Leitlinien der Nationalen Klimaschutzinitiative zur Erstellung kommunaler Klimaschutz- und Klimaschutzteilkonzepte. [6] Allerdings wurde die Methodik in enger Absprache mit dem Auftraggeber an die Aufgabenstellung sowie an das zur Verfügung stehende Budget angepasst. Hieraus ergibt sich die in den folgenden Abschnitten dargestellte Herangehensweise.

2.1 Analyse der Wärmeversorgung

Im ersten Schritt wurde eine detaillierte Bestandsaufnahme in der Region durchgeführt. Diese hatte zum Ziel, den Wärmeverbrauch (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme) sowie die zur Deckung des Wärmeverbrauchs verwendeten Energieträger (Solarwärme, Biomasse, Strom, Erdgas, Heizöl etc.) zu erfassen und zu quantifizieren. Dabei wurde zwischen den drei Verbrauchssektoren i) Privathaushalte, ii) Kleingewerbe inkl. Handel und (privater sowie öffentlicher) Dienstleistungen sowie iii) Industrie und Großgewerbe unterschieden.

Soweit verfügbar wurde dabei auf reale Verbrauchsdaten zurückgegriffen. Dies war allerdings nur für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas möglich – und dann auch nur eingeschränkt, da beispielsweise in den Verbrauchsabrechnungen für Industriekunden nicht zwischen der Nutzung für Strom- und Wärmeanwendungen unterschieden werden konnte. In diesem Fall wurde der Stromanteil für Wärmeanwendungen anhand bestehender bundesweiter Erhebungen [7] abgeschätzt.

Der Anteil nicht-leitungsgebundener Energieträger musste dagegen weitestgehend geschätzt werden. Die Grundlage hierfür bildete einerseits die Förderdatenbank des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) aus dem seit 2001 bestehenden bundesweiten Marktanreizprogramm (MAP), die unter Zuhilfenahme vergleichender Studien, beispielsweise für den Bereich Biomasse [8], einen ungefähren Rückschluss auf die in der Region installierte Leistung an Solarthermie-, Biomasse- und

Wärmepumpenanlagen zulässt. Andererseits konnte für eine Abschätzung der Wärmebereitstellung auf Basis der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten KWK-Anlagen auf das öffentlich zugängliche EEG-Anlagenregister zurückgegriffen werden. Die Informationen wurden zusätzlich durch eigene Datenbestände der Projektpartner ergänzt (z.B. Liste der Biogasanlagen in der Region).

Der Marktanteil der ‚übrigen‘ Energieträger (insbesondere betrifft dies Heizöl und Flüssiggas) konnte dagegen aufgrund der eingeschränkten Datenlage nicht im Einzelnen bestimmt werden. Daher wurde der hier dargestellte Bottom-Up-Ansatz durch einen (kennzahlenbasierten) Top-Down-Ansatz ergänzt. Auf diese Weise konnte zusätzlich für jeden Sektor der Gesamtwärmebedarf geschätzt und hieraus anschließend – unter Abzug der zuvor ermittelten Wärmemengen – eine Restmenge ermittelt werden, die somit den Anteil sonstiger Energieträger (also Heizöl, Flüssiggas etc.) im Wärmemarkt beschreibt.

Für die Privathaushalte wurde zur Abschätzung des Gesamtwärmebedarfs auf die Zensus-Datenbank 2011 zurückgegriffen. Die benötigten Gebäudeinformationen (Wohnfläche, Altersklasse, Gebäudetyp und Einwohnerverteilung) wurden dafür durch das Statistische Landesamt des Landes Rheinland-Pfalz aufbereitet und konnten anschließend zur Ermittlung des Heizwärme- und Warmwasserbedarfs auf Gemeindeebene genutzt werden. Hierzu wurden die aufbereiteten Gebäudeinformationen mit den Wärmebedarfskennzahlen aus der Gebäudetypologie Deutschland des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) aus dem Forschungsprojekt „TABULA“ [9] kombiniert.

Für das Kleingewerbe inklusive Handel und (private sowie öffentliche) Dienstleistungen wurde der Gesamtwärmebedarf auf Grundlage der Beschäftigtenzahlen, die über die Regionaldatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder [10] erfasst werden, und unter Einbeziehung der von der IHK Trier zur Verfügung gestellten Unternehmensdaten sowie auf Grundlage entsprechender bundesweiter Kennzahlen [11: 128 ff.] ermittelt. Ähnlich wurde auch im Sektor Industrie/Großgewerbe vorgegangen. Die Grundlage hier bildeten anonymisierte, branchenspezifische Unternehmensdaten der Industrie- und Handelskammer (IHK) Trier, die ebenfalls mit entsprechenden Kennzahlen für den Heizwärme-, Warmwasser- und Prozesswärmebedarf [11: 126] multipliziert worden sind. Zusätzlich konnten bei etwa 40 der energieintensivsten Unternehmen der Region die realen Verbrauchsdaten erhoben und damit die Datengrundlage verfeinert werden.

Ergänzend wurden zudem die lokalen Strukturen zur Wärmeversorgung untersucht. Hierzu wurden zum einen die Netzstrukturen (Gasnetz, Wärmenetze) und zum anderen die Akteursstrukturen in der Region analysiert.

Die Ergebnisse der Analyse der Wärmeversorgung wurden abschließend gemeindefach aufbereitet und mit den Akteuren vor Ort hinsichtlich Plausibilität überprüft.

2.2 Analyse der Einspar- und Ausbaupotenziale

Im zweiten Schritt wurden die regionalen Potenziale zur Energieeinsparung und zum Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet. Zudem wurden die Wärmepotenziale aus EE-Überschussstrom (hierauf wird im Folgenden nicht weiter eingegangen), das Wärmepotenzial aus der Umwelt sowie das Potenzial an ungenutzter Abwärme aus Biogasanlagen untersucht. Dabei wurde grundsätzlich das Potenzial ausgewiesen, das sich möglichst nahe an der späteren regionalen Umsetzbarkeit befindet. Hierbei wurden nicht nur technische, sondern auch wirtschaftliche, rechtliche, organisatorische und wettbewerbsbezogene Hemmnisse berücksichtigt.

Das Einsparpotenzial im Wohngebäudebestand wurde hierbei in zwei Varianten dargestellt. Zum einen wurde ermittelt, wie sich der Gesamtwärmebedarf der Privathaushalte verändern würde, wenn der gesamte Gebäudebestand nach und nach teilsaniert werden würde. In der zweiten Variante wurde im Gegensatz dazu eine Vollsanierung aller Wohngebäude zugrunde gelegt. Die Abschätzung der

Einsparmengen in den beiden Varianten basiert auf dem bereits oben genannten TABULA-Projekt [9], innerhalb dessen entsprechende Einspareffekte quantifiziert worden sind. In den übrigen Sektoren wird – bezugnehmend auf die Energie-Effizienz-Richtlinie der EU – ein Einsparpotenzial von 1,3 bis maximal 2 Prozent pro Jahr angesetzt. Eine detaillierte Erfassung der Einsparpotenziale in den Unternehmen war im Rahmen der Studie nicht vorgesehen.

Das solarthermische Potenzial wurde unter Vorgabe eines maximalen Deckungsanteils und somit in Abhängigkeit des sich verändernden Wärmebedarfs der Wohn- und Nicht-Wohngebäude (vgl. Absatz zuvor) sowie unter Berücksichtigung der auf den Gebäuden verfügbaren Dachfläche ermittelt. Hierzu wurde ausgehend von dem bisherigen Ausbaustand in der Region durch das Projektkonsortium eine Einschätzung zur erreichbaren Marktdurchdringung der Solarthermie bis 2050 vorgenommen (Tab. 1). Zum Beispiel wurde für die Mehrfamilienhäuser in der Region unterstellt, dass im unsanierten Zustand sinnvollerweise maximal 15 % des Raumwärmebedarfs und maximal 10 % des Warmwasserbedarfs durch Solarthermie abgedeckt werden können. Gleichzeitig wurde – basierend auf dem bisherigen Ausbaustand in der Region – angenommen, dass bis zum Jahr 2050 maximal 30 % der unsanierten Mehrfamilienhäuser mit Solarkollektoren ausgestattet sein werden.

Tab. 1: Annahmen zur Bestimmung der Solarpotenziale in den Privathaushalten (Auszug)

Sanierungsgrad	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	Raumwärme	Warmwasser	Raumwärme	Warmwasser
<i>Unsaniert</i>				
Maximaler Deckungsanteil	30 %	75 %	15 %	10 %
Maximale Marktdurchdringung	60 %	80 %	30 %	30 %
<i>Teilsaniert</i>				
Maximaler Deckungsanteil	40 %	75 %	20 %	20 %
Maximale Marktdurchdringung	70 %	80 %	30 %	40 %
<i>Vollsaniert</i>				
Maximaler Deckungsanteil	60 %	75 %	30 %	30 %
Maximale Marktdurchdringung	80 %	80 %	50 %	50 %

Eine vergleichbare Vorgehensweise wurde auch in Bezug auf die Nutzung der Umweltwärme durch elektrische Wärmepumpen angewendet, wobei hierbei lediglich die technischen Einschränkungen berücksichtigt worden sind. Für den Industriesektor wurde in diesem Zusammenhang die Studie zur „Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland der Universität Stuttgart“ [12] zugrunde gelegt. Unabhängig davon wurde zudem das Potenzial an Überschusswärme aus dem in Kläranlagen anfallenden Klärgas anhand einwohnerspezifischer Kennwerte für die Region abgeleitet. Die Grundlage hierfür lieferte eine Untersuchung des Hauptklärwerks in Trier.

Die Bioenergiepotenziale für die Region wurden auf Basis von Einwohnerzahlen, Flächenanteilen und Ernteerträgen sowie auf Grundlage des Viehbestandes in der Region ermittelt. Die Methodik für land- und abfallwirtschaftliche Biomassepotenziale orientiert sich dabei an dem Berechnungsansatz, der im Rahmen des BMWi-Forschungsvorhabens „KomInteg“ zur Abschätzung des Bioenergiepotenzials auf kommunaler Ebene entwickelt worden ist [13]. Lediglich für den Bereich der Forstwirtschaft (dies

betrifft die Energieholzpotenziale) wurde hiervon abweichend auf eine bestehende Potenzialermittlung des Landesbetriebes Landesforsten Rheinland-Pfalz zurückgegriffen. Insgesamt wurden in der Studie folgende Bioenergiepotenziale unterschieden: Energiepflanzenpotenzial durch den Anbau von Mais, Raps, Ganzpflanzensilage, Ackergras und Kurzumtriebsplantagen; Energiepotenzial aus tierischen Nebenprodukten (Flüssig- und Festmist); Energiepotenzial von Grünlandflächen; Strohpotenzial; Energiepotenzial aus der Vergärung sowie aus der Verbrennung von Grünabfällen; Altholzpotenzial und Energieholzpotenzial.

Neben Solarthermie, Umweltwärme, Klärgas und Bioenergie wird voraussichtlich auch Erdgas einen wesentlichen Betrag zur Substitution von Heizöl, Flüssiggas etc. in den nächsten Jahren leisten. Zur Bestimmung des Potenzials zur Verdichtung des Erdgasnetzes in der Region wurde der aktuelle Anschluss- und Erschließungsgrad in den bestehenden Teilnetzen untersucht. Die Neuerschließung von Neubaugebieten mit Erdgas wurde dagegen aus wirtschaftlichen Gründen ausgeschlossen. Zudem wurden die einzelnen (bisher nicht mit Erdgas versorgten) Städte und Gemeinden bezüglich ihrer Eignung zur Errichtung eines Fern- bzw. Nahwärmenetzes bewertet. Hierbei wurden neben der Wärmedichte auch weitere Faktoren, wie die (demografisch motivierte) Zukunftsfähigkeit der Gemeinden, berücksichtigt.

2.3 Entwicklung eines möglichst realistischen Zukunftsszenarios

Im dritten Schritt wurde im Rahmen der zuvor ausgewiesenen Potenzialgrenzen und basierend auf der Energiereferenzprognose des BMWi [14] ein ambitioniertes Energieszenario für die Projektregion entwickelt. Dies geschah in einem iterativen Abstimmungsprozess zwischen den Projektpartnern, dem Auftraggeber und weiteren Schlüsselakteuren. Dabei stand das Ziel im Vordergrund, ein möglichst realitätsnahes und praktisch umsetzbares Zukunftsszenario zu entwickeln. Die einzelnen Annahmen des Szenarios können aus Komplexitätsgründen an dieser Stelle nicht detailliert dargestellt werden. Daher sei an dieser Stelle nochmals auf den Projektabschlussbericht verwiesen. [1]

2.4 Formulierung eines Leitbildes mit entsprechenden Maßnahmen und Zielen sowie Best-Practice-Beispielen

Aus dem regionalbasierten Szenario wurden im letzten Schritt konkrete Umsetzungsziele sowie ein Leitbild für die Region abgeleitet. Das Leitbild ist dabei als Charta formuliert, der durch Unterzeichnung weitere Akteure aus der Region beitreten können. Adressiert werden dabei überregionale (z.B. Verbände), regionale (z.B. Planungsgemeinschaft Region Trier, Kammern) und lokale (z.B. Städte, Landkreise, Verbandsgemeinden, Ortsgemeinden, Vereine, Unternehmen) Akteure. Das Leitbild zielt somit in erster Linie darauf ab, möglichst viele Akteure zu erreichen und für die Inhalte und Beweggründe der Wärmewende zu sensibilisieren. Gleichzeitig schafft das Leitbild eine gemeinsame (und akzeptierte) Basis für die weitere Klimaschutzarbeit in der Region.

Darüber hinaus wurde das Szenario mit geeigneten Maßnahmen und Maßnahmenbeispielen aus der Region (in Form von Steckbriefen) hinterlegt. Die Maßnahmen wurden zudem nach Handlungsfeldern untergliedert und in eine Wärmestrategie überführt. Dies geschah wiederum in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber im Rahmen mehrerer Arbeitstreffen.

3. Ergebnisse und Diskussion

Der Wärmeverbrauch der Region Eifel-Tier liegt derzeit bei ca. 8.600 GWh pro Jahr (davon 40 % im Bereich der Privathaushalte, 10 % im Bereich Kleingewerbe, Handel und Dienstleistungen und 50 % im Bereich der Industrie und des Großgewerbes). Ein Drittel davon verteilt sich auf die drei größten

Städte der Region (Trier, Bitburg und Wittlich) und damit auf etwa 4 % der Gebietsfläche. Dies ist vor allem auf die hohe Wohndichte sowie die Ansiedlung der Industrie in den Städten zurückzuführen. Insgesamt ist die Wärmedichte (gemeint ist damit der Wärmebedarf bezogen auf die versiegelte Fläche) in der Region jedoch als gering einzustufen – zumindest im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt, der etwa 35 % über dem Wert der Region liegt. Durch die energetische Sanierung der Wohngebäude sowie entsprechende Einspar- bzw. Effizienzmaßnahmen in der Industrie und im Gewerbe kann der Wärmeverbrauch langfristig voraussichtlich auf 5.500 GWh reduziert werden. Dies entspricht einer Einsparung von ca. 36 % gegenüber dem heutigen Wärmeverbrauch.

Bislang werden zudem etwa 11 % der benötigten Wärmemenge in der Region durch erneuerbare Energien (davon 6 % Scheitholz, Holzpellets und Holzhackschnitzel; Solarthermie kleiner 0,01 %) bereitgestellt. Der bundesweite EE-Anteil am Wärme- und Kälteverbrauch liegt im Vergleich dazu bei 13,4 %. Der größte Teil der Wärme in der Region wird dagegen durch die Verbrennung fossiler Energieträger erzeugt (etwa 55 % Heizöl, Flüssiggas u.ä., 24 % Erdgas und 9 % nicht erneuerbarer Strom). Vor allem in den ländlichen Gemeinden der Region überwiegt dabei noch immer der Anteil an Heizöl. In den Städten besteht dagegen zumeist ein hoher Anteil an Erdgas-versorgten Gebäuden.

Das Potenzial der erneuerbaren Wärmebereitstellung in der Region (Biogas und Holz verstärkt in den ländlichen Gemeinden; Solarthermie dagegen stärker in den Städten) liegt bei rund 2.700 GWh pro Jahr. Zusätzlich könnten durch den Einsatz von regenerativ betriebenen Wärmepumpen jährlich etwa 5.000 GWh Wärme aus der Umwelt genutzt werden. Dies erfordert allerdings einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, beispielsweise der Windenergienutzung.

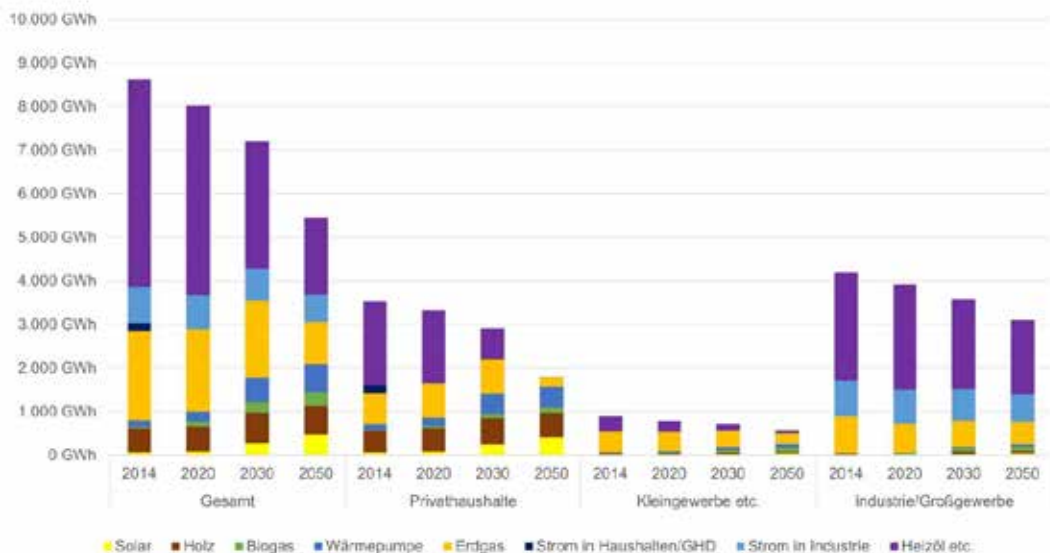


Abb. 1: Entwicklung der Wärmeversorgung in der Region Eifel-Trier (Szenario)

Realistischerweise lässt sich bis zum Jahr 2050 aus heutiger Sicht und unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur ein Teil des vorhandenen Potenzials nutzen (Abb. 1). Nach Einschätzung der an der Szenarientwicklung beteiligten Akteure erhöht sich der Anteil der erneuerbaren Energien (Biogas, Holz, Solarthermie, zum Teil netzgebunden) somit von heute 600 GWh auf 1.400 GWh im Jahr 2050. Der EE-Anteil an der Wärmeversorgung läge damit bei 26 %. Zusätzlich können jährlich etwa 650 GWh Wärme durch den Einbau elektrischer Wärmepumpen bereitgestellt werden. Die

Anteile an Erdgas und Heizöl sind dagegen rückläufig. Dennoch wird ein Großteil der Wärme (etwa 60 %) – dies ist vor allem durch den Industriesektor bedingt – auch noch im Jahr 2050 fossiler Natur sein. Die Einspar- bzw. Ausbauziele der Bundesregierung (s.o.) werden daher deutlich verfehlt.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Szenarienbetrachtung konnte erstmals in Deutschland – abgesichert durch die Erfahrungen der Praxispartner vor Ort – beispielhaft nachgewiesen werden, dass unter den heute zu erwartenden Rahmenbedingungen eine Wärmeversorgung mit den regional verfügbaren Potenzialen bis zum Jahr 2050 realistischweise nicht möglich ist – und das selbst in einer ländlichen Region wie der Region Eifel-Trier, die hohe Flächenpotenziale aufweist. Berücksichtigt wurden dabei sowohl die vorhandenen EE-Potenziale als auch die Effizienz- und Einsparpotenziale. Als problematisch erwies sich hierbei vor allem der Wärmebedarf der Industrie, der aufgrund des Hochtemperatur-Prozesswärmebedarfes nur zu einem geringen Teil durch erneuerbare Energien aus der Region gedeckt werden kann.

Um die Wärmeversorgung in der Untersuchungsregion Eifel-Trier klimaneutral zu gestalten, müssten nach den Hochrechnungen der Studie zusätzlich etwa 800 GWh Strom jährlich regenerativ erzeugt und zur Wärmeversorgung (z.B. durch Power-to-Heat-Anwendungen) genutzt werden. Dies entspricht unter Berücksichtigung von Verlusten bei der Verstromung und Zwischenspeicherung mehr als 150 zusätzlichen Windenergieanlagen à 3 MW installierter Leistung. Der Strommarkt muss demnach stärker als bisher mit dem Wärmemarkt verknüpft werden (Sektorkopplung), soll die Energiewende tatsächlich gelingen. Statt einer Deckelung des EE-Ausbaus (siehe aktuelles EEG), sollte der Ausbau der Wind-, Bio- und Solarenergie ungebremst fortgesetzt werden, um regenerative Stromüberschüsse zu erzielen, die dann, zum Beispiel über Power-to-Heat-Anwendungen, zur Wärmebereitstellung genutzt werden können. Gleichzeitig müssen Untersuchungen angestellt werden, inwiefern weitere Potenziale im Wärmesektor mobilisiert werden können. Dies umfasst insbesondere die Nutzung der Biomasse als Prozesswärme in der Industrie, den Import von Holzpellets (unter Beachtung von Nachhaltigkeitskriterien) als Ergänzung zu den vor Ort vorhandenen Biomassepotenzialen, die weitere Verwertung von Reststoffen (z.B. Altholz) sowie den Ausbau der Solarthermie in Kombination mit Wärmenetzen und saisonalen Speichern.

Insgesamt braucht die Wärmewende einen breiten gesellschaftlichen Konsens. Zudem ist neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien eine Intensivierung der Effizienz- und vor allem der Suffizienzbemühungen notwendig, um den Energiebedarf nachhaltig in allen Sektoren zu minimieren und somit die Energiewendeziele der Bundesregierung zu erreichen.

5. Literaturverzeichnis

- [1] IZES et al.: Wärmestudie Region Eifel und Trier. Endbericht im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung des Landes Rheinland-Pfalz (2017)
- [2] Bundesregierung: Energiekonzept 2010/2011 der Bundesregierung (2010)
- [3] BMWi nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Überblick über den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2016, Stand: Februar 2017 (2017)
- [4] Fishedick, Manfred: Rolle der Wärmewende im Energiesystem, Vortrag im Rahmen der FVEE-Jahrestagung (2015)
- [5] Berger, R. (Hg.): Roland Berger Focus – Wärmewende in Sicht. Die Wärmewende der Zukunft ist erneuerbar und dezentral: Was das für Versorger bereits heute bedeutet (2017)
- [6] BMUB: Merkblatt Erstellung von Klimaschutzkonzepten. Richtlinie zur Förderung von

- Klimaschutzkonzepten in sozialen, kulturellen und öffentlichen Einrichtungen im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative vom 22.06.2016 (2017)
- [7] ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für das verarbeitende Gewerbe. Pilotstudie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) (2010)
- [8] Wenzelides, M.: Entwicklung einer Methode zur Erfassung des Potenzials und des Verbrauchs von Dendromasse am Beispiel des Bundeslandes Nordrhein-Westfalen. Dissertation. Westfälische-Wilhelms Universität Münster (2009)
- [9] IWU (Hg.): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, Anhang B – Ermittlung der Energiekennwerte, B.1 Berechnung von Gebäude-Energiebilanzen gemäß TABULA-Verfahren, Methodik der Bilanzierung, S. 75 (2015)
- [10] Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Regionaldatenbank Deutschland. Online verfügbar unter: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online>, aufgerufen am 17.02.2016
- [11] IER: Wärmealas Baden-Württemberg – Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Endbericht. FKZ: BMW 25007. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) (2009)
- [12] IER: Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland der Universität Stuttgart (2014)
- [13] IZES et al.: Nachhaltige Integration von Bioenergiesystemen im Kontext einer kommunalen Entscheidungsfindung. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages, FKZ 03KB066A-C, Saarbrücken / Wuppertal / Oberhausen: IZES gGmbH / Wuppertal Institut / Fraunhofer UMSICHT (2015)
- [14] Prognos et al.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Endbericht, Projekt Nr. 57/12, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Basel/Köln/Osnabrück: Prognos/EWI/GWS (2014)

Entwicklung und Test eines Microgrid Controllers

Maria Nuschke, Ron Brandl, Juan Alvaro Montoya Perez

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel

Gruppe Netzregelung und Netzdynamik

Abstrakt

Die steigende Durchdringung von erneuerbaren Energieanlagen (EEA) im elektrischen Verteil- und Übertragungsnetz und der damit beginnende Ersatz von konventionellen Kraftwerken erfordern eine verstärkte Teilnahme der EEA an Systemdienstleistungen, welche bisher durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Die räumliche Verteilung und die wachsende Anzahl der Anlagen erhöht die Komplexität der Koordinierung von verschiedenen Systemdienstleistungen, wie z.B. Regelleistungsbereitstellung, Netzwiederaufbau, oder Spannungs- und Frequenzhaltung. Eine Dezentralisierung bis hin zu miteinander verbundenen Microgrids als überschaubare Regelzone scheint in diesem Kontext interessant. Darüber hinaus spielen Microgrids mit Integration von EEA zur Elektrifizierung von netzfernen Gebieten seit mehreren Jahrzehnten eine signifikante Rolle. Hier wird die Entwicklung eines Microgrid Controllers vorgestellt, welcher im Microgrid verschiedene koordinative Aufgaben übernimmt. Dabei stehen die Entwicklungs- und Testphasen mit exemplarischen Ergebnissen im Vordergrund.

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung sehen eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um mindestens 80% vor. Um diese Ziele zu erfüllen, soll die Energieeffizienz steigen und der Energieverbrauch gesenkt werden. Wesentliches Mittel zur Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen ist der Ersatz von konventionellen, auf fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerken durch erneuerbare Energieanlagen. Betrachtet man die bisherige Situation, so decken erneuerbare Energien in Deutschland einen Anteil von über 30% des Bruttostromverbrauchs ab, wobei die EEA überwiegend in Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossen worden sind, siehe Abbildung 1. Die Steigerung auf mindestens 80% im Jahr 2050 ist nur mit Veränderungen in Verteilung und Verbrauch von elektrischer Energie möglich.

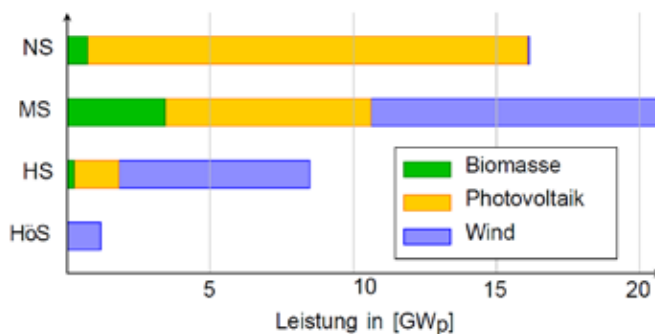


Abb. 1: Installierte Leistung EEA je Spannungsebene, eigene Darstellung nach [1], Stand August 2015

Eine Transformation des elektrischen Netzes hat verschiedene Teilaspekte [2]:

- Die Energiebereitstellung erfolgt zunehmend aus EEA mit einer un stetigen Leistungsabgabe.
- Die Energieanlagen sind über das gesamte elektrische Netz in allen Spannungsebenen verteilt.
- Im Versorgungssystem werden vermehrt Sensoren installiert, welche die Beobachtbarkeit des Netzes verbessern.
- Die Anzahl an leistungselektronisch gekoppelten Anlagen nimmt zu.

Aus diesen Veränderungen ergeben sich mehrere Konsequenzen. Eine der Kernkonsequenzen ist, dass zukünftig EEA eine tragende Rolle in der Bereitstellung von sowohl Energie als auch Systemdienstleistungen übernehmen müssen, um eine gleichbleibend hohe Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten. Um EEA in großer Zahl optimal in das Energieversorgungsnetz zu integrieren, gibt es verschiedene Ansätze. Da aufgrund der Vielzahl von Anlagen die Komplexität der Koordinierung von Verbrauch, Einspeisung und Systemdienstleistungen steigt, scheint es zunächst sinnvoll, die Größe der Netzabschnitte innerhalb einer Regulierungszone zu verringern. Ein möglicher Ansatz ist daher die zunehmende Dezentralisierung des Netzes hin zu einem Verbund von mehreren separat koordinierten Netzzellen, sog. Microgrids, welche im netzgekoppelten Betrieb oder auch Inselbetrieb operieren können. Vor diesem Hintergrund werden am IWES im national geförderten Verbundprojekt NETZ:KRAFT die Integrationsmöglichkeiten von EEA beim Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen im elektrischen Netz untersucht. Dazu wird der konventionelle Netzwiederaufbauplan um den Einsatz von EEA erweitert und parallel die Bildung von Versorgunginseln im Verteilnetz auf Basis von EEA zur Verkürzung von Ausfallzeiten betrachtet. Für letzteren, dezentralen Ansatz wurde ein Microgrid Controller (MGC) entwickelt.

In den folgenden Abschnitten 2 und 3 werden das untersuchte Microgrid und der entwickelte Microgrid Controller vorgestellt. Kapitel 4 stellt einige ausgewählte Simulationsergebnisse dar und Kapitel 5 schließt mit einer Zusammenfassung ab.

2. Microgrid

Das untersuchte Microgrid basiert auf einer bestehenden Laborinfrastruktur. Dabei sind alle EEA durch Wechselrichter an das Netz gekoppelt. Es stehen ein Batteriewechselrichter und ein multifunktionaler Batterie-PV-Wechselrichter zur Verfügung, siehe Abbildung 2. Die Netzspannung in Amplitude und Frequenz wird hierbei durch den Batterie-PV-Wechselrichter gebildet, der Batteriewechselrichter ist kommerziell verfügbar und als Netz speisende Anlagen ausgeführt. Folgende Tabelle zeigt die relevanten technischen Daten der Komponenten.

Tab. 1: Übersicht technische Daten Microgrid

Komponente	Kürzel	Installierte Leistung/ installierte Kapazität
Netzbildender Wechselrichter	VCI	100 kW
RLC-Last	Last	Je 100kVA ohmsch, induktiv und kapazitiv
Photovoltaikanlage	PV_VCI	100 kWp
Batterie VCI	Bat_VCI	100 kWh
Batteriewechselrichter	CCI	500 kW
Batterie CCI	Bat_CCI	500 kWh

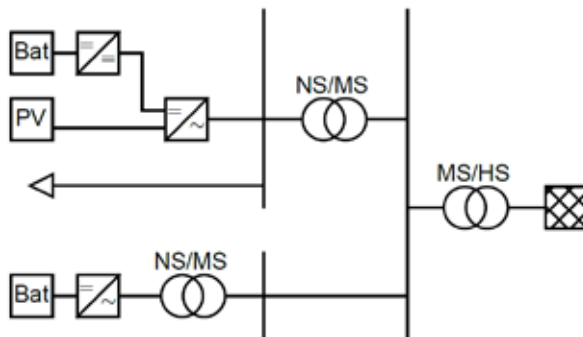


Abb.2: Modell Microgrid auf Basis der Laborinfrastruktur

Die Laborinfrastruktur repräsentiert ein Ortsnetz mit dem PV-Batterie-Wechselrichter als Netzbildner und einer aggregierten Last sowie benachbarte Speicher- bzw. Einspeisenetze. Im Falle eines Schwarzfalls des übergeordneten Netzes wird das Microgrid auf der Unterspannungsseite des MS/HS-Trafos getrennt und als Insel betrieben.

3. Microgrid Controller (MGC)

Der MGC übernimmt im Microgrid koordinierende Aufgaben, welche den sicheren Betrieb der Komponenten und eine möglichst lange Versorgung der angeschlossenen Lasten gewährleisten:

- Initiierung, Koordinierung und Überwachung des Wiederaufbaus im Microgrid nach Großstörungen,
- Energiemanagement im Inselbetrieb,
- Umsetzung eines adaptiven Netzschutzkonzeptes sowie
- Resynchronisierung und Zuschaltung auf das übergeordnete Netz bzw. auf ein weiteres Microgrid.

Zusätzlich werden im MGC alle relevanten Messwerte und Betriebsparameter in sekundlicher Auflösung zum Zweck der nachträglichen Anlagenüberwachung gespeichert. Zur Bedienung wurde eine graphische Oberfläche erstellt, welche die wichtigsten Betriebsparameter überblicksartig zeigt und die Eingabe von Benutzerkommandos ermöglicht, siehe Abbildung 3. Als Hardware wurde eine BACHMANN Steuerung MX 220 verwendet.

Da eine Hardwareimplementierung des Controllers vorgesehen war, erfolgte die Entwicklung in mehreren Schritten:

1. Modellbildung in Matlab/Simulink,
2. Software-in-the-Loop-Test in Matlab/Simulink (SiL),
3. Implementierung und Test Modbus-Interface
4. Controller-Hardware-in-the-Loop-Test mit echtzeitfähiger SPS und Echtzeit-Simulator (CHiL),
5. Power-Hardware-in-the-Loop mit teilweiseem Ersatz des simulierten Netzes durch reale Komponenten (PHiL) und
6. geplante Labordemonstration.

In Abschnitt 4 werden Ergebnisse aus den Testphasen SiL, CHiL und PHiL vorgestellt.

4. Testphasen des MGC

Nachfolgend werden die durchlaufenen Testphasen und die verwendeten Komponenten vorgestellt sowie exemplarisch Ergebnisse dargestellt.

4.1 SiL-Tests

Die simulativen Tests fanden in der Entwicklungsumgebung Matlab/Simulink statt. Alle Komponenten wurden in einem Simulationsmodell simuliert, siehe Abb. 3. Die Ergebnisse des SiL-Tests werden als Referenzfälle für die folgenden Testphasen verwendet und daher in den folgenden Abschnitten diskutiert.

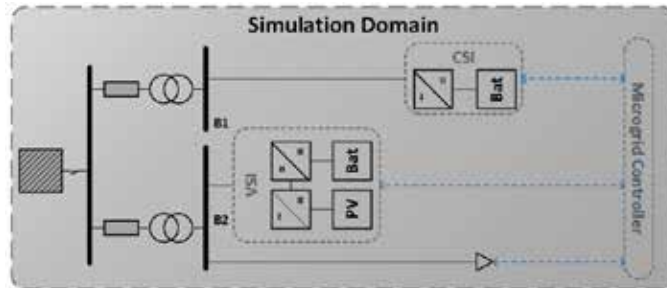


Abb. 3: Schematische Übersicht SiL-Test

4.2 CHIL-Tests

Nach erfolgreicher Validierung der entwickelten Modelle und Betriebsführung des MGC mittels SiL-Tests wurden die Modelle des Microgrid auf einen Echtzeitrechner übertragen und die Betriebsführung für die Zielhardware kompiliert. Abb.4 zeigt den Echtzeitrechner und dessen Host-PC mit dem Anlagenmodell rot und die Echtzeitsteuerung mit deren Host-PC in gelb umrandet. Die Übersicht über den Testaufbau ist schematisch in Abb. 5 dargestellt.

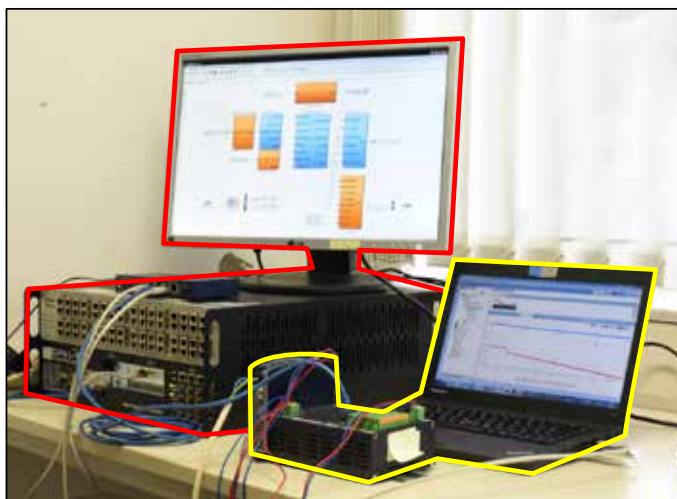


Abb. 4: Testaufbau CHIL

Ziele des CHiL sind:

- Überprüfung der technischen Performance des Steuerungsgerätes
- Überprüfung der Kommunikation
- Test von verschiedenen Testfällen in verschiedenen Betriebsmodi zum Vergleich mit Testergebnissen aus SiL-Tests.

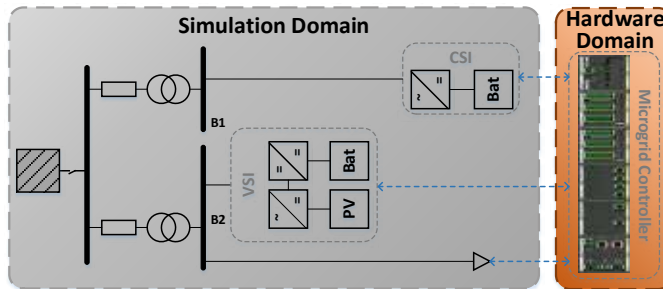


Abb. 5: Schematische Übersicht CHiL-

Des Weiteren ist die Simulationszeit des Anlagenmodells in Echtzeit wesentlich schneller, sodass hier auch Langzeittest mit dem dynamischen Modell durchlaufen werden können. Aufgrund der Simulationsdauer wurde für Langzeitsimulationen im Rahmen der Entwicklung des Energiemanagements ein stationäres Modell entwickelt, in welchem die Dynamik der Komponenten vernachlässigt wurde.

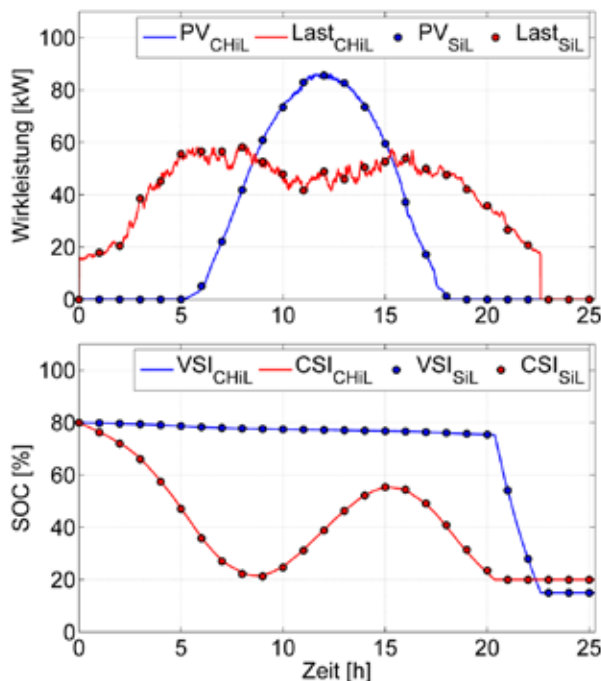


Abb.6: Ergebnisse aus CHiL und SiL als Referenzwerte

Abb. 6 zeigt im oberen Teil die Leistungsverläufe von Last und Photovoltaikeinspeisung als Eingangsgrößen. Dabei sind Leistungsbedarf der Last und Einspeisung der PV-Anlage mit positivem Vorzeichen versehen. Im unteren Diagramm sind die Batterieladezustände (SOC) der beiden Batterien dargestellt. Die Verläufe sind für einen Netzausfall an einem sonnigen Sommertag um 00:00 Uhr bei einem SOC beider Batterien von 80% dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Ladezustand der Batterie des VSI über den Tagesverlauf nahezu konstant bleibt und diese Batterie erst dann entladen wird, wenn die Batterie des CSI die untere Ladegrenze erreicht hat. Dies wurde so umgesetzt, da der VSI die netzbildende Komponente ist und solange wie möglich einsatzbereit bleiben muss. Aus diesem Grund wird zuerst die Batterie des CSI entladen und erst danach die des VSI. Weiter wird in der Abbildung deutlich, dass die Ergebnisse des SiL und die des CHiL direkt übereinander liegen. In beiden Fällen werden die Batterien absolut gleich entladen und es kann eine Betriebsdauer im Inselbetrieb von 22h gewährleistet werden. In diesen und weiteren Tests konnten die Ergebnisse des CHiL erfolgreich gegen diejenigen des SiL-Test verifiziert werden.

4.3. PHiL-Tests

Im PHiL-Test wird ein Teil der simulierten Strecke im Modell entfernt und durch die reale Komponente ersetzt. Der Echtzeitrechner wird über Leistungsverstärker mit der realen Komponente verbunden. Der Leistungsverstärker stellt die Spannung am Netzanschlusspunkt der Komponente bereit, misst den Strom, welcher von der Komponente eingespeist wird und wandelt diesen in ein Eingangssignal für die Echtzeitsimulationsumgebung um. Der schematische Überblick ist in Abb. 8 dargestellt. Abb. 7 zeigt drei Leistungsverstärker, den Echtzeitrechner und dessen Host-PC. Abb. 9 zeigt den im Versuch verwendeten Batteriewechselrichter und Abb. 10 die Leitwarte der Außentestanlage des Laborbereiches.



Abb. 7: Leistungsverstärker für PHiL

Ziele des CHiL-Tests sind:

- Realitätsnaher Test der Steuerung
- Überprüfung des Zusammenspiels der realen Komponenten
- Flexibilität der Testszenarien ähnlich wie bei rein simulativen Tests
- Überprüfung der Kommunikation zwischen Steuerung und realem Wechselrichter

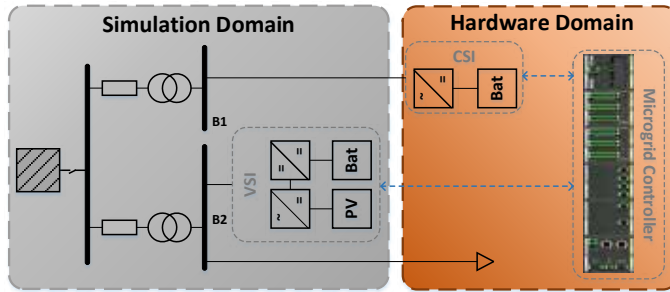


Abb. 8: Schematische Übersicht für PHIL-Test



Abb. 9: Batteriewechselrichter SCS 500, SMA mit Batteriecontainer und Transformatorstation



Abb. 10: Leitwarte Außentestanlage System

Im Labor wurden bisher keine Dauertests über mehrere Stunden durchgeführt. Daher werden hier Szenarien mit Änderungen in Last und PV-Einspeisung getestet. Abb. 11 zeigt die Eingangsdaten im oberen Diagramm und die daraus resultierenden Leistungsverläufe der Wechselrichter im unteren

Diagramm. Wobei Leistungsbedarf der Last und PV-Einspeisung mit positivem Vorzeichen behaftet sind. Das Entladen der Batterien wird mit positivem Vorzeichen berücksichtigt, Laden mit negativem.

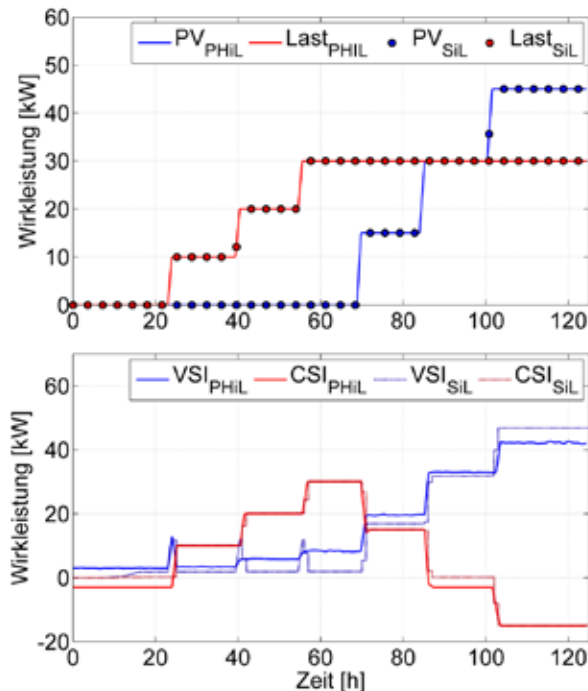


Abb. 11: Ergebnisse aus PHiL und SiL als Referenz

Zu Beginn des Versuchs bis $t = 23$ sind keine Lasten an das Microgrid angeschlossen. Die Ergebnisse des PHiL-Tests zeigen hier einen Leistungsausgleich zwischen VSI und CSI, da der LC-Filter des CSI einen Eigenbedarf hat, welcher bei einem Leistungswert von 0kW AC-seitig bereitgestellt wird, um die Batterie auf der DC-Seite nicht ungewollt zu entladen. Dieser Verlust wird durch den VSI gedeckt. Dieser Effekt wurde in der Modellierung nicht berücksichtigt, daher wird zeigt der CSI-Leistungsverlauf zu Beginn im SiL-Test keinen negativen Offset. Der quadratische Anstieg der Wirkleistung des VSI im SiL-Test zum Zeitpunkt $t = 10$ s wird durch die lineare Spannungssteigerung bis auf Nennspannung verursacht. Die modellierten Leitungen und Transformatoren weisen Verluste auf, welche quadratisch mit steigender Spannung anwachsen. Im PHiL-Test war die Spannung zu Beginn bereits hergestellt. Nach dem Leistungssprung bei $t = 23$ s reagiert zunächst der VSI im PHiL und auch im SiL. Nachdem der MGC einen neuen Leistungswert für den CSI berechnet und gesendet hat, steigt die Leistung des CSI und die des VSI sinkt entsprechend. Die folgenden Lastsprünge bei $t = 39$ s und $t = 54$ s verursachen gleiches Verhalten in beiden Wechselrichtern, lediglich die Verluste sind unterschiedlich hoch, was im Unterschied der Netzbetriebsmittel in Modellierung und Realität begründet ist. Die fehlenden Ausgleichsspitzen des VSI im PHiL beim sprunghaften Lastanstieg resultieren aus der langsameren Dynamik des Leistungsverstärkers.

Bei $t = 68$ s wurde ein Anstieg der PV-Leistung simuliert, welcher in einem Anstieg der Leistung des VSI und gleichermaßen einem Rückgang der Leistung des CSI resultiert. Die Batterie des CSI wird durch die PV-Einspeisung des VSI geladen. Zwischen $t = 84$ s und $t = 100$ s heben sich Last und PV-Einspeisung gegenseitig auf und der CSI wird weder ge- noch entladen, da die Last direkt durch die PV-Einspeisung des VSI gedeckt wird. Ab $t = 100$ s übersteigt die Einspeisung aus PV die Last und die

Batterie des CSI wird geladen. Der Leistungsverlauf des CSI ist in beiden Testphasen exakt der selbe, lediglich bei einer Leistungsvorgabe von 0kW zeigt der reale Wechselrichter im PHIL-Test einen negativen Leistungsoffset durch die internen Filterverluste. Die zentrale Sollwertberechnung des Microgrid Controllers funktioniert auch auf der Steuerungshardware im Zusammenspiel mit dem echten Wechselrichter erwartungsgemäß.

5. Zusammenfassung

Es wurden die Entwicklungsschritte eines MGC gezeigt. Diese Steuerung stellt im Microgrid eine zentrale Betriebsführungseinheit, welche sowohl zu Initiierung, Koordination und Überwachung des Versorgungswiederaufbaus eines Microgrids nach Ausfall des übergeordneten Netzes als auch zum Energiemanagement im Inselbetrieb dient. Es wurden die Vorteile einer jeden Testphase erläutert und beispielhaft Testergebnisse dargestellt. Dabei zeigten Die Testergebnisse von CHIL und PHIL die gewünschte Übereinstimmung mit den rein simulativ bestimmten Ergebnissen (SiL). Die nächsten Schritte sind Langzeittests in der PHIL-Testumgebung und final der reine Hardwaretest. Im Rahmen des Projektes wird momentan auch eine Windkraftanlage errichtet, welche sowohl in das Netzwiederaufbaukonzept als auch das Energiemanagementkonzept eingebunden werden wird. Im Hinblick auf das Projektergebnis konnte nach Auftreten eines übergeordneten Netzausfalls der dezentrale Aufbau einer Versorgungsinsel im Verteilnetz und deren Betrieb bis zur Entladung der Batterien gezeigt werden.

6. Danksagung

Die hier vorgestellten Arbeiten wurden im Rahmen des Verbundvorhabens NETZ:KRAFT (FKZ: 0325776A) durchgeführt. Dieses Projekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb der Forschungsinitiative "Intelligente Stromnetze" gefördert.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS):
Energymap, Datensatz amtliche Anlagenregister, <http://www.energymap.info/download.html>,
Zugang: 20.08.2015
- [2] R. D'hulst, J. Merino Fernandez, E. Rikos, D. Kolodziej, K. Heussen, D. Geibel, A. Temiz, and C. Caerts:
„Voltage and frequency control for future power systems: the electra irp proposal”,
EDST Conference Vienna, September 2015
- [3] M. Nuschke:
„Development of a Microgrid Controller for Black Start Procedure and Islanding Operation”,
Proceedings IEEE INDIN'2017, Emden, Juli 2017
- [4] Jan von Appen:
„Erzeugung zeitlich hoch aufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen“,
Power and Energy, 2014.

Wer blickt denn da noch durch?

Wie Sie mit Hilfe der Informationsvisualisierung komplexe Energie-Verbrauchsstrukturen verstehen und Optimierungspotentiale erkennen können!

Enrico Nauck

ITC AG, Dresden, www.itc-ag.com

Zusammenfassung

Dieses Paper setzt sich mit der Frage auseinander, wie Entscheidungen aus Informationen gewonnen werden können, welche aus der Überwachung energietechnischer und -wirtschaftlicher Prozesse stammen. Dazu gibt dieses Paper einen Überblick in die Planung und Durchführung von Vorhaben, in welchen Informationen als Entscheidungsgrundlage gesammelt und ausgewertet werden. Im Anschluss wird eine Möglichkeit vorgestellt, die es erlaubt, in umfangreichen Informationssammlungen nach aussagefähigen Entscheidungsgrundlagen zu suchen. Die gewonnenen Erkenntnisse werden anhand eines Beispiels illustriert.

1. Informationen sind elementarer Bestandteil einer gelungenen Energiewende

Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, die Optimierung von Übertragungs- und Versorgungsnetzkapazitäten sowie die Steigerung der Energieeffizienz auf Seiten der Letztverbraucher sind die zentralen Bausteine der Energiewende.

Dazu werden kommunikativ vernetzte Anwendungen, sogenannte „Smart Components“ in den Mittel- und Niederspannungsnetzen zunehmend integriert. Das können zum Beispiel „intelligente Ortsnetzstationen“ sein, welche zum netzseitigen Lastmanagement oftmals als Alternative für einen Netzausbau eingesetzt werden. Neben (Smart) Grid-seitigen bzw. netzdienlichen Mechanismen werden auch marktdienliche Mechanismen (orientiert am Smart Market) zukünftig in Energiesystemen eingesetzt. Am Smart Market orientieren sind Anwendungen, welche zur Verbrauchssteuerung eingesetzt werden. Im einfachsten Fall können das Smart Meter sein, welche anhand einer hohen zeitlichen Auflösung dem Letztverbraucher seinen Stromverbrauch zeitbasiert aufzeigen. [1]

In zukünftigen Szenarien werden netzdienliche und marktdienliche Funktionen zunehmend miteinander verschmelzen. Letztverbrauchern wird hierbei die Chance gegeben werden, sich aktiv am Energiemarkt zu beteiligen und mit diesem zu interagieren. Nutzen lassen sich heute bereits verschiedene Anwendungen: Unterbrechbare Erzeuger und Verbraucher, aber auch Möglichkeiten zur lokalen Blindleistungsregelung sollen hierbei nur exemplarisch genannt sein.

Diese Vernetzung erfordert den Einsatz leistungsfähiger Informations- und Kommunikationstechnologien, um große Mengen an Informationen zu erfassen, zu übertragen und zu verarbeiten. Diese großen Informationsmengen werden auch als „Big Data“ bezeichnet, welches sich unter anderem über die folgenden Merkmale charakterisiert [2] wird:

- Volume: Es fallen immer mehr Daten an.
- Velocity: Schnelligkeit bei der Datenverarbeitung wird immer wichtiger.
- Variety: Die Datenarten werden immer vielfältiger.
- Value: Mehrwert und neue Chancen durch intelligente Analysen.

Ziel soll es sein, Prozesse plan- und die Zukunft mithilfe von Big Data berechenbar zu machen. Oftmals werden jedoch Datenquellen erschlossen, deren Mehrwert fragwürdig ist sowie Informationen eingesammelt, die für den betrachteten Prozess irrelevant sind. Mit den überproportional steigenden Datenmengen wächst der Bedarf, diese vernünftig auszuwerten und interpretieren. Ziel ist es jedoch, aus den erhobenen Informationen entsprechende Rückschlüsse zu ziehen.

Diese Rückschlüsse helfen, Prozesse besser und effektiver zu überwachen und zu regeln.

Oftmals geschieht auf Seiten der Anwender, dass Daten gesammelt werden. Jedoch ein ausgeklügeltes Messstellen- und Verarbeitungskonzept fehlt. Häufig werden auch mehr Daten gesammelt, als für einen konkreten Anwendungsfall erforderlich sind. In vielen Fällen sind die erfassten Daten auch nicht korrelierend. Allgemein wird dies als das „Big-Data-Paradoxon“ [3] beschrieben.

Letztendlich ist die Interpretation von Informationen nur ein Blick zurück, um die Vergangenheit zu verstehen. Erst die menschliche Kreativität und Inspiration ermöglicht es, die zukünftige Entwicklungen zu prognostizieren und auf den Weg dorthin die richtigen Entscheidungen zu treffen.

2. Von der Information zur Entscheidung – von der Datenquelle zum Managementreport

Die Erhebung und Verarbeitung von Informationen in der Energietechnik wird bereits seit einigen Jahren eingesetzt. Als Beispiel ist die Verwendung von Informationen in der Netzleittechnik zu nennen. Auch werden Windkraft- und Photovoltaikanlagen mittels Anlagen-/Condition-Monitoring überwacht und ggf. gesteuert.

Dabei gilt: Je selektierter die Datenquelle ausgewählt wird, desto eindeutiger lassen sich die gewonnenen Daten interpretieren und kontextbasiert als Entscheidungshilfe nutzen. Hierbei sollten die Ziele von Anfang an bekannt sein.

Die Herausforderungen der Digitalisierung sind insbesondere im Bereich der Datenverarbeitung zu sehen. Die zunehmende Vernetzung und Kommunikation von Komponenten im Energiesystem erlaubt auch die permanente Erfassung und Speicherung aller verfügbaren Parameter. Neben eigenen Daten lassen sich diese zusätzlich mit Geo-, Verhaltens-, Targeting- und Trackinginformationen anreichern. Diese stammen oftmals von Zweit- oder Drittanbietern. Dadurch entstehen hochdimensionale Datensätze, die Informationen enthalten, welche zunächst Wettbewerbsvorteile versprechen. [4]

Die Zunahme der Datenmenge und der zur Verfügung stehenden Datenquellen führen jedoch oftmals dazu, dass der Betrachter schlicht überfordert ist. Wichtige Entscheidungen werden somit behindert. Dies ist dann der Fall, wenn Informationen aus vielerlei Datenquellen erfasst und gespeichert werden, es jedoch an Wissen fehlt, wie diese Informationen auch ausgewertet werden können.

2.1 Organisatorische Abfolge der Datenerfassung & Informationsnutzung

Hilfreich ist hierbei ein strukturiertes und strategisches Vorgehen, um effektiv die richtigen Daten zu erheben, diese korrekt auszuwerten und letztlich die daraus abgeleiteten Informationen für sein Geschäftsmodell oder einen ganz konkreten Anwendungsfall zu nutzen! Als Grundlage für diesen Gedankengang dient der vom Digitalverband BITKOM erarbeitete Leitfaden „Management von Big-Data-Projekten“ [5]. Das darin vorgestellte Modell orientiert sich am Mehrwert, welcher aus der Interpretation bestehender und neuer Daten möglich ist und beinhaltet parallel dazu eine Analyse, wie die Daten aus physikalischer Sicht gewonnen und genutzt werden können.

Die Schritte umfassen:

- **Assessment**

Im Assessment werden die Potenziale durch den Einsatz von Big Data identifiziert und die Herausforderungen zu ihrer Freisetzung ermittelt. Oberste Prämisse ist hierbei, dass Informationen als Grundlage für Entscheidungen auf Management-Ebene wahrgenommen werden müssen. Entsprechend werden im Assessment die Grundlagen für das spätere Reporting sowie nachfolgende mögliche Schritte gelegt.

Durch [5] empfiehlt sich hier eine schrittweise Herangehensweise wie folgt:

- Big-Data-Discovery-Workshop: Dieser Workshop dient zur Bestimmung erster

Ziele sowie dem Aufzeigen von Möglichkeiten anhand der bereits im Unternehmensumfeld vorhandenen Erfahrungen des Unternehmens.

- **Big-Data-Readiness-Assessment:** Hier steht im Rahmen einer Bedarfsanalyse die Identifizierung der Chancen durch Big Data für einen bestimmten Unternehmensbereich im Vordergrund. Dies gibt wichtige Rückschlüsse für mögliche Big-Data-Projekte. Gleichzeitig lässt sich hierbei auch der aktuelle Big-Data-Status des Unternehmens und die zu bewältigenden Herausforderungen bei der Digitalisierung identifizieren.
- **Big-Data-Evaluierungs- und Strategieansatz:** Die identifizierten Potenziale werden entsprechend ihrer Bedeutung für das Unternehmen priorisiert. Dabei werden vielversprechende Big-Data-Szenarien genauer betrachtet und auf ihre Machbarkeit hin geprüft. In den nächsten Schritten werden dann Lösungsdesigns erarbeitet und Konzepte zum Betriebsablauf und -management erstellt. Die Ergebnisse aller Schritte werden in einer Big-Data-Strategie verankert und in einer Roadmap zeitlich definiert. In einem umzusetzenden Projekt müssen für dieses vor allem die (beabsichtigten) Interessen sowohl aus technische als auch aus wirtschaftlicher Sicht beachtet werden. Daher sind in einem ersten Schritt sowohl die technische, als auch die wirtschaftliche Führung eines Unternehmens einzubinden. Mit beiden Instanzen werden verschiedene Digitalisierungs-Szenarien („Bessere Anbindung von Erzeugern“, „Optimierte Instandhaltung“, ...) erarbeitet und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeitserwartung priorisiert. Hier sollte auch Raum dafür sein, bestehende Geschäftsmodelle zu überdenken bzw. und neuen Ansätzen Raum zu geben. Auf Basis dieser Priorisierung erfolgen dann die weiteren Schritte.

Ein Vorschlag zur Findung von Projekt-Ideen ist der Blick in aktuelle Forschungsprojekte (z.B. Enera [6], ...). Erste Ideen für die Gestaltung von Geschäftsmodellen lassen sich auch mit Veröffentlichungen von Verbänden oder Institutionen (z. B. [7]) identifizieren. Als Grundlage der Entwicklung von Geschäftsmodellen bzw. der Optimierung bestehender Modelle empfehlen sich neuartige Konzepte des Geschäftsmodellentwurfs (z.B. Design Thinking [8], Business Model Generation [9], ...). Letzteres eignet sich insbesondere, da sich nicht nur die Idee, sondern auch wichtige Schlüsselfaktoren sowie -schnittstellen innerhalb eines Unternehmens identifizieren lassen.

- **Readiness**

Grundlage für die erfolgreiche Umsetzung von Big-Data-Projekten ist der Aufbau der erforderlichen Hardware- und Software-Infrastruktur. Auf Grundlage der in der Assessment-Phase bestimmten Ziele werden diese mit der vorhandenen Informations- und Kommunikationstechnik in einer Bedarfsanalyse abgeglichen (Soll-Ist-Abgleich) und entsprechender Erfordernisse (insb. Performance und Verfügbarkeit) ergänzt. Der Abschnitt „Readiness“ im Leitfaden [5] geht durch verschiedene Fragen noch näher auf die Definition der IT-Infrastruktur ein. Neben der Betrachtung der IT-Technik darf auch die Kommunikationstechnik [10] – also die Frage, welche Informationen müssen wann und in welchem Datenvolumen übertragen werden – nicht außer Acht gelassen werden. Wichtig sind auch Überlegungen, wie sich Security- und Safety-Anforderungen (Datenschutz, IT-Sicherheit, ...) hard- und softwaretechnisch umsetzen lassen.

- **Implementierung und Integration**

Der Entwurf und die Entwicklung bzw. die Produktauswahl einer Big-Data-Lösung sowie ihre anschließende Implementierung stehen in diesem Abschnitt im Vordergrund. Die Lösung soll in die bestehende IT-Landschaft integriert werden. Die Lösung soll so ausgelegt werden, dass sie skalierbar und somit auch zukünftigen Anforderungen (Cloud-Dienste, ...) gewachsen ist.

- **Konsolidierung und Migration**

Bei einer Konsolidierung bzw. Übernahme von Daten aus dem bestehenden IT-System bietet sich der Vorteil, bestehende Datenstrukturen zu überdenken und zu bereinigen. Hierbei müssen auch die verschiedenen Big-Data-Anwendungen als neue Datenquelle erschlossen werden.

- **Nutzung der neuen Daten (Data Mining)**

Die neuen Daten gewinnbringend zu nutzen, ist Ziel dieser Phase. Hierzu sollen die Daten je nach Format und Datenquelle aufbereitet und gefiltert werden, um neue Erkenntnisse für die Entscheidungsvorbereitung zu gewinnen. Die Auswertung von Informationen hin zu entscheidungs-beeinflussenden Aussagen muss zielgerichtet erfolgen. Die in Rohform vorliegenden Daten müssen daher immer in einem konkreten Kontext betrachtet werden, um Zusammenhänge zu verstehen. Dieser Prozessschritt wird auch als Data Mining (Informationsgewinnung aus den Rohdaten) bezeichnet.

- **Reporting und Predictive Analytics**

Die neu gewonnenen Informationen sowie die daraus abgeleiteten Feststellungen bilden die Grundlage, um vorhandene Reporting-Prozesse zu optimieren. Reports sind hierbei empfängerorientiert zu gestalten. Das bedeutet, dass die Informationen so aufbereitet werden müssen, dass Prozesse tatsächlich verbessert werden können. Zusätzlich bieten die neu erschlossenen Informationsquellen in Kombination mit vorhandenen Datenbeständen die Möglichkeit, zukünftige Trends vorherzusagen (Predictive Analytics).

- **End-to-End Prozesse**

Die Predictive Analysis ermöglicht es, vorhandene technische sowie ökonomische Prozesse zu optimieren und zu entwickeln.

- **Optimierung**

Die permanente Erfassung von Daten, deren Interpretation und die Ableitung von managementrelevanten Entscheidungen gewährleistet den reibungslosen Betrieb von Anwendungen trägt zur kontinuierlichen Verbesserung der Betriebskonzepte bei.

2.2 Erkenntnisgewinn – Wie sich aus Daten Aussagen ableiten lassen

Um aus den erfassten Daten entscheidungsrelevante Reports zu erzeugen, empfiehlt es sich, nach dem Visual Information-Seeking Mantra [11] vorzugehen. Hierarchisch ist die Datenanalyse in den Punkten Data Mining sowie Reporting und Predictive Analytics einzuordnen. Die hierfür notwendigen Schritte sind im Folgenden aufgeführt:

1. **Overview first:**

Um Rückschlüsse auf Entwicklungen und die Prozessperformance abzuleiten, müssen die Daten exploriert werden. Bei der Datenexploration, also der ersten Analyse und Interpretation von Daten, geht es darum, Muster/Besonderheiten in meist großen Datenmengen zu erkennen und entsprechende Informationen abzuleiten.

Wie bereits durch Francis Anscombe [12] nachgewiesen, reicht es nicht aus, alleine auf die Betrachtung statistischer Maßzahlen zu vertrauen. Vielmehr müssen Daten zunächst auch grafisch ausgewertet werden. Das ist vor allem dann vorteilhaft, wenn neben den reinen Daten wenige Informationen, z. B. über deren Struktur, vorliegen.

Die visuelle Wahrnehmung der Daten muss für den Nutzer interaktiv gestaltbar sein. Die zu betrachtenden Datenmengen sind in ihrem Umfang oftmals komplex und umfangreich, so dass sie oft aus mehreren Blickwinkeln betrachtet werden können. Daher ist hier eine Interaktion, zwischen dem Betrachter und der Darstellung erforderlich, die nach verschie-

denen Parametern konfigurierbar und somit anpassbar ist. Hierfür notwendige Werkzeuge & Methoden können je nach Anwendungsgebiet über alle Verfahrensschritte übergreifend eingesetzt werden.

Als geeignet angesehene grafische Darstellungsformen haben sich Diagramme etabliert, welche Verhältnisse, Anteile und hierarchische Strukturen darstellen. Dazu gehören beispielsweise Scatter-, Bubble-, Streu- und Rasterdiagramme, welche Messgrößen mit zwei Variablen (bspw. Datum und gemessene Größe) oder drei Variablen (z.B. Datum, Uhrzeit, gemessene Größe) darstellen können. Wenn bereits eine erste Strukturierung vorgenommen worden ist (zum Beispiel nach Größe der gemessenen Werte) können auch Flächen darstellende Diagramme (Treemap- oder Histogramme) angewendet werden. [13]

Konkrete Empfehlungen für Werkzeuge sind fallabhängig und lassen sich nicht pauschalisieren.

2. Zoom and filter:

Die richtige Interpretation der Daten erfordert eine Interaktion des Nutzers mit den Daten. Dazu muss ihm die Möglichkeit gegeben werden, seine Informationen zu strukturieren.

Der Nutzer selber entscheidet, welche Informationen für ihn von Bedeutung sind. Evt. bieten sich alternative Darstellungsformen und erste Operationen mit den vorliegenden Daten (bspw. Einbeziehung / Vergleich mit anderen Messreihen und Bestimmung von absoluten/relativen Abweichungen, Einsatz von Filter, ...) an.

Letztendlich geht es darum, dass der Nutzer Möglichkeiten hat, seine Daten ins Verhältnis zu anderen Messreihen zu setzen oder zu vergleichen und die Zusammensetzung und Verteilung von Datenstrukturen zu analysieren.

3. Details-on-demand:

Die weitere Auseinandersetzung mit den vorliegenden Daten erfordert die Einbeziehung weiterer Informationen. So lassen sich die vorhandenen Daten mittels weitergehender Betrachtungen (z.B. Kostenberechnungen, Verhältnis fossile/regenerative Energie, Energie pro m² oder Mitarbeiter) zunehmend verdichten.

3. Beispiel für informationsgetriebene Energiewende

In diesem Abschnitt wird gezeigt, wie anhand einer visuellen Verbrauchsdatenanalyse eine Klimaanlage eines Rechenzentrums in ihrem Energiebezug überwacht werden und somit die Effizienz der eingesetzten Energie für die Klimatisierung eines Raumes gesteigert werden kann.

Dazu werden zunächst die Ziele gemäß [vgl. Assessment, 5] festgelegt. Für die geplanten Effizienzmaßnahmen eine stündliche Registrierung der Messdaten völlig ausreichend. Betrachtungen zur Datenübertragung spielen in diesem Beispiel eine untergeordnete Rolle, da die Klimaanlage weder für Prozesse im Smart Grid noch am Smart Market angebunden ist. [vgl. 10] Eine einmal am Tag stattfindende Messwertübertragung soll für dieses Beispiel ausreichend sein.

Die Auswertung der erhobenen Daten basiert auf das in [11] genannte Schema.

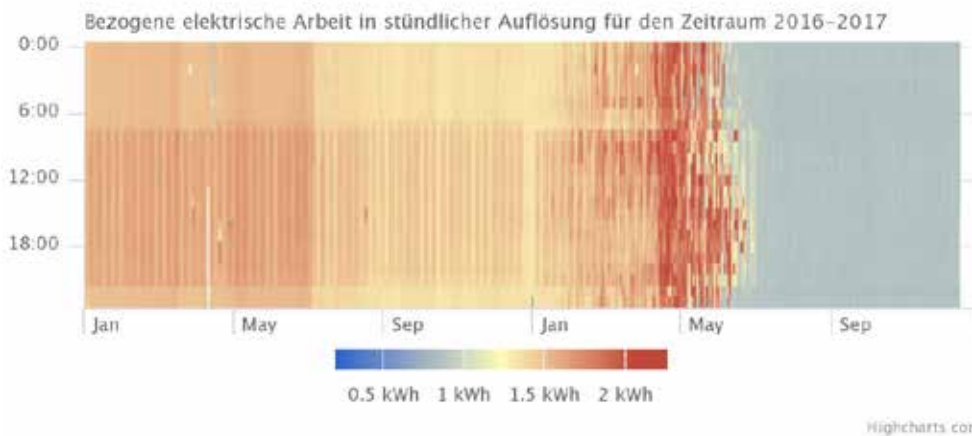
3.1 Overview

Für die Identifizierung einer Struktur werden die erfassten Daten zunächst in einem Diagramm dargestellt, welches einen möglichst großen Zeitbereich abbildet. Hierbei eignen sich Diagrammformen, welche drei-parametrische Datensätze (x/y/z) in einer möglichst einfachen Form abbilden. Aus den vorliegenden Daten lassen sich diese gewinnen (hier: Tag im Kalenderjahr, Uhrzeit am Tag, gemessener Energiebedarf je Stunde). Die Daten lassen sich beispielsweise in einem Heatmap-Diagramm abbilden.

Abbildung 1 zeigt die Gegenüberstellung des Energiebezugs eines Rechenzentrums mit deren Klimatisierung. Beide Abbildungen zeigen den Energiebezug über den Zeitraum vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2017. Für die nachfolgenden Betrachtungen ist der Zeitraum bis Ende April 2017 relevant. Die Analyseergebnisse bis zu diesem Datum führten zu einer Wartung der Klimaanlage.

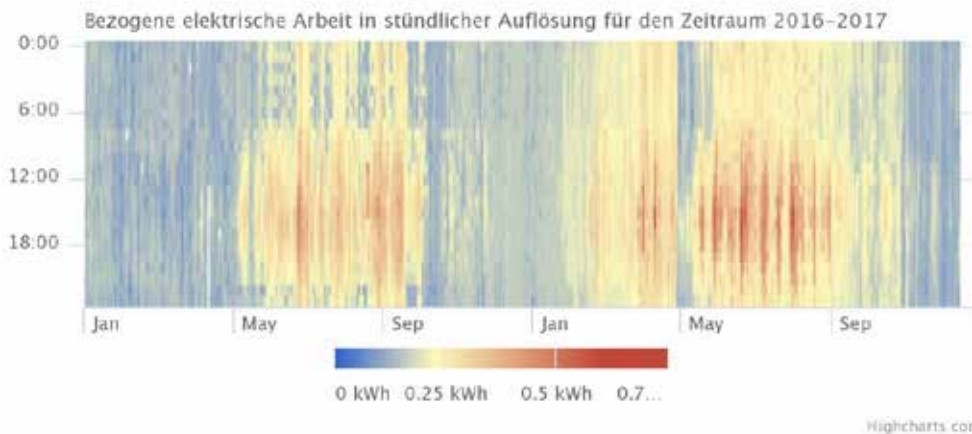
In Abbildung 1.a ist die Reduktion des Energiebezugs im Juni 2016 erkennbar. Diese basiert auf Abschaltung eines Servers. Weiterhin ist der Betrieb eines Servers erkennbar, welcher täglich zwischen 8:00 Uhr und 22:00 Uhr in Betrieb ist. Hier fällt die Abschaltung zum Jahreswechsel 2016/17 auf. Auffällig ist auch der stetig steigende Energiebedarf ab ca. Ende Januar 2017. Dieser erstreckt sich auch über die Nachtstunden und nimmt seinen Höhepunkt im April ein. Danach reduziert sich der Energiebedarf auf ca. 50% der zuvor bezogenen Maximal-Energie.

Heat map: Energiebezug eines Serverraumes



(1.a) Dargestellt ist der Energiebezug des Rechenzentrums.

Heat map: Energiebezug einer Serverraum-Klimatisierung



(1.b) Dargestellt ist der Energiebezug der Serverraum-Klimatisierung.

Abbildung 1: Vergleich des Energiebezugs eines Rechenzentrums (1.a) und dessen Klimatisierung (1.b) über den Zeitraum 1. Januar 2016 bis 31. Dezember 2017. Die Darstellung erfolgt über sog. Heat map-Diagramme. Die Diagramme wurden mit der Visualisierungssoftware highcharts entwickelt. Die für die Erstellung der Grafiken erforderlichen Daten stammen von der ITC-AG.

In Abbildung 1.b ist der Energiebezug der Klimatisierung des unter 1.a vorgestellten Serverraums abgebildet. Deutlich erkennbar ist, dass die für die Klimatisierung erforderliche Energie von den Jahreszeiten abhängt. Für das Jahr 2016 (Zeitraum Anfang Mai–Ende September) ist die zusätzlich erforderliche Kühllast ersichtlich, welche aus dem täglichen Serverbetrieb in der Zeit zwischen 8:00 und 22:00 Uhr resultiert. Weniger Energie als in den Vormonaten wird Ende September/Anfang Oktober 2016 Danach steigert der sich der Energieverbrauch. Danach ist ein weiterer Anstieg auf ca. 0,2 kWh erkennbar. Dies resultiert daraus, dass die gewünschte Raum-Temperatur des Serverraums reduziert wurde, was letztlich zu einer Erhöhung der Kühllast und damit zu einer Erhöhung des Energiebedarfes für die Klimatisierung führt. Die Erhöhung dieses Energiebedarfes ist insbesondere am Anfang des Jahres 2017 erkennbar. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zunahme des Energiebezugs deutlich ab ca. Ende Januar erkennbar und erreicht seinen vorläufigen Höhepunkt Ende März/April 2017.

3.2 Zoom & Filter

Die getroffenen Aussagen lassen sich auch durch die Dauerliniendiagramme bestätigen. Abbildung 2 stellt die beiden Zeiträume 1. Januar bis 30. April 2016/2017 gegenüber. Im Jahr ist der Energiebedarf deutlich höher (nahezu des doppelte) als im Vergleichszeitraum im Jahr zuvor.

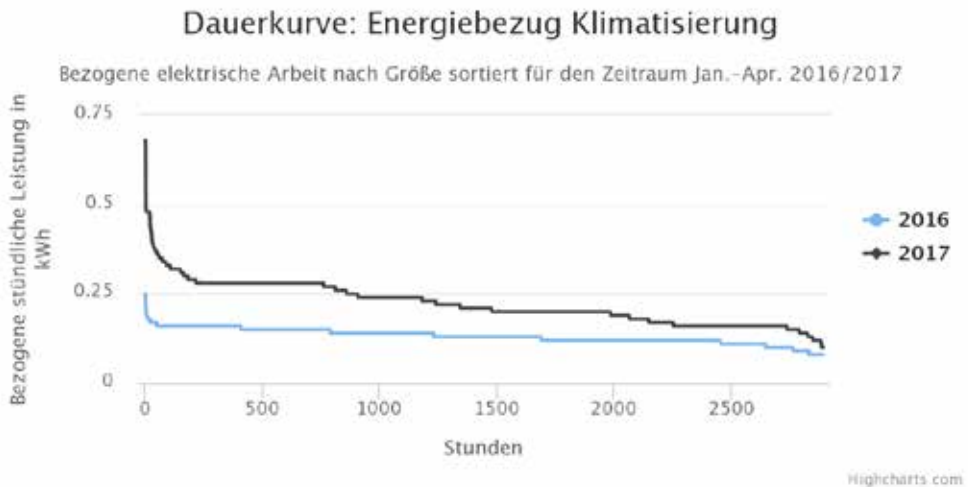


Abbildung 2: Vergleich des Energiebezugs für die Klimatisierung über den Zeitraum vom 1. Januar bis zum 30. April 2017. Deutlich ist die Steigerung zwischen beiden Zeitabschnitten erkennbar.

Um weitere Unterschiede zwischen großen und vergleichbaren Datenmengen feststellen zu können, ist es hilfreich, die Differenz zwischen Datenmengen zu bilden. Hierbei besteht aber die Gefahr zu Falschaussagen. Dies ist beispielsweise dann gegeben, wenn ein Tag im Referenz-Jahr ein Arbeitstag, im Vergleichsjahr ein Feier- oder Wochenendtag ist. Die Bestimmung von Differenzen lässt sich also nur dann sinnvoll anwenden, wenn die gemessene Größe unabhängig vom Wochentag ist. Alternativ bietet sich an, Daten auf Stunden- oder Tagesbasis auf eine Woche hin zu aggregieren und diese dann als Vergleichsbasis zu nutzen. Mit abnehmender zeitlicher Auflösung nimmt aber die Aussagekraft dieser Daten und abgeleiteter Berechnungen ab. Daher wurde im Rahmen dieses Beispiels auf eine Differenzbetrachtung verzichtet.

3.3 Details on Demand

Für noch genauere Analysen ist es erforderlich, noch weitere Einflussgrößen zu berücksichtigen. In dem vorgestellten Beispiel kann zum Beispiel die registrierte Außentemperatur zu einer Klimabereinigung der gemessenen Werte führen. Aber auch die Arbeitsauslastung des Servers kann eine wichtige Rolle bei den Betrachtungen spielen.

3.4 Reaktionen auf die Analyse

Durch die grafische Auswertung der Messdaten wurde durch den Betreiber Ende April 2017 eine Wartung der Klimaanlage veranlasst. Vorrangig wurden hier Reinigungsarbeiten an der Luftführung vorgenommen. Dies führte dazu, dass sich der Energiebedarf für den Betrieb der Anlage teilweise halbiert hat. Diese Effizienzmaßnahmen sind in Abbildung 1b im Zeitabschnitt April/Mai 2017 erkennbar.

Ab Mai 2017 wurde die Raum-Temperatur des Serverraumes reduziert. Aufgrund der größeren Kühllast erhöht sich der Energiebezug. Mit dieser Entscheidung reduziert sich aber der Energiebezug des Serverraumes. Dies ist in der Abbildung 1a ab ca. Ende Mai/Anfang Juni erkennbar.

Mittels der visuellen Analyse lassen sich die Messgrößen und deren Abhängigkeit untereinander überwachen. Die visuelle Analyse bildet hierbei die Grundlage, geeignete Messgrößen und Parameter zu identifizieren. Mittels einer automatisierten Überwachung dieser Parameter lassen sich frühzeitig zum Beispiel Alarme oder Wartungsarbeiten auslösen. Im hier genannten Beispiel erfolgt die installierte Überwachung auf monatlicher Basis mit einem monatsabhängigen Grenzwert. Überschreiten mehr als 10% aller monatlich erfassten Werte diesen Grenzwert, erinnert eine Alarmierungs-E-Mail den zuständigen Administrator sowie Energiemanagementbeauftragten.

4. Zusammenfassung

Dieses Paper beschreibt die Möglichkeit, wie sich umfangreiche automatisch generierte Datensammlungen (z. B. durch Smart Metering) schnell und sicher analysieren lassen. Die hierbei genutzte visuelle Analyse dient hierbei zur Bestimmung von Kenngrößen. Mit deren Hilfe lassen sich Ereignisse besser prognostizieren. Angewendet kann dies zum Beispiel im Umfeld von Smart Grid und Smart Market, um Prozesse besser und gezielter zu planen.

Wie die Arbeit weiterhin zeigt, eignen sich bereits wenige, jedoch ausgewählte Datenmengen, um relevante Aussagen zu gewinnen und entsprechende Maßnahmen dazu zu planen.

Die visuelle Datenanalyse ist somit ein wichtiger Schritt, die für die Energiewende erforderlichen Mechanismen (Smart Grid, Smart Market) zu unterstützen.



Die ITC AG bietet mit der Software-Lösung „ITC PowerCommerce EnMS“ eine webbasierte Energiemanagement-Plattform für die standortübergreifende Zusammenführung, Verwaltung, Analyse und Überwachung von Energiedaten an.

Literaturangaben

- [1] "Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bundesnetzagentur, Bonn 2011
- [2] QSC AG: Die 9 V von Big Data. Von Variety bis Velocity: Big Data hat viele Facetten. Ein Glossar hilft, bei der Analyse großer Datenmengen stets den Überblick zu behalten. <https://digitales-wirtschaftswunder.de/die-9-v-von-big-data/>, abgerufen am: 14.12.2017
- [3] Richard, N. M. u. King, J. H.: Three Paradoxes of Big Data, 2013. <https://www.stanfordlawreview.org/online/privacy-and-big-data-three-paradoxes-of-big-data/>, abgerufen am: 14.12.2017
- [4] T-Systems Multimedia Solutions GmbH: Status quo: Mangelnde Verantwortlichkeit und fehlendes Verständnis für Big Data. Big Data Report: Perspektiven von Big Data fürs Marketing. <https://www.t-systems-mms.com/expertise/archiv/big-data-report.html>, abgerufen am: 14.12.2017
- [5] Management von Big-Data-Projekten. Leitfaden, BITKOM e. V., Berlin 2013
- [6] EWE AG: Der nächste große Schritt der Energiewende. #projektenera. <http://energievernetzen.de/project>, abgerufen am: 14.12.2017
- [7] Big Data und Geschäftsmodell - Innovationen in der Praxis: 40+ Beispiele, BITKOM e. V., Berlin 2015
- [8] Hoffmeister, C. (Hrsg.): Digital Business Modelling. Digitale Geschäftsmodelle entwickeln und strategisch verankern. 2017
- [9] Osterwalder, A. u. Pigneur, Y. (Hrsg.): Business Model Generation. Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer. Frankfurt u.a.: Campus 2011
- [10] Nauck, E., Niestegge, G. u. Spähn, M.: Welche Kommunikation erfordern Smart Grid und Smart Market? In: Von Smart Grids zu Smart Markets 2015. Zur zukünftigen Wechselwirkung von elektrischem Netz und Energiemarktaktivitäten; Beiträge der ETG-Fachtagung, 25. – 26. März 2015 in Kassel. ETG-Fachbericht, Bd. 145. Berlin u.a.: VDE-Verl. 2015
- [11] Shneiderman, B.: The Eyes Have It: A Task by Data Type Taxonomy for Information Visualizations. Proceedings of the IEEE Symposium on Visual Languages. 1996, S. 336–343
- [12] Turner, S.: Using and Abusing Data Visualization: Anscombe's Quartet and Cheating Bonferroni. <https://www.r-bloggers.com/using-and-abusing-data-visualization-anscombes-quartet-and-cheating-bonferroni/>, abgerufen am: 14.12.2017
- [13] Gulbis, J.: Data Visualization – How to Pick the Right Chart Type? https://eazybi.com/blog/data_visualization_and_chart_types/, abgerufen am: 14.12.2017

Batterie-Management-Systeme

Maik Erdmann

IMG Electronic & Power Systems GmbH Nordhausen

Abstract

Die IMG Electronic & Power Systems GmbH mit Sitz in Nordhausen ist ein branchenunabhängiger Ingenieurdienstleister auf den Gebieten der Elektronik und Prüfdienstleistungen. Unser Leistungsspektrum beinhaltet sämtliche Schritte von der Entwicklung über die Prüfung und Zulassung der Produkte bis hin zur Fertigung elektronischer Baugruppen und Systeme. Ein Schwerpunkt der IMG Electronic & Powersystems GmbH im Bereich der Regenerativen Energietechnik ist die Entwicklung und Fertigung von kundenspezifischen Batterie-Management-Systemen.

Das Batterie-Management-System der IMG Electronic & Power Systems GmbH, im Weiteren „BMS“ genannt, ist ein auf der Master-Slave-Topologie aufgebautes System zur Überwachung eines seriell und/oder parallel verschalteten Zellverbundes aus Li-Ionen Zellen.

Dem Master-System obliegt die Überwachung der angeschlossenen Slave-Module und deren Zellen, dem Schutz des Zellverbundes und die Kommunikation zwischen verschiedenen Feldbusschnittstellen sowie zu übergeordneten Systemen. Weiterhin werden verschiedene analoge und digitale Ein-/Ausgänge einbezogen, um Sensoren bzw. Aktoren abzufragen und zu steuern.

Die Slave-Systeme dienen primär der Spannungsüberwachung der angeschlossenen Zellen sowie dem Ausgleich der Zellspannungen. Das Ausgleichen der Zellspannungen ist notwendig, da die gebräuchlicherweise stattfindenden Lade-/ Entladevorgänge an Akkumulatoren bei den Einzelzellen von Akkupaketen auf Grund variierender Innenwiderstände zu differenten Zellspannungen führen. In Folge dessen reduzieren sich das Leistungspotential und die Lebensdauer des Zellverbundes.

Eine typische Kennlinie einer Lithium Eisenphosphat Zelle (LFP) zeigt, dass zwischen 15% und 85% SOC („State of Charge“) lediglich eine Spannungsdifferenz 0,1 V liegt. Um den SOC Wert im Ruhezustand einer Zelle zu bestimmen, muss daher die Spannung mit einer Genauigkeit von min. 10 mV gemessen werden. Für eine SOC Überwachung im Entlade- bzw. Ladebetrieb benötigt das BMS einen Stromsensor, welcher die entnommene bzw. hinzugekommene Energie dem Master mitteilt.

Es wird zwischen passiven und aktiven Balancing-Philosophien unterschieden.

Bei der passiven Balancing Variante wird der Spannungsunterschied der einzelnen Zellen über einen ohmschen Widerstand in Wärme umgewandelt. Die erforderlichen Balancingströme und somit die Konfiguration der Widerstände ist von dem Zelltyp abhängig. Diese Balancing Variante ist von den Komponenten die preiswerteste Lösung und wird aktuell in den meisten unserer Kundenprojekte eingesetzt.

Im Rahmen der Erweiterung unseres Produktspektrums wurde in der jüngsten Vergangenheit eine BMS-Lösung auf der Grundlage des aktiven Balancing entwickelt. Beim aktiven Balancing wird die Energie einer Zelle in eine andere übertragen.

Zwar erhöht sich beim aktiven Balancing der Schaltungsaufwand, jedoch verringert sich die thermische Verlustleistung und es verbleibt mehr nutzbare Energie im Speicher. Durch die Reduzierung der Verluste kann die Kapazität des Speichers verkleinert werden.

Das aktive Balancing wird grundsätzlich in „Kapazitiv“ und „Induktiv“ klassifiziert. Bei der kapazitiven Variante wird jeweils ein Kondensator von einer Zelle aufgeladen und über eine Zelle mit niedrigerer Spannung entladen.

Für das induktive Balancing werden Transformatoren eingesetzt. Dabei wird die Zellspannung von einer Zelle auf den Stack, oder vom Stack auf die Zelle transformiert.



Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4
99734 Nordhausen

ISBN 978-3-940820-12-9

