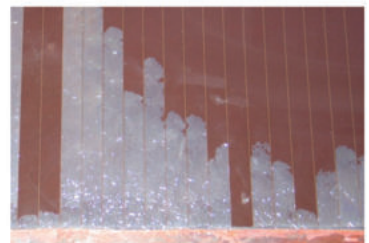
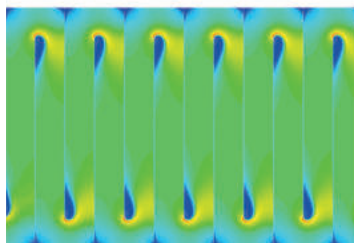
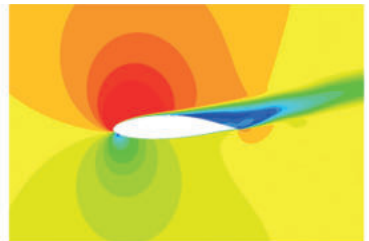




## Tagungsband

4. Regenerative Energietechnik  
Konferenz in Nordhausen  
18. - 19. Februar 2021



www.thega.de



Thüringer  
Energie- und  
GreenTech-  
Agentur

# Für eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz.

Die Landesenergieagentur ThEGA informiert und berät seit 10 Jahren Kommunen, Unternehmen, Bürger\*innen und Politik rund um die Thüringer Energiewende.

Foto: ©ThEGA @ Dennis Schmelz



## Die ThEGA ist in diesen Bereichen aktiv:



Nachhaltige Mobilität



Kommunaler Klimaschutz



Erneuerbare Energien



Wärme



Energie- und Ressourceneffizienz



Klimaneutrale Landesverwaltung



## Tagungsband

**4. Regenerative Energietechnik  
Konferenz in Nordhausen  
18.-19. Februar 2021**

RET.Con 2021

4. 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

© 2021 by Hochschule Nordhausen

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-17-4



**HOCHSCHULE NORDHAUSEN**

University of Applied Sciences

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Session Data Analysis</b>	<b>5</b>
Karatassios, H.; Gothe, T.; Sonntag, I.; Schierenbeck, A. Zielgruppengerechte Workshops mit der Software 100prosim: Die Energiewelt von morgen aus 100% Erneuerbaren Energien .....	6
Dölz, M.; Schlosser, T. Möglichkeiten und Grenzen des Raspberry Pi zur Datenerfassung und Signalausgabe .....	13
Karbalaeimirza, A. Wind Data Analysis based on Mesoscale ERA5 Wind Data Using Python Notebook (Case Study: Wipperdorf Wind Farm) .....	27
<b>Session Bioenergie und Wasserstoff</b>	<b>41</b>
Dworak, M.; Zimmermann, J.; Palzer, U. Forschungsvorhaben Bio2Geo – Saisonalen Erdwärmespeicher für Biogasanlagen: Ein Demonstartionsobjekt im Mittleren Buntsandstein .....	41
Mercker, O. Potenzialstudie zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten in WP-gestützten Wärmeversorgungskonzepten für Einfamilienhäuser in TRNSYS .....	49
Ourida, S.; Romdhane, S.; Hassen, D. Investigation of different off-grid PV electrolysis topologies .....	51
Reichelt, E.; Herz, G.; Müller, N.; Jakobasch, E.; Jahn, M. Hochtemperaturelektrolyse als Schlüsselkomponente für die CO <sub>2</sub> -Minderung in industriellen Prozessen .....	54
<b>Session Photovoltaik 1</b>	<b>65</b>
Schüler, R.; Baier, M. Aktueller Stand bei kristallinen Zell- und Solarmodultechnologien und Ausblick auf neue Trends in der Photovoltaik im Jahr 2021 .....	65
Fokuhl, E.; Berg, H.; Stecklum, S.; Philipp, D.; Gebhardt, P. Ansatz für ein Monitoring von Wasserdampfdiffusion in PV-Module anhand kapazitiver Größen .....	72
Mühleisen, W.; Neumaier, L.; Kosel, J.; Hirschl, C.; Rattenberger, R.; Prasser, P. Erweitertes PV Anlagenmonitoring kann Wartungsnotwendigkeit aufzeigen .....	82
Schneider, S.; Daume, D.; Neumeyer, T.; Pflaum, D.; Schulze, A.; Hüttl, B. Charakterisierung von PV-Generatoren bei variabler Bestrahlungsstärke und Temperatur ....	86

## **Session Photovoltaik 2** **96**

Daume, D.; Schneider, S.; Pflaum, D.; Neumeyer, T.; Hüttl, B. Freifeld-Kurzschlussstromanalysen von Photovoltaik-Modulen .....	96
Nicklaus, M.; Pflaum, D.; Vogel, B.; Arndt, R.; Siepchen, B.; Hüttl, B. Elektrische und optische Charakterisierung von photovoltaischen CdTe-Zellen der CSS-Technologie .....	104
Gerstenberg, L.; Panda, P. K.; Voswinckel, S.; Wesselak, V. Regeneration von PID-geschädigten CdTe-Dünnschicht-PV-Modulen nach beschleunigten Alterungstests .....	112

## **Session Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk** **121**

Knahl, E.; Link, T.; Lehmkuhl, H.; Lontke, S.; Rathje, R. Einlassverhalten verschiedener Fluide in Druckbehältern unter besonderer Berücksichti- gung des Phasenwechsels in ANSYS Fluent – Integration von Stoffwerten .....	121
Rathje, R.; Link, T.; Knahl, E.; Lontke, S.; Lehmkuhl, H. Thermodynamische Prozesssimulation beim Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerk ....	130
Lontke, S.; Link, T.; Knahl, E.; Rathje, R.; Lehmkuhl, H. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks am deut- schen Strommarkt .....	141

## **Session Energiesystemmodellierung** **152**

Feldhoff, E.; Hammer, J.-P.; Schlegel, S.; Westermann, D. Modellierung sektorenübergreifender Systemdienstleistungen bei gekoppelt betriebenen Strom- und Gassektor .....	152
Sommer, H.; Winkelkotte, M.; Bretschneider, P. Optimierung eines parametrischen Fundamentalmodells zur Kraftwerkseinsatzplanung .....	162
Medynskyi, A.; Truckenmüller, F.; Tugarinov, P. Electricity Price Forecasting at Virtual Power Plant Neckar-Alb .....	171
Klemm, C.; Vennemann, P. Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme im Projekt R2Q .....	177

## **Session Versorgungskonzepte** **189**

Schippmann, A.; Koke, J. Life Cycle Assessment für ein containerbasiertes Wohngebäude unter Berücksichtigung des Autarkiegrades .....	189
Lindemann, A.; Volta, D.; Zazai, H. Entwicklung eines vereinfachten Modells zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs raum- lufttechnischer Anlagen und deren energetische Bewertung mit Hilfe des Physikalischen Optimums .....	200

Wydra, K.; Liss, C. Klimaschutzregion Ilmtal – Akzeptanzsteigerung von erneuerbaren Energien im ländlichen Raum .....	213
---	-----

**Session Solar- und Geothermie** **216**

Kreuzer, M.; Stark, O.; Mank, V.; Leusden, C. P.; Plessing, T. Weiterführende Untersuchungen am PVT-Isolierglaskollektor .....	216
---	-----

Danz, K.-C.; Pollerberg, C.; Danz, P.; Breitzkreuz, K. Entwicklung eines klimaschonenden Systems zur geothermalen Abwärmekühlung auf Basis hoch-wärmeleitender Phase Change Materials – GeoPCM .....	228
--	-----

Sharma, T.; Kreuzer, M.; Dölz, M.; Plessing, T. Validation of numerical and experimental behaviour of a flat plate ice-battery .....	235
---	-----

Seevers, J.; Truckenmüller, F.; Welte, J.; Tugarinov, P. Simulation und Messung einer reversiblen CO <sub>2</sub> -Wärmepumpe .....	247
--	-----

## Zielgruppengerechte Workshops mit der Software 100prosim: Die Energiewelt von morgen aus 100% Erneuerbaren Energien

Helena Karatassios, Theresa Gothe, Isabell Sonntag und Prof. Dr. Anne Schierenbeck

Institut für Management, Kultur und Technik der Hochschule Osnabrück, Lingen

### Abstract

Die Energiewende ist nicht nur eine technische, sondern auch eine gesellschaftliche Herausforderung. Wissen und Akzeptanz müssen gesteigert werden, um eine tragfähige Grundlage für diese Transformation zu schaffen. In transdisziplinären Workshops mit dem Simulationstool 100prosim erstellen Workshop-Teilnehmende unter Anleitung ihr eigenes Energie-Zukunftsszenario und diskutieren dies. Das Ziel ist ein Energiesystem, das zu 100% mit Erneuerbaren Energien versorgt wird. Es wird durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, durch die Steigerung der Energieeffizienz und durch Reduzierung der Nutzungsansprüche (Suffizienz) erreicht. Nicht die wirtschaftlichen, sondern ökologische sowie flächenabhängige Faktoren stehen im Fokus. Die ganzheitliche Sichtweise des Tools und die Visualisierung, machen es Teilnehmenden möglich, Aufschluss über die Möglichkeiten, Grenzen und Bedingungen eines rein erneuerbaren Energiesystems zu gewinnen.

### 1. Hintergrundwissen / Ausgangslage

Im deutschen Klimaschutzplan ist festgelegt, dass die Umsetzung der Maßnahmen und die Weiterentwicklung des Plans eng mit gesellschaftlichen Diskursprozessen verlaufen sollen, an denen sich Länder, Kommunen, Wirtschaft, Zivilgesellschaft sowie Bürgerinnen und Bürger beteiligen [3] [6]. Klimaschutz erfährt in Deutschland eine sehr hohe Akzeptanz und der Ausbau der erneuerbaren Energien wird befürwortet [1]. Dieser ist jedoch mit einem hohen Flächenbedarf verbunden. Es ergeben sich Nutzungskonkurrenzen, z.B. mit dem Wachstum von Siedlungen sowie der Landwirtschaft [7]. Die konkrete Realisierung vor Ort stößt auf Probleme, wenn sich die Energiewende in Form von Infrastruktur materialisiert. Es gibt auf der einen Seite Akzeptanzprobleme, Unverständnis und Widerstände in der Bevölkerung [16] und auf der anderen Seite die verbreitete Meinung, dass Wirtschaft und Politik diese Wende alleine bewältigen würden [12]. Hinzu kommen Herausforderungen auf der Nutzungsseite: Neben notwendigen Steigerungen der Effizienz hilft die Einschränkung von Energienutzungen („Suffizienz“) beim Erreichen der Klimaziele. Um eine breite Partizipation und Akzeptanz für die Transformation zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung aus Erneuerbaren zu erreichen, sind neue Kommunikationsformen nötig, die die Komplexität des Themas berücksichtigen und Bürgerinnen und Bürgern eine Möglichkeit bieten, aktiv mitzuwirken [12].

Eine Versorgung aus 100 Prozent erneuerbaren Energien ist möglich. Dieses Ziel kann nach aktuellen Studien schon im Jahr 2035 [17] oder spätestens 2050 [2] erreicht werden. Fest steht aber auch: Die Energiewende ist komplex und erfordert neben technischen Maßnahmen einen veränderten Lebensstil der Gesellschaft sowie eine offene Debatte darüber. Das Projekt „Zukunftsdiskurse in der Umweltkommunikation“ an der Hochschule Osnabrück, Campus Lingen, adressiert daher verschiedene Teile der Gesellschaft, um mit ihnen über dieses Thema zu diskutieren. Die grundlegenden Ziele sind dabei eine öffentliche Debatte zum Thema zu fördern, das Wissen der Workshop-Teilnehmenden zu steigern und so die Partizipation und Akzeptanz für die Energiewende positiv zu beeinflussen.



## 2. Material und Methode

Die zielgruppengerechten Workshops mit der Software 100prosim basieren auf einem transdisziplinären Kommunikationsansatz. Hierbei wird eine Workshop-Methodik in Kombination mit einem Simulationstool für 100% Erneuerbare-Energie-Szenarien, eingesetzt. In den Workshops wird unter Anleitung und Moderation gemeinschaftlich ein Zukunftsszenario der Energieversorgung erarbeitet. Die Workshops sind durch eine kooperative und moderierte Arbeitsweise an einem gemeinsamen Ziel gekennzeichnet. Zudem regen sie zur Diskussion an. Dies steigert Wissen und Akzeptanz. Es geht nicht nur um das Lernen in die eine Richtung, sondern es handelt sich um wechselseitige Lernprozesse: „Citizen Science“ [13].

100prosim simuliert Energieszenarien d.h. es bildet spezifische Realitäten für den zukünftigen Energieverbrauch und der zukünftigen Energieproduktion in Deutschland nach Vorstellung der Workshop-Teilnehmenden ab und stellt diese im Vergleich zum Status grafisch dar. Die Grundlage der Workshops mit 100prosim ist die Szenariotechnik [9]. Diese Methode wird verwendet, um Expert\*innen und Stakeholder einzubinden, indem Szenarien konstruiert werden, die mentale Modelle offenlegen und dadurch heterogene Zukunftsvorstellungen transparent machen. Die Szenariotechnik ist im Gegensatz zu Prognosen sinnvoll, um langfristige zukünftige Entwicklungen zu betrachten. Diese Technik macht keine Aussagen über die eine Zukunft, sondern sie betrachtet mehrere mögliche alternative Zukünfte, d.h. mehrere Szenarien nebeneinander, um der Unsicherheit und Gestaltbarkeit zukünftiger Entwicklungen gerecht zu werden [15]. Die Szenariotechnik ist besonders geeignet zur Analyse komplexer Themen und deren realistischen Entwicklungsmöglichkeiten. Dies gilt auch, wenn es darum geht, die Zukunft gemeinsam besser verstehen zu wollen [10]. Insbesondere die tatsächliche Vielschichtigkeit soziotechnischer Transformationen [14] und die damit einhergehenden vielschichtigen Zielvorstellungen in Form präferierter Maßnahmen oder Technologien sowie Grundprinzipien zur Ausgestaltung der Energiewende werden durch die Szenariotechnik berücksichtigt.

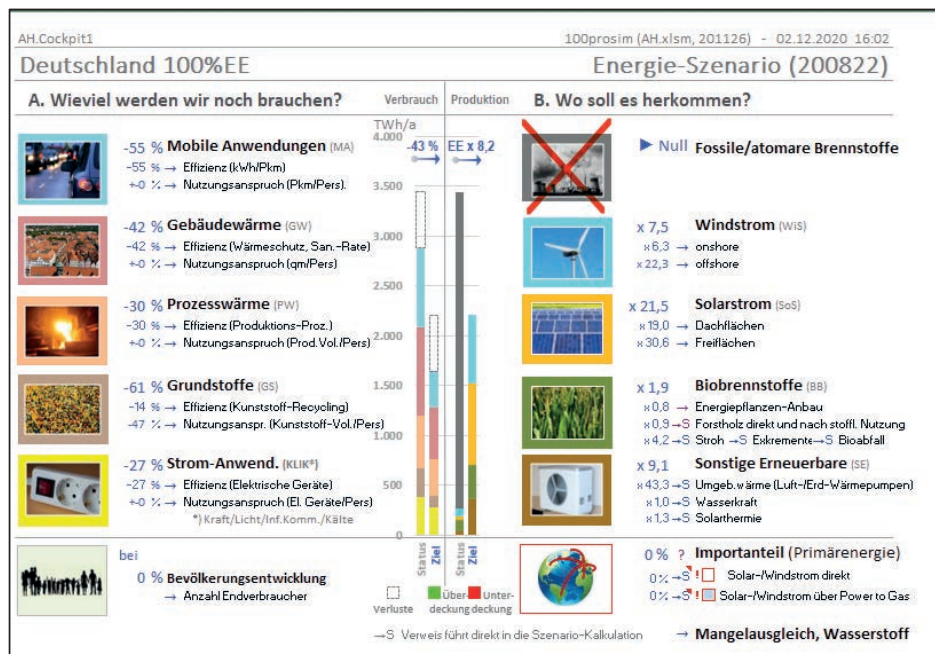
Die Standpunkte dieser Stakeholder, die Meinungen und Blickwinkel betroffener Anlieger und Energienutzer werden im Rahmen der Workshops in je ein individuelles Szenario der Energieversorgung der Zukunft aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien zusammengeführt. Als Zieljahr wird dabei 2040 angenommen. Zur Visualisierung und zum Abgleich der entwickelten Energieszenarien kommt die Software 100prosim zum Einsatz. Sie ist ein auf Microsoft Excel basierendes Simulationstool. 100prosim wird von Erneuerbare-Energie-Szenarien e.V. (ErnES e.V.) verwaltet und weiterentwickelt, wobei es kostenlos und offen zur Verfügung steht. Die Datengrundlage von 100prosim ist ein Gutachten für die Landesregierung Niedersachsen "Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050" [11].

Relevante Zielgruppen der Workshops sind Stakeholder im Bereich der Energiewende, welche vor der Planung der Workshops definiert, identifiziert und gruppiert wurden. Die Integration von Stakeholdern und deren Positionen zur Energiewende verdeutlichen verschiedene Zielvorstellungen, wenn es um Maßnahmen oder Technologien der Energiewende geht. Die „Power-versus-Interest Matrix“ von Bryson [4] bietet die Möglichkeit, die Vielfältigkeit der unterschiedlichen gesellschaftlichen Positionen nach jeweiligem Interesse und Einfluss zu differenzieren. Im Rahmen des Projektes werden die Stakeholder in übergeordnete Bereiche wie Politik, Wirtschaft, Wissenschaft, Verbände und Berufsstandvertretungen, Landwirtschaft sowie Gesellschaft geclustert. Diese Bündelung von Akteuren in Profile ist relevant, um die Inhalte der Workshops auf ein vergleichbares Interesse sowie ein ähnliches Maß an Einfluss der Teilnehmenden auszurichten. Zum Beispiel nimmt die Stakeholdergruppe Landwirtschaft im Kontext des Klimawandels, der Energiewende und dem damit einhergehenden Ausbau an Erneuerbarer Energien mit ihrer Flächenbewirtschaftung eine herausragende Position bei der Energiebereitstellung ein. Auf Grund der Aktualität und der Reichweite hat das Thema Energieversorgung der Zukunft mit einer großen Zahl an potenziell interessierten Einzelakteuren zu tun, so dass die übergeordneten Gruppen ggf. auch noch in weitere Untergruppen gruppiert worden sind.

Der Bereich Wirtschaft und Industrie lässt sich z.B. differenzieren nach der Energieintensität der Branche.

100prosim visualisiert in einer primären Arbeitsoberfläche, dem Cockpit 1, (siehe Abbildung 1) auf der einen Seite den Energieverbrauch und auf der anderen Seite die Energieproduktion für ein festgelegtes Zieljahr - in diesem Fall 2040. Zudem werden Energieverluste, Energieüberdeckungen und -unterdeckungen in dem Cockpit grafisch dargestellt. Die Energieverbrauchsseite umfasst dabei die Sektoren Mobile Anwendungen, Gebäudewärme, Prozesswärme, sowie Strom-Anwendungen. Ebenso einbezogen sind auf Kohlenstoff basierende Grundstoffe der Industrie, welche im Modell aus grünem Strom synthetisiert werden. Bei den genannten Sektoren können die Teilnehmenden die Effizienz und die Suffizienz nach ihren Vorstellungen gestalten. Auf der Energieproduktionsseite im Cockpit 1 wird die Deckung des Energiebedarfs aller Sektoren ohne fossile Energiequellen sichergestellt werden. Demnach erstellen die Teilnehmenden auf der Energieproduktionsseite ein Zukunftsszenario basierend auf Wind- und Solarstrom sowie Biobrennstoffen aus Energiepflanzenproduktion. Zur Berechnung von Energieverbrauch und -produktion berücksichtigt 100prosim Einflussgrößen wie Bevölkerungszahl und Importanteile.

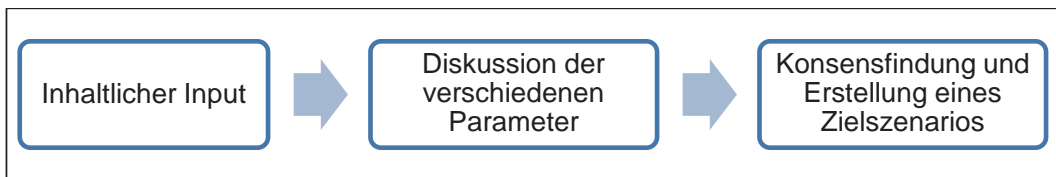
Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird dabei im Zusammenhang mit den ökologischen und flächenabhängigen Grenzen diskutiert, wobei auch Akzeptanzfragen thematisiert werden. Um eine stabile Bedarfsdeckung zu erreichen, müssen diese Lücken hauptsächlich durch Wind- und Solarenergie gefüllt werden, wenn im Gegensatz zu heute auf massive Importe verzichtet werden soll. Um den fluktuierenden Charakter der überwiegend auf Sonne und Wind basierenden Stromerzeugung auszugleichen, wird die Langzeitspeicherung mittels Wasserstoff durch das Programm dynamisch simuliert.



Quelle: ErnEs e.V

Abbildung 1: Cockpit 1 des Simulationstools 100prosim

Grundsätzlich folgen die einzelnen Workshops im Projekt „Zukunftsdiskurse in der Umweltkommunikation“ einer einheitlichen Struktur, die in Abbildung 2 dargestellt wird. Jeder Workshop startet mit einer Einführungspräsentation zu den Themen Klimawandel, CO<sub>2</sub> und Energiewende. Diese wird jeweils auf das Vorwissen der Teilnehmenden angepasst. Danach startet der interaktive Teil: Während des (digital durchgeführten) Workshops stimmen die Teilnehmer über die Online-Plattform Mentimeter über verschiedene Aspekte des Energieverbrauchs ab und diskutieren ihre Sicht auf die Zukunft. Diese neuen Werte werden dann in die Modellierungs-Software übernommen. Es geht dabei zum Beispiel um ganz konkrete Fragen der Nutzung (Suffizienz): „Wie viel werden wir in Zukunft mit dem Auto/Flugzeug unterwegs sein?“ Aber auch um Einschätzungen technischer Innovationen (Effizienz): „Zu wie viel Prozent wird der Verkehr elektrifiziert sein?“. Nachdem die Teilnehmenden verschiedene Werte auf der Energieverbrauchsseite nach ihren Vorstellungen geändert haben, zeigt die Software auf, ob mit den getroffenen Annahmen Versorgungslücken bestehen. Um diese Versorgungslücken zu schließen, wird schließlich die Energiebereitstellung betrachtet. Die Inhalte der Präsentation werden auf den Kreis der Teilnehmenden abgestimmt und die zu diskutierenden Themen können je nach Workshop gewählt werden.



Quelle: eigene Darstellung

**Abbildung 2: Bestandteile eines Workshops mit 100prosim**

Neben der Erstellung von Energie-Szenarien für Deutschland kann bei entsprechender Modifikation der Anfangswerte nicht nur ein Szenario für Deutschland, sondern auch auf Bundesländer- bis hin zur Kreisebene erstellt werden. Die Terminierung auf ein Zieljahr im Tool verdeutlicht die Dringlichkeit der Transformation des Energiesystems und der zugehörigen Rahmenbedingungen und ermöglicht so, die nächsten Handlungsschritte für die Umsetzung der notwendigen Transformation des Energiesystems zu erörtern.

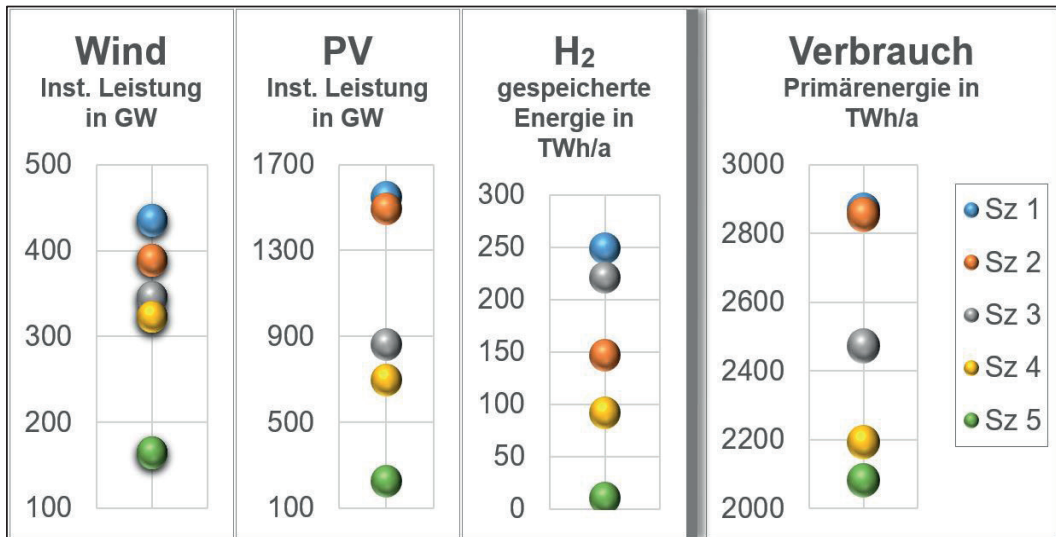
### 3. Ergebnisse

Die Visualisierung des Energiesystems durch die Modellierungs-Software „100prosim“ zusammen mit der interaktiven Anwendung verschafft den Workshop-Teilnehmenden einen guten Überblick über das Gesamtenergiesystem sowie die Sektorenkopplung. Sie lernen verschiedene Technologien für eine klimafreundliche Energieproduktion kennen und können Ausbauziele bewerten. Dies wurde im Feedback der ersten Workshops durch die Teilnehmenden zurückgemeldet.

Da die Flächenverfügbarkeit zur Energieerzeugung beschränkt ist, wird bei der Nutzung des Tools deutlich, dass die in Zukunft nutzbaren Energieströme nicht mehr wie bisher ungehemmt einer steigenden Nachfrage folgen können. Um der Verantwortung Deutschlands gegenüber einer globalen Klimagerechtigkeit nachzukommen, ist neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien ein maßvoller Umgang mit Energie und den auf Kohlenstoff basierenden industriellen Grundstoffen erforderlich.

Die Workshop-Teilnehmenden erkennen die Grenzen der Energieeinsparungsmöglichkeiten durch Effizienz und damit die wichtige Rolle der Suffizienz im Kontext der Energiewende. Bezüglich dieser generellen Verbrauchsreduktion sowie des nötigen Ausbaus der Erneuerbaren werden Zielkonflikte deutlich, die während der Szenario-Erstellung diskutiert werden. Die Erstellung eines gemeinsamen

Szenarios, trotz der Unterschiede in der persönlichen Einschätzung der Eingangswerte, zielt auf eine Einigung der Teilnehmenden. Hierbei erleben sie die oft konfliktreiche Konsensfindung, die in Politik und Gesellschaft wichtig ist, um tragfähige Lösungen zu finden.



Quelle: eigene Darstellung

**Abbildung 3: Ergebnisse aus fünf Szenarien**

Dass unterschiedliche Kreise von Teilnehmenden deutlich unterschiedliche Ergebnisse ergeben, zeigen die fünf verschiedenen Szenarien (Sz 1 bis Sz 5), die mit dem Tool 100prosim erstellt wurden, wie in Abbildung 2 dargestellt. Je nach Ansprüchen aus der Nutzung von Energie ergibt sich ein zukünftiger Primärenergiebedarf zwischen gut 2.000 und knapp 3.000 TWh pro Jahr. Bis auf Szenario 5 (Import von 700 TWh/a) wird der Primärenergieverbrauch vollständig aus Erneuerbaren Energien auf der eigenen Fläche (Bezug: Deutschland) gedeckt. Dafür müssen mehr oder weniger Anlagen zur Erzeugung von Windstrom (onshore und offshore), Solarstrom (Frei- und Dachfläche) installiert werden. Ebenso variiert die Speichermenge von Wasserstoff zum Ausgleich der Strommangelphasen.

Im Einsatz in der Lehre an der Hochschule Osnabrück im Bachelor- und Masterstudium bestätigen die Studierenden die Effekte der Wissensvermittlung für Teilnehmende ohne oder mit nur geringem Vorwissen und beurteilten die Interaktivität sehr positiv. In den Szenarien setzen diese Teilnehmenden auf sehr ambitionierte Ausbauziele, aber selten auf eine Einschränkung des eigenen Lebensstils, um den Verbrauch zu senken. So wird in diesen Szenarien die Bedeutung von Wasserstoff und die zur Verfügung stehende Elektrolyseleistung in den Fokus gestellt.

In der Anwendung in der Politikberatung werden ebenfalls unterschiedliche Szenarien entwickelt. Von Vorteil ist dabei der Diskurs unter den Teilnehmenden, um verschiedene Aspekte zu beleuchten. Die ganzheitliche Sichtweise durch das Tool macht deutlich, dass die komplette Dekarbonisierung höhere Anforderungen an Politik und Gesellschaft stellt, als allgemein bekannt ist. Dabei geht es vor allem um die Ausbauziele, aber auch um den Suffizienz-Gedanken, um den Energieverbrauch signifikant zu senken.

Schüler\*innen beurteilen den Effekt der Workshops sehr positiv: Auf einer Skala von 1 (gar nicht) bis hin zu 5 (außerordentlich) bewerten die Teilnehmenden im arithmetischen Mittel ihre eigene Steigerung

der Akzeptanz für die Energiewende mit 4,25 und die Wissenssteigerung über den eigenen Beitrag zur die Energiewende mit 4,5. Die Motivation, das eigene Verhalten in Bezug auf eigene Nutzungsansprüche zu reduzieren, wird allerdings nur mit der Note 3 bewertet. Das zeigt, dass schon bei Jugendlichen die oben beschriebene Einstellung zu finden ist, dass die Energiewende vor allem von Wirtschaft und Politik umgesetzt werden soll.

Demnach sind die Workshops mit 100prosim ein geeignetes Mittel, um Aufschluss über die Möglichkeiten, Grenzen und Bedingungen eines rein erneuerbaren Energiesystems zu gewinnen.

#### 4. Ausblick

Insgesamt greifen die Workshops im Projekt „Zukunftsdiskurse in der Umweltkommunikation“ aktuelle Fragestellungen zur Energiewende in origineller Weise auf. Sie können somit als qualifizierter Beitrag zur gesellschaftlichen Debatte verstanden werden - im Sinne eines Impulses, aber auch als Beitrag zu deren Versachlichung. Im laufenden Jahr 2021 werden weitere digitale Workshops und falls möglich auch Offline-Veranstaltungen durchgeführt. Des Weiteren soll ggf. in einem Folgeprojekt das Tool weiterentwickelt und zeitgleich die Workshops weiter durchgeführt werden, da davon ausgegangen wird, dass diese Art der Wissensvermittlung zur Akzeptanzsteigerung und einer optimierten Partizipation beitragen kann.

#### 5. Literatur

- [1] Agentur für Erneuerbare Energien (2019): Repräsentative Akzeptanzumfrage 2019. <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanzumfrage/akzeptanzumfrage-2019>
- [2] Agora Energiewende (2020): Klimaneutrales Deutschland, [https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/AEW\\_192\\_KNDE\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/AEW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf)
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) 2016: Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf)
- [4] Bryson, J. M. (2003): What To Do When Stakeholders Matter: A Guide to Stakeholder Identification and Analysis Techniques. A paper presented at the National Public Management Research Conference, 9-11 October 2003, The Georgetown University Public Policy Institute, Washington, D.C. To be published in Public Management Review, 2004.
- [5] Eckey HF., Kosfeld R. und M. Rengers (2002) Clusteranalyse. In: Multivariate Statistik. Gabler Verlag, Wiesbaden, S.204
- [6] Erneuerbare Energien Hamburg (2020): Schaufenster der Energiewelt von morgen, [https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/files/new40\\_bericht/uploads/files/downloads/New40-Bericht.pdf](https://new4-0.erneuerbare-energien-hamburg.de/files/new40_bericht/uploads/files/downloads/New40-Bericht.pdf)
- [7] Fraune C., Knodt M., Götz S. und K. Langer (2019) Einleitung: Akzeptanz und politische Partizipation Herausforderungen und Chancen für die Energiewende. In: Fraune C., Knodt M., Götz S., Langer K. (eds) Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation. Energietransformation. Springer VS, Wiesbaden.
- [8] Lauer, P. (2011): Desertec - diskursiver Konflikt um erneuerbare Energien. Diplomarbeit, Universität Wien. Fakultät für Sozialwissenschaften.

- [9] Meinert, S. (2004): Denken in Alternativen – Scenario-Workshops als didaktischer Ansatz in der Politischen Bildung, in: Mario Gust, Uwe G. Seebacher (Hrsg.), Innovative Workshop-Konzepte, Erfolgsrezepte für Unternehmer, Manager und Trainer, USP Publishing 2004, S. 239 -255.
- [10] Minx, E. und E. Böhlke (2006): Denken in alternativen Zukünften. Wie lassen sich in einer Welt, die ständig rapiden Veränderungen unterliegt, tragbare strategische Konzepte entwickeln? Zukunftsfrage, IP, Dezember 2006  
[https://internationalepolitik.de/system/files/article\\_pdfs/IP\\_12-MinxB%C3%B6hlke.pdf](https://internationalepolitik.de/system/files/article_pdfs/IP_12-MinxB%C3%B6hlke.pdf) (Aktuell am 29.10.2020)
- [11] Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (2016): Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050 - Gutachten - Gutenberg beuys feindruckerei gmbh, Hannover, ISBN 978-3-00-052763-0.
- [12] Renn, O. (2015): Akzeptanz und Energiewende: Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für gelingende Transformationsprozesse. Jahrbuch für christliche Sozialwissenschaften, 56, 133-154.
- [13] Richter, A., Pettibone, L., Ziegler, D., Hecker, S., Vohland, K. und A. Bonn (2017): BürGEr Schaffen WISSen – Wissen schafft Bürger (GEWISS): Entwicklung von Citizen Science-Kapazitäten in Deutschland. Endbericht. Deutsches Zentrum für Integrative Biodiversitätsforschung (iDiv) Halle-Jena- Leipzig, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, Leipzig; Berlin-Brandenburgisches Institut für Biodiversitätsforschung (BBIB), Museum für Naturkunde, Leibniz-Institut für Evolutions- und Biodiversitätsforschung – MfN, Berlin.  
[https://www.buergerschaffewissen.de/sites/default/files/grid/2017/11/20/gewiss\\_endbericht\\_fi nal\\_0.pdf](https://www.buergerschaffewissen.de/sites/default/files/grid/2017/11/20/gewiss_endbericht_fi nal_0.pdf)
- [14] Schmidt-Scheele, R., Bauknecht, D., Poganietz W.-R., Seebach, D., Timpe, C., Weimer-Jehle, W., und A. Weiss (2019): Leitmotive und Storylines der Energiewende - Wie Stakeholder-Positionen systematisch in Transformationspfade integriert werden können, TATuP - Zeitschrift für Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis, v. 28, n. 3, p. 27-33, 9 Dec. 2019.S.38.  
<https://www.tatup.de/index.php/tatup/article/view/3260/5828>
- [15] Wassermann, S. und M. Niederberger (2015): Methoden der Experten- und Stakeholdereinbindung in der sozialwissenschaftlichen Forschung, Springer Fachmedien, Wiesbaden, S.217 ff.
- [16] Wunderlich Clemens: Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.): Renewes Spezial – Akzeptanz & Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien. Berlin 2012. Online abrufbar  
[https://www.unendlichvielenenergie.de/media/file/170.60\\_Renews\\_Spezial\\_Akzeptanz\\_online\\_fi nal.pdf](https://www.unendlichvielenenergie.de/media/file/170.60_Renews_Spezial_Akzeptanz_online_fi nal.pdf)
- [17] Wuppertal Institut (2020): CO2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Bericht. Wuppertal.

## Der Raspberry Pi im Laboreinsatz Möglichkeiten und Grenzen des Raspberry Pi zur Datenerfassung und Signalausgabe

**Michael Dölz, M.Eng.; Prof. Thomas Schlosser**

Institut für Wasser- und Energiemanagement (IWE), Hochschule Hof, Hof

### Abstract

Der vorliegende Beitrag beschäftigt sich mit der Eignung des Einplatinencomputers Raspberry Pi für Messungen im Laborbetrieb.

Im ersten Abschnitt wird die verwendete Hardware vorgestellt. Zu Beginn wird das Referenzsystem, das für die Bewertung der Messungen verwendet wird, beschrieben. Anschließend werden die für die Messwertaufnahme mit dem Raspberry Pi benötigten Komponenten vorgestellt. Detailliert wird auf den A/D-Wandler ADS1115, die verwendeten Sensoren und den Raspberry Pi eingegangen.

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Untersuchungen vorgestellt. Im ersten Teil werden die Messwerte der Kombination aus Raspberry Pi und A/D-Wandler ADS1115 anhand der Referenzmessung bewertet. Tabellarisch werden die Messwerte gegenübergestellt und Abweichungen diskutiert. Der folgende Abschnitt stellt die Spannungs-, Strom- und Widerstands/Temperaturmessung mit der Kombination Raspberry Pi, A/D-Wandler und Sensor vor. Die Ergebnisse werden tabellarisch dargestellt und die Qualität der Messwertaufnahme aus der Kombination Raspberry Pi, A/D-Wandler und Sensor bewertet. Bei ungenügender Genauigkeit wird das Verbesserungspotential durch Korrekturgleichungen aufgezeigt und analysiert. Abschließend werden die beiden Sensoren DHT22 und DS18B20 hinsichtlich der Messwertgenauigkeit untersucht. Diese Sensoren unterscheiden sich von den bereits untersuchten durch ihr digitales Ausgangssignal, was einen A/D-Wandler überflüssig macht. Die Ergebnisse werden in Boxplotdiagrammen präsentiert und hinsichtlich der Differenz sowie der Standardabweichung zwischen Referenz- und Versuchsmessung bewertet.

Die Ergebnisse werden im Abschnitt „Fazit und Ausblick“ zusammengefasst und zukünftige Projekte angedeutet.

### 1. Untersuchte Hardware

In Vorbereitung der durchgeführten Experimente wird an dieser Stelle die verwendete Hardware eingeführt. Zu Beginn wird das Tischmultimeter, das als Referenzmessgerät verwendet wird, vorgestellt. Im Anschluss werden die Sensoren, unterteilt in analoge und digitale Signalausgabe, beschrieben. Die Nettopreise für die vorgestellten Komponenten sind im Anhang A „Kostenübersicht“ tabellarisch aufgeführt.

#### 1.1 Referenzmessung

Für die Bewertung der Güte der Messwerte, die dem Raspberry Pi aufgenommen wurden, werden diese mit einer Referenzmessung verglichen. Als Referenzmessgerät dient das Tischmultimeter Keithley DAQ 6510 der Firma Tektronix. Eine Übersicht der Messunsicherheit für die benötigten Messgrößen ist in der Tabelle 1 aufgeführt. Leider gibt der Hersteller in dem Datenblatt nur die Messgenauigkeit und keine Messunsicherheit mit Vertrauensniveau an. Da im Weiteren keine detaillierte Fehlerberechnung ausgeführt werden soll, wird an dieser Stelle vereinfacht angenommen, dass die Messgenauigkeit aus den Unterlagen des Herstellers mit der Standardmessunsicherheit gleichgesetzt werden kann.

**Tabelle 1: Messunsicherheit des Referenzmessgerätes Keithley DAQ 6510 (Tektronix, 2020)**

	Gleichspannung	Widerstand	Strom
Bereich	10 V	1 kOhm	3 A
% der Ablesung	0,0010	0,0020	0,030
% des Bereichs	0,0004	0,0006	0,004

Die Messunsicherheit  $u_g$  setzt sich aus dem Prozentsatz der Ablesung  $u_A$  und dem des Bereichs  $u_B$  zusammen. Zur Erläuterung wird die Berechnung der Messunsicherheit an einem Beispiel durchgeführt. Es soll eine Spannung von 3,3 V gemessen werden. Die Messunsicherheit  $u_g$  ergibt sich nach Gleichung (1)

$$u_g = \frac{(3,3 \text{ V} \cdot u_A + 10 \text{ V} \cdot u_B)}{100 \%} \quad (1)$$

$$u_g = \frac{(3,3 \text{ V} \cdot 0,001 + 10 \text{ V} \cdot 0,0004)}{100 \%}$$

$$u_g = 0,000073 \text{ V}$$

Der gemessene Wert liegt damit mit einer Wahrscheinlichkeit von 68 % im Bereich von 3,3 V +/- 0,000073 V.

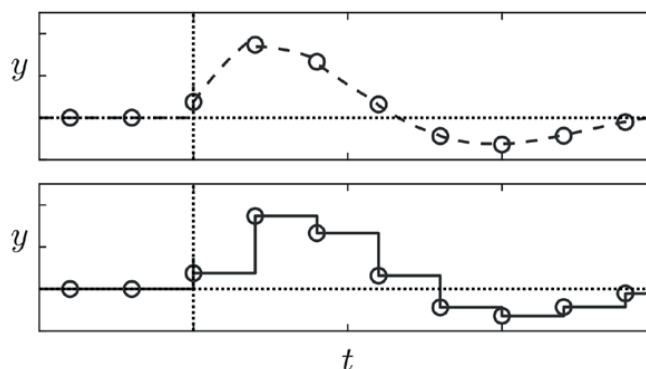
Nach Meinung der Autoren verfügt das Messgerät mit den aufgeführten Eigenschaften über eine ausreichende Messunsicherheit, um als Referenzgerät verwendet zu werden. Die Messwerte des Referenzgerätes werden im Weiteren als wahre Werte interpretiert.

## 1.2 Analog/Digital-Wandler

A/D-Wandler sind die Schnittstelle zwischen der Analogen und der digitalen Welt. Sie ermöglichen es die aufgenommenen Messdaten computergestützt zu verarbeiten, darzustellen, zu speichern usw.

Als Analog werden zeitkontinuierliche und stetige Signale bezeichnet, wie wir es aus der täglichen Beobachtungen unserer Umgebung kennen. Es gibt keine Sprünge oder Unterbrechungen im zeitlichen Verlauf und von physikalischen Werten<sup>1</sup>. Im Gegensatz sind digital Werte zeit- und wertdiskret. Die zeitliche Diskretisierung wird durch die Abtastrate des A/D-Wandlers bestimmt. Zwischen den Abtastungen bleibt der digitale Wert konstant. Die Diskretisierung der physikalischen Messgröße wird durch die Auflösung bestimmt.

In der Abbildung 1 wird die Umwandlung eines analogen in ein digitales Signal dargestellt. Wie beschrieben wird der kontinuierliche Verlauf des Signals in einen Treppenförmigen umgewandelt. Mit steigender Abtastrate und höherer Auflösung kann das digitale Signale das Analoge besser abbilden.



**Abbildung 1** Gegenüberstellung von analogen und digitalen Messwerten (Lunze, 2020)

In den durchgeführten Experimenten wurde der ADS1115 gewählt. Der A/D-Wandler benötigt 2 bis 5,5 V als Versorgungsspannung und kann von dem Raspberry Pi versorgt werden. Es können 4 Spannungen im Bereich 0 bis zur Versorgungsspannung parallel vermessen werden. Die maximale Abtastrate beträgt 860 s<sup>-1</sup>. Der A/D-Wandler hat eine Auflösung von 16 Bit, d.h. der Messbereich wird in 65536 Bereiche unterteilt (Texas Instruments ADS111x, 2018). Bei Bedarf lässt sich der Messbereich

<sup>1</sup> Diese Aussage bezieht sich auf Beobachtungen auf der Makroebene, also alles was mit den menschlichen Sinnen wahrgenommen werden kann. Im Gegensatz dazu wird für theoretische Beschreibungen physikalischer Systeme auf atomarer Ebene heute von einer natürlichen Quantelung ausgegangen.



einstellen, was den Messwert pro Bit bestimmt, vergleiche dazu Tabelle 2. Besonders bei kleinen Spannungsänderungen, wie zum Beispiel bei der Messung der Temperatur am PT 100 kann das die Messergebnisse verbessern.

**Tabelle 2: Einstellung des Messbereichs am ADS1115**

Einstellung	Messbereich	Wert pro Bit
1	4,096 V	125 $\mu V$
2	2,048 V	62,5 $\mu V$
4	1,024 V	31,25 $\mu V$
8	0,512 V	15,625 $\mu V$
16	0,256 V	7,8125 $\mu V$

Für die Kommunikation mit dem Raspberry-Pi besitzt der ADS1115 eine I2C-Schnittstelle und eine Adresse.

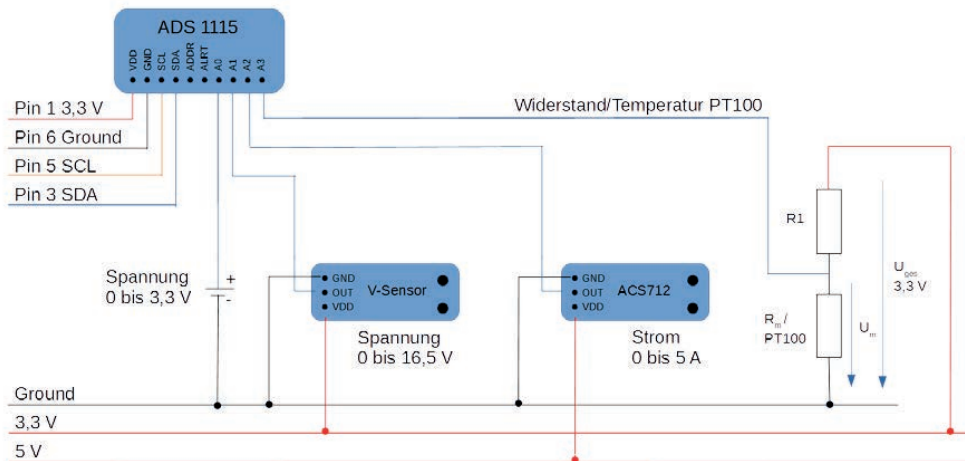
Zur Vollständigkeit sollen an dieser Stelle noch der mcp 3008 (Microchip, 2002) und der ADS1015 (Texas Instrument ADS101x, 2018) angeführt werden. Beide wurden im Rahmen der Untersuchungen ebenfalls getestet und können mit dem Raspberry Pi verwendet werden. Sie unterscheiden sich gegenüber dem verwendeten ADS1115 durch:

- Auflösung
  - mcp 3008 10 Bit
  - ADS1015 12 Bit
- Abtastrate
  - mcp 3008 max. 75.000 s<sup>-1</sup> (2,7 V Versorgungsspannung)
  - ADS1015 max. 3300 s<sup>-1</sup>
- Anschlüsse
  - mcp 3008 8
  - ADS1015 4

### 1.3 Sensoren

In diesem Unterkapitel werden die verwendete Sensoren erläutert. Aufgrund des Umfangs kann an dieser Stelle nur auf die Funktionsweise und die charakteristischen Eigenschaften der Sensoren eingegangen werden, die für die aktuelle Betrachtung nötig sind. Eine detaillierte Beschreibung ist den Datenblättern zu entnehmen.

Die überwiegende Anzahl der verwendeten Sensoren geben analoge Messwerte aus. Diese Signale müssen anschließend durch einen A/D-Wandler verarbeitet werden. Eine ausführliche Beschreibung finden Sie im Abschnitt 1.2 Analog-Digital-Wandler. Die Verschaltung von den hier vorgestellten Sensoren und dem A/D-Wandler ADS1115 ist exemplarisch in der Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2** Verschaltungsbeispiel zur Spannungs-, Strom- sowie Widerstands-/Temperaturmessung mit dem Analog-Digital-Wandler ADS1115

Die Bezeichnung PT 100 beschreibt einen Temperatursensor der bei 0 °C einen Widerstand von 100 Ohm besitzt. Für die Messung der Temperatur macht man sich die materialspezifische Widerstandsänderung zu nutze. Die Abkürzung „PT“ steht für das eingesetzte Material Palatinum mit der Materialkonstante  $\alpha$ .

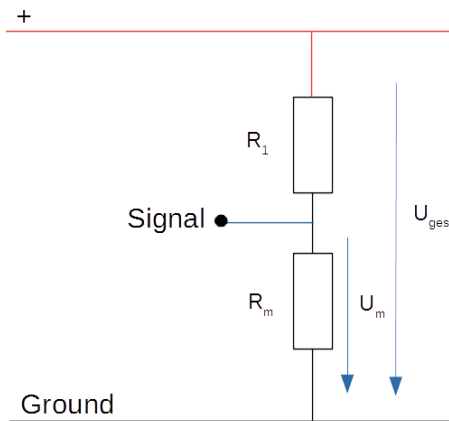
$$\alpha = 3,851 \cdot 10^{-3} K^{-1} \text{ (DIN EN 60751:2009-5)}$$

Mit der Gleichung (2) wird die Temperatur aus der Materialkonstanten und dem Nennwiderstand  $R_0$  ermittelt.

$$T_m = \frac{R_m - R_0}{R_0 \cdot \alpha} \tag{2}$$

Das verwendete Bauelement V-Sensor ist ein Spannungsteiler der aus dem Widerstand  $R_1$  30 kOhm und  $R_m$  7,5 kOhm besteht. Ein Schema ist in der Abbildung 3 dargestellt. Da beide Widerstände bekannt sind kann mit der gemessenen Spannung  $U_m$  über  $R_m$  und der Gleichung (3) die Gesamtspannung  $U_{ges}$  berechnet werden.

Die Messspannung darf die Bordspannung des Raspberry Pis von 3,3 V auf keinen Fall übersteigen. Es könnte sonst zu irreparablen Schäden am Prozessor kommen, was den Totalverlust des Raspberry Pis bedeutet. Im Umkehrschluss bedeutet das, wir können mit dem Widerstandsverhältnis 1:5 max. 16,5 V messen. Eine einfache Möglichkeit den Bereich zu vergrößern ist den V-Sensor Widerstand vorzuschalten. Wenn den 37,5 kOhm noch 712,5 kOhm vorgeschaltet werden, können Spannungen bis 330 V gemessen werden



**Abbildung 3** Allgemeiner Spannungsteiler am Beispiel des V-Sensors

$$U_{ges} = \frac{(R_1 + R_m)}{R_m} \cdot U_m \quad (3)$$

Mit Hilfe des Sensors ACS712 wird ein Strom- in ein Spannungssignal umgewandelt. Der Stromsensor ist für den Bereich -5 bis 5 A ausgelegt, es sind aber auch Sensoren für 10 und 25 A verfügbar. Er benötigt eine Spannungsversorgung im Bereich von 4,5 bis 5,5 V. Der Raspberry Pi verfügt über 2 x 5 V Anschlüsse die für diese Aufgabe verwendet werden können. Die Verwendung dieser Anschlüsse ist mit speziellen Sicherheitsvorkehrungen verbunden. Auf diese wird im Abschnitt 1.4 Raspberry Pi näher eingegangen.

Die Ausgangsspannung ist proportional zum gemessene Strom. Die Sensitivität des Sensors gibt der Hersteller im Datenblatt mit 185 mV/A an (Allegro Micro Systems Inc., 2007). Der Achsenabschnitt der Geradengleichung ergibt sich laut Datenblatt aus der halbierten Versorgungsspannung. Bei 5 V Versorgungsspannung wird bei einer Stromstärke von 0 Ampere eine Spannung von 2,5 V ausgegeben. Mit Hilfe einer Geradengleichung lässt sich mit den Angaben des Herstellers die Ausgangsspannung in den Stromwert umrechnen.

Ergänzend zu den klassischen Sensoren, die analoge Messwerte ausgeben, werden vermehrt Sensoren eingesetzt die ein digitales Ausgangssignal verwenden. Diese Sensoren besitzen einen internen Analog-Digital Wandler der einen zentrale Umwandlung überflüssig macht. Ausgestattet mit einem internen Prozessor ist es möglich Daten im Fühler weiter zu verarbeiten und andere Größen zu berechnen. Diese externe Verarbeitung der Messwerte führt zu einer Steigerung der Messgeschwindigkeit im eigentlichen Messgerät um den Faktor 20 (Ahlborn Mess- und Regelungstechnik GmbH, 2018).

Der Temperatursensor DS18B20 kann für Messungen im Bereich von -55 °C bis 125 °C eingesetzt werden. Er ist in der Standardausführung, wasserbeständig und temperaturbeständig erhältlich. In den durchgeführten Versuchen wurde die wasserbeständige Ausführung verwendet.

Die Auflösung kann zwischen 9 und 12 Bit variiert werden. 12 Bit entsprechen bei dem genannten Temperaturbereich einer Auflösung von 0,044 K. In der Grundeinstellung wird im Abstand von 750 ms fortlaufend ein Signal übermittelt. Die Übertragungsgeschwindigkeit lässt sich laut Herstellerangaben bis auf 93,75 ms verringern. Dafür wird die Auflösung und damit die Messgenauigkeit auf 9 Bit reduziert (Dallas Semiconductor, 2020).

Der Sensor wird über die 1-Wire Schnittstelle ausgelesen und ermöglicht das Anschließen von mehreren Sensoren an einer Schnittstelle. Zur Identifikation erhält jeder Sensor eine eigene Bezeichnung.

Der Sensor benötigt eine Betriebsspannung im Bereich von 3 bis 5,5 V und kann damit direkt an die GPIO 3,3 V und Ground angeschlossen werden. Der Signalanschluss wird an den GPIO 4 angeschlossen, denn nur dieser ist für das 1-Wire Protokoll vorgesehen. Zwischen der Spannungsquelle 3,3 V und dem Signalanschluss muss ein sogenannter „pullup“ Widerstand (4,7 bis 10 kOhm) eingesetzt werden, der den Ruhezustand des Signals klar definiert.

Der DHT22 ist ein kombinierter Sensor für die Messung von relativer Feuchte- und Temperatur. In den Versuchen sollen ausschließlich die Messdaten der relativen Feuchte untersucht werden. Laut Herstellerangaben gibt der Sensor ein digitales Signal mit einer Auflösung von 0,1 % aus und besitzt einen Messbereich von 0 bis 100 % (Aosong(Guangzhou) Electronics Co.,Ltd).

Der Anschluss des DHT22 erfolgt gleich dem DS18B20, siehe oben.

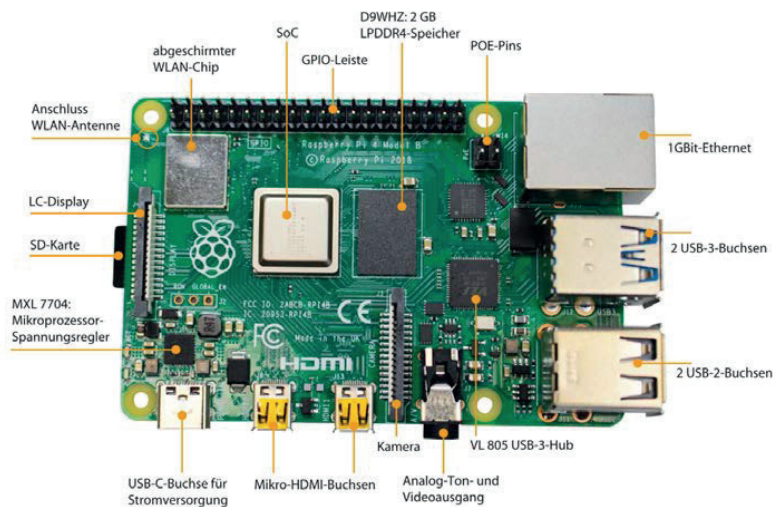
## 1.4 Raspberry Pi

Der Raspberry Pi gehört zur Gruppe der Einplatinencomputer. Diese zeichnen sich aus, dass sich die gesamten elektronischen Bauteile auf einer Platine befinden. Heute gibt es eine Vielzahl an Vertretern, um nur einige zu nennen Arduino, BeagleBoard, Banana Pi und viele mehr.

Der Raspberry-Pi ist aktuell in der vierten Version erhältlich und wartet mit einer Vielzahl von Anschlüssen auf. In der Abbildung 4 ist der Raspberry-Pi 4 mit einer Beschriftung der wichtigsten Komponenten dargestellt. Als Festplatte dient dem Raspberry eine SD-Karte auf die das Betriebssystem und alle anderen Daten abgespeichert werden. Die SD-Karte sollte mindestens 16 GBit besitzen und

sollte an die Anwendung angepasst werden. Das Betriebssystem basiert auf Linux und die aktuelle Version wird unter dem Namen Raspbian Buster als Freeware durch die Raspberry Pi Foundation zur Verfügung gestellt. Dieses Betriebssystem muss jedoch nicht zwingend verwendet werden. Die Linux und Raspberry-Pi Gemeinschaft hat eine Vielzahl von Betriebssystemen geschaffen, die speziell für verschiedene Anwendungen angepasst wurden.

Für die Messungen am Raspberry-Pi verwenden wir die sogenannten GPIO (General Purpose Input Output) Pins. Die GPIO-Leiste befindet sich in der Abbildung 4 am oberen Rand. Die GPIOs dienen als Schnittstellen, zum Beispiel für Sensoren oder Aktoren. Sie sind programmierbar und können digitale Signale empfangen und schalten. Mit den schaltbaren Spannungsausgängen und den Masseeingängen lassen sich einfache Ein-Aus-Schaltungen realisieren. Einige GPIOs sind standardmäßig für spezielle Aufgaben wie SPI, PWM, I2C und 1-Wire<sup>1</sup> reserviert. Über den Anschluss dieser Pins lassen sich verschiedene externe Komponenten auslesen oder steuern.



**Abbildung 4 Raspberry-Pi 4 Ansicht von oben mit Beschriftung der standardmäßigen Anschlüsse (Behling, 2019)**

## 2. Validierung der Messergebnisse anhand von Vergleichsmessungen

Im Anschluss an die Einführung der Bauteile im vorangegangenen Abschnitt, folgt an dieser Stelle die Erläuterung der durchgeführten Experimente und die Auswertung der Messergebnisse. Die Tabelle 3 zeigt den Versuchsplan mit den gemessenen Größen und den untersuchten Komponenten.

**Tabelle 3: Gemessene physikalischen Größen und untersuchte Komponenten**

	Sensor	A/D-Wandler	Raspberry-Pi	Zubehör
Spannung bis 3,3 V	-	ADS1115	Typ 3 & 4	-
Spannung bis 16,5 V	V-Sensor	ADS1115	Typ 3 & 4	-
Strom [A]	ACS712	ADS1115	Typ 3 & 4	-
Widerstand [Ohm]	-	ADS1115	Typ 3 & 4	100 Ohm Widerstand

<sup>1</sup> SPI - Serial Peripheral Interface; PWM - Pulse-width Modulation, I2C - Inter Integrated Circuit, W1-GPIO - One-Wire Interface

Temperatur [°C]	PT100	ADS1115	Typ 3 & 4	100 Ohm Widerstand
Temperatur [°C]	DS18B20	-	Typ 3 & 4	4,7 kOhm Widerstand
Rel. Feuchte[%]	DHT22	-	Typ 3 & 4	4,7 kOhm Widerstand

Soweit nicht anders angegeben wurden die folgenden Ergebnisse mit Messdaten des Raspberry-Pi 4 erstellt. Die Ergebnisse sind in diesen Fällen zwischen den Modellen identisch und wurden aus Gründen der Übersichtlichkeit nur für ein Model dargestellt. Die Funktionsfähigkeit mit beiden Modellen ist geprüft und gegeben.

### 2.1 A/D-Wandler ADS1115 Spannung bis 3,3 V

Für die Bewertung des ADS1115 wurden 5 verschiedene Spannungsniveaus vermessen. Diese wurden so gewählt, dass jeder Messbereich des Wandlers getestet wird, vgl. dazu Tabelle 2. Die Verschaltung der Spannungsquelle mit dem ADS1115 erfolgte wie in der Abbildung 2 dargestellt. Für die Bewertung der Messergebnisse wurde parallel die Spannung mit dem Referenzmessgerät aufgenommen.

**Tabelle 4: Messergebnisse der direkten Spannungsmessung am A/D-Wandler ADS1115**

Vorgabe Spannung [mV]	100	300	800	1600	3000
Referenzmessung [mV]	105,82	297,27	781,54	1635,90	2992,95
Raspberry – Pi [mV]	105,50	297,01	781,02	1635,04	2990,09
Gewählte Einstellung	16	8	4	2	1
Auflösung [mV] gemessen	0,125	0,25	0,5	1	2
Auflösungsfehler %	0,12	0,08	0,06	0,06	0,07
Abweichungsfehler %	0,26	0,09	0,06	0,05	0,03

Die Messergebnisse zeigen über die verschiedenen Messbereiche eine sehr geringe Abweichung zwischen der Referenzmessung und der Versuchsmessung. Bis auf die Messung bei 100 mV, ist der relative Abweichungsfehler kleiner als 0,1 % und liegt im Bereich des Auflösungsfehlers. Eine Verringerung der Abweichung ist damit nur mit einer stärkeren Auflösung möglich.

Die gemessene Auflösung ist, um den Faktor 16 geringer als aus dem Datenblatt des Herstellers zu entnehmen, vgl. Tabelle 2. Sollte sich bei der weiteren Messwertanalyse herausstellen, dass die Auflösung des A/D-Wandlers eine signifikante Beschränkung ist, muss dieser Punkt mit einer separaten Untersuchung aufgearbeitet werden.

### 2.2 Analoge Messwerte - Spannung bis 16,5 V, Strom, Widerstand und Temperatur

Aufbauend auf dem vorangegangenen Abschnitt, in dem die Eigenschaften des A/D-Wandlers ADS1115 in Verbindung mit dem Raspberry Pi untersucht werden, wird an dieser Stelle die Messkette von Sensor, A/D-Wandler und Raspberry Pi hinsichtlich der Abweichung analysiert und bewertet.

Für die folgenden Versuche wurde der A/D-Wandler mit der Einstellung 1 verwendet. Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt, ergibt sich damit eine Auflösung am A/D-Wandler von 2 mV.

Die Spannungsmessung bis 16,5 V wird mit dem V-Sensor durchgeführt. Die Verschaltung mit dem A/D-Wandler erfolgt wie in der Abbildung 2 dargestellt. Die Spannung wurde für 5 Messpunkte an beiden Messgeräten Parallel ermittelt. In der Tabelle 5 werden neben den Vorgaben, die Ergebnisse der Messung dargestellt.

**Tabelle 5: Messergebnisse V-Sensor**

Vorgabe Spannung [V]	4	7	10	13	16
Referenzmessung [V]	4,000	6,975	9,956	12,979	15,974
Raspberry – Pi Messung [V]	0,7980	1,392	1,988	2,590	3,188
Raspberry – Pi Berechnet [V]	3,99	6,96	9,94	12,95	15,94

Im Unterschied zu dem Referenzmessgerät gibt der Raspberry Pi die gemessene Spannung nicht direkt aus. Der V-Sensors bewirkt, dass die Spannung um den Faktor 5 verringert ist. Wird die am Raspberry Pi gemessene Spannung mit dem Faktor multipliziert erhält man die tatsächliche Spannung.

Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich aus dem Vergleich zwischen Referenzmessung und dem Raspberry Pi:

1. Die Abweichung nimmt mit größeren Spannungswerten zu.
2. Die maximale Abweichung beträgt 0,034 V und wird bei dem Spannungsniveau von 16 V gemessen.
3. Die relative Abweichung ist mit 0,25 % bei dem Spannungsniveau von 4 V am größten.

Die gemessene Abweichung ist größer als die Auflösungsgenauigkeit<sup>1</sup>. Aus diesem Grund ist eine Verbesserung der Messung durch den Einsatz einer Ausgleichsfunktion möglich. Im Optimum sind Abweichungen die dem Produkt aus Auflösungsgenauigkeit des A/D-Wandlers und dem Faktor des Spannungsteilers entsprechen, zu erreichen.

Der Sensor ACS712 ist ein Stromsensor und soll an 5 definierten Messpunkten mit der Referenzanlage verglichen werden. Die Ergebnisse der Messungen werden in der folgenden Tabelle 6 aufgeführt. Die Berechnung der Stromstärke am Raspberry Pi erfolgt mit Hilfe der Gleichung 4 und den Herstellerangaben aus Abschnitt 1.3.

$$I_m = \frac{U_m - U_{\text{Versorgung}} \cdot 0,5}{\text{Sensitivität}} = \frac{U_m - 2,5}{185} \cdot 1000 \quad (4)$$

Die Messung konnte aufgrund der Beeinflussung der Messwerte durch die Messgeräte nicht gleichzeitig durchgeführt werden. Die Messpunkte wurden seriell, d.h. erst mit dem Referenzgerät und anschließend mit dem ACS712, aufgenommen.

**Tabelle 6: Vergleichende Strommessung zwischen der Referenzanlage und dem ACS712 in Verbindung mit dem Raspberry Pi**

Vorgabe Strom [A]	0	0,1	0,2	0,4	1,6	2,8
Referenzmessung [A]	0	0,13	0,24	0,44	1,62	2,81
Raspberry – Pi Messung [V]	2,6	2,63	2,65	2,690	2,920	3,156
Raspberry – Pi Berechnet [A]	0,54	0,70	0,81	1,03	2,27	3,54
Raspberry – Pi Berechnet-Korr [A]	-0,01	0,14	0,24	0,44	1,61	2,81

Die Abweichung zwischen der Referenzmessung und dem Sensor ACS712 ist mit Werten von 0,54 bis

<sup>1</sup> Auflösungsgenauigkeit = Step · Faktor = 0,002 V · 5 = 0,01 V

0,74 A zu hoch. Für eine Verbesserung der Messergebnisse werden die berechneten Werte des Raspberry Pi mit der Gleichung 5 korrigiert.

$$I_{m \text{ korrr}} = I_m(1 + m) + n = I_m(1 - 0,06) - 0,52 \quad (5)$$

In der Tabelle 6 werden die korrigierten Messwerte in der letzten Zeile dargestellt. Die absolute Abweichung zwischen der Referenzmessung und dem ACS712 konnte mit dieser Methode auf 0,01 Ampere reduziert werden.

Wird eine höhere Genauigkeit benötigt sind folgende Einflussgrößen zu untersuchen und mit in die Berechnung einzubeziehen. Die Versorgungsspannung am Raspberry Pi kann unter Belastung von den angegebenen 5 V abweichen (Elektronik Kompendium, 2020). Sie kann gemessen werden und als Variable mit in die Berechnung eingehen. Die Sensitivität des Sensors ist temperaturabhängig. Die Temperatur am Sensor kann ebenfalls gemessen werden und die Sensitivität damit angepasst werden. Abschließend sei an dieser Stelle die Möglichkeit erwähnt, dass die Eingangsspannung am A/D-Wandler von aktuell 2,5 bis 5 V (entspricht 0 bis 5 Ampere) durch einen Spannungsteiler verschoben werden kann. Dadurch kann am A/D-Wandler die Einstellung des Bereichs angepasst werden, was zu einer höheren Auflösungsgenauigkeit führt.

Für die Messung eines Widerstands/Pt-100 Sensors wird ein Spannungsteiler benötigt. Die Verschaltung mit dem A/D-Wandler erfolgte wie in der Abbildung 2 dargestellt. Die Gleichung 6 ergibt sich durch die Umstellung der Gleichung 3 nach  $R_m$ . Die Gesamtspannung beträgt 3,3 V und der Widerstand  $R_1$  wurde mit 100 Ohm gewählt.

$$R_m = R_1 / \left( \frac{U_{ges}}{U_m} - 1 \right) \quad (6)$$

Die Tabelle 7 zeigt die Ergebnisse der Referenzmessung und des Raspberry Pi. Die gemessene Spannung am Raspberry Pi wird mit der Gleichung 6 in den Widerstand umgerechnet. Für die Herleitung der Temperaturmessung mit einem PT 100 wurden die Widerstände entsprechend gewählt, dass sie Temperaturen bei Laborversuchen entsprechen. Die Temperatur lässt sich mit der Gleichung 2 berechnen und ist ebenfalls in der Tabelle dargestellt.

**Tabelle 7: Widerstands-/Temperaturbestimmung am Referenzgerät und mit dem Raspberry Pi**

Vorgabe Widerstand [Ohm]	75	93	100	130	150
Referenzmessung [Ohm]	76,2	94,2	101	130,4	151,5
Raspberry – Pi Messung [V]	1,408	1,584	1,638	1,852	1,974
Raspberry – Pi Berechnet [Ohm]	74,42	92,31	98,56	127,90	148,87
Raspberry – Pi Berechnet [°C]	-66,43	-19,97	-3,75	72,45	126,89

Die Abweichung der Widerstandsmessung und daraus resultierend der Temperatur ist nicht zufriedenstellend. Mit der Gleichung 7 lässt sich die Messung korrigieren und die Abweichung auf 0,3 Ohm beziehungsweise 0,8 K reduzieren.

$$R_{m \text{ korrr}} = R_m(1 + m) + n = R_m(1 + 0,011) + 1,02 \quad (7)$$

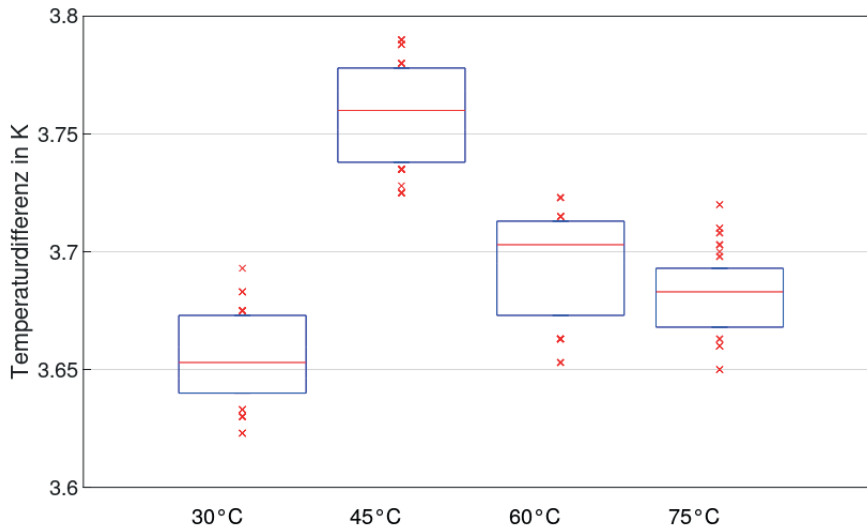
Einen sehr starken Einfluss auf die Messgenauigkeit hat der Widerstand  $R_1$ . Dieser muss vor der Messung genau bestimmt werden und sollte während des Messvorgangs einen konstanten Wert aufweisen. Eine weitere Fehlerquelle ist die Gesamtspannung, diese kann sich in Folge der Beschaltung verändern und das Ergebnis ebenfalls negativ beeinflussen.

Die gewählte Auflösung des A/D-Wandlers von 0,002 V entspricht einer Diskretisierung des Widerstands von 0,06 Ohm und der Temperatur von 0,16 K. Aufgrund des Abweichungsfehlers ist die Auflösung des A/D-Wandlers an dieser Stelle nicht entscheidend für das Ergebnis. Für weiterführende Untersuchungen wird die Möglichkeit der Verbesserung erwähnt. Unter Berücksichtigung des gegebenen

Temperaturbereichs, hier -70 bis 130, kann mit einem Widerstand  $R_1 = 2000 \text{ Ohm}$  die Messspannung so angepasst werden, dass der A/D-Wandler in der höchsten Auflösung betrieben werden kann. Mit der gemessenen Auflösung aus Tabelle 4 führt dieses Vorgehen zu einer Reduzierung der Diskretisierung des Widerstands auf 0,0076 Ohm und die der Temperatur auf 0,01 K.

### 2.3 Digitale Messwerte - Temperatur und rel. Feuchte

Für die Bewertung des Temperatursensors DS18B20 wurden folgende Messpunkte 30, 45, 60 und 75 °C über einen Zeitraum von 30 Minuten vermessen. Die Referenzmessung wurde mit einem kalibrierten PT1000-4-Leiter Sensor durchgeführt. Für die Temperaturvariation wurde ein Kalibrierbad verwendet in dem die Messungen parallel durchgeführt wurden. Die Abweichungen zwischen dem Referenzsystem und dem DS18B20 werden in Abbildung 5 in einem Boxplot<sup>1</sup> dargestellt.



**Abbildung 5 Darstellung der Abweichung zwischen dem Referenzsystem und der Temperaturmessung am Raspberry Pi mit Hilfe des Sensors DS18B20**

Die Differenz zwischen der Referenz und dem digitalen Sensor streut über die 4 Messpunkte um den Wert 3,7 K. Die einfache Standardabweichung beträgt 0,043 K.

Die Versuche zeigten, dass die Auflösung des DS18B20 in etwa 0,063 K beträgt. Dieser Wert liegt 0,019 K über den Herstellerangaben.

Die Auflösung des Sensors beträgt das 1,46-fache der Standardabweichung. Das bedeutet, in dem Bereich der Auflösung +/- 0,063 um den Mittelwert befinden sich circa 85 Prozent der gesamten Messwerte. Eine signifikante Verbesserung der Standardabweichung wäre damit nur mit einer besseren Auflösung möglich.

Für die Anwendung des DS18B20 empfiehlt es sich eine Vergleichsmessung mit einer Referenz durchzuführen und mit einem Offset zu korrigieren.

Abschließend wurde der digitale Feuchtigkeitssensor DHT22 untersucht. Die relative Feuchte wurde in 4 Schritten von 55 bis 85 variiert. Jeder Messpunkt wurde über einen Zeitraum von 30 Minuten vermessen. Als Referenzsensor wurde der Raum-Pendelfühler Feuchte FP A L2000 verwendet. Die Messung wurde in der Klimakammer am Standort Münchberg durchgeführt und die Messungen wurden zu gleichen Zeit durchgeführt. In dem oberen Diagramm der Abbildung 8 ist die Differenz zwischen der

<sup>1</sup> Rote Linie = Median der Daten, Die blaue Box teilt die Messdaten in 3 Bereiche auf. Unterhalb der Box liegen 25 % der Messwerte, in der Box befinden sich 50 % der gesamten Werte und oberhalb die restlichen 25 %. Werte außerhalb der blauen Box werden mit roten Kreuzen dargestellt.



Referenzmessung und der Messung mit dem DHT22 dargestellt.

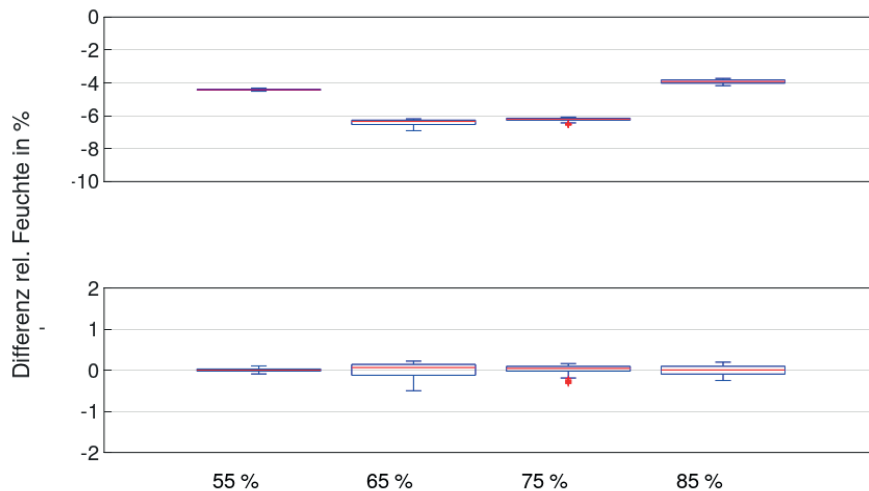
Die Differenz zeigt eine Parabelform und liegt im Bereich von 4 bis 6 Prozent. Die einfache Standardabweichung für alle Messwerte beträgt 1,103 %.

Die Korrektur der Messwerte des DHT22 wurde mit der quadratischen Gleichung 8 durchgeführt. Die Differenz zwischen der Referenz und den korrigierten DHT22 Messung ist im dem unteren Diagramm der Abbildung 8 dargestellt.

$$\varphi_{m, \text{korrr}} = \varphi_m(1 + a \cdot \varphi_m + b) + c \quad (8)$$

mit:  $a = 0,010775$     $b = -1,491953$     $c = 45,04651$

Die Differenz wurde stark reduziert und beträgt im Maximum 0,014 Prozent. Die Standardabweichung der Messdaten konnte gegenüber der Ausgangssituation auf 0,132 Prozent verbesserte werden.



**Abbildung 6 Differenz der relativen Luftfeuchtigkeit zwischen dem Referenzsystem und dem Sensors DHT22 ohne und mit Korrektur**

### 3. Fazit und Ausblick

Mit dem Kostenfaktor 1:20 (vgl. Anhang A Kostenübersicht) zwischen dem Referenzgerät und dem Raspberry Pi System kann mit dem Einplatinencomputer eine Datenerfassung mit deutlich geringeren finanziellen Mitteln realisiert werden.

Ein guter A/D-Wandler ist für die Messung mit Analogen Sensoren ausschlaggebend für die Genauigkeit der Messwerte. Der ADS1115 erreichte bei der Untersuchung nicht die Auflösung der Herstellerangaben. Mit Ausnahme bei Spannungen kleiner 300 mV, konnte er mit einer Abweichung von weniger als 0,1 Prozent überzeugen. Die Messung von größeren Spannungen ist mit einem Spannungsteiler/V-Sensor möglich und beeinflusst die Qualität der Messung nur marginal.

Die Strommessung mit dem ACS712 auf der Grundlage der Herstellerangaben zu Offset und Sensitivität führt zu Abweichungen von 0,5 A und ist nicht zu empfehlen. Mit Hilfe einer linearen Korrekturfunktion lässt sich die Genauigkeit der Messwerte verbessern und ein Fehler von 0,01 A ist erreichbar.

Für Widerstands- und Temperaturmessung empfiehlt es sich eine Kalibrierung durchzuführen und die Messdaten mit einer linearen Funktion zu korrigieren. Anschließend konnte der Widerstand mit einer Abweichung von 0,3 Ohm und die Temperatur mit 0,8 K bestimmt werden.

Die digitalen Sensoren DHT22 und DS18B20 besitzen sehr starke Abweichung gegenüber der Referenzmessung. Mit Hilfe von Ausgleichsfunktion konnte die Abweichung auf null reduziert werden und die Standardabweichung auf 0,043 K (BS18B20) und 0,132 % (DHT22) verbessert.

Die Messung im Labor kann durch ein Raspberry Pi realisiert werden. Eine Kalibrierung vor der Messung ist zu empfehlen. Bei Messungen bei denen ein A/D-Wandler verwendet wird ist ein besonderes Augenmerk auf den Spannungsteiler zu legen. Dieser sollte so ausgelegt sein, dass der

A/D-Wandler in der höchsten Auflösung betrieben werden kann. Weiterhin ist die exakte Bestimmung der Gesamtspannung und der Widerstände essentiell für eine hohe Güte der Messwerte. Neben der Optimierung der Messwerterfassung werden sich weitere Untersuchungen mit der Einbindung des Raspberry Pi in ein LabView-Projekt beschäftigen. Für die Spezialisierung des Raspberry Pi gibt es Erweiterungen, sogenannte „Hats“, die direkt auf die GPIO-Leiste installiert werden. Eine Recherche der verfügbaren Modelle und eine Bewertung bezüglich des Laboreinsatzes soll die Untersuchung abschließen.

### Literaturverzeichnis

- Allegro Micro Systems Inc. (2007). Datasheet ACS712 Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor with 2.1 kVRMS Voltage Isolation and a Low-Resistance Current Conductor. Worcester, USA.
- Aosong(Guangzhou) Electronics Co.,Lt. (kein Datum). Digital-output relative humidity & temperature sensor/module. Renhe Town, Guangzhou, China.
- Behling, H. (20. 11 2019). *Heise.de*. Abgerufen am 01. 09 2020 von <https://www.heise.de/tests/Das-kann-der-neue-Raspberry-4B-4523330.html>
- Dallas Semiconductor. (9. 12 2020). Datasheet DS18B20 Programmable Resolution 1-Wire Digital Thermometer.
- DIN EN 60751:2009-5. (kein Datum). In *Industrielle Platin-Widerstandsthermometer und Platin-Temperatursensoren*.
- Elektronik Kompendium*. (27. 12 2020). Von <http://www.elektronik-kompndium.de/sites/raspberry-pi/2205231.htm> abgerufen
- Lunze, P. D. (2020). *Regelungstechnik 2 - Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung*. Berlin: Springer Verlag GmbH.
- Microchip. (08. 01 2002). MCP3004/3008 2.7V 4-Channel/8-Channel 10-Bit A/D Converters. Ismaning, Deutschland.
- Regelungstechnik, A. M.-u. (06 2018). ALMEMO® Universalmessgeräte ALMEMO® 809. Holzkirchen.
- Tektronix. (10. 12 2020). DAQ6510 Multimetersystem für Datenerfassung und -protokollierung - Datenblatt.
- Texas Instrument ADS101x. (01 2018). ADS101x Ultra-Small, Low-Power, I2C-Compatible, 3.3-kSPS, 12-Bit ADCs. Dallas, USA.
- Texas Instruments ADS111x. (01 2018). ADS111x Ultra-Small, Low-Power, I2C-Compatible, 860-SPS, 16-Bit ADCs. Dallas, USA.

## Anhang A Kostenübersicht

### Allgemein

Bezeichnung	Einzelpreise (Netto)
MicroSDHC-Speicherkarte 32GB, Intenso	4,83 €
Raspberry Pi 3 B, 4x 1,2 GHz, 1 GB RAM, WLAN, BT	34,02 €
RASPBERRY PI 4 MODEL B 2 GB RAM	36,97 €
RASPBERRY PI NETZTEILT5989DV-RS SCHW	10,08 €

### A/D-Wandler

Bezeichnung	Einzelpreise (Netto)
Analog/Digital Konverter 4 Kanal 16 Bit ADS1115	3,46 €

### Sensoren

Bezeichnung	Einzelpreise (Netto)
Temperatur- & Feuchtigkeitssensor, DHT22	4,53 €
Shelly Temperatur Sensor DS18B20	3,95 €
ACS712 5A Stromsensor Analog Current Hall Sensor	3,20 €
Spannungssensor V-Sensors	2,85 €

### Referenzsystem

Bezeichnung	Einzelpreise (Netto)
Tischmultimeter DMM/DATA ACQUISITION SYSTEM @ 220V	1730,00 €
Raum-Pendelfühler Feuchte FP A L2000	273,60 €

## Anhang B Verwendete Software

Dieser Abschnitt listet die Software für die verwendete Hardware auf. Die Software ist ausschließlich Freeware und steht unter den Links kostenlos zur Verfügung. Auf eine Beschreibung der Installation bzw. der Anwendung der Software/Pakete muss an dieser Stelle aus Platzgründen verzichtet werden. Diese Informationen finden Sie unter den Links „Anleitung Installation + Weiterführende Schritte“. Für den Inhalt übernehmen die Autoren keine Verantwortung.

### Raspberry Pi

Auf dem Raspberry Pi wurde die Linux Distribution Raspian-Buster installiert. Es stehen 3 Version zur Verfügung. Eine Lite Version die nur die nötigsten Programme und keine Betriebsoberfläche installiert. Die Desktop Version liefert zusätzlich eine grafische Oberfläche für den Nutzer. Die Version „Raspberry Pi OS with desktop and recommended software“ installiert zusätzliche Programme wie beispielsweise Python. Für die Untersuchungen wurde die erweiterte Version mit Zusatzsoftware verwendet.

#### Links:

1. Offizielle Raspberry Pi Webseite: <https://www.raspberrypi.org/>
2. Anleitung Installation + Weiterführende Schritte  
<https://www.heise.de/tipps-tricks/Raspberry-Pi-einrichten-so-klappt-s-4169757.html>

## A/D-Wandler ADS1115

### Links:

1. Anleitung Installation + Verschaltung + Weiterführende Schritte  
<https://www.heise.de/tipps-tricks/Raspberry-Pi-einrichten-so-klappt-s-4169757.html>
2. Libraries: [https://github.com/adafruit/Adafruit\\_CircuitPython\\_ADS1x15](https://github.com/adafruit/Adafruit_CircuitPython_ADS1x15)  
[https://github.com/adafruit/Adafruit\\_Blinka](https://github.com/adafruit/Adafruit_Blinka)

## V-Sensor

### Links:

1. Anleitung Installation + Verschaltung + Weiterführende Schritte  
<https://www.electronicshub.org/interfacing-voltage-sensor-with-arduino/>
2. Libraries: Siehe A/D-Wandler ADS1115

## ACS712

### Links:

1. Anleitung Installation + Verschaltung + Weiterführende Schritte  
<https://www.instructables.com/How-to-Measure-AC-Current-using-Hall-Effect-Sensor/>
2. Libraries: Siehe A/D-Wandler ADS1115

## DS18B20

### Links:

1. Anleitung Installation + Verschaltung + Weiterführende Schritte  
<https://learn.adafruit.com/adafruits-raspberry-pi-lesson-11-ds18b20-temperature-sensing/overview>
2. Libraries: keine

## DHT22

### Links:

1. Anleitung Installation + Verschaltung + Weiterführende Schritte  
<https://buyzero.de/blogs/news/tutorial-dht22-dht11-und-am2302-temperatursensor-feuchtigkeitsensor-am-raspberry-pi-anschiessen-und-ansteuern>
2. Libraries: <https://github.com/joan2937/pigpio>  
[https://github.com/adafruit/Adafruit\\_Python\\_DHT](https://github.com/adafruit/Adafruit_Python_DHT) (Alternative Methode)

## Wind Data Analysis based on Mesoscale ERA5 Wind Data Using Python Notebook (Case Study: Wipperfurth Wind Farm)

Alireza Karbalaemirza<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Hochschule Nordhausen, Nordhausen

### Abstract

Wind data analysis plays a vital role in the profitability of the wind farm project. It means having a robust and reliable wind data leads to better economic aspects of projects. The financial risks in wind farm development can be reduced if such a reliable wind assessment is done appropriately and, subsequently the most significant element of wind resource assessment are wind data measurement and wind data analysis. In this research work the wind regime behavior based on a satellite data set called meso-scaled data (ERA5) will be investigated. The case study for this data sets obtained from the data nearby Wipperfurth area in Germany, and generally two kind of data sets including long term data (30 years) and short-term data (1 year) which denoted reference and current data respectively, will be investigated. After the analysis of raw wind data for two kind of data sets including short-term and long-term data, all kind of illustrations including different time series, wind roses, and wind frequency distributions will be represented. Finally, several important terms in wind data analysis including Weibull fitting curve, correlation between current and reference data, power density and shear coefficient will be calculated based on written code on python notebook from anaconda.

### 1. Introduction

Wind is produced by the conversion of atmospheric potential energy to kinetic energy which sets the air in the atmosphere in motion, generating wind. Wind energy is a by product of solar energy. The atmospheric layer that is of most important to wind energy applications extends to around 100 m over the level of ground and here the wind is primarily affected by surface friction [1]. This atmospheric layer where the surface (roughness) plays a major role is known as the surface layer. Wind can be defined as a vector quantity which has direction and speed to its attributes.

Generally, the most important measurement parameters mentioned below:

- Wind Speed
- Wind Direction
- Standard Deviation
- Temperature
- Pressure
- Humidity

A wind measurement provides data to improve wind resource assessment and to increase confidence in site evaluation. Thus, to find out the feasibility of site for taking up wind related projects the information about meteorological data especially wind data along with other environmental data and its analysis is important [2]. They are the following parameters:

- Parameters which define measurement
- Type and quality of equipment
- Measurement levels of sensors
- Accuracy of Measurement, the duration, and data recovery

The measured parameters presented in the section represent internal processing functions of the data logger. All parameters should be sampled every one or two seconds and recorded as averages,

standard deviations, and maximum and minimum values. As a matter of fact, wind data analysis causes a better estimation of energy production of wind power plant and subsequently the levelized cost of electricity will be decreased. There are lots of engineering tools to investigate on wind data analysis but among them, python notebook from anaconda gives a unique functionality for wind data analysis and creating lots of various graphical representations of raw wind data.

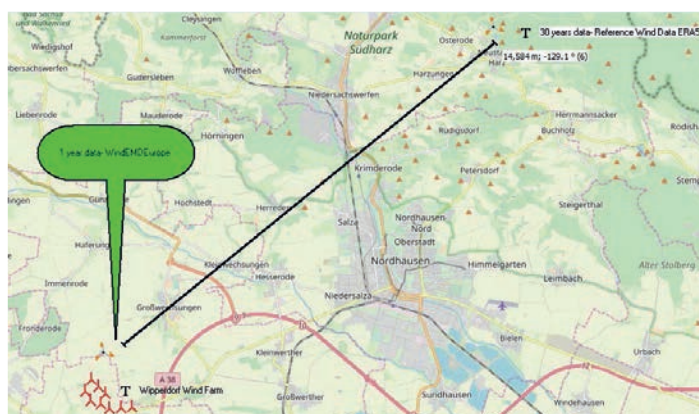
## 2. Wind Data Description

In this study, a satellite mesoscale based on ERA5 station was obtained from EMD database to figure out the wind energy potential in Wipperford area [3]. The wind speed has been measured at the 50 m, 75m, 100m, and 150 meters of the measurement mast for 12 months. Basically, two kind of data sets including long term data (30 years) and short-term data (1 year) which denoted reference and current data respectively, will be investigated. The data collected in this observation station between January 2019 and December 2019 have been evaluated via python anaconda programming tool. After the analysis of raw wind data for two kind of data sets including short term and long-term data, all kind of illustration and figures such as times Series, histogram, wind directional distribution, Weibull fitting curve will be represented.

The wind energy potential of the surveyed location has been studied based on the Weibull distribution. Table 1 depicts the brief overview of each kind of data sets which have been applied in our analysis. Figure 1 also illustrates the general layout of current and reference sites and the approximate distance from each other.

**Table1: Mast Coordinates for Current and Reference Data**

Number	Description	X coordinate	Y coordinate	Time Period
1	short term data denoted by current label	10.661468	51.480106	1 year
2	long term data denoted by reference label	10.833333	51.569065	30 year



**Figure 1: General Layout of current and reference sites**

### 2.1 Wind Parameters Measurement

The wind resource potential of a specific site can be determined by the wind speed, which is a critical factor in energy estimation [4]. To measure the wind speed, the two kind of sensors should be used,

these sensors are cup anemometers and wind vanes for wind speed and wind direction measurement, respectively.

The key measurement parameters brought in Figure 2. The monitoring program holds significance in the collection and tabulation of various characteristics of wind such as wind direction, wind speed, turbulence intensity, temperature and, pressure. The last two parameters used to estimate the air density. Obviously, the most important parameter of wind speed is the time series of wind speed at different heights.

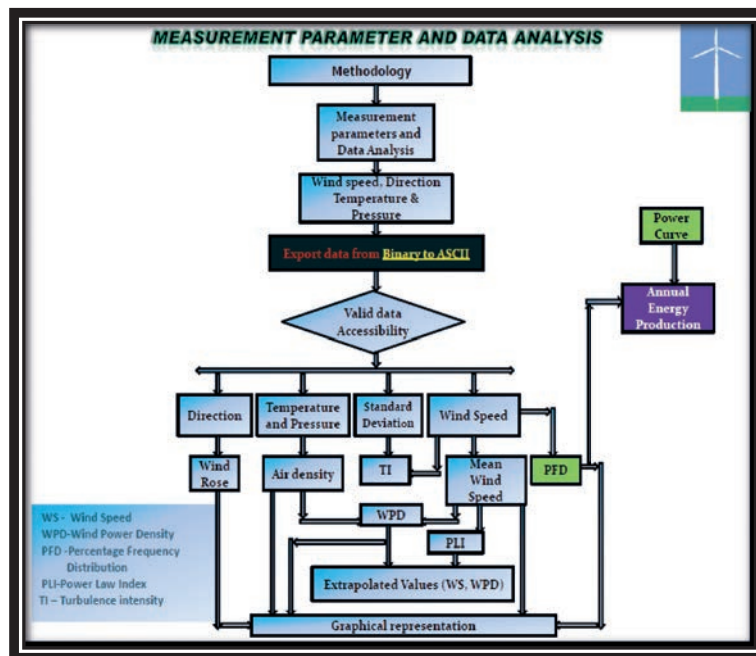


Figure 2: Wind Data Analysis Overview [1]

Table 2 shows the monitoring heights of the basis parameters. Note that current and reference data denoted by short term data and long-term data, respectively. Later we can use these data sets for short term and long-term estimation of annual energy production.

Table 2: Wind Parameters Measurements Definition

Number	Measurement Parameters	Dimensions	Monitoring Heights	Current or Reference
1	Wind Speed	m/s	50, 75, 100, 150, 200	Current
2	Turbulence Intensity	-	50, 75, 100, 150, 200	Current
3	Wind Direction	degree	50, 75, 100, 150, 200	Current
4	Temperature	degree celsius	50	Current
5	Wind Speed	m/s	100	Reference
6	Wind Direction	degree	100	Reference

### 2.2.1 Wind Data Time Series

At this section time series figures at different heights for long term data (reference) and, short term data (current) will be illustrated. All figures and graphs generated by commands and codes in Jupyter Notebook. These time series and figures depict the variability of wind speed and wind direction at different heights. The short term variations of wind speed, wind direction and turbulence intensity illustrated on Figures 3, 4 and 5 respectively.

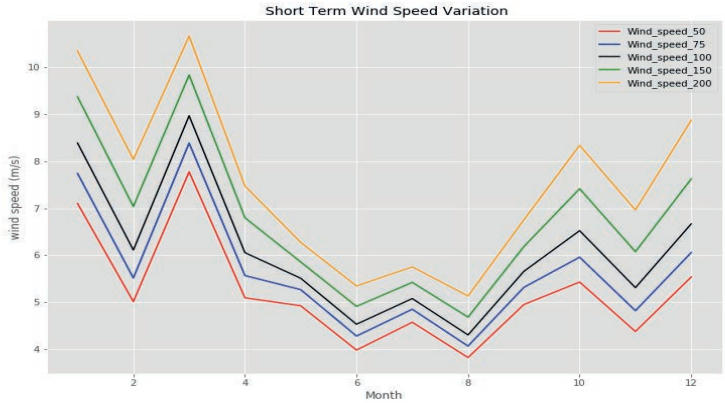


Figure 3: Short Term Monthly Wind Speed Variations at different heights

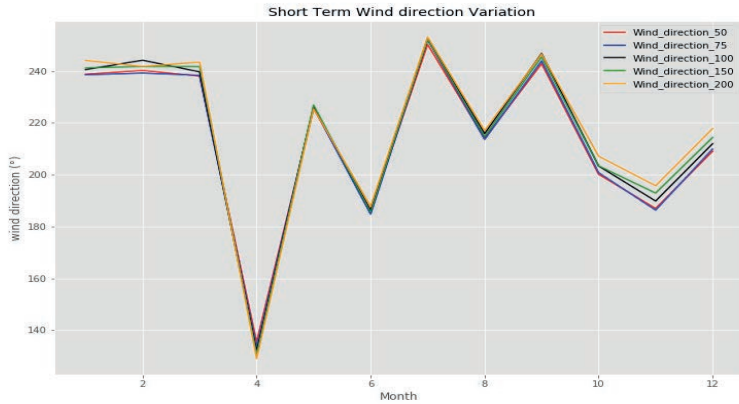


Figure 4: Short Term Monthly Wind Direction Variations at different heights



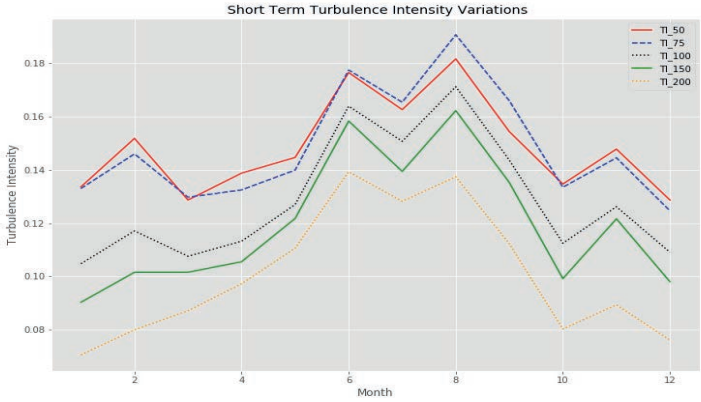


Figure 5: Short Term Monthly Turbulence Intensity Variations at different heights

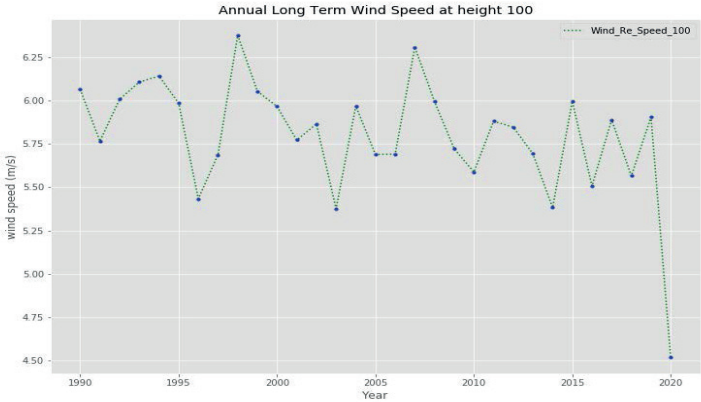


Figure 6: Long Term Annual Wind Speed Variations at 100 m

The average wind speed will be illustrated based on monthly, diurnal and yearly mean values. Figure 6 depicts the long term based on annual mean wind speed at 100 m.

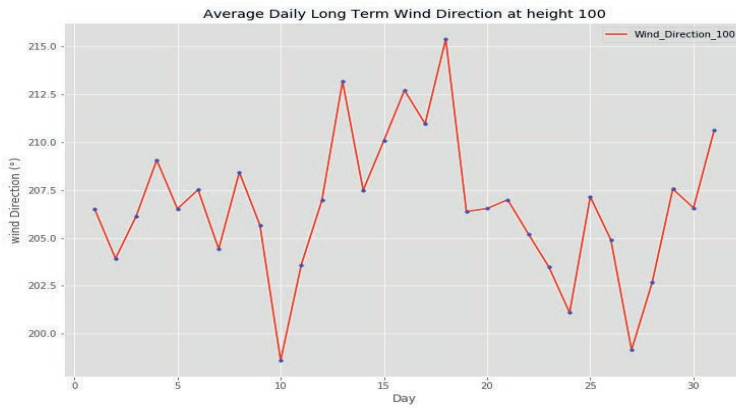


Figure 7: Long Term Daily Wind Direction Variations at 100 m

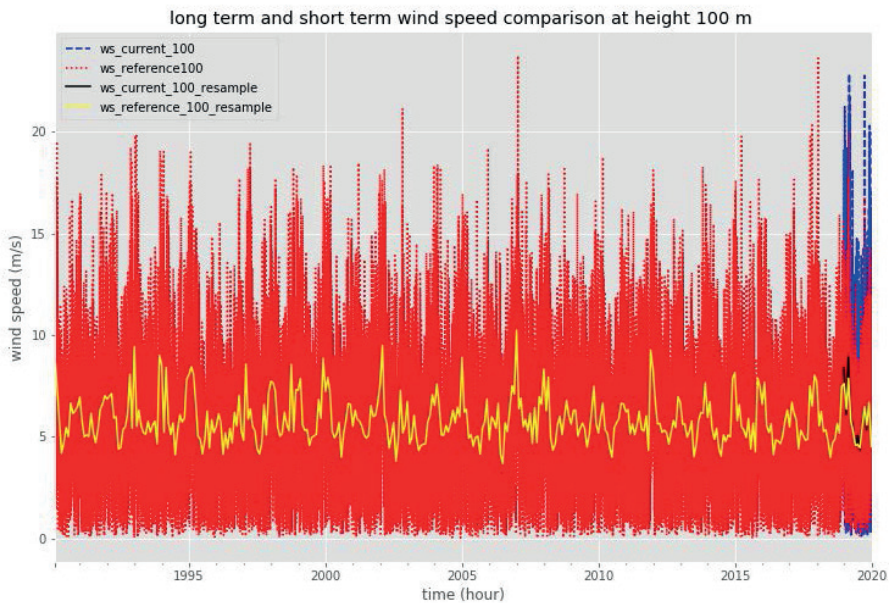


Figure 8: long term and short term wind speed comparison at height 100 m

The average wind speed will be illustrated based on monthly, diurnal and yearly mean values. Figure 7 depicts the long term based on daily mean wind speed at 100 m. the long term and short term wind speed difference at height 100 m can be found in figure 8.

### 2.2.2 Wind Rose

As mentioned above there are lots of wind directional distribution which have been presented in different heights. Basically, the wind rose determine the probability which the wind is blowing from a specific direction. Generally, and according to wind energy industry standard, the directional bins divided to 12 sectors each one equals 30 degree. There also different kinds of directional wind distributions including simple wind rose, wind rose with wind speed distributions, wind radar and so on. Figure 9 show the wind direction distribution at height 50 m. Figure 10 also depicts wind direction differences between height 150 and 100 meter.

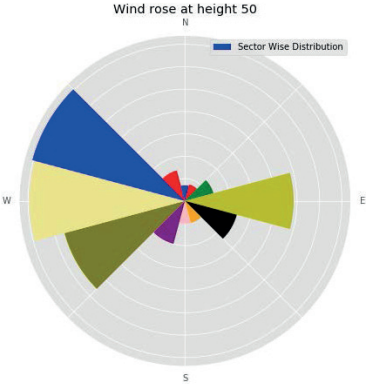


Figure 9: Wind rose at height 50 m

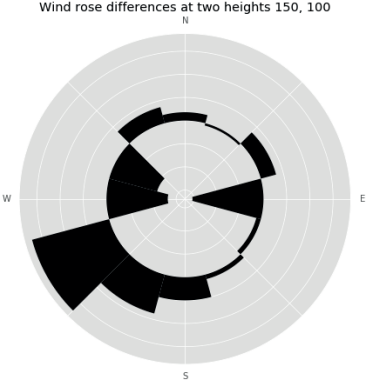


Figure 10: Polar Wind Direction Differences between height 150 and 100 m

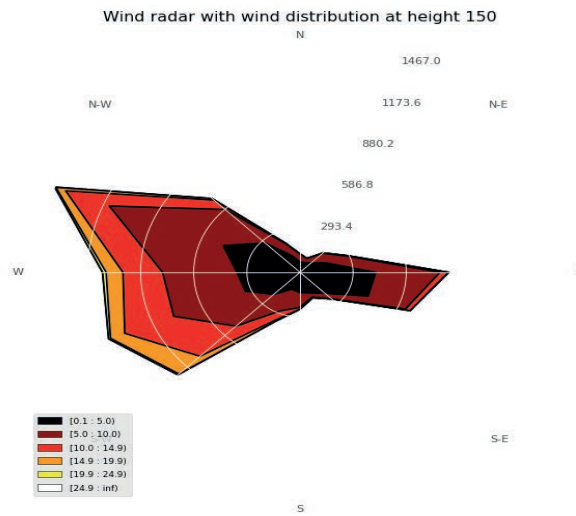


Figure 11: Radar Diagram with Frequency distribution at height 150 m

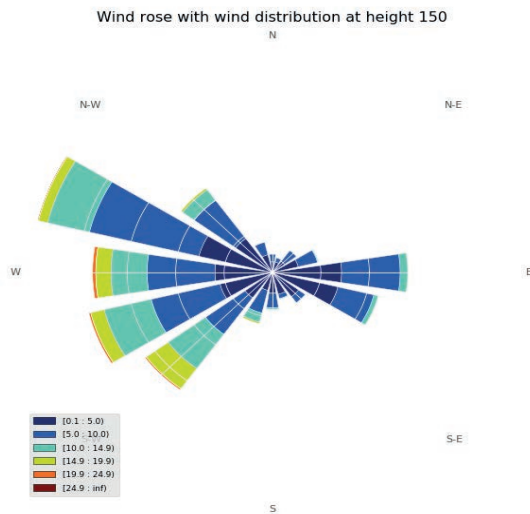


Figure 12: Wind Rose Diagram with Frequency Distribution at Height 150 m

Figures 11 and 12 display the distribution of wind speed and wind direction at the selected location where the wind is coming from and with which intensity. Figure 13 illustrates the wind roses at different heights.

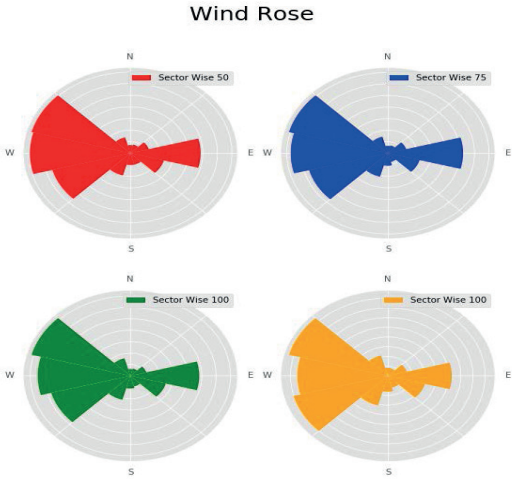


Figure 13: Wind Rose Diagram at four different heights

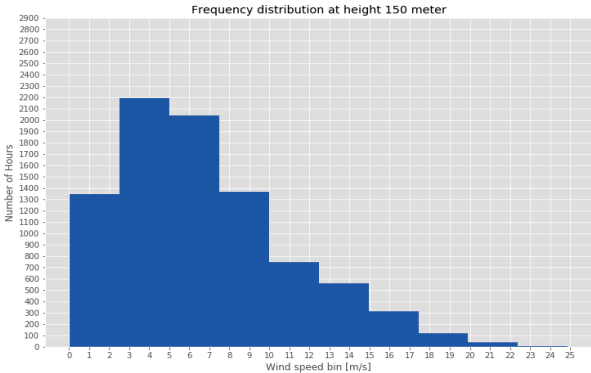
### 3. Wind Data Analysis

#### 3.1 Weibull Distribution

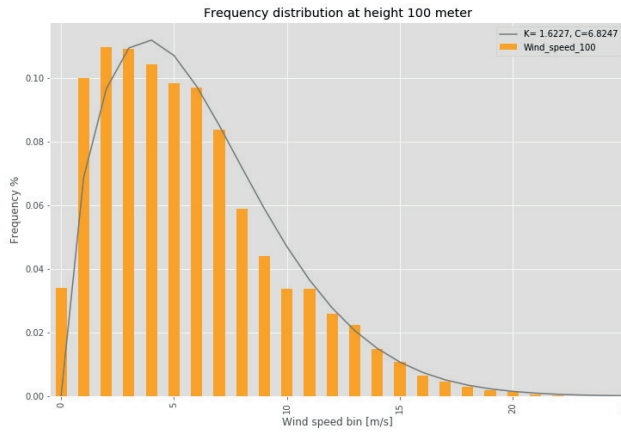
Most frequently, the distribution used for the calculation of wind power potential is the Weibull distribution. This distribution has been found by the Swedish physicist Waloddi Weibull. This distribution is considerably flexible and simple and complies with the real data. In other words, since the Weibull distribution follows wind speed data, it is generally accepted in wind power analysis [5]. The Weibull distribution function is as follows:

$$f(V) = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \tag{1}$$

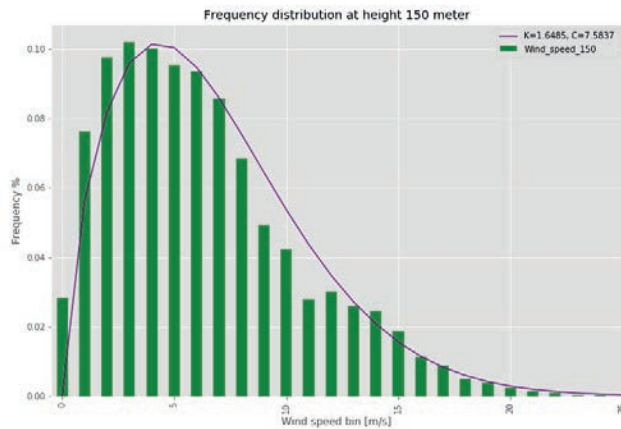
where K is the shape parameter (parameter showing the wind speed distribution form), C is the scale parameter (relative cumulative frequency for wind speed), and f(V) is the possibility density function of wind speed on relative Weibull distribution.



**Figure 14: Wind Speed Frequency distribution ( Histogram ) at height 150 meter**



**Figure 15: Wind Speed Frequency distribution with Weibull Fitting Curve at height 100 meter**



**Figure 16: Wind Speed Frequency distribution with Weibull Fitting Curve at height 150 meter**

Weibull fitting curves on wind speed frequency distributions can be found on figures 15 and 16 at two heights 100 and 150 meter respectively. The scale factors have been calculated for different heights and it is proportional to the average wind speed at our site. Obviously, the shape factor (K) is approximately similar at two heights.

Frequency distribution at heights 50,75 and 100 meters

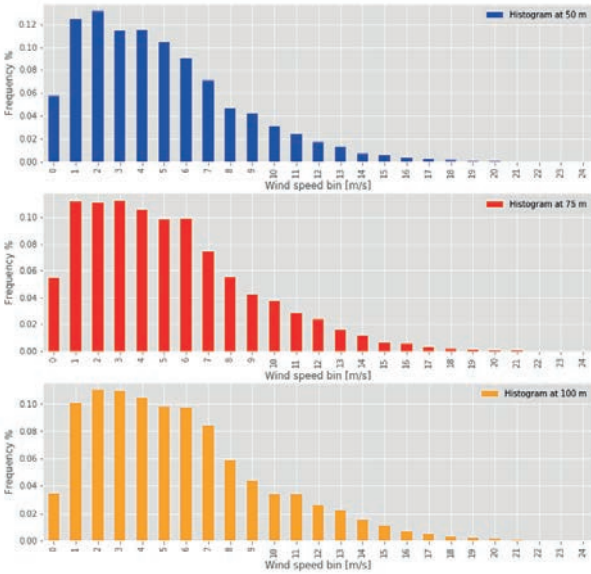


Figure 17: Wind Speed Frequency distribution at three heights

3.2 Short term and Long-term correlations

Regression analysis is a statistical technique commonly used to find a relationship between two variables. In long-term correction methods, regression analysis can be used to find a relationship between the on-site measurements and concurrent reference data. The relationship can be linear or non-linear; in this paper only, the linear regression has been used. Long term correction is an essential part of calculating a realistic long-term AEP estimate. Figures 18 and 19 represent the correlation relations between short term and long-term data for wind speed and wind direction, respectively.

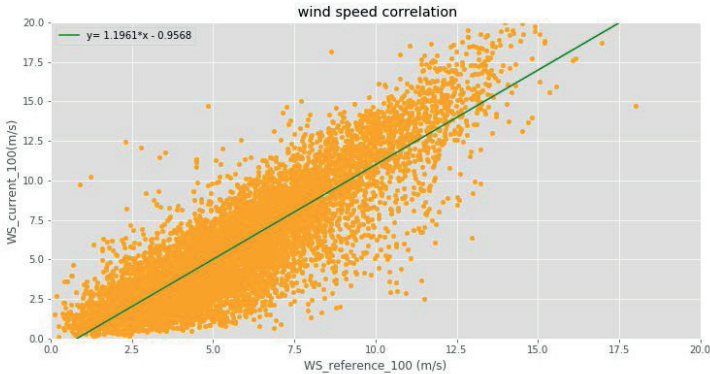
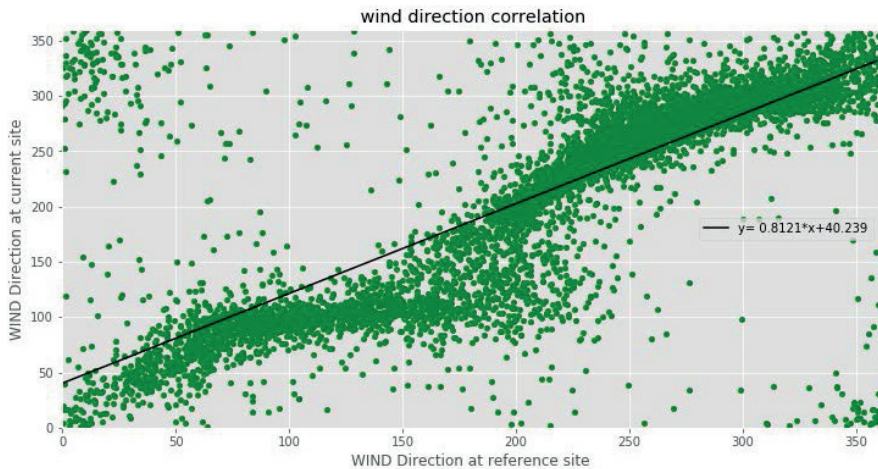


Figure 18: The correlation of wind speed between current and reference at 100 m



**Figure 19: The correlation of wind Direction between current and reference at 100 m**

### 3.3 Power Density

Wind power density (WPD) of a site helps in the comparison and selection of best-suited sites for the wind turbines. Turbines that are installed at sites having higher WPD usually generate higher electric energy [5]. The power density can be calculated from the measured wind speed and the air density according to the mast data. The simple mathematical equations used in order to estimate the power density value for a specific site.

$$\text{Power Density} = \frac{\frac{1}{2} \rho \sum (V_i^3)}{n} \tag{2}$$

$V_i$  is the average 10 min or 60 min wind speed<sup>1</sup>.

$n$  is the total number of measurements<sup>2</sup>.

$$\rho = \frac{P}{RT} \tag{3}$$

- $P$  is Air Density
- $P$  is Pressure at site
- $T$  is Temperature at site
- $R$  Constant (molar gas constant)

Using the formula mentioned at A.2, the wind power density at Wipperdorf site at heights 100 and 150 calculated 312 and 418 W/m<sup>2</sup> respectively.

<sup>1</sup> Basically the 10 min average wind speed used in wind resource assessment standard

<sup>2</sup> For hourly measurement, it is 8760 data per year



Figure 20 depicts the calculation formula using notebook in anaconda platform.

```
In [171]: wind_speed_100 = short_term_data['Wind_speed_100']
          ## Air density at site calculated by 1.12 kg/m3
          power_density_100 = wind_speed_100*wind_speed_100*wind_speed_100*0.5*1.12
          power_density_100

Out[171]: TimeStamp
2019-01-01 01:00:00    225.090472
2019-01-01 02:00:00    856.141332
2019-01-01 03:00:00   1047.177134
2019-01-01 04:00:00   1099.008404
2019-01-01 05:00:00   1771.602130
...
2019-12-30 20:00:00    155.213972
2019-12-30 21:00:00    228.770353
2019-12-30 22:00:00    152.374764
2019-12-30 23:00:00    305.389567
2019-12-31 00:00:00    487.750970
Name: Wind_speed_100, Length: 8736, dtype: float64
```

---

```
In [172]: wind_speed_150 = short_term_data['Wind_speed_150']
          power_density_150 = wind_speed_150*wind_speed_150*wind_speed_150*0.5*1.12
          power_density_150

Out[172]: TimeStamp
2019-01-01 01:00:00    302.037761
2019-01-01 02:00:00   1227.482983
2019-01-01 03:00:00   1353.460465
2019-01-01 04:00:00   1455.781250
2019-01-01 05:00:00   2213.011327
...
2019-12-30 20:00:00    388.166310
2019-12-30 21:00:00    538.442690
2019-12-30 22:00:00    392.127160
2019-12-30 23:00:00    719.244682
2019-12-31 00:00:00   1001.945473
Name: Wind_speed_150, Length: 8736, dtype: float64
```

**Figure 20: The calculated power density at different time**

### 3.4 Wind Shear Coefficient

Wind speed measurements are generally being made at different heights than at the tower heights of wind turbines. For this reason, these measured wind speeds are being extrapolated to turbine tower heights by using the formula known as wind power law [6]. As known, by using the Shear coefficient, estimated wind speed values at a requested height may be calculated from the wind speed values measured at a Specific height. Wind speed data measured at a specific height may be transferred to other heights by using the following equation:

$$V_2 = V_1 \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (4)$$

$V_2$  and  $V_1$  are the measured and known wind speeds at two different heights denoted by  $Z_2$  and  $Z_1$ . Therefore, applying the equation (4) leads to the estimation of shear coefficient or alpha. The calculated shear coefficient between two heights 100 and 150 meter can be found at figure 21. Alpha value also

estimated by 0.257 between heights 150 and 100 m.

```
In [283]: ▶ ave_ws100 = np.mean(ws100)
ave_ws150 = np.mean(ws150)
# calculation the shear coefficient based on power law wind profile
print('the average wind speed at height 100 m : ', ave_ws100)
print('the average wind speed at height 150 m : ', ave_ws150)

the average wind speed at height 100 m : 6.099170100732603
the average wind speed at height 150 m : 6.770855082417542

In [284]: ▶ import math

alfa = (math.log(ave_ws150/ave_ws100)/math.log(150/100))
print(' power law exponent is equal to :', alfa)

power law exponent is equal to : 0.25766624214118705
```

Figure 21: The calculated shear coefficient between 150 and 100 m

#### 4. Conclusion

Wind data analysis play a major role in wind resource assessment. Having a robust and consistent of wind data leads to more accurate estimation of annual energy production. As a rule of thumb, each one percent variations of wind speed leads to change of two percent of energy production. As matter of fact, wind data analysis causes a better estimation of energy production of wind power plant and therefore, the more profitable of wind energy project can be achieved. There are lots of engineering tools to analyze wind data, among them, python notebook from anaconda gives a unique functionality for wind data analysis and having a graphical representation of raw wind data.

#### 5. References

- [1] Lavanya, Amt.: Wind Turbine Technology and its Application. National Indian Wind Institute (76)
- [2] Karbalaemirza, Alireza: The effect of Site Conditions on Power Curve. In: Wind Europe Technology Workshop (Online)
- [3] EMD International; EMD (Hrsg.): Online Data. [https://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=ERA5\\_Gaussian\\_Grid](https://help.emd.dk/mediawiki/index.php?title=ERA5_Gaussian_Grid)
- [4] Rabbani, R.; Zeeshan, M.: Exploring the suitability of MERRA-2 reanalysis data for wind energy estimation, analysis of wind characteristics and energy potential assessment for selected sites in Pakistan. In: Renewable Energy 154 (2020), 1240 - 1251. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.100>. \_ DOI
- [5] Saxena, Bharat K.; Rao, K.V.S.: Estimation of Wind Power Density at a Wind Farm Site Located in Western Rajasthan Region of India. In: Procedia Technology 24 (2016), 492 - 498. <http://dx.doi.org/https://doi.org/10.1016/j.protcy.2016.05.084>. \_ DOI
- [6] TopaloÄlu, Fatih; Pehlivan, HÄ¼seyin; Hindawi (Hrsg.): Advanced Meteorology. <https://www.hindawi.com/journals/amete/2018/2716868/>

## **Forschungsvorhaben Bio2Geo – Saisonaler Erdwärmespeicher für Biogasanlagen: Ein Demonstrationsobjekt im Mittleren Buntsandstein**

Matthias Dworrak, IAB – Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gGmbH,  
Über der Nonnenwiese 1, 99428 Weimar, Tel.: + 49 3643 8684-840,  
E-Mail: m.dworrak@iab-weimar.de

Jens Zimmermann, IAB – Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gGmbH,  
Über der Nonnenwiese 1, 99428 Weimar, Tel.: + 49 3643 8684-197,  
E-Mail: j.zimmermann@iab-weimar.de

Ulrich Palzer, IAB – Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gGmbH,  
Über der Nonnenwiese 1, 99428 Weimar, Tel.: + 49 3643 8684-0,  
E-Mail: kontakt@iab-weimar.de

### **Zusammenfassung**

Im Demonstrationsvorhaben Bio2Geo wird an der oberflächennahen Speicherung der saisonalen Prozesswärme von Biogasanlagen mit angeschlossenen BHKW geforscht. Damit einher geht die Effizienzerhöhung von Biogasanlagen in einem Post-Erneuerbaren-Energien-Gesetz-Szenario (Post-EEG-Szenario). Im Beitrag werden die geologischen und geothermischen Parameter eines Erdwärmespeichers – 30 Erdwärmesonden (EWS) à 30 m Länge in einer zylindrischen Ausdehnung von ca. 22 m im Durchmesser – in der Volpriehausen-Formation (Mittlerer Buntsandstein) in Mörsdorf (Thüringen) vorgestellt. Um die geothermischen Speichereigenschaften am Standort zu charakterisieren, wurden Langzeitwärmeeinspeisungen und Temperaturmessungen an fünf Sonden durchgeführt. Die Einspeisung mit einer mittleren thermischen Leistung von 3,7 kW über 1000 h zeigte eine kontinuierliche Erwärmung des erschlossenen Gebirges im Radius von 4 m um ca. 1,5 K über den mittleren Speicherhorizont von 10 bis 25 m Tiefe. Die standortbezogene Datenermittlung belegt, dass vor dem Hintergrund des Wegfalls der EEG-Umlage eine saisonale Wärmespeicherung im Mittleren Buntsandstein zur Effizienzsteigerung von Biogasanlagen beitragen kann.

### **Einleitung**

Die vorgestellte Studie (Dworrak et al. 2020) basiert auf dem laufenden Forschungsprojekt Bio2Geo, in dem ein innovatives Wärmenutzungskonzept für eine dezentrale Biogasanlage, die maßgeblich Schweinegülle und Hühnerkot vergärt, entwickelt wird. Der saisonal stark schwankende Wärmebedarf der angrenzenden Schweinemastanlage soll durch geothermische Wärmespeicherung kompensiert werden. Dazu wird die bislang ungenutzte Abwärme von BHKW bestehender Biogasanlagen (BGA) in innovativer sowie besonders effizienter Weise bereitgestellt, verwertet, lastabhängig in einem Erdwärmesondenfeld saisonal gespeichert und zur Konditionierung der Inhaltsstoffe von Gärresten (Xenobiotika und Pathogene)

verwendet. Die Studie demonstriert die geologischen (petrophysikalischen) Voraussetzungen sowie die technischen Rahmenbedingungen (Geometrikalkulation des Sondenfeldes) für die Umsetzung des Wärmenutzungskonzepts. Da für die saisonale Wärmespeicherung ein Ausstragen der Wärmeenergie auszuschließen ist, sind eingehende geologische Voruntersuchungen sowie Analysen der hydrogeologischen Situation am Untersuchungsgebiet die Voraussetzung für geringe Speicherverluste und demzufolge auch für eine hohe Effizienz.

### **Geologische und hydrogeologische Situation**

Das Untersuchungsgebiet liegt geologisch in der Volpriehausen-Formation des Mittleren Buntsandstein. Während der Bohrarbeiten konnte die Volpriehausen-Wechselfolge (smVW) nachgewiesen werden, die sich durch eine zyklische Wechsellagerung aus Feinsand- und Siltsteinen zusammensetzt. Markant für die Volpriehausen-Wechselfolge im Untersuchungsgebiet ist ein ausgeprägter Farbwechsel von Rot, Rotbraun und Weiß (Rotweiße Wechselfolge) (Voigt 2017). Die Mächtigkeit der smVW wird mit ca. 40 m angegeben (Rödiger 2005). Palaeogeographische Rekonstruktionen zeigen das Untersuchungsgebiet in der Region eines ehemaligen Deltas (Ostthüringen) (Voigt 2017).

Im Liegenden folgen ca. 50 bis 60 m mächtige Mittel- bis Grobsandsteine des Volpriehausen-Basissandsteins (smVS) (Rödiger 2005), die durch die Bohrung im Untersuchungsgebiet nicht erschlossen wurden.

Das Ziel des Forschungsvorhabens ist die Nutzung eines durch Erdwärmesonden betriebenen, oberflächennahen, geogenen Speichers ohne eine maßgebliche Grundwasserbeeinflussung. Das Grundwasser des Mittleren Buntsandstein, zum Kluft-Poren-Wasser-Typ gehörend, bildet im Untersuchungsgebiet jedoch keine völlig voneinander getrennten Stockwerke. Der Grundwasserspiegel liegt bei 53 m unter GOK (294 mNN) mit einem Ruhewasserspiegel von 48,70 m GOK (Dworak et al. 2020).

### **Wärmebilanz der Biogasanlage**

#### *Methodik*

Die Modellierung erfolgte mittels der Software TopEnergy, die insbesondere einen anlagenoptimierten Betrieb berücksichtigt. Dadurch wurde die Simulation entsprechend einer spezifischen und auf den Anlagenbetreiber abgestimmten Fahrweise ausgerichtet.

Für die Festlegung relevanter Simulationsparameter wurden zunächst einige Testsimulationen mit überschlägigen Wärmemengen und Grundbedingungen durchgeführt, um die Ergebnisse des simulierten Testlaufs auf Plausibilität zu überprüfen.

Die Laufzeiten der einzelnen BHKW wurden gemäß den momentanen Voraussetzungen auf maximale Laufzeiten ausgelegt, da aktuell infolge des KWK-EEG-Zuschlags die Vergütung der elektrischen Kapazitäten im Vordergrund steht. Der Simulation liegen Gradtagszahlen zu

Grunde (Wetterdaten in Bezug auf mittlere Temperaturen an der Oberfläche im Mittel eines Tages [Bezug ist Erfurt]), wodurch der Wärmebedarf entsprechend der Außentemperaturen kalkuliert wird. Die drei Wärmeerzeuger in Form der Blockheizkraftwerke BHKW 1 (602 kW), BHKW 2 (602 kW) und BHKW 3 (823 kW) stellen eine kumulierte Heizleistung von rund 2.030 kW dar und laufen entsprechend der angestrebten Vergütung dauerhaft. Dem Wärmebedarf des Systems steht die Laufzeit der Notkühler und somit die anfallende Abwärme gegenüber. Insbesondere die Spitzen der Notkühlaggregate in den Sommermonaten machen die verloren gegangenen Abwärmepotenziale deutlich (Abb. 1 Simulation mit EEG, Blau). In der winterlichen Heizperiode sind anhand der Kurve des Wärmebedarfs (Rot dargestellt) insbesondere die Peaks maßgebend für die Auslegung des Gesamtsystems.

### *Ergebnisse*

Die Ausgangssituation zeigt, dass BHKW 1 und 2 die Grundlast des ganzjährigen Wärmebedarfs bis auf einzelne Phasen in den Wintermonaten decken können. In den Sommermonaten ist der enorme Anteil Überschusswärme durch den Betrieb eines Notkühlers abzuleiten. Bei Zuschaltung eines Gärrestkonditionierers, der in diesem Pilotprojekt installiert wurde (zyklische Betriebsführung mit 3 h täglich a 70, 50 bzw. 30 kW), verringert sich die ganzjährige Heizlast nur marginal (Abb. 1 Simulation mit EEG). Das Simulationsszenario (Post-EEG) mit Verwendung des geothermischen Speichers (70 kW thermische Leistung) ermöglicht es, BHKW 1, BHKW 2 und BHKW 3 kontrolliert zu fahren und die thermische Leistung zu drosseln (Abb. 1 Simulation Post-EEG). Dies reduziert die Überschusswärme und die thermische Leistung der Notkühler signifikant. In die Post-EEG-Simulation (Abb. 1) wurde eine Wärmepumpe einbezogen, um die auszuspeichernde Wärme auf ein verwertbares Niveau zu heben. Dadurch wird BHKW 1 mit einer durchschnittlichen Leistung von 324 kW, BHKW 2 mit einer mittleren Leistung von 409 kW und BHKW 3 im Schnitt mit 67 kW pro Jahr gefahren. Die durchschnittliche thermische Leistung der Notkühler kann auf 1,1 kW reduziert werden.

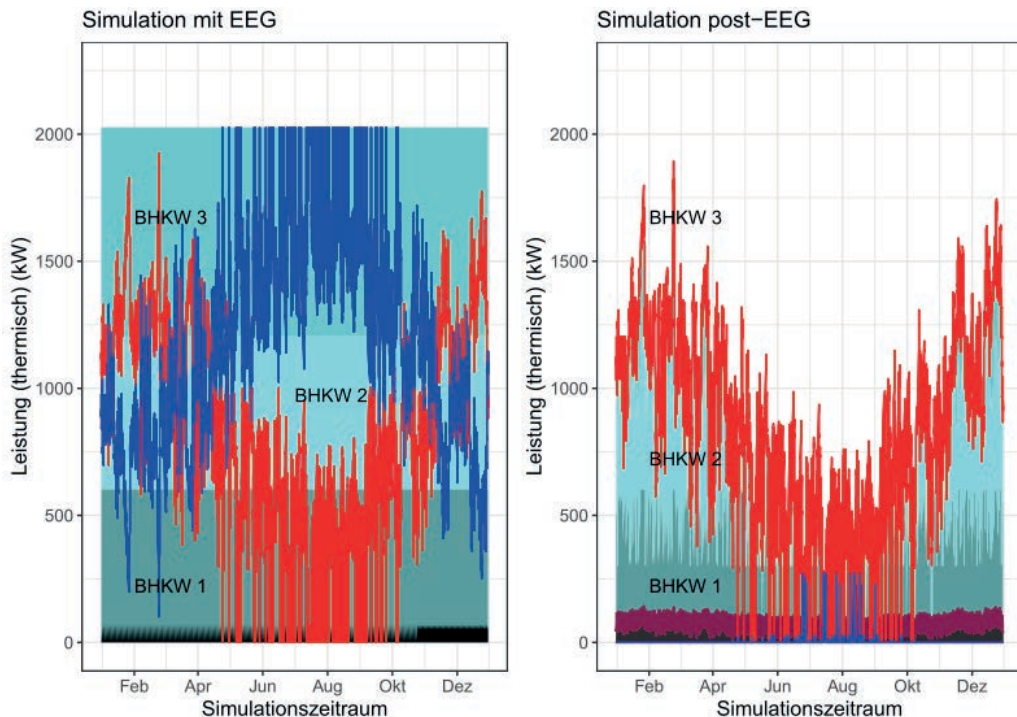


Abbildung 1. Auswertung der energetischen Simulation für ein Jahr (Links) zeigt das aktuelle thermische Energiemanagement mit EEG-Umlage. Die thermische Leistung der drei BHKW (Türkis) ist kumuliert dargestellt und zeigt eine konstante Leistung, während die Heizlast des Mastbetriebes (Rot) die thermische Leistung der Notkühler (Blau) bestimmt. Zusätzlich ist der angeschlossene Gärrestkonditionierer (Schwarz) dargestellt. Rechts) Simulation eines Post-EEG Szenarios, wo die Überschusswärme in den Speicher (Braun) eingebracht wird. Die Gesamtheizlast (Rot) ergibt sich aus der Heizlast des Mastbetriebes, dem Gärrestkonditionierer, dem Speicher-Input und der zusätzlich zwischengeschalteten Wärmepumpe (Violett).

### Geometrische Konzeption des Speichers und Sondenkonfiguration

Am Untersuchungsgebiet soll der Speicher ca. 10 m südlich der Biogasanlage installiert werden (Abb. 2). Die erforderliche Wärmespeicherkapazität von 250 MWh macht etwa 30 Sonden notwendig. Um die Effizienz zu erhöhen und Überlappungseffekte zu vermeiden, wurden als geometrische Sondenanordnung ein gleichschenkliges Dreieck gewählt und der Sondenabstand auf 4 m reduziert. Insbesondere im Zentrum des Speichers können dadurch die Temperaturintervalle optimiert werden. Die Sondenabstände sind hierbei äquidistant zueinander. Die Sondenlänge von 30 m ergibt sich aus der Vorgabe, eine Grundwasserbeeinträchtigung auszuschließen.

Als Sonden wurden konventionelle Duplexsonden (Doppel-U-Rohre) mit 32 mm Außendurchmesser und einem nominellen Innendurchmesser von 25 mm gewählt. GEROtherm® PE100-RT-Sonden der Fa. HakaGerodur AG fanden Verwendung, da diese resistent gegenüber höheren Temperaturen sind.

Als Verfüllung für den Ringraum der Bohrungen (Durchmesser 152 mm) kam der thermisch verbesserte Füllbinder® EWM plus der Schwenk Zement KG zum Einsatz. Dieser ist zusätzlich mit magnetisch dotierbaren Bestandteilen versehen, was eine In-Situ-Überwachung der Verpressung ermöglicht.

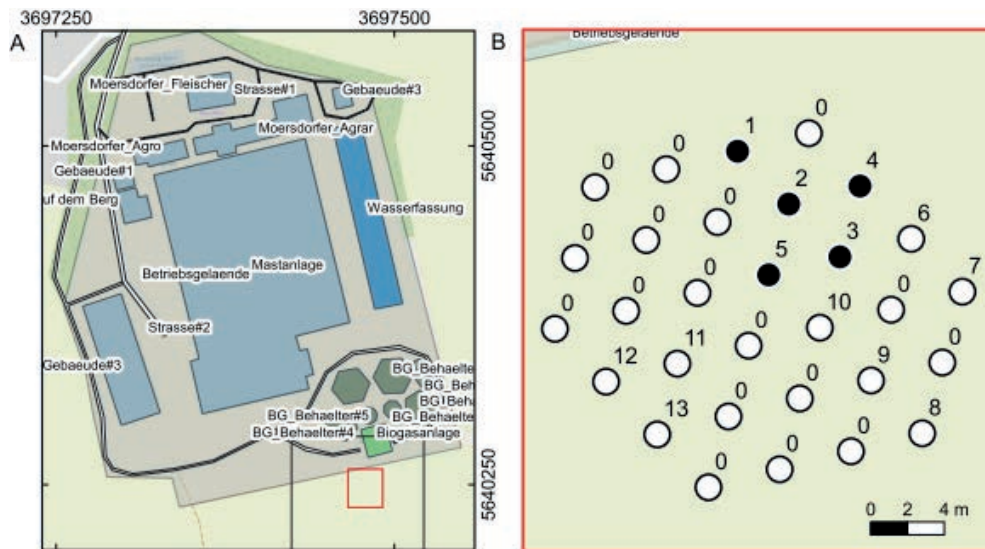


Abbildung 2. Betriebsanlage mit einzelnen Gebäudeteilen und dem geplanten Sondenfeld  
 A) Betriebsgelände mit Position des Speicherfeldes (roter Rahmen).  
 B) Speicherfeld mit untersuchten Bohrungen (Schwarz), erfolgten Bohrungen (Weiß mit Nr.) und geplanten Bohrungen (Weiß mit Nr. = 0). Das geplante Sondenfeld setzt sich aus 30 Duplexsonden angeordnet im 4 m-Raster eines gleichschenkligen Dreiecks zusammen.

### Thermische Nutzungsmöglichkeit des Untergrundes

Um die Eignung des Standortes als saisonaler thermischer Erdspeicher zu validieren, wurden mittels konventionellem TRT an Sonde 2 (Abb. 2 B) die wesentlichen Gesteinsparameter bestimmt. Daraus ergibt sich eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 3,6 W/mK und eine vol. Wärmekapazität von 2,9 MJ/(m<sup>3</sup>K) bei einem Bohrlochwiderstand von  $R_B$  0,15 mK/W (Dworrak et al. 2020).

Tabelle 1. Zusammenfassung der Langzeitwärmeeinspeisung – aus Dworrak et al. (2020)

TRT Nr.	Leistung [kW]	Messzeit von	Messzeit bis	Messdauer [h]	$\varnothing$ $T_{in}$ [°C]	$\varnothing$ $T_{out}$ [°C]
2	2	20.05.2020	28.05.2020	192	23	22
6	6	28.05.2020	04.06.2020	168	45	41
4	4	04.06.2020	11.06.2020	168	41	38
4a	4	11.06.2020	19.06.2020	192	42	39
4b	4	19.06.2020	23.06.2020	96	42	39
4c	4	23.06.2020	01.07.2020	184	43	40

Die Analyse der Temperaturverteilung innerhalb des Speichers wurde mit einer thermischen Langzeiteinspeisung von 1000 h bei einer durchschnittlichen thermischen Leistung von ca. 3,7 kW durchgeführt. Es wurden die Temperaturprofile der wassergefüllten EWS 1, 3, 4 und 5 in regelmäßigen Abständen ermittelt (Abb. 3). Die Auswertung zeigt, dass die Mittelwerte der ersten 5 m verhältnismäßig großen Schwankungen unterliegen. Eine Stabilisierung und systematische Temperaturerhöhung ist in den Tiefenbereichen ab 5 m festzustellen. Im Vergleich zu den anderen Erdwärmesonden ist EWS 5 ca. 0,3 K kühler. Die generelle Temperaturerhöhung innerhalb der einzelnen EWS ist über den Gesamtzeitraum relativ konstant und über die Sondenlänge homogen verteilt (Abb. 3). Am Ende des Langzeitversuchs liegen die Maximaltemperaturen bei ca. 12,2 °C im Tiefenbereich von 10 bis 25 m.



Abbildung 3. Räumliche Verteilung der Temperaturveränderung der Mittelwerte über den Messzeitraum – aus Dworak et al. (2020)

### Diskussion

Die thermischen Eigenschaften der Volpriehausen-Wechselfolge am untersuchten Standort zeigen typische Wärmeleitfähigkeiten des Mittleren Buntsandstein und sind vergleichbar mit denen aus dem Norddeutschen Becken (Fuchs und Förster 2010). Die Positionierung der EWS im Abstand von 4 m entlang eines gleichschenkligen Dreiecks und die geometrische Form des Sondenfeldes mit einem Breiten-Tiefen-Verhältnis von ca. 0,7 (22/30) sind nahezu



optimal für die effektive saisonale Wärmespeicherung (Wołoszyn, 2018, Skarphagen et al. 2019). Die gleichmäßige Temperaturerhöhung in den beobachteten EWS während einer Langzeitwärmeeinspeisung belegt keinen signifikanten konvektiven Wärmestrom innerhalb der erschlossenen Formation. Der konduktive Wärmestrom, die hohe Wärmeleitfähigkeit und die hohe Wärmekapazität deuten auf eine hohe Zementation bzw. einen hohen Ton-Silt-Matrixanteil des Sandsteins hin. Die petrographischen Untersuchungen stehen noch aus. Dennoch bestätigt die makroskopische Kernbefahrung diese Ableitung.

Die hohen Abweichungen bei den Temperaturmessungen in den oberen 5 m Teufe sind durch Oberflächeneinflüsse zu erklären. Es wird vermutet, dass durch In-situ-Konvektion in der EWS eine Temperaturerhöhung durch tageszeitliche Aufheizung und Abkühlung die starken Temperaturschwankungen verursacht. Der Teufenabschnitt von 15 bis 25 m zeigt die stärkste Temperaturerhöhung mit Maximaltemperaturen von 11,5 bis 12,2 °C im Speicherbereich bei einer gleichmäßigen Temperaturerhöhung von ca. 1,3 K in allen gemessenen EWS. Die Maximaltemperaturen nehmen im Teufenbereich von 25 bis 30 m wieder leicht ab und erreichen maximal 10,8 bis 12,0 °C. Die geringere Temperaturerhöhung in tieferen Speicherbereichen wird durch konduktive Wärmeableitung zum Speicherboden erklärt. Aus diesem Grund wurde der unbeeinflusste Speicherbereich auf 5 bis 25 m begrenzt und die Temperaturentwicklung im Langzeitversuch zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der Speichertemperatur (Abb. 3). Eine konstante Wärmeeinspeisung mit ca. 3,7 kW und ca. 43 °C führt zu einer konstanten und systematischen Temperaturerhöhung des Speichers und kann als Empfehlung gelten.

Das Forschungsprojekt ist momentan in Bearbeitung, so dass noch keine abschließende Wirtschaftlichkeits- und Wirksamkeitsbetrachtung vorliegt. Bei geothermischen Speichern werden zunächst zweijährige Einspeisungszeiträume angegeben, um die Regenerationsfähigkeit des geothermischen Speichers bei saisonalen Ausspeichervorgängen einstellen zu können (Skarphagen et al. 2019). Die Fortführung von Messreihen ist daher auch nach Projektende angedacht.

Gefördert im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms "Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung" durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Projekträger: Projekträger Jülich/Forschungszentrum Jülich GmbH

## Literatur

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat) (2019). Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklungen. Berlin (2019).

Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat) (2020). Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland.

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K.; Beil, M. & Beyrich, Wiebke (2017). Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ Bericht Nr. 30.

Dworak, M.; Raufuss, I.; Schmidt, T. & Palzer, U. (2020). Forschungsvorhaben Bio2Geo – Saisonaler Erdwärmespeicher für Biogasanlagen: Ein Demonstrationsobjekt im Mittleren Buntsandstein. bbr Magazin – Leitungsbau, Brunnenbau, Geothermie, 10/2020, 55–61.

Fuchs, S. & Förster, A. (2010). Rock thermal conductivity of Mesozoic geothermal aquifers in the Northeast German Basin. *Chemie der Erde*, 70, 13–22.

Plata, A. (2008). Optimale Standorte von Biogasanlagen - Geographische Informationssysteme als entscheidungsunterstützende Instrumente im Bereich Bioenergie. *Standort – Zeitschrift für Angewandte Geographie*, 32, 141–146. DOI 10.1007/s00548-008-0099-4.

Rödiger, T. (2005). Charakterisierung und Modellierung des Buntsandsteinfließsystems im Osten des Thüringer Beckens. Dissertation, FSU Jena.

Skarphagen, H.; Banks, D.; Frengstad, B. S. & Gether, H. (2019). Design Considerations for Borehole Thermal Energy Storage (BTES): A Review with Emphasis on Convective Heat Transfer. *Geofluids*, 26 pp., <https://doi.org/10.1155/2019/4961781>.

Voigt, T. (2017). Die Ablagerungssysteme des Unteren und Mittleren Buntsandsteins in Thüringen. *Geowissenschaftliche Mitteilungen von Thüringen*, 14, 39–95.

Wołoszyn, J. (2018). Global sensitivity analysis of borehole thermal energy storage efficiency on the heat exchanger arrangement. *Energy Conversion and Management*, 166, 106–119. DOI <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.009>.

Oliver Mercker, Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)  
Kontakt: o.mercker@isfh.de, Tel.: 05151 999 645

### Potenzialstudie zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten in WP-gestützten Wärmeversorgungskonzepten für Einfamilienhäuser in TRNSYS

Die Transformation der Energieversorgung im Zuge der Energiewende ist durch einige Megatrends gekennzeichnet: Dezentralisierung der Energiebereitstellung, Digitalisierung aller Lebensbereiche, dominierende Rolle von Solar- und Windenergie im Stromsektor und, damit einhergehend, eine hohe Volatilität der Erzeugung und zunehmende Verschränkung der Energienutzungsbereiche: Strom, Wärme und Mobilität (Sektorenkopplung).

Da Solarenergie vor allem saisonal azyklische Erzeugungsmaxima in Bezug auf die Wärmebedarfsspitzen in Deutschland und auch die Windenergie im Winter Lücken (z. B. Hochdruckwetterlagen im Januar) aufweisen, braucht es für diese Zeiträume eine Absicherung der im Winter gleichzeitig hohen Bedarfe an Strom und Wärme.

In der öffentlichen Debatte wird daher viel über kosten- und investitionsintensive Speicherverfahren zur Überbrückung dieser Lücken diskutiert. Dabei wird das Potenzial der bereits im Markt etablierten Biomassefeuerungen in der Regel als sektorenübergreifende Flexibilitätsoption übersehen, obwohl diese Anlagen aus technischer Sicht einen signifikanten Beitrag zur Deckung von Lastspitzen leisten könnten.

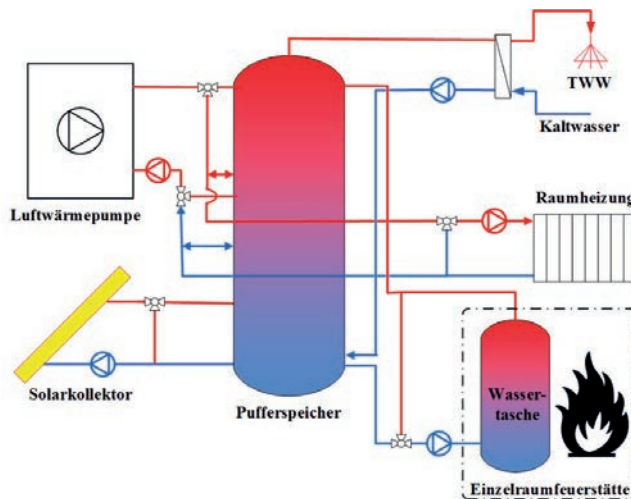
Nach neuesten Angaben ist davon auszugehen, dass es in Deutschland rund 10 bis 11 Millionen Einzelraumfeuerungen<sup>1</sup> (ERF) gibt, d.h. im Schnitt gibt es in jedem zweiten Wohngebäude und in etwa einem Viertel aller Wohnungen eine ERF. Bei einer konservativ geschätzten<sup>2</sup> durchschnittlichen Heizleistung einer ERF von 8 kW steht eine thermische Leistung von 80 bis 90 GW im deutschen Wohngebäudebestand zur Verfügung, die schon heute regelmäßig zum (Zu-)Heizen oder aus Komfortgründen genutzt wird.

Ziel der Studie ist es, das derzeitige und zukünftige Potenzial der Biomasse-ERF zur Vermeidung von Strombedarfsspitzen durch Wärmepumpen und Gasnachfragespitzen durch Gasfeuerungen für den Status Quo und die Stützjahre 2030 und 2050 zu ermitteln. Dazu sollen vielversprechende ERF-Hybridssysteme, wie zum Beispiel:

- ERF + Wärmepumpe (WP)
- ERF + WP + Solarthermie (ST)
- ERF + Gastherme
- ERF + Gastherme + ST

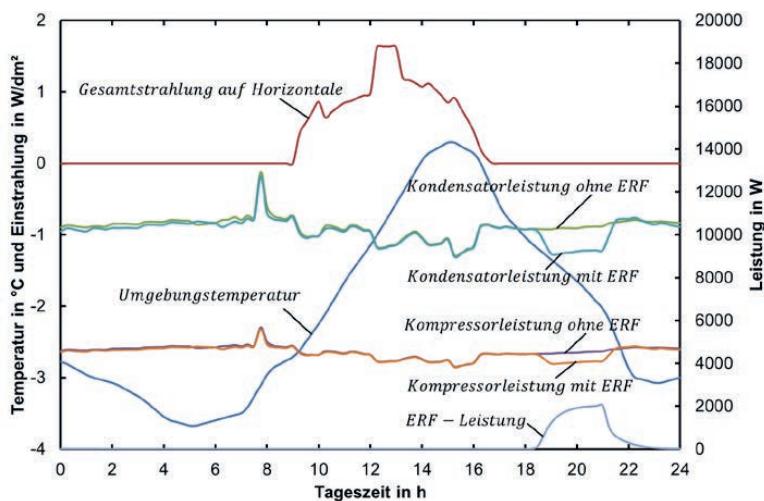
untersucht sowie die technische Machbarkeit von Instrumenten zur Aktivierung der Anlagenbetreibenden aufgezeigt und politische Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Die Untersuchung erfolgt anhand von Simulationen in der Systemsimulationsumgebung TRNSYS. **Abbildung 1** zeigt das Prinzipschaltbild der untersuchten Wärmeversorgungskonzepte, wobei die dargestellte Kompressions-WP je nach Konzept durch eine Gastherme ersetzt und die Solarthermieanlage jeweils optional hinzugefügt oder weggelassen wird.

Oliver Mercker, Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH)  
 Kontakt: o.mercker@isfh.de, Tel.: 05151 999 645



**Abbildung 1:** Schematische Darstellung des untersuchten Wärmeversorgungssystems

Im Vollbeitrag werden die zentralen Ergebnisse der Systemsimulationsstudie vorgestellt und anhand ausgewählter Auswertungsgrößen diskutiert. Diese Bewertungsgrößen sind zum Beispiel: 1. die maximal vermiedene Kompressorleistung der WP im Tagesverlauf (siehe hierzu exemplarisch **Abbildung 2**); 2. die im Jahresmittel eingesparte Kompressorarbeit der WP über dem jeweiligen Tageszeitpunkt; 3. die Verringerung der Außentempersensitivität des Kompressorleistungsbedarfs der WP; sowie 4. die Veränderung des Primärenergiebedarfs des untersuchten Einfamilienhauses in Abhängigkeit vom Dämmstandard.



**Abbildung 3:** Kondensatorleistungs- und Kompressorleistungsverlauf während des 15. Tages des Jahres für eine Simulation mit und ohne ERF zur Versorgung des SFH200

# Investigation of different off-grid PV electrolysis topologies

Ourida S, Romdhane.S., Hassen D

## Abstract—

The clear majority of current hydrogen production (95%) comes from steam reforming of fossil fuel. The production of "green" hydrogen from renewable electricity by electrolysis of water is still insignificant and is facing technical deal. While On grid electrolysis do not have a need for sizing guidelines (the electrolyzers are working in the optimal point), until now there is no norms or guideline for the dimensioning of off grid PV electrolysis systems. The aim of this paper is to investigate the yield of the off grid PV electrolysis systems by varying various parameters as the: power ratio PV/electrolyzers, the solar radiation and the connection topology.

**Keyword:** off grid, PV, electrolysis, Topology.

## I. INTRODUCTION

The world energy supply is currently dominated by fossil hydrocarbons [1]. These centralized resources generate conflict, their combustion generates pollution and their scarcity (declining EROEII) generates price increases. The need for a low- carbon and renewable energy transition is becoming more and more important. Renewable resources are: decentralized and reduce geopolitical tension, "eco-friendly" and contributes to a cleaner environment and unlimited (on a human scale) and contributes to price stability. However, the integration of renewable energies presents significant problems: first, due to their intermittent their integration in the electrical network presents stability problems and requires storage capacities. Second, fossil hydrocarbons do not currently have a renewable substitute in the field of transport (especially air, truck and boat). In this context, the use of hydrogen as a multimodal energy vector (as a carrier and as an energy storage medium) seems ideal. Moreover, hydrogen can generate electricity with a fuel cell and generate heat by producing methane in a power to the gas plant. The clear majority of current hydrogen production (95%) comes from steam reforming of fossil fuel.

The clear majority of current hydrogen production (95%) comes from steam reforming of fossil fuel. The production of "green" hydrogen from renewable electricity by electrolysis of water is still insignificant and is facing technical deal. While On grid electrolysis

## II. PROCEDURE

### Méthodologie

Each sub-element constituting the test bench have been individually tested in the lab and their characteristic curves recorded (at full load and partial load).The determination of the characteristic curves can only be done under static conditions (independently of the sunshine), this was done in the laboratory.

### A. Electrolyzer

The used electrolyzer is a PEM electrolyzer, with a nominal power of 36 W. It is made up of two cells mounted in series with a nominal flow rate is 120 ml of gaseous hydrogen per minute.

Table 1: characteristic of the PEM electrolyser

Model	Unit	QLC-120
Cells	-	2
Stack Diameter	mm	85
H2 Flow Rate	mL / min	0 - 120
O2 Flow Rate	mL/min	0 - 60
Voltage	V (DC)	4 (9A)



I-V Curve electrolyser

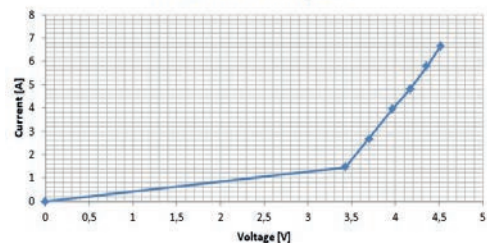


Figure 1: I-V Curve of the electrolyzer

The voltage-current curve of the electrolyzer has two parts. The first flat part from 0 to 3.4 V represents the part where the energy is needed to overcome the 2 cells ( $2 \times 1.23V$ ) and the ohmic resistance of the system (electrolyzers, wire...) here the current only increases very slowly and the gaseous hydrogen is still not generated. The second part of the curve (from 3.4V to 4.5V) represents the part where gaseous hydrogen begins to be generated in proportion to the increase in current (from 1 Amp to 7 Amps). The Hydrogen production flow rate for the different Voltage and current consumption are given in the Table 2.

Table 2 : Measured performance of the electrolyzer

Power [W]	5	10	15	20	25	30
Voltage [V]	3,43	3,7	3,96	4,17	4,36	4,52
Current [A]	1,46	2,71	3,94	4,84	5,79	6,67
H2 flow rate [ml/s]	0,36	0,66	0,98	1,16	1,46	1,82

B. PV Module

The used Photovoltaic module have a nominal power of 100 W at  $U_{mp}$  of 18.4 [V] and an  $I_{mp}$  of 5.4 [A]. The I-V curve of the module for different solar radiation is given in the figure 2

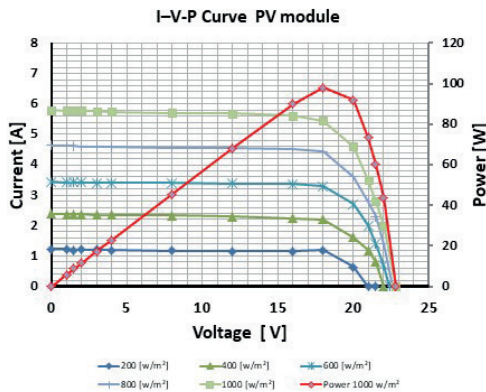


Figure 2: I-P-V Curve of the PV module

III. DIRECT COUPLING

In this part 2 direct coupling configurations has been investigated. In the first configuration, a single electrolyzer with 36 [W] nominal powers was connected to the photovoltaic module. In the second configuration 2 electrolyzers connected in serial (total power of 72 [W]) were used. A schematic figure of the connection as well as their Voltage/current characteristics curves are shown below.

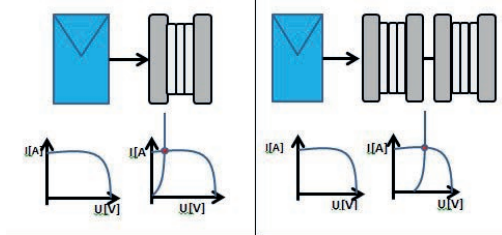


Figure 3: Schematic connection direct coupling (left one electrolyzers, right two electrolyzers in serial)

The direct coupling of one electrolyzer with the photovoltaic module reveals that the intersection of the two curves takes place far from the maximal power point (MPP) of the module, so that most of the energy is lost and not used for the generation of gaseous Hydrogen. However the direct coupling of 2 electrolyzers in series, results in the shift of the characteristic curve to the right (addition of the voltage) thus approaching more than the MPP of the solar module, decrease the losses and increase over proportionally the hydrogen generation. However, the serial addition of electrolyzers has its limitations. The connection of 3 or 4 electrolyzers in series would ensure that their nominal power would exceed that of the solar module ( $3 \cdot 36W$  and  $4 \cdot 36W > 100 W$ ),

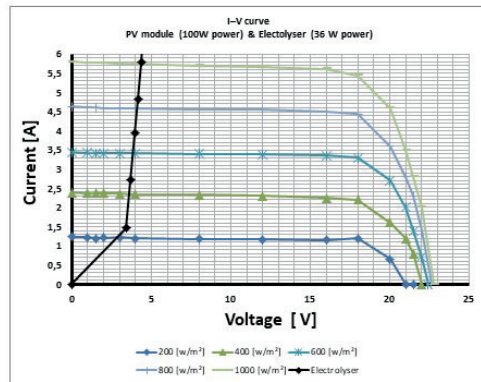


Figure 4: I-V Kurve of electrolyzers an PV module

To give some order of magnitude, with a sunshine of 1000 [ $w/m^2$ ] the solar module delivers 100 [W] the intersection of the electrolyzer curve with that of the solar modules curve occurs at 4.5 [V] and 5.8 [A], generating 26 [W]. The mismatching of the 2 curve explains a lost 75% of the energy. The energy loose is even greater for lower solar radiation.

The Production of gaseous hydrogen for both direct couplings configurations (one electrolyzer and two electrolyzers in serials) during the 20<sup>th</sup> of March in central Germany is shown below.

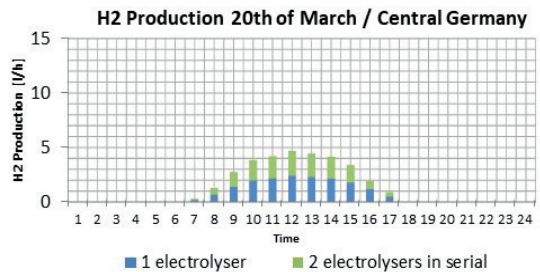


Figure 5: H<sub>2</sub> production direct coupling

The serial addition of electrolyzers improves the curve matching with MPP and consequently the hydrogen production, but is still insufficient to utilize the maximal solar yield of the PV module.

IV. INDIRECT COUPLING

In this part an indirect coupling configurations has been investigated. A better match between the electrolyzer and the module has been achieved by using another connection topology. First an MPP tracker was connected to the module. Its role is to extract the maximum power from the module. Secondly, a DC DC converter is used to transform the  $U_{mp}$  and  $I_{mp}$  to a "useful" voltage and current for the electrolyzer. This transformation occurs along the imaginary line of the ISOWATT. A schematic figure of the connection as well as their Voltage/current characteristics curves are shown in the figure 6.

APPENDIX

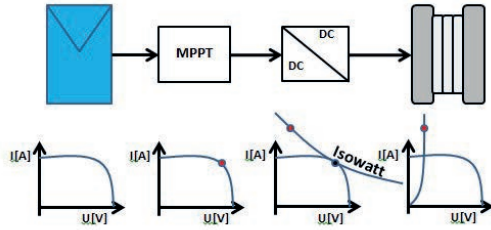


Figure 6: Schematic connection indirect coupling

The Production of gaseous hydrogen for both direct couplings configurations (one electrolyzer and two electrolyzers in serials) as well as for the ISOWATT tracking configuration using a DC DC converter is shown in the figure below. The production is reported during the 20<sup>th</sup> of March in central Germany.

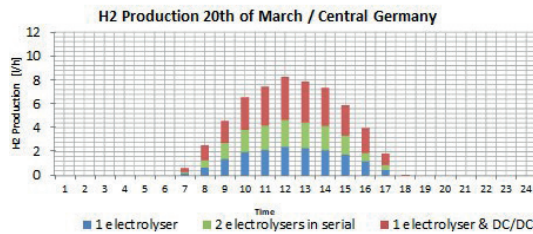


Figure 7: H<sub>2</sub> production indirect coupling

The use of an MPP Tracker and a DC-DC Converter with an transformation efficiency of 75%, improves the Hydrogen production by a magnitude of 4 in comparison with simple direct coupling and by a factor of 2 in comparison with direct coupling serial configuration.

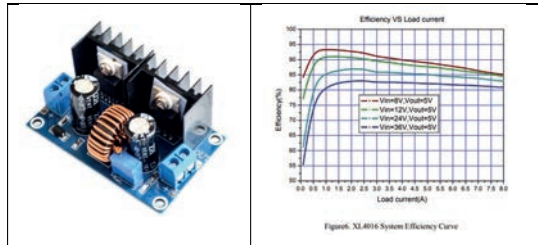
Table 3: Daily H<sub>2</sub> production for direct and indirect coupling

Daily production of H <sub>2</sub> [liter]		
1 electrolyzer	2 electrolyzers in serial	1 electrolyzer & DC/DC
16,59	31,82	57,11

V. CONCLUSION:

Direct coupling and indirect coupling configuration of an PV off grid electrolysis system has been investigated. With the connection of MPP Tracker and an DC DC converter an hydrogen yield increase of 300% has been achieved (in comparison of direct coupling)

Characteristics of the converter.



**Electrical Characteristics (DC Parameters)**  
 Vin = 24V, GND=0V, Vin & GND parallel connect a 470µF/50V capacitor; Iout=500mA, T<sub>a</sub> = 25°C; the others floating unless otherwise specified.

Parameters	Symbol	Test Condition	Min.	Typ.	Max.	Unit
Input operation voltage	V <sub>in</sub>		8		36	V
Quiescent Supply Current	I <sub>q</sub>	V <sub>in</sub> = 5V		2.1	5	mA
Oscillator Frequency	F <sub>osc</sub>		144	180	216	KHz
Output Short Frequency	F <sub>osp</sub>			48		KHz
Switch Current Limit	I <sub>l</sub>	V <sub>in</sub> = 0		14		A
Max. Duty Cycle	D <sub>max</sub>	V <sub>in</sub> = 0V		100		%
Output Power PMOS	R <sub>dson</sub>	V <sub>in</sub> = 0V, V <sub>in</sub> = 24V, I <sub>sw</sub> = 12A		40	50	mohm

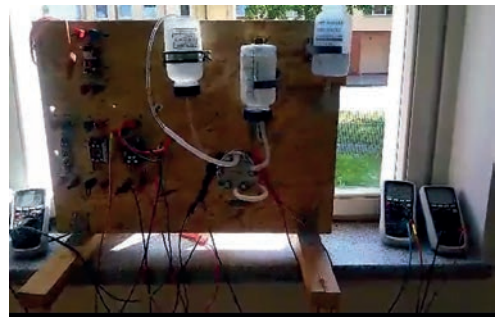


Figure 8: Photograph of the test bench

O.S works at the laboratory of Energy, Water, Environment and Processes, University of Gabes, 6029, Tunisia (phone: 216 96 21 22 96; e-mail: [ourida.salem@gmail.com](mailto:ourida.salem@gmail.com)).

. B. R. works at the E Department, University of Gabes , Tunisia (e-mail: [romdhaneb.slama@gmail.com](mailto:romdhaneb.slama@gmail.com)).

H.D work at the National Engineering School of Gabes, Electric and Automatic Department, Gabes, Tunisia (e-mail: [hassen\\_dahman\\_2000@yahoo.com](mailto:hassen_dahman_2000@yahoo.com))

## Hochtemperaturelektrolyse als Schlüsselkomponente für die CO<sub>2</sub>-Minderung in industriellen Prozessen

Erik Reichelt, Gregor Herz, Nils Müller, Eric Jacobasch, Matthias Jahn

Fraunhofer IKTS, Dresden

### Abstract

Die Hochtemperaturelektrolyse bietet ein hohes Potential im Hinblick auf die Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in industriellen Prozessen sowohl für die Route der CO<sub>2</sub>-Vermeidung (Carbon Direct Avoidance, CDA) als auch für die CO<sub>2</sub>-Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU). Für eine umfassende Bewertung der beiden Konzepte sowie des Potentials der Hochtemperaturelektrolyse wurde eine techno-ökonomische Analyse der beiden grundsätzlichen Minderungspfade durchgeführt. Dabei wurden neben dem CO<sub>2</sub>-Minderungspotential sowie dem jeweiligen spezifischen Energieaufwand für die Emissions-senkung insbesondere auch die ökonomischen Implikationen einer Umstellung bzw. Erweiterung der etablierten Prozessrouten untersucht. Die Ergebnisse zeigten hierbei, dass Ansätze zur direkten Vermeidung von CO<sub>2</sub> sowohl im Hinblick auf das Minderungspotential als auch aus ökonomischer Sicht einer CO<sub>2</sub>-Nutzung vorzuziehen sind – wenn dies prozesstechnisch möglich ist. Gleichzeitig zeigen die Untersuchungsergebnisse, dass die Hochtemperaturelektrolyse mit steigender technologischer Reife für solche prozessintegrierten Konzepte Vorteile sowohl in energetischer als auch in ökonomischer Hinsicht gegenüber der Niedertemperaturelektrolyse aufweist.

### 1. Einleitung

Die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist insbesondere für industrielle Emittenten eine Herausforderung im Hinblick auf das Erreichen der Klimaziele. Um prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, stehen grundsätzlich zwei Wege zur Verfügung: die direkte Vermeidung (Carbon Direct Avoidance, CDA) sowie die Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU). Beide Konzepte sind dabei für verschiedene industrielle Anwendungen vorteilhaft. Auch wenn beide Ansätze grundlegende Unterschiede aufweisen, so haben sie doch gemeinsam, dass der Prozessschritt der Elektrolyse bei der technischen Umsetzung eine wichtige Rolle spielt. Insbesondere die Hochtemperaturelektrolyse, auch Festoxidelektrolyse (Solid Oxide Electrolysis, SOEL), bietet hier aufgrund von Vorteilen wie der Steigerung des energetischen Wirkungsgrads durch Wärmeintegration, die als Co-Elektrolyse bezeichnete direkte Bereitstellung von Synthesegas sowie durch die Möglichkeit zum internen Reforming kurzketziger Kohlenwasserstoffe ein großes Potential [1,2].

Ein Beispiel für die Anwendung von CDA stellt die Stahlindustrie dar. Hier wird Wasserstoff als nachhaltiges alternatives Reduktionsmittel für die Herstellung von Roheisen über das Direktreduktionsverfahren diskutiert [3]. Neben der Vermeidung erheblicher CO<sub>2</sub>-Emissionen bietet der Prozess dabei zudem das Potential durch einen an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energie angepassten flexiblen Betrieb mit Wasserstoff oder Erdgas zur Stabilisierung des Energiesystems beizutragen. In anderen Industriesektoren kann die Bildung von CO<sub>2</sub> aufgrund des zugrundeliegenden Prozesses jedoch nicht vermieden werden, wie z.B. in der Kalk- und Zementindustrie. Hier können CCU-Konzepte zum Einsatz kommen, um das CO<sub>2</sub> als Kohlenstoffquelle zu nutzen [2].

Im Folgenden werden die beiden grundsätzlichen Pfade zur CO<sub>2</sub>-Minderung in industriellen Prozessen und insbesondere der potentielle Beitrag der Hochtemperaturelektrolyse hierbei technisch und ökonomisch bewertet.

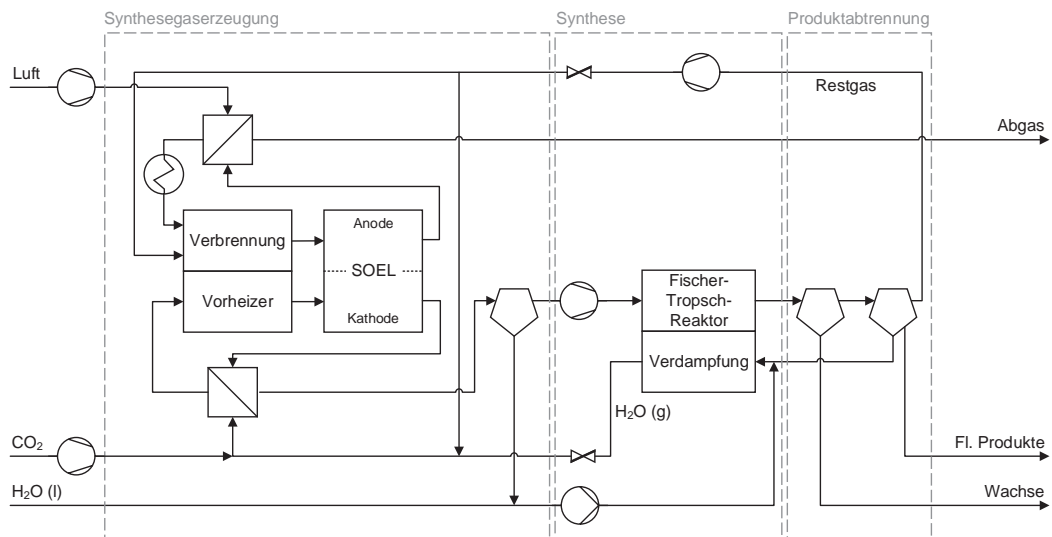


## 2. Modellierung

### 2.1 Prozessmodellierung

Ziel dieser Arbeit ist die vergleichende Bewertung verschiedener elektrolysebasierter Prozesse. Grundlage für diese Studie bildet dabei die Prozessmodellierung. Betrachtet werden die zwei grundsätzlichen Pfade CCU und CDA. Im erstgenannten Fall erfolgt die Untersuchung eines Prozesses zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen über die Fischer-Tropsch-Synthese als Beispiel für die Nutzung anfallender  $\text{CO}_2$ -Ströme in industriellen Prozessen. Als Beispiel für die  $\text{CO}_2$ -Vermeidung wird die Umstellung der Stahlerzeugung von der etablierten Hochofenroute auf das Direktreduktionsverfahren betrachtet. Für beiden Pfade wurden entsprechende Prozessmodelle in AspenPlus umgesetzt.

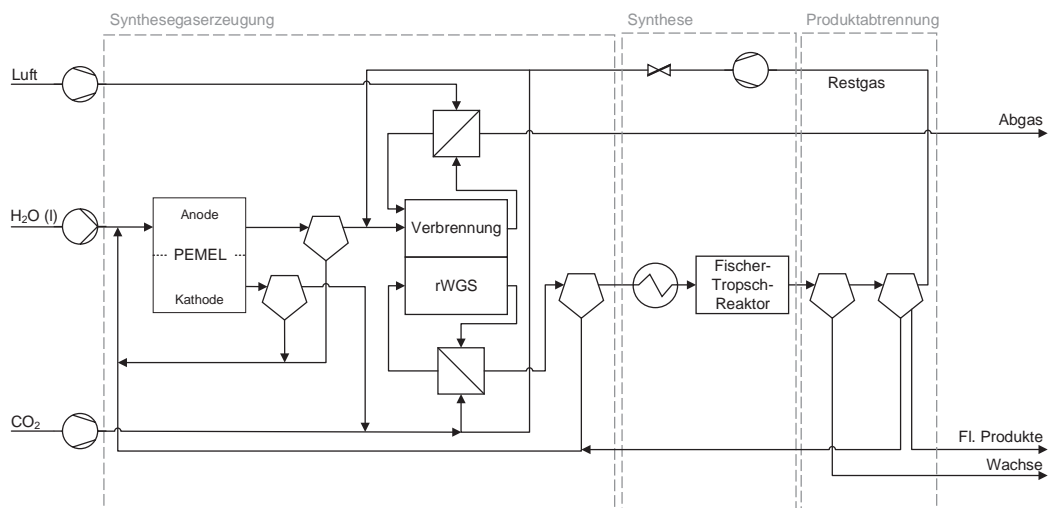
Grundlage für die Betrachtungen zum Minderungspfad CCU bildete ein bereits entwickeltes Prozesskonzept zur Kopplung von Hochtemperaturelektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese [2,4]. Ein vereinfachtes Fließbild des Prozesses ist in Abb. 1 dargestellt. Ein Alleinstellungsmerkmal des vorgeschlagenen Prozesses sind der hohe Grad an Stoff- und Wärmeintegration.



**Abb. 1: Vereinfachtes Prozessschema für den in dieser Arbeit untersuchten SOEL-basierten Prozess [2].**

Wie dargestellt, wird  $\text{CO}_2$  dem Prozess zugeführt, mit Dampf und recyceltem Abgas gemischt und anschließend der SOEL zugeführt. Der nicht umgewandelte Dampf wird kondensiert und abgetrennt. Das trockene Synthesegas wird auf Synthesedruck verdichtet und im Fischer-Tropsch-Reaktor umgesetzt. Flüssige und wachartige Kohlenwasserstoffprodukte der Fischer-Tropsch-Synthese werden abgetrennt, während das Abgas rückgeführt oder verbrannt wird. Eine detailliertere Beschreibung der Prozesssimulation findet sich in den vorangegangenen Arbeiten [2,4]. Zum Vergleich wurde zudem ein auf der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEMEL) basierendes Konzept betrachtet. Dieses ist in Abb. 2 dargestellt. Im Vergleich zu Abb. 1 wurde nur der Schritt der Synthesegaserzeugung geändert. Da bei der Verwendung einer PEMEL kein  $\text{CO}$  durch Co-Elektrolyse gewonnen werden kann, wurde ein rWGS-Reaktor in das Fließbild aufgenommen. Der Reaktor wird mit Wasserstoff aus der PEMEL und  $\text{CO}_2$  gespeist. Zusätzlich wird ein Teil des Abgases ebenfalls in den rWGS-Reaktor geleitet, um gasförmiges Nebenprodukt zu reformieren. Da die ablaufenden Reaktionen endotherm sind, muss dem Reaktor

ausreichend Wärme zugeführt werden, um den Prozess aufrechtzuerhalten. Die thermische Energie wird durch die Verbrennung der restlichen Fraktion des Abgases analog zum SOEL-basierten Prozess bereitgestellt.



**Abb. 2: Vereinfachtes Prozessschema für den in dieser Arbeit untersuchten PEMEL-basierten Prozess**

Für die Bewertung des Minderungspfad CDA wurde ein ebenfalls bereits vorgestelltes Modell zur Beschreibung des Direktreduktionsverfahrens genutzt [2]. Auch hier wurde zu Vergleichszwecken jeweils die Bereitstellung des notwendigen Wasserstoffs über die Hochtemperaturelektrolyse (SOEL) sowie über die Niedertemperaturelektrolyse (PEMEL) betrachtet.

## 2.2 Techno-ökonomische Bewertung

Auf Basis der aus der Prozessmodellierung erhaltenen Stoff- und Energiebilanzen wurden die Minderungspfade CCU und CDA technisch im Hinblick auf ihr CO<sub>2</sub>-Minderungspotential

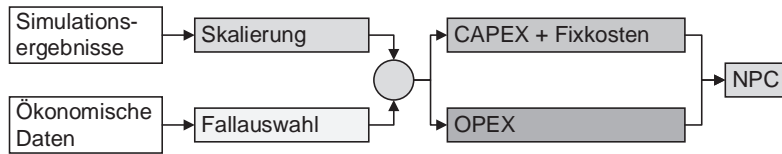
$$\phi_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{CO}_2, \text{emi, SDT}} - m_{\text{CO}_2, \text{emi}}}{m_{\text{CO}_2, \text{emi, SDT}}} \quad (1)$$

im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik verglichen. Im Fall des CDA-Konzepts stellt die Rohstahlerzeugung mittels der etablierten Hochofenroute den Vergleichsfall dar. Für das CCU-Konzept wird die Emission eines Industrieprozesses ohne CO<sub>2</sub>-Nutzung zum Vergleich herangezogen. Zudem erfolgte die Bewertung hinsichtlich des spezifischen Energiebedarfs zur CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung:

$$\epsilon_{\text{CO}_2} = \frac{P_{\text{el, in}}}{m_{\text{CO}_2, \text{emi, SDT}} - m_{\text{CO}_2, \text{emi}}} \quad (2)$$

Grundlage der ökonomischen Bewertung ist die Berechnung der Nettoproduktionskosten (NPC) der Produkte der beiden Minderungspfade CCU (Kohlenwasserstoffe) und CDA (Rohstahl). Der allgemeine Ansatz zur Berechnung der NPC ist in Abb. 3 dargestellt. Basierend auf den Ergebnissen der entwickelten Prozessmodelle werden die Investitionsausgaben (Capital Expenditures, CAPEX), die Fixkosten (im Folgenden den CAPEX zugeordnet) und die Betriebsausgaben (Operational Expenditures, OPEX) für

ein Szenario 2020 und ein Szenario 2050 berechnet. Die angewandte Methodik wird im Folgenden ausführlicher dargestellt.



**Abb. 3: Angewandter Ansatz zur Berechnung der Nettoproduktionskosten NPC der Kohlenwasserstoffprodukte für den betrachteten Power-to-Liquid-Prozess.**

Die Investitionsausgaben (CAPEX)

$$\text{CAPEX} = \text{ACC} + \text{I\&T} + \text{AC} \quad (3)$$

setzen sich aus annualisierten Kapitalkosten (Annualized Capital Cost, ACC) und weiteren Fixkosten zusammen. Fixkosten sind Versicherungen und Steuern (Insurance & Taxes, I&T) sowie Verwaltungskosten (Administrative Cost, AC). I&T werden als prozentualer Anteil der fixen Kapitalinvestition (2 %) und AC als prozentualer Anteil der gesamten Betriebskosten (15 %), bestehend aus Betriebsarbeit, Betriebsüberwachung und Wartungspersonal, berechnet [5].

Für einen gegebenen Zinssatz (IR, 7 %) und eine Anlagenlebensdauer (PL, 20 Jahre) sind die annualisierten Kapitalkosten als

$$\text{ACC} = (\text{FCI} + \text{WC}) \cdot \frac{\text{IR} \cdot (1 + \text{IR})^{\text{PL}}}{(1 + \text{IR})^{\text{PL}} - 1} - \frac{\text{WC}}{\text{PL}} \quad (4)$$

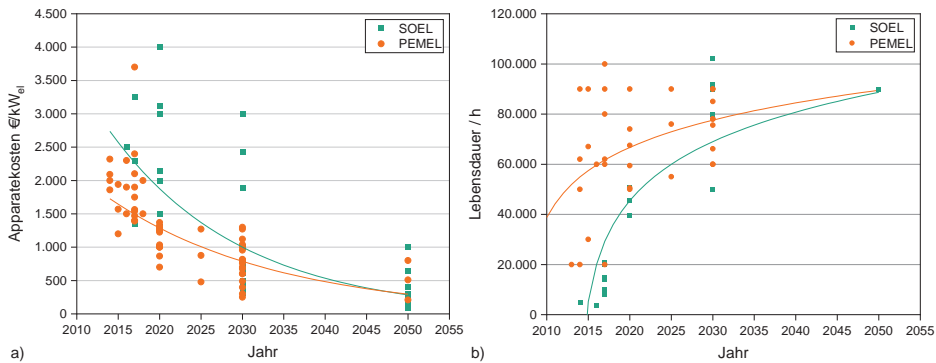
definiert [6,7]. In diesem Wert sind sowohl die Investitions- als auch die Finanzierungskosten enthalten. Die Festkapitalinvestition (Fixed Capital Investment, FCI) ist der Kapitalbetrag, der für die physische Fertigstellung der Anlage benötigt wird. Es wird angenommen, dass sie zu 100 % fremdfinanziert wird. Zusätzlich ist das Betriebskapital (Working Capital, WC)

$$\text{WC} = \frac{\text{FCI}}{0,9} - \text{FCI} \quad (5)$$

für die Inbetriebnahme der Anlage erforderlich. Es wird davon ausgegangen, dass der WC am Ende der Projektlaufzeit zurückgewonnen wird und nur die Zinsen gezahlt werden müssen [8]. Das WC wird mit 10 % der Gesamtinvestition (TCI) angesetzt [5].

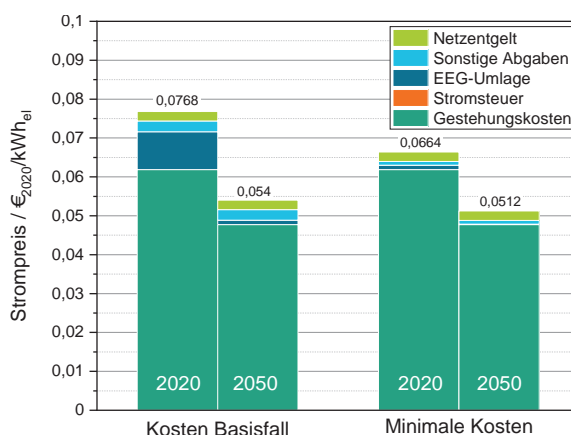
Zur Ermittlung des FCI wurde die Methode der faktoriellen Schätzung angewendet. Ausgehend von den Apparatkosten (Equipment Cost, EC) werden die zusätzlich anfallenden Kosten für den Bau einer Anlage berechnet, indem die EC mit bestimmten Faktoren multipliziert werden [5]. Die Apparatkosten für die betrachteten Anlagen wurden dabei der Literatur entnommen.

Ein besonderer Fokus bei den Betrachtungen lag auf der Hochtemperaturelektrolyse und ihrem Entwicklungspotential. Deshalb wurde dieses im Rahmen einer detaillierteren Literaturstudie genauer beleuchtet. So ist in Abb. 4a) die zu erwartende Kostenentwicklung für SOEL und PEMEL dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die gegenwärtig aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstands der Technologien noch verschiedenen Apparatkosten bis 2050 annähern werden. Selbiges wird auch für die Lebensdauer der Elektrolysezellen erwartet (s. Abb. 4b)), die über die damit verbundenen Austauschintervalle ebenfalls einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Prozesse haben.



**Abb. 4: Erwartete Entwicklung der a) spezifischen Apparatekosten und der b) Zellebensdauer für SOEL- und PEMEL-basierte Elektrolyseure [9–21].**

Um die NPC zu berechnen, müssen die OPEX – bestehend aus Einzel- und Gemeinkosten – berücksichtigt werden. Wesentliche Einflussgröße bei elektrolysebasierten Prozessen ist dabei der Strompreis. Die Stromkosten wurden für die Studie gemäß der Preise für industrielle Verbraucher berechnet. Die Preise setzen sich aus drei Hauptkomponenten zusammen: Produktionskosten, Netzentgelte und staatlich regulierte Anteile wie Stromsteuer, EEG-Umlage (Förderabgabe für erneuerbare Energien) sowie weitere Gebühren und Abgaben. Der Standardpreis für Industriestrom aus erneuerbaren Quellen (in diesem exemplarischen Fall Onshore-Wind) wurde für das Jahr 2020 mit 0,1754 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>e</sub>l angenommen [22,23]. Dieser setzt sich zusammen aus den Produktionskosten für regenerativ erzeugten Strom [33] und Zuschlägen, die aus wirtschaftlichen Daten für einen deutschen Anwendungsfall abgeleitet wurden [22]. Industrielle Verbraucher können bestimmte Entlastungsregelungen, wie z. B. die EEG-Umlage, Netzentgelt und zusätzliche Gebühren und Umlagen, kostensenkend geltend machen. Daraus ergibt sich für energieintensive Industrien ein Tarif für den Basisfall von 0,0768 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>e</sub>l [22,23]. Der theoretisch niedrigste erreichbare Tarif für industrielle Verbraucher wurde mit 0,0664 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>e</sub>l angenommen [22,23]. Während der Tarif für den Basisfall von allen drei oben genannten Komponenten beeinflusst wird, besteht der Minimal-Tarif hauptsächlich aus den Produktionskosten. Die getroffenen Annahmen wurden größtenteils auch für das Jahr 2050 angewendet. Anpassungen ergeben sich vor allem über niedrigere Stromerzeugungskosten, die aus dem technologischen Fortschritt bei der Erzeugung erneuerbarer Energie resultieren [23]. Weiterhin wurde eine deutliche Reduzierung der EEG-Umlage berücksichtigt, die sich aus der erwarteten Transformation zu regenerativen Energien bis 2050 ergibt [24]. Die verwendeten Kosten für die Betrachtungen in dieser Arbeit sind in Abb. 5 dargestellt.



**Abb. 5: Stromkosten für industrielle Abnehmer für die Szenarien 2020 und 2050.**

Die berechneten Produktionskosten wurden in der Studie den zu erwartenden Erlösen gegenübergestellt. Für den CCU-Prozess unter Anwendung einer Fischer-Tropsch-Synthese ergeben sich zwei Produktfraktionen: Wachse und flüssige Kohlenwasserstoffe. In dieser Arbeit wurde davon ausgegangen, dass die Veredelung der erhaltenen Rohprodukte in zentralen Raffinerien erfolgt. Daher wurde als erzielbarer Preis für das flüssige Produkt der Marktpreis für Brent-Rohöl angesetzt. Ein Erlös von  $47 \text{ €}_{2020}/\text{bbl}$  ( $0,3 \text{ €}_{2020}/\text{kWh}_{\text{ch}}$ ) wurde als konservativer Ansatz für die Basisberechnungen gewählt [25]. Die flüssigen Produkte können nach einer weiteren Aufbereitung durch Raffination verwertet und so in verschiedene Produkte, z. B. synthetische Kraftstoffe, umgewandelt werden [26]. Zusätzlich sind auch die erzeugten Wachse vermarktbar. Sie können nach einer Veredelung für vielfältige Anwendungen in verschiedenen Branchen wie Lebensmittel-, Pharma- und Kosmetikindustrie eingesetzt werden. Diese Anwendungen sind von Interesse, da dort ein höheres Erlösniveau zu erwarten ist, was einen leichteren Markteintritt für solche CCU-Technologien ermöglichen könnte [4]. In dieser Arbeit wurde ein Erlösniveau für Wachse von  $2 \text{ €}_{2020}/\text{kg}$  ( $0,16 \text{ €}_{2020}/\text{kWh}_{\text{ch}}$ ) angenommen [4]. Da der Markt für Wachse begrenzt ist, würde eine flächendeckende Umsetzung von Fischer-Tropsch-basierten Verfahrenskonzepten zu einem Überangebot führen. Daher wird die Möglichkeit der Vermarktung von Wachsen in erster Linie als eine Möglichkeit gesehen, das Erlösniveau beim Markteintritt zu erhöhen.

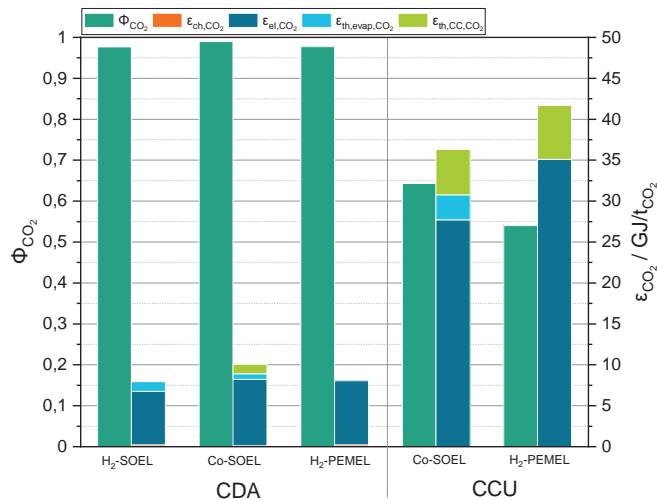
Für das Produkt der CDA-Route (Direktreduktion) wurde der durchschnittliche Rohstahlpreis des New York Mercantile Exchange für das Jahr 2019 unter Berücksichtigung der Inflation mit  $580 \text{ €}_{2020}/\text{t}$  angenommen.

### 3. Ergebnisse der techno-ökonomischen Analyse

#### 3.1 Vergleich von CCU und CDA bezüglich Minderungspotential und Energiebedarf

Für die betrachteten Minderungspfade CCU und CDA wurde auf Basis der oben vorgestellten Prozessmodelle das Emissionsminderungspotential  $\phi_{\text{CO}_2}$  sowie der spezifische Energiebedarf  $\varepsilon_{\text{CO}_2}$  berechnet. Dabei wurde jeweils der Einsatz der SOEL- sowie der PEMEL-Technologie verglichen. Im Fall der  $\text{CO}_2$ -Vermeidung durch Direktreduktion in der Stahlindustrie wurde für die Hochtemperaturelektrolyse sowohl die Bereitstellung von Wasserstoff als auch von Synthesegas für die Direktreduktion untersucht. Im Fall der  $\text{CO}_2$ -Nutzung durch die Synthese von Fischer-Tropsch-Produkten wurde aufgrund der prozess-

technischen Vorteile nur die Co-Elektrolyse für die SOEL betrachtet. Die Ergebnisse der Studie sind in Abb. 6 dargestellt.



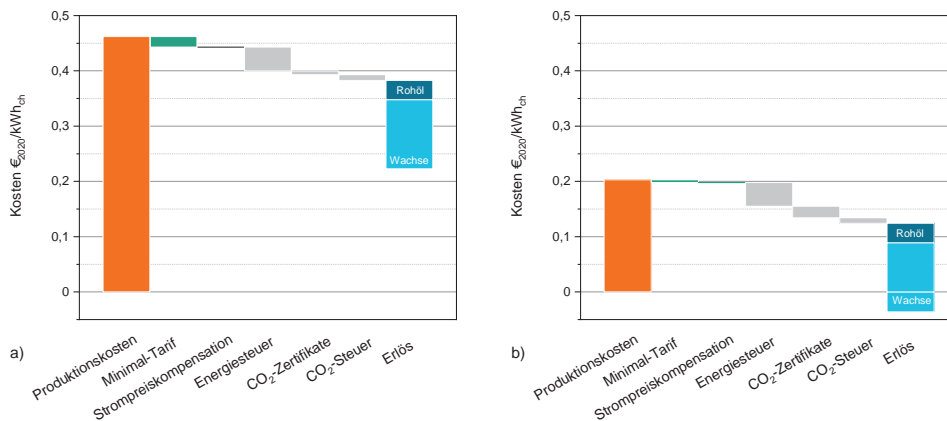
**Abb. 6: Vergleich des Emissionsminderungspotentials  $\Phi_{CO_2}$  sowie des spezifischen Energiebedarfs  $\epsilon_{CO_2}$  für die verschiedenen betrachteten Prozessrouten.**

Grundsätzlich ist zu erkennen, dass die CO<sub>2</sub>-Vermeidung (CDA) gegenüber der CO<sub>2</sub>-Nutzung (CCU) ein wesentlich höheres Potential zur Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Industrie aufweist. Während im betrachteten Fall der Stahlindustrie CO<sub>2</sub> fast vollständig vermieden werden kann, ist im Fall des CCU-Prozesses nur eine Minderung um ca. 60 % erreichbar. Gleichzeitig ist der spezifische Energiebedarf pro geminderter Tonne CO<sub>2</sub> deutlich höher. Wenn möglich, sollte also der Pfad der CO<sub>2</sub>-Vermeidung gewählt werden, um industrielle CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken. Wie bereits ausgeführt, sind jedoch in manchen Branchen, wie z.B. der Kalk- und Zementindustrie CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht vermeidbar. Hier sind effiziente elektrolysebasierte Prozesse zur CO<sub>2</sub>-Nutzung notwendig. Wie die Darstellung verdeutlicht ist in einem solchen Fall die Hochtemperaturelektrolyse von Vorteil. So weist der SOEL-basierte Prozess aufgrund ihrer spezifischen Vorteile sowohl ein höheres Minderungspotential als auch einen niedrigeren Energieverbrauch aus.

Auch im Bereich der CO<sub>2</sub>-Vermeidung weist die SOEL Vorteile auf. So kann bei Bereitstellung von Wasserstoff ein Teil der notwendigen Energie in Form von Wärme zur Verfügung gestellt werden, die ggf. in anderen Prozessschritten der Stahlerzeugung anfällt. Auch bei der CO<sub>2</sub>-Vermeidung in der Stahlindustrie kann die Co-Elektrolyse eingesetzt werden. Hier ist eine noch höhere CO<sub>2</sub>-Minderung möglich. Nachteilig ist jedoch ein steigender Energiebedarf, der jedoch ggf. durch zusätzliche Flexibilitätspotentiale beim Betrieb der Anlage ausgeglichen werden kann [2].

## 3.2 Ökonomische Bewertung

In Abb. 7 sind die Produktionskosten für das 2020- und das 2050-Szenario der CO<sub>2</sub>-Nutzung dargestellt. Ein Vergleich mit den Erlösen zeigt, dass ein kostendeckender Betrieb solcher Prozesse unter den derzeitigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht möglich ist. Aufgrund der Relevanz der hier betrachteten Technologien für die Energiewende ist eine staatliche Förderung zielführend. Im Diagramm ist deshalb der Einfluss aktuell vorliegender Förderinstrumente dargestellt. Da diese zukünftig ebenfalls Anpassungen unterliegen werden, ist das Ziel dieser Betrachtungen vor allem, einen Eindruck über den Einfluss möglicher Fördermechanismen zu vermitteln. Auf dieser Basis können zielführende Förderinstrumente identifiziert werden.



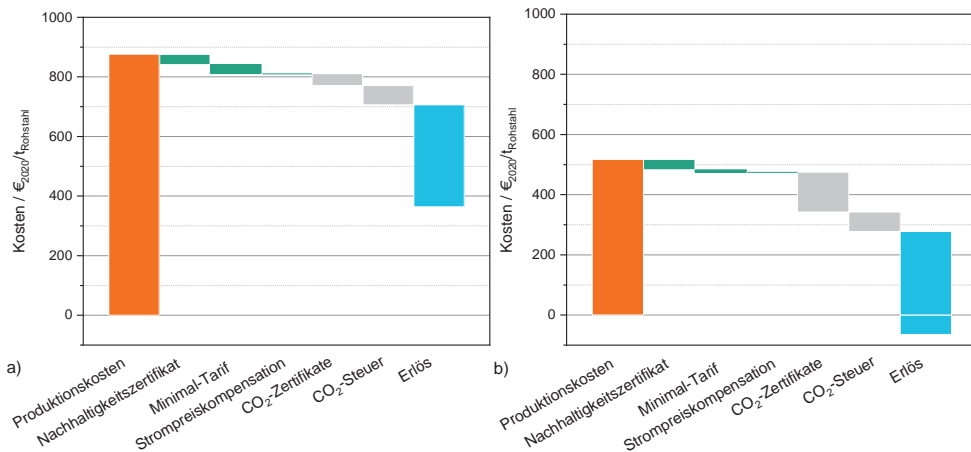
**Abb. 7: Einfluss möglicher Regelungen zur staatlichen Förderung für a) das 2020-Szenario und b) das 2050-Szenario für den SOEL-basierten CCU-Pfad.**

Wie in Abb. 7a) dargestellt, ist selbst unter Berücksichtigung der staatlichen Anreize ein wirtschaftlicher Betrieb nicht erreichbar. Ohne staatliche Förderung übersteigen die Produktionskosten des Szenarios 2020 das Erlösniveau um das dreizehnfache. Selbst unter Berücksichtigung der dargestellten Instrumente und Einflussfaktoren können bei einem Verkauf des gesamten Produktspektrums als synthetisches Rohöl nur 9 % der Produktionskosten durch Erlöse gedeckt werden. Während die Befreiung von der Energiesteuer die Machbarkeit deutlich verbessert, zeigen die anderen möglichen staatlichen Förderinstrumente keine ausreichende Wirkung. Insbesondere das Instrument der CO<sub>2</sub>-Zertifikate zur Etablierung neuartiger nachhaltiger Produktionswege ist von vernachlässigbarem Einfluss. Insgesamt ergibt sich unter Einbeziehung aller Fördermöglichkeiten ein Defizit von 0,35 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>ch</sub>. Selbst unter Berücksichtigung der Produktion und des damit verbundenen höheren Erlösniveaus von hochwertigen Produkten wie Wachsen, ist eine kostendeckende Produktion derzeit nicht möglich.

Für das in Abb. 7b) dargestellte Szenario 2050 können etwa 17 % der Produktionskosten durch die Erlöse des synthetischen Rohöls gedeckt werden. Ohne jegliche Subventionen ergibt sich ein Defizit von 0,17 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>ch</sub>. Werden alle vorgeschlagenen Instrumente implementiert, kann der Anteil der Kostendeckung von 17 % auf 28 % erhöht werden, was zu einem Defizit von 0,09 €<sub>2020</sub>/kWh<sub>ch</sub> führt. Darüber hinaus wurde bereits die Möglichkeit der Vermarktung höherwertiger Produkte diskutiert. Der deutlich höhere Wert würde eine weitere Verringerung des Defizits und ggf. sogar einen Gewinn ermöglichen, aber wie bereits erwähnt, wäre der Markt für Wachse schnell übersättigt und die Einnahmen würden sinken. Daher müssen die staatlichen Förderinstrumente stärker ausgebaut werden, als es die aktuellen Prognosen erwarten lassen. Zudem müssten die fossilen Alternativen unter Aufrechterhaltung der

internationalen Konkurrenzfähigkeit stärker besteuert werden, um die wirtschaftliche Machbarkeit nachhaltiger Alternativen zum fossilen Erdöl zu unterstützen. Für den Fall, dass die niedrigen Kosten der fossilen Produkte nicht durch elektrolysebasierte Prozesse gedeckt werden können, wären obligatorische und schrittweise steigende Quoten für erneuerbare Produkte eine Alternative, um die Substitution fossiler Ressourcen zu forcieren. Zum Beispiel könnte synthetisches Rohöl als Rohstoff für die Produktion von Kerosin verwendet werden, um die Luftfahrtindustrie zu defossilieren. Dieser Weg ist besonders vielversprechend, da synthetisches Rohöl mit fossilem Rohöl in bestehenden Raffinerien mitverarbeitet werden könnte, wodurch zusätzliche Investitionen in Aufbereitungsanlagen reduziert werden könnten.

Für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung am Beispiel der Stahlindustrie zeigt sich für 2020 ein ähnliches Bild. Auch hier kann kein kostendeckender Erlös erreicht werden. Mit Weiterentwicklung insbesondere der zugrundeliegenden Elektrolysetechnologie sind jedoch für 2050 so signifikante Kostensenkungen zu erwarten, dass bereits mit aktuell vorliegenden Förderinstrumenten zukünftig auch Betrieb einer CO<sub>2</sub>-armen Stahlerzeugung kostendeckend möglich ist. Instrumente wie der Zertifikathandel müssen sich dabei aber entsprechend der aktuellen Erwartungen entwickeln.



**Abb. 8: Einfluss möglicher Regelungen zur staatlichen Förderung für a) das 2020-Szenario und b) das 2050-Szenario für den SOEL-basierten CDA-Pfad.**

#### 4. Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die Hochtemperaturelektrolyse in Prozesskonzepten zur Umsetzung der beiden Minderungspfade CCU und CDA Vorteile gegenüber der Niedertemperaturelektrolyse aufweisen kann. Dabei ist die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen der Nutzung grundsätzlich vorzuziehen – wenn dies technisch möglich – da sowohl eine höhere CO<sub>2</sub>-Minderung erreichbar als auch ein geringerer Energiebedarf nötig ist. Dies schlägt sich auch im ökonomischen Vergleich der beiden grundsätzlichen Prozesspfade nieder. So bedarf die Umsetzung von CCU-Technologien deutlich umfangreicherer regulatorischer Unterstützung als CDA-Konzepte. Nichtsdestotrotz ist keiner der betrachteten Pfade ohne Incentivierung wirtschaftlich konkurrenzfähig. Die Erarbeitung entsprechender regulatorischer Rahmenbedingungen ist deshalb neben der technologischen Weiterentwicklung und Demonstration eine der wesentlichen zukünftigen Aufgaben zur Realisierung CO<sub>2</sub>-armer industrieller Prozesse.



## 5. Literaturverzeichnis

- [1] S.R. Foit, I.C. Vinke, de Haart, Lambertus G. J., R.-A. Eichel, Power-to-Syngas: An Enabling Technology for the Transition of the Energy System?, *Angew. Chem. Int. Ed.* 56 (2017) 5402–5411.
- [2] G. Herz, N. Müller, P. Adam, S. Megel, E. Reichelt, M. Jahn, High Temperature Co-Electrolysis as a Key Technology for CO<sub>2</sub> Emission Mitigation – A Model-Based Assessment of CDA and CCU, *Chem. Ing. Tech.* 108 (2020) 25.
- [3] M. Weigel, M. Fishedick, J. Marzinkowski, P. Winzer, Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies, *Journal of Cleaner Production* 112 (2016) 1064–1076.
- [4] G. Herz, E. Reichelt, M. Jahn, Techno-economic analysis of a co-electrolysis-based synthesis process for the production of hydrocarbons, *Applied Energy* 215 (2018) 309–320.
- [5] M.S. Peters, K.D. Timmerhaus, R.E. West, *Plant design and economics for chemical engineers*, 5. ed., internat. ed. ed., McGraw-Hill chemical engineering series, McGraw-Hill, Boston, 2004.
- [6] V. Vogl, M. Åhman, L.J. Nilsson, Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking, *Journal of Cleaner Production* 203 (2018) 736–745.
- [7] M. Fishedick, J. Marzinkowski, P. Winzer, M. Weigel, Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies, *Journal of Cleaner Production* 84 (2014) 563–580.
- [8] G.P. Towler, R.K. Sinnott, *Chemical engineering design: Principles, practice and economics of plant and process design*, Elsevier/Butterworth-Heinemann, Amsterdam, Boston, 2008.
- [9] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, E. Standen, Study on development of water electrolysis in the EU, Februar 2014.
- [10] A. Buttler, H. Spliethoff, Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018) 2440–2454.
- [11] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, T. Kolb, Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, *Renewable Energy* 85 (2016) 1371–1390.
- [12] Q. Fu, C. Mabilat, M. Zahid, A. Brisse, L. Gautier, Syngas production via high-temperature steam/CO<sub>2</sub> co-electrolysis: an economic assessment, *Energy Environ. Sci.* 3 (2010) 1382.
- [13] R. Anghilante, D. Colomar, A. Brisse, M. Marrony, Bottom-up cost evaluation of SOEC systems in the range of 10–100 MW, *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (2018) 20309–20322.
- [14] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, J. Hansson, Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81 (2018) 1887–1905.
- [15] O. Posdziech, K. Schwarze, J. Brabandt, Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis, *International Journal of Hydrogen Energy* (2018).
- [16] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017) 30470–30492.
- [17] Q. Fang, L. Blum, N.H. Menzler, D. Stolten, Solid Oxide Electrolyzer Stack with 20,000 h of Operation, *ECS Trans.* 78 (2017) 2885–2893.
- [18] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Mieke, S. Wahren, F. Zimmermann, Studie IndWEde: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in

Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, Berlin, 2018.

- [19] A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, U. Zuberbühler, Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende, Baden-Württemberg, 13 April 2018.
- [20] S.M. Saba, M. Müller, M. Robinus, D. Stolten, The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years, *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (2018) 1209–1223.
- [21] B.V. Mathiesen, I. Ridjan, D. Connolly, M.P. Nielsen, P. Vang Hendriksen, M. Bjerg Mogensen, S. Højgaard Jensen, S. Dalgaard Ebbesen, Technology data for high temperature solid oxide electrolyser cells, alkali and PEM electrolyzers, eapartment of Development and Planning, Aalborg University, 2013.
- [22] BDEW, BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020: Haushalte und Industrie, Januar 2020.
- [23] C. Kost, S. Shivenes, V. Jülch, H.-T. Nguyen, T. Schlegl, Stromgestehungskosten: Erneuerbare Energien, Fraunhofer ISE, 2018.
- [24] M. Schlesinger, D. Lindenberger, C. Lutz, Entwicklung der Energiemärkte -Energierferenzprognose: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Prognos, EWI, GWS, Juni 2014.
- [25] wallstreet:online AG, Ölpreis (Brent) | Brent Crude Oil | Ölkurs, <https://www.wallstreet-online.de/rohstoffe/oelpreis-brent#:~:max|s:lines|a:abs|v:month|ads:null>, zugegriffen am 28.10.2019.
- [26] A. de Klerk, Fischer-Tropsch refining, Wiley-VCH, Weinheim, 2011.

### Förderung

Die Studie wurde durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (03ZZ0741A, 03EK3044A) und die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU) unterstützt.

## Aktueller Stand bei kristallinen Zell- und Solarmoduletechnologien und Ausblick neue Trends in der Photovoltaik im Jahr 2021

René Schüler<sup>1</sup>, Manuel Baier<sup>1</sup>

<sup>1</sup> IBC SOLAR AG, Bad Staffelstein

### Abstract

Der Photovoltaik Markt ist ein schnell wachsender Markt. Mit Bezug zum im September 2020 veröffentlichten Fraunhofer ISE Photovoltaik Report liegt eine durchschnittliche, jährliche Wachstumsrate der kumulierten Photovoltaikinstallationen von 35 % zwischen 2010 und 2019 vor. Somit gehört die Photovoltaik zum Treiber der deutschen und internationalen Klimaschutzziele und ist im Jahr 2020 die führende Technologie zur Bereitstellung von Strom mit dem größten Anteil von Neu-Installationen pro Jahr. Mit 66 % dominiert weiterhin China (Festland) die Produktion von Photovoltaik Modulen im Jahr 2019 gefolgt vom Rest Asia-Pazifik & Zentralasien mit 18%. Lediglich 3 % entfallen noch auf Europa. Bei der Betrachtung der gesamten kumulierten Photovoltaik Installationen ergibt sich ein Anteil von 24 % gegenüber den 25 % in 2018 für Europa und unverändert 36 % für das chinesische Festland. Durch die Abkehr von fossilen Energieträgern wird sich zusätzlich der Bedarf an elektrischer Energie mithilfe der Photovoltaik in Deutschland und in vielen weiteren Ländern in den kommenden Jahren noch intensivieren. Dabei verlagert sich schon heute der Markt von subventionsgetriebenen Modellen zu wettbewerbsorientierten Preismodellen (Power Purchase Agreements, kurz PPA). Entlang der gesamten Wertschöpfungskette treiben Produktinnovationen und Technologien mit optimierten Kosten-Nutzen Verhältnisses den Wandel voran.

Im Rahmen des Vortrages wird der aktuelle Stand bei den kristallinen Wafer / Solarzellen und Moduletechnologien bereitgestellt. Zusätzlich erfolgt die Vorstellung von kommenden Entwicklungen für alle 3 Komponenten. Hier wird unter anderem die für Anfang 2021 geplante Einführung vom M10 Wafer Format mit 182 mm mit der konkurrierenden M12 Variante mit 210 mm gegenübergestellt. In diesem Zusammenhang werden auch die Risiken und Herausforderungen bei den resultierenden Modulabmaßen für die Verwendung im Aufdachbereich in Deutschland vorgestellt. Ein Ausblick bei der Zellentwicklung mit passivierten Kontakten und n-Typ Material sowie Neuerungen im Moduldesign mit überlappenden Zellen runden den Überblick für die Trends in 2021 ab.

### 1. Trend zu größeren Wafer

Zur Erreichung von höheren Wirkungsgraden wird in den kommenden Jahren die bisherige Standardsolarzelle PERC (Passivated Emitter Rear Cell) durch optimierte Zellkonzepte abgelöst. Mit Produktionseffizienzen von 22,5 - 23 % stößt die PERC Zelle allmählich an ihre technischen Grenzen. Damit in der Übergangszeit noch weiterhin die PERC Zelle zum Einsatz kommen kann, ergibt sich seit Mitte 2019 ein Trend zu größeren Wafer. Durch die Hinzunahme des M3 Formates mit 158,75 mm wurde 2019 der Umbruch im jahrelangen Format M2 = 156,75 mm eingeleitet. Bei der Verwendung von fast rechteckigen monokristallinen Wafer ohne die markanten Ecken (auch als semi square bezeichnet) führte der chinesische Hersteller *Jinko Solar* das G1 Format im 1HJ 2019 ein. In den kommenden 12 Monaten etablierte sich das G1 Format als das Hauptformat im Solarbereich. Ende 2019 folgte der weltweit größte Wafer Hersteller *LONGI Solar* mit einer sprunghaften Erweiterung von M2 auf die M6 = 166mm und etablierte erstmalig im GW Maßstab die M6 Größe. Im Juni 2020 verkündete die sogenannte M10 Allianz mit den Unternehmen *LONGI Solar*, *Jinko Solar*, *JA Solar*, *Canadian Solar*, *Jiangsu Runyang Yueda*, *Jiangsu Zhongyu*, *Lu'an Solar* eine Einführung des M10 = 182 mm Formates für 2021 vorzunehmen. Der mit ~31 % und somit zweitgrößte Mono-Wafer Hersteller der Welt *Zhonghuan* wird zusammen mit *Trina Solar* sogar nochmals eine Steigerung auf

M12 = 210 mm durchführen. Die damit einhergehenden Wafer Formate sind in der Abb. 1 dargestellt.

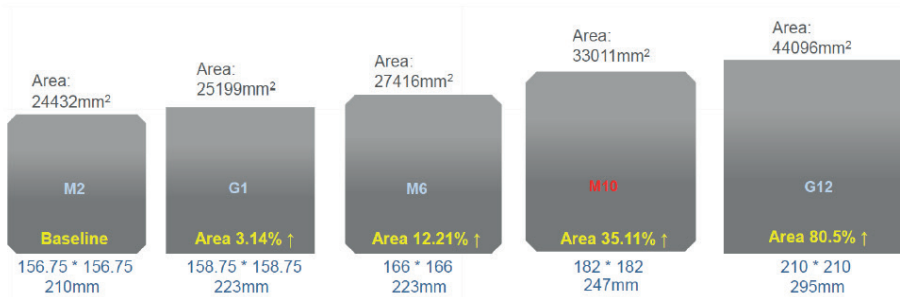


Abb. 1: Zu erwartende Wafergrößen in 2021

Wie in der Abb. 1 ersichtlich, ergeben sich durch die neuen Wafer Formate Flächengewinne welche sich mit einer gewissen Effizienzsteigerung durch die Reduktion von Verlustmechanismen im Wafer bemerkbar machen. Allerdings ergeben sich durch die neuen Formate auch gewisse Herausforderungen an die spätere Modulinstallation in Bezug auf die Abmessungen, das Gewicht sowie die Klemm- und Belastungsfreigaben bei der Beibehaltung der bisherigen Zellanzahlen im Modul. Das sorgt speziell im Aufdachbereich und bei der Verwendung von aerodynamischen Flachdachsystemen, wie z.B. das IBC AeroFix Flachdachsystem mit einer typischen Eckpunkt-klemmung an der kurzen Seite, für deutliche Einschränkungen auf die im Ausblick näher eingegangen wird.

Die ersten Modulvarianten mit M10 und M12 Format sollen Ende Q1/2021 in Europa eintreffen und hauptsächlich für Großprojekte herangezogen werden. Durch die Aufteilung des weltweiten Marktanteils bei monokristallinen Wafer mit mehr als 85 % auf 3 Hersteller, wie in der Abb. 2 ersichtlich, werden in der zweiten Jahreshälfte 2021 auch im Residential Segment, Bereich der Einfamilienhäuser, Anlagen mit dem M10 Format neben dem dominierenden M6 Format unserer Einschätzung nach zu finden sein.

Alle 3 Hersteller investierten Millionenbeträge in die Erweiterung ihrer Produktionskapazitäten in 2020 und werden den Trend in 2021 fortführen. Im April 2020 stockte *Jinko Solar* seine monokristalline Wafer Produktionskapazität auf 18 GW auf [2]. Mit mehr als 45 % Marktanteil führt *Longi Solar* weiterhin die Spitze an. Die Ende 2020 vorliegenden 75 GW werden nach Gesprächen Ende Dezember mit dem Longi Management aus China in 2021 auf 100 GW ausgebaut.

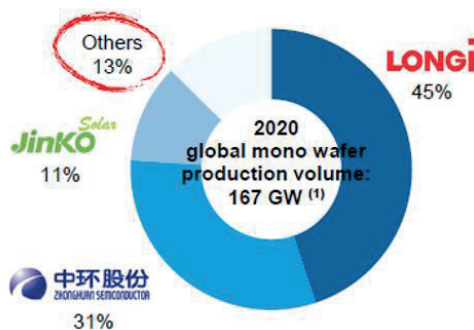
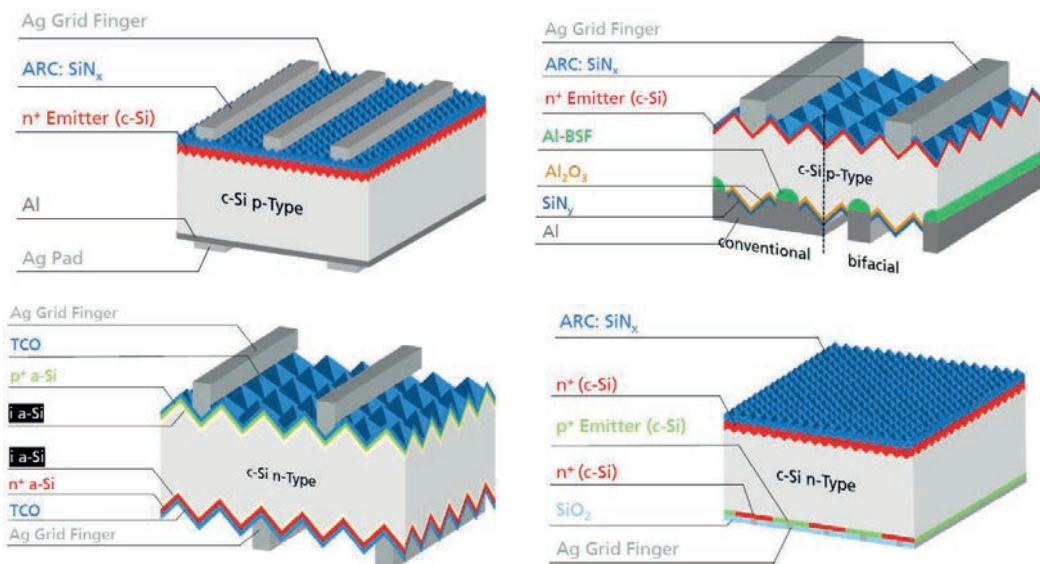


Abb. 2: Globale Mono Wafer Kapazitäten in 2020 [1]

## 2. Neue Zellkonzepte

Über mehr als zwei Jahrzehnte dominierte die p-Typ BSF Standardzelle (Back Surface Field) den kristallinen Zellaufbau. Mit der Erreichung von Produktionseffizienzen von 20 % erfolgte das Auslaufen dieser Variante. Sie wurde in den letzten 4 Jahren durch die angesprochene PERC Zelle mit einer dielektrischen Rückseitenpassivierung in den weltweiten Märkten ersetzt. Die Standardpassivierung an der Zellrückseite basierte zu Beginn auf den beiden Schichten mit Aluminiumoxid und Siliziumnitrid. Durch noch immer offene Patentstreitigkeiten sind zahlreiche PERC Zellhersteller für gewisse Märkte, z.B. Deutschland, auf eine angepasste Rückseitenpassivierung ohne Aluminiumoxid umgestiegen. Die Effizienz der PERC Zelle stieg seit einigen Jahren mit 0,5 % pro Jahr an. Im Jahr 2019 stellte *Longi Solar* den Zelleffizienzrekord mit 24,06 % auf. Mit Produktionseffizienzen von 22,5 – 23 % stößt die PERC Zelle allerdings allmählich an ihre technischen Grenzen. Zur Verwendung der PERC Zelle in der Übergangszeit ist der massive Trend zu größeren Wafer zu verzeichnen. Langfristig muss ein optimiertes Zellkonzept auf n-Substrat herangezogen werden. Durch reduzierte Oberflächenrekombinationen kann eine Effizienzsteigerung erfolgen. Passivierte Kontakte auf n-Substrat sind für viele Zellhersteller in Asien in 2021 die präferierte Variante zur Effizienzsteigerung auf ~23 – 23,5 %. Die auch als TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contacts) bezeichneten Zellen verwenden eine im Nanometerbereich dünne Siliziumoxid Schicht mit einem dickeren, hochdotierten polykristallinen Layer. Diese Variante ermöglicht ein Upgrade für bestehende PERC Produktionslinien. Die wichtigste Auswirkung auf die TOPCon Massenproduktion ist die Klärung des effektivsten Abscheideverfahrens. Neben den Kostenvorteilen existieren bei der Berücksichtigung der technischen Aspekte allerdings keine Vorteile gegenüber der von Panasonic/Sanyo einst patentierten n-Typ HIT/HJT (Heterojunction) Zelltechnologie. Neben höheren Zelleffizienzen mit ~23,5 – 24 % liegen auch verbesserte Temperaturkoeffizienten mit ~-0,26 %/C anstelle der ~-0,32 %/C sowie ein verbesserter Bifazialkoeffizient mit 90 - 95 % anstelle der 80 - 90 % bei den HIT Zellen vor. Zusätzlich ermöglicht die HIT Zelltechnologie ein verbessertes Schwachlichtverhalten. Unangefochten an der Spitze der am Markt zu findenden Zellarchitekturen bleibt auch weiterhin die n-Typ IBC Zelle (Interdigitated Back Contact) mit Effizienzen von über 24 %. Durch die Kombination beider n-Typ Varianten könnte die HBC Zelle (Heterojunction Back Contact) nochmals eine Optimierung bei den kristallinen Siliziumsolarzellen ermöglichen.

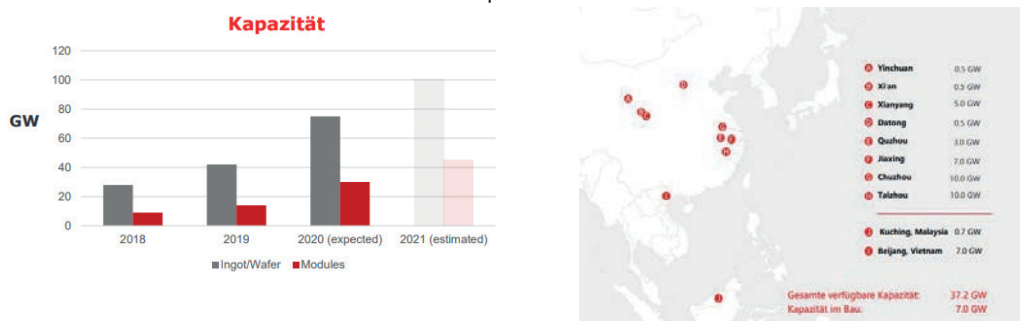


**Abb. 3: Übersicht Zellkonzepte mit Standard BSF (oben links), p-Typ PERC (oben rechts) sowie n-Typ HIT/HJT (unten links) und n-Typ IBC (unten rechts) [3]**

### 3. Moduldesign und neue Modulkonzepte

Mit dem Ausbau weiterer PERC Produktionskapazitäten konnte Ende 2019 die globale kristalline Silizium Produktionskapazität für Zellen und Module erstmalig die 200 GW Grenze erreichen [4]. Mit einem weltweiten Marktanteil von 95 % dominiert weiterhin die kristalline Siliziumtechnologie den Markt und lediglich 5 % entfallen weltweit auf die Dünnschichttechnologie [5]. Diese Werte werden auch für das Jahr 2020 (Zahlen noch nicht veröffentlicht) und 2021 erwartet. Der weltweite Photovoltaikmarkt wuchs 2019 um 20 % auf 130 GW. Dabei verlagerte sich der kristalline Modulmarkt deutlich zu den monokristallinen Produkten. Die erhöhte monokristalline Wafer und Zellkapazität führte zu einer Preissenkung bei den monokristallinen Modulen und zu einem signifikanten Preisrückgang für polykristalline Produkte. Polykristalline Modulpreise von ~15-17 €/ct/Wp führten bei den meisten Herstellern zu einer Einstellung der polykristallinen Modulproduktion zwischen 2019/2020. Bereits im letzten Quartal 2019 hatte die IBC SOLAR AG die polykristalline Modullinie mit dem letzten Polymodul eingestellt und das Modulportfolio frühzeitig komplett auf die monokristallinen Glas/Folienmodule umgestellt. Die Corona Pandemie im Frühjahr 2020 beschleunigte im Anschluss den Umbau bei den weltweiten Produzenten und veraltete Produktionskapazitäten wurden abgebaut. Führende Hersteller konnten ihren Marktanteil weiter ausbauen und eine technologische Transformation in Richtung eines effizienteren Produktportfolios vornehmen. Bei jeder neuen Modulproduktentwicklung wird auf die Reduktion der Energie-Erzeugungskosten, der Erweiterung der Produktionskapazitäten, der Steigerung der Effizienz sowie der Beibehaltung und idealerweise Steigerung der Zuverlässigkeit trotz notwendiger Kosteneinsparungen geachtet.

Die bereits genannten dominierenden monokristallinen Wafer Produzenten *Longi Solar* und *Jinko Solar* setzen auch als Modulproduzenten weltweit Maßstäbe. Allen voran, *Longi Solar*, mit seinen in der Abb. 4 ersichtlichen ambitionierten Ausbauplänen.

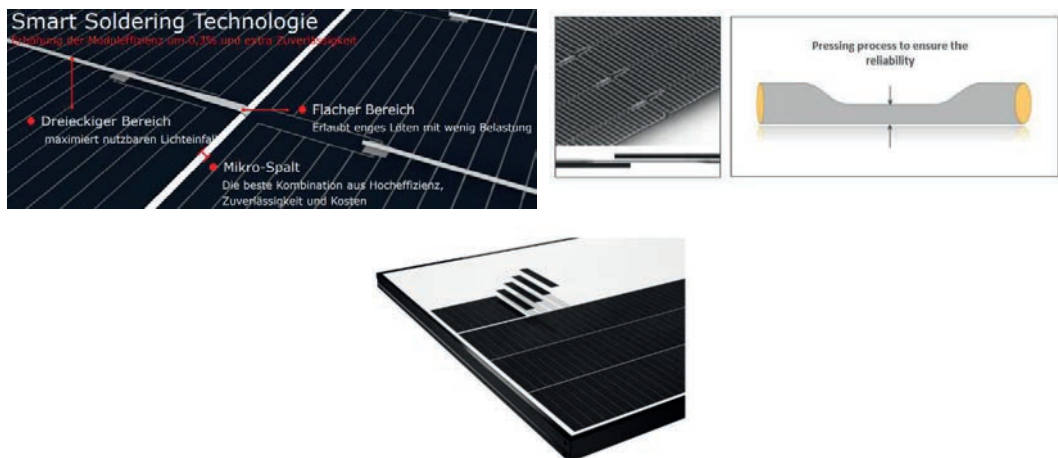


**Abb. 4: Übersicht Longi Wafer und Modulkapazitäten in GW (links) und Modulfertigungskapazitäten mit 37 GW Ende 2020 (rechts) [6]**

Jede neue Produktionskapazität stellt ein Upgrade zur neuen Produkttechnologie dar. Neben den bereits angesprochenen Ausbauplänen im Segment Wafer werden weiterhin die Zellkapazitäten mit aktuell 75 GW und die Modulkapazitäten mit aktuell 37 GW im Jahr 2021 weiter ausgebaut. Der bisherige „schwächste“ Teil, die Modulkapazitäten, soll in 2021 deutlich erweitert werden mit neuen Produktionsstätten in Südostasien mit 7 GW für den amerikanischen Markt sowie mit Vergrößerungen auf dem chinesischen Festland mit mindestens rund 10 GW. Einhergehend mit der Erweiterung der Produktionskapazitäten wird die neue Modulserie HiMO-5 mit der Einführung der M10 Wafer herangezogen. Erste Mengen sind für Q2/2021 in Europa geplant. Mit dieser Produkteinführung wird auch die Verwendung von Gallium dotierten Wafern zur verbesserten Zuverlässigkeit durch Senkung der lichtinduzierten Leistungsdegradation kombiniert. Zusätzlich erfolgt die Einführung von optimierten Zellverbinder zur Reduzierung der Zugbelastung der Zellen um 20 %. Die als „Smart Soldering“ bezeichnete Technologie wird wie in Abb. 5 ersichtlich, auf der Zellvorderseite Verbinder mit einer dreieckigen Form verwenden, zur Steigerung des nutzbaren Lichteinfalls. Durch die optimierte Struktur

mit einem flacheren Teil beim Übergang zur benachbarten Zellrückseite wird enges Lötten mit einer reduzierten Belastung ermöglicht. Diese Technologie soll laut Aussage von *Longi Solar* eine Moduleffizienzsteigerung um 0,3 % bereitstellen.

Einen ähnlichen Weg mit optimierten Zellverbinder geht *Jinko Solar* mit der sogenannten „Tiling Ribbon Technologie“. Dabei werden sogenannte Multi Busbar Tiling Ribbon (kurz MBB TR) mit einem Einkapselungspuffer (EVA Puffer) in der Übergangszone verwendet. Beide Varianten ermöglichen geringere Widerstände und somit reduzierte Leistungsverluste bei einer erhöhten Zuverlässigkeit im Vergleich zu bisherigen Standardzellverbindern (5 oder 6 Busbar) ohne die patentierte Shingling Zellverbindungstechnologie zu benutzen. Bei der „Shingling Technologie“ werden kristalline Solarzellen in 5 oder 6 Kleinzellen mit einem Laser zerteilt und im Anschluss mit einem patentierten, leitfähigen Kleber zur Stromübertragung wie Schindel übereinander geschichtet. Die innovative Verbindungstechnologie sorgt für mehr Leistung auf gleicher Modulfläche. Redundante Zell-zu-Zell Verbindungen minimieren Leistungsverluste und schaffen einen kontinuierlichen Energiefluss. Außerdem führt die elektrische Verschaltung zu einer Reduzierung der Modultemperatur und ermöglicht bei Teilverschattungen verbesserte Leistungsbereitstellungen. Für Modulmärkte wie Holland, wo eine Nachfrage an komplett schwarzen Modulen mit einer schwarzen Rückseitenfolie und einem schwarzen Modulrahmen vorliegt, ergeben sich für die Schindeltechnologie interessante Modulkonzepte.



**Abb. 5: Smart Soldering Technologie von *Longi Solar* in der geplanten HiMO-5 Serie (oben links), Tiling Ribbon Technologie für die neue Tiger Serie von *Jinko Solar* (oben rechts) sowie die geschindelte Zellverschaltung bei der aktuellen SunPower Shingling Performance P3 Serie (unten) [7,8,9]**

Nicht zu unterschätzen sind die Herausforderungen für Aufdachanlagen und speziell für Flachdachanwendungen in Deutschland bei der geplanten Verwendung der Wafer M10 und M12 bei Beibehaltung der bisherigen Zellanzahlen pro Modul. Die ohnehin schon aktuell beim M6 Wafer nicht verwendbaren 72-zelligen Modulformate im Aufdachbereich mit Modulgrößen von rund 2094 x 1038 mm werden nochmals deutlich übertroffen. Es existieren bereits erste Ansätze, die Anzahl der Zellen von den bisherigen 60 und 72-zelligen Formaten auf ein Mittelmaß, 66-zelliges Maß, in 2021 umzustellen. Bei der Verwendung vom M10 Wafer im 66-zelligen Halbzellendesign mit jeweils 11 Zellen in den beiden 6 Substrings ergibt sich eine Modulgröße im Bereich von 2073 x 1133 mm. Durch die Moduleffizienzen von 20,4 bis 21,3 Prozent plant zum Beispiel *Longi Solar* mit seiner HiMO-5 Serie LR5-66HIH im zweiten Quartal 2021 eine Moduleinführung mit 480 bis 500 Wattpeak. Weitere

Hersteller planen auch die Verwendung von 78-zelligen Formaten für die Anwendung in Großprojekten. Ein ersten Einblick über derartige Modulkonzepte konnte auf der vierzehnten Solarmesse „SNEC“ in China im August 2020 erlangt werden. Bereits 26 Hersteller stellten Module mit Leistungsklassen größer 500 Wattpeak vor und zahlreiche Modultypen lagen sogar bei über 600 Wattpeak. Dabei wurde jedoch nicht der Bezug zur Modulgröße als Watt pro Quadratmeter in der Produktpräsentation aktiv berücksichtigt.

**Tab. 1: Ausschnitt der ausgestellten Modulvarianten auf der SNEC 2020**

Format	Zellteilung	Hersteller	Leistungsklasse [Wp]	Abmaße [mm]	Zellanzahl	Effizienz [%]
M10	Halbzelle	Jinko Solar	530	2230x1134x35	144(2x72)	20,96
			610	2411x1134x35	156(2x78)	22,31
		JA Solar	545	2279x1134x35	144(2x72)	21,08
		Longi Solar	540	2256x1133x35	144(2x72)	21,12
		Canadian	580	2438x1135x35	144(2x72)	20,96
M12	Drittelzelle	JA Solar	800	2219x1756x40	240(8x30)	20,53
		Trina Solar	495	2187x1102x35	100(2x50)	20,54
	Halbzelle		540	2384x1096x35	110(2x55)	20,67
		600	2172x1303x35	120(2x60)	21,20	
	Drittelzelle	Risen	495	2240x1102x35	100(2x50)	20,05
	Halbzelle		590	2172x1303x35	120(2x60)	20,85

Als Fazit kann somit festgehalten werden, dass das M10 Format neben dem M12 Format das dominierende Wafer Format in 2021 für Großflächenanlagen weltweit werden wird. Der in der Tab.1 ersichtliche Ausschnitt von derartigen Produkten ist allerdings für das Segment im Aufdachbereich nicht markttauglich. Selbst die kleinsten Formate als 66-zellige Varianten können im Aufdachbereich in Deutschland mit der Verwendung von angepassten Halterungssystemen nicht verbaut werden. Hier existiert zusätzlich eine Grenze durch die Anforderungen von Glasdeckflächen größer 2 m<sup>2</sup> mit einer allgemein bauaufsichtlichen Zulassung, abgekürzt abZ. Modulformate mit derartigen Glasdeckflächen dürfen unter der Berücksichtigung der geltenden Anforderungen in Deutschland nur in der Freifläche zum Einsatz kommen. Höherwertige n-Typ Zellkonzepte wie die vorgestellte HIT/HJT Technologie oder die IBC Zelltechnologie können und müssen für Aufdachsysteme und speziell für die Flachdachsysteme mit den aerodynamischen Designgegebenheiten in 2021 und 2022 in Betracht gezogen werden um auf Systembasis wieder funktionierende Komplettlösungen bereitzustellen.



#### 4. Literaturverzeichnis

- [1] Bloomberg New Energy Finance and Company analysis: BNEF 2Q 2020. Global PV Market Outlook, (April 2020)
- [2] JinkoSolar Marketing: Newsletter. (Juni 2020)
- [3] Zellkonzepte: Angepasste Zeichnungen vom Fraunhofer CSP. (November 2020)
- [4] PV Tech: PV Manufacturing Technology Quarterly. Solar Media Market Report, (November 2019)
- [5] S. Philipps et al.: Photovoltaics report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE Freiburg, (November 2019)
- [6] Longi Solar: Firmen und Produkteinführung. Kosten und Kapazitäten. Folie 8, (Dezember 2020)
- [7] Longi Solar: Firmen und Produkteinführung. Folie 15, (Dezember 2020)
- [8] JinkoSolar: n-Typ und Produkteinführung Tiger Serie. IBC SOLAR AG Webinar mit Jinko Solar, (Juni 2020)
- [9] SunPower: SunPower Performance Solar Panel. Kooperation IBC SOLAR AG / SunPower zur interaktiven Intersolar 2020, (Juni 2020).

## Ansatz für ein Monitoring von Wasserdampfdiffusion in PV-Module anhand kapazitiver Größen

Esther Fokuhl, Heinrich Berg, Sandor Stecklum, Daniel Philipp, Paul Gebhardt

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg

### Abstract

Der präsentierte Ansatz für ein Monitoring von Wasserdampfdiffusion in PV-Module basiert auf ihrer parasitären Kapazität. Vorgestellt werden das Messprinzip, der Aufbau der Messung, identifizierte Einflüsse auf die Messwerte sowie erste Ergebnisse aus einer Feuchte-Wärme-Prüfung.

### 1. Motivation

#### 1.1 Einfluss von Feuchtigkeit auf die Zuverlässigkeit von PV-Modulen

Während ihrer Lebensdauer sind Photovoltaikmodule (PV-Module) Stressfaktoren ausgesetzt, welche zu Ertragsverlusten oder Sicherheitsrisiken führen können. Zu den wichtigsten Einflussgrößen gehören unter anderem thermischer Stress, mechanischer und thermomechanischer Stress, UV-Strahlung sowie Feuchtigkeit. In Form von Betauung der Moduloberfläche oder durch Wasserdampfdiffusion in die Polymermaterialien wie das Einkapselungsmaterial oder Rückseitenfolie kann Feuchtigkeit zu elektrischen Isolationsfehlern beitragen oder das Risiko für potentialinduzierte Degradation erhöhen [11]. Dehnen sich Polymermaterialien aufgrund von Wasseraufnahme hygroskopisch aus, führt dies zu einer Erhöhung von mechanischem Stress, bei Temperaturwechseln kann vorhandenes Wasser in den Modulmaterialien zudem den thermomechanischen Stress erhöhen [12]. Weitere Auswirkungen von Feuchtigkeit in PV-Modulen können Hydrolyse von Polymeren oder Korrosion metallischer Komponenten sein [9]. Als Reaktionspartner mit dem Einkapselungsmaterial Ethylenvenylacetat (EVA) kann Wasser zudem zur Entstehung von Essigsäure beitragen [9].

#### 1.2 Methoden zum Monitoring von Wasserdampfdiffusion in Photovoltaikmodule

Ein Monitoring von Wasserdampfdiffusionsvorgängen in PV-Modulen könnte dabei helfen Degradationsmechanismen während künstlicher Alterungstests oder im Laufe der Modul-Lebensdauer im Feld zu identifizieren. Weitere mögliche Anwendungen sind der Vergleich von Materialkombinationen und Modulaufbauten, die Identifikation von Korrelationen zwischen verschiedenen Prüfbedingungen (z.B. extreme Testbedingungen im Pressure Cooker Test gegenüber der etablierten Feuchte-Wärme-Prüfung) oder die Validierung von FEM-Simulationen zum Feuchteeintrag in PV-Module. Es ist daher nicht verwunderlich, dass bereits andere Ansätze für ein solches Monitoring erarbeitet wurden.

Bereits 1995 stellten Huyberegts et al. einen Ansatz zur Bestimmung der Feuchtekonzentration in Einkapselungspolymeren von Photovoltaikmodulen vor [6], ein ähnlicher Ansatz wurde später von Carlsson et al. verfolgt [3]. Das Messprinzip basiert in beiden Fällen auf Impedanzspektroskopie an Interdigitalelektroden. Jankovec et al. verwenden auf dem Markt erhältliche digitale Miniatursensoren, welche auf Basis einer kapazitiven Messung Werte für die relative Luftfeuchtigkeit bestimmen, für die Untersuchung der Wassertransporteigenschaften von Photovoltaikmodulen [7, 8].

Die Idee für den in dieser Arbeit vorgestellten Ansatz eines Monitorings auf Basis der parasitären Kapazität von PV-Modulen wurde vom Fraunhofer ISE erstmals 2016 demonstriert [1]. Damals wurden Ergebnisse aus Experimentreihen mit unterschiedlichen Messaufbauten vorgestellt und die grundsätzliche Machbarkeit gezeigt. Aktuell wird die Idee weiterverfolgt mit dem Ziel eine Methode für

das Monitoring von Wasserdampfdiffusion in Photovoltaikmodulen zu entwickeln, welche in verschiedenen Klimaprüfungen eingesetzt werden kann. Die hier gezeigten Arbeiten bauen auf Inhalte aus [4] auf.

## 2. Messprinzip

### 2.1 Die parasitäre Kapazität von PV-Modulen im Feld

Der Ansatz für das Monitoring basiert auf der parasitären Kapazität von PV-Modulen, die im Anlagenbetrieb zu unerwünschten Blindableitströmen führen kann [1, 14]. In PV-Anlagen ist das Montagesystem der Module in der Regel geerdet, während das Zellpotential jedes Moduls je nach Wechselrichtertopologie und Position des Moduls im String auf einem unterschiedlichen Potential liegt. Bei transformatorlosen Wechselrichtern liegt neben einer Gleichspannung ein Wechselspannungsanteil, auch als Ripple-Spannung  $U_{Ripple}$  bezeichnet, zwischen den Solarzellen im Modul (Elektrode A) und dem geerdeten Montagegestell (Elektrode B) an. Zwischen den beiden Elektroden befinden sich elektrisch isolierende Materialien wie Glas, polymerisches Einkapselungsmaterial und ggf. eine Polymer-Rückseitenfolie, welche als Dielektrika eines nicht idealen Kondensators betrachtet werden können.

In Abhängigkeit der Kapazität  $C$ , der Netzfrequenz  $f$ , und dem Wechselspannungsanteil  $U_{Ripple}$  entsteht ein kapazitiver Ableitstrom  $I_C$  [14]:

$$I_C = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U_{Ripple} \quad (1)$$

Dieser führt bei Einhaltung der gängigen Normen zu keiner erhöhten Gefahr für Personen, kann jedoch zu unerwünschten Wechselrichterabschaltungen und somit zu Ertragsverlusten führen. Die größten Werte für  $I_C$  werden im Feld bei Regen- und Tauereignissen erreicht. Ist die Moduloberfläche mit Wasser benetzt, vergrößert sich Elektrode B um die benetzte Fläche und die parasitäre Kapazität steigt, wodurch auch der kapazitive Ableitstrom ansteigt.

### 2.2 Die parasitäre Kapazität als Indikator für Wasserdampfdiffusion in PV-Module

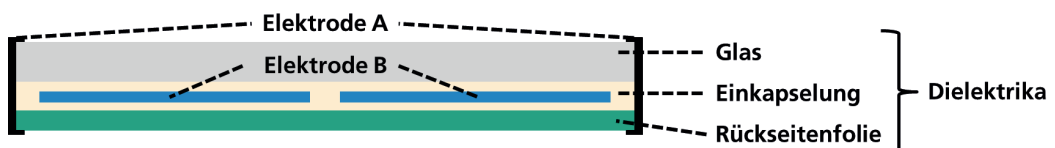


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung eines PV-Moduls als Kondensator (Querschnitt)

Im Rahmen dieser Arbeit wird die parasitäre Kapazität von PV-Modulen als Indikator für den Anstieg des Wassergehalts in den Polymeren von PV-Modulen betrachtet. Hierzu werden die Zellen des Moduls kurzgeschlossen und vereinfacht als eine Elektrode eines Kondensators betrachtet (vgl. Abbildung 1). Als zweite Elektrode wirkt entweder der Rahmen oder eine weitere außen am Modul angebrachte Elektrode. Die isolierenden Materialien wie Glas, Einkapselungsmaterialien und Rückseitenfolie wirken wie bei der parasitären Kapazität im Feld als Dielektrika des Kondensators.

Die Kapazität  $C$  eines Kondensators mit beliebiger Geometrie steht in linearem Zusammenhang mit der relativen Permittivität  $\epsilon_r$  der Dielektrika:

$$C = \frac{Q}{U} = \epsilon_0 \epsilon_r \frac{\oint_A \vec{E} \cdot d\vec{A}}{\int_s \vec{E} \cdot d\vec{s}} \quad (2)$$

mit  $Q$  = elektrische Ladung,  $U$  = angelegte Spannung,  $\epsilon_0$  = Elektrische Feldkonstante,  $\epsilon_r$  = relative Permittivität,  $E$  = elektrische Feldstärke,  $A$  = Fläche,  $s$  = Abstand. Im Fall eines Photovoltaikmoduls ist  $\epsilon_r$  anders als in Gleichung (2) angenommen nicht konstant über den gesamten Aufbau. Typische Werte für  $\epsilon_r$  von Glas liegen zwischen 5 und 10 [5], die relative Permittivität der Polymere kann mit  $< 4$  angenommen werden [15]. Im Fall von Wasser ist  $\epsilon_r$  sowohl von der Temperatur als auch von der Messfrequenz abhängig. Bei niedrigen Frequenzen und 85 °C beträgt der Wert näherungsweise 59 (interpoliert nach [12]). Diffundiert Feuchtigkeit in die Polymerschichten eines PV-Moduls, führt der Anstieg der Wasserkonzentration in den entsprechenden Bereichen zu einem Anstieg von  $\epsilon_r$ , was als Anstieg der Kapazität  $C$  gemessen werden kann.

### 3. Umsetzung

#### 3.1 Messaufbau

Die Messungen werden mit dem in Abbildung 2 schematisch dargestellten Messaufbau durchgeführt. Als Messgerät wird ein LCR-Meter vom Typ Agilent 4327 B eingesetzt, welches anhand von gemessenen Spannungs- und Stromverläufen die komplexe Impedanz  $\underline{Z}$  (auch Wechselstromwiderstand genannt) von Messobjekten berechnet. Auf die zugrundeliegenden Berechnungsmodelle und ihren Einfluss auf die angenommenen Kapazitätswerte wird in 4.1 eingegangen.

Um ein simultanes Monitoring kapazitiver Größen mehrerer Module während Klimakammerprüfungen zu ermöglichen, wurde das Messgerät mit einem Digitalmultimeter (Agilent 34970 A) mit bis zu drei Multiplexerkarten verbunden. Die gemessenen Impedanzwerte beinhalten ohne Korrektur auch die Werte der Messleitungen sowie der Multiplexerkarten. Dieser Einfluss ist nicht zu vernachlässigen und wird in 4.2 erläutert.

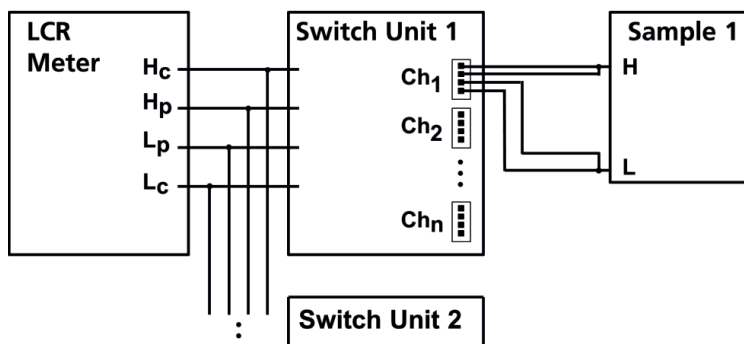


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Messschaltung. H<sub>c</sub> - High current; H<sub>p</sub> - High potential; L<sub>p</sub> - Low potential; L<sub>c</sub> - Low current; Ch - Channel [4]

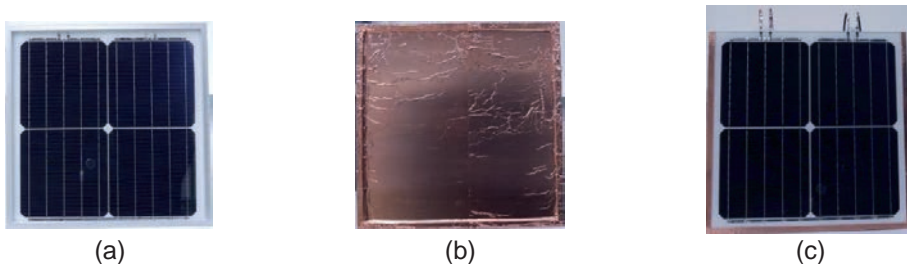
#### 3.2 Probenaufbau

Für die Untersuchungen wurden kleinformatige PV-Module hergestellt und wie in Abbildung 3 gezeigt mit drei unterschiedlichen Elektroden kontaktiert. In allen Designs bilden die kurzgeschlossenen Zellen

des Moduls die positive Elektrode („High“, Elektrode B), während die negative Elektrode („Low“, Elektrode A) variiert wird:

- Modulrahmen als negative Elektrode
- Vollflächige negative Frontelektrode, umgesetzt durch Kupfer-Klebefolie auf dem Frontglas
- „Pseudorahmen“ als negative Elektrode, bestehend aus Streifen von Kupfer-Klebefolie entlang der Ränder auf dem Frontglas

Weiterhin wurden zwei baugleiche industrielle 60-Zell-Module mit den Elektrodendesigns a) und b) präpariert. Motivation hinter den Elektrodenvariationen ist einerseits der Wunsch, die Messmethode auch für rahmenlose Module anwenden zu können. Andererseits wird für die verschiedenen Elektrodendesigns eine Sensitivität für Änderungen des Wassergehalts an verschiedenen Positionen im Modul erwartet.



**Abbildung 3:** Für das in-situ Monitoring präparierte 4-Zell-Module mit unterschiedlichen Elektrodendesigns: (a) gerahmtes Modul, (b) gerahmtes Modul mit vollflächiger Frontelektrode aus Cu-Klebeband und (c) rahmenloses Modul mit Pseudorahmen aus Cu-Klebeband [4]

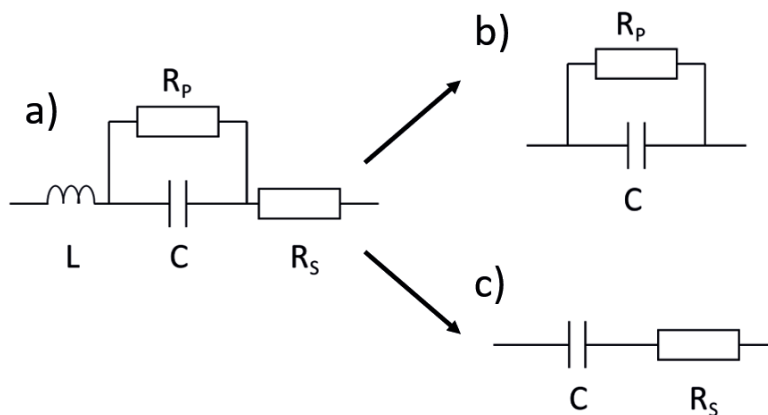
## 4. Einflüsse auf die Messwerte und die berechneten Werte

### 4.1 Das zugrundeliegende Berechnungsmodell

Im Gegensatz zu idealen Kondensatoren besitzen reale Bauelemente resistive und induktive Anteile, welche sich je nach Größe und Messfrequenz unterschiedlich stark auf die Impedanz auswirken. LCR-Meter bestimmen in der Regel die komplexe Impedanz, bestehend aus dem Betrag des komplexen Widerstands  $|\underline{Z}|$  und der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung  $\varphi$ . Weitere Größen wie die Kapazität  $C$  werden unter Annahme von vereinfachten Modellen berechnet. Das LCR-Meter Agilent 4327 B bietet mögliche Messfrequenzen zwischen 100 Hz und 100 kHz an. In diesem Frequenzbereich kann bei vorwiegend kapazitiven Größen der induktive Anteil der Impedanz vernachlässigt werden. Die komplexe Impedanz ergibt sich zu:

$$\underline{Z} = R_S + \frac{R_P}{1 + j\omega C R_P} \quad (3)$$

Für die Berechnung von  $C$  ist eine weitere Vereinfachung notwendig. Je nach Größe der Impedanz  $|\underline{Z}|$ , des Serienwiderstands  $R_S$ , und des Parallelwiderstands  $R_P$  wird der Realteil von  $\underline{Z}$  entweder durch  $R_S$  oder durch  $R_P$  dominiert. Für die Berechnung von  $C$  wird daher zwischen dem Parallelmodus und dem Serienmodus unterschieden, bei denen der jeweils andere resistive Anteil vernachlässigt wird (vgl. Abbildung 4).



**Abbildung 4: Ersatzschaltbilder eines Kondensators a) mit verschiedenen parasitären Einflüssen, b) im stark vereinfachten Modell „Parallelmodus“, c) im stark vereinfachten Modell „Serienmodus“ (nach [10])**

Für die Bestimmung der Kapazität von PV-Modulen wird angenommen, dass der Realteil von  $Z$  hauptsächlich durch den Isolationswiderstand  $R_{iso}$  beeinflusst wird. Allen in dieser Arbeit verwendeten Werte für  $C$  liegt daher das Berechnungsmodell „Parallelmodus“ zugrunde.

#### 4.2 Die Messschaltung

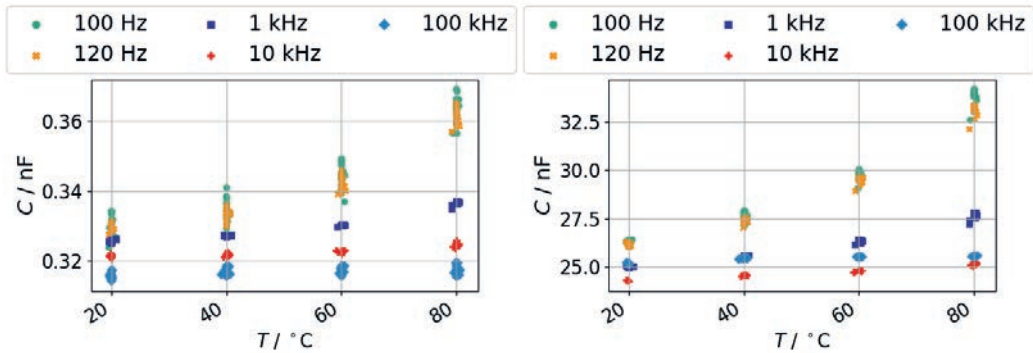
Die Messschaltung, bestehend aus Multiplexerkarten und Messleitungen (siehe Abbildung 2), trägt zu den gemessenen Impedanzwerten bei. Messungen an offenen Leitungen (Leerlauf) zeigen Werte für die Phasenverschiebung von  $\varphi \approx -90^\circ$ . Für die Korrektur der Messwerte wird daher der Realteil der gemessenen Impedanz der Messschaltung vernachlässigt und die Messschaltung vereinfacht als Kondensator betrachtet, welcher parallel zu dem jeweiligen Messobjekt geschaltet ist. Die Kapazität der Messleitung an einem PV-Modul in Kombination mit der Messschaltung ist abhängig von der Länge der Messleitung und der Anzahl der verwendeten Multiplexerkarten. Weiterhin wurde eine geringe negative Temperaturabhängigkeit festgestellt. Mit drei Multiplexerkarten und einer Leitungslänge von 1,5 m liegen typische Werte für die Kapazität von Schaltung und Messleitung bei  $85^\circ\text{C}$  im Bereich von 290 pF [4].

Bei konstanter Temperatur wird dieser Einfluss als konstant angenommen und kann daher durch Subtrahieren der zuvor gemessenen Kapazitätswerte der Messschaltung korrigiert werden.

#### 4.3 Temperaturabhängigkeit

Die Temperaturabhängigkeit der Kapazität von PV-Modulen mit den Elektrodendesigns a, b und c wurden im trockenen Zustand untersucht. Hierzu wurde die Temperatur zwischen  $20^\circ\text{C}$  und  $80^\circ\text{C}$  stufenweise erhöht und auf jedem Sollwert für 2 h konstant gehalten.

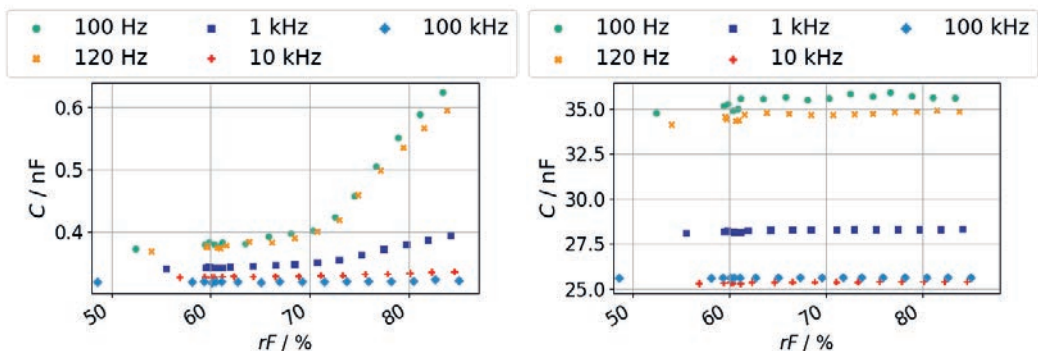
Die nach Abzug der Korrekturwerte für die Schaltung ermittelten Kapazitätswerte für zwei 60-Zell-Module verschiedener Elektrodendesigns bei verschiedenen Messfrequenzen sind in Abbildung 5 dargestellt. Zum Zeitpunkt der Messungen waren die beiden Module bereits in einer Feuchte-Wärme-Prüfung gealtert (siehe Abschnitt 5) und anschließend für mehrere Monate bei Raumbedingungen getrocknet, wonach jedoch noch eine Restfeuchtigkeit im Modul vorhanden war. Die Wasserkonzentration innerhalb der Module war daher höher als zu Beginn der Feuchte-Wärme-Prüfung. Für beide Module ist eine nichtlineare Temperaturabhängigkeit der Kapazitätswerte zu erkennen, welche bei niedrigen Frequenzen am stärksten ausgeprägt ist.



**Abbildung 5:** Korrigierte Kapazitätswerte eines zwischen Zellen und Rahmen kontaktierten 60-Zell-Moduls (links, Design a) und eines zwischen Zellen und vollflächiger Frontelektrode kontaktierten 60-Zell-Moduls (rechts, Design b) in Abhängigkeit von der Klimakammertemperatur.

Bei der Durchführung des Monitorings in Klimakammertests mit nahezu konstanter Temperatur, wie z.B. bei einer Feuchte-Wärme-Prüfung (Damp Heat) kann auch der Einfluss der Temperatur als konstant angenommen werden.

#### 4.4 Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit



**Abbildung 6:** Korrigierte Kapazitätswerte eines zwischen Zellen und Rahmen kontaktierten 60-Zell-Moduls (links, Design a) und eines zwischen Zellen und vollflächiger Frontelektrode kontaktierten 60-Zell-Moduls (rechts, Design b) bei ca. 85 °C in Abhängigkeit von der relativen Luftfeuchtigkeit in der Klimakammer.

In Abhängigkeit der Elektrodengeometrie kann es einen nicht zu vernachlässigen Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit (relative Feuchte,  $rF$ ) auf die Kapazität der Proben geben. Bei Proben ohne vollflächige Frontelektrode (Designs a und c) führt die Benetzung der Moduloberfläche wie beispielsweise des Frontglases zu einer Zunahme der Oberflächenleitfähigkeit. Dies führt zu einer Vergrößerung der wirksamen negativen Elektrode A mit einem niedrigeren Abstand zur positiven Elektrode B. Die während des Regelungsvorgangs der relativen Luftfeuchtigkeit in der Klimakammer bei ca. 85 °C bestimmten Kapazitätswerte der beiden 60-Zell-Module mit Elektroden-Designs a und b sind in Abbildung 6 in Abhängigkeit von  $rF$  dargestellt. Aufgrund der kurzen Zeitdauer ist der Einfluss von Wasserdampfdiffusion auf die Messergebnisse vernachlässigbar, wie in 4.3 erwähnt war die Wasserkonzentration in den beiden Modulen jedoch gegenüber dem Neuzustand der Module bereits

erhöht. Das gerahmte Modul zeigt bei Frequenzen  $\leq 1$  kHz eine starke Feuchtigkeitsabhängigkeit, insbesondere bei  $rF \geq 75$  %. Bei 100 Hz beträgt die Änderung zwischen  $rF = 60$  % und  $rF = 75$  % ca. 80 pF. Zwischen 75 % und 83 %  $rF$  kann ein Anstieg um etwa 160 pF beobachtet werden. Schwankungen durch die Regelung der Klimakammer könnten daher besonders bei einer hohen relativen Luftfeuchtigkeit einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Messwerte haben. Das Modul mit vollflächiger Frontelektrode zeigt keinen signifikanten Einfluss der relativen Luftfeuchtigkeit auf die Messwerte. Der leichte Anstieg bei ca. 60 %  $rF$  ist durch einen leichten Anstieg der Kammertemperatur zu erklären.

## 5. Impedanzmessungen während einer Feuchte-Wärme-Prüfung

### 5.1 Testbedingungen

An den in 3.2 beschriebenen Proben wurde eine Feuchte-Wärme-Prüfung bei gleichzeitigem Monitoring der Impedanzwerte durchgeführt. In dieser Arbeit werden Ergebnisse der beiden 60-Zell-Module gezeigt. Der Messaufbau während des Experiments entsprach der Beschreibung in 3.1.

Die Bedingungen in der Klimakammer waren:

- $0 \leq t \leq 100$  h:  $T = (85 \pm 0,5)$  °C,  $rF = (78 \pm 3)$  %
- $t > 100$  h:  $T = (85 \pm 0,5)$  °C,  $rF = (86 \pm 3)$  %

Da die Solltemperatur in der Klimakammer konstant gehalten wurde, wird angenommen, dass die klimatischen Bedingungen an den Proben nach Beendigung des Regelvorgangs den Bedingungen der in die Klimakammer einströmenden Luft entsprachen.

### 5.2 Ergebnisse

Die Verläufe der korrigierten Kapazitätswerte der beiden 60-Zell-Module während 200 h Feuchte-Wärme-Prüfung sind in Abbildung 7 gezeigt. Das am Rahmen kontaktierte Modul (Abbildung 7, links) zeigt bei Frequenzen  $\leq 10$  kHz einen kontinuierlichen Anstieg während der ersten 100 h. Zu dieser Zeit beträgt die relative Luftfeuchtigkeit in der Klimakammer 78 %.

Nachdem nach ca. 100 h  $rF$  auf 85 % erhöht wird steigen die ermittelten Kapazitätswerte abrupt an. Anschließend ist wieder ein kontinuierlicher Anstieg der Werte zu beobachten, jedoch mit höherer Steigung. Bei dem vollflächig auf der Vorderseite kontaktierten Modul (Abbildung 7, rechts) sind Änderungen der ermittelten Kapazitätswerte bei einer konstanten Messfrequenz deutlich kleiner als die Unterschiede zwischen der Messwerte bei verschiedenen Frequenzen. In Abbildung 8 sind daher die Änderungen der Messwerte beider Module über der Zeit dargestellt. Bei Betrachtung der zeitlichen Änderungen ist auch bei dem Modul mit Frontelektrode ein Anstieg der Kapazitätswerte zu erkennen. Jedoch unterscheidet sich das Verhalten der Werte deutlich von den Änderungen der Messwerte des gerahmten Moduls. Die höchste Steigung ist innerhalb der ersten Stunden des Experiments zu beobachten. Nach 50 h beträgt die Änderung der Kapazität bereits mehr als die Hälfte der Zunahme über 200 h. Die Erhöhung der relativen Luftfeuchtigkeit nach 100 h führt zu keinem sprunghaften Anstieg der Messwerte und auch zu keiner erkennbaren Zunahme der Steigung. Ein weiterer deutlicher Unterschied in dem Verhalten ist die Frequenzabhängigkeit der Messwerte. Nach 190 h beträgt die Zunahme der bei 100 Hz gemessenen Kapazität bei am Rahmen kontaktierten Modul 440 pF, was einem Anstieg um 69 % entspricht. Bei 1 kHz beträgt diese Änderung 90 pF oder 23 %. Bei dem Modul mit vollflächiger Frontelektrode beträgt die Zunahme bei den meisten Frequenzen ca. 100 pF, was einer Zunahme um ca. 0,3 % bis 0,4 % entspricht.



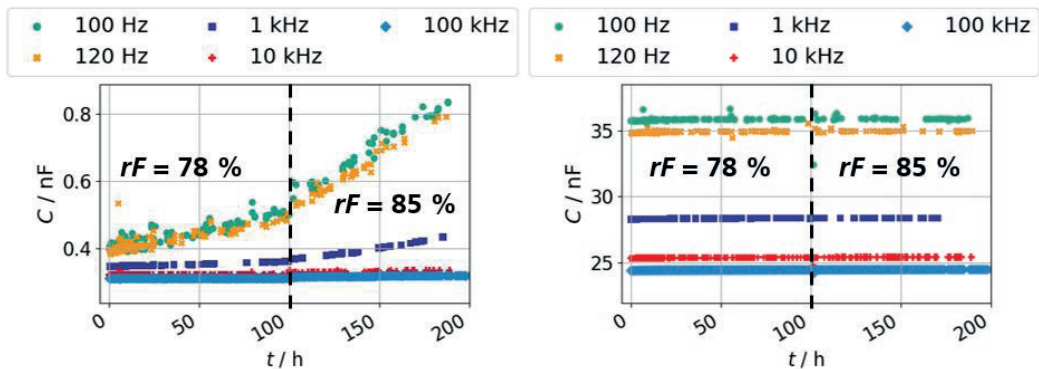


Abbildung 7: Verlauf der um die Schaltung korrigierte Kapazitätswerte eines zwischen Zellen und Rahmen kontaktierten 60-Zell-Moduls (links, Design a) und eines zwischen Zellen und vollflächiger Frontelektrode kontaktierten 60-Zell-Moduls (rechts, Design b) während der Feuchte-Wärme-Prüfung.

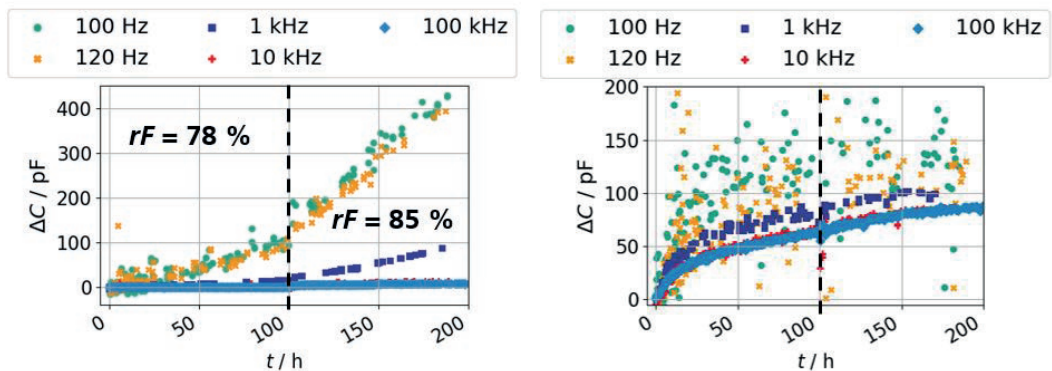


Abbildung 8: Änderungen der Kapazitätswerte eines zwischen Zellen und Rahmen kontaktierten 60-Zell-Moduls (links, Design a) und eines zwischen Zellen und vollflächiger Frontelektrode kontaktierten 60-Zell-Moduls (rechts, Design b) während der Feuchte-Wärme-Prüfung [4].

### 5.3 Diskussion

Der sprunghafte Anstieg der Messwerte des am Rahmen kontaktierten Moduls bei Erhöhung der relativen Feuchte ist auf den Anstieg der Oberflächenleitfähigkeit durch Wasseradsorption zurückzuführen (vgl. 4.4). Der Anstieg der Steigung könnte durch den höheren Dampfdruck bei 85 % rF erklärt werden, der zu einer Beschleunigung der Diffusionsprozess in die Polymerschichten des PV-Moduls führt. Der Verlauf der ermittelten Werte für  $C$  deutet somit darauf hin, dass die Änderungen durch Wasserdampfdiffusion verursacht werden.

Im Fall des frontseitig kontaktierten Moduls gibt es für die Ursachen der Änderungen aktuell noch Interpretationsspielraum. Die abnehmende Steigung deutet auf Sättigungsverhalten hin. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass das Elektrodendesign b vor allem sensitiv für Änderungen in einem Bereich des Moduls ist, welcher bereits nach wenigen 100 h mit Wasserdampf gesättigt ist. Es ist jedoch auch möglich, dass die Änderungen der Messwerte auf einen anderen Einfluss zurückzuführen sind, welche in keinem direkten Zusammenhang mit dem Diffusionsverhalten des Moduls stehen.

Die starke Frequenzabhängigkeit bei den Änderungen der Messwerte des rahmenkontaktierten Moduls können durch Polarisierungseffekte der Wassermoleküle erklärt werden, deren Einfluss bei niedrigen

Frequenzen am größten ist [2, 15]. Die Frequenzabhängigkeit der Messwerte beider Module steigt jedoch auch mit zunehmender Temperatur (vgl. 4.3) und ist bei dem vollflächig kontaktierten Modul bereits zu Beginn der Feuchte-Wärme-Prüfung stark ausgeprägt (vgl. Abbildung 7, rechts). Dieser Zusammenhang fordert daher noch weitere Untersuchungen.

## 6 Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass die parasitäre Kapazität von PV-Modulen ein geeigneter Indikator für Wasserdampfdiffusion sein kann. Das unterschiedliche Verhalten der gezeigten Messwerte von Modulen mit unterschiedlichen Elektrodendesigns bestätigt, dass durch Variationen in Position und Geometrie der äußeren Elektrode die Messwerte sensitiv für unterschiedliche Bereiche im Modul sein können. Um diese Bereiche genauer zu identifizieren und quantitative Schlüsse aus den Messdaten ziehen zu können sind weitere Untersuchungen notwendig. Geplante weitere Schritte beinhalten Experimente an vereinfachten Probenaufbauten, um möglichst wenige Einflüsse zeitgleich zu untersuchen. Um langfristig einen Zusammenhang zwischen den Messwerten und der Wasserkonzentration herstellen zu können sind zudem Vergleichsmessungen mit modulintegrierten Sensoren, sowie ein Vergleich mit Simulationsergebnissen geplant.

## 4. Literaturverzeichnis

- [1] Berg H, Saw MH, Philipp D. Die parasitäre Kapazität eines PV-Moduls als Ursache für einen erhöhten Ableitstrom und Indikator für den Feuchteeintrag im Verkapselungsmaterial. Regensburg: OTTI, 2016 (Wissen für Profis)
- [2] Boudaden J, Steinmaßl M, Endres H-E, Drost A, Eisele I, Kutter C, Müller-Buschbaum P. Polyimide-Based Capacitive Humidity Sensor. *Sensors (Basel)* 2018;18.
- [3] Carlsson T, Halme J, Lund P, Kontinen P. Moisture sensor at glass/polymer interface for monitoring of photovoltaic module encapsulants. *Sensors and Actuators A: Physical*, 125(2):281{287, 2006.
- [4] Fokuhl E, Berg H, Stecklum S, Mansour DE, Philipp D, Gebhardt P. Monitoring the Moisture Ingress into PV Modules by Measuring Capacitive Characteristics. 35<sup>th</sup> EUPVSEC, 2020
- [5] Hasegawa Y, Ohki Y, Fukunaga K, Mizuno M, Sasaki K, Complex Permittivity Spectra of Various Insulating Polymers at Ultrawide-Band Frequencies, *Electr Eng Jpn* 198 (2017) 11–18
- [6] Huyberechts G, Frisson L. In situ formation of humidity-sensitive devices for the evaluation of solar panel encapsulations. *Sensors and Actuators B: Chemical*, 27(1-3):308{311, 1995.
- [7] Jankovec M, Annigoni E, Ballif C, and Topic M. In-situ determination of moisture diffusion properties of pv module encapsulants using digital humidity sensors. In Proceedings of the 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2018.
- [8] Jankovec M, Galliano F, Annigoni E, Li HY, Sculati-Meillaud F, Perret-Aebi LE, Ballif C, Topic M. In-situ monitoring of moisture ingress in pv modules using digital humidity sensors. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 6(5):1152{1159, 2016.
- [9] Kempe MD, Jorgensen GJ, Terwilliger KM, McMahon TJ, Kennedy CE, Borek TT. Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2007;91:315–29, doi:10.1016/j.solmat.2006.10.009.
- [10] Keysight Technologies: Impedance Measurement Handbook. A guide to measurement technology and techniques. 6<sup>th</sup> Edition – Application Note
- [11] Naumann V, Ilse K, Pander M et al., "Influence of Soiling and Moisture Ingress on Long Term PID Susceptibility of Photovoltaic Modules," Proceedings of the 9th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics SiliconPV 2019, 2019.

- [12] Putintsev N.M., Putintsev D.N., High-frequency dielectric permittivity of water and its components, *Russ. J. Phys. Chem.* 85 (2011) 1113–1118.
- [13] Rashtchi S, Ruiz PD, Wildman R, Ashcroft I. Measurement of moisture content in photovoltaic panel encapsulants using spectroscopic optical coherence tomography: a feasibility study. In: Dhere NG, Wohlgemuth JH, editors. *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems V*: SPIE; 2012, 847200
- [14] Schmidt H, Burger B und Kiefer K: Wechselwirkungen zwischen Solarmodulen und Wechselrichtern, Studienbericht am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Freiburg, 2007.
- [15] Wang J, Shi K. Study of polymer humidity sensor array on silicon wafer. *Journal of Materials Science* 2004:3155–7.

## Erweitertes PV Anlagenmonitoring kann Wartungsnotwendigkeit aufzeigen

W. Mühleisen<sup>1</sup>, L. Neumaier<sup>1</sup>, J. Kosef<sup>1</sup>, C. Hirschl<sup>1</sup>, R. Rattenberger<sup>2</sup>, P. Prasser<sup>3</sup>,

<sup>1</sup> Silicon Austria Labs GmbH, Europastr. 12, 9524 Villach, Österreich; (Autor und Kontakt: wolfgang.muehleisen@silicon-austria.com; T: +4366488200144)

<sup>2</sup> FH Burgenland, 7423 Pinkafeld, Österreich; <sup>3</sup> Kioto Photovoltaics GmbH, 9300 St. Veit, Österreich

### Kurzfassung

PV Parks sind normalerweise in ein Monitoringsystem integriert und werden somit kontrolliert. An älteren Anlagen mit eingeschränkter Sensorik nutzt man für die Ertragsanalyse oft Prognosen, den Jahreswert vom Einspeisezähler sowie metrologische Daten zum Abgleich. Bei Anwendung von diesem einfachen SOLL-IST-Wert Verfahren bleiben Degradationserscheinungen unbemerkt. Mit dem erweiterten Verfahren und unter Anwendung von normierten und spezifischen Größen ist ein klarer Degradationstrend zu beobachten. Der Grund der Ertragsminderung aus den analysierten Daten ist auf Verschmutzungen der Moduloberfläche zurückzuführen, wie durch Strom-Spannungskennlinienmessungen vor Ort aufgezeigt wurde.

### 1. Einführung und Problemstellung

Größere Photovoltaikanlagen und Parks werden standardmäßig mit Sensorik ausgerüstet und überwacht. Dieses Monitoring wird im einfachsten Fall über den oder die Wechselrichter und angeschlossenem Einstrahlungs- und Temperatursensor an einem Modul per Datenverbindung über ein Online-Portal realisiert. Komplizierteres Monitoring mit mehreren Sensoren von Wetterstationen oder Temperatur und Einstrahlungswerten mehrerer Messpunkte, geschieht mittels externen Datenloggern. Es gibt aber auch bestehende ältere Anlagen, die zwar mittels nachträglich installierter Technik Wechselrichterdaten übertragen, aber keine Sensorik verbaut haben und die Auswertung mittels Prognose und erwirtschaftetem Energieertrag erfolgt. Oftmals führen aber z.B. Datenlücken aufgrund von Übertragungsfehlern zu unvollständigen Datensätzen und machen die Auswertung mittels Monitorings zu einer Herausforderung. Auch ungenaue Sensoren, auf Basis deren Messwerten die Umrechnung auf die spezifischen Erträge erfolgt, erschweren ein akkurates Monitoring. Um dennoch einen Anhaltspunkt über den Anlagenstatus zu haben ist der geeichte Einspeisezähler eine verlässliche Quelle. Bei einem einfachen Soll-Ist-Vergleich bleiben Mindererträge jedoch oft unentdeckt, da jährliche Wetterschwankungen nicht berücksichtigt oder Prognosen zu konservativ angesetzt sind.

### 2. Methode und Untersuchung

Eine südausgerichtete Freiflächen-PV-Anlage in Kärnten/Österreich mit 976 kWp wurde 2011 errichtet und seitdem betrieben (Abb. 1). Für die Anlage besteht eine ordentliche Dokumentation wie Pläne, Fotos und Zählerwerte.



**Abb. 1: PV Freiflächenanlage mit über 4700 Modulen und 976 kWp installierter STC-Leistung**

Um eine Ertragsauswertung zu ermöglichen kommt hier das einfache SOLL-IST-Verfahren zum Einsatz. Dieses funktioniert sehr mühelos und wird meist von Photovoltaik Anlagenbesitzern angewandt. Es wird bei den kWh-Ertragswerten darauf geachtet, ob diese sich über die Jahre gleichmäßig oder sinkend verhalten. Man versucht eine Tendenz zu erkennen und entscheidet aus den SOLL- und IST-Werten sowie vorliegendem Ertragsgutachten, ob die Erträge passen oder nicht. Eine Erweiterung des einfachen SOLL-IST-Verfahrens findet eher im Profibereich und bei Wartungsfirmen Anwendung, da dieses die Einbeziehung von Ertragswerten aus Nachbaranlagen oder Wetterdaten von Wetterstation in der näheren Umgebung berücksichtigt.

Die Einbeziehung von Wetterstationsdaten von metrologischen Anstalten, welche teilweise oder komplett kostenlos zur Verfügung gestellt werden, ist von großem Nutzen. Die jährliche horizontale Globalstrahlungssumme in kWh/m<sup>2</sup> kann mit den Jahreswerten der Anlage korreliert werden. Der Anlagenbetreiber muss nur noch den Trendverlauf seiner Erträge mit dem Verlauf der Globalstrahlungssumme in Relation setzen und vergleichen.

Um auch Anlagen untereinander vergleichen zu können wird der erhaltene Ertrag in kWh durch die installierte Leistung in kWp geteilt. Man erhält somit den spezifischen Ertrag in kWh/kWp. Damit auch auf die jährliche Globalstrahlungssumme Bezug genommen werden kann, wird auch diese auf einen Bezugspunkt, in diesem Fall auf 1000 kWh pro Quadratmeter normiert.

Eine Modulmessung mittels Kennlinienmessgerät wurde an mehreren Stellen durchgeführt, um vor und nach einer Reinigung den Unterschied im Leistungsverhalten zu ermitteln, da der Verdacht einer Leistungsminderung aufgrund beobachteter Verschmutzung vorlag (Abb. 2). Anlagenverschmutzung ist ein in der Literatur viel behandeltes Thema [1] und wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst, die den jährlichen Schmutzzuwachs ausmachen.

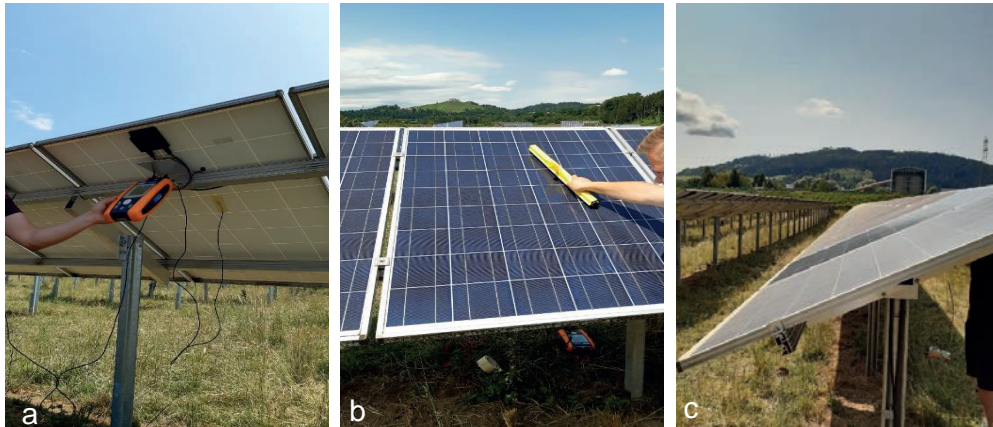


Abb. 2: a) Leistungsmessung mit IV-Kennlinie, b) Modulreinigung, c) gereinigtes Modul im Vergleich

### 3. Ergebnisse

Der Vergleich der erzielten Park-Erträge zur Prognose zeigt, dass die Erträge etwas höher sind als in der Prognose erwartet (Tabelle 1 und Abb. 3a). In weiterer Folge ist auch ein gleichmäßiger Ertragstrend über die Jahre hinweg zu beobachten. Eine gemeinsame Darstellung von Ertragsdaten und jährlicher Globalstrahlungssumme zeigt, dass die Erträge im Trend den Einstrahlungsjahreswerten folgen (Abb. 3b).

Tabelle 1: Soll-Ist-Vergleich der jährlichen Erträge gegenüber der Prognose

Soll-Ertrag laut Gutachten [kWh]	Ist 2012 [kWh]	Ist 2013 [kWh]	Ist 2014 [kWh]	Ist 2015 [kWh]	Ist 2016 [kWh]	Ist 2017 [kWh]	Ist 2018 [kWh]	Ist 2019 [kWh]
1 052 772	1 252 703	1 161 780	1 109 803	1 223 970	1 210 110	1 230 988	1 160 283	1 151 005

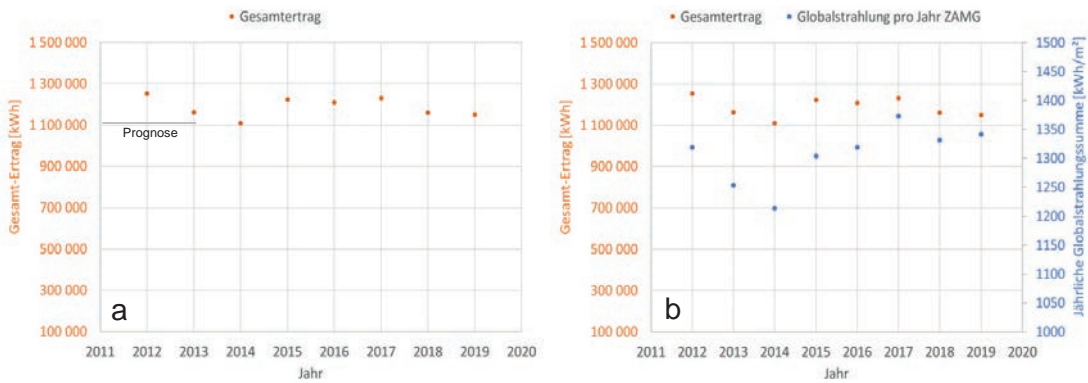


Abb. 3: a) Trend von jährlichem Ertrag b) Trend von jährlichem Ertrag mit jährlicher Globalstrahlung

Eine normierte und gewichtete Betrachtung der Jahreserträge mit der jeweiligen jährlichen Globalstrahlung zeigt einen linearen Verschlechterungstrend (Abb. 4a). Zwischen den Jahren 2014 und 2015 ist ein Ertragssprung zu erkennen. Dieser ist in einem anfänglichen Anlagenproblem begründet, so dass das volle Potenzial in den ersten drei Jahren nicht ausgeschöpft werden konnte. Der jährliche Ertragsverlust in den ersten drei Jahren zeigt aber die gleiche Steigung wie die Verluste in den weiteren Jahren (Abb. 4b). Unter Annahme der Hypothese, dass die ersten drei Jahre ertragsstärker sein mussten und durch Extrapolation der Datenpunkte, konnte ein Startertrag ermittelt werden. Ausgehend von diesem Anfangswert-Punkt sind in weiterer Folge noch die Erträge ohne Alterung, mit angenommener Degradation von -0,6 % /Jahr sowie den tatsächlichen IST-Erträgen dargestellt. Die Abweichung vom SOLL- zum IST-Ertrag Ende 2019 zeigt einen Minderertrag in Höhe von 10,5 Prozent auf.

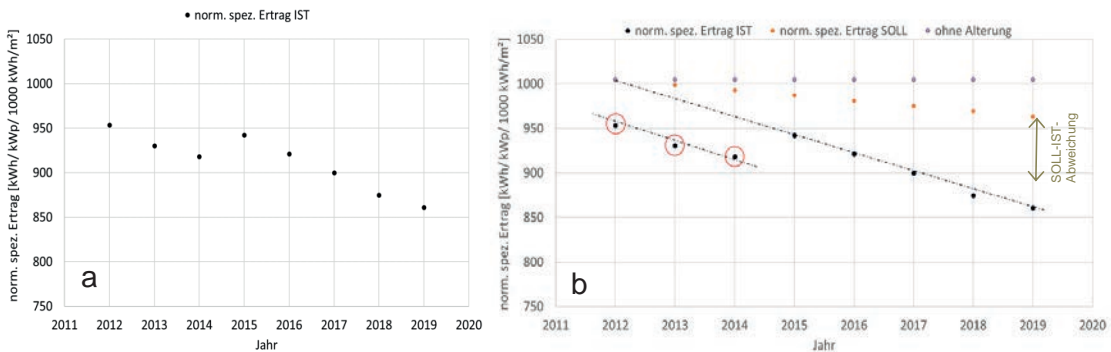


Abb. 4: a) Trend von normiert spezifischem Ertrag und b) Erkennung der SOLL-IST-Wert Abweichung

In Abbildung 5a ist das linke Modul bereits gereinigt, während das rechte Modul den verschmutzten Zustand darstellt. Aufgrund der fortgeschrittenen Verschmutzung ist diese auch visuell klar erkennbar. Eine durchgeführte Kennlinienmessung (Ab. 5b) bestätigt die zu erwartenden Auswirkungen. Weitere drei Stichproben wurden im Park vor und nach der Reinigung vermessen. Die festgestellten Minderleistungen aufgrund von Schmutz lagen im Bereich von 8-12 % und deckten sich mit dem Minderertrag der erweiterten Ertragsanalyse Ende 2019. Der Leistungsvergleich der gereinigten Module zu ihrem Ausgangswert am Label zeigt, dass die 0,6 % Alterungsdegradation als realistische Annahme gerechtfertigt ist.

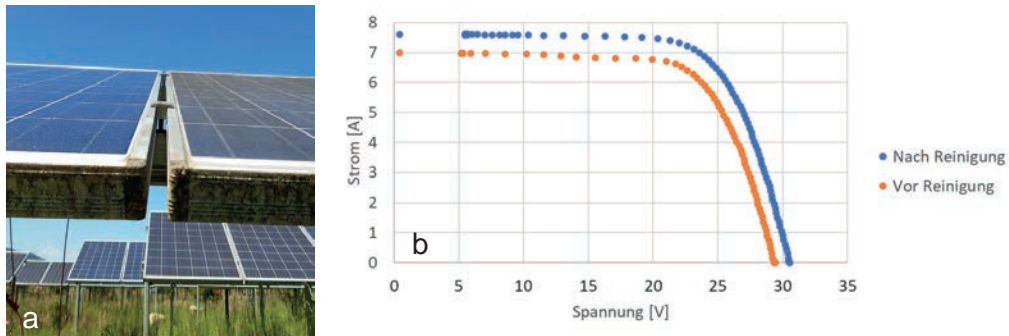


Abb. 5: a) Vergleich gereinigt zu verschmutzt; b) IV-Kennlinienmessung

Schmutz in PV Parks wird oft nicht wahrgenommen, da dieser erst unter bestimmten Betrachtungswinkeln gut zu erkennen ist. Dasselbe Modul, einmal frontal (Abb. 6a) und einmal mit einem Winkel gegen Himmel (Abb. 6b) fotografiert, zeigt die Problematik auf.



Abb. 6: Je nach Betrachtungswinkel fällt Schmutz a) weniger oder b) mehr auf

#### 4. Zusammenfassung

Inspiziert wurde ein Photovoltaik Park mit 4700 Modulen und 976 kWp installierter STC-Leistung. Eine ermittelte SOLL-IST-Ertragsdifferenz im PV Park nach 8 Jahren Betrieb von 10,5 % konnte erst nach Anwendung von normierten und spezifischen Ertragsanalysen aufgezeigt werden. Bei Anwendung eines einfacheren Verfahrens, zeigte die Trendanalyse keine verdächtigen Auffälligkeiten. Durchgeführte Messungen an denselben verschmutzten und gesäuberten Modul-Stichproben zeigten Leistungsunterschiede zwischen 8-12 % auf. Die gemessenen Verluste aufgrund von Verschmutzung bei einzelnen Modulstichproben deckten sich mit dem Ertragsverlust der Anlage nach 8 Jahren Betriebszeit. Das Erkennen von stark verschmutzten PV Modulen war nur unter gewissen Betrachtungswinkeln gut sichtbar. Trotz dessen, dass in regenreichen Klimaregionen wie z.B. Österreich eine Anlagenreinigung eher in größeren Intervallen erforderlich ist, muss aufgrund der Anlagenverschmutzung die Wirtschaftlichkeit einer Reinigung überdacht werden.

#### 5. Literatur

[1] K. Ilse et al, „Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation“, Cell Press, Joule Vol. 3, Issue 10, 16 October 2019, Pages 2303-2321, DOI: 10.1016/j.joule.2019.08.019

#### 6. Danksagung

Dieses Projekt wird vom Klima und Energiefonds finanziert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2018 durchgeführt. Die Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts "OptPV4.0" erstellt.

## Charakterisierung von PV-Generatoren bei variabler Bestrahlungsstärke und Temperatur

### - Zwischenbericht zum Projekt PV-FeldLab -

**S. Schneider, D. Daume, T. Neumeyer, D. Pflaum, A. Schulze\*, B. Hüttl**

*Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik,  
96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, Tel.: +49 (0) 9561 317 326,*

*[bernd.huettl@hs-coburg.de](mailto:bernd.huettl@hs-coburg.de)*

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

#### Abstract

Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme unterschiedlicher optischer und elektrischer Messtechniken zur Freifeldcharakterisierung von PV-Generatoren im ersten Abschnitt des Projektes PV-FeldLab wurden die zur Verfügung stehenden Techniken und Methoden weiter ausgebaut und für die Applikationen adaptiert.

Ein wesentlicher Schwerpunkt des zweiten Projektjahres war die Weiterentwicklung der übergeordneten SRA-Basissoftware zur Durchführung des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) [1, 2], um zukünftig auch eine präzise Charakterisierung von PV-Strings im Freifeld zu ermöglichen. Die Software wurde um einige wesentliche Applikationen erweitert, insbesondere um Methoden, welche zukünftig die Freifeldanalysen nach der DIN-Norm „DIN EN 61853-1: „Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-) Modulen und Energiebemessung - Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung“ [3] ermöglichen sollen.

Die Funktionalität der neuen Software wurde mit Hilfe einer saisonalen Messkampagne an einem PV-Modul über weite Bereiche der Bestrahlungsstärke und Temperatur vorgenommen. Diese Messkampagne zeichnete ein präzises Bild über das Leistungsverhalten eines Moduls über mehr als ein Jahr im Freifeld.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeiten lag in der Entwicklung und im Aufbau eines Sensornetzwerks, welches lokal über die zu untersuchenden PV-Strings ausgebreitet werden kann. Damit wird ermöglicht, synchron zur Strom-Spannungsmessungen an PV-Strings (IV-Stringmessungen) die lokale Bestrahlungsstärken und Temperaturen des Strings zu erfassen und zu dokumentieren. Es wurde eine PV-Testanlage mit PV-Strings verschiedener Technologie auf dem Dach des Forschungsgebäudes für Mobilität und Energie (ZME) in Betrieb genommen, welches die Hardware-Basis für die o.g. Methodik sein wird.

Zudem wurde eine mobile Messtechnik für die präzise Bestimmung der Kurzschlussstroms und der Winkelabhängigkeit (AOI) von PV-Modulen zur Anwendung im Freifeld geschaffen und durch erste Messungen validiert. Die AOI-Methodik wird die Basis bilden, zukünftig die IV-Messungen an PV-Strings im Freifeld korrekt zu kalibrieren.

#### 1. Weiterentwicklung der SRA-Basissoftware zur Durchführung normgerechter Freifeldanalysen

Die Freifeldanalyse von PV-Modulen und -Generatoren stellt hohe Anforderungen an die präzise messtechnische Erfassung der elektrischen Kenngrößen. Es zeigt sich, dass insbesondere die Messung der tatsächlich wirkenden Temperatur und Bestrahlungsstärke in den PV-Zellen der PV-Module die eigentliche Herausforderung bildet. In der Praxis erfolgt die Messung der Bestrahlungsstärke zumeist durch ein Pyranometer bzw. eine Referenzzelle, welche in Modulebene angebracht sind. Die



Temperatur wird hingegen durch einen rückseitig angebrachten Temperatursensor oder einer optischen (IR-) Messung ermittelt.

Um eine ganzheitliche Analyse von Modulen oder Strings unter allen meteorologischen Freifeldbedingungen vorzunehmen, werden die elektrischen Kenngrößen als so genannte Schwachlichtkurven (SL-Kurven) für bestimmte Modultemperaturen ( $T_{\text{mod}}$ ) über der Bestrahlungsstärke ( $G_{\text{mod}}$ ) aufgetragen, siehe z.B. Abb. 1 mit Auftragung der Modulleistung  $P_{\text{mpp}}$ . Hierbei zeigt sich, dass deutliche Variationen der Messwerte vorliegen, was eine detaillierte Bewertung des Prüfobjekts deutlich erschwert bzw. sogar unmöglich macht. Die Begründung für das beobachtete Verhalten liegt darin, dass die gemessenen Bedingungen von Temperatur und Bestrahlungsstärke nicht den tatsächlichen Bedingungen auf Zellebene im Modul entsprechen. Da eine direkte Messung auf Zellebene in der Regel nicht möglich ist, muss für eine genauere Darstellung des Schwachlichtverhaltens auf ein anderes Analyseverfahren zurückgegriffen werden.

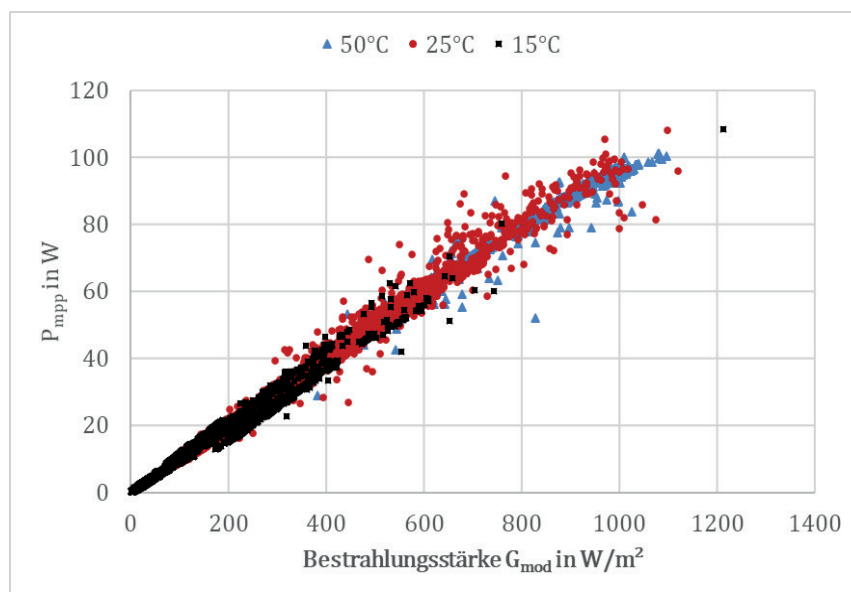


Abb. 1: Unkorrigierte Schwachlichtkurve  $P_{\text{mpp}}(G_{\text{mod}})$

Der Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) ist für Anwendungen auf Module bereits bekannt [1, 2], mit dessen Hilfe die Güte von Freifeldanalysen deutlich erhöht werden kann. Grundprinzip dabei ist, dass die gemessene Bestrahlungsstärke ( $G_{\text{mod}}$ ) und Temperatur ( $T_{\text{mod}}$ ) durch effektive Werte ( $G_{\text{eff}}$ ,  $T_{\text{eff}}$ ) gemäß Gleichung (1) und (2) ersetzt werden.

$$T_{\text{eff}} = \left( \frac{V_{\text{oc,meas}}}{V_{\text{oc,25°C,i}}} - 1 \right) \cdot \frac{100\%}{\beta_i} + 25^\circ\text{C} \quad (1)$$

Durch Sortierung sämtlicher elektrischer und meteorologischer Messdaten nach Herkunft ihrer Bestrahlungsstärke in verschiedene „i“ Bestrahlungsstärkeintervalle und darauffolgender linearer Regression können die noch unbekanntes Zwischengrößen der Regression (Leerlaufspannung des Moduls bei 25°C:  $V_{\text{oc,25°C,i}}$  und Temperaturkoeffizient der Spannung:  $\beta_i$ ) für jedes Intervall bestimmt werden. Daraus kann dann nach Gleichung (1) stets eine effektive Temperatur für jeden Messpunkt des entsprechenden Intervalls  $i$  ermittelt werden.

Mit Kenntnis der effektiv wirksamen Temperaturen können folgend die effektiven Bestrahlungsstärken berechnet werden:

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

Abb. 2 zeigt die mittels SRA korrigierte Schwachlichtkurven von ehemals Abb. 1. Die SL-Kurven sind hierbei in Anlehnung an Abb. 1 für die effektive Temperaturen von 15, 25 und 50°C als Funktion der effektiven Bestrahlungsstärke aufgetragen.

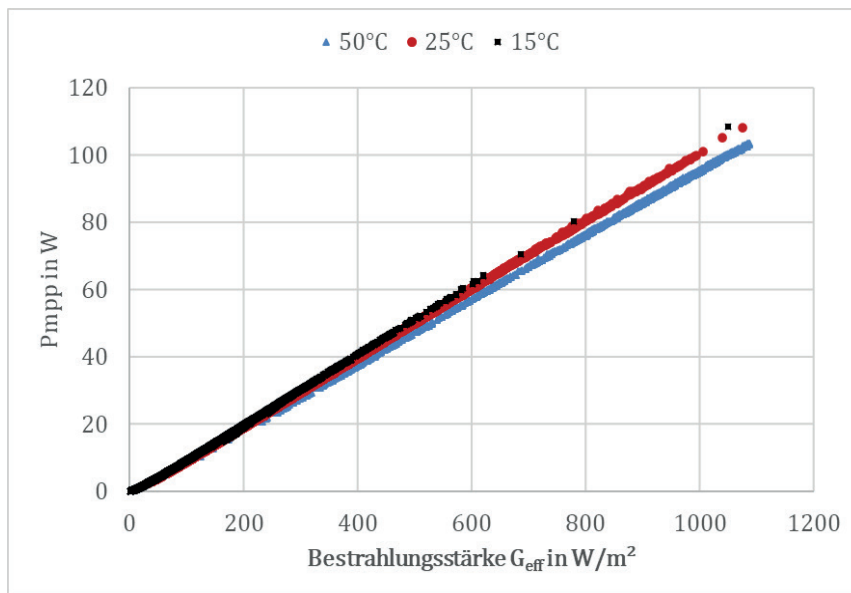


Abb. 2: Schwachlichtkurve  $P_{\text{mpp}}(G_{\text{eff}})$  nach SRA

Für eine zukünftig normgerechte Beurteilung von Freifeldanalysen wurde die SRA-Software auf Basis von Python/Qt (Open-Source) neu aufgesetzt und so erweitert, das elektrischen Werte von  $P_{\text{mpp}}$ ,  $I_{\text{sc}}$  und  $\eta$  nach der Norm DIN EN 61853-1 „Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-) Modulen und Energiebemessung - Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung“ [3] für relevante und bestimmte Bestrahlungsstärken und Temperaturen automatisch mit Hilfe von neu implementieren Routinen (siehe Tab. 1) ermittelt werden.

Die mathematischen Routinen zur Bestimmung elektrischer Werte der Normtabelle in Tab. 1 basieren auf Inter- und Extrapolationskalkulationen von Schwachlichtkurven jeweiliger Temperaturen, siehe z.B. die Durchführung einer Interpolation in Abb. 3. Diese „G-Regression“ ist möglich, wenn ausreichende Messdaten variabler Bestrahlungsstärke in für ein relevantes Temperaturintervall vorliegen. In der Praxis – vor allem für zeitlich kurzgefasste Messkampagnen – liegen häufig nicht ausreichend viele Messdaten für relevante Bestrahlungsstärke- und Temperaturbereiche vor. Oftmals können zu bestimmten Jahreszeiten relevante Temperaturen im Freifeld messtechnisch nicht erreicht werden, ohne Hilfsmaßnahmen (z.B. Heizung oder Kühlung von Modulen) anzuwenden. Insbesondere werden im Sommer zumeist eher hohe, im Winter hingegen eher niedrige Bestrahlungsstärken und Temperaturen vorgefunden. Bei Extrapolationen über sehr weite G-Bereiche, beispielsweise von

Werten kleiner  $400 \text{ W/m}^2$  zum Normwert  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , würden sich sehr hohe Fehleranfälligkeiten ergeben.

Tab. 1: Wertepaare nach DIN EN 61853-1 [3]

G in $\text{W/m}^2$	Temperatur des Moduls/Strings			
	15°C	25°C	50°C	75°C
1100	NA			
1000				
800				
600				
400				NA
200			NA	NA
100			NA	NA

Um dennoch eine möglichst umfangreiche Leistungsangabe nach DIN EN 61853-1 zu ermöglichen, kommt ein zweites Verfahren, die „T-Regression“, zur Anwendung. Dazu werden alle nach vorherig mit linearer Regression ermittelten Kenndaten bestimmter Bestrahlungsstärke nach der Temperatur sortiert und erneut mathematisch mit der Methode der linearen Regression behandelt. In diesem Zug werden die Temperaturkoeffizienten elektrischer Werte bestimmter Bestrahlungsstärken ermittelt, siehe dazu die Abb. 4. Dies ermöglicht im Anschluss eine Berechnung fehlender bzw. gesuchter Werte der DIN-Normtabelle (Tab. 1).

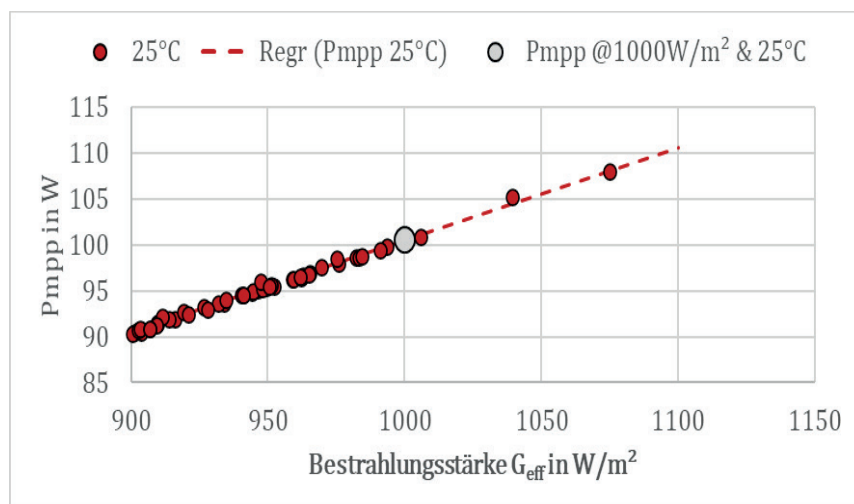


Abb. 3: G-Regression im Bereich  $900\text{-}1000 \text{ W/m}^2$  für  $T=25^\circ\text{C}$

Problematisch ist, dass durch „doppelte“ Anwendung der Regression der Berechnungsfehler anwächst und dieser daher einer Kontrolle bedarf. Der Benutzer kann die Güte der G- und T-Regressionen direkt

durch Offenlegung der Anzahl der involvierten Datenpunkte und durch Kontrolle der Bestimmtheitsmaße  $R^2$  der Regressionen beurteilen. Zudem wurde die Möglichkeit geschaffen, durch manuelle Anpassungen - Datenbereinigungen - fehlerhafte Messwerte zu korrigieren bzw. zu eliminieren.

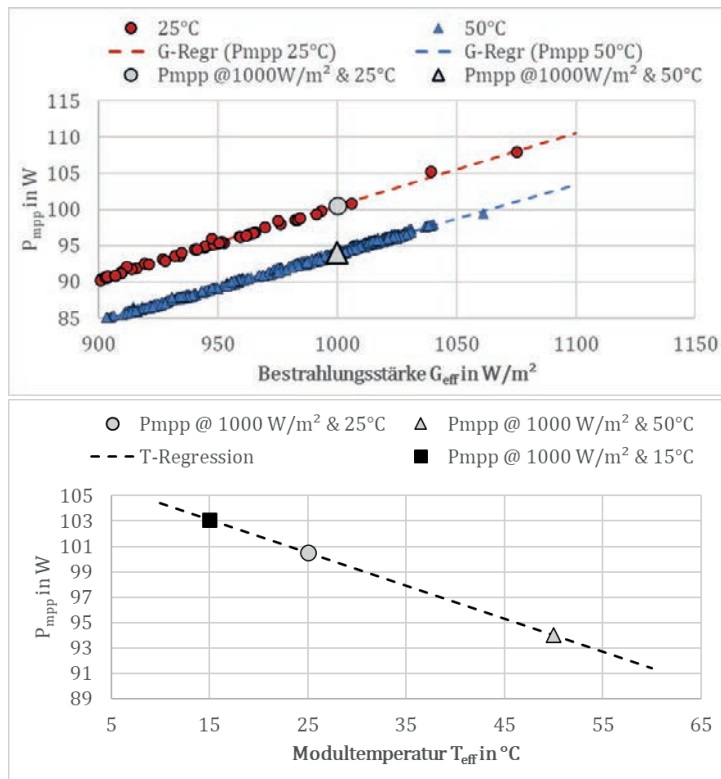


Abb. 4: G-Regression im Bereich 900-1000  $W/m^2$  für  $T=25^\circ C$  &  $50^\circ C$  (oben) und anschließender T-Regression für  $T=15^\circ C$  (unten)

Um eine erweiterte Datenlage für die o.g. Regressionen zu schaffen gäbe es die Möglichkeit, in den Messkampagnen gezielte Beeinflussungen der Messbedingungen, beispielweise durch Abschattungen, Kühlungen oder Heizungen einzelner PV-Module, vorzunehmen. Diese Ansätze wurden bereits an einzelnen Modulen erfolgreich praktiziert und sollen zukünftig auf PV-Strings „ausgerollt“ werden.

## 2. Prüfung der Funktionalität der SRA-Basissoftware: Saisonale elektrische Freifeldanalyse eines PV-Modul

Zur Prüfung der Funktionalität der neuen Software wurde ein CdTe-PV-Modul (CX3 Pro 100/3) über einen Zeitraum von September 2019 bis Dezember 2020 (16 Monate) im Freifeld vermessen. Die elektrischen und meteorologischen Daten wurden über diese Zeit gesammelt und mit der oben beschriebenen Methodik und Software analysiert.

Vor Start der Messkampagne wurde das Modul im Labor unter Standardbedingungen (STC) nach einer sogenannten OCLS-Stabilisierung vermessen. Folgende elektrischen Werte wurden ermittelt:

$P_{mpp}$ [W]	$\eta$ [%]	$I_{sc}$ [A]	$V_{oc}$ [V]	FF [%]
100,5	13,96	2,338	61,8	69,56

Das CdTe-Modul wurde nach der Labormessung für weitere 4 Wochen in dunkler Umgebung gelagert. Nach Lagerung wurde die Freifeldmesskampagne ohne weitere OCLS-Lichtbehandlung gestartet, die Ergebnisse der Freifeldanalyse sind in Abb. 5 dargestellt.

Die Ergebnisse basieren auf monatlich einbezogene Datensätze, welche mittels des oben beschriebenen SRA bezüglich Bestrahlungsstärke und Modultemperatur korrigiert wurden. Insbesondere muss darauf hingewiesen werden, dass der Kurzschlusskalibrierstrom  $I_{sc, STC}$  (siehe auch Gleichung (2)) für die gesamte Messkampagne als konstant angenommen wurde. Das Modul wurde regelmäßig gereinigt, so dass die Annahme eines konstant stabilen  $I_{sc, STC}$  gut begründet erscheint.

In Abb. 5 sind die monatlich integrierten solaren Energieeinträge in der Modulebene als Balken aufgetragen (Anm.: Ordinate befindet sich auf der rechten Seite). Die saisonale monatlich Schwankung der Solarstrahlung entspricht den Erfahrungen und ist sehr gut nachvollziehbar.

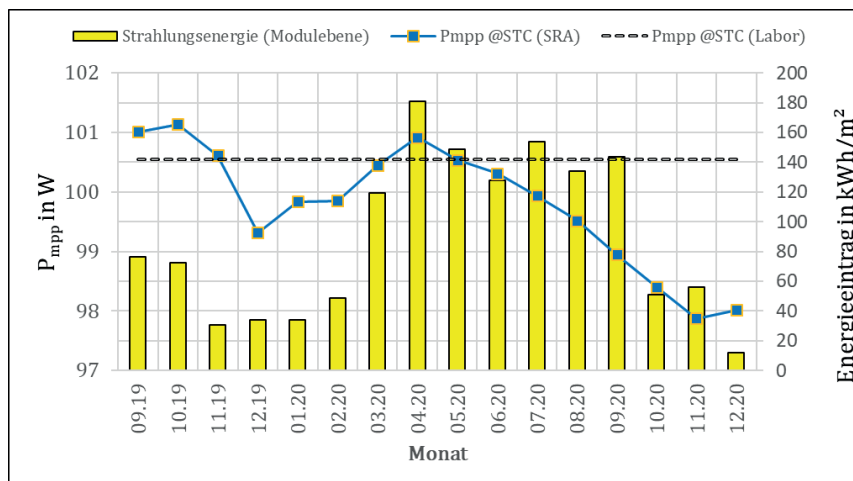


Abb. 5: Darstellung einer SRA-Freifeldanalyse eines CdTe-Moduls in der Zeit von 09.2019 - 12.2020

Zudem zeigt Abb. 5 den Verlauf der Modulleistung ( $P_{mpp}$ ) für Standardbedingungen (Ordinate auf der linken Seite). Die Werte wurden nach der oben beschriebenen Regressionsmethode innerhalb der SRA-Basissoftware mit monatlichen Datensätzen berechnet. Es werden folgende wesentlichen Beobachtungen gemacht:

- Die Übereinstimmung der Modulleistung bei Standardtestbedingungen für die Labor- und Freifeldanalyse ist augenfällig: 100,5 bzw. 101 W wurden ermittelt.
- Die Modulleistung lässt im Lauf der 16 Monate um etwa 2 W nach. Der Verlust der Leistung geht in etwa in gleichen Teilen auf eine Degradation von Füllfaktor und Leerlaufspannung zurück. Anmerkung: Eine eventuelle Kurzschlussstromreduktion hätte nur durch zusätzliche Kalibriermessungen identifiziert werden können, wovon aber abgesehen worden war.
- Erkennbar ist zudem, dass dem allgemeinen Degradationstrend der Modulleistung eine geringe Leistungsvariation überlagert ist, die dem Verlauf des solaren Energieertrags folgt. Je höher der monatliche solare Energieertrag ausfällt, desto größere Modulleistungen sind für STC möglich. Dieser Trend ist nicht überraschend, denn CdTe-Dünnschichtmodule unterliegen dem Effekt des Light-Soakings [4], welcher beim OCLS bewusst eingesetzt wird. Offensichtlich besitzt der Light-Soak-Effekt auch einen integralen Charakter, welcher die Leistung in Bereich von 1-2 % zu variieren vermag.

Die saisonale Messkampagne am CdTe-Modul zeigt, dass die Bestimmung elektrischer Parameter unter Freifeldbedingungen unter Anwendung des SRA mit einer Genauigkeit von 1 – 2 % verlässlich

gelingt. Die SRA-basierte Freifeldmessmethode weist sein Potenzial nach, akkurate messtechnische Belege von geringen Degradationen oder Light-Soak-Effekten direkt vor Ort zu liefern.

### 3. PV-Testanlage und Sensornetzwerk zur Erfassung der lokalen G -, T - Bedingungen von PV-Strings

Im Dezember 2020 wurde eine 11,5 kW<sub>p</sub> - PV-Testanlage an der Hochschule Coburg (Dach des ZME) in Betrieb genommen, siehe Abb. 6.

Der PV-Generator der Testanlage basiert auf mehreren Strings drei verschiedener Technologien: 7,6 kW<sub>p</sub> mit 320 W – mc-Si-Modulen (rot), 1,89 kW<sub>p</sub> mit 105 W – CdTe-Modulen (gelb) und 2,03 kW<sub>p</sub> mit 145 W – CIGS-Modulen (blau). Die Anordnung der einzelnen PV-Technologien ist der Abb. 6 zu entnehmen.

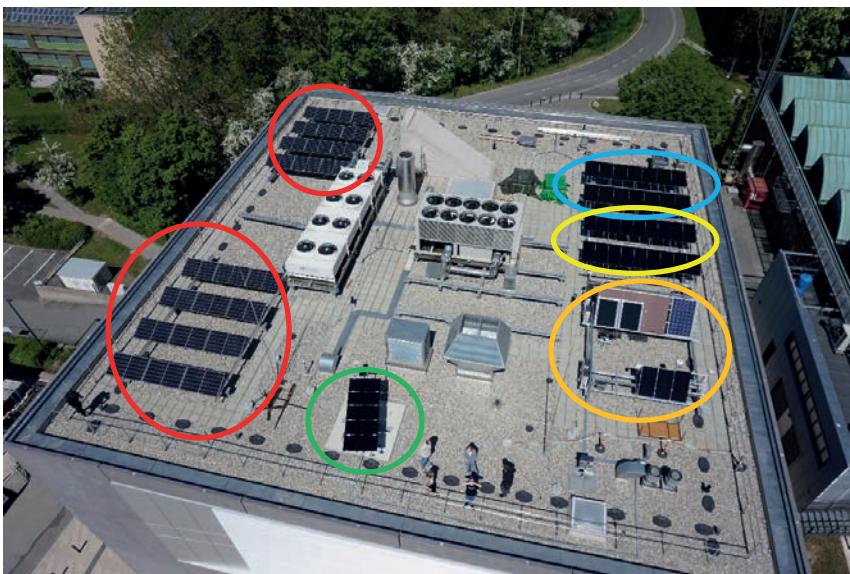


Abb. 6: 11,6 kW<sub>p</sub>-Dachanlage basierend auf Modulen drei verschiedener Technologien: rot für mc-Si, blau für CIGS und gelb für CdTe; beige: Elektrische Prüfstände für einzelne Module beliebiger Technologie mit Silikonheizern auf Rückseite; grün: PV-Tracker für AOI-Analysen

Die Übertragung der SRA-Methode von Modulen auf PV-Strings erfordert umfassende Experimente und Simulationen, um nachzuweisen, inwieweit lokale Inhomogenitäten der Bestrahlungsstärke und der Temperatur für präzise SRA-basierte IV-Analysen toleriert oder ggf. korrigiert werden können.

Solche Inhomogenitäten sollen an den PV-Generatoren der PV-Testanlage studiert und ggf. auch provoziert werden. Verschieden Verfahren zur lokalen Abschattung und Kühlung bzw. Beheizung einzelner Module sollen entwickelt, geprüft und validiert werden.

Zur messtechnischen Erfassung der Inhomogenitäten wurde die Hardware für ein solches System angeschafft und bereits zu einem Gesamtmesssystem entwickelt und aufgebaut. Das Konzept des G-, T-Messsystems ist in Abb. 7 dargestellt. Es ist geplant, an jedem oder jedem zweiten Modul eines Strings einen Sensor zur Erfassung der Bestrahlungsstärke, Modultemperatur und Ausrichtung anzubringen, siehe auch Abb. 8. Insgesamt besteht das System aus 11 solcher Sensoren. Kernstück des Messsystems ist die Steuerungs-Einheit, welche auf der rechten Seite in Abb. 7 zu sehen ist.

Die Steuerungs-Einheit besteht wesentlich aus einem Steuerungs-PC, welcher für die Kommunikation mit den einzelnen Sensoren und Messgeräten sowie das Ablegen der gesammelten Informationen in

einer Datenbank verantwortlich ist. Der PC übernimmt auch die Synchronisierung der IV-Stringmessungen und der G-, T-Datenerfassungen.

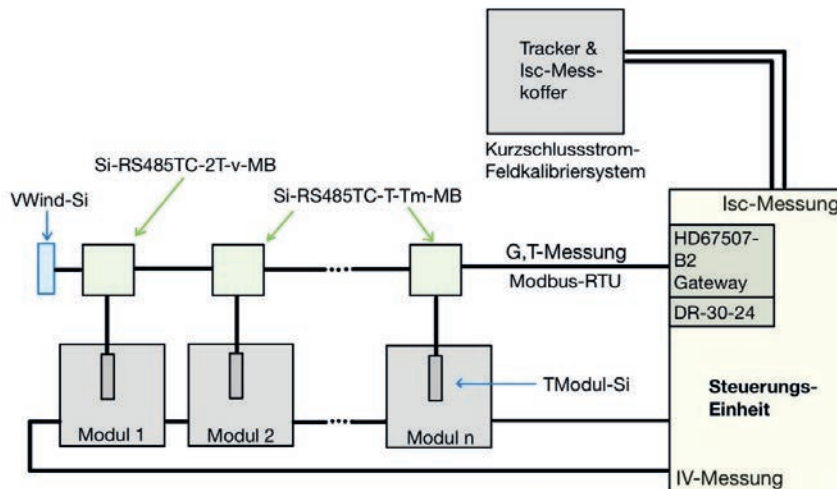


Abb. 7: Konzept und Aufbau des G-, T-Messsystems zur Detektion lokaler Variationen von Bestrahlungsstärke und Temperatur innerhalb eines PV-Strings

Die IV-Stringmessungen werden synchron mit einem Peakleistungs- und Kennlinienmessgerät vorgenommen, welches für den mobilen Einsatz zur Vermessung von Modulen und Strings mit Spannungen und Strömen von bis zu 1000 V bzw. 20 A ausgelegt ist.



Abb. 8: Montage der G-, T-Sensoren an Modulen des mc-Si-PV-Strings (rot markiert)

Aktuell wird die Software (ebenso auf Basis Python/Qt) für das Messsystem entwickelt. Das Messprotokoll wird in seiner Struktur kompatibel zum Protokoll der SRA-Basissoftware entwickelt, in Vorbereitung der Übertragung von IV-Stringmessungen ins Konzept der SRA-basierten Freifeldanalyse.

Das Simulationsprogramm zur Modellierung von PV-Strings unter inhomogenen meteorologischen Bedingungen wird derzeit im Unterauftrag entwickelt und wird bei Verfügbarkeit erster experimenteller Daten zur Verfügung stehen.

#### **4. Freifeld-Kurzschlussstrommessungen und Bestimmung der Angle-of-Incidence-Charakteristik von PV-Modulen**

Exakte SRA-basierte elektrische Freifeldanalysen von PV-Strings erfordern die präzise Bestimmung derer Kurzschlussströme unter Standardtestbedingungen ( $I_{sc, STC}$ ) [2, 5, 6]. Die Messung des Kurzschlussstroms erfolgt gemäß Projektkonzept mit Hilfe eines eigens dafür entwickelten Messkoffers und der Angle-of-Incidence-Charakteristik eines Referenzmoduls, welche mit einem mobilen 2-achsigen Trackers aufgenommen wird [6].

Quelle [6] berichtet in einem eigenständigen Beitrag auf der 4. RET.Con im gleichen Tagungsband über dieses wesentliche Kapitel der Projektbearbeitung.

#### **5. Zusammenfassung**

Zusammenfassend wird festgestellt, dass die Ziele des zweiten Projektjahres vollumfänglich erreicht werden konnten.

Es wurde die übergeordnete SRA-Basissoftware auf Grundlage der Programmiersprache Python/QT neu aufgesetzt, welche nunmehr die Anwendung der SRA-Methode auf PV-Strings gestatten wird. Die Software wurde so ergänzt, dass Auswertungen gemäß der DIN-Norm DIN EN 61853-1 möglich sind. Die Funktionalität der neuen Software wurde mit Hilfe einer saisonalen Messkampagne an einem PV-Modul vorgenommen. Diese Messkampagne belegt, dass die SRA-basierte elektrische Freifeldanalyse gestattet, geringste Effekte einer Degradation oder eines Light-Soakings von PV-Modulen vor Ort im Feld aufzudecken und zu quantifizieren.

Es wurde eine PV-Testanlage mit PV-Strings verschiedener Technologie in Betrieb genommen. Zudem wurde ein Sensornetzwerk entwickelt und aufgebaut, welches lokal über die zu untersuchenden PV-Strings ausgebreitet werden kann. Das System wird synchron zur IV-Stringmessung die Bestrahlungsstärke und Temperatur lokal erfassen und dokumentieren.

Schließlich wurde noch eine mobile Messtechnik für die präzise Bestimmung der Kurzschlussstroms und der Winkelabhängigkeit (AOI) von PV-Modulen zur Anwendung im Freifeld geschaffen und durch erste Messungen validiert. Die AOI-Methodik wird die Basis bilden, zukünftig die IV-Messungen an PV-Strings im Freifeld korrekt zu kalibrieren.

#### **Danksagung**

Die Autoren danken dem deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) zur Finanzierung des Projekts „PV-FeldLab“ innerhalb des Förderprogramms Forschung an Fachhochschulen unter dem Support-Code FKZ 13FH600IA6.

#### **Quellen**

[1] Mohring H.-D., Stellbogen D., Geyer D., Lechner P., (2011): “Comparative Assessment of Different Thin Film Technologies from Outdoor I-V Characteristics” In: 26<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4AV.2.46 pp. 3625 – 3628

[2] Hüttl B., Gottschalk L., Schneider S., Pflaum D., Schulze A., (2019): “Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions”; Solar Energy Vol. 177, pp. 737-745, DOI:10.1016/j.solener.2018.12.002



[3] DIN-Norm: DIN EN 61853-1 „Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-) Modulen und Energiebemessung - Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung“ [Beuth Verlag - Normen, Standards & Fachliteratur](#)

[4] Gostein M., Dunn L., (2011): “Light soaking effects on photovoltaic modules: overview and literature review”; Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 3126–3131.

[5] Wachter M., Gottschalk L., Simmler M., Schulze A, Becker F., Sayala M., Hüttl B. (2016), In: “Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm” In: 32<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5BV.4.16

[6] Daume D., Schneider S., Pflaum D., Neumeyer T., Hüttl B., (2021): „Freifeld-Kurzschlussstromanalysen von Photovoltaik-Modulen“ In: Tagungsband der 4. Regenerativen Energietechnik Konferenz RET.Con 2021 in Nordhausen

## Freifeld-Kurzschlussstromanalysen von Photovoltaik-Modulen

D. Daume, S. Schneider, D. Pflaum, T. Neumeyer, B. Hüttl

Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, 96450 Coburg, Friedrich - Streib - Str. 2, Deutschland, [darwin.daume@stud.hs-coburg.de](mailto:darwin.daume@stud.hs-coburg.de)

### Abstract

Der Kurzschlussstrom ( $I_{sc}$ ) photovoltaischer Module (PV-Module) wird bei definierten Bedingungen - bevorzugt bei Standardbedingungen (STC:  $I_{sc,STC}$ ) - als Kalibrierwert für exakte Strom-Spannungsmessungen bzw. Leistungsbestimmungen benötigt [1]. Für Leistungsbestimmungen im Freifeld ist die definierte Kurzschlussstrommessung ebenso essenziell [2, 3, 4]. Elektrische Freifeldmessungen können mit Hilfe des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) erheblich präzisiert werden. Im Rahmen unseres Projektes wird der SRA für Modulstrings weiterentwickelt. Auch der SRA benötigt die exakte Feststellung des  $I_{sc,STC}$  [3,4, 5].

In diesem Beitrag wird das Verfahren zur Bestimmung von Modul – STC - Kurzschlussströmen unter Freifeldbedingungen dargestellt und validiert. Zu diesem Zweck wurde ein Messkoffer mit diversen Shunts und ein mobiler Modultracker aufgebaut. Im Beitrag wird die Messtechnik detailliert beschrieben und es wird die Messunsicherheitsanalyse dargestellt.

Mit der Freifeld-Messtechnik wurden drei verschiedene Modultechnologien (mc-Si, CdTe und CIGS) untersucht. Insbesondere war die Winkelabhängigkeit des  $I_{sc}$ , die sogenannte Angle of Incidence der Module (AOI), bei den Untersuchungen von Interesse. Exakte AOI-Analysen dienen als Grundlage und messtechnische Methode, die  $I_{sc}$ , STC-Kalibrierung beliebig ausgerichteter Modulstrings im Freifeld durchzuführen.

### Motivation

Elektrische Messwerte von PV-Modulen oder Strings, aufgenommen unter Freifeldbedingungen, unterliegen häufig einer hohen Messunsicherheit, welche durch Anwendung des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) drastisch reduziert werden kann. Die Verbesserung der elektrischen Roh-Daten wird dabei nicht durch Glätten oder Korrektur der Messwerte, sondern mit Ersetzungen der gemessenen Modul-Temperatur  $T_{mod}$  und Bestrahlungsstärke  $G_{mod}$  durch effektive Werte  $T_{eff}$  bzw.  $G_{eff}$  erzielt [4].

Voraussetzung für das Ersetzen der gemessenen Daten durch effektive Daten ist eine präzise Kalibrierung des Modul-Kurzschlussstromes  $I_{SC,meas}$  auf Standardbedingungen  $I_{SC,STC}$ , welche insbesondere bei der Berechnung der effektiven Bestrahlungsstärke  $G_{eff}$  Gewichtung findet [4].

$$G_{eff} = \frac{1000 \text{ W/m}^2}{I_{SC,STC}} * \frac{I_{SC,meas}(T_{eff})}{1 + \frac{\alpha * (T_{eff} - 25^\circ\text{C})}{100\%}} \quad (1)$$

Ziel ist es daher, den Kurzschlussstrom  $I_{SC,meas}$  möglichst präzise zu bestimmen. Um zukünftig ggf. Freifeld-Messungen bzw. Freifeld-Kalibrierungen vereinfachen zu können, soll geprüft werden, wie stark sich die AOI des Kurzschlussstroms  $I_{SC,meas}$  verschiedener Modultechnologien unterscheiden.

### Kurzschlussstrom-Messsystem: Aufbau und technische Daten

Um den Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  von verschiedenen Photovoltaik-Modulen und -Strings zu messen, wird ein Kurzschlussstrom-Messkoffer eingesetzt, welcher im Rahmen des Projekts PV-FeldLab speziell für Freifeldmessungen entwickelt wurde.

Über mehrere Eingangsbuchsen an der Vorderseite des Messkoffers können vier verschiedene Nebenwiderstände mit unterschiedlichen Widerstandswerten bestromt werden, siehe Abb. 1.

Dadurch baut sich eine Spannung über den Nebenwiderständen auf, welche über eine digitale 24-Bit Datenerfassungskarte ausgelesen wird. Diese Spannung kann per USB-Schnittstelle an einen Steuerungs-Computer weitergegeben werden, welcher auf Grundlage der bekannten Widerstandswerte den Kurzschlussstrom  $I_{SC,meas}$  berechnet.



Abb. 1: Frontansicht des mobilen Kurzschlussstrom-Messkoffers

Der gemessene Wert  $I_{SC,meas}$  kann bei Bedarf folgend auf den Kurzschlussstrom unter Standardbedingungen  $I_{SC,STC}$  korrigiert werden [4].

$$I_{SC,STC} = I_{SC,meas} * M_G * M_T * MMF \quad (2)$$

Dazu müssen die Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung von Abweichungen bezüglich STC für die Bestrahlungsstärke via  $M_G$ , für die Temperatur via  $M_T$  und für spektrale Veränderungen via  $MMF$  einzeln bestimmt und berücksichtigt werden [4].

Für die SRA-Kalibrierung ist es bedeutend, den Kurzschlussstrom  $I_{SC,meas}$  mit einer möglichst geringen Messunsicherheit zu bestimmen [4]. Passend zum zu messenden Strom werden daher adaptierte Nebenwiderstände verwendet.

Für Ströme größer 5 Ampere und kleiner 20 Ampere werden Nebenwiderstände mit einem Wert von 15  $m\Omega$  sowie 25  $m\Omega$  verwendet. Für Ströme kleiner 5 Ampere und größer 1 Ampere wird ein

Nebenwiderstand mit einem Wert von 60 mΩ verwendet. Sämtliche Ströme kleiner 1 Ampere werden mit einem 300 mΩ Nebenwiderstand bestimmt.

Die Datenerfassungskarte misst die Spannung dabei in unterschiedlichen Spannungs-Messbereichen, weshalb das Messergebnis jeweils mit einer anderen absoluten Messunsicherheit behaftet ist.

Die relative Messunsicherheit der Datenerfassungskarte  $\Delta u_{DAQ}$  wird nach Gleichung (3) berechnet, indem die absolute Messunsicherheit des Messbereichs durch die maximale Spannung des Messbereichs dividiert wird:

$$\Delta u_{DAQ} = \frac{\text{absolute Messunsicherheit}}{\text{maximale Spannung des Messbereichs}} \quad (3)$$

Neben der Messunsicherheit der DAQ-Datenerfassungskarte wird die Unbestimmtheit der Shunt-Nebenwiderstände in die Berechnung der Kurzschlussstrom-Messunsicherheit einbezogen. Dieser liegt bei den Nebenwiderständen (Fa. Weigel) bei  $\Delta u_{shunt} = 0,2\%$ , was durch eine Messung mit Prüfzertifikat vom Hersteller abgeglichen wurde.

Die relative Messunsicherheit für die Kurzschlussstrombestimmung  $\Delta u_{isc}$  ergibt sich durch Addition der relativen Teilmessunsicherheiten [6]:

$$\Delta u_{isc} = \Delta u_{DAQ} + \Delta u_{shunt} \quad (4)$$

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die relativen Messunsicherheiten, welche in den relevanten Messbereichen auftreten.

Strom	Widerstand	Messunsicherheit
12 - 20 A	15 mOhm	0,216%
5 - 12 A	25 mOhm	0,216%
3 - 5 A	60 mOhm	0,216%
1 - 3 A	60 mOhm	0,2256%
0,5 - 1 A	300 mOhm	0,216%
0,25 - 0,5 A	300 mOhm	0,2256%
< 0,25 A	300 mOhm	0,2512%

**Tabelle 1: Auswahl-Matrix und Messunsicherheiten für die zur Verfügung stehenden Nebenwiderstände für Freifeld-Messungen**

### AOI: Winkelabhängige Kurzschlussstrommessungen an PV-Modulen

Der Angle of Incidence, kurz AOI, bezeichnet den Einfallswinkel  $\theta$ , unter welchem das direkte Sonnenlicht auf das PV-Modul bzw. den PV-String auftrifft. Der Winkel  $\theta$  ist definiert als Winkel zwischen dem Normalvektor des Moduls und dem Sonnenevektor, einem Vektor, der vom Modul zur Sonne zeigt, aufgespannt wird [7].

Bei AOI-Analysen wird der Einfallswinkel  $\theta$  eines PV-Moduls gezielt von 0 bis  $\pm 90^\circ$  im Raum variiert bei gleichzeitiger Messung des Kurzschlussstroms  $I_{SC, meas}$ . Die Synchronität der Ansteuerung bzw. der Datenerfassung des mobilen Trackersystems und des Kurzschlussstrom-Messkoffers ist für die AOI-Analyse unabdingbar. Die Messung mit dem Trackersystem erfolgt automatisiert durch eine zuvor festgelegte Winkelschrittweite für Elevation bzw. Azimut.

Der Kurzschlussstrom  $I_{SC,meas}$  wird praktischerweise auf einen relativen Kurzschlussstrom  $I_{SC,rel}$  normiert, um Modultechnologien untereinander vergleichen zu können, siehe Gleichung (5):

$$I_{SC,rel}(\theta) = \frac{I_{SC,meas}(\theta)}{I_{SC,max}(\theta = 0^\circ)} \quad (5)$$

Die  $I_{SC,rel}(\theta)$ -Charakteristik nach Gleichung (5) wird im allgemeinen als AOI von PV-Modulen bezeichnet.

### Technik, Konzept und Theorie für AOI-Analysen

Um die AOI von PV-Modulen exakt bestimmen zu können, wurde ein Solartracker, welcher typischerweise für die Nachführung von Modulen verwendet wird, zu einem mobilen Trackersystem als Messsystem umkonstruiert, siehe Abb. 2. An der Modulhalterung können sowohl gerahmte als auch ungerahmte Module unterschiedlichster Modultechnologie befestigt werden. Die Einstellung der Ausrichtung erfolgt durch ein LabVIEW Programm auf einem Steuerungs-Computer, welcher seriell mit dem Rotor des Trackersystems kommuniziert.

Im automatisierten Messablauf wird das Modul bezüglich Einfallswinkel maximal  $\pm 90^\circ$  vertikal (in Elevation) oder  $\pm 90^\circ$  horizontal (in Azimut) geneigt bzw. gedreht. Aus praktischen Gründen genügt jedoch eine AOI-Analyse für Einfallswinkel bis maximal  $50^\circ$ . Während der teils zeitaufwändigen Messungen wird stets der aktuelle Sonnenstand berücksichtigt. Der interessierende Einfallswinkel  $\theta$  wird für jeden Dreh- und Messschritt (in Elevation oder Azimut) berechnet und gemeinsam mit dem Kurzschlussstrom  $I_{SC,meas}$  sowie dem Sonnenstand in einer Datenbank für spätere Kalkulationen und Analysen gespeichert.

Der Kurzschlussstrom eines PV-Moduls ist direkt proportional zur Bestrahlungsstärke des Sonnenlichtes  $G_{mod}$ , welche die PV-Zellen des Moduls erreicht.  $G_{mod}$  entspringt physikalisch verschiedener Quellen [8]: Die dominierenden Anteile werden durch die direkte ( $G_{mod,dir}$ ) und die diffuse Bestrahlungsstärke aus der über dem Modul aufgespannten Himmelhalbkugel ( $G_{mod,diff}$ ) eingebracht. Einen meist geringen Anteil liefert die Bestrahlungsstärke des Albedos ( $G_{mod,alb}$ ). Entsprechend gilt für die Gesamtbilanzierung folgende Gleichung:

$$G_{mod} = G_{mod,dir} + G_{mod,diff} + G_{mod,alb} \quad (6)$$

Sämtliche Anteile der Gleichung (6) gehorchen eigenen Winkelabhängigkeiten, welche es zu berücksichtigen gilt [8]. Daher sind bei der Messung und Simulation der PV-Modul-AOI möglichst definierte Bedingungen zu wählen. Die winkelabhängige direkte Bestrahlungsstärke  $G_{mod,dir}(\theta)$  gehorcht bei der Einkopplung ins Modul den Gesetzen der geometrischen Optik, gemäß Gleichung (7):

$$G_{mod,dir}(\theta) = G_{dir} \cdot \cos(\theta) \cdot f(\theta) \quad (7)$$

In Gleichung (7) bedeutet  $G_{dir}$  die direkte Bestrahlungsstärke der Sonne bei senkrechter Beobachtung und  $f(\theta)$  beschreibt die winkelabhängige Einkopplungsfunktion der optischen Strahlung, welche bei PV-Modulen (Luft-Glas-Grenzfläche) mit den Fresnel Formeln sehr gut beschrieben werden kann.



**Abb. 2: Foto des mobilen Trackersystems für PV-Module verschiedener Maße**

Die diffuse Strahlung gelangt integral aus dem Raum der Himmelshalbkugel in das Modul, gemäß folgender Gleichung:

$$G_{mod, diff}(\theta) = \frac{1}{A_{vis}} \iint G_{diff}(\alpha, \beta) \cdot \cos[\theta(\alpha, \beta)] \cdot f[\theta(\alpha, \beta)] dA. \quad (8)$$

Gleichung (8) berücksichtigt die Verteilung der diffusen Bestrahlungsstärke  $G_{diff}(\alpha, \beta)$  auf der halben (für das Modul sichtbaren) Himmelshalbkugel (Anm.: die Kugel kann der Einfachheit halber als Einheitskugel mit dem Radius 1 betrachtet werden), gemäß der Kugelflächenkoordinaten mit den Winkeln  $\alpha, \beta$ . Der Einfallswinkel  $\theta$  der diffusen Strahlungsanteile wird nun als Funktion der Kugelflächenkoordinaten beschrieben.  $A_{vis}$  umfasst den Flächenanteil der Himmelshalbkugel, welcher vom PV-Modul als „sichtbar“ erfasst wird. Für das Messergebnis des diffusen Strahlungsanteils der AOI wird es (zumindest mathematisch) relevant sein, wie die diffuse Strahlung auf der Himmelshalbkugel verteilt ist. Die

Verteilung  $G_{diff}(\alpha, \beta)$  wäre messtechnisch nur unter Mühen, nämlich durch Scannen der diffusen Bestrahlungsstärke über die gesamte Hemisphäre, zugänglich. Messtechnisch einfacher ist der Zugriff auf die Summe der in die Modulebene einfallenden diffusen Bestrahlungsstärke  $G_{diff\_Mod}$ , welche mit einem Pyranometer durch geschickte Abschattung gemessen werden kann. Mathematisch ergibt sich  $G_{diff\_Mod}$  wie folgend:

$$G_{diff\_Mod} = \frac{1}{A_{vis}} \iint G_{diff}(\alpha, \beta) \cdot \cos[\theta(\alpha, \beta)] dA. \quad (9)$$

Bei Annahme einer isotropen Verteilung der diffusen Bestrahlungsstärke wäre der Anteil der diffusen Bestrahlungsstärke zur AOI ( $G_{mod\_diff}$ ) mit den Gleichungen (8) und (9) sehr einfach simulierbar, wenn  $G_{diff\_Mod}$  gemessen werden würde. Um möglichst reproduzierbare und definierte Bedingungen für die Verteilung von  $G_{diff}(\alpha, \beta)$  zu erreichen empfiehlt es sich, die AOI-Analysen bei klarem Himmel und mit höchstmöglichen Sonnenstand (Clear-Sky-Conditions) vorzunehmen.

Beiträge des Albedo zur Kurzschlussstrommessung  $G_{mod\_alb}$  sind nur schwer modellierbar, da deren Winkelbeiträge sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängen. Unkontrollierte Albedobeiträge sind daher bei präzisen Kurzschlussstrommessungen und AOI-Analysen zu vermeiden. Die wird möglich, wenn der Messstandort in einer großen Höhe und die Messzeit bei hohem Sonnenstand gewählt werden.

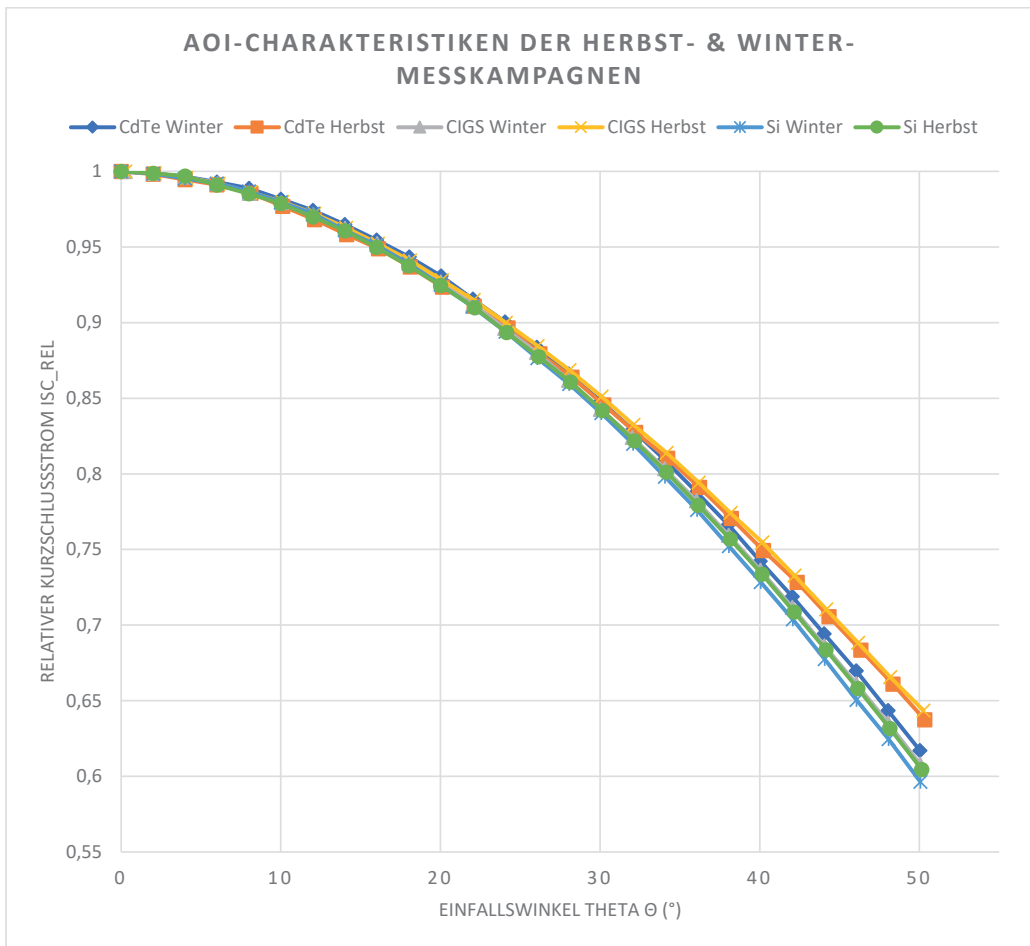
### AOI-Analysen verschiedener Modultechnologien und Ausblick

Erste AOI-Untersuchungen erfolgten in zwei Freifeld-Messkampagnen im Herbst und Winter unter nahezu Clear Sky-Bedingungen. Es wurden zwei Messkampagnen mit vermutlich unterschiedlichem Verhältnis von direkter ( $G_{dir}$ , siehe Gleichung (7)) zu diffuser Bestrahlungsstärke ( $G_{diff\_Mod}$ , siehe Gleichung (9)) durchgeführt. Bei diesen Messkampagnen war es technisch noch nicht möglich, das Verhältnis der beiden Bestrahlungsstärkeanteile zu ermitteln. Die automatisierte Messung mit dem Tracker erfolgte ausschließlich durch vertikale Neigung des Moduls  $90^\circ$  mit Azimut des Sonnenstandes. Die Messungen pro Kampagne fanden jeweils innerhalb von 30 Minuten statt, so dass davon ausgegangen werden kann, dass das Verhältnis der direkten und diffusen Strahlung innerhalb der Kampagnen nahezu konstant war. Als Messort wurde ein hochgelegenes Gebäude der HS Coburg gewählt, um die Albedo-Gefahren zu minimieren. Als Messobjekte wurden drei Photovoltaik-Module unterschiedlicher Modultechnologie (mc-Si, CdTe und CIGS) gewählt.

In Abb. 3 sind sämtliche AOI-Charakteristiken der drei Modultechnologien beider Messkampagnen dargestellt. Dabei liegen die gemessenen Kennlinien der drei Modultechnologien für geringe Einfallswinkel ( $\theta \leq 30^\circ$ ) nahezu aufeinander. Für diesen Bereich liegt der Unterschied des relativen Kurzschlussstromes  $I_{SC,rel}$  bei weniger als  $\pm 0,5\%$ . Einen signifikanten Unterschied scheint es zwischen den Modultechnologien oder Messkampagnen nicht zu geben.

Jenseits des Einfallswinkels von  $\theta \sim 30^\circ$  werden die Unterschiede der AOI-Kurven signifikant. Das Silizium-Modul verzeichnet sowohl bei der Herbst- als auch bei der Winter-Messung den deutlichsten Abfall mit wachsendem Einfallswinkel.

Auffällig anders ist der Trend der Dünnschicht-Modultechnologien in der Herbst-Messung. Der Verlauf des CIGS- sowie CdTe-Moduls liegt im Herbst um bis zu 4% über den gemessenen Kennlinien der mc-Si-Technologie und der Winter-Messkampagne. Untereinander unterscheidet sich der relative Kurzschlussstrom beider Modultechnologien jedoch um nur  $\pm 0,25\%$ .



**Abb. 3: AOI-Charakteristiken – ein Vergleich der Herbst- & Winter-Messkampagnen aller Modultechnologien**

Es wird vermutet, dass die Abweichungen der AOI von  $I_{sc, rel}(\theta)$  zwischen den Messkampagnen auf die verschiedene Verhältnisse von  $G_{mod, dir}$  zu  $G_{mod, diff}$  zurückgeführt werden können. In Konsequenz muss die AOI-Charakterisierungstechnik um eine weitere Messtechnik, nämlich zur Erfassung der beiden Bestrahlungsstärkeanteile, ergänzt werden. Dazu wird ein Pyranometer mit Verschattungsblenden zum Einsatz kommen, so dass die diffusen und direkten Bestrahlungsstärken exakt getrennt für beliebige Einfallswinkel gemessen werden können.

Zur Simulation der AOI wurde eine Software entwickelt, welche auf dem physikalischen Modell mit den Gleichungen (6) bis (9) basiert. Die Software ermöglicht,  $G_{diff}(\alpha, \beta)$  in beliebiger Verteilung zu rechnen, so dass zukünftig aufwändige Scans zur Vermessung der diffusen Bestrahlungsstärke vermieden werden können.

In naher Zukunft sind weitere Messkampagnen zur Erfassung von  $I_{sc, rel}(\theta)$ ,  $G_{dir}$ ,  $G_{diff\_Mod}(\theta)$  geplant, so dass die experimentellen Ergebnisse mit Simulationen verglichen werden können. Im Ergebnis wird erwartet, dass zukünftig die AOI-Analysen des  $I_{sc}$  mit einer Präzision deutlich besser als 1% durchgeführt werden können. Diese gesicherte Technik wird die Voraussetzung bilden, dass die SRA-Methode als präzise Freifeldmesstechnik auch auf PV-Strings angewendet werden kann.



## Quellen

- [1] Normschriften für I-U-Messungen unter standardisierten Indoor-Labor-Bedingungen: IEC 60904 (1-10)
- [2] 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"; 32<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.4
- [3] L. Gottschalk, D. Pflaum, S. Schneider, A. Schulze, F. Becker, M. Queck, B. Hüttl "Evaluation of a comprehensive I-V outdoor-characterization method for photovoltaic modules". 33<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2017), 5BV. 4.10
- [4] B. Hüttl, L. Gottschalk, S. Schneider, D. Pflaum, A. Schulze "Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions"; Solar Energy Vol. 177 (2019), pp. 737-745, DOI:10.1016/j.solener.2018.12.002
- [5] H.-D. Mohring, D. Stellbogen, D. Geyer, P. Lechner; "Comparative Assessment of Different Thin Film Technologies from Outdoor I-V Characteristics", 26<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2011), 4AV.2.46
- [6] L. Papula, Mathematische Formelsammlung für Ingenieure und Naturwissenschaftler; 10. Auflage; Vieweg+Teubner Verlag; 2009
- [7] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil; „Photovoltaic Array Performance Model“; Sandia National Laboratories; 2004
- [8] M. Wachter, L. Gottschalk, M. Simmler, A. Schulze, F. Becker, M. Sayala, B. Hüttl "Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm". 32<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV. 4.16

## Elektrische und optische Charakterisierung von photovoltaischen CdTe-Zellen der CSS-Technologie

M. Nicklaus, D. Pflaum, B. Vogel, R. Arndt\*, B. Siepchen\*, B. Hüttl

Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik,  
96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, Tel.: +49 (0) 9561 317 181,  
michel.nicklaus@stud.hs-coburg.de

\* CTF Solar GmbH, 01099 Dresden, Manfred-von-Ardenne-Ring 4

### Abstract

In diesem Artikel werden zwei Messsysteme vorgestellt, mit denen elektrische und optische Eigenschaften photovoltaischer Dünnschichtzellen bestimmt werden können. Ziel ist es, die Entwicklung von Dünnschicht-Zelltechnologien mit den hier vorgestellten Analysemethoden zu begleiten und zu unterstützen. Photovoltaische Dünnschichtzellen direkter Halbleiter können optisch mit dem Verfahren der zeitaufgelösten Photolumineszenz (TRPL) charakterisiert werden, wobei die Lebensdauer der Minoritätsladungsträger und das Emissionsspektrum der Bandkantenemission bestimmt werden. Die hier vorgestellten elektrischen Messungen basieren auf Dunkel-Stromdichte-Spannungsmessungen (JV-Messungen) Die o.g. Messungen werden mit Hilfe eines Kryostaten temperaturvariabel durchgeführt. Aus den Untersuchungen werden wichtige Kenngrößen der photovoltaischen Zellen extrahiert.

### 1. Einleitung

Das kristalline Silizium (c-Si) ist das am stärksten verbreitete Zellmaterial der Photovoltaik. Alternativ setzen sich zunehmend die Dünnschichtmaterialien Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) in der technologischen und kommerziellen Verbreitung durch. Besonders vorteilhaft für Dünnschichttechnologien sind die niedrigen Herstellungskosten der großtechnischen Produktion, die geringe Energiearmotisationszeit und der kleine CO<sub>2</sub>-Fußabdruck.

In den vergangenen Jahren konnten die Zellwirkungsgrade von Dünnschichtzellen deutlich gesteigert werden, auf 22,1% für CdTe und 23,4% für CIGS [1]. Es besteht das Ziel, den Wirkungsgrad noch weiter in Richtung des physikalischen Limits (ca. 29%) zu entwickeln [2]. Ein großes Potential liegt in der Erhöhung der Leerlaufspannung und des Füllfaktors und der damit verknüpften Lebensdauer der Minoritätsladungsträger, sowie in der Erhöhung der Kurzschlussstromdichte [3]. Das Verfahren Closed-Space-Sublimation (CSS) zur Herstellung hocheffizienter CdTe-Zellen und Module wurde in den vergangenen Jahren stetig weiterentwickelt. Inzwischen wurde die Technologie der CTF Solar erfolgreich im großtechnischen Produktionsprozess etabliert, z.B. in einer Fabrik mit einer Produktionskapazität von 100 MW pro Jahr [4].

Im eingereichten Beitrag werden elektrische und optische Analysen an CSS-CdTe-Zellen präsentiert, welche die Technologieentwicklung bei der CTF Solar GmbH weiter unterstützen werden. Ein wesentlicher Aspekt, um langlebige und leistungsfähige Zellen herstellen zu können, liegt in der Verbesserung des Rückkontakts. Am Interface p-CdTe (Halbleiter) zu Mo (Metall) entsteht eine Schottky-Barriere, da CdTe eine größere Austrittsarbeit für Elektronen hat als Mo. Diese Barriere verschlechtert die elektrische Performance der Zelle, da sie den Ladungstransport der Elektronen bzw. der Minoritätsladungsträger hemmt. Es gibt verschiedene Methoden elektrischer Messungen, um die Barrierenhöhe zu bestimmen. Im Beitrag werden zwei dieser Methoden vorgestellt, welche auf der Analyse von Dunkelkennlinien in Abhängigkeit der Temperatur basieren. Eine weitere Herausforderung für effiziente Zellen liegt in der Kontrolle nichtstrahlender Rekombinationsprozesse bzw. der Shockley-Read-Hall-Rekombination (SRH). Charakterisierbar sind nichtstrahlende Rekombinationsraten mit dem Parameter der Sättigungsstromdichte  $J_{02}$  oder der allgemeinen und zusammengefassten Sättigungsstromdichte ( $J_0$ ) und mit der Lebensdauer der Minoritätsladungsträger auf Basis der TRPL.

## 2. Zeitaufgelöste Photolumineszenz und Minoritätsladungsträgerlebensdauer

Die Bestimmung der Lebensdauer der Minoritätsladungsträger im p-leitenden Absorber ist mittels der TRPL möglich. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau des TRPL-Messsystems. TRPL-Messungen basieren auf der optischen Anregung photovoltaischer Zellen mit schwachen und sehr kurzen Laserpulsen ( $< 90$  ps). Die optische Anregung erzeugt im Absorber der photovoltaischen Zellen Ladungsträger bzw. Elektronen-Loch-Paare. Die Lebensdauer dieser Minoritätsladungsträger  $\tau_n$  entspricht dabei der Summe der reziproken Zeitkonstanten verschiedener involvierter Rekombinationsprozesse [5]. Bei schwacher Anregung werden die Lebensdauern der nichtstrahlenden Shockley-Read-Hall-Rekombination und der strahlenden Rekombination der Elektron-Loch-Paare an der Bandkante relevant. Die Lebensdauern beider Rekombinationsprozesse unterscheiden sich um mehrere Größenordnungen und die Gesamtlebensdauer  $\tau_n$  wird in Folge von der SRH-Rekombination dominiert, es wird daher:  $\tau_n \approx \tau_{SRH}$ . Es werden Lebensdauern im Bereich von 0,1 bis 30 ns erwartet [3, 5].

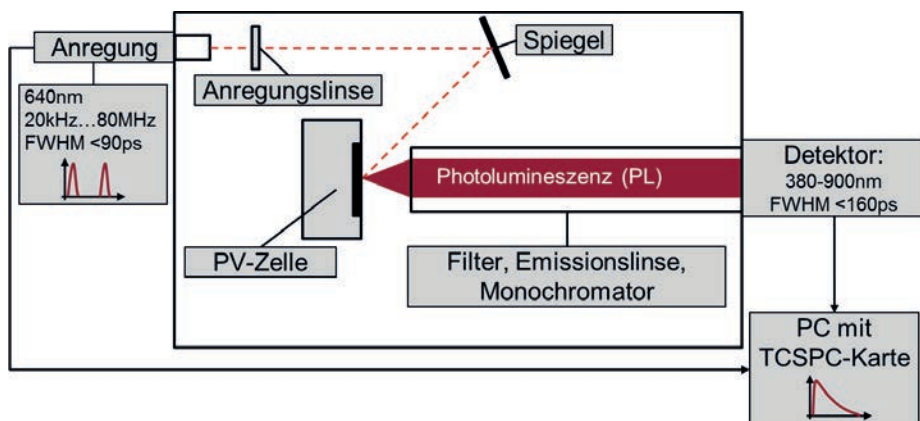


Abb. 1: Schematischer Aufbau des TRPL-Messsystems

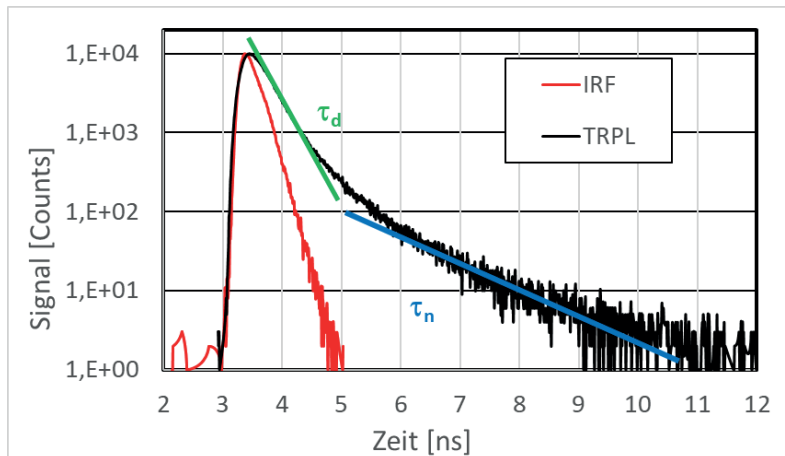
Die messbare PL oder TRPL der strahlenden Bandkantenemission ist relativ schwach, daher ist das Messkonzept der TCSPC (time correlated single photon counting) sinnvoll einsetzbar, siehe Abb. 1. Das Prinzip basiert auf einer moderaten Einstellung der Laserpulsenergie, sodass höchstens ein PL-Photon den Detektor (Photomultiplier) pro Anregungspuls erreicht. Typischerweise wird diese Bedingung eingehalten, wenn bei etwa nur fünf Prozent der Laserpulse ein Photon erzeugt wird [6]. Folgend wird lediglich der Zeitpunkt des Eintreffens einzelner Photonen im Bezug zu den anregenden Laserpulsen mit der TCSPC-Karte gemessen (Abb. 1). Die Gesamtheit sämtlicher registrierten Eintreffzeiten der einzelnen Photonen wird schließlich in einem Histogramm zusammengefasst und dargestellt. Der resultierende Verlauf des PL-Signals entspricht dabei der SRH-dominierten Lebensdauer der Ladungsträger [5].

Die zeitliche Auflösung des Messverfahrens wird durch mathematische Entfaltung weiter gesteigert. Dazu wird die Apparatefunktion des Messsystems (IRF: instrument-response-function) unabhängig von der PL gemessen (siehe Abb. 2) und schließlich per „iterative reconvolution“ korrigierend einbezogen [6]. Auf diese Weise ist es möglich Lebensdauern zu bestimmen, welche nur 1/5 der IRF betragen. Die Zeitauflösung des genutzten Messsystems beträgt etwa 70 ps. Beim Verfahren „iterative reconvolution“ wird die gemessene TRPL durch Faltungsoperation der IRF mit einer theoretischen Abklingkurve eines relevanten physikalischen Modells bestmöglich nachgebildet und angepasst.

Die Physik der TRPL einer PV-Zelle ist meistens modellierbar durch mehrere Abklingprozesse: durch die oben beschriebene SRH-dominierte Rekombination mit der Abklingzeit  $\tau_n$  in der p-Absorberschicht und durch eine zusätzliche zeitabhängige Reduktion der Minoritätsladungsträger aus dem Absorber aufgrund des Felddrifts in der Raumladungszone einer  $n^+p$ -Heterostruktur, mit einer Abklingzeit  $\tau_d$ . Die TRPL lässt sich als eine Funktion der Zeit  $PL(t)$  nach Gleichung (1) anpassen.

$$PL(t) = A_1 \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_n}\right) + A_2 \cdot \exp\left(-\frac{t}{\tau_d}\right) \quad (1)$$

Abb. 2 zeigt die TRPL und die IRF einer exemplarischen PL Messung an einer CdTe-PV-Zelle [7]. Zusätzlich sind in Abb. 2 die Lebensdauern  $\tau_n$  der SRH-dominierten Rekombination (Minoritätsladungsträgerlebensdauer) und der Felddrift-Reduktionszeit  $\tau_d$  durch exponentielle Anpassung hervorgehoben und dargestellt.



**Abb. 2: Darstellung einer exemplarischen TRPL einer CdTe-PV-Zelle (schwarz) und der IRF des Messsystems (rot); Hervorhebung der exponentiell angepassten Rekombinationszeiten  $\tau_n$  und  $\tau_d$  des physikalischen Modells [7]**

Im Rahmen unseres bisherigen Messprogramms konnte eine gute Korrelation zwischen den Abklingzeiten  $\tau_n$  und den elektrischen Parametern Leerlaufspannung ( $V_{oc}$ ) und Füllfaktor (FF) hergestellt werden.

### 3. Elektrische Messungen und die Bestimmung relevanter Kennlinienparameter

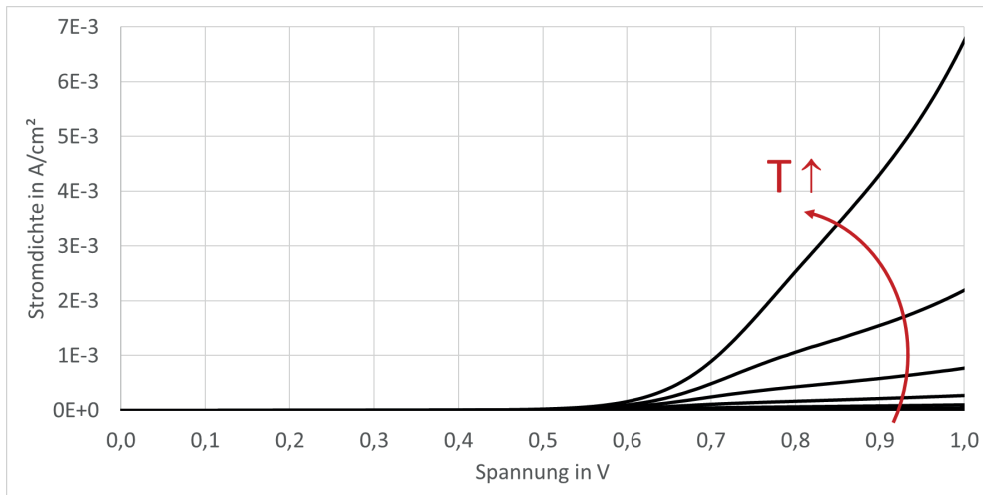
Photovoltaische Zellen können mit elektrischen Untersuchungsmethoden grundlegend charakterisiert werden. Häufig werden die Methoden der Stromdichte-Spannungs-Messungen (JV) mit und ohne optische Bestrahlung (Hell- und Dunkelkennlinien) eingesetzt. Aus den aufgezeichneten JV-Kennlinien können verschiedene Kenngrößen der photovoltaischen Zellen hergeleitet werden. U.a. ist eine Parameterbestimmung durch mathematische Anpassung simulierter Kennlinien auf Basis von z.B. einem Ein-Dioden-Modell nach Gleichung (2) an die gemessenen Kennlinien möglich [8]:

$$J(V) = J_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{e \cdot (V + J \cdot R_S)}{n \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] + \frac{V + J \cdot R_S}{R_P} - J_{ph} \quad (2)$$

Wesentliche Parameter der Gleichung (2) und der experimentellen und analytischen Bestimmungen sind die Photostromdichte  $J_{ph}$ , der Idealitätsfaktor  $n$ , die allgemeine Sättigungsstromdichte  $J_0$  (umfasst die Sättigungsstromdichten der strahlenden als auch der SRH-Rekombination), der Serienwiderstand  $R_S$  und der Parallelwiderstand  $R_P$ . Für die Hellmessungen werden dann die Leerlaufspannung  $V_{oc}$ , der Füllfaktor FF, die maximale Leistung  $P_{MPP}$  und der Wirkungsgrad  $\eta$  relevant. In Gleichung (2) sind noch die bekannten Naturkonstanten der Elementarladung  $e$  und der Boltzmannkonstante  $k$  und die verwendete Temperatur  $T$  aufgeführt.

In Abbildung 3 sind J-V-Dunkelkennlinien einer untersuchten CdTe-PV-Zelle bei variabler Temperatur dargestellt. Im Fall von Dunkelmessungen gilt für Gleichung (2):  $J_{ph}=0$ . Die Kennlinie bei einer Temperatur von 300 K zeigt ein Verhalten, welches mit Gleichung (2) gut simuliert werden kann. Bei

niedrigeren Temperaturen wird der Strom gehemmt, gut sichtbar für höhere Spannungen. Mit sinkender Temperatur wird der sogenannte Rollover-Effekt relevant. Er bezeichnet das Abknicken der Kennlinie, welches auf die Präsenz einer Schottky-Barriere am Rückkontakt zurückzuführen ist. Das elektrische Verhalten der Schottky-Barriere kann mit Hilfe einer gegengepolteten Diode simuliert werden.



**Abb. 3: Lineare Darstellung der JV-Kennlinien in Abhängigkeit von der Temperatur**

Um die Kennlinien in einem Graph übersichtlicher darzustellen, werden die Kennlinien in Abb. 4 halblogarithmisch aufgetragen. Mit dieser Darstellungsmethode wird gut sichtbar, dass die Sättigungsstromdichte  $J_0$  mit sinkender Temperatur abnimmt. Die Sättigungsstromdichte  $J_0(T)$  kann durch lineare Anpassung der halblogarithmischen Kennlinie und Extrapolation zum Achsenursprung ( $V = 0V$ ) ermittelt werden, siehe die Strichellinien in Abb. 4. Die Untersuchungen an bisher charakterisierten Zellen lieferten die typisch erwarteten Sättigungsstromdichten.

Mit Hilfe von JV-Messungen bei variabler Temperatur kann der Einfluss des Serienwiderstands  $R_S$  und der Schottky-Barriere sichtbar gemacht und quantifiziert werden. Die Wirkung des Widerstandes und der Barriere ist im Bereich von ca. 0,5 bis 1 V der Kennlinie gut erkennbar, siehe Abb. 4. In diesem Beitrag werden zwei nützliche Charakterisierungsmethoden vorgestellt, welche die Quantifizierung der Schottky-Barrierenhöhe gestatten. Methode (A) ermittelt die Höhe über den temperaturabhängigen Serienwiderstand  $R_S(T)$ . Die Methode (A) basiert auf Gleichung (3) gemäß Quelle [9]:

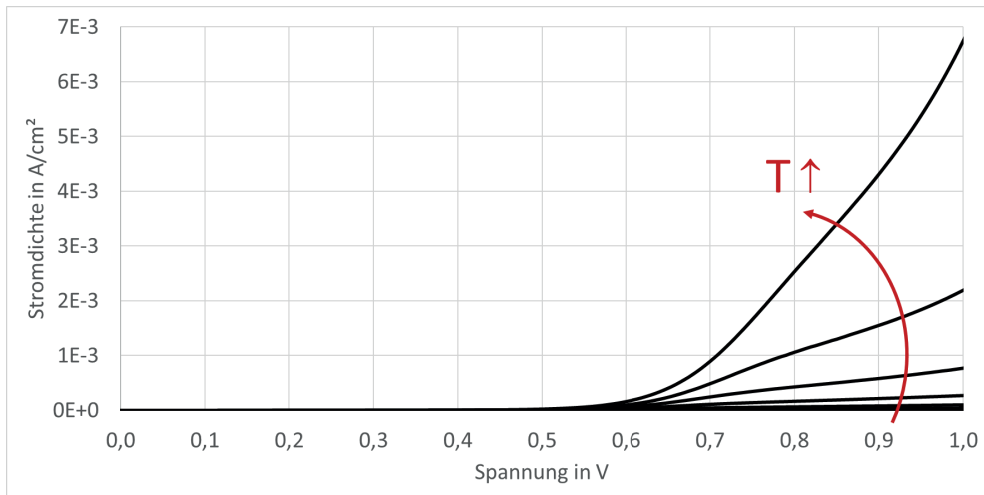
$$R_S(T) = R_{\Omega 0} + \frac{\partial R_{S\Omega}}{\partial T} \cdot T + \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (3)$$

Hierbei ist  $R_{\Omega 0}$  der ohmsche Dunkelserienwiderstand bei 273,15 K,  $\partial R_{S\Omega}/\partial T$  ist der Temperaturkoeffizient des ohmschen Dunkelwiderstandes,  $\phi_b$  ist die Höhe der Schottky-Barriere und C ist ein Fitparameter. Für Messtemperaturen unterhalb von 300 K dürfen in Gleichung (3) der konstante und der lineare Term vernachlässigt werden, so dass sich die Gleichung (3) zu einer exponentiellen Funktion vereinfacht [8]:

$$R_S(T) = \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (4)$$

Der in Gleichung (4) benötigte Dunkelserienwiderstand  $R_S(T)$  ist aus den temperaturabhängigen Dunkelkennlinien direkt bestimmbar, sofern der Parallelwiderstand sehr groß ist [10]. Nach Differenziation und Umformung von Gleichung (2) wird mit  $J_{ph} = 0$  aus Gleichung (2):

niedrigeren Temperaturen wird der Strom gehemmt, gut sichtbar für höhere Spannungen. Mit sinkender Temperatur wird der sogenannte Rollover-Effekt relevant. Er bezeichnet das Abknicken der Kennlinie, welches auf die Präsenz einer Schottky-Barriere am Rückkontakt zurückzuführen ist. Das elektrische Verhalten der Schottky-Barriere kann mit Hilfe einer gegengepolten Diode simuliert werden.



**Abb. 3: Lineare Darstellung der JV-Kennlinien in Abhängigkeit von der Temperatur**

Um die Kennlinien in einem Graph übersichtlicher darzustellen, werden die Kennlinien in Abb. 4 halblogarithmisch aufgetragen. Mit dieser Darstellungsmethode wird gut sichtbar, dass die Sättigungsstromdichte  $J_0$  mit sinkender Temperatur abnimmt. Die Sättigungsstromdichte  $J_0(T)$  kann durch lineare Anpassung der halblogarithmischen Kennlinie und Extrapolation zum Achsenursprung ( $V = 0V$ ) ermittelt werden, siehe die Strichellinien in Abb. 4. Die Untersuchungen an bisher charakterisierten Zellen lieferten die typisch erwarteten Sättigungsstromdichten.

Mit Hilfe von JV-Messungen bei variabler Temperatur kann der Einfluss des Serienwiderstands  $R_S$  und der Schottky-Barriere sichtbar gemacht und quantifiziert werden. Die Wirkung des Widerstandes und der Barriere ist im Bereich von ca. 0,5 bis 1 V der Kennlinie gut erkennbar, siehe Abb. 4. In diesem Beitrag werden zwei nützliche Charakterisierungsmethoden vorgestellt, welche die Quantifizierung der Schottky-Barrierenhöhe gestatten. Methode (A) ermittelt die Höhe über den temperaturabhängigen Serienwiderstand  $R_S(T)$ . Die Methode (A) basiert auf Gleichung (3) gemäß Quelle [9]:

$$R_S(T) = R_{\Omega 0} + \frac{\partial R_{S\Omega}}{\partial T} \cdot T + \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (3)$$

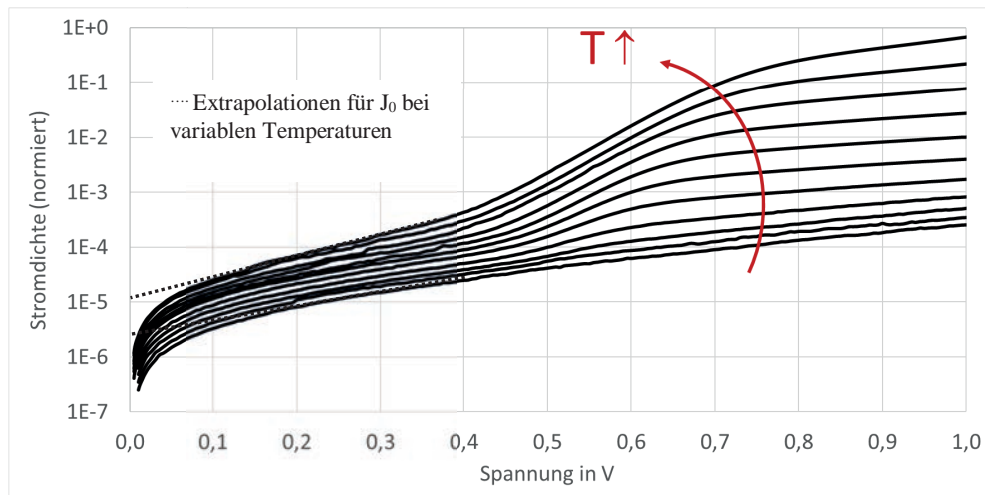
Hierbei ist  $R_{\Omega 0}$  der ohmsche Dunkelserienwiderstand bei 273,15 K,  $\partial R_{S\Omega}/\partial T$  ist der Temperaturkoeffizient des ohmschen Dunkelwiderstandes,  $\phi_b$  ist die Höhe der Schottky-Barriere und C ist ein Fitparameter. Für Messtemperaturen unterhalb von 300 K dürfen in Gleichung (3) der konstante und der lineare Term vernachlässigt werden, so dass sich die Gleichung (3) zu einer exponentiellen Funktion vereinfacht [8]:

$$R_S(T) = \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (4)$$

Der in Gleichung (4) benötigte Dunkelserienwiderstand  $R_S(T)$  ist aus den temperaturabhängigen Dunkelkennlinien direkt bestimmbar, sofern der Parallelwiderstand sehr groß ist [10]. Nach Differenziation und Umformung von Gleichung (2) wird mit  $J_{ph} = 0$  aus Gleichung (2):

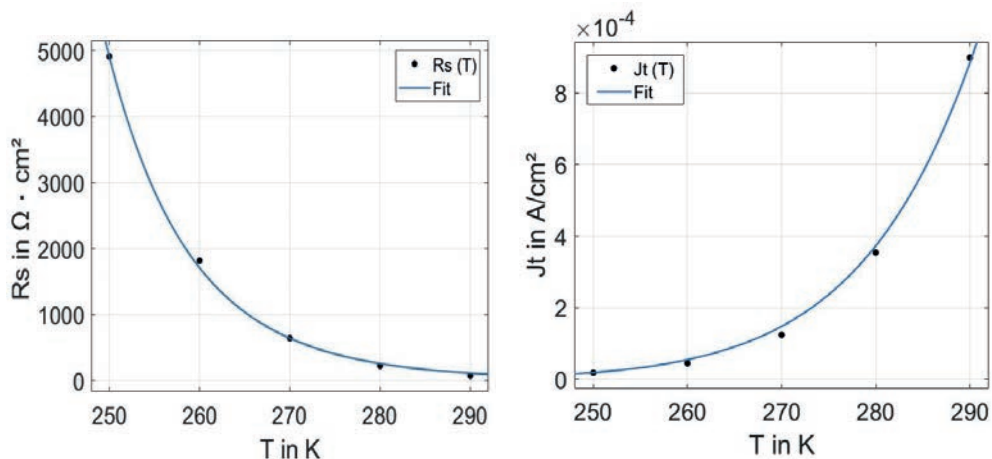
$$\frac{dV}{dJ} = R_S + \frac{V_0}{J} \quad (5)$$

wobei  $V_0 = nkT/e$  ist. Der Dunkelserienwiderstand  $R_S(T)$  kann nach Gleichung (5) graphisch ermittelt werden, indem auf der Ordinate die Ableitung  $dV/dJ$  und auf der Abszisse  $J^{-1}$  aufgetragen werden. Der Wert für  $R_S(T)$  ergibt sich nach linearer Regression aus dem Schnittpunkt mit der Ordinate.



**Abb. 4:** Halblogarithmische Darstellung der JV-Kennlinien in Abhängigkeit von der Temperatur mit linearer Extrapolation der  $J_0(T)$ -Charakteristik

Die ermittelten  $R_S(T)$ -Werte werden über der Temperatur aufgetragen und es wird Gleichung (4) mit bestmöglicher Parameterwahl an die experimentellen Werte angepasst, siehe Abb. 5 (links). Im Ergebnis ist die Bestimmung von  $C$  und  $\phi_b$  möglich.



**Abb. 5:** Darstellung der experimentell bestimmten Dunkelwiderstände  $R_S(T)$  (links) und Sättigungsstromdichten der Rückdiode (rechts) über der Temperatur

Mit Hilfe der Methode (B) wird die Höhe der Schottky-Barriere über den sogenannten Abknickpunkt des Rollovers bestimmt, siehe Abb. 3 bzw. Abb. 4. Zur Ermittlung des Abknickpunkts werden die linearen Bereiche vor und nach dem Abknicken identifiziert und durch Geraden approximiert. Dem

Geradenschnittpunkt wird die Sättigungsstromdichte  $J_s(T)$  zugeordnet. Diese ist temperaturabhängig (siehe Abb. 3 und 4) und es gilt folgender Zusammenhang [12]:

$$J_s(T) = A^* \cdot T^2 \cdot \exp\left(\frac{-\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (6)$$

Neben den bereits bekannten Größen enthält Gleichung (6) die Richardson-Konstante  $A^*$ . Diese beträgt für CdTe etwa  $48 \text{ A}/(\text{cm}^2 \cdot \text{K}^2)$  [12]. Nach o.g. Ermittlungsmethodik der temperaturabhängigen Sättigungsstromdichten  $J_s(T)$  werden die Werte über der Temperatur aufgetragen und es wird ein bestmöglicher Fit gemäß Gleichung (6) vorgenommen, siehe Abb. 5 (rechts).

Die mit beiden Methoden bestimmten Barrierehöhen entsprechen sich sehr gut, die Abweichung der Barrierehöhen zueinander lag bei weniger als 0,05 eV.

#### 4. Ausblick

Die elektrischen Dunkelmessungen werden zukünftig auf Temperaturbereiche von 20 bis 400 K ausgedehnt. Mit einem erweiterten Beobachtungs- bzw. Fitbereich wird die Sicherheit für die Bestimmung der Schottky-Barrierehöhe und der Sättigungsstromdichte verbessert. Die JV-Dunkelmessungen werden zukünftig durch JV-Hellmessungen mit einem dafür weiterentwickelten Flasher-System ergänzt, um die die Korrelation der o.g. Dunkelparameter mit dem elektrischen Verhalten der PV-Zellen im Arbeitspunkt der Standardbedingungen zu verifizieren.

Die TRPL-Messungen werden durch Einsatz weiterer Diodenlaser um zusätzlich Anregungswellenlängen ergänzt. Dadurch kann die Eindringtiefe der optischen Anregung variiert und die Lebensdauer der Minoritätsladungsträger zukünftig ortsspezifischer gemessen werden.

Die Anpassungsprozeduren zur Bestimmung der o.g. Parameter sollen durch verbesserte Programme automatisiert werden.

Die Fa. CTF verfolgt eine ambitionierte Roadmap zur Maximierung der Zellwirkungsgrade, welche weitreichende technologische Schritte bei der Herstellung der Absorberschichten und der Interfaces zu den Kontakten nach sich ziehen. Die technologischen Schritte werden zukünftig systematisch mit den hier vorgestellten Untersuchungsmethoden begleitet.

#### 5. Literaturverzeichnis

- [1] „Best Research-Cell Efficiency Chart“, The National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, (2020)
- [2] Mertens, K.: „Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis“, 5. Auflage, Hanser Verlag, München, ISBN: 978-3-446-46506-0, (2020)
- [3] Glöckner M., Sankin I., Zhao Z.: “CdTe Solar Cells at the Threshold to 20% Efficiency” IEEE J. Photovoltaics, Vol. 3, No. 4, pp. 1389-1393, (2013)
- [4] CTF Solar <https://www.ctf-solar.de/>
- [5] Maiberg, M., Spindler, C., Jarzembowski, E. and Scheer, R.: „Characterization of Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub>-solar cells by voltage dependent time-resolved photoluminescence“; Thin Solid Films, Vol. 582, pp.379-382, (2015)
- [6] Kapusta, P., Wahl, M., Erdmann, R.: „Advanced Photon Counting – Applications, Methods, Instrumentation“, Springer Nature, ISBN 978-3-319-15635-4, (2019)
- [7] Pflaum, D., Schneider, S., Arndt, R., Fritsche, J., Knothe, J., Hüttl, B.: „Messsystem zur Charakterisierung photovoltaischer CdTe-Zellen“, Proc. 3. Regenerative Energietechnik Konferenz RETCon, pp. 72-77 (2020)



- [8] Alturkestani, M.: „CdTe Solar Cells: Key Layers and Electrical Effects“, Durham University (2010)
- [9] Bätzner, D. L., Oszan, M. E., Bonnet, D. and Bucher, K.: „Device analysis methods for physical cell parameters of CdTe/CdS solar cells“, Thin Solid Films, Vol. 361-362, pp.288-292, (2000)
- [10] Sites, J. R. and Mauk, P. H.: “Diode quality factor determination for thin-film solar cells”; Solar Cells, Vol. 27, pp.411-417 (1989)
- [11] Koishiyev, G. T., Sites, J. R., Kulkarni, S. S., & Dhere, N. G.: „Determination of back contact barrier height in Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> and CdTe solar cells“, 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2008)
- [12] Ojo, A. A., Cranton, W. M., Dharmadasa, I. M.: „Next Generation Multilayer Graded Bandgap Solar Cells“, 1. Auflage, Springer Verlag, Cham, ISBN: 978-3-319-96667-0, (2019)

## Regeneration von PID-geschädigten CdTe-Dünnschicht-PV-Modulen nach beschleunigten Alterungstests

Lukas Gerstenberg, Pavan Kumar Panda, Sebastian Voswinckel, Viktor Wesselak

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

### Abstract

Die Degradation von c-Si-Zellen und -Modulen geht mit einer signifikanten Abnahme des Parallelwiderstands einher. Dieser Zusammenhang kann genutzt werden, um die Leistungsdegradation von Modulen anhand der Änderung des Parallelwiderstands zu bestimmen. In dieser Arbeit wird gezeigt, dass diese Methode grundsätzlich auch für kommerzielle CdTe-Dünnschicht-PV-Module anwendbar ist. Im Gegensatz zu c-Si-Modulen nimmt der Parallelwiderstand der CdTe-Module nicht monoton fallend ab, sondern steigt vor der kontinuierlichen Abnahme erst einmal wieder an.

### 1. Einleitung

Im Forschungsprojekt PV-FeldLab wird zusammen mit der HS Coburg und Firmen der Branche ein Messkonzept erarbeitet, welches ganzheitliche Alterungs- und Leistungsanalysen für Photovoltaikmodule direkt im Feld ermöglichen soll. Der thematische Schwerpunkt an der HS Nordhausen ist dabei die Früherkennung systembedingter Degradationsmechanismen an (Dünnschicht-) Photovoltaikmodulen. Systembedingte Faktoren wie das Potential der Module gegenüber der geerdeten Montagekonstruktion und das lokale Klima können eine Abnahme des Modulwirkungsgrades verursachen.

Unabhängig von der Modultechnologie steht besonders das negative Potential der Zellen gegenüber dem Moduläußeren im Verdacht, Alterungseffekte hervorzurufen. Durch das negative Potential der Zelle gegenüber dem Frontglas (und falls vorhanden dem Rückglas) migrieren positive Natriumionen aus dem Glas in die aktiven Schichten des Moduls. Abhängig vom Modulaufbau und der inneren Struktur können durch die Ionen verschiedene Effekte verursacht werden. Bei kristallinen Siliziummodulen (c-Si) wurde bei Degradationsuntersuchungen eine Abnahme des Parallelwiderstands der Module beobachtet. Die Ursache hierfür ist eine Anreicherung der Na<sup>+</sup>-Ionen an lokalen Kurzschlüssen im Modul (eng.: shunts), wodurch die Wirkung der Kurzschlüsse verstärkt wird. Hierdurch folgt eine Abnahme der Leerlaufspannung und ein Einbrechen der Kennlinie im Bereich des MPP. Diese Art der Degradation wird PID-s genannt [10, 11].

Ein weiterer gut verstandener Effekt ist die Korrosion der transparenten leitfähigen Oxidschicht (TCO) in Superstrat-Dünnschichtphotovoltaikmodulen [4]. Die an der Innenseite des Frontglases aufgetragene TCO-Schicht wird dabei durch chemische Reaktionen zersetzt und löst sich vom Glas ab. Dieser irreversible Prozess kann erst ausgelöst werden, sobald Wasser im Modul vorhanden ist, da dieses für die Bildung von Natronlauge notwendig ist. Feuchtigkeitsreste vom Herstellungsprozess können hierzu bereits ausreichen. Typischerweise tritt Wasser über den Rand in Module ein und die Korrosion beginnt in den Modulecken oder an den Kanten. Potentialinduzierte Degradationseffekte wie die TCO-Korrosion oder auch die chemische Korrosion von Busbars werden dem Begriff der korrosiven PID zugeordnet, englisch PID-c (eng.: corrosion).

Die durch eine Potentialdifferenz verursachte Ionenbewegung im Inneren von PV-Modulen kann Defekte in der Passivierungsschicht begünstigen. Die Passivierung, die eine Minderung der Rekombination an Grenzflächen bewirkt, wird in ihrer Wirkung eingeschränkt. Die Folge ist eine Zunahme der Rekombination und damit eine Abnahme des Modulstroms. Diese Prozesse werden in der Kategorie PID-p (eng.: passivation) zusammengefasst [5].

Bei der Analyse degradierter Module helfen diese Kategorien dabei, die Ursache und die Wirkungsweise der Beschädigungen zu bestimmen. Typischerweise ist die Leistungsabnahme der Photovoltaikmodule durch mehrere PID-Effekte begründet. Im Verlauf des PV-FeldLab-Projekts werden für mehrere Modultypen die Wirkmechanismen analysiert und daraus ein Verfahren für die Früherkennung abgeleitet.

Effekte, die eine Minderung des Modulwirkungsgrads zur Folge haben und durch ein Potential gegen Erde verursacht werden, werden mit dem Begriff Potentialinduzierte Degradation (PID) zusammengefasst. Der Beginn der Degradation ist von besonderem Interesse, da für CdTe-Dünnschichtmodule bei beschleunigten Alterungstests [12] neben der bekannten TCO-Korrosion auch eine Leistungsabnahme durch Ausbildung lokaler Kurzschlüsse beobachtet wurde [12]. Untersuchungen [1, 2] haben gezeigt, dass die Degradation für CIGS- und c-Si-Module in drei Phasen verläuft:

- I. Plateauphase: Die übertragene Ladungsmenge verursacht noch keine Leistungsabnahme
- II. Degradationsphase: Ab einer kritischen übertragenen Ladung nimmt die Leistung stetig ab
- III. Stabilisierungsphase: Die Leistung stabilisiert sich obwohl weiterhin Ladung übertragen wird

Bei Modulen aus CdTe kann die Degradation auch ohne eine erkennbare Phase I ablaufen [12].

Mit übertragener Ladungsmenge wird der integrierte Leckstrom bezeichnet, der zwischen den Zellen im Modul und der geerdeten Montagekonstruktion fließt. Die Systemspannung eines Photovoltaikgenerators ergibt sich aus der Reihenschaltung einzelner Module zu Strings und ist typischerweise auf 1000 V begrenzt. Die Spannung der im Generator parallel geschalteten Strings liegt am DC-Eingang des Wechselrichters an. Kann der Solargenerator aufgrund der internen Wechselrichterschaltung nicht geerdet werden, bildet sich ein schwebendes Potential aus, siehe Abb. 1. Hierbei erfahren die Zellen in den Modulen in einem Teil des Solargenerators ein negatives Potential gegenüber der äußeren Montagekonstruktion und im restlichen Teil des Generators erfahren die Zellen ein positives Potential. Dieses Potential verursacht einen Leckstrom, der als Indikator für PID-Untersuchungen dient.

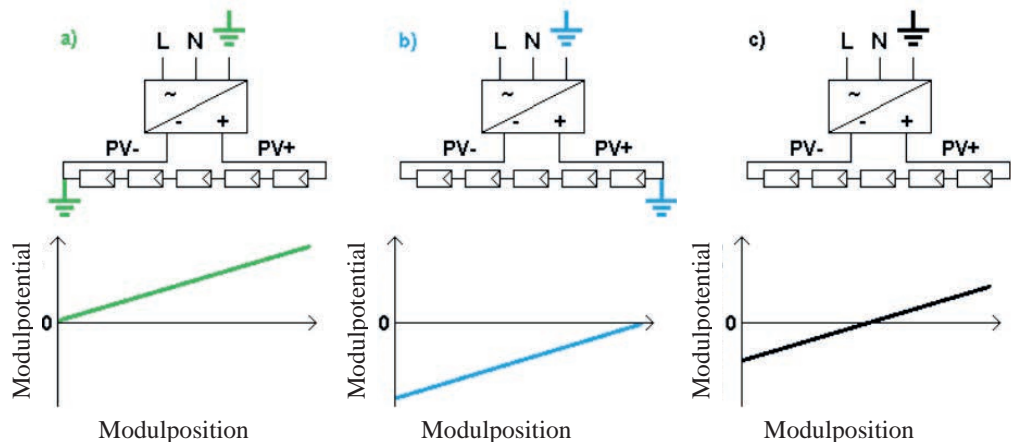


Abb. 1: Potentiale im Solargenerator: a) negativer Pol geerdet, b) positiver Pol geerdet, c) ungeerdet, schwebendes Potential [3]

## 2. Beschleunigte Alterung von CdTe-Dünnschicht-PV-Modulen im Labor

Der Degradationsprozess, der im Freifeld mehrere Jahre dauert, kann im Labor durch Anheben der Temperatur und der Luftfeuchtigkeit beschleunigt werden. Da der Leckstrom exponentiell mit steigender Temperatur zunimmt, ist es möglich, mehrere Jahre der Alterung im Freifeld innerhalb einiger Wochen im Labor nachzustellen.

Hierbei wird die Systemspannung im Labor durch den Einsatz von 1000 V Gleichspannungsquellen nachgebildet. Der Leckstrom wird für jedes Modul kontinuierlich gemessen und die integrierte Ladungsmenge dient als Vergleichsgröße, um die nachgebildete Lebensdauer zu bestimmen [1, 6, 7].

In der Literatur herrscht Konsens darüber, dass für einige Technologien erst eine Verlängerung der genormten Alterungstests nach DIN EN 61215 [8] (60 °C, 85 % r.F. 96 h oder 85 °C, 85 % r.F. 96 h) messbare Schäden bei PV-Modulen verursacht [2, 4]. Wird die Testdauer erhöht (bis zu 1000 h Bias Damp Heat Test oder 3000 h Damp Heat Test), oder werden die Versuchsparameter – Temperatur und Luftfeuchtigkeit – erhöht, so sind bei Modulen die nach Normtest (96 h) als degradationsfrei eingestuft werden, Leistungseinbrüche und Komplettausfälle messbar. Dabei ist die Temperatur aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs mit dem Leckstrom der wichtigste Parameter, der den Prozess beschleunigt. Die Luftfeuchtigkeit stellt bei den meisten Degradationsuntersuchungen im Labor keinen Beschleunigungsfaktor dar, sondern ist vielmehr dann von bedeutender Rolle, wenn TCO-Korrosion auftreten kann [4]. Die Versuchsparameter für die beschleunigte Alterung der CdTe-Dünnschicht-PV-Module wurde auf 85 °C und 85 % r.F. und 500 Stunden festgelegt. Eine anschließende Phase mit 415 Stunden Dauer wurde genutzt, um je ein Modul jeder Kontaktierungsvariante zu regenerieren und die weiteren Module noch weiter mit negativer Spannung zu stressen. Die Testdauer beträgt insgesamt 915 Stunden. Um den Leckstromfluss bei unterschiedlichen Wetterereignissen nachzubilden, kamen folgende Kontaktierungen zum Einsatz:

- **Frontkontakt:** Ein Metallblech auf dem Frontglas bildet eine elektrisch leitende Oberfläche bei Regen nach
- **Rückkontakt:** Ein Metallblech auf dem Rückglas bildet eine elektrisch leitende Oberfläche bei Betauung der Modulrückseite nach
- **Randkontaktierung:** Bildet den Normalzustand nach, bei dem das Potential zwischen den Montageschienen und Kunststoffhalterungen und dem Modulinneren anliegt

Ein zusätzliches Modul M20 ohne Spannungsbeaufschlagung diente als Referenzmodul. Eine detaillierte Beschreibung des Degradationsverlaufs für den 500-stündigen Bias Damp Heat Test bei – 1000 V wurde in [9] veröffentlicht.

Die normierten Leistungen aller sieben Module nach 500 h Bias Damp Heat Test sind in Tab. I aufgeführt. Der Verlauf der Leistungen über der kumulierten Testdauer ist in Abb. 2 dargestellt. Bis 500 h waren alle Module mit – 1000 V kontaktiert (blau eingefärbt). Ab 500 h wurden M14, M19 und M06 mit + 1000 V kontaktiert und M07, M12 und M04 weiterhin degradiert.

**Tab. I: Normierte Leistungen für alle Module ab t = 500 h in Prozent. Fr.: Frontkontakt, Rü.: Rückkontakt, Ra.: Rahmenkontakt.**

Norm. P	M04 Fr.	M06 Fr.	M12 Rü.	M19 Rü.	M07 Ra.	M14 Ra.	M20 Ref.
500 h	0	-	85,8	78,2	79,7	82,0	95,3
750 h	0	89,1	77,1	84,3	70,9	90,1	94,3
915 h	0	92,0	69,6	82,8	-	-	92,0

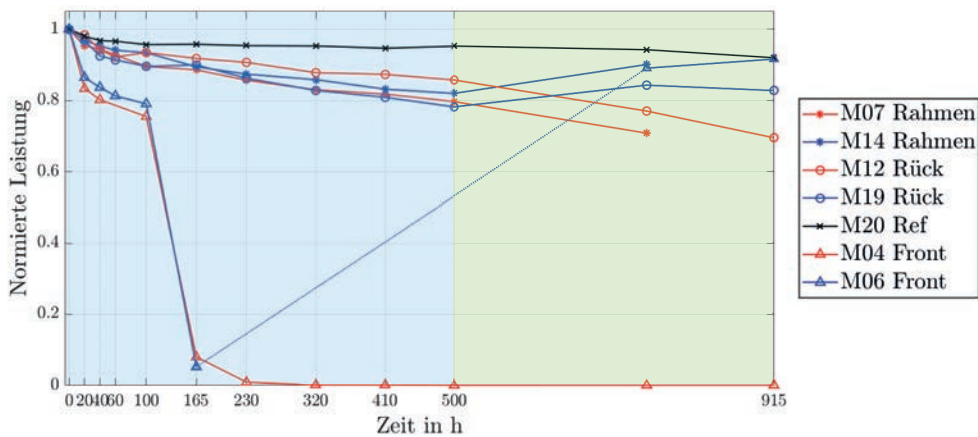


Abb. 3: Leistungsänderung  $\Delta P$  über Versuchszeit  $t$  für alle Module im Bias Damp Heat Test mit  $-1000$  V. Ab  $t = 500$  h wurden M14, M19 und M06 mit  $+1000$  V beaufschlagt. Die Leistung der Module ab  $t = 500$  h ist in Tab. I aufgeführt.

### 3. Regeneration der CdTe-Dünnschicht-PV-Module nach beschleunigter Alterung

Für die Regeneration der durch negatives Potential geschädigten Module wird die Spannungsrichtung umgekehrt. Die Zellen werden mit  $+1000$  V beaufschlagt. Laut [10] ist von einer partiellen Regeneration der Modulleistung auszugehen. Neben der bekannten irreversiblen TCO-Korrosion tritt bei CdTe-Modulen ebenfalls eine Ausbildung lokaler Kurzschlüsse auf. In welchem Maße dieser Prozess reversibel ist, soll mit der Untersuchung bei positivem Potential geklärt werden.

Die Regeneration wurde für zwei Durchläufe von einmal 250 h und einmal 165 h bei  $85$  °C und  $85$  % r.F. bei  $+1000$  V durchgeführt. Jeweils eines der Module in Front- Rück- und Rahmen-Kontaktierung wurde regeneriert (M14, M19, M06), während das andere Modul weiter degradiert wurde (M07, M12, M04).

Durch die Potentialumkehr gewannen die Module M14 (Rahmenkontakt), M06 (Frontkontakt) und M19 (Rückkontakt) wieder an Leistung, siehe Abb. 2. Von  $t = 500$  h zu  $t = 750$  h ist für alle drei positiv kontaktierten Module eine Leistungszunahme zu erkennen.

### 4. Auswertung der Modulparameter Parallelwiderstand $R_P$ und Serienwiderstand $R_S$

Aus den STC-Hellkennlinien der Zwischenmessungen kann durch Differenzierung am Kurzschlusspunkt der Parallelwiderstand  $R_P$  der Module bestimmt werden (Gl. (1)). Der Parallelwiderstand dient als Indikator für die Ausbildung und Verstärkung lokaler Kurzschlüsse im Modul, also als Indikator für PID-s. Eine größere Anzahl oder eine Vergrößerung der Kurzschlüsse bewirkt eine Reduktion des Parallelwiderstands [11].

$$R_P = -\frac{\Delta U}{\Delta I} \quad \text{bei} \quad U = 0 \quad (1)$$

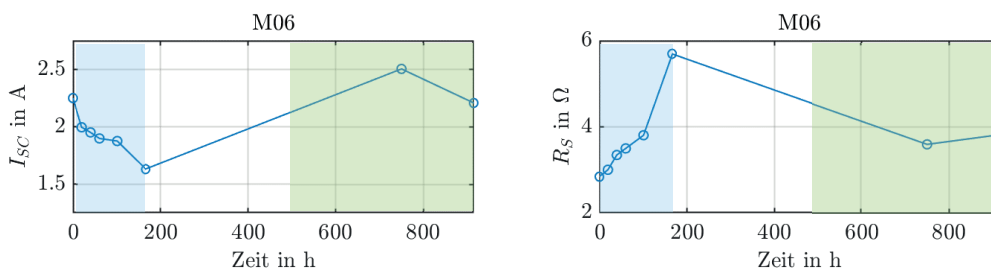
$$R_S = -\frac{\Delta U}{\Delta I} \quad \text{bei} \quad U = U_L \quad (2)$$

Mit der gleichen Methode kann im Punkt der Leerlaufspannung  $U_L$  der Serienwiderstand  $R_S$  der Module bestimmt werden (Gl. (2)). Ein Anstieg des Serienwiderstands kann ein Indiz für eine beginnende TCO-Korrosion sein [12].

Wie in [9] ausführlich beschrieben, verloren die Module M04 und M06 mit Frontglaskontaktierung bereits

nach 165 h stark an Leistung (Abb. 3). Der Einbruch auf unter zehn Prozent der Ursprünglichen Leistung bei beiden Modulen ging mit der Formierung sichtbarer Delamination einher. Ab  $t = 165$  h wurde Modul M04 weiter bis  $t = 750$  h degradiert während M06 dunkel gelagert wurde. Der kontinuierliche Stress sorgte bei M04 zum Totalausfall und einer flächigen Delamination. Durch die kürzere Stressdauer und Dunkellagerung konnte M06 im späteren Testverlauf regeneriert werden.

Bei M06 ist ein Zusammenhang zwischen dem abnehmenden Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  und der Zunahme des Serienwiderstands  $R_S$  zu erkennen. Abb. 4 zeigt den Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  und den Serienwiderstand  $R_S$  über der Testzeit. Während der Degradationsphase bis 165 h fällt der Kurzschlussstrom von 2,2 A auf 1,6 A. Gleichzeitig steigt der Serienwiderstand von 2,9  $\Omega$  auf 5,7  $\Omega$ . Die größte Änderung trat zwischen 100 h und 165 h auf. Bei der Zwischenmessung nach 165 h waren erste Delaminationstellen am Frontglas erkennbar. Anschließend wurde M06 vier Wochen dunkel gelagert, während die anderen Module weiter in der Klimakammer gealtert wurden. Die X-Achse in Abb. 4 zeigt die kumulierte Versuchszeit in der Klimakammer für den gesamten Bias Damp Heat Test.



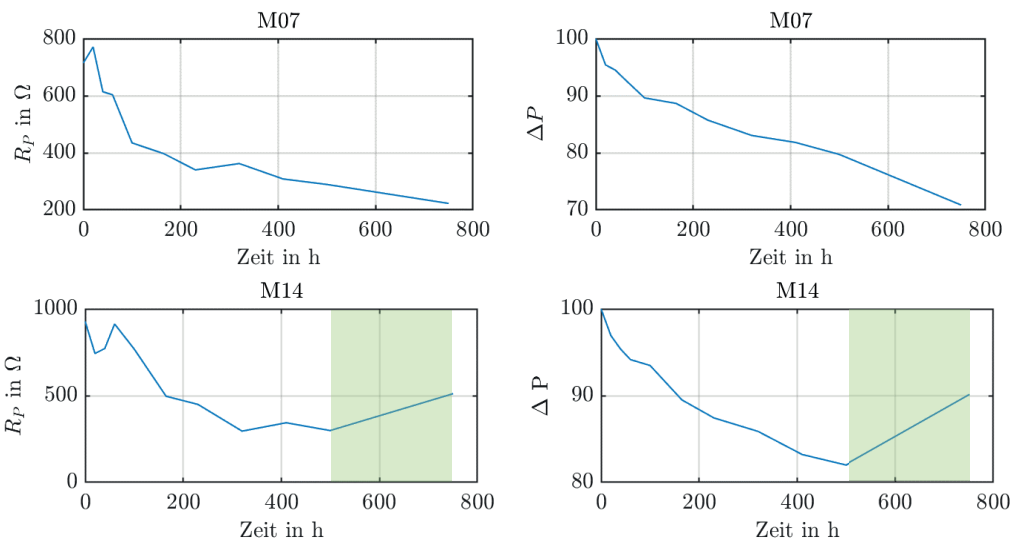
**Abb. 4: Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  und Serienwiderstand  $R_S$  für M06 über der Testzeit in der Klimakammer bei 85 °C und 85 % r.F. Bis  $t = 165$  h - 1000 V (blau), 165 h <  $t$  350 h: Vier Wochen Dunkellagerung, ab  $t = 350$  h + 1000 V (grün).**

Bis zum Zeitpunkt  $t = 165$  h verhalten sich  $I_{SC}$  und  $R_S$  bei M04 vergleichbar. Auch bei M04 steigt  $R_S$  stark an, sobald die erste Delamination sichtbar wird. Die Genauigkeit der bestimmten  $R_S$ -Werte ist stark abhängig von der Lage der Wertepaare bei der I-U-Kennlinienmessung. Durch die Bestimmungsmethode nach Gl. (2) ändert sich der  $R_S$  je nach dem, an welchen Wertepaaren der I-U-Kennlinie die Geradengleichung angelegt wird. Die Aussage aus Abb. 4 ist daher qualitativ zu sehen. Grundsätzlich ist die Extrahierung des  $R_S$  auch aus Dunkelkennlinien möglich, allerdings muss dazu der gesamte Spannungsbereich des Moduls bis hin zur Leerlaufspannung vermessen werden. Das Modul muss als Diode betrieben werden und die Messeinrichtung muss die aufgenommene Leistung bereitstellen.

Der Parallelwiderstand  $R_P$  lässt sich mit weniger Aufwand bestimmen, da hier die Dunkelkennlinie nur im Bereich von  $U = 0$  vermessen werden muss. Im Freifeld und im Labor kann diese Methode verhältnismäßig einfach angewandt werden und dies ohne das Modul mit viel Leistung versorgen zu müssen. In [11] wurde der Parallelwiderstand während der Degradation von c-Si Zellen beobachtet. Trotz nicht zu vernachlässigender statistischer Streuung der Ergebnisse, konnte ein eindeutiger Zusammenhang für den durch PID-s verursachten Leistungsverlust und der Reduktion des Parallelwiderstands der Zellen hergestellt werden. Eine ähnliche Methode konnte auf Modulebene im Feld für c-Si Module angewandt werden. Durch Untersuchung des Parallelwiderstands und dem Leistungsverlust der CdTe-Module soll die Anwendbarkeit auf Dünnschichtmodule untersucht werden. Hierbei ist zu beachten, dass neben der Ausbildung von Kurzschlüssen auch weitere PID-Prozesse ablaufen, die durch die Änderung des Parallelwiderstands nicht erfasst werden. Dennoch zeigen die Messwerte einen Zusammenhang zwischen der Änderung des Parallelwiderstands bei Degradation und Regeneration, was auf die Anwendbarkeit bei CdTe-Modulen schließen lässt.

Für die Module mit Rahmen- und Rückseitenkontaktierung geht die Leistungsminderung während der Degradationsphase mit der Abnahme des Parallelwiderstands einher. Abb. 5 zeigt den

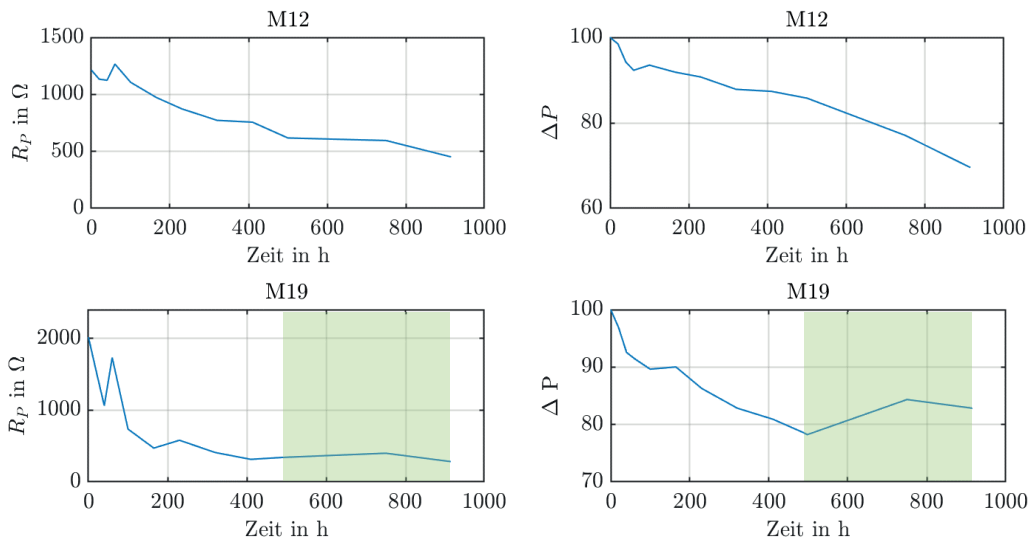
Parallelwiderstand  $R_P$  und die Leistungsänderung  $\Delta P$  für beide Module mit Rahmenkontakt M07 (oben) und M14 (unten) über der Versuchszeit. Der Parallelwiderstand von M07 steigt bei der ersten Zwischenmessung bei  $t = 20$  h von ursprünglichen  $760 \Omega$  an und fällt danach kontinuierlich auf  $260 \Omega$  bei  $t = 500$  h ab. Die Leistung fällt von Beginn an kontinuierlich von 100 Prozent auf 79 Prozent bis  $t = 500$  h ab. Der Parallelwiderstand von M14 nimmt nach anfänglicher Ab- und Wiederzunahme bis  $t = 500$  h ab. Von anfänglichen  $900 \Omega$  fällt der Parallelwiderstand auf  $300 \Omega$  bei  $t = 500$  h ab. Die Leistung von M14 nimmt kontinuierlich von Beginn des Versuchs auf 80 Prozent bis  $t = 500$  h ab. Von  $t = 500$  h bis  $t = 750$  h wird M14 bei  $+ 1000$  V regeneriert während M07 weiterhin mit  $- 1000$  V gestresst wird. Ab  $t = 500$  h bis  $t = 750$  h verursacht die positive Spannung bei M14 eine Zunahme des Parallelwiderstands von  $300 \Omega$  auf knapp  $500 \Omega$ . Die Leistung erhöht sich von 82 Prozent auf 90,5 Prozent. Gleichzeitig nehmen Leerlaufspannung  $U_L$ , Kurzschlussstrom  $I_{SC}$  und der Füllfaktor zu. Der Parallelwiderstand von M07 nimmt weiter kontinuierlich ab und bei  $t = 750$  h beträgt er noch  $220 \Omega$ . Für den Messpunkt  $t = 915$  h konnten M07 und M14 aufgrund eines Fehlers bei der Leckstrommessung nicht ausgewertet werden.



**Abb. 5: Parallelwiderstand  $R_P$  und Leistungsverlust  $\Delta P$  für M07 und M14 (Rahmenkontakt) über der Testzeit. Ab 500 h wurde M14 mit  $+ 1000$  V regeneriert (grün).**

Die an der Rückseite kontaktierten Module M12 und M19 zeigen bis  $t = 500$  h ( $- 1000$  V) ebenfalls eine Abnahme des Parallelwiderstands und der Leistung, siehe Abb. 6. Wie auch bei M07 und M14 zu beobachten, sind bis  $t = 100$  h Sprünge im Verlauf des Parallelwiderstands zu erkennen. Danach folgt bis  $t = 500$  h eine kontinuierliche Abnahme. Für M12 fällt der Parallelwiderstand von  $1250 \Omega$  auf  $650 \Omega$  und für M19 fällt er von  $2000 \Omega$  auf  $400 \Omega$ . Von  $t = 500$  h bis  $t = 750$  h wurde M19 mit  $+ 1000$  V regeneriert und M12 weiterhin mit  $- 1000$  V gestresst. Wie bei M07 ebenfalls zu beobachten, fallen der Parallelwiderstand und die Leistung für M12 weiterhin kontinuierlich ab. Bei M19 ist durch die positive Spannung eine Zunahme des Parallelwiderstands von  $t = 500$  h bis  $t = 750$  h von  $460 \Omega$  auf  $480 \Omega$  zu erkennen. Die Leistung von M19 verbessert sich von 79 Prozent auf 84 Prozent. Im zweiten Durchlauf in der Klimakammer von  $t = 750$  h bis  $t = 915$  h ist für M19 wieder eine Abnahme des Parallelwiderstands auf  $450 \Omega$  zu erkennen und eine Leistungsabnahme auf 82 Prozent. Diese Abnahme des Parallelwiderstands und der Leistung bei positivem Potential ist nicht klar zu deuten, da bei positivem Potential typischerweise eine Verbesserung beider Werte eintritt. Ursache hierfür kann die auch für M07 und M14 fehlerhafte Leckstrommessung sein. Die Module sind alle gemeinsam

elektrisch isoliert auf einem Modulwagen gelagert. Durch die Anbringung der Rahmen für M07 und M14 mittels industrieklemmen besteht die Möglichkeit eines elektrischen Kontakts zwischen den Modulen und dem Edelstahlrahmen des Wagens. Eventuell bestand im Durchlauf von 750 h bis 915 h elektrischer Kontakt zwischen positiv und negativ kontaktierten Modulen, wodurch die fehlerhafte Leckstrommessung und gegebenenfalls auch die Leistungsabnahme bei dem positiv kontaktierten Module M19 zu erklären ist.



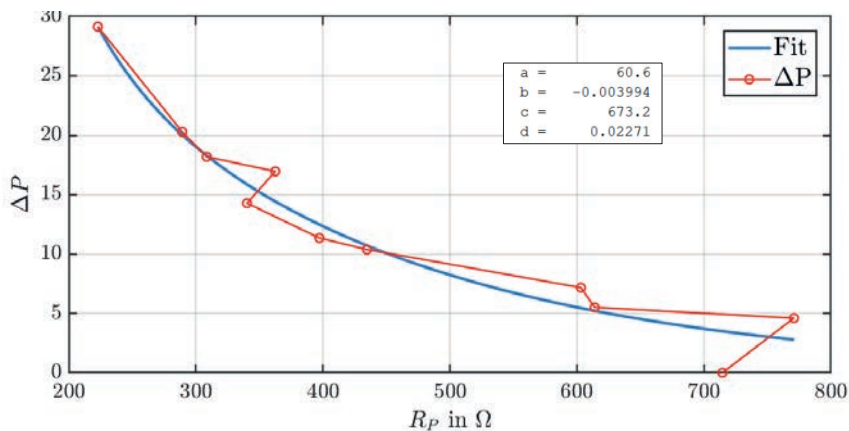
**Abb. 6: Parallelwiderstand  $R_P$  und Leistungsverlust  $\Delta P$  für M12 und M19 (Rückkontakt) über der Testzeit. Ab 500 h wurde M19 mit + 1000 V regeneriert (grün).**

Aufgrund der plötzlichen und starken Leistungsminderung bei den Modulen M04 und M06 mit Frontkontaktierung ist eine Auswertung der I-U-Kennlinien schwierig. Insgesamt ist auch bei M04 und M06 eine Minderung des Parallelwiderstands bis 100 h erkennbar, wobei eine exakte Auswertung der Kennlinien nicht erfolgt ist.

Eine Gemeinsamkeit bei allen degradierten CdTe-Dünnschichtmodulen ist der Verlauf der Änderung des Parallelwiderstands. Zu Beginn der Testreihe bis 60 h zeigt der Verlauf des Parallelwiderstands bei allen Modulen, ausgenommen M07, eine Abnahme des Parallelwiderstands gefolgt von einem Wiederanstieg. Erst ab 60 h (bei M07 ab 20 h) beginnt der monoton abfallende Verlauf. Dieses Verhalten ist bei c-Si-Zellen und -Modulen nicht zu beobachten [11]. Der Verlauf deutet auf einen Prozess hin, der zu Beginn der Kontaktierung mit - 1000 V eintritt und der Ausbildung der lokalen Kurzschlüsse entgegenwirkt. Denkbar ist ein Wiederanstieg des Parallelwiderstands beim Light Soaking der Module vor den I-U-Zwischenmessungen. Für die Untersuchung dieses Phänomens werden in einer zukünftigen Arbeit die I-U-Kennlinien ausgewertet, die vor dem Light Soaking aufgenommen wurden. Um die Änderung des Parallelwiderstands als Indikator für eine Leistungsabnahme zu verwenden, wird die Leistungsabnahme als Funktion des Parallelwiderstands in einer Grafik aufgetragen. Abb. 7 zeigt den Verlauf beispielhaft für das Modul M07 und eine nach Gl. (3) angeglichene Funktion [11].

$$\Delta P = a \cdot e^{b \cdot R_P} + c \cdot e^{d \cdot R_P} \quad (3)$$





**Abb. 7: Leistungsverlust  $\Delta P$  über dem Parallelwiderstand  $R_P$  für M07. In blau ist die Ausgleichsfunktion nach Gl. (3) mit den Koeffizienten a bis d gezeigt.**

Durch Einsatz der e-Funktion kann mathematisch die Leistungsabnahme für jede messbare Änderung des Parallelwiderstands berechnet werden. In [11] wird der Parallelwiderstand berechnet, bei dem die Modulleistung um ein Prozent abgenommen hat. Eine solch hohe Genauigkeit ist in grundsätzlich Frage zu stellen. Bei den CdTe-Dünnschichtmodulen auch deshalb, weil sie anfangs beim Beginn der Degradation ein Schwanken in der Änderung des Parallelwiderstands aufweisen. Mit einer exakten und zuverlässigen Bestimmung des Parallelwiderstands aus Dunkelkennlinien soll diese Methode zukünftig Aufschluss über den Beginn der Degradation liefern.

## 5. Auswertung und Ausblick

Zusätzlich zur nachgewiesenen TCO-Korrosion [9] für M04 und M06 (Frontkontakt) und M07 und M14 (Rahmenkontakt) konnte durch die Auswertung der Hellkennlinien für die Module M07 und M14 (Rahmenkontakt) sowie für die Module M12 und M19 (Rückkontakt) ein Zusammenhang zwischen der Leistungsabnahme und der Änderung des Parallelwiderstands festgestellt werden. Dieser Zusammenhang – Abnahme des Parallelwiderstands bei Leistungsminderung und Zunahme des Parallelwiderstands bei Regeneration – ist ein Indiz für das Auftreten von PID-s-Prozessen in CdTe-Dünnschicht-Photovoltaikmodulen. Weiterhin ergibt sich aus diesem Zusammenhang die Möglichkeit, den Parallelwiderstand als Indikator für PID-s zu verwenden. Für c-Si-PV-Zellen und –Module ist diese Methode bereits erfolgreich angewendet worden [11, 13]. Die Anwendbarkeit dieser Methode auf Dünnschichtmodule konnte hiermit gezeigt werden. Im PV-FeldLab Projekt wird diese Methode weiter optimiert und die Anwendung sowohl für CdTe-Dünnschicht-Photovoltaikmodule und für CIGS-Dünnschicht-Photovoltaikmodule untersucht. Hierbei steht zunächst die Analyse des anfänglichen Verhaltens des .

Die Bestimmung des Parallelwiderstands aus Hellkennlinien hängt im Wesentlichen von der Anzahl und Präzision der I-U-Wertepaare der I-U-Kennlinienmessung ab. Es ist nicht eindeutig klar, ob die Sprünge des Parallelwiderstands bei nahezu allen Modulen zu Beginn des Klimakammertests tatsächlich Änderungen des Parallelwiderstands sind oder durch die Bestimmungsmethode (Gl. (1)) verursacht werden. Um einen exakten Zusammenhang des Parallelwiderstands und der Leistungsänderung zu messen, werden die Module in einem zukünftigen Versuch in der Klimakammer mit –1000 V beaufschlagt und statt aus der Hellkennlinie wird der Parallelwiderstand aus der Dunkelkennlinie bestimmt, ohne das Modul aus der Klimakammer zu entfernen. Diese in-situ-Methode verspricht eine höhere Genauigkeit und zusätzlich eine höhere Messfrequenz. Mit diesen Messungen kann die

anfängliche Änderung des Parallelwiderstands genau beobachtet werden und in Zusammenhang mit der Leistungsänderung gebracht werden. Ziel hierbei ist es, den Parallelwiderstand als Indikator für die Früherkennung von PID-s zu verwenden. Zusätzlich werden durch diese Messungen Erkenntnisse über die Plateauphase der Degradation gewonnen werden. Für die verwendeten Modultechnologien kann dadurch die kritische Ladungsmenge genau bestimmt werden.

## 6. Danksagung

Die Autoren danken dem deutschen Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) zur Finanzierung des Projekts „PV-FeldLab“ innerhalb des Förderprogramms Forschung an Fachhochschulen unter dem Support-Code FKZ 13FH600IB6.

## 7. Literaturverzeichnis

- [1] Voswinkel, S.: Potentialinduzierte Degradationsmechanismen an Kupferindiumgalliumdiselenid-Dünnschichtphotovoltaikmodulen, TU Dresden, Diss., 2019
- [2] Koehl, M. et al.: Evaluation of damp-heat testing of photovoltaic modules. In: Progress in Photovoltaics: Research and Applications, Vol 25 (2017), S. 175-183
- [3] Fjällström, V.: Potential-Induced Degradation and possibilities for recovery of CuIn Ga Se thin film solar cells, Uppsala Universität, Lizenziat, 2015
- [4] Luo, W. et al.: Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. In: Energy Environmental & Science Vol 10 (2017), S. 43-68
- [5] Habersberger, B. et al.: Illumination and encapsulant resistivity are critical factors in polarization-type potential induced degradation on n-pert cells. In: 37<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2020
- [6] Gerstenberg, L. et al.: Degradationsmechanismen an Cadmiumtellurid-PV-Modulen im Rahmen des Projekts PV-FeldLab, 3. Regenerative Energietechnik Konferenz in Nordhausen (2020), S. 65-71
- [7] Hacke, P. et al.: Prediction of Potential-Induced Degradation Rate of Thin-Film Modules in the Field Based on Coulombs Transferred. In: IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (2018), S. 3801-3806
- [8] Norm DIN EN 61215-1:2017. Terrestrische Photovoltaik- (PV) Module – Bauarteignung und Bauartzulassung. Teil 1: Prüfanforderungen
- [9] Gerstenberg, L. et al.: CdTe Module Degradation during Dry and Damp Accelerated Aging Tests in Respect to the Leakage Current Pathway. In: 37<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2020
- [10] Hacke, P. et al.: Survey of potential-induced degradation in thin-film modules. In: Journal of Photonics for Energy Vol. 5 (2015), S. 1-14
- [11] Florides, M. et al.: Shunt Resistance Relation to Power Loss due to Potential Induced Degradation in Crystalline Photovoltaic Cells. In: IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2019), S. 1950-1954
- [12] Hacke, P. et al.: Elucidating PID Degradation Mechanisms and In Situ Dark I-V Monitoring for Modeling Degradation Rate in CdTe Thin-Film Modules. In: IEEE Journal of Photovoltaics, Vol. 6 (2019), S. 1635-1640
- [13] Florides, M. et al.: Early Detection of Potential-Induced Degradation in the Field: Testing a new Methodology on Silicon PV Modules. In: 37<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2020

## Einlassverhalten verschiedener Fluide in Druckbehältern unter besonderer Berücksichtigung des Phasenwechsels in ANSYS Fluent – Integration von Stoffwerten

E. D. Knahl<sup>1\*</sup>, T. Link<sup>1</sup>, H. Lehmkuhl<sup>2</sup>, S. Lontke<sup>1</sup>, R. M. Rathje<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen, 99734 Nordhausen

<sup>2</sup> Fakultät Architektur & Urbanistik, Bauhaus-Universität Weimar, 99425 Weimar

\*Kontakt: [Eva.Knahl@hs-nordhausen.de](mailto:Eva.Knahl@hs-nordhausen.de)

**Schlüsselwörter:** *Energiespeicher, Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk, PHAP, Wärmeübertragung, Direct-contact-evaporation, Direktkontakt-Verdampfung, ANSYS Fluent, UDF, DEFINE\_PROPERTY, DEFINE\_SPECIFIC\_HEAT*

### Abstract

Dieser Beitrag stellt die Vorüberlegungen für eine Mehrphasensimulation mit Hilfe der CFD-Software ANSYS Fluent 2020R2 dar. Es gibt dabei einen Überblick über die Möglichkeiten einen oder mehrere neuen Stoffe in Fluent zu hinterlegen. Die Simulationen werden innerhalb des Forschungsprojektes „Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk“ durchgeführt, weshalb eine Einordnung der vorkommenden Phasen des Speichers vorgenommen wird und anhand ihrer die Ansys Fluent User-Defined-Function für DEFINE\_PROPERTY und DEFINE\_SPECIFIC\_HEAT aufgezeigt. Die Stoffwerte werden über eine stückweise polynomische Approximation über die UDF in Fluent integriert. Bei den neuen Stoffen handelt es sich um gasförmiges und flüssiges Ethan aus der NIST-Stoffdatenbank bei einem Druck von 35 bar und einem Temperaturbereich von 270-306 K. Alle Funktionen sind Polynome 2. Grades.

### 1. Einleitung

Das Forschungsprojekt „Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk“ an der Hochschule Nordhausen und der Universität Weimar forscht an einem Energiespeicher, welcher auf dem ACAES-Prinzip aufbaut. Dieser Prozess basiert auf einer adiabaten Kompression und Expansion. Während der Kompression ist aufgrund des thermodynamischen Verhaltens von Gasen eine Wärmabfuhr sinnvoll, die abgeführte Wärme wird aus energetischen Gründen jedoch für die Expansion gespeichert. Wasser übernimmt die Aufgabe des Wärmespeichers, da es sich durch eine hohe spezifische Wärmekapazität, geringe Kosten und hohe Verfügbarkeit mit vielen Vorteilen auszeichnet. Eine kontinuierliche Wärmeabfuhr wird dadurch gewährleistet, indem die Kompression nicht von der Wärmeübertragung getrennt wird, sondern das Kühlmittel gleichzeitig zur Kompression des Gases eingesetzt wird. Dieses Vorgehen wird als Direkt-Kontakt-Wärmeübertragung bezeichnet, da hier das Kühlmittel und das zu kühlende Medium direkt in Kontakt miteinander gebracht werden. Im Behälter befindet sich das Speichermedium, das bereits unter dem für die Energiespeicherung geeigneten Druck steht. Um eine isobare und isotherme Kompression und Expansion zu realisieren, befindet sich das Speichermedium im Nassdampfbereich. Als Speichermedium wurde Ethan festgelegt. Auch bei der Expansion soll die Zurückführung der Wärme über einen möglichst direkten Kontakt beider Medien erfolgen. Um eine möglichst große Oberfläche für die Wärmeübertragung zu erzeugen, wird sowohl bei der Kompression als auch bei der Expansion die Flüssigkeit über ein monodisperses Spray verteilt.

Die Untersuchungen zur Effizienz der Wärmeübertragung bei direktem Kontakt der beiden Medien erfolgt mit Hilfe einer Mehrphasen-CFD-Simulation. Eine Voraussetzung der Simulation ist es, dass das verwendete Programm die notwendigen Stoffwerte der Phasen kennt und anwenden kann. Hierfür muss zunächst das Strömungsregime der Phasen bekannt sein und welche möglichen Interaktionen der Phasen auftreten können.

### 2. Einordnung der Projektprozesse in der Mehrphasenströmung

Unter Mehrphasenströmung wird in der Fluidodynamik die Strömung eines Gemisches aus mehreren Phasen bezeichnet. In einer mehrphasigen Strömung können sich verschiedene Kombinationen

ergeben. Die einzelnen Phasen können sich dabei im Aggregatzustand, in ihrer Strömungsgeschwindigkeit und in ihrer Substanz unterscheiden [1] [2].

Zur Erklärung der Mehrphasenströmung wird oftmals die Zweiphasenströmung herangezogen. Sie ist die einfachste Art der Mehrphasenströmung. Sie ist ein Gemisch aus zwei Phasen. Meistens tritt hierbei ein Phasengemisch aus flüssig und gasförmig auf. Es ist jedoch auch möglich, dass diese aus zwei flüssigen Fluiden besteht – wie zum Beispiel Wasser und Öl. In einer Mehrphasenströmung wird zwischen einer Einkomponenten- und einer Mehrkomponenten-Zwei- bzw. Mehrphasenströmung unterschieden. Die Einkomponenten-Zweiphasenströmung besteht aus einem Stoff, der in mehreren Aggregatzuständen vorherrscht, z.B. ein Wasser-Wasserdampf-Gemisch. Die Mehrkomponenten-Zweiphasenströmung dagegen besteht aus mehreren Substanzen, beispielsweise aus einem Wasser-Luft Gemisch [1] [2].

Eine weitere Unterteilung von Mehrphasenströmungen ist über den Volumenanteil und die chemischen Reaktionen innerhalb der Strömung möglich. Es wird zwischen folgenden Strömungen unterschieden:

- Getrennte (separierte) Mehrphasenströmungen
- gleichwertige Mehrphasenströmungen
- Disperse Mehrphasenströmung

Bei einer getrennten Mehrphasenströmung vermischen sich die Phasen nicht miteinander. Die Löslichkeit der Stoffe zueinander ist gering. Eine gleichwertige mehrphasige Strömung liegt vor, wenn alle Phasen zu ungefähr gleichen Volumenanteilen vorhanden sind. Im Gegensatz dazu liegt bei einer dispersen Mehrphasenströmung eine kontinuierliche und eine disperse Phase vor. Eine kontinuierliche Phase besitzt einen hohen Volumenanteil, während die disperse Phase einen geringen Volumenanteil aufweist [1] [2].

Zudem lassen sich Strömungen mit mehreren Phasen anhand ihrer Aggregatzustände und Zusammensetzung unterteilen. Folgende Unterteilungen sind üblich [3]:

- Gas-Flüssig
- Gas-Feststoff
- Flüssig-Flüssig
- Drei- oder Mehrphasenströmungen

Es lässt sich erkennen, dass eine Zweiphasenströmung gut eingeteilt werden kann. Eine Strömung mit mehr als zwei Phasen kann ebenfalls nach den oben genannten Kriterien eingeordnet werden. Im Projekt „Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk“ liegen folgende Phasenzusammenhänge vor, hierbei ist zwischen der Kompression und der Expansion zu unterscheiden.

Während der Kompression ist zunächst das Speichermedium Ethandampf in nahezu vollständiger gasförmiger Form vorhanden. Es kann sich noch ein Kondensatrest am Boden befinden, der vernachlässigt werden kann. Gasförmiges Ethandampf ist die 1. Phase, diese wird auch Hauptphase oder primäre Phase genannt. Die primäre Phase wird im Prozess mit Hilfe einer zweiten Phase – unterkühltem Wasser – komprimiert. Um einen isobaren und isothermen Prozess zu realisieren befindet sich die Hauptphase im gesättigtem Nassdampfbereich. Das Wasser nimmt ein Teil der entstehenden Wärme bei der Kompression auf, weshalb der gesättigte Ethandampf kondensiert. Das Ethankondensat ist die dritte Phase. Diese drei Phasen treten sowohl bei der Kompression wie auch bei der Expansion auf.

Für eine Einordnung der Mehrphasenströmung in eine Strömungsart ist es notwendig, sich das Verhalten der Phasen untereinander anzuschauen. Ob eine separierte Mehrphasenströmung vorliegt kann über die Löslichkeit von Ethan in Wasser bestimmt werden. Ethan-Gas löst sich zu 61mg/l in Wasser, umgerechnet sind dies  $2 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mol}}{\text{l}}$  [4, 5, 6]. Diese Angabe gilt bei 20°C Umgebungstemperatur und Atmosphären Druck. Die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten verhält sich proportional zum

Druck. Zum Beispiel führt ein 5-facher Druck zu einer 5-fachen Löslichkeit [7]. In den Simulationen wird vorerst ein maximaler Druck von 35 bar angenommen. Somit ergibt sich am Ende eine Löslichkeit von  $70 \cdot 10^{-3} \frac{\text{mol}}{\text{l}}$ . Stoffe unter 0,1 mol/l Löslichkeit werden als schwerlöslich bezeichnet, somit können Ethan-Gas und Wasser als schlecht löslich angesehen werden. Bei der Löslichkeit von Flüssigkeiten ineinander kommt es darauf an, wie die Polarität der Flüssigkeit ist. Wasser zählt als polare Flüssigkeit und Ethan als unpolare Flüssigkeit. Hier gilt die Faustregel: polare Flüssigkeiten lassen sich gut mit anderen polaren Flüssigkeiten mischen, jedoch schlecht mit unpolaren Flüssigkeiten und unpolare vermischen sich gut mit anderen unpolaren Flüssigkeiten, jedoch schlecht mit polaren [8]. Aus den voran gegangenen Gründen kann die Dreiphasenströmung als separierte Mehrphasenströmung angenommen werden.

Für das weitere Strömungsregime sind im Weiteren Kompression und Expansion getrennt zu betrachten.

Während der Kompression liegt eine disperse Mehrphasenströmung vor. Bei einer dispersen Drei- oder Mehrphasenströmung gibt es eine Hauptphase, die Primärphase, und beliebig viele sekundäre Phasen. Die primäre, oder auch kontinuierliche Phase genannt, ist Ethan-Gas und die dispersen Phasen sind Ethan-Kondensat und Wasser. Die sekundären Phasen können unterschiedlich große Volumenanteile aufweisen. Die kontinuierliche Phase ist jedoch stets die Phase mit dem deutlich höheren Volumenanteil.

Die Expansion kann in ihrer einfachsten Form, ohne zusätzliche Einbauten mittels Behälter- oder Strömungssieden durchgeführt werden. Beide Verdampfungsarten setzen voraus, dass das Kondensat in die Wärmespeichernde Flüssigkeit eingespritzt wird. Es handelt sich ebenfalls um eine disperse Dreiphasenströmung. In diesem Fall ist das Wasser die kontinuierliche Phase und die beiden Ethanphasen sind die sekundären Phasen.

Zusammenfassend liegt im Prozess des „Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerk“ eine disperse Dreiphasenströmung vor, die aus einer Flüssig-Flüssig-Gas Zweikomponenten-Strömung besteht. Die beiden Stoffkomponenten sind Wasser und Ethan.

### 3. Integrationsmöglichkeiten für benutzerdefinierte Stoffwerte in ANSYS Fluent

Die Simulationen werden mit Hilfe der Software ANSYS Fluent durchgeführt. ANSYS bietet in Fluent einige Modelle und Theorien für die Einbindung der Stoffdaten an. Es kommt hier darauf an, wie genau und von welchen Parametern die Stoffwerte abhängen. Hier wird unterschieden zwischen konstanten Stoffwerten, Werte die von einem Parameter – meistens der Temperatur – oder von mehreren Parametern abhängen – in diesem Fall Druck und Temperatur. Diese werden im Folgenden erläutert.

#### Konstante Werte:

Für eine genaue Betrachtung des Prozesses in einer CFD-Simulation ist es notwendig jede der drei Phasen zu definieren.

ANSYS stellt in Fluent eine Datenbank mit vordefinierten Stoffwerten bereit. Diese können je nach Anwendung kopiert und verändert werden. In der Datenbank sind meistens die Stoffeigenschaften bei Atmosphärendruck und konstanter Temperatur von 20°C standardmäßig hinterlegt. Oft ist die Standardeinstellung für die spezifische Wärmekapazität PIECEWISE-POLYNOMIAL als Funktion der Temperatur angegeben, diese kann jederzeit in Konstant abgeändert werden.

Für Wasser sind folgende Werte in SI-Einheiten als Konstanten vordefiniert:

**Tabelle 1: Stoffeigenschaften Wasser aus ANSYS Fluent [9]**

Stoffeigenschaft	Einheit	Modell	Wert
Dichte	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Konstant	998,2
cp	$\frac{\text{J}}{\text{kgK}}$	Konstant	4182
Wärmeleitfähigkeit	$\frac{\text{W}}{\text{mK}}$	Konstant	0.6
Viskosität	Pa s	Konstant	0,001003
Molare Masse	$\frac{\text{kg}}{\text{kmol}}$	Konstant	18.0152
Standard State Enthalpy	$\frac{\text{J}}{\text{kgmol}}$	Konstant	-2,858e+08
Referenztemperatur	K	Konstant	298

Für eine vereinfachte Simulation wird die Angabe der Wasserwerte ebenfalls als konstant beibehalten. Die Werte werden lediglich auf den neuen Umgebungsdruck angepasst. Hierfür werden die Stoffwerte der Eigenschaften aus der Stoffdatenbank REFPROP bei einem Druck von 35bar und im Temperaturbereich von 270-306 K gemittelt. Daraus ergeben sich folgende neue Werte für Wasser:

**Tabelle 2: Stoffeigenschaften Wasser aus der REFPROP-Datenbank [10]**

Stoffeigenschaft	Einheit	Modell	Wert
Dichte	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	konstant	1000,5
cp	$\frac{\text{J}}{\text{kgK}}$	Konstant	4179,81
Wärmeleitfähigkeit	$\frac{\text{W}}{\text{mK}}$	Konstant	0.59
Viskosität	Pa s	Konstant	0,001167
Molare Masse	$\frac{\text{kg}}{\text{kmol}}$	Konstant	18.0152
Standard State Enthalpy	$\frac{\text{J}}{\text{kgmol}}$	Konstant	- 2,858e+08
Referenztemperatur	K	Konstant	298

**Abhängigkeit von der Temperatur:**

Im PCPSH-Prozess liegt Ethan unter hohem Druck jedoch als Nassdampf vor. Hier ist klar zwischen der flüssigen und der gasförmigen Phase zu differenzieren. In der Fluent-Datenbank sind für die Stoffeigenschaften von Ethan konstante Werte für Dichte, Wärmeleitfähigkeit, Viskosität, molare Masse und Referenztemperatur hinterlegt. Für die spezifische Wärmekapazität ist bereits eine PIECEWISE-POLYNOMIALE Funktion in Abhängigkeit von der Temperatur hinterlegt. Bei diesen Angaben ist jedoch zu beachten, dass diese Temperaturabhängigkeit unter Atmosphärendruck und nur für das reale Gas gelten. Um den Phasenwechsel im Nassdampfgebiet, unter konstantem Druck, darstellen zu können, ist es wichtig sowohl für die flüssige als auch für die gasförmige Phase von Ethan die genauen Stoffdaten als Funktion der Temperatur zu hinterlegen.

Für eine Funktion in Abhängigkeit der Temperatur innerhalb der Fluent-Datenbank gibt es folgende Möglichkeiten [9]:

- 1) Polynomial
- 2) Piecewise-linear
- 3) Piecewise-polynomial
- 4) User-Defined-Function (UDF)

Für die Optionen 1) – 3) werden bekannte Stoffwerte aus Experimenten oder aus Datenbanken herangezogen und diese polynomisch, stückweise-linear oder stückweise-polynomisch angenähert. Die Annäherung erfolgt außerhalb von Fluent mit einem Datenverarbeitungsprogramm, wie zum Beispiel MATLAB und EXCEL. Es tritt häufig ein Bug bis zur Version ANSYS FLUENT 2020R2 auf, wenn versucht wird die Einstellung piecewise-polynomial, polynomial und piecewise-linear zu verwenden. Die dabei auftretende Fehlermeldung führt dazu, dass der kopierte oder veränderte Stoff nicht mehr erkannt wird. Um diese Fehlermeldung zu umgehen, gibt es die Möglichkeit einer User-Defined-Function, in der das Vorgehen piecewise-linear, piecewise-polynomial und polynomial programmiert werden.

Für eine UDF werden als Vorkenntnis die Basics der C-Programmiersprache vorausgesetzt. Die Grundkenntnisse reichen aus, um den UDF-Aufbau zu verstehen, doch gibt es einige Unterschiede zwischen einem allgemeinen C-Programmcode und einer UDF.

Die, für die Erstellung einer UDF notwendigen Befehle, sind in weiten Teilen an die Programmiersprache C angelehnt.

Ein C-Programm startet stets mit einem Header. In diesem Header werden alle benötigten Bibliotheken aufgerufen, die für den Code benötigt werden. Auch in der UDF wird der Header benötigt, da eine Bibliothek für die Erstellung einer UDF zwingend notwendig ist. Die „udf.h“-Bibliothek enthält alle notwendigen Funktionen, um den anschließenden Code zu lesen. Zudem gibt es in der C-Sprache die Datentypen int, double, float und char. In einer UDF wird aus einem float-Datentyp ein real-Datentyp. Dieser Datentyp wird für die Stoffwerte verwendet und kann als Double Precision bis zu 15 Nachkommastellen speichern.

Der wohl größte Unterschied ist, dass eine UDF im eigentlichen Sinne kein C-Programm darstellt, sondern nur in der Programmiersprache verfasst wird. Die User-Defined-Function beinhaltet Macros, auf die das Programm zugreift. Diese Macros haben einen bestimmten Aufbau und sind im „Fluent Customization Manual“ im Anhang B genauer definiert. In Kapitel 2 des „Fluent Customization Manual“ werden die DEFINE-Macros sehr detailliert dargestellt und erläutert. Es gibt spezielle DEFINE-Macros für Stoffeigenschaften. Für die Simulationen, speziell für das „Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk“, werden nur die beiden folgenden Macros verwendet. Es ist zu erwähnen, dass diese lediglich für die Simulationen genutzt werden können, die mit einem konstanten Druck und einer veränderlichen Temperatur arbeiten [11].

- DEFINE\_PROPERTY
- DEFINE\_SPECIFIC\_HEAT

#### **Änderung von Druck und Temperatur:**

Ist es notwendig, dass sich in der Simulation Druck und Temperatur ändern können und somit auch die Stoffeigenschaften von beiden Parametern abhängen, gibt es in Fluent ebenfalls einige Möglichkeiten dies umzusetzen. Nachfolgend sind die Optionen aufgelistet:

- 1) NIST-REAL-GAS-Model
- 2) User-Defined-Real-Gas-Model (UDRGM)
- 3) Real-Gas-Property-Table (RGP-Table)

Die einfachste Art die Abhängigkeit von Druck und Temperatur zu etablieren, ist es Fluent mit der NIST-Stoffdatenbank zu koppeln, um so auf die Stoffdaten bestimmter Stoffe zugreifen zu können. Dieses Modell kann mit einer Spezies oder mit mehreren Spezies ausgeführt werden. Eine Spezies stellt dabei eine Substanz dar, die Teil des realen Gases ist, welches erzeugt wird. Es kann überhitzten Dampf, superkritische Fluide oder Flüssigkeiten wiedergeben und es müssen alle Fluid-Zonen der Simulation das definierte reale Gas oder die Mischung aus den Spezies enthalten. Es erlaubt keine chemischen Reaktionen innerhalb des realen Gases. Es gibt jedoch eine Auswahl von 125 Fluiden – Reinstoffe oder Pseudo-Fluide. Für die Version mit mehreren Spezies sind nicht alle Kombinationen der 125 Fluiden erlaubt. Dieses Modell kann für das „Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk“ nicht genutzt werden, da hier alle drei Phasen einzeln festgelegt werden müssen und die Kombination aus Wasser und Ethan nicht möglich ist [12].

Um dem Nutzer die Möglichkeit zu bieten, sein eigenes Real-Gas-Model zu schreiben gibt es das „User-Defined-Real-Gas-Model“. Es erlaubt dem Nutzer ein Ein-Spezies-, Mehrfach-Spezies-, Mehrphasenströmungen und volumetrische Reaktionen zu simulieren. Es ist nur eine UDRGM pro Problemstellung erlaubt, jedoch ist es möglich mehrere Phasen in einer UDRGM zu definieren und es kann zusätzlich auf die Fluent-Datenbank zugegriffen werden. Eine UDRGM benötigt eine vorgegebene Struktur, um als solche von Fluent erkannt zu werden. Die Sprache der UDRGM ist ebenfalls die C-Programmiersprache. In ihrer Struktur müssen 11 Stoffeigenschaften definiert werden. Der genaue Aufbau wird im „Fluent User’s Guide“ beschrieben [13].

Zuletzt gibt es seit der ANSYS Fluent 2019R3 die Möglichkeit eine Real-Gas-Property-Table zu integrieren. Die Erstellung der RGP-Table wird außerhalb von Fluent erstellt. Es gibt eine Beta-Version die, ähnlich wie im Simulationsprogramm ANSYS CFX, die Erstellung von RGP-Table innerhalb des Programms erzeugt [14]. Die Prozedur außerhalb ist jedoch empfehlenswerter. Eine detaillierte Anleitung ist im Ansys Costumer Portal zu finden [15].

Alle Möglichkeiten bieten die Option sowohl gasförmige, flüssige, als auch den Sättigungszustand darzustellen.

#### 4. Ergebnisdarstellung

Es wurden für die Betrachtung der Direkt-Kontakt-Wärmeübertragung Simulationen erstellt, die einerseits unter konstantem Druck angenommen und andererseits mit veränderbarem Druck durchgeführt werden. Die Funktionen in Abhängigkeit der Temperatur werden durch eine UDF für die Stoffeigenschaften Dichte, Wärmeleitfähigkeit, Viskosität und Schallgeschwindigkeit mit dem Macro DEFINE\_PROPERTY und für die spezifische Wärmekapazität mit dem Macro DEFINE\_SPECIFIC\_HEAT erstellt.

Für die UDF wurde im Vorfeld aus den Werten der Stoffdatenbank REFPROP [4] ein stückweise polynomiale Annäherung mit Hilfe von MATLAB erstellt. Es wurden für die einzelnen Bereiche jeweils Polynome 2. Grade approximiert.

Folgende Temperaturbereiche wurden festgelegt:

**Tabelle 3 Temperaturbereich**

Gasphase in K		Flüssigphase in K	
1.	289.79-295.00	1.	270.00-276.50
2.	295.00-300.50	2.	276.50-283.00
3.	300.50-306.00	3.	283.00-289.79

Der Bereich zwischen 0 °C und dem kritischen Punkt von Ethan ist mit diesem Gesamtbereich abgedeckt.



Die Formel von  $f(T)$  für die flüssige Phase sieht folgenden Aufbau vor:

$$f(T) = \begin{cases} C1 \cdot T^2 + C2 \cdot T + C3, & 270.00 \leq T < 276.50 \\ D1 \cdot T^2 + D2 \cdot T + D3, & 276.50 \leq T < 283.00 \\ E1 \cdot T^2 + E2 \cdot T + E3, & 283.00 \leq T < 289.79 \\ 0, & T \geq 289.79 \\ F, & T < 270.00 \end{cases} \quad (1)$$

Die Formel von  $f(T)$  für die gasförmige Phase sieht einen identischen Aufbau bis auf die Temperaturbereich vor:

$$f(T) = \begin{cases} C1 \cdot T^2 + C2 \cdot T + C3, & 289.79 \leq T < 295.00 \\ D1 \cdot T^2 + D2 \cdot T + D3, & 295.00 \leq T < 300.50 \\ E1 \cdot T^2 + E2 \cdot T + E3, & 300.50 \leq T < 306.00 \\ F, & T \geq 306.00 \\ 0, & T < 289.79 \end{cases} \quad (2)$$

Nachfolgende Abbildung zeigt den Aufbau einer UDF mit DEFINE\_PROPERTY und DEFINE\_SPECIFIC\_HEAT mit einer Funktion in Abhängigkeit von der Temperatur:

<pre>DEFINE_PROPERTY(A, c, t) {   #if PARALLEL   real B   real T = C_T(c, t);   B=f(T)   #endif   return B; }</pre>	<pre>DEFINE_SPECIFIC_HEAT(cp_g, T, Tref, h, yi) {   #if PARALLEL   real cp;   T = C_T(c, t);   Cp=f(T)   *h = cp_G*(T-Tref);   #endif // PARALLEL   return cp; }</pre>
---	--

Abbildung 1: Macro-Aufbau DEFINE\_PROPERTY

In nachfolgende Gleichungen zeigen die Funktionen  $f(T)$  für die spezifische Wärmekapazität der flüssigen und gasförmigen Phase dargestellt.

$$f_{flüssig}(T) = \begin{cases} 1.24862637 \cdot T^2 + (-643.44464) \cdot T + 86021.5356, & 270.00 \leq T < 276.50 \\ 2.96401099 \cdot T^2 + (-1594.08282) \cdot T + 217730.0451, & 276.50 \leq T < 283.00 \\ 12.4146307 \cdot T^2 + (-6962.76209) \cdot T + 980190.172, & 283.00 \leq T < 289.79 \\ 0, & T \geq 289.79 \\ 3315.90, & T < 270.00 \end{cases} \quad (3)$$

$$f_{gas}(T) = \begin{cases} 31.0154388849 \cdot T^2 + (-18393.335) \cdot T + 2730669.33, & 289.79 \leq T < 295.00 \\ 6.55104895 \cdot T^2 + (-3997.162) \cdot T + 612790.60, & 295.00 \leq T < 300.50 \\ 2.47562438 \cdot T^2 + (-1552.279) \cdot T + 246111.77, & 300.50 \leq T < 306.00 \\ 2921.10, & T \geq 306.00 \\ 0, & T < 289.79 \end{cases} \quad (4)$$

In der nachfolgenden Tabelle sind die Koeffizienten der UDF aufgelistet. Es werden hier auch verschiedene Stoffeigenschaften mitberücksichtigt.

Tabelle 4: Koeffizienten für UDF Ethan

A	rho_g [ $\frac{kg}{m^3}$ ]	rho_l [ $\frac{kg}{m^3}$ ]	Sound_speed_g [ $\frac{m}{s}$ ]	Sound_speed_l [ $\frac{m}{s}$ ]	K_g [ $\frac{W}{lmK}$ ]	K_l [ $\frac{W}{lmK}$ ]	mu_g [Pa.s]	mu_l [Pa.s]
B	rho_G	rho_L	A_g	A_l	K_G	K_L	Mu_G	Mu_L
C1	0,07683157	-0,02826923	-0,092754418	-0,07409341	5,3519E-05	-2,3791E-06	3,722145858E-09	-9,78021978019E-10
C2	-46,3981939	12,9632445	56,79333973	30,0959588	-0,03176354	0,00044104	-2,20486957E-06	-3,52310989013E-07
C3	7070,20378	-1024,63513	-8451,98476147	-2074,136	4,74248496	0,15009953	0,00033736625857	0,0002298514406596
D1	0,0298012	-0,04821429	-0,038461538	-0,13151099	1,44605E-05	-4,7527E-06	1,3986013986E-09	-4,5027472528E-09
D2	-18,701474	24,0102665	24,8174125873	61,9003104	-0,00877414	0,00175526	-8,36559441E-07	1,59971785714E-06
D3	2992,45188	-2554,31174	-3743,8832517	-6478,40365	1,35962813	-0,03181647	0,000135919479	-4,04156E-05
E1	0,01618981	-0,11627694	0,022707293	-0,33109381	6,58442E-06	-9,5007E-06	6,69333066933E-10	-1,5845285933E-08
E2	-10,5323227	62,6406078	15,36658841	175,191406	-0,00404891	0,00444571	-3,990819181E-07	8,037290115359E-06
E3	1766,72257	-8035,72547	-2326,509043	-22555,6787	0,65090641	-0,41296115	7,03099E-05	-0,00095385191385
F	59,778	414,62	249,45	650,38	0,0285	0,0957	1,0864E-05	6,3431E-05

Für Simulationen mit Druck- und Temperaturabhängigkeit wird eine RGP-Table von Ethan erstellt. Für Wasser werden die Stoffdaten auch in diesem Fall als Konstant angenommen.

## 5. Zusammenfassung

Es zeigt sich, dass eine große Auswahl an Möglichkeiten vorhanden ist, die benötigten Stoffwerte in das Simulationsprogramm zu integrieren. Es wird angestrebt dieses breite Angebot stetig zu erweitern und weiterzuentwickeln. Aufgrund der noch jungen Funktionen sind einige noch mit Fehlern im Programm behaftet, weshalb die beste Option, für die Integration von Stoffdaten, die UDF ist. In dieser ist es möglich jede Form der Abhängigkeit von bestimmten Parametern wiederzugeben. Diese kann sowohl Abhängigkeiten von einem oder mehreren Variablen darstellen. Für die Abhängigkeit von Druck und Temperatur zeigt sich jedoch als einfachste Variante die RGP-Tabelle zu erstellen und zu nutzen.

## Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk“ und wird durch den Freistaat Thüringen und den Europäischen Sozialfonds (ESF) gefördert.

## Literaturverzeichnis

- [1] H. Brauer, Grundlagen der Einphasen- und Mehrphasenströmung, Verlag Sauerländer, 1971.
- [2] S. S. Dominik Surek, Technische Strömungsmechanik: Für Studium, Examen und Praxis, Wiesbaden: Sroinger Vieweg, 2017.
- [3] ANSYSHelp, „Multiphase Flow Regimes,“ 2020. [Online]. Available: [https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu\\_th/flu\\_th\\_sec\\_mphase\\_intro\\_regimes.html](https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu_th/flu_th_sec_mphase_intro_regimes.html). [Zugriff am 29 12 2020].
- [4] D. Bücker und W. Wagner, „A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Ethane for Temperatures from the Melting Line to 675 K and Pressure up to 900 MPa,“ *J. Phys. Chem. Ref. Data*, pp. 205-266, 2006.
- [5] B. Jander, Einführung in das anorganisch-Chemische Praktikum, Leipzig, Stuttgart: S. Hirzel, 1995.
- [6] Chemie.de, „Chemie.de,“ [Online]. Available: <https://www.chemie.de/lexikon/Ethan.html>. [Zugriff am 29 12 2020].
- [7] H.-J. M. E. Riedel, Allgemeine und Anorganische Chemie, Berlin/Boston: De Gruyter, 2019.
- [8] Chemgaroo, „Chemgapedia,“ Chemgaroo, 2020. [Online]. Available: [http://www.chemgapedia.de/vsengine/tra/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap\\_7/trajektorie/fluessigkeiten.tra/Vlu/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap\\_7/vlu/loesungen.vlu/Page/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap\\_7/kap7\\_5/kap7\\_51a.vscml.html](http://www.chemgapedia.de/vsengine/tra/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap_7/trajektorie/fluessigkeiten.tra/Vlu/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap_7/vlu/loesungen.vlu/Page/vsc/de/ch/11/aac/vorlesung/kap_7/kap7_5/kap7_51a.vscml.html). [Zugriff am 29 12 2020].
- [9] ANSYS, „Ansys Fluent Database 2020 R2,“ ANSYS, Inc., 2020.
- [10] W. Wagner und A. Pruss, „The IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use,“ *J. Phys. Chem. Ref. Data*, Bd. 31, Nr. 1, pp. 387-535, 2002.
- [11] ANSYSHelp, „DEFINE Macros,“ ANSYS 2020, Inc., 2020. [Online]. Available: [https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu\\_udf/flu\\_udf\\_ChapDEFINEMacros.html](https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu_udf/flu_udf_ChapDEFINEMacros.html). [Zugriff am 29 12 2020].
- [12] ANSYSHelp, „The NIST Real Gas Models,“ ANSYS, Inc, 2020. [Online]. Available: [https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu\\_ug/flu\\_ug\\_sec\\_real\\_gas\\_nist.html?q=nist%20real%20gas%20model](https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu_ug/flu_ug_sec_real_gas_nist.html?q=nist%20real%20gas%20model). [Zugriff am 29 12 2020].
- [13] ANSYSHelp, „The User-Defined Real Gas Model,“ ANSYS, Inc, 2020. [Online]. Available: [https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu\\_ug/flu\\_ug\\_sec\\_real\\_gas\\_udr gm.html](https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/flu_ug/flu_ug_sec_real_gas_udr gm.html). [Zugriff am 29 12 2020].
- [14] ANSYSHelp, „Real Gas Property (RGP) Table Files,“ ANSYS, Inc, 2020. [Online]. Available: [https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/fluent\\_beta\\_doc/flu\\_beta\\_multiphase\\_RGP.html?q=rgp%20table](https://ansyshelp.ansys.com/account/secured?returnurl=/Views/Secured/corp/v202/en/fluent_beta_doc/flu_beta_multiphase_RGP.html?q=rgp%20table). [Zugriff am 29 12 2020].
- [15] ANSYS Inc., „Ansys Costume Portal,“ ANSYS 2020, Inc., 23 01 2020. [Online]. Available: [https://support.ansys.com/AnsysCustomerPortal/en\\_us/Knowledge+Resources/Solutions/CFX/2061169](https://support.ansys.com/AnsysCustomerPortal/en_us/Knowledge+Resources/Solutions/CFX/2061169). [Zugriff am 29 12 2020].

## Thermodynamische Prozesssimulation beim Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerk

R. M. Rathje<sup>1\*</sup>, T. Link<sup>1</sup>, E. Knahl<sup>1</sup>, S. Lontke<sup>1</sup>, H. Lehmkuhl<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Institut für Regenerative Energietechnik,

Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

<sup>2</sup>Fakultät Architektur & Urbanistik, Bauhaus-Universität Weimar, Belvederer Allee 1, 99425 Weimar

\*Kontakt: [Rathje@hs-nordhausen.de](mailto:Rathje@hs-nordhausen.de)

### Abstract

Das Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk ist ein neues Konzept zur Energiespeicherung, das mit einfachen hydraulischen Komponenten auskommt und keinen Höhenunterschied zwischen Unter- und Oberbecken benötigt, wie konventionelle Pumpspeicherkraftwerke. Im Folgenden wird das Speichersystem mit einer ersten Dimensionierung vorgestellt. Im zweiten Teil wird ein Wärmeübertragungsmodell für eine Direktkontaktkondensation von Ethan auf Basis von analytischen Modellen dargestellt, mit dem ein erster Nachweis für die technische Machbarkeit der Einspeicherung erbracht wird.

### Motivation

Um die UN-Klimaziele zu erreichen ist ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Agora Energiewende zeigt in der Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ [1], dass mit einem Ausbau von Kurzzeit- und Langzeitenergiespeichern die Systemgesamtkosten für die Energiewende reduziert werden können. Im Szenario *90 Prozent / 60 Prozent*<sup>2</sup> werden die größten Einsparungen beim Ausbau erreicht, wenn 7 GW Kurzzeitspeicher und 16 GW Langzeitspeicher auf der Ebene des Übertragungsnetzes installiert werden.

Da das Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk ein neues Energiespeicherkonzept ist, wird die technische Machbarkeit untersucht. Diese Arbeit stellt das generelle Funktionsprinzip des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerk vor. Zudem wird im zweiten Teil die für den Speicher essenzielle Wärmeübertragung mit einem analytischen Modell untersucht, welches ebenfalls dargestellt wird.

### 1. Prinzip des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks

Das phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk (kurz: PHAP) ist aus hydrodynamischer Sicht und in Bezug auf die Energieumwandlung vergleichbar mit einem Pumpspeicherkraftwerk. Jedoch wird im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken kein Gefälle zwischen Ober- und Unterbecken benötigt und es kann dadurch unabhängig von den geographischen Gegebenheiten errichtet werden. Der fehlende Höhenunterschied wird beim PHAP durch einen höheren Druck im geschlossenen „Oberbecken“, dem Hochdruckbehälter, kompensiert. Für ein Gefälle von 300 m wird ein Druckunterschied zwischen Nieder- und Hochdruckbehälter von ca. 30 bar benötigt, wobei der Druck durch ein vorkomprimiertes Gas induziert wird. Eine weitere Eigenschaft des PHAP ist ein hoher Grad an Skalierbarkeit in Leistung und Speicherkapazität.

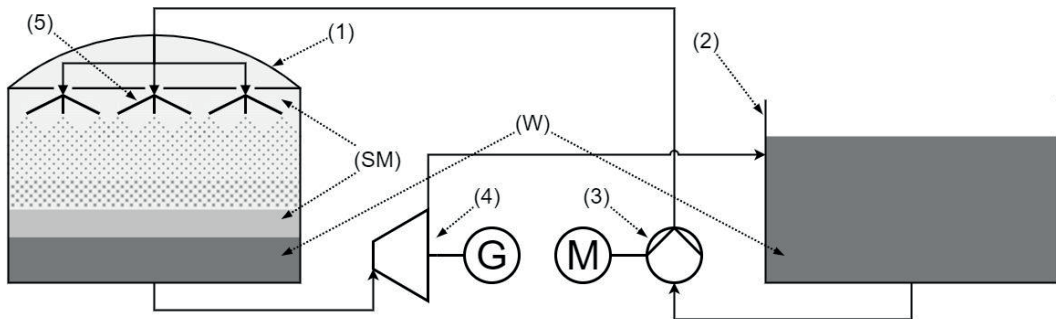
#### 1.1 Schematischer Aufbau des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks

Die Abb. 1 zeigt eine schematische Darstellung des PHAP während des Beladungsvorgangs. Im unbeladenen Zustand befindet sich im Hochdruckbehälter (1) (im Folgenden auch als Speicher (Index:

<sup>1</sup> Kurzzeitspeicher haben in der genannten Studie eine Ausspeicherdauer von 4h

<sup>2</sup> Erneuerbare Energien Anteil in Deutschland 90 Prozent und 60 Prozent in Gesamteuropa

SP) bezeichnet) ein komprimierter Satttdampf bei Umgebungstemperatur, welcher im Folgenden als Speichermedium<sup>3</sup> (Index: SM) bezeichnet wird. Im Niederdruckbehälter (2), der im Idealfall offen zur Umgebung sein kann, wird Wasser (Index: W) bei Umgebungstemperatur bevorratet.



**Abb. 1: Schematische Darstellung des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks**

(1) – Hochdruckbehälter / Speicher; (2) – Niederdruckbehälter; (3) – Pumpe; (4) – Turbine;  
(5) – Zerstäubungsvorrichtung; (SM) – Speichermedium (gasförmig und flüssig); (W) – Wasser

Beim Beladen wird das Wasser mittels Pumpe (3) vom Niederdruckbehälter in den Hochdruckbehälter befördert. Dabei wird die Gasphase des Speichermediums (Index: G) durch das Wasser weiter komprimiert, wodurch Druck und Temperatur des Speichermediums zunächst ansteigen. Das Wasser dient gleichzeitig als Kühlmittel zur Abfuhr der bei der Kompression freigesetzten Wärme. Eine Vorrichtung (5) im Hochdruckbehälter zerstäubt das Wasser in viele Tropfen damit eine möglichst große Oberfläche entsteht. So kann auch bei einer geringen Temperaturdifferenz das Speichermedium gekühlt und verflüssigt bzw. kondensiert werden. Die Kondensation des Speichermediums vermindert den Temperatur- und Druckanstieg bzw. führt zur Stabilisierung der Temperatur und des Drucks. Idealerweise kommt es im Vergleich zum Ausgangszustand nur zu einem geringen Druck- und Temperaturanstieg. Daher kann angenommen werden, dass Wärmeverluste vom Behälter in die Umgebung vernachlässigt werden können und der Hochdruckbehälter somit idealisiert als adiabat betrachtet werden kann.

Im beladenen Zustand ist nahezu das gesamte Speichermedium verflüssigt (liquide) (Index: L). Die übertragene Kondensationswärme wird im Wasser gespeichert. Beim Entladen des PHAP wird das Wasser vom Hochdruckbehälter über eine Turbine (4) in den Niederdruckbehälter geleitet. Damit der Druck im Speicher nicht absinkt, muss das Speichermedium wieder verdampft werden. Für die Verdampfung dient die im Wasser gespeicherte Wärme. Damit Wärme vom Wasser an das Speichermedium übertragen werden kann, muss das Speichermedium kälter als das Wasser sein. Ist dies nicht der Fall kommt es zunächst zu einer isenthalpen Expansion des Speichermediums, wodurch Druck und Temperatur fallen.

## 1.2 Thermodynamische Simulation des Speichersystems

Das Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk wurde als thermodynamisches Modell in der Software: *Engineering Equation Solver (EES)* [2] aufgebaut. Die Bestimmung des Speicherzustands während der Beladung erfolgt über Berechnung der Energiebilanzen des Hochdruckbehälters (1), des Speichermediums (2) und des Wassers im Speicher (3):

$$\frac{dE_{Sp}}{dt} = \frac{dE_{mat}}{dt} = \frac{dm_W}{dt} h(T_{W;i}, p_{Sp}) \quad (1)$$

<sup>3</sup> Der Begriff „Speichermedium“ ist zunächst irreführend, da im beladenen Speicherzustand das Medium einen geringeren Energieinhalt besitzt als im entladenen Speicherzustand.

$$\frac{dU_{SM}}{dt} = p(t) \frac{dV}{dt} - \frac{dQ}{dt} \quad (2)$$

$$\frac{dU_W}{dt} = \frac{dQ}{dt} + \frac{dm_W}{dt} u(T_{W;i}, p_{Sp}) \quad (3)$$

In einer ersten Näherung wird eine Mindesttemperaturdifferenz von  $\Delta T_{min} = 0,5 \text{ K}$  angenommen, bevor es zu einer Wärmeübertragung bei der Beladung kommt. Bei höheren Temperaturdifferenzen erfolgt eine vollständige Wärmeübertragung nach (4). Bei der Entladung gilt die gleiche Bedingung der Mindesttemperaturdifferenz, jedoch wird dann die gesamte verfügbare Wärme aus dem ausströmenden Wasser genutzt (5).

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{dm_W}{dt} c_{p;W} \begin{cases} ((T_{SM} - \Delta T_{min}) - T_{W;i}), & T_{W;i} < T_{SM} - \Delta T_{min} \\ 0, & T_{W;i} \geq T_{SM} - \Delta T_{min} \end{cases} \quad (4)$$

$$\frac{dQ}{dt} = \frac{dm_W}{dt} c_{p;W} \begin{cases} 0, & T_W < T_{SM} + \Delta T_{min} \\ (T_W - T_{SM}), & T_W \geq T_{SM} + \Delta T_{min} \end{cases} \quad (5)$$

Auf Grund der thermodynamischen Eigenschaften wurde als Speichermedium der einfache Kohlenwasserstoff Ethan gewählt. Im unbeladenen Zustand hat das Ethan, das Wasser und die Umgebung eine Temperatur von  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ . Das vorkomprimierte Ethan im Hochdruckbehälter befindet sich in dem Moment im Sattampfzustand ( $x_{SM} = 1$ ; Taulinie), durch die Stoffeigenschaften liegt der Druck im Speicher bei  $p_{Sp} = 30,17 \text{ bar}$ . Der Umgebungsdruck wurde mit  $p_{amb} = 1,01 \text{ bar}$  angenommen.

### 1.3 Speicherdimensionierung

Die Zielgrößen der Dimensionierung sind für die Speicherkapazität  $\Delta W = 72 \text{ MWh}$  und für die Leistung  $P_{hyd} = 16 \text{ MW}$ . Es wurde ein Speichervolumen von  $102.000 \text{ m}^3$  ermittelt<sup>4</sup>, in dem sich  $6.330 \text{ t}$  Ethan befinden. In der Simulation wird der Speicher mit einem Massenstrom von  $\dot{m}_W = 5430 \text{ kg/s}$  über 4 Stunden be- bzw. entladen. Zwischen den Prozessen erfolgt eine Pause von 1 Stunde.

Die Ergebnisse der Speichersystemsimulation sind in der Tab. 1 aufgeführt. Während der Beladung steigen Druck und Temperatur des Speichermediums leicht an. Dadurch variiert die hydraulische Leistung ebenfalls (vgl. Abb. 2). Zum Ende des Beladungsvorgangs beträgt die Temperaturdifferenz zwischen dem eintretenden Wasser ( $T_{W;i}$ ) und dem Speichermedium ( $T_{SM}$ )  $5,7 \text{ K}$ . Nach der Wärmeübertragung beträgt die Wassertemperatur im Speicher  $T_W = 14,3 \text{ }^\circ\text{C}$ .

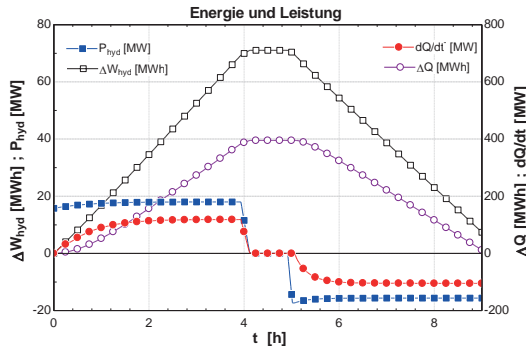
**Tab. 1: Berechnungsergebnisse Speichersimulation des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks mit Ethan**

Volumen des Hochdruckbehälters:	102.000 m <sup>3</sup>
Masse des Speichermediums:	6.330 t
Speicherdruck:	Beladungsbeginn: 30,17 bar @ 10 °C
	Beladungsende: 34,3 bar @ 15,7 °C
Wassermassenstrom:	5.430 kg/s
Volumenänderung des SM:	79.000 m <sup>3</sup>
Temperaturänderung des SM:	5,7 K
Temperaturänderung des Wassers:	4,3 K
hydraulisch zugefügte Arbeit (Beladung):	71,1 MWh
übertragene Wärmemenge nach der Beladung:	395 MWh <sub>th</sub>
hydraulisch entnommene Arbeit (Entladung):	63,7 MWh

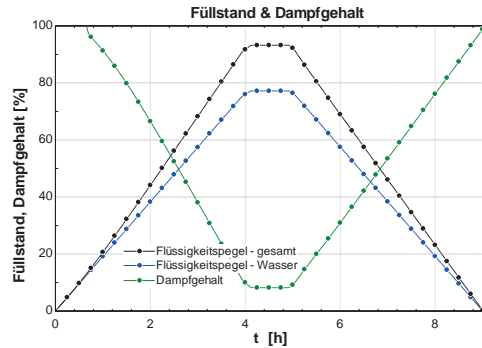
Die gespeicherte Arbeit liegt nahe der Zielgröße von  $72 \text{ MWh}$ , ebenso die durchschnittliche hydraulische Leistung bei der Entladung  $P_{hyd} = 15,9 \text{ MW}$ . Für die Beladung beträgt  $P_{hyd,in} = 17,8 \text{ MW}$ . Die übertragene Wärmemenge beträgt ca. das 4,5-fache der eingespeicherten Arbeit. Die maximale

<sup>4</sup> Das Volumen des Hochdruckbehälters wurde in der Simulation mit einer zylindrischen Form berücksichtigt. Die Höhe und der Durchmesser betragen ca.  $50 \text{ m}$ .

Wärmeübertragungsleistung kann mit  $\dot{Q} = 118 \text{ MW}$  approximiert werden (vgl. Abb. 2). Um diese Wärmemenge zwischen Wasser und Speichermedium übertragen zu können, braucht es eine große Übertragungsfläche, die durch feine Zerstäubung des Wassers in einem möglichst großen Volumen des Druckspeichers realisiert wird (siehe dazu Kapitel 2). Bei der Dimensionierung des Speichers wurde bereits ein Volumenanteil von ca. 7 % (3,5 m in der Höhe) im Speicher berücksichtigt, der bis zum Beladungsende für die Wärmeübertragung zur Verfügung steht (siehe Abb. 3). Im zweiten Teil wird die Machbarkeit der Wärmeübertragungsleistung bei geringen Temperaturdifferenzen überprüft.

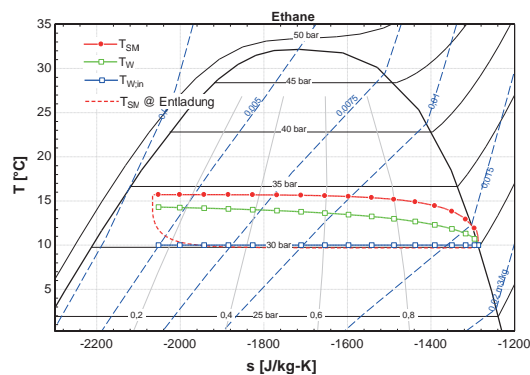


**Abb. 2: Verlauf der hydraulischen und thermischen Leistung, sowie der Energie während der Be- und Entladung**



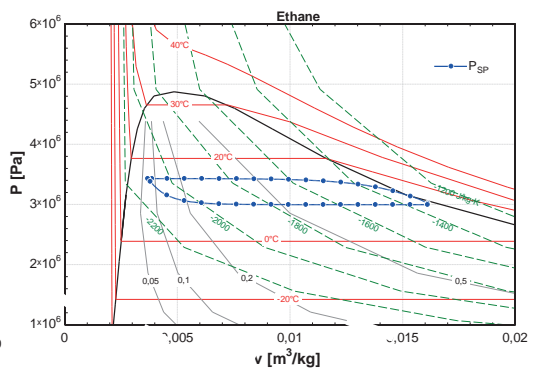
**Abb. 3: Füllstand der flüssigen Medien im Speicher und Dampfgehalt des Speichermediums**

In Abb. 4 wird die Beladung mit dem Temperaturverlauf des Speichermediums (rot) und des Wassers, beim Eintritt in den Speicher (blau) und nach der Wärmeübertragung (grün) (Endtemperatur) im T-s-Diagramm gezeigt. Im Diagramm ist zusätzlich der Temperaturverlauf des Speichermediums (rot gestrichelt) bei der Entladung dargestellt. Der Abstand der Punkte in Abb. 2 bis Abb. 5 entspricht einem Zeitschritt von 15 Minuten. Der ungeladene Speicherzustand befindet sich in der Abb. 4 und Abb. 5 jeweils auf der Taulinie (rechts des Nassdampfgebiets). Während der Beladung verläuft die Zustandsänderung des Speichermediums auf der oberen Kurve durch das Nassdampfgebiet bis er nahe der Siedelinie (linke Seite des Nassdampfgebiets) den beladenen Zustand erreicht. Beim Entladungsbeginn ist das Ethan wärmer als das Wasser, daher expandiert das Ethan isenthalp (vgl. Abb. 4) und kann erst Wärme aufnehmen, nachdem es kälter als das Wasser ist.



**Abb. 4: T-s-Diagramm während der Beladung des Speichers.**

rot – Temperatur des Speichermediums  
 blau – Temp. des eintretenden Wassers  
 grün – Wassertemp. nach Wärmeübertragung



**Abb. 5: Verlauf des Drucks während der Be- und Entladung im p-v-Diagramm.**

Entladener Zustand befindet sich rechts auf der Taulinie

Die Be- und Entladung des Speichers wurde in Abb. 5 im Ethan-p-v-Diagramm dargestellt. Die Linse zwischen Be- und Entladekurve in Abb. 5 zeigt die hydraulischen Verluste zwischen den Prozessen. Diese Verluste hängen direkt vom Temperaturverlauf des Speichermediums und damit von der Wärmeübertragung beim Be- und Entladen ab. Ein geringer Temperaturunterschied ermöglicht einen hohen Nutzungsgrad. Es wurde ohne Berücksichtigung von hydraulischen Wirkungsgraden der Turbomaschinen ein Nutzungsgrad von 89,3 % ermittelt.

## 2. Modellierung der Wärmeübertragung

Bei der Speichersystems simulation wird die Wärmeübertragung näherungsweise berücksichtigt. Im Folgenden wird ein Modell zur Wärmeübertragung mit Direktkontaktkondensation am Tropfen vorgestellt. Mit diesem Modell wird unter anderem die Annahme der Mindesttemperaturdifferenz ( $\Delta T_{min}$ ) überprüft und mit konstruktiven Einflussparametern eine technisch mögliche Wärmeübertragung beschrieben. Die Wärmeübertragung ist effizient, wenn:

- Der Tropfen die maximal mögliche Wärmemenge aufnimmt und somit vollständig genutzt wird
- Viele kleine Tropfen erzeugt und verteilt werden, um eine hohe Übertragungsleistung zu generieren
- Die Temperaturdifferenz zwischen der ambienten Gasphase und der Tropfenendtemperatur möglichst gering ist um die Entropieerzeugung bei der Wärmeübertragung klein zu halten
- Die Fallstrecke des Tropfens gering ist, da diese vor dem Fall durch hydraulische Arbeit generiert werden muss
- Die Beschleunigung des Wassers am Düsenaustritt zur Tropfenerzeugung gering ist, da diese ebenfalls vorher durch hydraulische Arbeit generiert werden muss

Das Wärmeübertragungsmodell bezieht sich auf eine horizontale Fläche ( $A'_Q$ ) von 1 m<sup>2</sup> und gliedert sich in drei Abschnitte: die *Tropfenerzeugung*, die Berechnung der *Verweilzeit* des Tropfens und die *Wärmeübertragung* durch Direktkontaktkondensation.

### 2.1 Einflussgrößen

Zu den Haupteinflussgrößen zählen die Temperaturen des eintretenden Wassers ( $T_{W,i}$ ) und der ambienten Gasphase ( $T_{SM}$  – Temperatur des Speichermediums). Dabei liegt das Speichermedium als Satt Dampf bzw. Nassdampf vor, sodass der Druck im Speicher dem Dampfdruck entspricht ( $p_{sp} = p_{sat}(T_{SM})$ ). Für die weiteren Prozesse und Stoffparameter (Dichte  $\rho$ , Viskosität  $\eta$ , Oberflächenspannung  $\sigma$ , Wärmekapazität  $c_p$ , thermische Diffusion  $\alpha$ , Verdampfungsenthalpie  $\Delta h_{SM,pc}$ ) im Speicher gilt der Speicherdruck als „Umgebungsdruck“.

Der flächenspezifische Wassermassenstrom ( $\dot{m}'_W$ ) ist proportional zur flächenspezifischen Einspeicherleistung und ist damit steuer- bzw. einstellbar. Einflussgrößen aus der Konstruktion sind der Düsenaustrittsdurchmesser ( $d_o$ ), die Anzahl der Düsen pro m<sup>2</sup> ( $n'_o$ ) bzw. Längeneinheit ( $\sqrt{n'_o}$ ) und eine vorgesehene Fallstrecke ( $h_Q$ ). Somit ergibt sich für das Modell die Funktionsgleichung (6):

$$\dot{Q}' = f(T_{W,i}, T_{SM}, \dot{m}'_W, d_o, \sqrt{n'_o}, h_Q) \quad (6)$$

Durch die vorgesehene Fallstrecke ergibt sich ein Wärmeübertragungsraum ( $V'_Q = A'_Q \cdot h_Q$ ), der bei einer Übertragung des Modells auf den Energiespeicher mehrfach nebeneinander als auch übereinander angeordnet werden kann. Wobei ein Ineinanderfließen der Tropfen konstruktiv unterbunden werden müsste. Dieser Bauaufwand sowie der für die Tropfenerzeugung vergrößern den benötigten Platzbedarf um ein gewisses Totraum, welcher hier nicht weiter berücksichtigt wird. Die vertikale Position der Tropfenerzeugung könnte fest im Speicher oder flexibel, also vertikal verstellbar und so mit einer konstanten Fallstrecke, realisiert werden.



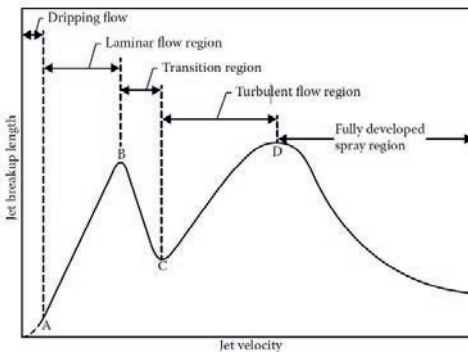
## 2.2 Tropfenerzeugung

Für die Wärmeübertragung und Ausnutzung der Tropfen bzw. des eintretenden Wassers ist der Durchmesser und die Verweilzeit im Wärmeübertragungsraum maßgebend. Damit stellt sich die Frage, unter welchen Bedingungen sich Tropfen in einer Gasatmosphäre bilden, die eine ca. 70-mal höhere Dichte als Luft bei Umgebungsbedingungen besitzt. Außerdem wird untersucht, ob und wann ein Strahl aus einer Düse bei den herrschenden Bedingungen zu feinen Tröpfchen zerfällt.

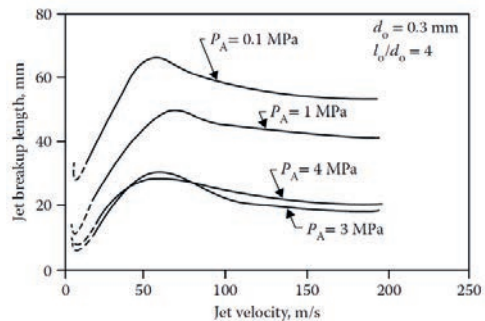
Die Tropfenerzeugung erfolgt durch Auslaufen aus einem Lochblech mit  $n_o'$  Öffnungen mit gleichem Abstand. Damit wird eine Gleichverteilung der Tropfen ermöglicht. Zudem besitzen, je nach Strahlzerfallsregime, die Tropfen annähernd den gleichen Durchmesser (monodispers). Die Ermittlung der Düsenaustrittsgeschwindigkeit ( $w_o$ ) erfolgt durch die Kontinuitätsbedingung (7):

$$\dot{m}'_W \sim \dot{V}'_W = n_o' \frac{\pi}{4} d_o^2 w_o \quad (7)$$

Die Erzeugung der Tropfen aus einer Düse bzw. aus dem entstehenden Flüssigkeitsstrahl mit anschließendem Strahlzerfall hängt vom eintretenden Zerfallsregime ab. Untersuchungen zur Strahlstabilität wurden bereits von einer Vielzahl von Autoren veröffentlicht. Zusammenfassungen der Mechanismen und Beschreibung der Zerfallsmodelle wurden von Eggers und Villermaux [3], Birouk und Lekic [4], Ashgriz [5], Lefebvre und McDonell [6], Dumouchel [7], sowie Renoult et. al. [8] veröffentlicht. Eine Einteilung der Zerfallsregime wird in Abb. 6 qualitativ dargestellt. Auf der Abszisse aufgetragen ist die Austrittsgeschwindigkeit, auf der Ordinate die Strahlzerfallslänge. Der tatsächliche Verlauf der Kurve hängt jedoch von verschiedenen weiteren Einflussparametern ab, wie Abb. 7 anhand des Gasdrucks und der daraus resultierenden Dichte zeigt. Die Autoren Ashgriz [5], Lefebvre und McDonell [6] und Dumouchel [9] weisen darauf hin, dass für ein laminaren Düsenstrahl in einer Umgebung mit hoher Dichte die Auswirkungen auf den Strahlzerfall zu wenig untersucht sind und keine exakten Modelle existieren.



**Abb. 6: qualitative Darstellung der Strahlzerfallslänge zur Düsenaustrittsgeschwindigkeit [5]**



**Abb. 7: Einfluss des ambienten Gasdrucks und der daraus resultierenden Dichte auf die Strahlzerfallslänge [10]**

Die in Abb. 6 dargestellten Zerfallsregime werden durch die Punkte A bis D in Bereiche eingeteilt. In

Tab. 2 werden die Bereiche und Zerfallsregime erläutert und die primären Einflussfaktoren genannt. Die Einordnung, welches Zerfallsregime vorliegt, erfolgt über einen Vergleich der Grenzkriterien mit der Weber-Zahl für die flüssige (Index: W)<sup>5</sup> bzw. gasförmige (Index: G) Phase. Die Weber-Zahl berechnet sich nach (8) bzw. (9).

<sup>5</sup> W für Wasser. In anderen Veröffentlichungen wird häufig der Index: L für die flüssige Phase beim Strahlzerfall verwendet. Da es später zur Kondensation des Ethans kommt wurde zur Unterscheidung der Medien der Index: L der flüssigen (liquiden) Ethanphase vorbehalten.

Tab. 2: Einordnung der Strahlzerfallsregime<sup>6</sup>

Punkt im Diagramm	Bezeichnung	Strahlbeschreibung	Primärer Einflussfaktor zur Tropfenerzeugung	Grenzkriterium	Darstellung des Zerfallsregime		
↓ Düsenaustritts- geschwindigkeit steigend	A	Abtropfen	keine Strahlbildung	Oberflächenspannung, Gravitation	↓ We <sub>G</sub> und We <sub>G</sub> steigend		
	B	Rayleigh-Zerfall	laminarer Strahl	Oberflächenspannung			$We_{GW} = 8$
	C	erster wind-induzierter Zerfall	laminarer Strahl	Oberflächenspannung, mit Gasphaseneinfluss			$We_G < 0,4$ oder: $We_G < 1, 2 + 3, 4 Oh^{0,9}$
	D	zweiter wind-induzierter Zerfall	Übergang laminarem zu turbulentem Strahl	ambiante Gasphase, Oberflächenspannung			$We_G = 13$
		Zerstäubung	turbulenter Strahl	ambiante Gasphase			$We_G = 40,3$

Weitere Ähnlichkeitszahlen zur Einordnung des Strahlzerfalls sind die Reynolds-Zahl  $Re$  (10) und (11), sowie die Ohnesorge-Zahl  $Oh$  (12), welche sich auch durch  $Oh = \sqrt{We_{W;o}} / Re_{W;o}$  berechnen lässt.

$$We_{W;o} = \frac{\rho_W d_o w_o^2}{\sigma_W} \quad (8) \qquad We_{G;o} = \frac{\rho_G d_o w_o^2}{\sigma_W} \quad (9)$$

$$Re_{W;o} = \frac{\rho_W d_o w_o}{\eta_W} \quad (10) \qquad Re_{G;o} = \frac{\rho_G d_o w_o}{\eta_W} \quad (11)$$

$$Oh = \frac{\eta_W}{\sqrt{\sigma_W \rho_W d_o}} \quad (12)$$

Zur Berechnung der Tropfengröße und Frequenz wurde das Berechnungsmodell von Sterling und Sleicher [11] verwendet, welches auf dem, von Rayleigh beschriebenen und von Weber [12] weiterentwickelten, achssymmetrischen Strahlzerfall basiert. Das Modell berücksichtigt ansatzweise das ambiante Gas, jedoch hat Etzold [13], auch mit seinem (für seine Anwendung) verbesserten Modell, Abweichungen für hier zutreffendere Bereiche festgestellt.

Ausgehend von einem zylindrischen Flüssigkeitsstrahl mit einem Radius  $r_o$  wirkt eine Anfangsstörung  $C$ , die mit einer Wellenwachstumsrate  $\omega$  über die Zeit  $\tau$  anwächst. Die Beschreibung der Strahloberfläche in Richtung der Bewegungsachse  $z$  erfolgt nach Gleichung (13). Der Aufbruch des Strahls erfolgt bei  $0 = \Re\{r(z, \tau)\}$ .

$$r(z, \tau) = r_o + C e^{\omega\tau + i\frac{k}{r_o}z} \quad (13)$$

Davon ausgehend, dass die Wellenwachstumsrate mit ihrem Maximum  $\omega_{max}$  auf den Strahl einwirkt, erfolgt die Bestimmung der zugehörigen optimalen dimensionslosen Wellenzahl  $k_{opt}$  nach (14) [11].

$$\omega^2 F_1 + \omega(F_2 i + F_3) = F_4 + F_5 \quad (14)$$

Mit:

$$F_1 = \frac{k}{2} \frac{I_0(k)}{I_1(k)} + \frac{\rho_G k}{2\rho_W} \frac{K_0(k)}{K_1(k)} \qquad F_2 = \frac{w_o \rho_G k^2}{\rho_W r_o} \frac{K_0(k)}{K_1(k)} \qquad F_4 = \frac{\sigma_W}{2\rho_W r_o^3} (1 - k^2) k^2$$

$$F_3 = \frac{\eta_W k^2}{\rho_W r_o^2} \left[ \frac{2k I_0(k)}{I_1(k)} - 1 + \left[ \frac{2k^2}{k_1^2 - k^2} \right] \left[ k \frac{I_0(k)}{I_1(k)} - k_1 \frac{I_0(k_1)}{I_1(k_1)} \right] \right] \qquad F_5 = C \frac{w_o^2 \rho_G k^3}{2r_o^2 \rho_W} \frac{K_0(k)}{K_1(k)}$$

$$k_1 = \sqrt{\frac{\omega \rho_W r_o^2}{\eta_W} + k^2} \qquad C = 0,175$$

Die Zeit bis zum Aufbruch  $\tau_b$  und die damit verbundene Strahlänge  $z_b$  kann über (15) bzw. (16) ermittelt werden. Wobei die Anfangsstörung  $C$  bzw.  $\ln(d_o/2C)$  sich nicht berechnen lässt, sondern messtechnisch ermittelt werden muss. Die von Etzold [13] aus der Fachliteratur zusammengetragenen  $\ln(d_o/2C)$ -Werte weisen einen Betrag zwischen 7,1 und 22,2 auf, die von ihm gemessenen lagen im Bereich zwischen 12,9 und 13,9.

<sup>6</sup> Berechnungskriterien und Darstellung wurden von Dumouchel [9] übernommen

$$\tau_b = \frac{1}{\omega} \ln\left(\frac{d_o}{2C}\right) \quad (15)$$

$$z_b = \frac{w_o}{\omega} \ln\left(\frac{d_o}{2C}\right) \quad (16)$$

Bei den im Modell gewählten Bedingungen und einer Variation des  $\ln(d_o/2C)$ -Wertes wurde kein signifikanter Unterschied für die Aufbruchzeit und -Länge festgestellt. Da diese Werte keinen maßgebenden Einfluss auf die Wärmeübertragung haben und sich auf den hier nicht weiter betrachteten Totraum auswirken, wurde ein hoher Wert  $\ln(d_o/2C) = 22$  gewählt. Das setzt eine geringe Anfangsstörung voraus und führt zu einem längeren Strahl.

Über die Strahlwellenlänge  $\lambda = k \cdot \pi d_o$  und die Kontinuitätsbedingung (17) kann das Tropfenvolumen bzw. der Tropfendurchmesser  $d_D$  bestimmt werden.

$$\dot{V}_o = \frac{\pi}{4} d_o^2 w_o = \frac{\pi}{6} d_D^3 \frac{w_o}{\lambda} \quad (17)$$

Die Tropfenfrequenz  $f_D$  entspricht dem Verhältnis aus Düsenaustrittsgeschwindigkeit zu Strahlwellenlänge  $f_D = w_o/\lambda = w_o/k \cdot \pi d_o$ .

### 2.3 Verweilzeit

Die Verweilzeit ( $\tau_f$ ) des Tropfens in der Gasatmosphäre ist die Zeit, die ein Tropfen für die Fallstrecke ( $h_Q$ ) benötigt. Für einen Tropfen gilt die Kräftebilanz (18), mit der Gravitations- ( $F_G$ ), Auftriebs- ( $F_A$ ) und Widerstandskraft ( $F_W$ ).

$$\Sigma F = 0 = F_G - F_A - F_W = \frac{\pi}{6} d_D^3 g (\rho_W - \rho_G) - \frac{\pi}{8} d_D^2 \rho_G w_D^2 c_{W,D} \quad (18)$$

Der Widerstandsbeiwert für einen Tropfen kann von einem sphärischen Körper mit  $c_{W,D} = f(Re_G)$  ermittelt werden. Mit den Annahmen, dass die Dichten  $\rho_W$  und  $\rho_G$  konstant sind, der Tropfendurchmesser  $d_D$ , trotz Kondensation, näherungsweise nicht anwächst und die Zeit zur Beschleunigung des Tropfens auf die Endgeschwindigkeit vernachlässigt wird, kann eine gemittelte Fallgeschwindigkeit  $\bar{w}_D(T_W, T_{SM}, d_D)$  ermittelt und damit die Verweilzeit ( $\tau_f$ ) bestimmt werden.

### 2.4 Wärmeübertragung

Bis zum Entstehen des Tropfens wird keine Wärmeübertragung berücksichtigt. Die ermittelte Wärmemenge basiert daher ausschließlich auf der am Tropfen erfolgten Wärmeübertragung, wie im Folgenden beschrieben.

Die Wärmeübertragung im Tropfeninneren erfolgt im verwendeten Modell durch eine instationäre Wärmeleitung in einer festen Kugel (19). Eine Zirkulation im Tropfen oder Erhöhung der Übertragungsrate durch Oszillation des Tropfens ist nicht Gegenstand des Modells.

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} = \alpha \left( \frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) \quad (19)$$

Zur Direktkontaktkondensation wurden von Ford und Lekic [14] sowie von Jacobs und Cook [15] bereits Berechnungsmodelle vorgestellt. In beiden Quellen wird die Wärmemenge über den dimensionslosen Tropfenanwuchs  $B = \frac{d_D}{d_{D,i}} = \frac{r_D}{r_{D,i}}$  berechnet und jeweils eine Funktion zur Bestimmung des Tropfenwachstums in Abhängigkeit von den Ähnlichkeitszahlen nach Fourier ( $Fo$ ) (20) und Jakobs ( $Ja$ ) konstatiert. Die Dimensionslose Jakobs-Zahl  $Ja$  muss, wie auch von Jacob und Cook angewandt, durch das Dichteverhältnis von Wassertropfen zu Ethankondensat ( $\rho_W/\rho_L$ ) erweitert werden. In den meisten Untersuchungen wurde die Kondensation von Wasserdampf an Wassertropfen behandelt, bei diesen liegt das Dichteverhältnis bei eins und diese Unterscheidung entfällt, wie auch bei Ford und Lekic. Zur Unterscheidung wird hier der Index:  $\rho$  zur Jakobs-Zahl eingeführt (21).

$$Fo = \alpha_W \frac{\tau}{r_D} \quad (20)$$

$$Ja_\rho = \frac{\rho_W c_{p,W} (T_{SM} - T_{W,i})}{\rho_L \Delta h_{SM,pc}} \quad (21)$$

Die von Jacobs und Cook eingeführte Isolationsschicht durch Kondensat an der Oberfläche des Tropfens zeigte nur in den ersten 0,1 Sekunden der Wärmeübertragung einen Unterschied zur Berechnungsmethode von Ford und Lekic. Bei (nahezu) vollständiger Ausnutzung des Tropfens wurden

keine signifikanten Unterschiede der Modelle festgestellt. Aus Gründen der Performance wird die Methode von Ford und Lelic verwendet, wie (22) zeigt.

$$B(\tau) = 1 + \left( (1 + Ja_\rho)^{1/3} - 1 \right) \cdot (1 - e^{-\pi^2 Fo})^{1/2} \quad (22)$$

Mittels eines maximalen relativen Durchmessers  $B_\infty$  (23) kann die dimensionslose Ausnutzung des Tropfens  $Q^*$  über (24) bestimmt werden. Die übertragene Wärmemenge  $Q_D$  (25) ergibt sich aus der Ausnutzung des Tropfens und der maximalen Wärmemenge  $Q_{D,max}$ , die ein Tropfen aufnehmen kann. Wobei die maximale Wärmemenge, wie in (26) beschrieben, ermittelt werden kann.

$$B_\infty = (1 + Ja_\rho)^{1/3} \quad (23) \quad Q^* = \frac{B-1}{B_\infty-1} \quad (24) \quad Q_D = Q^* \cdot Q_{D,max} \quad (25)$$

$$Q_{D,max} = \frac{\pi}{6} d_D^3 \rho_W c_{p,W} \cdot (T_{SM} - T_{W;i}) \quad (26)$$

Für die Berechnung des spezifischen Wärmestroms  $\dot{Q}'$  ergibt sich aus dem Produkt von übertragener Wärmemenge am Tropfen  $Q_D$ , der Tropfenfrequenz  $f_D$  und der Anzahl an Düsenöffnungen  $n'_o$  wie (27) zeigt.

$$\dot{Q}' = Q_D \cdot f_D \cdot n'_o \quad (27)$$

## 2.5 Berechnungsergebnisse aus dem Wärmeübertragungsmodell

Das bisher beschriebene Wärmübertragungsmodell  $\dot{Q}' = f(T_{W;i}, T_{SM}, \dot{m}'_W, d_o, \sqrt{n'_o}, h_Q)$  (6) wurde im Softwareprogramm *Engineering Equation Solver (EES)* [2] implementiert und mit den dort hinterlegten Fluidaten für Wasser und Ethan ausgeführt. Die Wassereintrittstemperatur ( $T_{W;i} = 10 \text{ °C}$ ) und Ethantemperatur ( $T_{SM} = 15,7 \text{ °C}$ ) sind in Anlehnung an die Speichersimulation zum Ende der Beladung gewählt. Der Massenstrom wurde auf  $\dot{m}'_W = 1 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$  und der Düsenaustrittsdurchmesser auf  $d_o = 1 \text{ mm}$  festgelegt, die Höhe des Wärmeübertragungsraums wie oben beschrieben auf  $h_Q = 2 \text{ m}$ .

Für die Anzahl der Düsenlöcher  $n'_o = 1600 \frac{1}{\text{m}^2}$  ergibt sich ein Abstand zwischen von Düsenlochmitte zu Mitte von  $\Delta s_o = 25 \text{ mm}$ . Zusätzlich wurden für den Eintritt in den Düsenkanal ein Druckverlustbeiwert von  $\zeta_i = 0,5$  und für den Düsenkanal eine Länge von  $l_o = 3 \text{ mm}$  mit einer relativen Rauigkeit von  $d/k = 0,0004$  berücksichtigt.

Es wurde eine Wärmeübertragungsleistung von  $\dot{Q}' = 23,46 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$  ermittelt. Dabei werden die Tropfen beim Verlassen des Wärmeübertragungsraums bis auf  $Q_D^* = 98,49 \%$  ausgenutzt. Die entsprechende Wassertemperatur hat im Mittel  $T_{W;D;out} = 15,61 \text{ °C}$ . Die in der Speichersystems simulation angenommene Temperaturdifferenz, liegt über der im Wärmeübertragungsmodell ermittelten. Dies wirkt sich positiv auf die Übertragungseffizienz aus und führt damit einer Verbesserung des Beladungswirkungsgrads.

Der theoretische Anwuchs des relativen Tropfendurchmessers wurde zu  $B = 1,087$  ermittelt, wobei fraglich ist, ob das hydrophobe Ethan sich am Wassertropfen anlagert. Eine Abtrennung und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Fallstrecke und die nachfolgenden Tropfen kann nicht bewertet werden. Während der Tropfen mit einer Geschwindigkeit von  $w_D = 0,8848 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  fällt, ergibt sich eine stark turbulente Strömung ( $Re_{G;D} = 11424$ ) um den Tropfen, die ebenfalls Auswirkungen auf den nachfolgenden Tropfen haben kann, da der berechnete Abstand zwischen den Tropfen  $\Delta z_D = 5 \text{ mm}$  beträgt. Die Verweilzeit des Tropfens im betrachteten Raum beträgt  $\tau_f = 2,26 \text{ s}$ .

Für den Tropfen wurde ein Durchmesser nach dem Abtropfen von  $d_D = 1,888 \text{ mm}$  ermittelt. Die Frequenz der Tropfen beträgt  $f_D = 177,1 \frac{1}{\text{s}}$ , wobei die Düsenaustrittsgeschwindigkeit mit  $w_o = 0,795 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  unterhalb der Tropfenfallgeschwindigkeit liegt. Die prognostizierte Düsenstrahlänge wurde auf  $z_b = 66,16 \text{ mm}$  ermittelt und fällt damit eher gering aus. Die Weberzahl für den Strahl  $We_{W;o} = 8,52$  liegt

über dem Kriterium von 8, sodass es nicht zum Abtropfen kommt, bei dem der erwartete Tropfendurchmesser größer ausfallen würde.

### 3. Schlussfolgerung

Im ersten Teil wurde ein neues Energiespeicherkonzept vorgestellt und eine erste Dimensionierung eines Speichers durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass die Effizienz der Wärmeübertragung und die damit verbundene Kondensation des Speichermediums einen direkten Einfluss auf den Be- und Entladeprozess hat und damit auf den Nutzungsgrad des Speichers.

Im zweiten Teil wurde die Annahme zur Wärmeübertragung bei der Beladung überprüft. Mit den verwendeten Modellen konnte bereits ohne Optimierung eine Übertragungsleistung von  $\dot{Q}' = 23,46 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$  erreicht werden. Für die im ersten Teil erfolgte Dimensionierung des PHAP ergibt sich durch den Massenstrom eine horizontale Fläche von 5.430 m<sup>2</sup> bzw. einem Volumen von 10.860 m<sup>3</sup> für den benötigten Wärmeübertragungsraum. Dies Volumen entspricht ca. 10,6 % vom gesamten Speicher und ist damit um 3,6 %-Punkte größer als das bereits berücksichtigte Volumen. Die erreichte Wärmeübertragungsleistung ist mit 127,4 MW um etwa 7,9% größer als die in der Speichersystems simulation ermittelte Leistung von 118 MW.

Somit kann von einer technischen Realisierbarkeit des Beladevorgangs in Bezug auf die Wärmeübertragung/Kondensation des Speichermediums gesprochen werden.

### Danksagung

Die Autoren danken dem Freistaat Thüringen und der Europäischen Union für die Unterstützung aus Mitteln des Europäischen Sozialfonds und aus Landesmitteln. Ohne diese Finanzierung wären die durchgeführten Untersuchungen nicht möglich gewesen. Förderkennzeichen: 2018FGR0084



Ministerium  
für Wirtschaft, Wissenschaft  
und Digitale Gesellschaft



### Literaturverzeichnis

- [1] Agora Energiewende: *Stromspeicher in der Energiewende. Stromspeicher in der Energiewende Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Publication number: 050/10-S-2014/DE. Berlin, 2014.*
- [2] S. A. Klein, *Engineering Equation Solver (EES), Version 10.872-3D. F-Chart Software, Madison, Wisconsin, 2020.*
- [3] J. Eggers und E. Villermaux, „Physics of liquid jets,“ *Reports on Progress in Physics*, Bd. 71, p. 036601, 2 2008.
- [4] M. Birouk und N. Lekic, „LIQUID JET BREAKUP IN QUIESCENT ATMOSPHERE: A REVIEW,“ *Atomization and Sprays*, Bd. 19, p. 501–528, 2009.
- [5] N. Ashgriz, Hrsg., *Handbook of Atomization and Sprays*, Springer US, 2011.
- [6] A. H. (. H. Lefebvre and V. G. McDonell, *Atomization and sprays*, Second edition. ed., Boca Raton : CRC Press, Taylor & Francis Group, CRC Press is an imprint of the Taylor & Francis Group, an informa business,, 2017.
- [7] C. Dumouchel, „Liquid Atomization and Spray: A Multi-Scale Description,“ in *Volume 1A, Symposia: Keynotes; Advances in Numerical Modeling for Turbomachinery Flow Optimization;*

*Fluid Machinery; Industrial and Environmental Applications of Fluid Mechanics; Pumping Machinery*, 2017.

- [8] M.-C. Renoult, G. Brenn, G. Pohl und I. Mutabazi, „Weakly nonlinear instability of a Newtonian liquid jet,“ *Journal of Fluid Mechanics*, Bd. 856, p. 169–201, 10 2018.
- [9] C. Dumouchel, „On the experimental investigation on primary atomization of liquid streams,“ *Experiments in Fluids*, Bd. 45, p. 371–422, 6 2008.
- [10] H. Hiroyasu, M. Shimizu und M. Arai, „The breakup of high speed jet in a high pressure gaseous atmosphere,“ *ICLASS-82*, pp. 69-74, 1982.
- [11] A. M. Sterling und C. A. Sleicher, „The instability of capillary jets,“ *Journal of Fluid Mechanics*, Bd. 68, p. 477–495, 4 1975.
- [12] C. Weber, „Zum Zerfall eines Flüssigkeitsstrahles“ *ZAMM - Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, Bd. 11, p. 136–154, 1931.
- [13] M. Etzold, "Zeitmodulierte, monodisperse Tropfengenerierung zur Herstellung von Feinstsprays," FAU University Press, 2019.
- [14] J. D. Ford und A. Lekic, „Rate of growth of drops during condensation,“ *International Journal of Heat and Mass Transfer*, Bd. 16, p. 61–64, 1 1973.
- [15] H. R. Jacobs und D. S. Cook, „Direct Contact Condensation on a non-circulating Drop,“ in *Proceeding of International Heat Transfer Conference 6*, 1978.

## Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Phasenwechselnden Pumpspeicherkraftwerks am deutschen Strommarkt

Sören Lontke<sup>1</sup>, Thomas Link<sup>1</sup>, Eva Knahl<sup>1</sup>, Rio Rathje<sup>1</sup>, Hansjörg Lehmkuhl<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen, 99734 Nordhausen

<sup>2</sup>Fakultät für Architektur und Urbanistik, Bauhaus-Universität Weimar, 99425 Weimar

Kontakt: soeren.lontke@hs-nordhausen.de

### Abstract

In dieser Arbeit wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für das Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk (PHAP) nach der Kapitalwertmethode durchgeführt. Dabei werden zunächst die Erlöse ermittelt, die beim parallelen Handel mit mehreren Stromprodukten am Spotmarkt erzielt werden können. Weiterhin werden die spezifischen Investitionskosten für die Leistung beeinflussende Anlagenteile und für die Speicherkapazität beeinflussende Anlagenteile, sowie die spezifischen Energiekosten bezogen auf die erzeugte MWh ermittelt.

Es konnte nachgewiesen werden, dass durch die Verwendung von zwei Stromprodukten eine Steigerung der Erlöse um bis zu 75 % erreicht werden kann, bezogen auf das Stromprodukt mit den größeren Erlösen bei der einzelnen Betrachtung. Weiterhin wurde herausgearbeitet, dass die spezifischen Investitionskosten für das PHAP von 400 – 600 €/kW und 200 – 250 €/kWh, sowie die Energiekosten bei 29 – 212 €/MWh bei 100 – 720 Jahreszyklen liegen. Damit liegen die zu erwartenden Kosten im mittleren Bereich der Prognosen der konkurrierenden Technologien.

### 1. Einleitung

Im Zuge der angestrebten Klimaneutralität und der damit verbundenen Energiewende hin zu immer größeren Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien ist ein Ausbau der Kapazitäten und Strukturen von Energiespeichern unumgänglich. Neben ausreichenden Speicherkapazitäten bedeutet dies auch eine ausreichende Vielfalt an Technologien, um die verschiedenen Anforderungen an Speicherdauer und Ansprechzeiten erfüllen zu können [1]. Das *Phasenwechselnde Pumpspeicherkraftwerk* (PHAP) hebt sich hierbei durch seine guten Eigenschaften als Langzeitspeicher ohne spezifische Standortanforderungen hervor. Damit hat das PHAP deutliche Vorteile gegenüber vielen Speichertechnologien die bereits kommerziell eingesetzt werden.

Über den Erfolg einer Speichertechnologie entscheidet neben der technischen Umsetzbarkeit und Beherrschbarkeit letztlich die Wirtschaftlichkeit. Die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern kann auf zwei Arten bewertet werden. Betrachtet man den Energiespeicher als einzelnes Investitionsobjekt, so wird der Gewinn über das Arbitragegeschäft an der Strombörse erzielt. Die Bilanz ist somit von den Strompreisen, insbesondere von deren Schwankungen, sowie von den Investitions- und Betriebskosten abhängig. Wird der Energiespeicher hingegen als Teil eines Systems gesehen, z.B. ein großes Unternehmen oder das Stromnetz, kann er als Alternative zu einer anderen erforderlichen Investition betrachtet werden. In diesem Fall muss der Energiespeicher selber nicht wirtschaftlich sein, es ist ausreichend, wenn er günstiger ist als die ohnehin erforderliche Investition [2]. Im Rahmen des Projektes *PHAP* werden diese beiden Varianten untersucht.

## 2. Kapitalwertmethode

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsgütern und Produktionsanlagen gibt es verschiedene Methoden. Eine der am häufigsten angewandten ist die Kapitalwertmethode, welche auch in VDI Richtlinie 6025 [3] empfohlen und beschrieben wird. Der Grundgedanke besteht darin, alle Zahlungsflüsse während der Lebensdauer eines Objekts auf einen bestimmten Zeitpunkt zu diskontieren. Der Bezugszeitpunkt ist in der Regel die Inbetriebnahme. Bei der Diskontierung werden sowohl Preisänderungsraten  $j$  und Kapitalzinssätze  $i$  berücksichtigt. Dies ermöglicht es, auch Objekte mit unterschiedlich langer Lebensdauer miteinander zu vergleichen. Der Kapitalwert  $K$  gibt den Wert des Objekts bei der Inbetriebnahme an. Nur bei  $K > 0$  ist eine Investition wirtschaftlich sinnvoll.

Es gibt grundsätzlich die beiden Zahlungsströme Einzahlung  $E$  und Auszahlung  $A$ . Mit der Annahme, dass die Investitionskosten zum Bezugszeitpunkt  $t = 0$  fällig werden, ergibt sich der Kapitalwert nach Gleichung 1. Dabei ist  $q = i+1$  der Aufzinsungsfaktor, mit dem Kapitalzins  $i$ .  $T$  ist die Lebensdauer der Anlage. Wird bei einer Zahlungsreihe zusätzlich eine Preisänderungsrate  $j$  wirksam, so erweitert sich die Formel zur Berechnung von  $K$  wie in Gleichung 2 dargestellt.

$$K = -A_0 + K = -A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_t - A_t}{q^t} \quad (1)$$

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_t \cdot (1+j)^t - A_t \cdot (1+j)^t}{q^t} \quad (2)$$

Bei regelmäßigen Zahlungsreihen lässt sich der Kapitalwert mit dem Barwertfaktor  $b$  wie in Gleichung 3 ausdrücken. Der Barwertfaktor aus Gleichung 3 gilt für Zahlungsreihen, bei denen die Zahlung zu jeder Periode  $t \geq 1$  erfolgt, und der Grundwert  $x$  der Zahlung zum Zeitpunkt  $t = 0$  gültig ist. Ist  $x$  bereits für den Zeitpunkt  $t = 1$  gültig, so vereinfacht sich  $b$  nach Gleichung 4. Verschiebt sich eine Zahlungsreihe dahin, dass die erste Zahlung bei  $t = 0$  fällig wird und die letzte Zahlung daraufhin bei  $t = T-1$  erfolgt, so ergibt sich der Kapitalwert nach Gleichung 5.

$$K_x = x \cdot b = x \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^T}{(1+i) - (1+j)} \cdot (1+j) \quad (3)$$

$$K_x = x \cdot b = x \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^T}{(1+i) - (1+j)} \quad (4)$$

$$K_x = x \cdot b = x \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^{T-1}}{(1+i) - (1+j)} \cdot (1+j) + 1 \quad (5)$$

Ein weiterer möglicher Fall sind Zahlungsreihen, die regelmäßig, aber nicht mit dem einfachen periodischen Intervall erfolgen. Ist das Intervall das  $n$ -fache der einfachen Periode, so wird der Kapitalwert nach Gleichung 6 berechnet.

$$K_x = x \cdot b = x \cdot \frac{1 - \left(\frac{(1+j)^n}{(1+i)^n}\right)^{T/n}}{(1+i)^n - (1+j)^n} \cdot (1+j)^n = x \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^T}{(1+i)^n - (1+j)^n} \cdot (1+j)^n \quad (6)$$

Der Kapitalwert des gesamten Objekts ergibt sich schließlich aus der Summe der Kapitalwerte der einzelnen Zahlungsreihen und Einzelzahlungen nach Gleichung 7.



$$K_{Ges} = \sum K \quad (7)$$

### 3. Erlösmöglichkeiten am deutschen Energiemarkt

Der europäische Stromhandel wird hauptsächlich über den Terminmarkt, Spotmarkt und sog. OTC Handel abgewickelt. Der Terminmarkt und Spotmarkt werden größtenteils über die European Energy Exchange AG (EEX) abgewickelt. Für den OTC Handel gibt es auch eine Plattform bei der EEX, diese Geschäfte können aber auch direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher abgeschlossen werden. Aufgrund seiner langfristigen Auslegung und geringen Schwankungen beim Strompreis bietet sich der Terminmarkt für Arbitragegeschäfte nicht an. Auch der OTC Handel ist aufgrund seiner geringen Automatisierung und Standardisierung für Stromspeicher nicht gut geeignet. Der Spotmarkt zeichnet sich durch kurzfristige Handelsverträge und größere Preisdifferenzen aus. Der Spotmarkt besteht aus drei Märkten mit jeweils mehreren handelbaren Stromprodukten. Der *Day Ahead Markt* besteht aus 1h-Produkten und Blockkontrakten. Die Gebote für den Handel müssen am Vortag der Vertragserfüllung bis 12 Uhr abgegeben werden. Anschließend werden die Zuschläge nach dem Verfahren des *Markt clearing Preises* vergeben. Bei der *Intraday Auktion* werden 1h-, 1/2h- und 1/4h-Produkte sowie eine geringe Anzahl von Blockkontrakten angeboten. Anders als der Name des Marktes vermuten lässt, müssen die Gebote am Vortag bis 15 Uhr abgegeben werden. Die Vergabe der Zuschläge erfolgt hier ebenfalls nach dem Verfahren des *Markt clearing Preises*. Der *Kontinuierliche Intraday Markt* besteht aus 1h-, 1/2h- und 1/4h-Produkten. Der Handel beginnt hier am Vortag um 15 Uhr und ist bis 5min vor Lieferbeginn möglich. Die Gebote werden nach dem *Pay-as-bid-Verfahren* zusammengeführt. Dies geschieht zeitkontinuierlich, d.h. sobald ein Angebot günstiger ist als eine Nachfrage, werden diese Gebote zum jeweils gebotenen Preis ausgeführt. [4]

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des PHAP im Arbitragegeschäft werden zunächst die möglichen Erlöse am deutschen Spotmarkt ermittelt. Hierzu werden exemplarisch die Strompreise eines Jahreszyklus (01.10.2018 – 30.09.2019) der in Tabelle 1 aufgeführten Stromprodukte und Produktkombinationen verwendet.

**Tab. 1: Stromprodukte und untersuchte Varianten der Kombinationen**

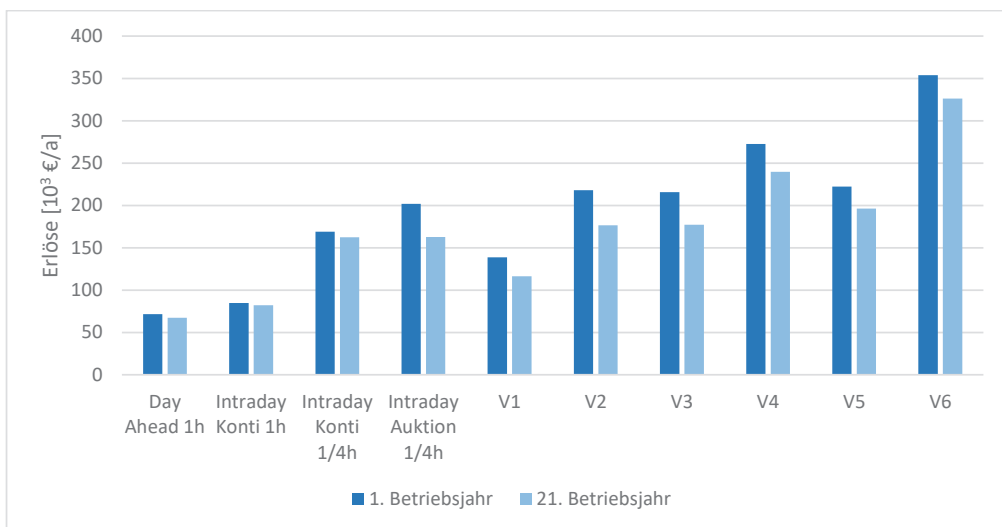
<b>Day Ahead 1h</b>	
<b>Kontin. ID 1h</b>	
<b>Kontin. ID 1/4h</b>	
<b>Auktion ID 1/4h</b>	
<b>V1</b>	Day Ahead 1h + Kontin. ID 1h
<b>V2</b>	Day Ahead 1h + Kontin. ID 1/4h
<b>V3</b>	Day Ahead 1h + Auktion ID 1/4h
<b>V4</b>	Kontin. ID 1h + Kontin. ID 1/4h
<b>V5</b>	Kontin. ID 1h + Auktion ID 1/4h
<b>V6</b>	Kontin. ID 1/4h + Auktion ID 1/4h

Da für jedes Stromprodukt für jede Zeitscheibe ein individueller Preis ermittelt wird, ist durch die Kombination mehrerer Stromprodukte zur Ermittlung der Erlöse eine Wertsteigerung zu erreichen. Deshalb wurden hierzu alle möglichen Zweierkombinationen untersucht. Die verschiedenen Simulationsmodelle werden für die technischen Randbedingungen des PHAP und die wirtschaftlichen Randbedingungen aus Tabelle 2 aufgebaut.

**Tab. 2: Technische und wirtschaftliche Randbedingungen zur Simulation der Erlöse durch Arbitragegeschäfte**

$P_{EI}$	16 MW	
E	72 MWh	
$\eta_{Motor}$	0,98	
$\eta_{Generator}$	0,98	
$\eta_{Pumpe}$	0,90	
$\eta_{Turbine}$	0,91	
$\eta_{ProzessEin}$	0,99	
$\eta_{ProzessAus}$	0,97	
$\eta_{EILeitungsverluste}$	0,99	
Konzessionsabgabe	1,10 €/MWh	
AbLavUmlage	0,05 €/MWh	
Netzentgelt	40.000 €/MW	Jahresleistungspreis
StromNEV-Umlage	3,05 €/MWh	Wird mit Beginn des 21. Betriebsjahres fällig
Provision	1,00 €/MWh	
Direktvermarkter		

Weiterhin müssen die Regularien der EPEX Spot, einer Tochtergesellschaft der EEX, die den Spotmarkt betreibt, eingehalten werden. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität des PHAP sind diese neben der Leistung des PHAP ein weiteres Kriterium für die Gebotsabgabe.



**Abb. 1: Maximale Erlöse am deutschen EPEX Spotmarkt für das 1.-20. Betriebsjahr und für das 21. – 40. Betriebsjahr**

Aufgrund von Wettervorhersagen ist es möglich, die Erzeugungsleistung der Erneuerbaren Energien und den Einfluss auf die Strompreise am Spotmarkt abzuschätzen. Diese Erfahrungswerte der entsprechenden Akteure werden in der Form berücksichtigt, dass eine perfekte Vorhersage der Strompreisentwicklung des nächsten Handelstages angenommen wird, allerdings nur für das Stromprodukt, welches zeitlich die früheste Handelsfrist besitzt. Beim später gehandelten Stromprodukt

muss hingegen die Erfüllbarkeit aller bezuschlagten Handelsverträge mit jedem abgegebenen Gebot garantiert bleiben.

Wie Tabelle 2 entnommen werden kann, ist die StromNEV-Umlage erst ab dem 21. Betriebsjahr zu zahlen [5]. Damit sind für die verschiedenen Produktkombinationen jeweils zwei Ergebnisse für die Erlöse erforderlich. Die Ergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass bei V6 mit 353.900 €/a nahezu der fünffache Erlös verglichen mit dem Day Ahead 1h-Produkt mit 71.580 €/a erzielt werden kann. Der Vergleich der Erlöse der Kombinationen V1 – V6 mit dem Stromprodukt, das bei der einzelnen Betrachtung den größeren Erlös ergab, führt zu einer Steigerung von bis zu 75 %.

Der Unterschied durch die StromNEV-Umlage ab dem 21. Betriebsjahr liegt bei den meisten Varianten unter 8%, lediglich bei der Intraday Auktion 1/4h-Produkt, V2 und V3 beträgt der Unterschied bis zu 20%. Diese Abweichungen zeigen, dass im Vergleich zum mittleren Strompreis von ca. 42 €/MWh relativ geringe Mehrkosten einen deutlichen Einfluss auf die möglichen Erlöse haben können. Auch ab dem 21. Betriebsjahr bleibt V6 die Variante mit den höchsten Erlösen mit 326.130 €/a.

Nach [6] ist bei den Börsenstrompreisen bis 2050 mit einer durchschnittlichen Preissteigerungsrate  $j = 2,13\%$  zu rechnen. Mit einem Kapitalzins  $i = 3\%$  ergibt sich nach Gleichung 4 folgender Kapitalwert  $K_E$  für alle Erlöse innerhalb einer Lebensdauer von  $T = 40$  Jahre.

$$b_{01} = E_{01} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^{T-20}}{(1+i) - (1+j)} \quad (8)$$

$$b_{21} = E_{21} \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^T}{(1+i) - (1+j)} - \frac{1 - \left(\frac{1+j}{1+i}\right)^{T-20}}{(1+i) - (1+j)} \right) \quad (9)$$

$$K_E = \sum E = E_{01} \cdot b_{01} + E_{21} \cdot b_{21} = 11.284.000\text{€} \quad (10)$$

### 3.1 Kosten des PHAP

Das PHAP ähnelt in seiner Konstruktions- und Funktionsweise den klassischen Pumpspeicherkraftwerken und CAES-Kraftwerken. Mit Pumpspeicherkraftwerken hat das PHAP gemeinsam, dass als Speichermedium Wasser verwendet wird. Außerdem sind der Volumenstrom und die Förderhöhe vergleichbar. Mit dem System der CAES-Kraftwerke hat das PHAP gemeinsam, dass als Energiespeicher ein großer Druckspeicher benötigt wird. Daher erfolgt die Abschätzung der Investitionskosten anhand dieser beiden Vergleichssysteme.

Das PHAP besteht aus den Teilsystemen Druckspeicher, Wasserspeicher und einem Maschinenpark, bestehend aus Pumpe, Turbine, elektrischer Maschine sowie der Leistungselektronik. Der Maschinenpark ähnelt in seinen Anforderungen dem Maschinenpark eines Pumpspeicherkraftwerks, weshalb diese Kosten als Referenzwert verwendet werden. Nach [7] liegen die Kosten für die leistungsbezogenen Komponenten im Bereich 120.000 – 2.400.000 €/MW. Bei Pumpspeicherkraftwerken sind die Förderhöhe und der Volumenstrom immer von den örtlichen Gegebenheiten abhängig, sodass der gesamte Maschinenpark für jeden Speicher individuell ausgelegt werden muss und sowohl die elektrische, als auch die hydraulischen Maschinen meistens Sonderanfertigungen sind. Bei CAES-Kraftwerken liegen die Investitionskosten ohne Speicherkosten nach [8] zwischen 544.800 – 1.131.000 €/MW.

Bei den CAES-Kraftwerken wird mit einer zweistufigen Gasturbine mit zusätzlichen Zwischenerhitzern gearbeitet. Beim PHAP ist eine einstufige Wasserturbine ausreichend. Zusätzlich muss bei den CAES-Kraftwerken eine zweistufige Verdichtereinheit mit Wärmetauschern eingesetzt werden, um die Temperaturerhöhung in der komprimierten Luft zu begrenzen. Beim PHAP kommen zusätzlich die Komponenten zur Verrieselung des Wassers im Druckspeicher, sowie die Anlagentechnik zur Wärmerückführung beim Entladen und der Gasseparator mit Gasrückführung in den Druckspeicher hinzu. Da die Prozessführung für die zusätzlichen Verfahrensschritte noch nicht abschließend geklärt ist, können die Kosten hierfür noch nicht abgeschätzt werden. Eine erste Annahme beruht deshalb darauf, dass die Kosten für diese Komponenten ungefähr in dem Rahmen der Komponenten liegen, die gegenüber dem CAES-System eingespart werden können. Da das PHAP als Modulsystem mit standardisierten Leistungsdaten in Serienproduktion hergestellt werden soll, wird mit einer deutlichen Vergünstigung der Systemkosten im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken gerechnet. Im Vergleich zu den CAES-Kraftwerken wird aufgrund der Serienfertigung ebenfalls von einer leichten Reduzierung der Investitionskosten ausgegangen. Trotz der vergleichsweise geringen Leistung von 16 MW wird deshalb mit spezifischen Kosten von 500.000 €/MW installierter elektrischer Anschlussleistung kalkuliert.

Die Investitionskosten für den Druckspeicher können aufgrund der laufenden Auslegung noch nicht bestimmt werden. Ein Ansatz zur Abschätzung der Kosten ist durch die CAES-Kraftwerke möglich. Das Grundlegende Konzept, ein Fluid unter hohem Druck in einem Behälter zu speichern ist bei beiden Speicherkonzepten vergleichbar. Dennoch gibt es signifikante Unterschiede. Beim CAES-Kraftwerk wird für den Betriebsdruck ein Bereich von 50 – 70 bar angegeben, als Speichermedium wird Luft verwendet, damit erreicht der Speicher eine Energiedichte von 3 kWh/m<sup>3</sup> [7]. Beim PHAP beträgt der Betriebsdruck mit 35 bar nur die Hälfte, als Speichermedium wird Wasser in Kombination mit dem Arbeitgas Ethan verwendet, damit erreicht der Speicher eine Energiedichte von 1 kWh/m<sup>3</sup>. Somit benötigt das PHAP zum Speichern der gleichen Arbeit das dreifache Volumen wie bei den CAES-Kraftwerken. Dieses Verhältnis führt maximal zu einer Verdreifachung der Speicherkosten, durch Skalierungseffekte ist jedoch von einer geringeren Kostensteigerung zu rechnen. Der Druckspeicher muss beim PHAP allerdings nur für die Hälfte der Drucklast ausgelegt werden, was wiederum zu einer deutlichen Reduzierung der Speicherkosten führen wird. Wie deutlich die Kosten dadurch reduziert werden können lässt sich nur schwer abschätzen, da hierfür eine detaillierte statische Auslegung erforderlich ist. Für eine erste Abschätzung der Gesamtkosten des PHAP wird deshalb die Annahme getroffen, dass sich die Kosteneinsparungen durch den reduzierten Druck und die Kostenerhöhung durch das größere Speichervolumen ausgleichen. Daher wird im Folgenden mit identischen Kosten wie beim CAES-Kraftwerk mit oberirdischem Speicher gerechnet, womit die spezifischen Kosten des Druckspeichers 156.000 €/MWh betragen [8].

Schließlich benötigt das PHAP noch den Wasserspeicher mit einem Volumen von 100.000 m<sup>3</sup>. Die Kosten hierfür werden nach [9] bestimmt. Demnach belaufen sich die Kosten für Erdarbeiten wie Dammschüttung oder Erdaushub inklusive Planung auf 5 – 20 €/m<sup>3</sup>, die Kosten für eine Dichtung aus Asphaltbeton liegen bei 30 – 100 €/m<sup>2</sup>. Da für das PHAP eine höhere Reinheit des Wassers erforderlich ist als bei klassischen Pumpspeicherkraftwerken, wird für den Wasserspeicher mit den jeweils ausgewiesenen Maximalkosten gerechnet. Eine kostenoptimierte Geometrie des Wasserspeichers liefert schließlich eine Investitionssumme von 2.950.000 €. Das bedeutet auf die Speicherkapazität bezogen Kosten von 41.000 €/MWh. Alle Investitionskosten sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

**Tab. 3: Spezifische Investitionskosten für das PHAP [7] [8]**

Maschinenpark	500.000 €/MW
Druckspeicher	156.000 €/MWh
Wasserspeicher	41.000 €/MWh

Neben den Investitionskosten sind auch laufende Betriebskosten für routinemäßige Wartungs- und kleinere Reparaturmaßnahmen, sowie periodische größere Wartungskosten zu berücksichtigen. Die laufenden Betriebskosten beziehen sich auf kleine Wartungs- und Reparaturarbeiten, die während des laufenden Betriebs durchgeführt werden können und kontinuierlich anfallen. Bei den größeren Wartungskosten handelt es sich um eine Generalüberholung der elektrischen Maschine, der Leistungselektronik und der hydraulischen Maschinen. Für diese Arbeiten muss die Anlage stillgelegt werden. Das Intervall wird mit 20 Jahren angegeben, sodass diese Kosten bei einer Lebensdauer von 40 Jahren nur einmal anfallen [8]. Für diese Kosten werden bei Pumpspeicherkraftwerken die in Tabelle 4 aufgeführten Werte angegeben. Da der Druckspeicher über die Lebensdauer von 40 Jahren wartungsfrei sein soll, beziehen sich die genannten Kosten ausschließlich auf solche Komponenten, die beim PHAP und Pumpspeicherkraftwerken vergleichbar sind. Daher können die Werte aus Tabelle 4 für das PHAP übernommen werden.

**Tab. 4: Betriebskosten für Pumpspeicherkraftwerke nach [8]**

Laufende Betriebskosten	6.800 €/MW/a
Periodische größere Wartungskosten	93.350 €/MW/20a

### 3.2 Wirtschaftlichkeit des PHAP durch Arbitragegeschäfte

Die Wirtschaftlichkeit des PHAP lässt sich durch den Kapitalwert des Energiespeichers zum Investitionszeitpunkt  $t = 0$  beurteilen. Der Kapitalwert ergibt sich nach Gleichung 7 aus der Summe der Kapitalwerte der Zahlungsreihen und der einzelnen Zahlungen nach den Gleichungen 3 – 6. Die einzelnen Kapitalwerte sind in Tabelle 5 aufgeführt. Dabei wird mit einem Kapitalzinssatz von  $i = 3\%$ , einer Preissteigerungsrate für elektrischen Strom von  $j_e = 2,13\%$ , ansonsten einer Preissteigerung das PHAP betreffende Leistungen von  $j = 0$ , und einem Versicherungssatz von  $0,5\%$  bezogen auf die Investitionskosten ausgegangen.

**Tab. 5: Kapitalwerte der verschiedenen Positionen des PHAP**

	Kapitalwert [€]	Ansatz
<b>Investitionskosten</b>	-22.184.000	
<b>Periodische größere Wartungskosten</b>	-826.970	Gl. 6
<b>Laufende Betriebskosten</b>	-2.514.900	Gl. 4 + 5
<b>Versicherung</b>	-2.640.800	Gl. 5
<b>Netzentgelt</b>	-1.054.400	Gl. 4
<b>Erlöse</b>	11.284.000	Gl. 4
<b>Gesamt</b>	-18.893.000	

Für das PHAP lässt sich damit ein Kapitalwert  $K_{Ges} = -18,89$  Mio € erzielen. Auch durch den Stromhandel mit mehreren Stromprodukten am Spotmarkt ist damit keine Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Eine Sensitivitätsanalyse soll Aufschluss darüber geben, bei welchen Positionen eine Veränderung der Kosten die größte Auswirkung auf das Gesamtergebnis hat. Außerdem kann der Grenzfall ermittelt werden, bei dem ein wirtschaftlicher Betrieb des PHAP möglich wäre. Bei der Sensitivitätsanalyse werden die Werte der Investitionskosten, die Strompreissteigerungsrate, der Kapitalzins und die Erlöse anteilig zum jeweiligen Ausgangswert verändert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Kapitalzins nur einen untergeordneten Einfluss auf das Gesamtergebnis hat. Aber

auch mit der Variation der Investitionskosten, der Strompreissteigerungsrate oder den Erlösen lässt sich ein positiver Kapitalwert nur mit großen Änderungen erreichen. So führt eine Reduzierung der Investitionskosten erst bei weniger als 25 % der kalkulierten Kosten zu einer positiven Bilanz. Die Erlöse müssen auf das 2,7-fache, die Strompreissteigerungsrate um das 3,3-fache gesteigert werden. Wenn alle Positionen, inklusive des Versicherungsfaktors und der Betriebskosten, um den gleichen Anteil verbessert werden, kann bei einer Optimierung um 35 % ein positiver Kapitalwert erreicht werden.

Die Verwendung mehrerer Stromprodukte reicht folglich nicht aus um einen Energiespeicher ausschließlich mit Arbitragegeschäften wirtschaftlich betreiben zu können.

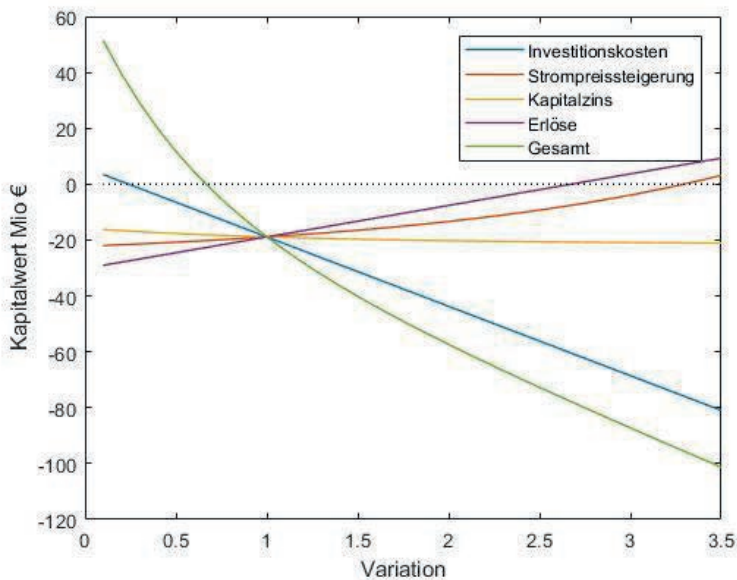


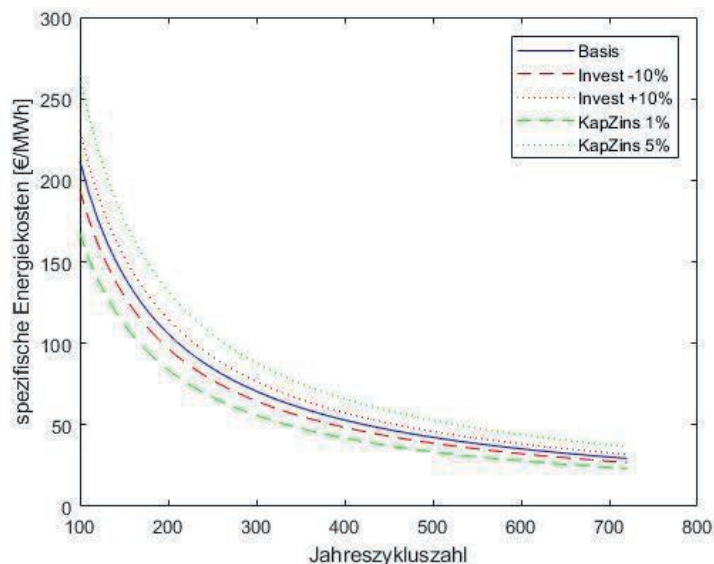
Abb. 2: Sensitivitätsanalyse für verschiedene Positionen des PHAP

### 3.3 Wirtschaftlichkeit des PHAP als Systemkomponente

Ein zweiter Ansatz ist die Betrachtung des Energiespeichers als Systemkomponente. Hier sind verschiedene Anwendungen möglich. So lässt sich ein Energiespeicher als Komponente des Stromnetzes betrachten, wenn durch dessen Einsatz z.B. ein aufwändiger Netzausbau abgewandt oder in seinem Umfang reduziert werden kann. Die Kosten für den Speicher sind dabei in Relation zu den erreichten Einsparungen beim Netzausbau zu setzen. Ein zweiter Weg ist die Verwendung als Spitzenlastpuffer bei energieintensiven Anwendungen. Auch hier wird die Wirtschaftlichkeit durch die Relation der Kosten des Speichers zu den Einsparungen z.B. durch einen geringeren Jahresleistungspreis erzielt.

Bei dieser Art der Wirtschaftlichkeit werden die Kosten pro erzeugter Energie in €/MWh als Indikator verwendet. Entscheidend ist dabei die Jahreszykluszahl, also die in einem Jahr durchlaufene Vollzyklen. Das Prinzip entspricht grundsätzlich der Vorgehensweise der Kapitalwertmethode, mit dem Unterschied, dass der Grenzwert der Energiekosten ermittelt wird, bei dem der Kapitalwert des Speichers  $K \geq 0$  ist. Die Energiekosten beziehen sich hierbei auf eine mit dem Speicher erzeugte MWh elektrischer Energie, die Energiekosten zum Beladen des Speichers müssen noch zusätzlich berücksichtigt werden und sind abhängig von den individuellen Strombezugskosten.

Die Jahreszykluszahl wird von 100 bis zu 720 Vollzyklen variiert. Außerdem wird die Sensitivität der Investitionskosten und der Kapitalzinsen untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3 dargestellt. Mit zunehmender Jahreszykluszahl geht eine deutliche Reduzierung der Energiekosten einher. Während bei einer Jahreszykluszahl von 100 die spezifischen Energiekosten bei 212 €/MWh liegen, können diese bei 360 Jahreszyklen bereits auf 59 €/MWh und bei 720 Jahreszyklen sogar auf 29 €/MWh gesenkt werden. Bei einer Veränderung der Investitionskosten um +10 % steigen die Energiekosten um 8 %, bei einer Reduzierung der Investitionskosten sinken die Energiekosten in demselben Verhältnis, die prozentuale Veränderung der Energiekosten wird von der Jahreszykluszahl nicht beeinflusst. Die relative Änderung des Kapitalzinses hat zwar eine geringere Auswirkung auf die Energiekosten, allerdings sind beim Kapitalzins größere Änderungen auch deutlich wahrscheinlicher als bei den Investitionskosten. So führt eine Erhöhung der Kapitalzinsen um 66 % zu einer Steigerung der Energiekosten von 25 %, eine Verringerung um 66 % jedoch nur zu einer Reduzierung der Energiekosten von 21 %.



**Abb. 3: Spezifische Energiekosten nach Jahreszykluszahl mit Sensitivitätsanalyse**

Der Vergleich mit anderen Speichertechnologien zeigt, dass beim PHAP die spezifischen Investitionskosten und die Energiekosten im Bereich der Konkurrenztechnologien liegen. Die spezifischen Energiekosten eines Speichers sind stark von der Lebensdauer und der erreichten Jahreszykluszahl des Speichers abhängig, was beim Vergleich der spezifischen Energiekosten zu beachten ist. Pumpspeicherkraftwerke erreichen verhältnismäßig geringe Jahreszykluszahlen, wodurch kleinere und bezogen auf die Leistung und Speicherkapazität teurere Energiespeicher durch eine Betriebsweise mit deutlich höheren Jahreszykluszahlen durchaus signifikant geringere spezifische Energiekosten aufweisen können. Tabelle 6 zeigt deutlich, dass einige Technologien eine bessere Kostenbilanz aufweisen, einige Technologien, die als „vielversprechende Zukunftstechnologie“ gepriesen werden, aber auch deutlich schlechtere Werte bei den Kosten erreichen.

**Tab. 6: Vergleich der Investitionskosten und Energiekosten verschiedener Speichertechnologien [7] [8]**

	Leistung [MW]	Speicherkap. [MWh]	Invest.-kosten [€/kW]	Invest.-kosten [€/kWh]	Energiekosten [€/MWh]
<b>PSW small</b>	100-5000	>1000	500-1700	4-80	80-110
<b>PSW big</b>	>5000	>1000	80-250	4-80	80-110
<b>CAES Diabatic</b>	5-300	>1000	330-660	2-40	1700-3300
<b>CAES Under Water</b>			600-1700	30-160	-
<b>Vanadium redox</b>			500-800	120-830	-
<b>Liquid Air Energy Storage</b>	0,35-100	10-1000	750-1700	220-450	-
<b>Hydrogen Energy Storage</b>	0,1-1000	100-1000	1600-8300	5000-17000	800-8000
<b>PHAP</b>	10-20	50-100	400-600	200-250	30-100

#### 4. Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben ergeben, dass durch den parallelen Handel mit mehreren Stromprodukten am Spotmarkt um bis zu 75 % größere Erträge erzielt werden können. Durch die Investitionskosten und Betriebskosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Energiespeichern durch Arbitragegeschäfte dennoch nicht möglich. Die Sensitivitätsanalyse hat zudem ergeben, dass bei den Aktuellen Strompreisschwankungen auch in Zukunft durch technische Optimierungen und Kosteneinsparungen mit diesem keine positive Wirtschaftlichkeit zu erwarten ist.

Energiespeicher bleiben ein unverzichtbares Element im Zusammenhang mit der Energiewende, werden aber nicht eigenständig wirtschaftlich betrieben werden können. Ihre Einsatzgebiete bleiben damit die Verwendung als Systemkomponente, um beim erforderlichen Netzausbau die Kosten für das Gesamtsystem *Stromnetz* zu reduzieren, oder bei größeren Unternehmen durch die Glättung von Lastspitzen die Gesamtausgaben für Energie zu reduzieren. Nach den getroffenen Abschätzungen liegen die spezifischen Kosten des PHAP mit 400 – 600 €/kW installierter Leistung, 200 – 250 €/kWh Speicherkapazität und 29 – 212 €/MWh erzeugter Energie verglichen mit den Werten nach [7] im mittleren Bereich der relevanten Speichertechnologien, sodass das PHAP durch seine zu erwartende Langlebigkeit und die geringen Anforderungen an die Umgebung gute Perspektiven besitzt, sich mittel- und langfristig auf dem Markt für große Energiespeicher im industriellen Maßstab zu etablieren.

#### 5. Danksagung

Die Autoren danken dem Freistaat Thüringen und dem Europäischen Sozialfonds (EFS) für die Förderung des Projektes „Phasenwechselndes Pumpspeicherkraftwerk“ (PHAP).



## 6. Literaturverzeichnis

- [1] C. Doetsch, A. Grevé, A. Kanngießner und K. Rohrig, „Metastudie Energiespeicher,“ *Fraunhofer UMSICHT*, 2014.
- [2] F. Zimmermann, A. Emde, R. Laribi, D. Wang und A. Sauer, Energiespeicher in Produktionssystemen, Fraunhofer IPA und EEP, 2019.
- [3] VDI Richtlinie 6025, Betriebswirtschaftliche Berechnung für Investitionsgüter und Anlagen, 2012.
- [4] Trading on EPEX SPOT 2020, Paris: EPEX SPOT SE, 2019.
- [5] *Energiewirtschaftsgesetz § 118 Abs. 6*, 2018.
- [6] C. P. Linkenheil, Energy Brainreport für Deutschland, Berlin, 2019.
- [7] A. Benato und A. Stoppato, Pumped Thermal Electricity Storage: a technology overview, *Thermal Science and Engineering Progress*, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.01.017>.
- [8] A. Akhil, G. Huff, A. Currier, B. Kaun, D. Rastler, S. Chen, A. Cotter, D. Bradshaw und W. Gauntlett, DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, Albuquerque, 2013.
- [9] A. Schlenkhoff und G. Heinz, Potenzial und Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichieranlagen mit kleinen Fallhöhen, Bergische Universität Wuppertal, Fachbereich Bauingenieurwesen, Wasserwirtschaft und Wasserbau, Wuppertal, 2011.

## Modellierung sektorenübergreifender Systemdienstleistungen bei gekoppelt betriebem Strom- und Gassektor

Elisabeth Feldhoff, Jan-Philipp Hammer, Steffen Schlegel, Dirk Westermann

Technische Universität Ilmenau, Fachgebiet für Elektrische Energieversorgung, Ilmenau

### Abstract

Aufgrund der steigenden Einspeisung elektrischer Leistung durch erneuerbare Energieanlagen und der gleichzeitig voranschreitenden schrittweisen Abschaltung von konventionellen Kohlekraftwerken, steigen die Anforderungen an eine zuverlässige, kostengünstige und klimafreundliche Bereitstellung von Flexibilitäten zum Erhalt der Systemstabilität. Mit der Gesamtsystembetrachtung aus Strom- und Gassektor können durch die Kopplung neue Freiheitsgrade erschlossen werden. In diesem Beitrag wird vorgestellt, wie eine sektorenübergreifende Erbringung von Systemdienstleistungen vom Strom- zum Gasnetz in einem dynamischen Energiesystemmodell im Zeitbereich der Mittelzeitdynamik abgebildet werden kann. Anhand von numerischen Fallstudien wird am Beispiel von Thüringen für verschiedene Szenarien ausgewertet, inwiefern durch eine sektorenübergreifende Betrachtung Flexibilitätpotenziale realisiert und die Betriebsgrenzen und somit die Stabilitätsbedingungen beider Sektoren eingehalten werden können.

### 1. Einleitung

Die Energiewende in Deutschland als Reaktion auf den globalen Klimawandel erfordert einen stetigen Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen (EE). Dieser erfolgt in Abhängigkeit der lokalen Bedingungen uneinheitlich und die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie führt dazu, dass die Anforderungen zur Gewährleistung der Systemstabilität ansteigen. Um die Systemintegration der Erneuerbaren Energien und somit eine Dekarbonisierung der Energieverbrauchssektoren zuverlässig erreichen zu können, ist die Durchführung von Maßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität erforderlich [1, 2].

Die Nachfrage nach schnell abrufbarer Flexibilität zur Erbringung dieser Systemdienstleistungen (SDL) im Stromnetz steigt zunehmend an und stellt hohe zeitliche Anforderungen an den eventuell notwendigen Abruf von zusätzlicher elektrischer Leistung. Der grundsätzliche Anspruch muss sein, dass für Vorhaltung und Abruf eine möglichst geringe CO<sub>2</sub>-Emission anfällt [3].

Als ein möglicher Lösungsansatz wurde bereits in einigen Forschungsprojekten die Kopplung der Sektoren Strom und Gas identifiziert, die eine Gesamtsystembetrachtung ermöglicht und durch den Einsatz der Sektorenkopplungstechnologie Power-to-Gas neue Freiheitsgrade in Form von Flexibilitäten bereitstellt [4–8].

Zusätzlich zur Grundidee, das Gasnetz aus der Perspektive des Stromnetzes als große und dauerhaft verfügbare Speicheroption mit vergleichsweise großer Reaktionsträgheit zu sehen und damit eine bestehende Infrastruktur sinnvoll zu nutzen, werden in [4, 6] weitere bereits identifizierte Vorteile der Sektorenkopplung vorgestellt. Eine entscheidende neue Betrachtung ist, dass sich durch den Sektor Gas ebenfalls Anforderungen an die Stabilität ergeben, die für den sektorengekoppelten Betrieb untersucht und berücksichtigt werden müssen. Die bisherige Annahme für Untersuchungen, dass beliebig viel Erdgas aus dem Gassektor entnommen bzw. beliebig viel Methan oder Wasserstoff eingespeist werden kann, trifft nicht die Anforderungen des stabilen Betriebs von Gasnetzen [9].

Deshalb stellt dieser Beitrag vor wie sektorenübergreifende Systemdienstleistungen bei gekoppelt betriebem Strom- und Gassektor im Modell abgebildet werden können, mit dem Ziel daraus die

Anforderungen für den Erhalt der Systemstabilität für beide Sektoren abzuleiten. Der Fokus auf Seiten des Stromnetzes liegt dabei auf der Systemdienstleistung Frequenzhaltung, da nach [10] die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung für den größten Anteil an CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich ist.

Nach einer kurzen Übersicht der Systemdienstleistungen im Stromnetz und der Definition der zeitlichen Anforderungen zur Wahrung der Systemstabilität, wird der Schwerpunkt auf die Frequenzhaltung gelegt. Zusätzlich erfolgt die Vorstellung der Stabilitätskriterien im Gasnetz mit Fokus auf die Wahrung der Druckgrenzen. Davon ausgehend werden die sektorenübergreifenden Systemdienstleistungen abgeleitet und die zur Kopplung erforderliche Technologie eingeführt. Zur Abbildung der sektorengestellten Systemdienstleistungen wird ein dynamisches Mittelzeitmodell in Matlab/Simulink aufgebaut. Dazu wird die für den sektorenübergreifenden Betrieb notwendige Sektorenkopplungstechnologie und die Analyse der Anforderungen zur Abbildung der Elektrolyse im Modell in Kapitel 3 vorgestellt. Ausgehend von den getroffenen Annahmen und Vereinfachungen werden die im Modell zu berücksichtigenden Effekte definiert und insbesondere die dynamische Berechnung des Wirkungsgrades der Elektrolyse in Abhängigkeit der Stromdichte und der Temperatur erläutert [11–13].

Die Bewertung des Systemkonzepts erfolgt anhand von numerischen Fallstudien in Kapitel 4, die auf Basis eines Testsystems durchgeführt werden. Grundlage dafür bildet die vereinfachte Topologie von Thüringen. Die Simulationsergebnisse werden anhand von entwickelten Szenarien, die sich auf das Beispiel Thüringen beziehen, ausgewertet. Grundsätzlich sind die Ergebnisse auf andere Testsysteme übertragbar.

Zusammenfassend stellt dieser Beitrag die Abbildung von sektorenübergreifenden Systemdienstleistungen im Modell vor und leitet die Vorteile für die Wahrung der Systemstabilität bei gekoppelt betriebem Strom- und Gassektor ab.

## 2. Sektorenübergreifende Erbringung von Systemdienstleistungen

### 2.1 Stabilitätskriterien im Stromnetz

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit bei Stromübertragung und -verteilung gewährleisten zu können, müssen die Netzbetreiber fortlaufend Maßnahmen ergreifen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Treten dennoch Störungen ein, so müssen diese möglichst schnell wieder in den Normalbereich zurückgeführt werden. Die hierbei aufgebrachten Maßnahmen und Leistungen, welche für die Funktionstüchtigkeit der Energieversorgung zuständig sind, werden als Systemdienstleistungen bezeichnet [14]. Dazu gehören die Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung mit Engpassmanagement und der Versorgungswiederaufbau [14].

Die Systemdienstleistung mit dem höchsten Stellenwert in Hinblick auf Flexibilitäten ist die Frequenzhaltung durch die P-f-Regelung. Deren Aufgabe ist, im Falle eines Leistungsungleichgewichts zwischen Energieerzeugung und -verbrauch zu greifen und damit einer Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert 50 Hz entgegenzuwirken. Dazu wird u.U. Regelleistung aktiviert, die durch das Drei-Stufen-Modell in Primär-, Sekundär und Minutenreserve gegliedert ist. Die zeitlichen Anforderungen an die einzelnen Regelleistungsarten werden durch Abbildung 1 beschrieben [15].

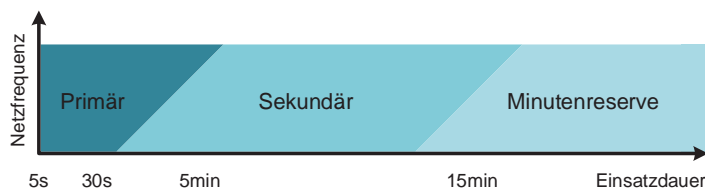


Abb. 1: Dreistufiges Regelungskonzept, in Anlehnung an [15]

## 2.2 Stabilitätskriterien im Gasnetz

Die Stabilitätskriterien im Gasnetz beziehen sich auf die Anforderungen an den Druck (Einhaltung der Druckgrenzen) und den Brennwert (Brennwertnachverfolgung). Grundsätzlich wird im Gasnetz davon ausgegangen, dass ein instabiler Betriebszustand nur zustande kommt, wenn durch eine Leckage große Erdgas Mengen aus dem Netz austreten. Zur Abgrenzung der Begrifflichkeiten werden als Systemdienstleistungen im Gasnetz die Stabilitätskriterien identifiziert, die für einen zuverlässigen Betrieb notwendig sind und sich darauf beziehen, die Druckgrenzen und die Brennwertgrenzen für die Pipelines bzw. die Abnehmer einzuhalten [16, 17].

Das Erdgasnetz ist ein dynamisches System mit sehr tragem Zeitverhalten, d.h. bei einem Ungleichgewicht zwischen eingespeister und ausgespeister Gasmenge, treten die Zustandsänderungen der Systemgrößen deutlich langsamer auf als im Stromnetz. Bei Einspeisung eines Gasvolumens erhöht sich der Systemdruck, während sich dieser durch Ausspeisung verringert (vgl. Gleichung (1)). Auf Basis der Kontinuitätsgleichung einer Rohrleitung mit konstantem Querschnitt, der idealen Gasgleichung und der Impulsgleichung ergibt sich in Abhängigkeit der Diffusionskonstante  $\alpha$  eine lineare parabolische Differentialgleichung 2. Ordnung [18–20].

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = \alpha^2 \cdot \frac{\partial^2 p^2}{\partial x^2} \quad (1)$$

Überschreitet der Druck die zulässigen Grenzwerte, können Betriebsmittel durch Überlastung Schaden nehmen, während bei zu geringem Druck die vollständige Versorgung aller Verbraucher nicht mehr gewährleistet werden kann. Durch gezieltes Fahrplanmanagement und stündliche Verbrauchs- bzw. Entnahmeprogno sen für den Folgetag kann ein Gleichgewicht weitgehend erreicht werden. Bei unvorhersehbaren Ereignissen, die zu Abweichungen von den Prognosen führen, ist der Einsatz von Regelernergie in Form von Gasvolumen notwendig, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können [21, 22].

Zusätzlich werden je nach Verbraucher und der dahinterstehenden Anwendung unterschiedliche Anforderungen an den Brennwert gestellt. Für einige Industriezweige ist beispielsweise ein möglichst konstanter Brennwert von entscheidender Bedeutung, während für andere Abnehmer ein Mindestwert entscheidend ist. Aus [23] ist zu entnehmen, dass aktuell eine Einspeisebegrenzung von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff auf 10 Vol.-% festgelegt ist, um einen definierten Brennwert nicht zu unterschreiten. Eine Anpassung dieser Begrenzung auf höhere Werte rückt zurzeit mehr und mehr in den Fokus [24]. Je höher der Anteil von Wasserstoff, d.h. Gas mit vergleichsweise niedrigem Brennwert (12,7 MJ/m<sup>3</sup> anstatt 39,8 MJ/m<sup>3</sup> bei reinem Methan) ist, umso wichtiger wird die Brennwertverfolgung. Ziel dabei ist, für möglichst viele Rohrleitungsabschnitte den zeitlichen und örtlichen Verlauf des Brennwertes zu bestimmen, um für jeden Abnehmer den vertraglich festgehaltenen Brennwert zu gewährleisten [25].

## 2.3 Sektorenübergreifende Systemdienstleistungen

Zur Erbringung von Systemdienstleistungen zwischen den Sektoren, ist eine Gesamtsystembetrachtung aus Strom- und Gasnetz erforderlich. Da die Dynamik des Stromnetzes und damit auch die Anforderungen an die Wahrung der Stabilität wesentlich höher ist, wird das Gasnetz vorrangig systemdienlich eingesetzt, um weitere Flexibilitätsoptionen bereitzustellen. Wichtig ist, dass dabei zu jeder Zeit die Grenzen aller Zustandsgrößen (vgl. Kap. 2.2 und 2.3) berücksichtigt werden.

Die Kopplung erfolgt über verschiedene Schnittstellen, die sogenannten Sektorenkopplungstechnologien. Überschüssige elektrische Leistung kann eingesetzt werden, um Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff mittels Elektrolyse zu spalten und den erzeugten Wasserstoff in die Gasinfrastruktur zu überführen. Umgekehrt wird der Wasserstoff durch Brennstoffzellen rückverstromt, um für den Starklastfall positive Regelleistung zu erbringen. Mit Power-to-Gas (PtG) und

Gas-to-Power (GtP) sind beide Schnittstellen realisierbar, wobei in diesem Beitrag der Fokus auf der Kopplung vom Strom- zum Gasnetz durch Elektrolyseure liegt. Aus den Stabilitätskriterien der Einzelsektoren ist abzuleiten, dass zur Stabilisierung des Stromsektors nicht beliebig viel Leistung über die Elektrolyse als Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist werden kann, um die in Kap. 2.2 definierten Anforderungen an die Zustandsgrößen zur Wahrung der Stabilität im Gasnetz einzuhalten [4].

Wie bereits beschrieben, wird durch den Wasserstoffanteil im Erdgasnetz der Brennwert verringert, so dass eine größere Gasmenge erforderlich ist, um die gleiche Leistung zu erbringen. Deshalb ist eine Merit-Order, die definiert, wie der Wasserstoff zur Einhaltung der Betriebsgrenzen eingesetzt bzw. gespeichert wird, von entscheidender Bedeutung. Zu berücksichtigen ist bei der Erstellung der Merit-Order auch, welche Regelung zu einer möglichst niedrigen CO<sub>2</sub>-Emission im Gesamtsystem führt. Am günstigsten ist, zunächst den Wasserstoff bis zur 10%-Begrenzung und/oder der Begrenzung durch den erforderlichen Brennwert in das Erdgasnetz einzuspeisen. Anschließend wird der Wasserstoff in einen Lokalspeicher eingespeist und kann für weitere stoffliche Anwendungsfälle, die Rückverstromung durch Brennstoffzellen oder für den Einsatz zur H<sub>2</sub>-Mobilität zwischengespeichert werden. Sollte die Kapazität des H<sub>2</sub>-Lokalspeichers ebenfalls nicht ausreichen, werden Anlagen zur Methanisierung in Betrieb genommen, so dass erneut eine Einspeisung als Methan ins Erdgasnetz erfolgen kann. Tritt der worst case ein, dass die obere Druckgrenze im Erdgasnetz erreicht wird, kann als letzte Flexibilisierungsoption das Methan in einen Erdgasspeicher eingespeichert werden. Sollte auch dies nicht ausreichen, muss der Elektrolyseur heruntergefahren werden und eine andere Flexibilitätsoption greifen, um das Leistungsgleichgewicht im Stromsektor wieder einzustellen.

### 3. Elektrolyseur als Sektorenkopplungstechnologie

#### 3.1 Anforderungen

Für den Einsatz von Technologien als Flexibilitätsoption bei der Kopplung zwischen Strom- und Gassektor ist die Dynamik der jeweiligen Sektorenkopplungstechnologien entscheidend. Damit die zeitlichen Anforderungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfüllt werden können (vgl. Abb. 1), ist ein möglichst schnelles Startverhalten und die differenzierte Betrachtung von Kalt- und Warmstart zu berücksichtigen. Zusätzlich sind hohe Umwandlungswirkungsgrade, auch insbesondere im Teillastbetrieb notwendig. Dieser Beitrag konzentriert sich auf die Abbildung der Elektrolyse mittels Protonen-Austausch-Membran (PEM-Elektrolyse), da diese die besten dynamischen Eigenschaften bzgl. Kaltstart und Teillastbetrieb bei einem vergleichsweise hohen Wirkungsgrad aufweist [13, 27].

#### 3.2. Abbildung im Modell

Um das Verhalten der PEM-Elektrolyse im Modell abzubilden, wird ein mathematisches Modell in Simulink aufgebaut. Zunächst erfolgt die Beschreibung der Modellierung einer Einzelzelle, die im Anschluss durch die Zusammenschaltung mehrerer Zellen zu einem Stack skaliert wird. Das Stromdichte-Spannungs-Verhalten der Elektrolysezelle wird durch die Polarisationskurve abgebildet. Diese setzt sich aus 4 Teilspannungen zusammen, wozu die reversible Zellspannung  $V_{rev}$ , die Aktivierungsüberspannung  $V_{akt}$ , Diffusionsüberspannungen  $V_{diff}$  und die Überspannung infolge ohmscher Verluste  $V_{ohm}$  gehören (vgl. Gleichung (2)) [13, 28].

$$V_{Zelle} = V_{rev} + V_{akt} + V_{diff} + V_{ohm} \quad (2)$$

Die reversible Zellspannung repräsentiert die ideale Zellspannung eines verlustlosen Elektrolyseprozesses, d.h. die Aktivierungs-, ohmschen und Diffusionsüberspannungen führen zur Verringerung der Prozesseffizienz. Durch die Dimensionierung der Zellgeometrie, der Membraneigenschaften, der Betriebstemperatur, der Elektrodenmaterialien und des Elektrodendrucks können die Überspannungen minimiert werden. Da die Diffusionsüberspannungen vorrangig durch

unerwünschte Permeationsvorgänge von Wasserstoff und Sauerstoff durch die Membran entstehen und diese vernachlässigbar klein sind, werden im Modell nur  $V_{rev}$ ,  $V_{ohm}$  und  $V_{akt}$  abgebildet [13].

Die ideale Zellspannung, die bei der elektrochemischen Spaltung von Wasser in  $O_2$  und  $H_2$  an den Zellelektroden gemessen werden kann, berechnet sich aus der Anzahl der für die Wasserelektrolyse benötigten Elektronen  $z$ , der freien Gibbs-Energie  $\Delta G$  und der Faraday-Konstante  $F$  zu (vgl. Gleichung (3)):

$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{zF} \quad (3)$$

Der größte Verlust des Elektrolyseprozesses tritt durch die Aktivierungsüberspannungen  $V_{akt}$  auf. Diese entstehen durch die notwendige Aktivierungsenergie für den Elektrolyseprozess und die Reaktionskinetik. Grundlage bildet die Butler-Volmer Gleichung, aus der die Überspannungen von Kathode ( $H_2$ -Produktion) und Anode ( $O_2$ -Produktion) bestimmt werden (vgl. Gleichung (4)). Zu beachten ist, dass unterschiedliche Aktivierungsverluste für die Sauerstoff- und Wasserstoffproduktion berücksichtigt werden [13].

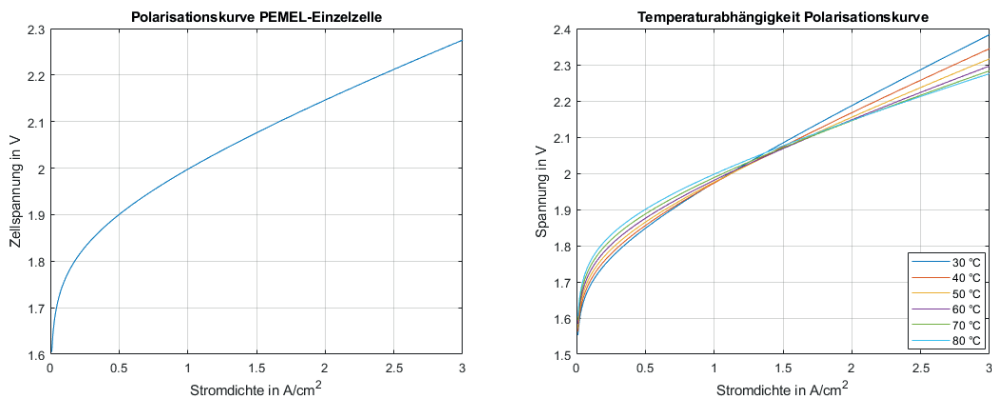
$$V_{akt} = \frac{RT}{\alpha_A \cdot z \cdot F} \ln\left(\frac{J}{J_{0,A}}\right) + \frac{RT}{\alpha_K \cdot z \cdot F} \ln\left(\frac{J}{J_{0,K}}\right) \quad (4)$$

Die ohmschen Überspannungen setzen sich aus dem flächenbezogenen elektrischen Widerstand  $R_A$  der Zelle und dem temperaturabhängigen Widerstand der Polymermembran  $R_{A, Poly}$  zusammen. Die Überspannungen ergeben sich durch Multiplikation mit der Stromdichte  $J$  (vgl. Gleichung (5)).

$$V_{ohm} = (R_A + R_{A, Poly}) \cdot J \quad (5)$$

Die ohmschen Überspannungen steigen gemäß dem ohmschen Gesetz linear mit zunehmender Stromdichte an. Der Großteil der ohmschen Verluste entsteht durch den ionischen Widerstand der Polymermembran, während der elektrische Widerstand nahezu vernachlässigbar klein ist [13].

Daraus ergibt sich die Polarisationskurve der modellierten PEM-Elektrolysezelle (vgl. Abb. 2 links) mit Abbildung der Temperaturabhängigkeit (vgl. Abb. 2 rechts).

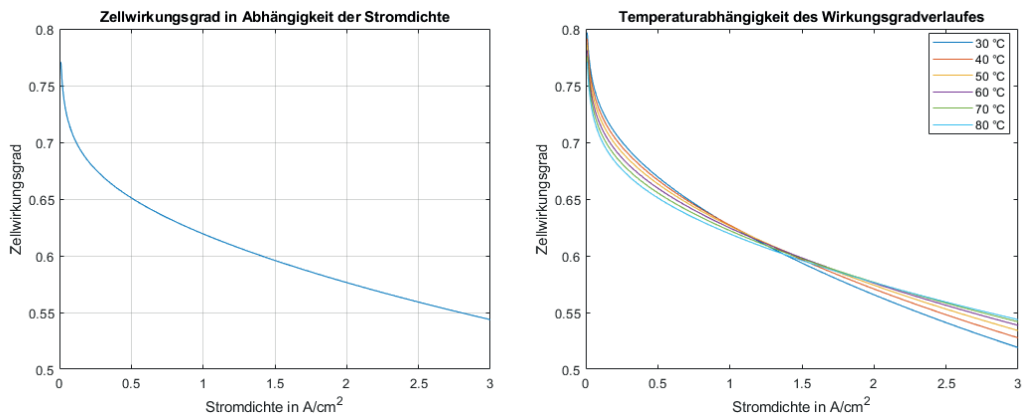


**Abb. 2: Polarisationskurve der PEM-Elektrolyse bei 80°C (links), Temperaturabhängigkeit der Polarisationskurve (rechts)**

Bei kleinen Stromdichten dominieren die Aktivierungsüberspannungen, während bei höheren Stromdichten der Einfluss ohmscher Verlustspannungen zunimmt. Durch eine Temperaturerhöhung verkleinert sich der ionische Membranwiderstand und führt bei hohen Stromdichten zur Reduzierung der Zellspannung. Gleichzeitig tritt ein gegenläufiger Temperatureffekt auf, der mit steigender Temperatur die Aktivierungsüberspannungen erhöht.

In der folgenden Abbildung (siehe Abb. 3) wird der brennwertbezogene Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Stromdichte nach Formel (6) abgebildet.

$$\eta_{\text{Zelle}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot \text{Heizwert}_{\text{H}_2} \cdot 3600 \left[ \frac{\text{S}}{\text{h}} \right]}{V_{\text{Zelle}} \cdot J \cdot A} \quad (6)$$



**Abb. 3: Zellwirkungsgrad der PEM-Elektrolyse bei 80°C (links), Temperaturabhängigkeit des Zellwirkungsgrades (rechts)**

Die Ergebnisse bestätigen die Erkenntnisse aus Abbildung 2, dass sich bei hohen Stromdichten die Prozesseffizienz aufgrund des abnehmenden ionischen Membranwiderstand verbessert, während bei niedrigen Stromdichten der negative Temperatureffekt von Aktivierungsüberspannungen überwiegt.

## 4. Numerische Fallstudien

### 4.1 Szenarien

Für die Erbringung von Systemdienstleistungen werden grundsätzlich Extremszenarien angenommen, um die Netze auch unter extremen Bedingungen weiterhin stabil und zuverlässig betreiben zu können. Als Testsystem wird eine abstrahierte Topologie des Strom- und Gasnetzes, angelehnt an Thüringen, eingesetzt. Als Abstraktionsebene werden die Gebiete der Stadtwerke und somit die Abbildung von 31 Knoten im Stromnetz gewählt. Das Gasnetz ist in die 4 Gebiete Thüringen Ost, Ost-Mitte, West-Mitte und Westen unterteilt, wobei die einzelnen Rohrsegmente identisch parametrisiert sind und innerhalb der Druckgrenzen von 64-84 bar gehalten werden.

Für das beschriebene Testsystem werden 3 Szenarien simuliert und ausgewertet:

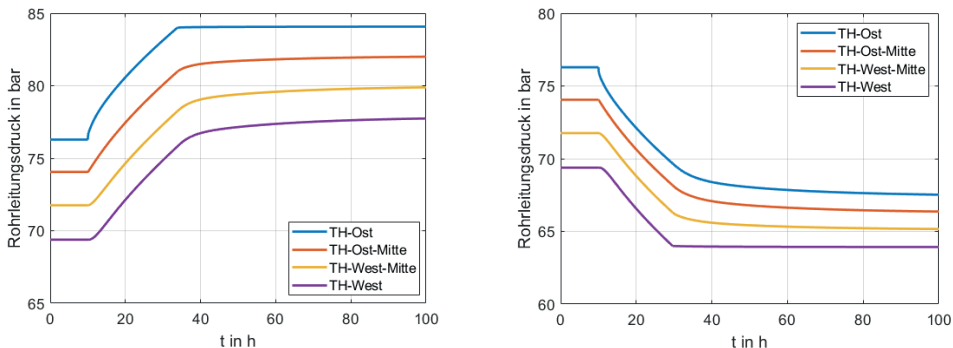
- Szenario I: SDL Druckhaltung mit (a) 20 kg/s Einspeisung von Erdgas bei t=10 h in TH-Ost  
(b) 20 kg/s Entnahme von Erdgas bei t=10 h in TH-Ost
- Szenario II: SDL Brennwertverfolgung bei H<sub>2</sub>-Einspeisung durch 100 MW Elektrolyseleistung bei t=10 h in TH-Ost

- Szenario III: Sektorenübergreifende SDL durch Kopplung der Sektoren bei einer EE-Überschussleistung von 100 MW im Stromnetz bei  $t=100$  s in TH-Ost

#### 4.2 Simulationsergebnisse

Anhand der Simulationsergebnisse werden im Folgenden die Szenarien ausgewertet und geprüft, inwiefern eine Einspeisung bzw. Entnahme von Erdgas und/oder Wasserstoff eine Auswirkung auf die Zustandsgrößen im Gasnetz und bei Kopplung auf die Systemgröße im Stromnetz zeigen.

In Abbildung 4 wird jeweils der Rohrleitungsdruck für (a) eine Erdgaseinspeisung mit einem Massestrom von 20 kg/s und für (b) eine Erdgasentnahme mit 20 kg/s über 100 Stunden dargestellt.

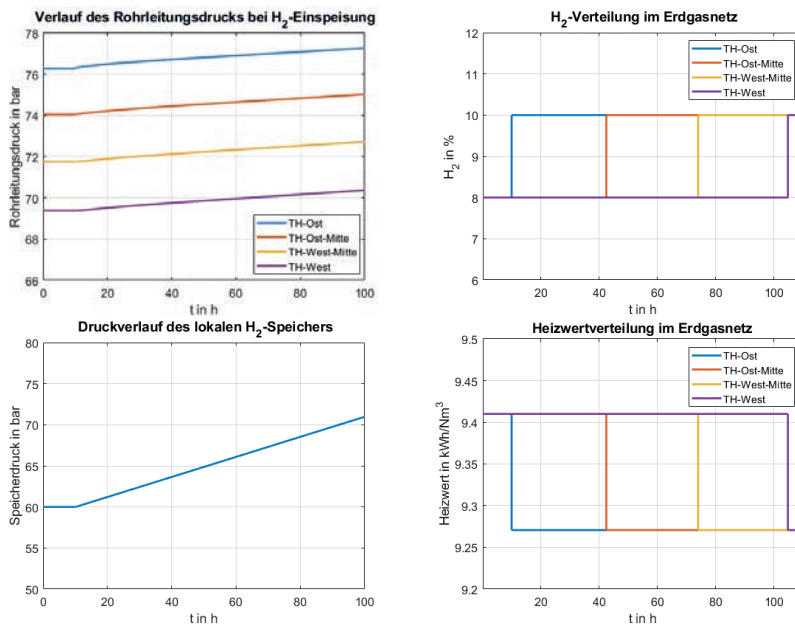


**Abb. 4: Szenario I: Verlauf des Rohrleitungsdrucks bei I(a) Erdgaseinspeisung (links) und bei I(b) Erdgasentnahme (rechts)**

Bei der Einspeisung erfolgt die Regelung des Drucks über den ersten Gasnetzknoten und somit durch das Gasgebiet Thüringen Ost, da der Druck im Erdgasnetz im Osten am höchsten ist. Um die definierte Druckgrenze von 84 bar einzuhalten, muss Regelenergie erbracht werden. 20 kg/s Einspeisung entsprechen bezogen auf die Rohrleitung mit  $9968 \text{ kWh/Nm}^3$  Methan 720 MW Einspeiseleistung. Die zur Kompensation notwendige Regelenergie entspricht 51,08 GW zwischen Regelbeginn (124000 s) und dem Endzeitpunkt von 100 h. Bei der Entnahme in Thüringen Ost in Szenario I(b) wird der Druck über Thüringen West geregelt, weil dort der niedrigste Druck vorherrscht und dementsprechend im Westen als erstes die untere Druckgrenze erreicht wird. Durch die Bereitstellung von 53,4 GW Regelenergie zwischen Regelbeginn (109000 s) und dem Endzeitpunkt von 100 h kann die in Kapitel 4.1 definierte Druckgrenze von 64 bar eingehalten werden, so dass für beide Szenarien die Anforderungen an die Stabilität im Gasnetz erfüllt sind.

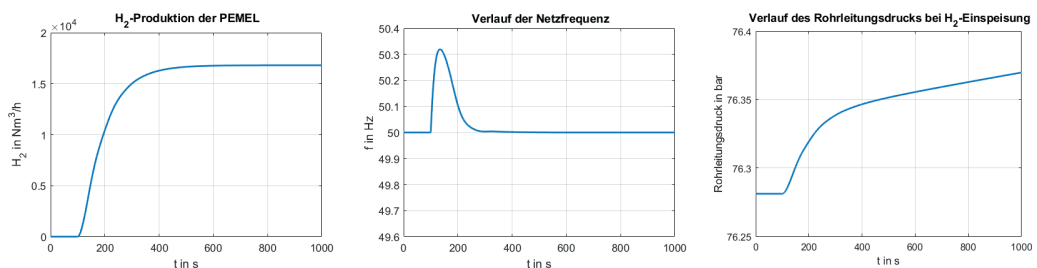
Anhand des Szenarios II wird gezeigt, wie sich die Wasserstoff-Einspeisung aus der Elektrolyse auf den Druck im Erdgasnetz auswirkt (vgl. Abb. 5). Da für das gewählte Szenario mit einem Initialanteil von Wasserstoff von 8 Vol.-% die Einspeisebegrenzung von 10 Vol.-% wirkt, kommt es zur Aufteilung des erzeugten Wasserstoffs zwischen Lokalspeicher und der Einspeisung ins Erdgasnetz. Da der Hauptanteil des Wasserstoffs durch die Einspeisebegrenzung in den lokalen  $\text{H}_2$ -Speicher eingespeist wird und das Gesamtvolumen deutlich kleiner ist als das des Erdgasnetzes, steigt dort der Druck etwa 10-mal so schnell an (vgl. Abb. 5 links) Die Trägheit des Gasnetzes wird durch die Abbildung 5 rechts deutlich, da die Verteilung des Wasserstoffs durch die Rohrleitungen und damit auch die Heizwertänderung einige Stunden benötigt. Die Abbildung 5 rechts stellt dar, dass sich der Heizwert in den einzelnen Rohrleitungsabschnitten unterscheidet. Bei einer Unterschreitung des mit dem Kunden vereinbarten Grenzwerts wird dieser durch Zuführung von Erdgas als Regelenergie unter Berücksichtigung der Auswirkung auf die nachgelagerten Segmente erhöht (vgl. Kap. 2.3).





**Abb. 5: Szenario II: Verlauf des Rohrleitungsdrucks bei H<sub>2</sub>-Einspeisung (links oben) und Druckverlauf des lokalen H<sub>2</sub>-Speichers (links unten); H<sub>2</sub>-Verteilung im Erdgasnetz (rechts oben) und Heizwertnachverfolgung (rechts unten)**

Die Simulationsergebnisse von Szenario III (vgl. Abb. 6) zeigen die Bereitstellung von Regelleistung im Stromnetz über 15 Minuten zur Wiederherstellung des Leistungsgleichgewichts nach einer EE-Überschussleistung von 100 MW und die Auswirkung der Wasserstoffeinspeisung im Erdgasnetz. Für dieses Szenario sind alle Primärregler im Modell deaktiviert, so dass die Ausregelung vollständig über die Sekundärregelung durch die Elektrolyse erfolgt. Da diese erst aus dem Kaltstart hochfahren muss (vgl. Abb. 6 links) und sich das Netz auf die Systemleistung von 2,23 GW als Jahreshöchstlast von Thüringen bezieht, ist die maximale Frequenzabweichung mit 0,3 Hz (vgl. Abb. 6 Mitte) vergleichsweise hoch. Der Frequenzverlauf und der Verlauf des Rohrleitungsdrucks (siehe Abb. 6 rechts) zeigen, dass die sektorenübergreifende SDL-Erbringung zu stabilen Zustandsgrößen innerhalb der definierten Grenzen und somit zu einer Gesamtsystemstabilität führen. Die zeitlichen Anforderungen an die SDL werden ebenfalls erfüllt (vgl. Kap. 2.1), da die Störung bereits innerhalb von 150 Sekunden behoben ist.



**Abb. 6: Szenario III: Verlauf der H<sub>2</sub>-Erzeugung als Ausgang der Elektrolyse (links), Verlauf der Netzfrequenz (Mitte) und des Rohrleitungsdrucks bei H<sub>2</sub>-Einspeisung (rechts)**

## 5. Zusammenfassung

Dieser Beitrag stellt vor wie durch eine Gesamtsystembetrachtung von Strom- und Gasnetz sektorenübergreifend Flexibilitäten zum Erhalt der Systemstabilität bereitgestellt werden können. Um den Anforderungen an die Systemstabilität beider Sektoren gerecht werden zu können, werden die Systemdienstleistungen sektorenübergreifend erbracht. Dazu wurde ein dynamisches Energiesystemmodell im Zeitbereich der Mittelzeitcharakteristik in sekundlicher Auflösung in Matlab/Simulink aufgebaut. Der Fokus des Beitrags liegt auf der detaillierten Modellierung der Elektrolyse und dem Einsatz dieser Sektorenkopplungstechnologie zur Erzeugung von Wasserstoff aus der überschüssig eingespeisten Leistung aus EE-Anlagen.

Die numerischen Fallstudien, die am Fallbeispiel von Thüringen durchgeführt wurden, zeigen, inwiefern das Gasnetz Beschränkungen aufgrund des Erhalts der eigenen Netzstabilität beim Einsatz als Flexibilitätsoption aufweist. Sowohl die Leistungs-Frequenz-Regelung im Stromnetz als auch die Druckhaltung innerhalb definierter Grenzen und die Brennwertnachverfolgung im Gasnetz werden durch das Modell abgebildet und anhand definierter Szenarien vorgestellt.

## 6. Danksagung

Dieser Beitrag basiert auf dem Projekt "ZO.RRO - Zero Carbon Cross Energy System" und wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter der Projektnummer 03ET4080A gefördert. Für den Inhalt dieser Veröffentlichung sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

## 7. Literaturverzeichnis

- [1] A. M. Pirbazari, „Ancillary services definitions, markets and practices in the world“ in *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)*, 2010, S. 32–36.
- [2] G. Krajačić, N. Duić, Z. Zmijarević, B. V. Mathiesen, A. A. Vučinić, and M. da Graça Carvalho, „Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO<sub>2</sub> emissions reduction“, *Applied Thermal Engineering*, Jg. 31, Nr. 13, S. 2073–2083, 2011.
- [3] O. Novák, T. Strnad, P. Horáček und J. Fantík, „Impact of new unit installations on power system reliability and ancillary services requirements“ in *2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2010, S. 121–124.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Potenzialatlas Power to Gas.: Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfungsmöglichkeiten.“, Juni 2016.
- [5] Y. Xue, Y. Gao, Y. Li, F. Wen, K. Wang und Y. Huang, „Optimal Coordinated Operation of Electricity and Natural Gas Distribution Networks with Power-to-Gas Facilities“ in S. 294–299.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt“, Aug. 2012.
- [7] S. Clegg und P. Mancarella, „Integrated Modeling and Assessment of the Operational Impact of Power-to-Gas (P2G) on Electrical and Gas Transmission Networks“, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 6, Nr. 4, S. 1234–1244, 2015.
- [8] P. Mancarella, „Smart Multi-Energy Grids: Concepts, benefits and challenges“ in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, S. 1–2.
- [9] D. Wolter, T. Kornrumpf, M. Stötzel, M. Zdrallek, „Meta-Analyse Energiesystem der Zukunft: Wesentliche Erkenntnisse und gemeinsame Positionen DVGW/VDE“, 2016.
- [10] E. Bach, S. Schlegel und D. Westermann, „CO<sub>2</sub> Emission Assessment of the Provision of Ancillary Services by Hydrogen Storage Power Plants“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, The Hague, Netherlands, S. 884–888.
- [11] Y. Cao, Y. Li, G. Zhang, K. Jermstiparsert, N. Razmjoo, „Experimental modeling of PEM fuel cells using a new improved seagull optimization algorithm“, *Energy Reports*, Nr. 5, S. 1616–1625, 2019.

- [12] A. H. A. Rahim, A. S. Tijani, F. H. Shukri, S. Hanapi und K. I. Sainan, „Mathematical modelling and simulation analysis of PEM electrolyzer system for hydrogen production“ in *3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT) 2014*, 2014, S. 1–7.
- [13] G. Tjarks, *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen*. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, 2017.
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“, 2014.
- [15] Consentec GmbH, „Regelleistungskonzepte und Regelleistungsmarkt: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“, 2014.
- [16] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V., „Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetz: Technische Regel - DVGW G 2000 (A)“, Dez. 2011.
- [17] G. Cerbe und B. Lendt, Hg., *Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung - Gasverteilung - Gasverwendung*, 8. Aufl. München: Hanser, 2017.
- [18] C. A. Luongo, „An Efficient Program For Transient Flow Simulation In Natural Gas Pipelines“, *Pipeline Simulation Interest Group*, 1986.
- [19] J. Kralik, P. Stiegler, Z. Vostry und J. Zavorka, „A universal dynamic simulation model of gas pipeline networks“, *IEEE Trans. Syst., Man, Cybern.*, SMC-14, Nr. 4, S. 597–606, 1984.
- [20] A. Herrán-González, J. M. de La Cruz, B. de Andrés-Toro und J. L. Risco-Martín, „Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network“, *Applied Mathematical Modelling*, Jg. 33, Nr. 3, S. 1584–1600, 2009.
- [21] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V., „Dispatching im Gasversorgungsnetz: DVGW-Information GAS Nr. 6“, Nov. 2017.
- [22] GASPOOL Balancing Services GmbH, *GASPOOL: Regelenergie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gaspool.de/services/regelenergie> (Zugriff am: 30. Dezember 2020).
- [23] Deutscher Bundestag, „Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur: WD 8 - 3000 - 066/19“, 2019.
- [24] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V., *DVGW : G 202008 H2-Infrastrukturen weltweit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-infrastrukturen-weltweit> (Zugriff am: 30. Dezember 2020).
- [25] Deutscher Verein des Gas und Wasserfaches e.V., „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen: Abschlussbericht“, 2014.
- [26] National Institute of Standards and Technology, *Thermophysical Properties of Fluid Systems*. [Online]. Verfügbar unter: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/> (Zugriff am: 30. Dezember 2020).
- [27] X. Xing, J. Lin, C. Wan und Y. Song, „Modeling the dynamic electrical behavior of high temperature electrolysis for hydrogen production“ in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Chicago, IL, 2018, S. 1–5.
- [28] A. Beainy, N. Karami und N. Moubayed, „Simulink model for a PEM electrolyzer based on an equivalent electrical circuit“ in *2014 International Conference on Renewable Energies for Developing Countries (REDEC)*, Beirut, Lebanon, 2014, S. 145–149.

## Optimierung eines parametrischen Fundamentalmodells zur Kraftwerkseinsatzplanung

Henrik Sommer<sup>1</sup>, Martin Winkelkotte<sup>1</sup>, Peter Bretschneider<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Technische Universität Ilmenau -  
Fachgebiet Energieeinsatzoptimierung, Ilmenau

### Abstract

Die Strompreisprognose stellt eine wichtige sehr Eingangsgröße für die Optimierung der eigenen Position am Strommarkt dar. Mit ihrer Hilfe lassen sich Handelserlöse vergrößern und Risiken minimieren. Für die Prognose kommen dabei verschiedene Verfahren zum Einsatz. Eine Modellierungsmethode sind die sogenannten Fundamentalmodelle (FM). In der vorliegenden Arbeit wird ein neuer Ansatz vorgeschlagen und untersucht, der einen Beitrag zur Verbesserung der Prognosegüte von datensparsamen FM leistet. Diese Verbesserung betrifft insbesondere die Güte des zu prognostizierenden Kraftwerkseinsatzes, welcher eine signifikante Zwischengröße bei der Strompreisprognose mit FM darstellt. Die Arbeit ist folgendermaßen aufgebaut: Abschnitt 1 liefert eine kurze Einführung und Übersicht zum Thema der Strompreisprognose. Der Abschnitt 2 erläutert das Funktionsprinzip eines FM, bevor im Abschnitt 3 das weiterentwickelte Modell beschrieben wird. Im Abschnitt 4 werden die Ergebnisse einer exemplarischen Untersuchung vorgestellt und in Abschnitt 5 evaluiert.

### 1. Einleitung und Hintergrund

Das Ziel der Preisprognose ist es, die Marktentwicklung möglichst genau vorherzusehen und den zukünftigen Preis möglichst exakt zu ermitteln. Je exakter die Prognose, desto größer der Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Marktteilnehmern und desto größer der wirtschaftliche Nutzen, der daraus gezogen werden kann. [1, 2]

Im Folgenden wird zunächst das Problem der Strompreisprognose erläutert. Anschließend werden verschiedene Methoden zur Marktmodellierung vorgestellt und verglichen.

Der Strommarkt ist geprägt durch starke, kurzfristige Veränderungen sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Angebotsseite. Ursächlich für diese Veränderungen sind die schwankende Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (EE) und die veränderliche Nachfrage der Endverbraucher. Die Stromnachfrage weist in der Regel zyklische Muster wie Tages-, Wochen-, und Jahresrhythmen sowie Trendkomponenten und stochastische Komponenten auf [3]. Demgegenüber ist die EE-Einspeisung vorrangig von den fluktuierenden Größen Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung abhängig. Dass diese Fluktuationen nicht über die Zeit hinweg ausgeglichen werden können, liegt an der geringen Speicherkapazität im elektrischen Energieversorgungssystem, die dadurch bedingt ist, dass elektrische Energie nur zu hohen Kosten und mit hohem technischem Aufwand speicherbar ist. Als Konsequenz müssen Ein- und Ausspeisung zu jedem Zeitpunkt nahezu ausgeglichen sein.

Die kurzfristigen Veränderungen in der Angebots- und Nachfragesituation, sowie die geringe Speicherkapazität schlagen sich direkt auf den Strommärkten nieder und führen zu mitunter großen Preisschwankungen. So ist es nicht ungewöhnlich, dass der Preis in Zeiten mit hoher Wind- und PV-Einspeisung bei gleichzeitig niedriger Stromnachfrage, bspw. an einem Feiertag, negativ wird [4]. Im Jahr 2019 betrug der minimale Strompreis am Day-Ahead-Markt der EEX für das deutsch-luxemburgische Marktgebiet -90,01 €/MWh, während der maximale Preis bei 128,26 €/MWh lag [5]. Die zyklischen Muster in Angebot und Nachfrage spiegeln sich in der Preiskurve wider. Daher weist der Strompreis ebenfalls ein Tages-, Wochen- und saisonales Muster auf [6].

Der Handel elektrischer Energie erfolgt an verschiedenen Märkten. Der liquideste Markt ist der Day-Ahead-Markt [7]. Dieser wird meist als Referenz bei der Strommarktmodellierung herangezogen [8]. Die Preisbildung erfolgt in einer Auktion nach dem Einheitspreisprinzip, bei dem das teuerste zugeschlagene Angebot den Strompreis für alle Transaktionen bestimmt. In der vorliegenden Arbeit wird, wie weithin geläufig, vereinfacht angenommen, dass dieser Markt den gesamten Stromhandel repräsentiert. [1]

Um den Strommarkt zu modellieren, gibt es verschiedene Modellansätze, die sich unterschiedlich gut für die verschiedenen Anwendungsfälle eignen. Weron [1] schlägt in seiner umfassenden Übersichtsarbeit über Modellierungsmethoden fünf Modellkategorien vor: Multi-Agenten-Systeme, Reduzierte-Form-Modelle, statistische Modelle, Künstliche-Intelligenz-Modelle und FM. Die Multi-Agenten-Systeme und die Reduzierte-Form-Modelle eignen sich vorrangig für qualitative Untersuchungen, bspw. um Angebotsstrategien oder Regulierungsansätze miteinander zu vergleichen. Für quantitative Preisprognosen eignen sich die verbleibenden Modelltypen besser. Alle drei Modelltypen sind verbreitete Instrumente zur Strompreisprognose. Statistische Modelle und Künstliche-Intelligenz-Modelle bilden den Markt auf Grundlage historischer Preisdaten ab. Optional können exogene Daten, die mit dem Preis in bestimmter Weise korreliert sind, berücksichtigt werden. Diese Modelle werden auch als ökonometrische Modelle bezeichnet. Sie werden vor allem zur kurz- bis mittelfristigen<sup>1</sup> Strompreisprognose eingesetzt. Eine Schwäche dieser Modelltypen ist, dass das Marktverhalten nur dann gut abgebildet werden kann, wenn die zu modellierende Situation den Situationen in den historischen Daten ähnelt. Sobald aber die zu modellierende Situation strukturelle Unterschiede zu den Situationen in den historischen Daten aufweist, nimmt die Prognosegüte deutlich ab [9]. Diese Modelle eignen sich also gut zur Interpolation und weniger gut zur Extrapolation der vorhandenen Daten. Um langfristige Prognosen anzustellen, müssen auch strukturelle Veränderungen im Energieversorgungssystem abgebildet werden können. Um Solche Veränderungen zu modellieren, eignen sich FM, welche im folgenden Absatz näher beschrieben werden. [1]

Eine gängige Methode, die Güte von Modellen festzustellen, ist ein Vergleich der Modellergebnisse mit historischen Realwerten des zu untersuchenden Systems. Verbreitete Metriken sind der mittlere absolute prozentuale Fehler (Mean Absolut Percentage Error [MAPE]) und die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (Root Mean Square Error [RMSE]). Sie werden verwendet, um die Güte von quantitativen Modellen zu bewerten. Der MAPE wird aus dem Modellergebnis  $\hat{x}$ , dem Realwert  $x$ , der Anzahl von Zeitschritten  $k$  und dem aktuellen Zeitschritt  $t$  nach der Formel (1) berechnet. Der RMSE wird wiederum nach Formel (2) gebildet. [1]

$$MAPE = \frac{100}{k} \sum_{t=1}^k \frac{|\hat{x}(t) - x(t)|}{x(t)} \quad (1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{(\hat{x}(t) - x(t))^2}{k}} \quad (2)$$

<sup>1</sup> Obwohl die Begriffe kurz-, mittel- und langfristig in der Literatur häufig verwendet werden, sind sie nicht einheitlich definiert. Wir treffen daher folgende Festlegung: kurzfristig - weniger als drei Tage; mittelfristig - zwischen vier Tagen und mehreren Wochen; langfristig - länger als einen Monat.

## 2. Fundamentalmodelle – Funktionsprinzip und Annahmen

Im Gegensatz zu den ökonometrischen Modellen, die das Marktverhalten anhand der Vergangenheit fortschreiben, bilden FM das Systemverhalten auf Grundlage von fundamentalen Informationen über die tatsächlichen ökonomischen und technischen Wechselwirkungen im System ab. [1]

Das gängige Funktionsprinzip ist der sog. Grenzkostenansatz. Bei diesem werden zunächst anhand verfügbarer Informationen über den Kraftwerkspark die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke ermittelt. Zur Vereinfachung können auch Kraftwerke mit ähnlichen Eigenschaften zu Kraftwerksclustern gebündelt werden. Dabei wird vereinfacht angenommen, dass die Grenzkosten über die Auslastung konstant sind [4]. Darauf aufbauend wird die Merit-Order, also die Abrufreihenfolge der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten, ermittelt. Weiter wird ein effizienter Markt angenommen, der die günstigsten verfügbaren Kraftwerksressourcen zur Lastdeckung allokiert. Dieser Annahme folgend, werden anhand der Last und der Merit-Order die Kraftwerke bestimmt, die zur Lastdeckung heranzuziehen sind. Hierbei können technische und ökonomische Nebenbedingungen, wie bspw. Must-Run-Kapazitäten berücksichtigt werden. Dem Einheitspreisprinzip folgend ist das teuerste zur Lastdeckung benötigte Kraftwerk preissetzend. Demzufolge entspricht der zu modellierende Strompreis den Grenzkosten dieses Kraftwerks. [6, 10, 11]

Die dritte Annahme, die einem FM zugrunde liegt, ist, dass Kraftwerksbetreiber ihre verfügbare Leistung zu Grenzkosten am Markt anbieten. Diese Annahme ist deshalb berechtigt, da Kraftwerksbetreiber Opportunitätskosten riskieren, wenn sie Ihre Kapazitäten teurer als zu Grenzkosten anbieten würden. In einem solchen Fall könnte es sein, dass sich ein Preis oberhalb der Grenzkosten und unterhalb des Angebotspreises einstellt. In diesem Fall könnte das Kraftwerk wirtschaftlich elektrische Energie bereitstellen, wurde aber trotzdem nicht allokiert. Die Grenzkosten  $GK_{KW}$  berechnen sich nach Formel (3) aus dem Primärenergiepreis  $p_{PE}$ , dem Heizwert des Primärenergieträgers  $H_{i,PE}$ , dem Wirkungsgrad  $\eta_{KW}$ , den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen  $E_{KW}$  sowie den Emissionszertifikatspreisen  $p_{CO_2}$  und den Betriebskosten  $K_{O\&M,KW}$ . [12]

$$GK_{KW} = \frac{p_{PE}}{\eta_{KW}} + \frac{E_{KW}}{\eta_{KW}} \cdot p_{CO_2} + K_{O\&M,KW} \quad (3)$$

Eine Ausnahme stellt das sog. Peak Load Pricing dar. Hierbei kann es für Betreiber von Spitzenlastkraftwerken mit nur wenigen Einsatzstunden im Jahr vorteilhaft sein, zu einem Preis oberhalb der Grenzkosten anzubieten, um die Fixkosten zu erwirtschaften. In Märkten, in denen einzelne Betreiber weite Teile des Kraftwerksparks kontrollieren, kann die Ausübung von Marktmacht ebenfalls dazu führen, dass die Angebotsstrategie vom Grenzkostenansatz abweicht. Diese Ausnahmen werden in dem hier verwendeten FM nicht berücksichtigt. [13]

Für diese Arbeit wurde ein FM in Python erstellt. Die folgende Grafik stellt vereinfacht das Prinzip des verwendeten FM dar. Zunächst wird im ersten Teil des FM (FM<sub>K€</sub>) aus dem Eingangsvektor  $\vec{u}(t)$ , bestehend u.a. aus Zeitreihen für Last  $P_L$  und Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE  $P_{EE}$  sowie Informationen zum Kraftwerkspark, der Kraftwerkseinsatz ermittelt. Dazu werden entsprechend der Formel (4) aus der Last, den Einspeisezeitreihen der dargebotsabhängigen EE und Annahmen zu Must-run-Kapazitäten  $P_{MR,KW}$  die am Markt zu deckende Residuallast  $\widehat{P}_{RL}(t)$  berechnet.

$$\widehat{P}_{RL}(t) = P_L(t) - \sum P_{EE}(t) - \sum \widehat{P}_{MR,KW} \quad (4)$$

Parallel wird aus Informationen zum Kraftwerkspark die Merit Order  $\widehat{MO}$  berechnet. Durch Verschneiden der Residuallast und der Merit Order wird der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz  $\widehat{KE}(t)$  berechnet. Im zweiten Teil des FM ( $FM_{Preis}$ ) wird aus dem Kraftwerkseinsatz und der Merit Order unter der Prämisse, dass das teuerste allokierte Kraftwerk preissetzend ist, der Strompreis  $\widehat{P}_S(t)$  bestimmt.

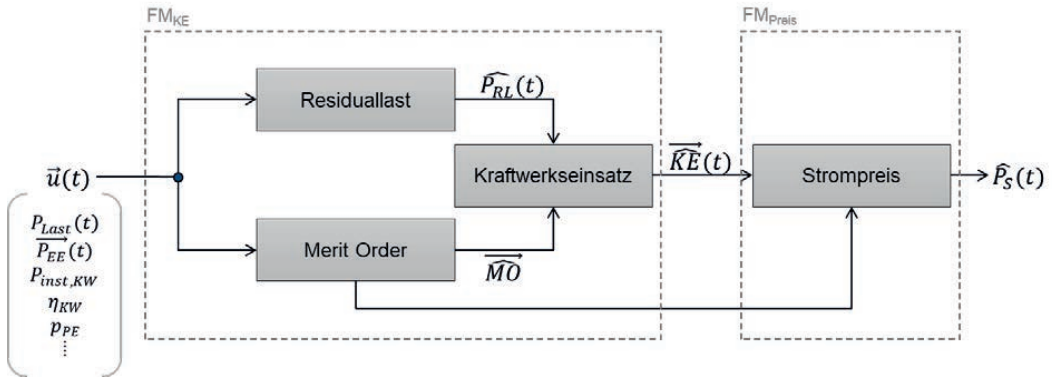


Abb. 1: Schema eines Fundamentalmodells

### 3. Implementierung Parameteroptimierung

Aufbauend auf dem Funktionsprinzip des FM wird in diesem Absatz die Implementierung der Parameteroptimierung erläutert.

Je mehr Informationen über das Energieversorgungssystem mit dem darin eingebetteten Kraftwerks- und Erzeugungspark vorliegen, desto detaillierter kann es modelliert werden. Umgekehrt ist es eine Herausforderung, mittels eines FM trotz begrenzter Daten, eine gute Modellgüte zu erzielen [1]. Da die

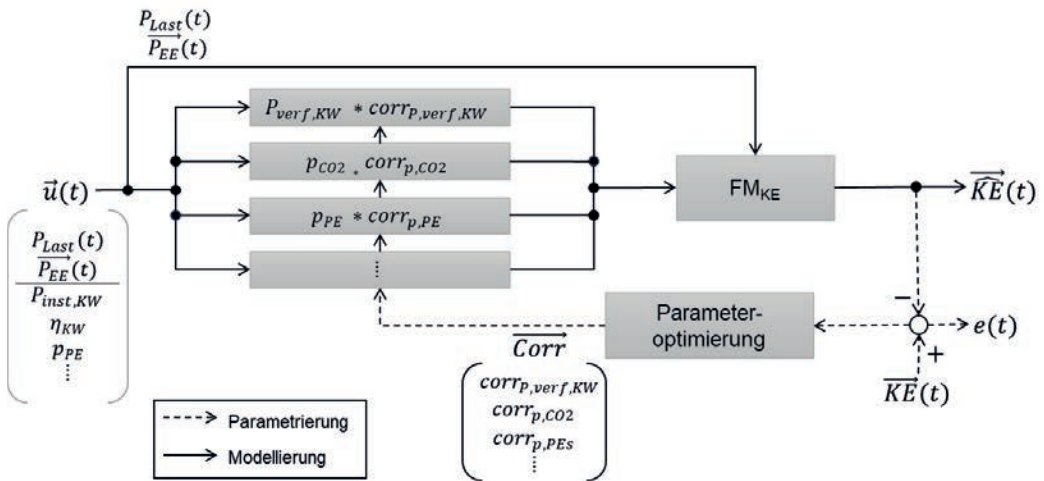


Abb. 2: Schema der Parameteroptimierung

zur Verfügung stehenden Daten das Energieversorgungssystem nur ungenau beschreiben, wurde deshalb ein parametrisches FM mit Parameteroptimierung entwickelt. Durch die Parameteroptimierung können Ungenauigkeiten in den Eingangsdaten teilweise kompensiert werden und die Modellgüte gesteigert werden. Die Eingangsgrößen des Modells sind Last, dargebotsabhängige EE-Erzeugung und Informationen über den Kraftwerkspark. Die Ausgangsgrößen sind der Kraftwerkseinsatz für konventionelle Kraftwerke, unterteilt nach Primärenergieträger. Vernachlässigt wurden der Im- und Export, die Netzrestriktionen sowie die An- und Abfahrtsrestriktionen. Ferner wurden einzelne Kraftwerksblöcke zu Kraftwerksgruppen mit einheitlichen technischen Eigenschaften zusammengefasst.

Zur Minimierung des Modellfehlers wurde das parametrische FM durch ein Optimierungsverfahren erweitert. Das Verfahren verknüpft zentrale Eingangsgrößen jeweils mit einem Korrekturfaktor. U.a. werden Korrekturfaktoren für die Primärenergieträgerkosten  $corr_{Preis,PE}$ , die CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten  $corr_{Preis,CO_2}$  und die verfügbare Leistung  $corr_{P,verf}$  der jeweiligen Kraftwerksgruppen eingeführt und iterativ anhand historischer Trainingsdaten durch die Optimierung parametrisiert. Die Zielfunktion (5) ist dabei die Minimierung des Modellfehlers  $e(t)$ , der sich aus der Summe der RMSE der einzelnen Primärenergieträger ergibt (6).

$$\text{Zielfunktion: } e(t) \rightarrow \text{Min!} \quad (5)$$

$$e(t) = \sum RMSE_{KW} \quad (6)$$

Aufgrund des zu modellierenden nicht linearen Verhaltens der Kraftwerksgruppen und der hohen Anzahl an Modellkomponenten erweist sich eine geschlossene mathematische Beschreibung mit analytischen Lösungen der Extremwertaufgabe als sehr aufwendig, so dass zur Lösung der Problemstellung auf ein simulatives Verfahren mit einem ableitungsfreien Optimierer zurückgegriffen wurde. Das gewählte Optimierungsverfahren basiert auf der Approximation der Antwortfläche des FM unter Einsatz von Radial-Basis-Funktionen [14]. Die Antwortfläche beschreibt dabei, welchen Wert das Modell in allen zulässigen Kombinationen der Variablen annimmt. Für die Umsetzung der Optimierung wurde die Python-Toolbox RBFopt [15] verwendet.

Als Nebenbedingungen sind zu berücksichtigen, dass die eingespeisten Leistungen der jeweiligen Kraftwerksgruppe nicht größer als die installierte Leistung und nicht kleiner als die Must-Run-Kapazität werden darf. Ferner muss sichergestellt werden, dass die Summe der verfügbaren Kraftwerksleistungen größer oder gleich der Höchstlast ist. Da die RBFopt Toolbox keine direkte Begrenzung durch Nebenbedingungen ermöglicht, wurde die Zielfunktion um einen Strafterm erweitert. Dieser Strafterm nimmt bei Verletzung der Nebenbedingungen sehr hohe Werte an, wodurch unzulässige Lösungen vermieden werden können. Es ist jedoch möglich, dass durch die damit einhergehende künstliche Verzerrung der Antwortfläche die Laufzeit der Optimierung deutlich erhöht wird.

Der Ablauf des Optimierungsverfahrens ist wie folgt. Zur initialen Abtastung des Lösungsraumes wird eine bestimmte Anzahl an zufälligen Korrekturparametersets generiert. Für diese zufälligen Parametersets wird der Kraftwerkseinsatz berechnet und die Modellgüte ermittelt. Die Ergebnisse werden als Startpunkte für Approximation des Lösungsraums genutzt. Das Verhalten des Fundamentalmodells wird mittels Linearkombinationen von radialen Basisfunktionen approximiert. Diese Approximation nimmt an den berechneten Punkten exakt den Wert des FM an. Diese Punkte dienen als Stützstellen für die Interpolation der Antwortfläche. Im nächsten Schritt wird das FM iterativ an neuen Punkten evaluiert, wobei nach jeder Evaluation die approximierte Antwortfläche unter Berücksichtigung der zusätzlichen Stützstellen neu berechnet wird. Bei der Auswahl der neuen Punkte werden abwechselnd Gebiete abgetastet, die nur wenige Stützstellen aufweisen (globale Suche) und Gebiete, die bereits Anzeichen für ein Minimum aufweisen (lokale Suche). Als Abbruchkriterium für die



Iterationsschleife können unter anderem ein zu erreichender Zielwert oder auch eine maximale Anzahl von Iterationen festgelegt werden.

#### 4. Exemplarische Untersuchung

Das entwickelte Verfahren wurde anhand von öffentlich verfügbaren Daten vom Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) [16] für das deutsche Marktgebiet getestet. Die Parametrierung der Korrekturfaktoren wurde anhand des Jahres 2018 vorgenommen und anschließend anhand des Jahres 2019 getestet. Die von den ENTSO-E herausgegebenen Daten sind stark aggregiert und haben nur einen geringen Detaillierungsgrad. So liegt der Kraftwerkseinsatz nur aufgeteilt nach Primärenergieträger vor und nicht nach Kraftwerkstyp (bspw. nach Gas-und-Dampf-Kraftwerk und Gasturbinen-Kraftwerk) oder gar blockscharf für jeden Kraftwerksblock. Eine zusätzliche Herausforderung stellt die Sammelgruppe „Sonstige konventionelle Erzeugung“ dar. Hierin werden eine Vielzahl von kleinen Erzeugern mit gemischten Brennstoffen (bspw. Gas und Öl) sowie Sonderbrennstoffen wie Gruben- oder Deponiegas zusammengefasst. Das macht es schwierig, diese Gruppe fundamental anhand eines einheitlichen Wirkungsgrads oder Grenzkostenpreises zu beschreiben. Obwohl diese Gruppe nur 0,5 % der Stromerzeugung ausmacht, kann sich der durch eine falsche Einschätzung auftretende Fehler auf den Kraftwerkseinsatz der in der Merit-Order nachfolgenden Gruppen fortpflanzen. So kann eine kleine Kraftwerksgruppe, einen überproportional großen Fehler bewirken. Die Prognosefehler in den Gruppen Braunkohle (ca. 20 % der Stromerzeugung), Kernkraft (14 %), Steinkohle (9 %) und Erdgas (8 %) fallen durch ihre großen Anteile an der Stromerzeugung jedoch stärker ins Gewicht.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass das FM mit dem Parameteroptimierungsverfahren für das Testjahr 2019 deutlich bessere Ergebnisse erzielt als der Basisfall ohne Parameteroptimierung. Sowohl bei der Auswertung des RMSE als auch beim MAPE konnte der Modellfehler insgesamt reduziert werden. So verbesserte sich der arithmetisch über alle Primärenergieträger gemittelte RMSE um 38 % von 2,29 GWh im Basisfall auf 1,16 GWh im optimierten Fall. Der MAPE verbesserte sich im Durchschnitt um 32,61 % und sank von 61,9 % auf 28,75 %. Die Verbesserungen unterscheiden sich je Primärenergieträger stark. Einen detaillierten Überblick über die Ergebnisse im Einzelnen geben die Abbildungen 3 und 4.

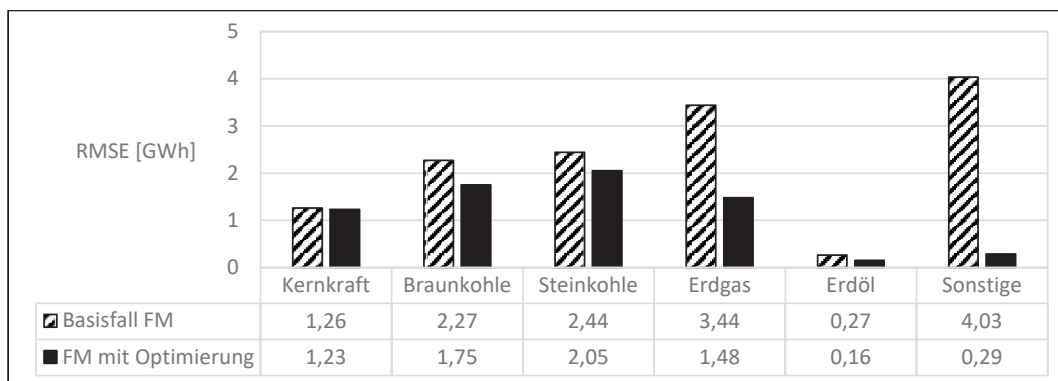


Abb. 3: Gegenüberstellung der Ergebnisse als RMSE

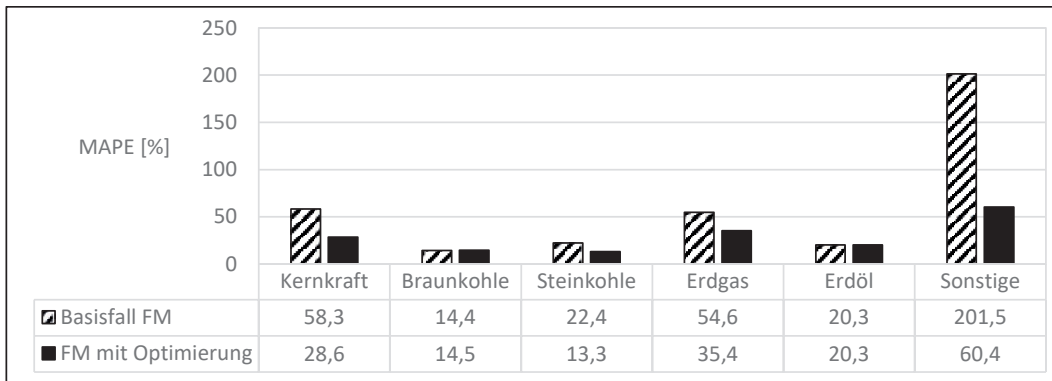


Abb. 4: Gegenüberstellung der Ergebnisse als MAPE

Trotz der Vielzahl an Studien mit FM, die eine detaillierte Fehlerbewertung anhand des MAPE und RMSE für die Strompreismodellierung durchführen, gibt es keine Veröffentlichungen, die dies in einem ähnlichen Detailgrad für den Kraftwerkseinsatz tun. Daher konnte kein direkter Vergleich zu anderen Modellen durchgeführt auf Basis aussagekräftiger Metriken wie RMSE oder MAPE angestellt werden. Es wird daher ein Vergleich mit [17] herangezogen. Beran gibt in seiner Arbeit den Modellfehler für den Kraftwerkseinsatz der vier größten konventionellen Primärenergieträger auf Basis der aufsummierten Einspeisung des Jahres 2015 an. Die Untersuchung weist gewisse Parallelen zu der hier vorgestellten Arbeit auf, so wurde ebenfalls ein FM zur Berechnung verwendet und das Untersuchungsszenario auf Basis der Daten der ENTSO-E aufgebaut. Abbildung 5 zeigt, dass sich beim Vergleich zwischen dem Basisfalls und den Ergebnissen aus Berans Arbeit kein eindeutiges Ergebnis zu Gunsten eines Modells ergibt. Mit der Parameteroptimierung kann der Modellfehler allerdings in drei von vier Primärenergieträgergruppen verbessert werden. Der Vergleich ist aufgrund des Unterschiedlichen Ausgangsjahres und der weniger aussagekräftigen Vergleichsmetrik der Jahressummenabweichung mit Vorsicht zu genießen.

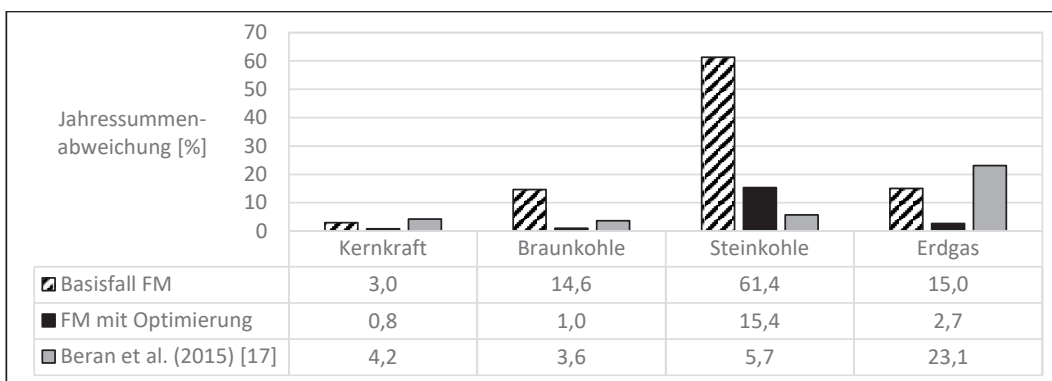


Abb. 5: Vergleich der prozentualen Prognosefehler

### 5. Evaluation und Ausblick

Es wurde ein vereinfachtes Fundamentalmodell des deutschen Strommarktes mit einer Parameteroptimierung unter Verwendung des RBFopt Python Moduls erweitert. Die Güte der

Kraftwerkseinsatzmodellierung wurde mit und ohne Optimierung untersucht. Dabei wurde jede Primärenergieträgergruppe einzeln betrachtet. Die Untersuchung zeigt, dass mithilfe der Parameteroptimierung die fundamentale Kraftwerkseinsatzmodellierung auf Grundlage stark aggregierter Daten signifikant verbessert werden kann. Wegen mangelnder vergleichbarer Untersuchungen in der Literatur ist leider keine abschließende Bewertung des vorgeschlagenen Verfahrens möglich. Hier hoffen wir auf zukünftige Studien, die der Kraftwerkseinsatzmodellierung als Zwischenschritt zur fundamentalen Strompreismodellierung mehr Aufmerksamkeit schenken, um so die Nachvollziehbarkeit von FM zu verbessern.

Um die Modellgüte mithilfe der Parameteroptimierung weiter zu verbessern, ist ein Ansatz, statt nur eines Parametersets für den gesamten Untersuchungszeitraum, mehrere, verschiedene Parametersets für unterschiedliche Situationen zu generieren. So könnte beispielsweise je nach Typtag oder Jahreszeit unterschiedliche Parametersets bessere oder schlechtere Ergebnisse erzielen. Auch ist es denkbar angepasste Parametersets für Zeiten mit hoher und niedriger Einspeisung aus dargebotsabhängigen EE zu verwenden. Diesen Ansatz werden wir in weiteren Arbeiten untersuchen.

### Quellenverweise

- [1] R. Weron, "Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future," *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081, 2014, doi: 10.1016/j.ijforecast.2014.08.008.
- [2] K. K. Nargale and S. B. Patil, "Day ahead price forecasting in deregulated electricity market using Artificial Neural Network," pp. 527–532.
- [3] Stefan Klaißer, "Analyse, Identifikation und Prognose preisbeeinflusster elektrischer Lastzeitreihen," Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, 2019.
- [4] D. Biggar and M. R. Hesamzadeh, *The Economics of Electricity Markets*. Chichester, West Sussex: Wiley IEEE Press, 2014. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?bknumber=6898621>
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *smard Strommarktdaten*. [Online]. Available: <https://www.smard.de/home/marktdaten> (accessed: Dec. 10 2020).
- [6] M. C. Hildmann, *Quantitative methods for the economic analysis of liberalized power markets*. @Zürich, Eidgenössische Techn. Hochsch., Diss., 2014. Zürich: ETH, 2014. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.3929/ethz-a-010400594>
- [7] European Energy Exchange, *Our Products: Day-Ahead trading*. [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts> (accessed: Oct. 14 2020).
- [8] C. Möller, "Balancing energy in the German market design," Karlsruher Inst. für Technologie, Diss., 2010. [Online]. Available: <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000019393>
- [9] A. C. Wink, *Preisprognosen für kurzfristige Strommärkte: Bewertung von Methoden und Analyse der Einflussgrößen auf den Strompreis*. Berlin: LIT, 2017.
- [10] P. L. Skantze and M. D. Ilic, *Valuation, Hedging and Speculation in Competitive Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2001.
- [11] M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, *Managing energy risk*: Wiley, 2007.
- [12] enervis energy advisors GmbH, "Fundamentale Strommarktanalyse und Preisprognose 2015-2035: Enervis Best Guess Szenario," enervis energy advisors GmbH, Berlin, 2014.

- [13] F. Grote, C. Baumann, and A. Moser, "Modellierung von Peak Load Pricing im deutschen Strommarkt," in *13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria*.
- [14] H.-M. Gutmann, "A Radial Basis Function Method for Global Optimization," *Journal of Global Optimization*, vol. 19, no. 3, pp. 201–227, 2001, doi: 10.1023/A:1011255519438.
- [15] A. Costa and G. Nannicini, "RBFOpt: An open-source library for black-box optimization with costly function evaluations," *Math. Prog. Comp.*, vol. 10, no. 4, pp. 597–629, 2018, doi: 10.1007/s12532-018-0144-7.
- [16] Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber, *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/> (accessed: Oct. 15 2020).
- [17] P. Beran, C. Pape, and C. Weber, *Modelling German electricity wholesale spot prices with a parsimonious fundamental model: Validation and application*. Essen: Universität Duisburg-Essen, 2018. [Online]. Available: <https://ideas.repec.org/p/dui/wpaper/1801.html>

## Electricity Price Forecasting at Virtual Power Plant Neckar-Alb

A. Medynskiy, F. Truckenmüller, P. Tugarinov

Reutlingen University, Reutlingen (Germany)

### Abstract

This paper describes the analysis of day-ahead power market data from the European Power Exchange (EPEX) SPOT over a period of 17 months till October 2020 and the forecasting model for electricity prices. High volatility of the DE-LU (Germany and Luxembourg) power market in order to improve the planning of the bidding strategy and maximize benefits was reflected. Forecasting models based on the Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA) approach and artificial neural networks are developed to predict Day-Ahead prices up to a week ahead. Models are built for a virtual power plant Neckar-Alb and will be used as a part of an optimization tool for the operation timetable of connected distributed energy devices.

### 1. Introduction

In the last years, we see not only the number rise of renewable, weather-dependent distributed energy resources, but also new controllable electricity demand, e.g. from electric vehicles. This leads us to even greater flexibility in the short-term electricity market. Energy-efficient management become increasingly important. In order to optimize matching of energy supply and demand and to achieve the most efficient energy generation, we must act with foresight and forecast price behavior on the trading market.

The aggregation of multiple small distributed energy devices can participate at the energy market as a larger entity called Virtual Power Plant. The Virtual Power Plant Neckar-Alb at the Campus of Reutlingen University by the Reutlingen Energy Centre (REZ) is built as a demonstration platform for education and research of new technologies and uses price forecasting as a key part of optimizing the operation of distributed energy devices [1].

In this paper, day-ahead trading on EPEX SPOT is addressed. Fig. 1 demonstrates the schematic chronological representation of the day-ahead market. Market participants must submit their bids for the auctions for the following day by noon each day. Market clearing prices are published at 12:40 p.m. every day [2]. In general, it is necessary to have an accurate forecast prior to the published prices, so that the company could adjust its bidding strategy or production/ consumption schedule.

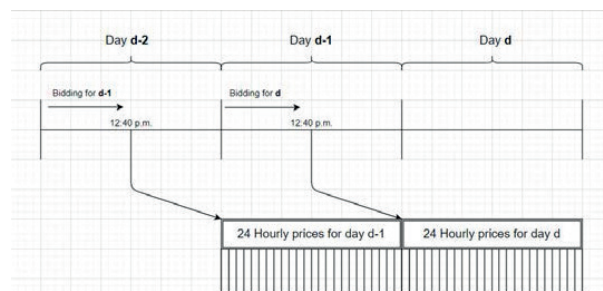


Figure 1. Chronological representation of day-ahead market

### 2. Data analysis and visualization

An original dataset contains hourly prices from EPEX-Spot DE-LU Market Area for the period from 09 May 2019 to 22 October 2020 that corresponds to 533 days or 12792 hours.

Time series dataset consists of systematic and non-systematic components. Systematic are those that have consistency or recurrence and can be described and modeled. Non-systematic components cannot be directly modeled and are called noise. A given dataset is thought to consist of three systematic components: level, trend, and seasonality. The level is the average value in the series, the trend is the increasing/decreasing value, seasonality is the repeating short-term cycle in the time series. The non-systematic component is noise – the random variation in the series. Fig. 2 shows the plot of hourly prices over 533 days. The red line represents the overall trend. It shows signs of cyclicity, changing its direction from downward to upward in the middle of April 2020. However, the dataset is too small to make conclusions about it.

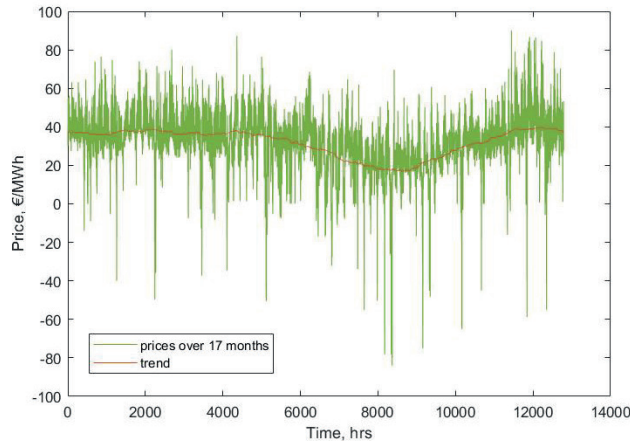


Figure 2. Hourly prices

The average price over a selected period is 31.9 euros, with a standard deviation of 15.43 euros. Global minimum and maximum are -83.94 euros and 90.1 euros correspondingly.

Prices seem to be normally distributed around their mean value (Fig 3). Figure 4 demonstrates the distribution of differenced data. Dataset can be considered as valid.

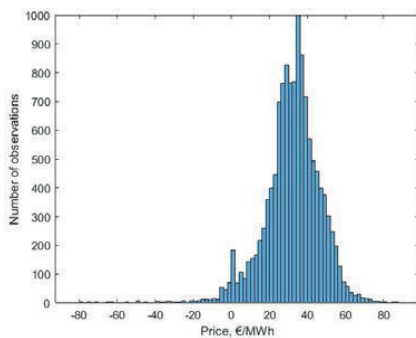


Figure 3. Distribution of prices

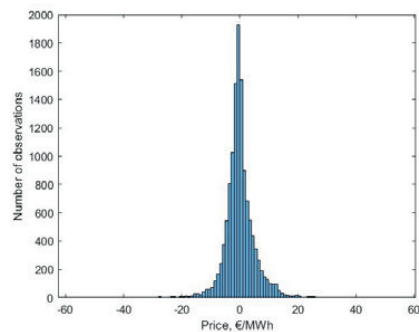


Figure 4. Differenced prices

Fig. 5 demonstrates the bar chart with averaged prices for every weekday from Monday to Sunday. Prices are similar during the workdays, with a local minimum on Monday and a local maximum on Wednesday.

Fluctuation during workdays does not exceed 10%. Prices on Saturday and Sunday are 20% and 30% lower than on workdays correspondingly.

Fig. 6 shows averaged daily fluctuations of price. Starting at midnight, the price decreases until 02 am, with the local minimum at this point. Then the price starts increasing and reaches its first peak at 05:30 am. It is followed by a significant decrease and gets to a local minimum at noon. After that, the pattern repeats, rising rapidly until 05:30 pm, where it reaches the day's maximum value. Since then, there is a massive decrease until midnight, where the price gets close to the price at the beginning of the day.

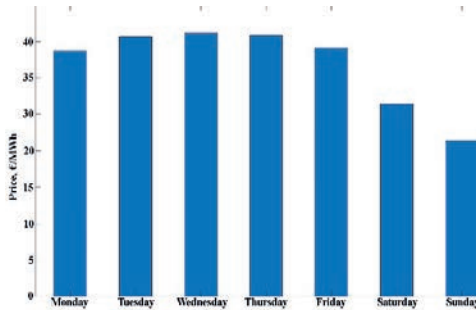


Figure 5. Prices by weekday

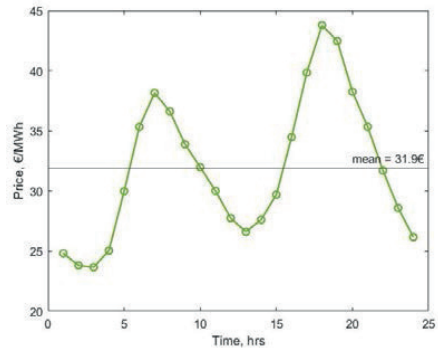


Figure 6. Daily pattern

### 3. Forecasting

Two models were chosen to forecast prices for one day (24 hours) ahead: ARIMA with and without seasonal component and neural network autoregressive (NNAR).

ARIMA stands for Autoregressive Integrated Moving Average. It is a combination of two different models: Autoregressive model and Moving Average model. Autoregressive model uses values from previous time steps to predict values at next time steps. Moving average, for its part, takes an arithmetic mean of a set of previous values over the specified number of time steps in the past [3]. For an ARIMA model to be applied, time series must be stationary [4]. A stationary time series is one whose properties such as mean, variance, autocorrelation do not depend on the time at which the series is observed. In simple words, a stationary time series will have no predictable patterns in long term. To get rid of a trend and/or seasonality, differencing can be applied.

An ARIMA model is characterized by 3 terms: p, d, q, where p is the Auto-Regression order, q is Moving-Average order and d is the number of differences required to make the time series stationary. Order in these terms refers to the number of lagged values that should go into the model. ARIMA model has the following mathematical representation (Eq. 1):

$$y'_t = c + \phi_1 y'_{t-1} + \dots + \phi_p y'_{t-p} + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t, \quad (1)$$

where

$y'_t$  - is the differenced time series;

$\varepsilon_t$  - is a noise;

$\phi$  - is AR coefficient for lagged value;

$\theta$  - is MA coefficient for lagged value;

Two functions are used to determine parameters: Autocorrelation Function (ACF) and Partial Autocorrelation Function (PACF). Autocorrelation function is a (complete) correlation function that shows autocorrelation of any value in time series with its lagged values. Lag is a time gap between these values. Mostly, ACF describes how well the present value of the series is related to its previous values and is used to detect non-randomness in data. Partial Autocorrelation Function (PACF) is the amount of correlation between a variable and a lag of itself that is not explained by their mutual correlations with other variables of the same series.

Figure 7 shows the autocorrelation function. Significant correlation is on lags 1,6,12,16,24,168. The seasonal correlation was removed for better visual estimation. There is strong evidence of weekly seasonality, as the most significant correlation is on lag 168, which is 7 days before the observed value. Partial autocorrelation shows a significant correlation on lags 1, 24, and 168 (Fig. 8).

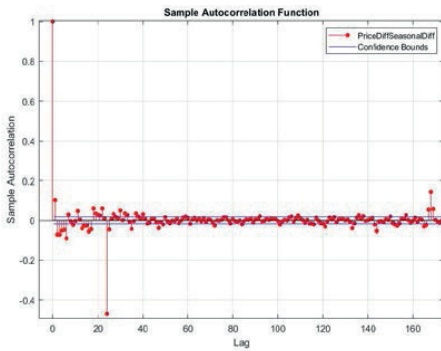


Figure 7. Autocorrelation function

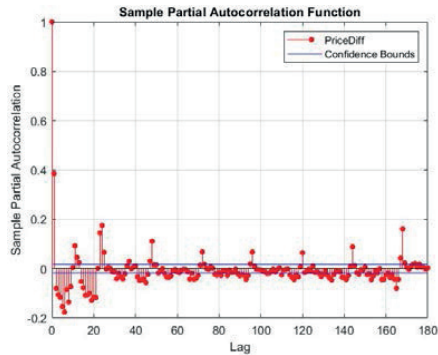


Figure 8. Partial autocorrelation

Based on information obtained from ACF and PACF plots, the following model is estimated (Eq. 2).

$$(1 - \phi_1 L - \phi_{24} L^{24} - \phi_{168} L^{168})(1 - L)y_t = (1 + \theta_{24} L^{24} + \theta_{168} L^{168})\epsilon_t \quad (2)$$

The model takes 1, 24, and 168 lagged values as AR parameters, and 24 and 168 lagged values as moving average parameters. First-order difference is applied to remove the trend.

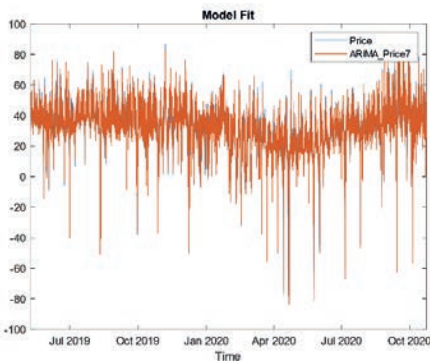


Figure 8. Model fit

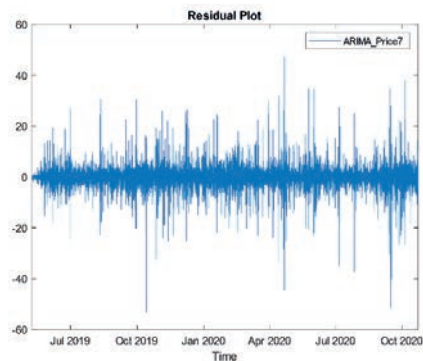


Figure 9. Residuals



Figures 8 and 9 show the model fit and its residuals. It was found that residuals contain have some autocorrelation, that can be used for the improvement of the model. However, adding this information to the model did not lead to a significant improvement of the model accuracy. Moreover, the model becomes overparameterized, which leads to overfitting.

Table 1 shows the estimation of model parameters. AR at lag 168 has the highest value and therefore has the highest influence on the predicted value. P-value is lower than 0.05 for all predictors, which means that all parameters are significant and are associated with changes in the response value.

**Table 1. Estimation of model parameters**

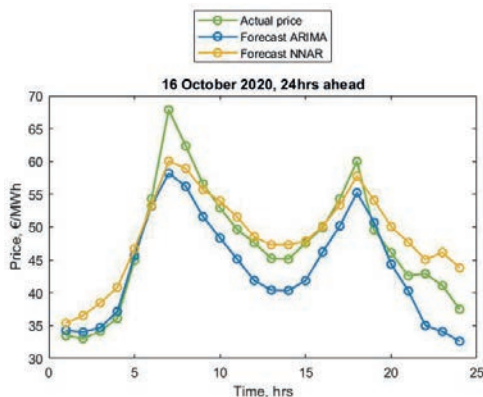
Parameter	Value	Standard Error	t Statistic	P-Value
Constant	0	0	NaN	NaN
AR{1}	0.044506	0.0027482	16.1945	5.5139e-59
AR{24}	0.069868	0.0062397	11.1974	4.1966e-29
AR{168}	0.87576	0.0064295	136.2105	0
MA{24}	0.015249	0.0075746	2.0132	0.044098
MA{168}	-0.72028	0.0084718	-85.0214	0
Variance	16.6851	0.066702	250.145	0

A feed-forward neural network was applied to find non-linear dependencies between prices at different lags. It takes 1,24,168 lags as inputs and has 1 hidden layer with 2 neurons. The model is called Neural Network Autoregressive (NNAR) because it uses lagged values of the single variable as inputs.

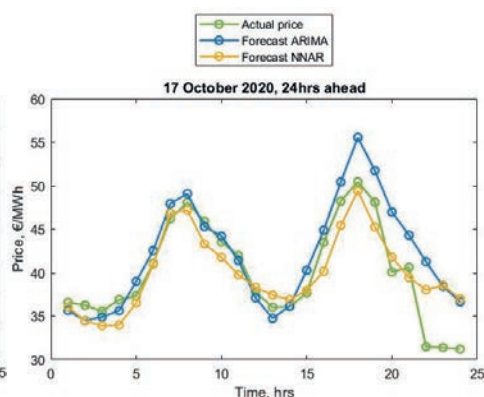
Firstly, the model is trained in the open-loop. It means that that it uses target values as inputs to improve the performance of the model. Then, it is switched to the closed-loop to obtain a forecast for the time extent that is not included in the dataset. Model is trained using Bayesian Regularization method.

It was found that applying a neural network to stationaries time series gives better results in forecasting. So before training the neural network, the dataset was differenced once. After that, the forecast was added to initial dataset (concatenated) and the inverse difference was applied.

Figures 10 - 13 show the comparison of forecasts made by ARIMA and NNAR.



**Figure 10. Forecasts for October 16, 2020**



**Figure 11. Forecasts for October 17, 2020**

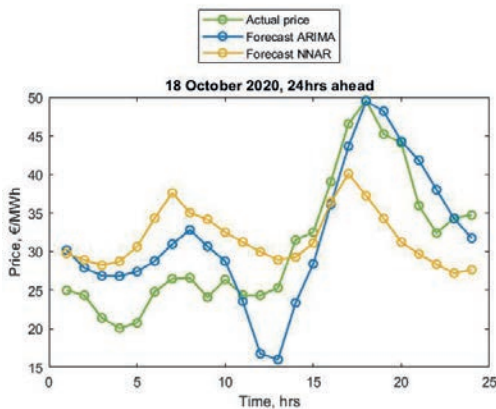


Figure 12. Forecasts for October 18, 2020

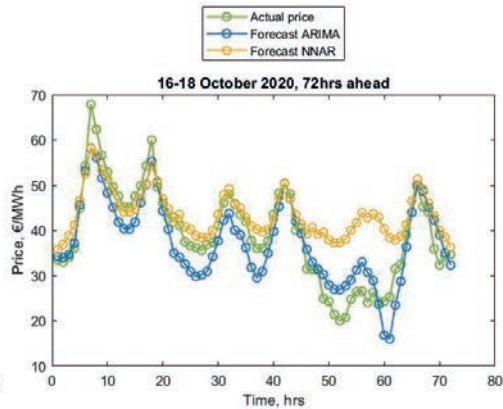


Figure 13. Forecasts for 3 days ahead

The mean absolute percentage error (MAPE) of the ARIMA model is 10.42% for 24 hours ahead forecast and 11.54% for 72 hours ahead. MAPE of the NNAR model is 12.18% and 18.63% for 24 hours ahead and 72 hours ahead correspondingly. It can be concluded that NNAR has worse performance than ARIMA when using the same lagged values as parameters.

## Conclusions

ARIMA and ANN can be considered as reliable models for electricity price forecasting. ARIMA model generally performs better than ANN, however, there are days, when ANN completely outperforms ARIMA. Both models lack the reactivity to rapid price changes. The daily pattern is repeated properly for both models; however, prediction of outliers needs improvement. In periods when the price can be considered as stable, models show similar results. Electricity prices are dependent on various factors. Adding additional parameters to the forecasting models can significantly improve results. Adding exogenous factors to forecasting models can help in modelling non-linear behavior. ARIMAX (Autoregressive integrated moving average with an exogenous variable) or NNARX (Neural Network Autoregressive with exogenous variable) can be used for this purpose.

## References

- [1] F. Heimgärtner, E. Schur, F. Truckenmüller und M. Menth, „A Virtual Power Plant Demonstration Platform for Multiple Optimization and Control Systems“ in International ETG Congress, Bonn, Germany, 2017.
- [2] <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/day-ahead-trading/> Accessed on 30.12.2020
- [3] Contreras J., Espinola R., Nogales F., Conejo J., ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices, IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.3.
- [4] <https://otexts.com/fpp2/stationarity.html> Accessed on 30.12.2020
- [5] Weron R., “Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future,” Int. J. Forecast., vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081.

## Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme im Projekt R2Q

Christian Klemm<sup>1,2</sup>, Peter Vennemann<sup>1</sup>

<sup>1</sup> FH Münster, Münster

<sup>2</sup> Europa-Universität Flensburg, Flensburg

### Abstract

Rund 75 % des weltweiten Energieverbrauchs findet innerhalb urbaner Energiesysteme statt. Solche Systeme beinhalten mehrere Energiesektoren (Elektrizität, Wärme, Kälte, ...), Verbrauchssektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Mobilität, ...) und Interessensgruppen und sind deshalb besonders komplex. Durch den Einsatz von Methoden der Energiesystemmodellierung können diese komplexen Systeme simuliert, analysiert und optimiert werden. Mit Simulationsmodellen können Kosten, Emissionen und verschiedene andere Systemparameter prognostiziert werden. Mithilfe von Optimierungsalgorithmen können Technologien miteinander verglichen, Anlagen dimensioniert und Betriebsweisen optimiert werden. Die Erkenntnisse aus Energiesystemmodellen können zur Einhaltung verschiedener politischer und sozialer Ziele, wie beispielsweise die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Bedarf nach kostengünstiger Energieversorgung oder auch die Stärkung der regionalen Wirtschaft, beitragen.

Im Projekt R2Q werden Ansätze der Energiesystemmodellierung für den Einsatz in der Planung urbaner Energiesysteme aufgearbeitet, angepasst und für städteplanerische Prozesse verfügbar gemacht. In ersten Modelldurchläufen für ein Testgebiet in Herne konnte durch die Kombination verschiedener Technologien eine rechnerische Minimierung der monetären Kosten um 19 % bei gleichzeitiger Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 36 % ermittelt werden. Durch ein emissionsoptimiertes Szenario können die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 47 % reduziert werden, was jedoch mit einer Steigerung der Kosten um 29 % einhergeht.

### 1. Einleitung

Rund 75 % des weltweiten Energieverbrauchs und 70 % der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen werden in Städten verursacht [1]. Bei einer prognostizierten Verdoppelung der Stadtbevölkerung bis 2050 ist davon auszugehen, dass dieser Wert noch weiter steigen wird [2]. Urbane Energiesysteme werden dadurch wachsen und an Komplexität gewinnen [3]. Energiesystemmodelle stellen bei der Analyse und Planung dieser komplexen Systeme ein wichtiges Werkzeug dar [3].

Ein **Energiesystem** kann als die Gesamtheit aller Prozesse zur Bereitstellung und Nutzung von Energie im Sinne maschineller Arbeitsfähigkeit in einer bestimmten Gesellschaft oder Wirtschaft definiert werden [4]. Städtische Energiesysteme umfassen eine Vielzahl von Verbrauchssektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie, Verkehr, ...) und Energiesektoren (Wärme, Elektrizität, fossile Brennstoffe, ...) [5], deshalb werden sie auch als gemischt genutzte Multi-Energie-Systeme (MES) bezeichnet [3]. Ein **urbanes Energiesystem** wird dieser Stelle als die Gesamtheit aller Prozesse zur Bereitstellung und Nutzung von Endenergie für alle Verbrauchssektoren eines Stadtgebiets definiert [3].

Ein **Modell** ist eine vereinfachte Darstellung eines realen Energiesystems. Bei der Analyse von Energiesystemen liegt der Fokus auf mathematischen und programmierten Modellen [6]. In diesem Zusammenhang werden neben dem Begriff „Modell“ auch häufig die Begriffe „**Modellgenerator**“ und „**Modellierungsframework**“ verwendet. Obwohl diese Begriffe scheinbar ähnliche Bedeutungen haben, ist es wichtig, diese genau zu differenzieren. Modellgeneratoren sind Werkzeuge, die Modelle mit bestimmten vordefinierten analytischen und mathematischen Eigenschaften erstellen können [7]. Die Verwendung von Modellgeneratoren kann Zeit sparen, aufgrund der vordefinierten Eigenschaften ergeben sich je-

doch Einschränkungen in Bezug auf die Flexibilität der Modelle, die sie erzeugen. Modellierungsframeworks sind strukturierte Werkzeugkästen, die mehrere Modellgeneratoren und spezifische Sub-Modelle enthalten [7]. Je nach Breite des Spektrums an bereitgestellten Werkzeugen gibt es weniger Einschränkungen, aber ihre Verwendung erfordert i.d.R. mehr Programmieraufwand als die Verwendung eines Modellgenerators [8].

Das vom BMBF geförderte Projekt R2Q „RessourcenPlan im Quartier“ beschäftigt sich mit der Entwicklung von Planungsinstrumenten zur effizienten Nutzung der Ressourcen Wasser, Baustoffe, Fläche und Energie innerhalb von Stadtquartieren. Die entwickelten Methoden werden in einem „Werkzeugkasten“ zusammengefasst und an zwei Modellquartieren in Herne exemplarisch erprobt [9]. Im Teilprojekt „Energie“ werden Methoden der Energiesystemmodellierung eingesetzt, um die Integration verschiedener Technologien und Maßnahmen (z.B. Wärmepumpen oder lokale Energiemärkte) in urbane Energiesysteme hinsichtlich verschiedener Nachhaltigkeitsaspekte zu untersuchen. Dabei werden alle theoretisch möglichen Versorgungsszenarien miteinander verglichen und „Nachhaltigkeitsmaxima“ errechnet [10].

Um replizierbare Ergebnisse zu schaffen wird neben der Modellierung eines Beispielquartiers ein Modellgenerator entwickelt, welcher es ermöglicht, die Energiesysteme beliebiger anderer urbaner Gebiete zu modellieren und optimieren.

## 2. Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme

### 2.1 Modelleigenschaften und Modellierungstools

Je nachdem für welchen Untersuchungsaspekt sie konzipiert werden, haben Energiesystemmodelle unterschiedliche Eigenschaften. So kann beispielsweise zwischen

- verschiedenen Modellierungsmethoden (Prognose, Optimierung, Back-Casting),
- verschiedenen analytischen Ansätzen (Bottom-Up, Top-Down, Hybrid),
- mathematischen Ansätzen (lineare Programmierung, dynamische Programmierung, ganzzahlige Programmierung, uvm.) sowie des
- strukturellen und technischen Details (zeitliche und räumliche Auflösung, Berücksichtigung verschiedener Sektoren und Technologien, uvm.)

unterschieden werden [8]. Modelle zur Optimierung urbaner MES, arbeiten in der Regel mit

- Prognose- und Optimierungsmethoden,
- berücksichtigen mehrere Energie- (Wärme, Elektrizität, ...) und Nachfragesektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie, ...),
- nutzen eine mindestens stündliche zeitliche Auflösung,
- folgen analytischen Bottom-Up- oder Hybridansätzen und
- nutzen (ganzzahlige) lineare oder dynamische Programmierungsansätze [8].

Im Rahmen eines Literatur-Reviews [8] wurden insgesamt 145 Modellierungstools (Modellgeneratoren und -frameworks) miteinander verglichen und geprüft, ob diese für die Optimierung urbaner MES geeignet sind. Insgesamt 13 Tools kommen demnach in Frage<sup>1</sup>. Andere Tools wurden entweder für einen anderen Anwendungsbereich erstellt (12 Tools), verwendeten eine andere Methodik (39 Tools), können die geografische Abdeckung von Stadtbezirken nicht berücksichtigen (44 Tools), berücksichtigen nicht genügend Energie- und Nachfragesektoren (20 Tools) oder arbeiteten mit einer zu geringen zeitlichen Auflösung (17 Tools). Von den 13 geeigneten Tools bieten wiederum nur zwei Tools („oemof“ [11] und „urbs“ [12]) gleichzeitig eine Open-Source Verfügbarkeit und die Möglichkeit verschiedene Optimierungskriterien anzuwenden [8]. Alles in allem bietet oemof mehr Untermodule, und sein flexibler Modellierungsansatz macht es genauer und vielseitiger. Auf der anderen Seite hat urbs eine niedrigere Ein-

<sup>1</sup> Calliope, DER-CAM, EnergyPLAN, energyPro, eTranspor, ficus, HOMER, MARKAL, MARKAL-MACRO, oemof, Temoa, TIMES und urbs

stiegshürde, weil man keine Programmierkenntnisse anwenden muss [8]. Aufgrund der genannten Vorteile wird im Projekt R2Q oemof verwendet.

## 2.2 Herausforderungen und Hindernisse

Ein großer Teil von **Modellen und Modellierungstools stehen nicht offen zur Verfügung** [8], dadurch wird der Fortschritt bei der Entwicklung von Energiesystemmodellen gebremst. Weiterhin sind für hochwertige Modellergebnisse **Daten mit hoher Qualität und hoher zeitlicher Auflösung** essenziell. Oft stehen solche Daten jedoch nicht, oder nur mit unzureichender Qualität zur Verfügung. Selbst in Fällen, in denen die Daten existieren, sind **mangelnde Transparenz und Zugänglichkeit** ein häufiges Problem [13]. Häufig werden Modelle daher auf der Grundlage von mehr oder weniger ungenauen Annahmen erstellt. Der Umgang mit den sich daraus ergebenden Unsicherheiten kann eine Herausforderung darstellen. Kaum vorhersagbare Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiesystemen [14] sowie menschliches Verhalten, insbesondere Rückkopplungen zwischen Verbraucherverhalten und politischen Entscheidungen, führen zu erheblicher Unsicherheit in Modellcodes und -ergebnissen [8,13]. Mit zunehmender geographischer Abdeckung, zeitlicher und räumlicher Auflösung und berücksichtigter Sektoren und Technologien nimmt die Komplexität von Energiesystemen stark zu. Dies wiederum führt zu einem drastischen Anstieg des **Eingabeaufwands für die Erstellung sowie Rechenaufwand zur Lösung eines Modells** [8]. Energiesystemmodelle sind in der Regel programmierte Modelle, d.h. selbst wenn Anwender mit Modellgeneratoren oder Rahmenwerken arbeiten, können sie die Vorteile von Energiesystemmodellen nur dann voll ausschöpfen, wenn sie über **Programmierkenntnisse** verfügen. Um Energiesystemmodelle in einem breiten Nutzerfeld zur Anwendung zu bringen, ist es nötig, intuitive Benutzeroberflächen zu schaffen [8].

## 2.3 Open Energy Modeling Framework

Das „Open Energy Modeling Framework“ (oemof) ist ein Community-betriebenes Open-Source-Modellierungsframework für die Analyse und Optimierung von Energiesystemen. Es ist als modulare Python-Bibliothek konzipiert, die aus einer Reihe von Sub-Bibliotheken besteht [7]. Beispiele sind „oemof.solph“, mit der Energiesysteme auf der Grundlage der mathematischen Graphentheorie beschrieben werden können, „oemof.demandlib“, die Verbraucher auf der Grundlage von Standardlastprofilen simuliert, und „oemof.feedinlib“, die die Simulation von erneuerbaren Energiesystemen wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen ermöglicht [7]. Von der Community werden kontinuierlich neue Bibliotheken und Module entwickelt. Der flexible Modellierungsansatz ermöglicht es, jede geografische oder zeitliche Auflösung und Abdeckung, jeden Energie- oder Nachfragesektor und eine Vielzahl von Bewertungskriterien anzuwenden [8].



**Abb. 1: Grafik eines einfachen Energiesystems, bestehend aus einer Quelle, zwei Bussen, einem Transformator, einem Speicher und einer Senke [16].**

Energiesysteme werden in oemof mithilfe der „Graphentheorie“, also durch eine Menge von „Knoten“ und „Kanten“ dargestellt [7]. Knoten repräsentieren Komponenten und Busse, welche durch Kanten miteinander verbunden werden. Durch die Zustandsvariablen der Energieflüsse wird dargestellt, welche Energiemengen zwischen den einzelnen Knoten transportiert werden. Mögliche Komponenten eines oemof-Energiesystemmodells sind

- Quellen,
- Senken,
- Transformator und

- Speicher [11,15].

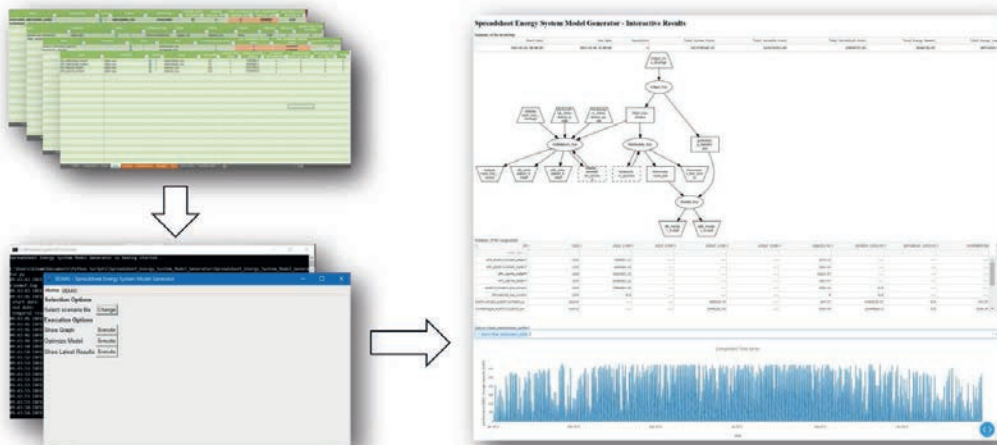
Busse repräsentieren Verbindungs- und Knotenpunkte eines Energiesystems. Ein simples Energiesystem, bestehend aus je einer Quelle, einem Transformator, einer Senke sowie zwei Bussen, ist in Abb. 1 dargestellt [16].

Ein oemof-Energiesystem muss jederzeit im Gleichgewicht sein. Deshalb müssen die Quellen immer genau so viel Energie liefern, wie die Senken und Transformatorverluste verbrauchen. Die Senke wiederum muss in der Lage sein, die gesamte zugeführte Energiemenge zu verbrauchen. Speicher können Differenzen zeitlich überbrücken [11]. Wenn es kein Gleichgewicht gibt ist das Energiesystemmodell nicht lösbar [16].

#### 2.4 Spreadsheet Energy System Model Generator

Der entscheidende Nachteil von oemof ist, dass, wie bei der überwiegenden Anzahl von Modellierungstools, Programmierkenntnisse für die Anwendung nötig sind. Besonders in der kommunalen Planung von Energiesystemen stellt dies ein Hindernis für die Anwendung von oemof – und der Methoden der Energiesystemmodellierung im Allgemeinen – dar. Aus diesem Grund wird im Rahmen des R2Q-Projektes eine benutzerfreundliche Schnittstelle entwickelt, mit deren Hilfe oemof-Energiesystemmodelle erstellt, simuliert und optimiert werden, ohne Programmierkenntnisse anwenden zu müssen. Eine erste Version dieser Schnittstelle – dem „Spreadsheet Energy System Model Generator“ (SESMG) – wurde bereits unter einer Open-Source-Lizenz veröffentlicht [17].

Abb. 2 zeigt ein Schema des SESMG. Die einzelnen Komponenten eines Energiesystems werden mithilfe von Tabellen definiert (oben links). Daraus wird automatisch ein oemof-Energiesystemmodell generiert und gelöst. Die Ergebnisse werden anschließend aufbereitet und visualisiert zurückgegeben (rechts).



**Abb. 2: Eingabetabelle (oben links), Userinterface (unten links) und Ergebnisausgabe (rechts) des Spreadsheet Energy System Model Generators (SESMG)**

### 3. Modellierung im Projekt R2Q

Auf der Grundlage eines indikatorbasierten Soll-Ist-Vergleichs soll mithilfe des Einsatzes von Energiesystemmodellen eine Verbesserung existierender oder neu zu planender urbaner Energiesysteme, hinsichtlich verschiedener Nachhaltigkeitsaspekte ermöglicht werden. Als besonders geeignete Indikatoren wurden die Treibhausgasemissionen, die Energiekosten sowie der Energieverbrauch pro Einwohner identifiziert [3].

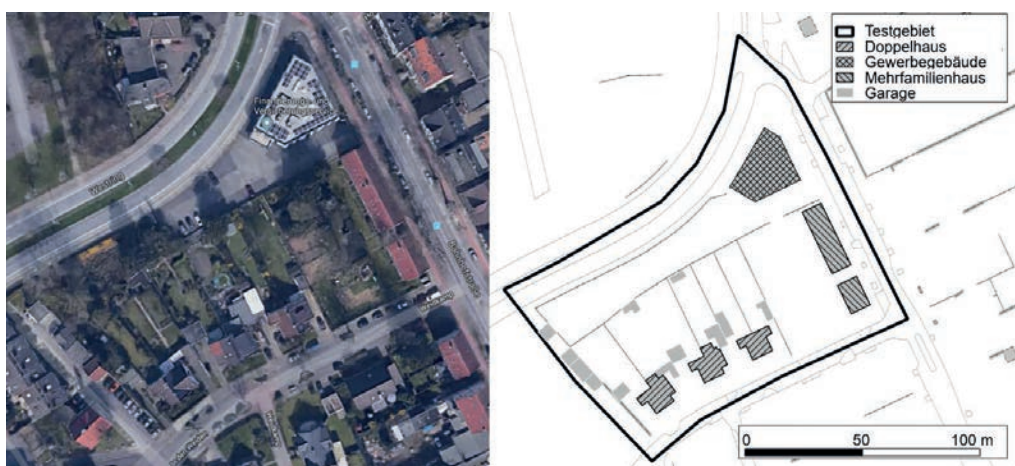
Der Ist-Zustand des zu untersuchenden Energiesystems wird durch ein Simulationsmodell abgebildet. Darauf aufbauend werden mithilfe eines Optimierungsmodells die Einbindung verschiedene Verbesserungsmaßnahmen und -technologien in das Energiesystem geprüft. Jene Technik- und Maßnahmenkombination – bzw. die dadurch ermöglichten Indikatorwerte –, welche eine Minimierung der Indikatoren ermöglichen, werden als Soll-Zustand des Energiesystems festgelegt [18].

Die Technik- Maßnahmenkombination des Soll-Zustandes dient als Handlungs- und Umsetzungsempfehlung für die planende Kommune. Werden nur Teile dieses Szenarios umgesetzt, kann das daraus resultierende Szenario simuliert und mit dem Soll-Szenario verglichen werden.

### 3.1 Modellbeschreibung

Die im Projekt R2Q entwickelten Modellierungsmethoden werden an insgesamt zwei Testquartieren in Herne (Nordrhein-Westfalen) getestet. Strünkede, eines dieser Testquartiere, hat etwa 3 600 Einwohner und besteht aus 500 Gebäuden (Wohn- und Nichtwohngebäude). Der Elektrizitätsbedarf der Wohn-, Gewerbe- und Industriesektoren beträgt schätzungsweise 11 GWh/a, der Wärmebedarf 32 GWh/a [3].

Der Mobilitäts- und Transportsektor wird im Projekt R2Q nicht untersucht. Da dieser jedoch rund 30 % des Energieverbrauchs in Deutschland ausmacht [19], sollte dieser nicht gänzlich vernachlässigt werden, sondern in einer gesonderten Studie untersucht werden. Auch die graue Energie, also der kumulierte Energieaufwand (KEA) von Konsumgütern, wird nicht untersucht.



**Abb. 3: Testgebiet innerhalb des Quartiers Strünkede [16,20,21].**

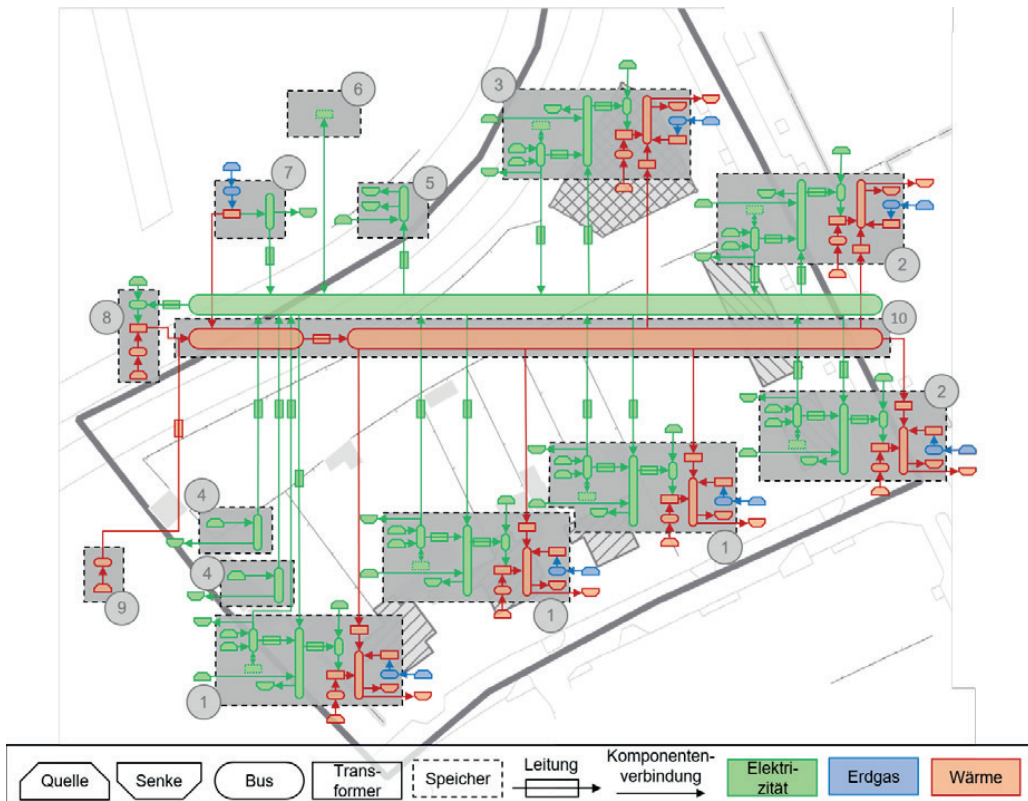
Die Modellierung wird zunächst auf einen Ausschnitt des Strünkede-Quartiers angewendet und anschließend schrittweise auf das gesamte Stadtgebiet ausgeweitet. Der bis jetzt im Projekt untersuchte Abschnitt ist rund 14 000 m<sup>2</sup> groß und umfasst fünf Wohngebäude, ein Geschäftsgebäude, mehrere Garagen und eine Reihe von Straßenlaternen und Ampeln (Abb. 3).

Mithilfe von mehreren Modelldurchläufen wurde geprüft, (1) wieviel Endenergie (Wärme und Elektrizität) im Untersuchungsgebiet verbraucht wird und welche Kosten und Treibhausgasemissionen damit einhergehen und (2) durch welche Technik- und Maßnahmenkombination eine Minimierung der Kosten oder (3) der Treibhausgasemissionen realisiert werden kann.

Im ersten Simulationsdurchlauf (1) wurde davon ausgegangen, dass die Energieversorgung durch den Import von Elektrizität sowie dem Betrieb von Gasheizungen (importiertes Erdgas) sichergestellt wird. In den Optimierungsmodellen (2, 3) wurden zusätzlich sechs Technologien und Maßnahmen eingebunden, welche die Zielgrößen potentiell verbessern können, nämlich

- Dachphotovoltaikanlagen,

- Batteriespeicher (zentral und dezentral),
- ein Blockheizkraftwerk (BHKW, zentral),
- ein Fernwärmenetz,
- verschiedene Arten von Wärmepumpen (zentral, dezentral) und
- quartiersinterner Ausgleich von Elektrizität [16,22].



**Abb. 4: Energiesystems des Voruntersuchungsgebiets in Strünkede, bestehend aus mehreren Subsystemen: 1: Doppelhaus, 2: Mehrfamilienhaus, 3: Gewerbegebäude, 4: Garage, 5: Straßenbeleuchtung und Ampelanlagen, 6: zentraler Batteriespeicher, 7: Blockheizkraftwerk, 8: zentrale Wärmepumpe, 9: Wärmeimport eines naheliegenden Kraftwerks, 10: Fernwärmenetz. In Anlehnung an [16,22].**

Das Energiesystem (Abb. 4) besteht aus einer Reihe von Sub-Systemen. Dazu gehören neben den drei Zweifamilienhäusern (1), zwei Mehrfamilienhäusern (2), dem Gewerbegebäude (3), Garagen (4) und den Straßenbeleuchtungen und Ampelanlagen (5) auch verschiedene zentrale Energietechnologien, wie ein zentraler Batteriespeicher, ein BHKW (7) und eine zentrale Wärmepumpe (8). Der Graph des Modells besteht aus insgesamt 213 Komponenten (58 Quellen, 39 Senken, 25 Transformer, 7 Speicher, 31 Links und 53 Busse).

Das angewandte Modell verwendet einen analytischen Bottom-Up-Ansatz, Methoden der Simulation und Optimierung sowie den mathematischen Ansatz der linearen Programmierung. Es wird eine Anlagenscharfe räumliche Auflösung, eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und ein Zeithorizont von einem Jahr verwendet. Das zugrundeliegende Open Energy Modeling Framework (oemof) und seine Untermodule wurden durch mehrere Validierungen bestätigt [23].



Zur Simulation des zeitlichen Verlaufs des Elektrizitäts- [24,25] und Wärmebedarfs [26] wurden Standardlastprofile (SLP) verwendet. Der Jahresbedarf wird auf der Grundlage von Gebäudetyp, Gebäudefläche, Geschlosszahl und Einwohnerzahl geschätzt. Photovoltaikanlagen wurden auf der Grundlage eines Wetterdatensatzes des Deutschen Wetterdienstes [27] simuliert. Als Referenz wurde das Jahr 2012, ein durchschnittliches Sonnenjahr [28], gewählt.

Alle anderen Modellparameter (Wirkungsgrade, Kosten, Emissionen, ...) wurden auf der Grundlage von Datenbanken [27,29,30], Gesetzestexten [31], Normen [32,33], Forschungsartikeln [34], technischen Studien [35,36], Daten der Gemeinde Herne und des Landes Nordrhein-Westfalen sowie verschiedenen Expertenschätzungen geschätzt. Für weitergehende Untersuchungen müssen einige dieser Werte noch genauer spezifiziert werden. Für den Zweck dieser Voruntersuchung sind die Werte jedoch ausreichend.

### 3.2 Ergebnisse

**Status Quo:** Der Elektrizitätsbedarf des Quartiers beläuft sich auf 130 MWh/a und wird durch Photovoltaikanlagen auf dem Dach des Gewerbegebäudes (Abb. 4 und Tabelle 1) sowie durch den Import von Elektrizität gedeckt. Der Wärmebedarf beträgt 630 MWh/a und wird durch den Betrieb von Gasheizungen gedeckt [16]. Durch das Energiesystem fallen jährliche Kosten von 94 000 € an und es werden 199 t CO<sub>2</sub> freigesetzt [22]. Der spezifische Energieverbrauch pro Einwohner beträgt somit 211 kWh/a.

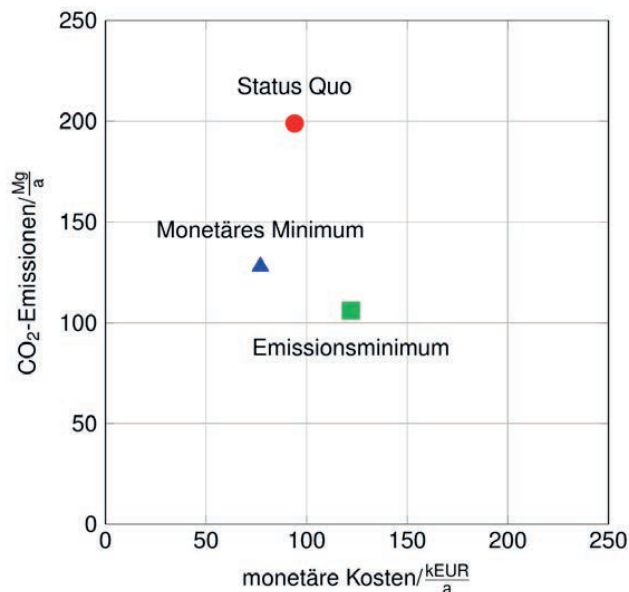


Abb. 5: Ergebnisse des Optimierungsmodells [16,22]

**Monetäres Minimum:** Durch die Einbindung von dezentralen, erdgekoppelten Wärmepumpen, dezentraler Batteriespeicher, dem Maximum an installierbaren Dachphotovoltaikanlagen sowie der Umsetzung eines quartiersinterner Ausgleich von Elektrizität (siehe Tabelle 1) lassen sich die monetären Kosten der Energieversorgung minimieren. Die Kosten reduzieren sich gegenüber dem Status Quo dabei um 19 % auf 77 000 €/a, bei gleichzeitiger Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 36 % [22].

**Emissionsminimum:** Die mit der Energieversorgung einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen sich reduzieren, indem auf eine zentrale Wärmeversorgung umgestellt wird. Dafür muss ein Fernwärmenetz implementiert werden, an das ein Erdgas-Blockheizkraftwerk sowie eine Oberflächenwasserwärmepumpe angeschlossen wird. Für die Elektrizitätsversorgung werden wieder die Dachphotovoltaik-Kapazitäten ausgereizt und durch eine hohe Batteriespeicherkapazität (zentral und dezentral) sowie ein Blockheizkraftwerk ergänzt (siehe Tabelle 2). Das Modell dimensioniert die zur Verfügung stehenden

Technologien in diesem Szenario so, dass die in den anderen Szenarien importierte Elektrizität mit hohem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck (474 g/kWh) vollständig substituiert werden kann (siehe Tabelle 2). Die CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen sich so gegenüber im Vergleich zum Status Quo um 47 % auf 105 t/a gesenkt. Die monetären Kosten für dieses Szenario steigen dabei jedoch um 29 % [22].

**Tabelle 1: Anfallende Monetäre Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen des Status Quo und der Optimierten Szenarien des untersuchten Energiesystems [16,22].**

	Status Quo	Monetäres Minimum	Emissionsminimum
Monetäre Kosten	94 918 €/a	76 844 €/a	122 681 €/a
Emissionen	199 t/a	128 t/a	105 t/a

**Tabelle 2: Technologie und Maßnahmenkombination, durch die das monetäre Minimum bzw. das Emissionsminimum des untersuchten Energiesystems ermöglicht wird [16,22].**

Technologie/Maßnahme	Status Quo	Monetäres Minimum	Emissionsminimum
Gasheizungen	291 kW	209 kW	0 kW
Fernwärmenetz	Nein	Nein	Ja
Dezentrale Wärmepumpen			
- Erdgekoppelt	0 kW	82 kW	0 kW
- Luftwärmepumpe	0 kW	0 kW	0 kW
Zentrale Wärmepumpe			
- Oberflächenwasserwärmepumpe	0 kW	0 kW	256 kW
Blockheizkraftwerk (el.)	0 kW	0 kW	568 kW
Zentraler Batteriespeicher	0 kW	0 kW	500 kW
Dezentrale Batteriespeicher	0 kW	1.41 kW	117 kW
Photovoltaikanlagen	15 kW	71 kW	71 kW

**Tabelle 3: Energieaustausch innerhalb des untersuchten Energiesystems und benachbarten Energiesystemen**

Technologie/Maßnahme	Status Quo	Monetäres Minimum	Emissionsminimum
Quartiersinterner Elektrizitätsausgleich	0 kWh	8 875 kWh	93 123 kWh
Elektrizitätsimport	132 210 kWh	99 612 kWh	0 kWh
Elektrizitätsexport	0 kWh	44 666 kWh	584 kWh
Erdgasimport	697 864 kWh	276 606 kWh	450 871 kWh

Die Rechenzeit für die Lösung jedes Modelldurchlaufs dauert, je nach Szenario zwischen 5 (Status Quo; 4,22 s/Komponente) und 15 Minuten (Optimierung; 6,72 s/Komponente)<sup>1</sup> [16]. Mit der wachsenden Anzahl von Komponenten eines Modells steigt die Rechenzeit somit nicht nur linear mit der Anzahl der Komponenten, sondern zusätzlich erhöht sich die Rechenzeit pro Komponente. Es ist somit ein exponentieller Anstieg der Rechenzeit mit wachsender Modellgröße zu erwarten. Bei der Modellierung des gesamten Strümkede-Quartiers mit seinen 500 Gebäuden und bei einer Berücksichtigung von mehr als

<sup>1</sup> Auf einem üblichen Laptop mit 8 GB RAM, Intel Core i5 Prozessor und Windows 10

5 Optimierungsmaßnahmen (siehe 3.1), ist demnach eine Rechendauer von mehreren Monaten zu erwarten [16].

#### 4. Diskussion

Der in dieser Arbeit verwendete Optimierungsansatz unterscheidet sich von der üblichen planerischen Praxis. Dort werden bei der Untersuchung von Verbesserungspotentialen in der Regel nur einzelne, vordefinierte Systemszenarien miteinander verglichen. Beispielsweise wird die Realisierung aller oder keiner der Maßnahmen betrachtet. Auf diese Weise kann nur das Beste der vordefinierten Szenarien identifiziert werden, nicht aber das absolute Systemoptimum. Das absolute Systemoptimum könnte zum Beispiel nur teilweise angewandte Maßnahmen enthalten oder aus einer vorher nicht definierten Maßnahmenkombination bestehen. Der im Projekt R2Q gewählte Optimierungsansatz ist anders: Statt wenige vordefinierte Szenarien zu vergleichen, wird jedes mögliche Systemszenario, einschließlich jeder Kombination und Dimensionierung von Verbesserungsmaßnahmen, verglichen und das absolute Systemoptimum innerhalb nur einer Modellierung ermittelt. So kann mit wenig Implementierungsaufwand tiefgehende Ergebnisse ermittelt werden. Die Schwäche dieses Optimierungsansatzes liegt darin, dass das Modell nur das Systemoptimum bzw. das Szenario dieses Optimums liefert. Bei der monetären Optimierung könnte es z.B. theoretisch möglich sein, dass ein anderes Szenario mit einer völlig anderen Kombination von Komponenten nur um einen EUR teurer ist als das absolute Optimum. Im Falle von zwei solchen praktisch gleich teuren Szenarien – unter Vernachlässigung des einen EUR – wäre es vorteilhaft, die endgültige Entscheidung, welches Szenario verwendet werden soll, einem erfahrenen Planer zu überlassen, da es Bewertungsaspekte gibt, die das Modell nicht berücksichtigen kann (z.B. soziale Aspekte). Darüber hinaus handelt es sich bei der angewendeten Methodik um eine einzel-kriteriale Optimierung, es wird also nur nach einer einzelnen Zielgröße optimiert. Es ist nicht klar, wie die in Abb. 5 dargestellten Einzel-Minima verbunden sind und wie ein Szenario, welches das Ziel verfolgt monetäre Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen gleichermaßen zu verbessern, aussehen könnte [16].

Bei der Modellierung des Testgebiets (siehe Kapitel 3) wurde eine Reihe von Vereinfachungen vorgenommen. So wurden z.B. Standardlastprofile oder stochastische Lastprofile zur Schätzung des Strom- und Wärmebedarfs verwendet, historische Wetterdatensätze verwendet und kumulative Werte über ganze Prozesse zur Abbildung der Kohlendioxidemissionen verwendet. Darüber hinaus basierten die verschiedenen technischen Parameter zur Beschreibung der Verbesserungsmaßnahmen nicht auf realen Zahlen, sondern auf Literatur- und Schätzwerten. Diese Vereinfachungen können zu Modellergebnissen führen, die vom realen Systemverhalten abweichen. Es wird an dieser Stelle jedoch davon ausgegangen, dass die Modellierung trotz der vorgenommenen Vereinfachungen zu plausiblen und realistischen Ergebnissen führt. Wie groß die Unsicherheiten der Ergebnisse tatsächlich ist, muss im weiteren Verlauf des R2Q Projektes noch geklärt werden [16].

Die Ergebnisse der Optimierung mit zwei verschiedenen Optimierungskriterien (monetäre Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen) führt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen (siehe Kap. 7). Die Optimierung hinsichtlich monetärer Kosten führte zu einer Kostensenkung von 19 % bei gleichzeitiger Reduzierung der Kohlendioxidemissionen um 36 %. Die Optimierung für Kohlendioxidemissionen ermöglichte eine Reduzierung der Emissionen um 47 %, wodurch sich jedoch die monetären Kosten um 29 % erhöhen. Es scheint überraschend, dass die Optimierung der monetären Kosten gleichzeitig die CO<sub>2</sub> Emissionen senkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die ausgewählten Verbesserungspotenziale (siehe Kapitel 3.1) bewusst so gewählt wurden, dass beide Zielkriterien verbessert werden könne. Die Integration eines Kohlekraftwerks als Stromquelle würde beispielsweise sicher zu einem anderen Ergebnis führen [16].

Der Anstieg der monetären Kosten im Emissionsminimum, lässt sich durch die große Dimensionierung der Batteriespeicher erklären, sowie durch die Umsetzung des Fernwärmenetzes. Beide Maßnahmen haben hohe Investitionskosten zur Folge, welche sich nicht finanziell amortisieren. Im Falle einer größeren Dimensionierung des Fernwärmenetzes (z.B. bei Einbindung des gesamten Quartiers Strümkede)

könnte die Integration dieser Maßnahme jedoch zu einer Verbesserung beider Bewertungskriterien führen [16].

Die Ergebnisse zeigen gut, dass eine Optimierung nach monetären Kosten nicht unbedingt im Konflikt zur Senkung von CO<sub>2</sub>-Emissionen steht. Um dennoch mögliche Konflikte zu vermeiden – wie es beim Emissionsminimum der Fall ist – sollten in zukünftigen Modellierungen mehrere Kriterien miteinander verknüpft werden und ein multi-kriterialer Optimierungsansatz gebildet werden [16].

Die Rechenzeit zur Lösung eines Energiesystemmodells steigt mit zunehmender Komponentenanzahl exponentiell an (siehe Kapitel 3.2). Für die Modellierung der Testgebiete des R2Q-Projekts bei der in diesem Beitrag vorgestellten Modellgenauigkeit (siehe Kapitel 3.1) zeichnen sich Rechenzeiten von mehreren Monaten ab. Solche Rechenzeiten sind für städteplanerische Anwendungen nicht akzeptabel. Daher gilt es im weiteren Verlauf des R2Q-Projektes Methoden zu identifizieren, welche zum einen die Rechenleistung verbessern (z.B. durch effizientere Lösungsalgorithmen, Parallelisierung, Einsatz von Rechencluster, ...) und zum anderen die Modellbildung strategisch zu verbessern (z.B. durch räumliche und zeitliche Clusterung der Modelldaten).

### 5. Fazit

Insgesamt ist der angewandte Ansatz der Energiesystemmodellierung – insbesondere das Modellierungsframework oemof – ein gut geeignetes Werkzeug für die Optimierung urbaner Energiesysteme. Durch die Verwendung des im Rahmen des R2Q Projekts entwickelten Spreadsheet Energy System Model Generator kann oemof ohne Programmierkenntnisse angewendet werden, so dass die Methoden der Energiesystemmodellierung gut in verschiedenen Stadtplanungsprozessen eingesetzt werden können [16].

Die Modellergebnisse eines ersten Testgebiets sind äußerst vielversprechend. Um die Methodik auf ein gesamtes Stadtgebiet übertragen zu können müssen jedoch Anpassungen in der Modellierungssystematik getroffen werden, damit der nötige Rechenaufwand die zur Verfügung stehenden Ressourcen nicht übersteigt [16].

### Danksagung und Anmerkungen

Teile dieses Konferenzbeitrags wurden bereits in Form von Abschlussarbeiten, Projektberichten und wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht. Direkte und indirekte Übernahmen wurden als solche gekennzeichnet.

Das Projekt R2Q „RessourcenPlan im Quartier“ (Förderkennzeichen 033W102A) wird durch das Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen der Fördermaßnahme RES:Z „Ressourceneffiziente Stadtquartiere“ gefördert (<https://ressourceneffizientestadtquartiere.de/>). Die Fördermaßnahme ist Teil der Leitinitiative Zukunftsstadt innerhalb des BMBF-Rahmenprogramms „Forschung für Nachhaltige Entwicklung – FONAS<sup>3</sup>“.

### Literaturverzeichnis

- [1] International Energy Agency. World Energy Outlook 2018. [December 21, 2020]; Available from: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018>.
- [2] United Nations - Department of Economic and Social Affairs. World Urbanization Prospects - Population Division - United Nations. [November 30, 2020]; Available from: <https://population.un.org/wup/Publications/Files/WUP2018-Report.pdf>.
- [3] Klemm C, Wiese F. Sustainability indicators for the assessment of urban energy systems - A comparison using energy system modeling. Submitted to Energy 2021.
- [4] Jaccard MK. Sustainable fossil fuels: The unusual suspect in the quest for clean and enduring energy. Cambridge, UK, New York: Cambridge University Press; 2005.

- [5] Rosales Carreón J, Worrell E. Urban energy systems within the transition to sustainable development. A research agenda for urban metabolism. *Resources, Conservation and Recycling* 2018;132:258–66. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2017.08.004>.
- [6] Keirstead J, Jennings M, Sivakumar A. A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012;16(6):3847–66. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.047>.
- [7] Hilpert S, Kaldemeyer C, Krien U, Günther S, Wingenbach C, Plessmann G. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews* 2018;22:16–25. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001>.
- [8] Klemm C, Vennemann P. Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021;135:110206. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110206>.
- [9] Münster University of Applied Sciences. RessourcenPlan im Quartier. [August 04, 2020]; Available from: <https://www.fh-muenster.de/r2q>.
- [10] Söfker-Rieniets A, Hörnschemeyer B, Kleckers J, Klemm C, Stretz C. Mit Nutzenstiftung zu mehr Ressourceneffizienz im Quartier. *Transforming Cities* 2020(04).
- [11] oemof-developer-group. Open Energy Modeling Framework. [August 04, 2020]; Available from: <https://oemof.org/>.
- [12] Johannes Dorfner. urbs: A linear optimisation model for distributed energy systems — urbs 1.0.0 documentation. [December 04, 2020]; Available from: <https://urbs.readthedocs.io/en/latest/>.
- [13] Pfenninger S, Hawkes A, Keirstead J. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014;33:74–86. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>.
- [14] Lopion P, Markewitz P, Robinius M, Stolten D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018;96:156–66. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045>.
- [15] Hilpert S, Günther S, Kaldemeyer C, Krien U, Plessmann G, Wiese F et al. Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof); 2017.
- [16] Klemm C. Modelling and Optimization of Multi-Energy Systems in Mixed-Use Districts: An Exemplary Application [Master Thesis]. Münster: FH Münster; 2020.
- [17] Klemm C, Vennemann P, Budde J, Becker G. The Spreadsheet Energy System Model Generator — Spreadsheet Energy System Model Generator latest documentation. [November 05, 2020]; Available from: <https://spreadsheet-energy-system-model-generator.readthedocs.io/en/latest/>.
- [18] B. Hörnschemeyer, M. Henrichs, M. Uhl, C. Stretz, G. Walter, S. Flamme et al. Strategiepapier RessourcenPlan – Planungstheoretische Konzeption. Münster; 2021.
- [19] Umweltbundesamt. Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. [November 12, 2020]; Available from: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>.
- [20] Google Inc. Google Maps. [December 17, 2020]; Available from: <https://www.google.de/maps>.
- [21] Bezirksregierung Köln. ALKIS NRW - Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem. [December 17, 2020]; Available from: [https://www.wms.nrw.de/geobasis/wms\\_nw\\_alkis](https://www.wms.nrw.de/geobasis/wms_nw_alkis).
- [22] Budde J. Wärmepumpen in Stadtquartieren - Untersuchung anhand eines Quartiers in Herne

[Bachelor Thesis]. Münster: FH Münster; 2020.

[23] oemof-developer-group. oemof-solph - Tests. [November 12, 2020]; Available from: <https://github.com/oemof/oemof-solph/tree/dev/tests>.

[24] Meier H, Fünfgeld. Christian, Adam T, Schieferdecker B. Repräsentative VDEW-Lastprofile. VDEW Materialien; Available from: [https://www.bdew.de/media/documents/1999\\_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf).

[25] Schiefelbein J, Schumacher M, Mans M. Richardsonpy. [November 09, 2020]; Available from: <https://github.com/RWTH-EBC/richardsonpy>.

[26] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergi. BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.

[27] Deutscher Wetterdienst. Climate Data Center. [November 09, 2020]; Available from: <https://cdc.dwd.de/portal/202007291339/index.html>.

[28] Deutscher Wetterdienst. Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Klimaüberwachung - Deutschland - Zeitreihen und Trends. [October 26, 2020]; Available from: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html?nn=480164>.

[29] IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. Globale Emissions-Modell integrierter Systeme; 2020.

[30] Statista GmbH. statista. [October 22, 2020]; Available from: <https://de.statista.com/>.

[31] Deutscher Bundestag. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG 2017; 2014.

[32] Verein Deutscher Ingenieure. Cumulative energy demand (KEA) - Terms, definitions, methods of calculation(VDI 4600): VDI Verlag; 2012.

[33] Deutsches Institut für Normung. Areas and volumes of buildings - Part 1: Building construction(DIN 277-1:2016-01): Beuth Verlag; 2016. <https://doi.org/10.31030/2382398>.

[34] McManus MC. Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production. Applied Energy 2012;93:288–95. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.062>.

[35] Uwe Bigalke, Yang Zhang, Jan Kunde, Martina Schmitt, Yang Zeng, Henning Discher et al. Der dena-Gebäudereport 2015.: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. [December 22, 2020]; Available from: [https://www.voltimum.de/sites/www.voltimum.de/files/pdflibrary/8162\\_dena-gebaeudereport\\_2015\\_pdf1.pdf](https://www.voltimum.de/sites/www.voltimum.de/files/pdflibrary/8162_dena-gebaeudereport_2015_pdf1.pdf).

[36] Ralph Henger, Philipp Deschermeier, Marcel Hude, Björn Seipelt, Michael Voigtländer. Energieeffizienz bei Büroimmobilien.: dena-Analyse über den Gebäudebestand und seine energetische Situation. [December 22, 2020]; Available from: [https://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/8162\\_dena-Gebaeudereport.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf).

## Life Cycle Assessment für ein containerbasiertes Wohngebäude unter Berücksichtigung des Autarkiegrades

**André Schippmann, Johannes Koke**

Hochschule Osnabrück, Lingen

### Abstract

In dieser Arbeit wird untersucht, wie sich eine steigender energetischer Autarkiegrad eines speziellen containerbasierten Einfamilienhauses auf verschiedene ökologische Indikatoren auswirkt. Zur Steigerung des Autarkiegrades wurden folgende Komponenten verbaut und variiert: Photovoltaik (PV) mit und ohne Batteriespeicher sowie Vakuum-Isolations-Paneele (VIP) und Phasenwechselmaterialien (PCM) in der Gebäudehülle. Bei der Betrachtung der Umweltbelastungen stehen dabei die folgenden Lebenswegphasen im Vordergrund: Herstellung, Nutzung und Verwertung. Das Recycling Potenzial spielt hier eine untergeordnete Rolle. Nach der Definition des Gebäudes und der Ermittlung der Wärme- und Strombedarfswerte werden die Ergebnisse für die verschiedenen Umweltindikatoren einzeln errechnet. Das Treibhauspotenzial (GWP), Versauerungspotenzial (AP) und der abiotische Ressourcenverbrauch werden in Abhängigkeit vom Autarkiegrad dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass die ökologisch günstigste Lösung je nach Umweltindikator sehr unterschiedlich ausgeprägt ist und zwischen 0 bis 75 % Autarkiegrad liegt. Abschließend findet eine kurze ökonomische Betrachtung statt.

### 1. Einführung

Leichtbauanwendungen auf Basis des Containerbaus bieten ökologische und ökonomische Potenziale für das Bauwesen und sind daher relevant zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes. Mit einer entsprechenden technischen Ausstattung können solche Gebäude einen hohen Grad an Energieautarkie erreichen, in dem überwiegend die lokal verfügbaren regenerativen Energieträger und -quellen genutzt werden. Während eine hohe Energieautarkie zweifellos vorteilhaft für eine Reduktion an CO<sub>2</sub>-Emissionen ist, so stellt sich jedoch die Frage, wie ökologisch die Maßnahmen zur Steigerung der Energieautarkie sind, wenn der gesamte Lebenszyklus in Bezug auf verschiedene Umweltindikatoren betrachtet wird.

Die Ausgangssituation ist gekennzeichnet durch die globale Forderung nach energieeffizienten Gebäuden zur Erreichung der im Pariser Klimaabkommen festgelegten Punkte. Weltweit entfallen ca. 9 % der fossilen CO<sub>2</sub> Emissionen auf den Gebäudesektor [1]. Diese Emissionen lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen, die regional sehr unterschiedlich sein können. In Deutschland entstehen beispielsweise im Bereich Wohnen 61 % der CO<sub>2</sub> Emissionen durch Raumwärme, 17 % durch Elektrogeräte sowie Beleuchtung und 12 % durch Warmwasser [2]. Eine weitere Herausforderung ist die globale demographische Entwicklung, die zu einem kontinuierlich steigenden Bedarf an preiswertem Wohnraum führt. Vorgefertigte und modulare Gebäude stellen einen zielführenden Beitrag zur Deckung dieser Bedarfe dar, und in den letzten Jahren wurden erhebliche Fortschritte bei der Anwendung vorgefertigter Gebäude und modularer Architektur erzielt [3]. Gegenüber dem konventionellen Massivbau ergeben sich Vorteile wie geringe Baukosten, hoher Vorfertigungsgrad und damit einhergehende kurze Montagezeiten, nachhaltiger und ressourcenschonender Einsatz recycelter Materialien sowie ein geringes Schadenspotenzial. Die aus dem Leichtbauprinzip resultierenden bauphysikalischen Nachteile der geringen Wärmedämmung, des geringen Speichervermögens sowie des geringen Schallschutzes treten bei Containerbauwerken auf und werden teilweise durch erhöhten Materialaufwand verringert. Wesentliche Auswirkungen auf die Umwelt sind allerdings auf die Nutzungs-

und Betriebsphase im Gebäudelebenszyklus zurückzuführen [4]. Dadurch entsteht Handlungsdruck für energieeffiziente Gebäude unter Einbeziehung energiesparender Technologien [5]-[8].

Die ökologische Untersuchung von Containern als lebenslanges Wohngebäude ist bisher nur in einigen Arbeiten untersucht worden. So berichtet A. A. P. Olivares [9] in seiner Arbeit, dass ein aus recycelten Seecontainern entwickeltes Wohngebäude für Neuseeland in etwa dieselben Umweltbelastungen wie ein vergleichbares Massivhaus am selben Standort emittiert. G. Tumminia et al. [10] beschreiben ein vorgefertigtes Containermodul für Italien, welches zusätzlich mit Photovoltaikmodulen ausgestattet ist. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass der Energieverbrauch und die Umweltbelastungen vergleichbar mit denen eines Netto-Nullenergiegebäudes aus Italien sind. H. Islam et al. [11] vergleichen Container-, Massivhaus- und Holzgebäude an verschiedenen Standorten und kommen dabei zu dem Schluss, dass recycelte Containergebäude teilweise höhere Umweltbelastungen aufweisen als vergleichbare Holz- oder Massivhausgebäude. Dabei können sich die Ergebnisse für verschiedene Standorte jedoch stark unterscheiden. In keiner der vorliegenden Studien wurde der Einfluss des Autarkiegrades auf die Ökobilanz genauer betrachtet, sodass die vorliegende Arbeit die vorhandene Literatur ergänzen soll.

Das Life Cycle Assessment (LCA) bzw. die Ökobilanz ist eine Methode zur Abschätzung der mit einem Produkt oder einer Dienstleistung verbundenen Umweltauswirkungen. Das LCA beruht auf einem Lebenswegansatz. Damit werden die Umweltauswirkungen eines Produktes von der Gewinnung der Rohstoffe, der Herstellung und der Nutzung bis hin zur Entsorgung des Produkts, also von der Wiege bis zur Bahre („Cradle-to-grave“), erfasst und beurteilt. [12] Im vorliegenden Fall werden ausschließlich die zum Lebenszyklus des Gebäudes gehörigen Umweltauswirkungen betrachtet. Das Potenzial zur Wiederverwendung und dem Recycling der Materialien und Komponenten (das sogenannte „Modul D“) werden nicht berücksichtigt da sie außerhalb der Systemgrenzen der Ökobilanz liegen.

Die Umweltauswirkungen werden mit Hilfe einzelner Indikatoren beurteilt. Zu diesen zählen das Treibhauspotenzial (GWP), das Versauerungspotenzial (AP), das Überdüngungspotenzial (EP), das Ozonschichtabbaupotenzial (ODP), das Oxidantienbildungspotenzial (POCP), sowie der nicht erneuerbare und gesamte Primärenergiebedarf (PE<sub>ne</sub>/PE<sub>ges</sub>) und der abiotische, nicht energetische Ressourcenverbrauch (ADP).

## 2. Untersuchungsgegenstand

Als Grundlage für die Lebenszyklusanalyse dient hier ein Einfamilienhaus auf Containerbasis (Standort Potsdam), welches innerhalb des internationalen Forschungsprojektes ENSECO [13] entwickelt wurde. Für das Gebäude wird der Raumwärmebedarf in der Gebäudesimulationssoftware IDA ICE<sup>®</sup> berechnet. Die Strom- und Warmwasserbedarfe werden mit Hilfe von Lastprofilen dargestellt. Der Autarkiegrad sowie das gesamte Energieversorgungskonzept werden mit der Software Polysun<sup>®</sup> simuliert. Es werden passive und aktive Maßnahmen zur Erhöhung der Autarkie unterschieden. Zu den passiven Maßnahmen zählen die Verbesserung des Standardcontainergebäudes mit einer Hochleistungswärmedämmung aus Vakuum-Isolations-Paneelen (VIP) sowie der Einsatz von Phase Change Materialien (PCM). Die aktiven Maßnahmen umfassen den Einsatz einer Photovoltaikanlage sowie eines Batteriespeichers, die jeweils in der Größe variiert werden, um verschiedene Autarkiegrade darzustellen. Auch die Kombination der verschiedenen Maßnahmen wird untersucht. Die Umweltbelastungsindikatoren werden jeweils für das Gesamtgebäude mit den jeweiligen Maßnahmen bestimmt. Dafür wird das Gebäude mit Hilfe der Software openLCA<sup>®</sup> modelliert. Um nur die für dieses Gebäude optimale Lösung zu finden, werden die Gutschriften die ansonsten dem Recycling und der Wiederverwertung (Modul D) des LCA zugeordnet werden, nicht erfasst, da diese außerhalb der Systemgrenzen der Ökobilanz auftreten.



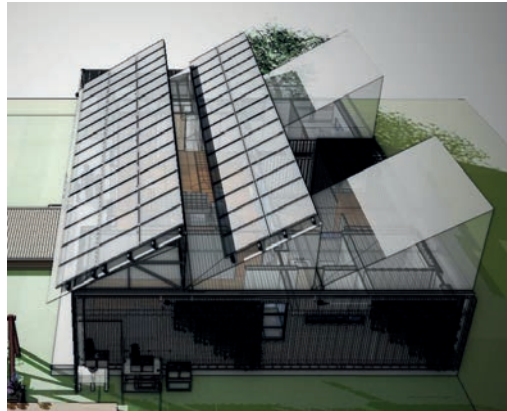


Abbildung 1: Konzeptskizze des EFH [14]

Für das Gebäude sind vier verschiedene Wandaufbauten geplant, die auf ihren ökologischen Einfluss untersucht werden:

- Standard: Wände, Decken und Boden werden mit Mineralwolle gedämmt
- VIP: Wände, Decken und Boden werden hauptsächlich mit VIPs gedämmt
- PCM: Dämmung wie Standard, Einsatz von PCM in den Wänden zur Erhöhung der thermischen Kapazität
- VIP+PCM: Kombination aus VIP und PCM

Die nachstehende Tabelle 1 zeigt die Energiebedarfswerte, die mit IDA ICE® für die Eingabe in Polysun® ermittelt wurden.

Tabelle 1: Übersicht über den Heizwärmebedarf  $Q_{dem}$ , Warmwasserbedarf  $Q_{WW}$ , Strombedarf der Profile  $E_{PCS}$ , Strombedarf der Lüftung  $E_{RLT}$  in [kWh]

	Standard	VIP	PCM	VIP+PCM
$Q_{dem}$ [kWh]	3614	1420	3404	1388
$Q_{WW}$ [kWh]			2698	
$E_{PCS}$ [kWh]			4500	
$E_{RLT}$ [kWh]	1367	1419	1315	1165

Auf diese Bedarfe abgestimmt, wurde ein Energieversorgungskonzept basierend auf einer Luft-Wärmepumpe gewählt. Als Wärmequelle dient die Außenluft. Die Wärmepumpe speist einen 600 l Warmwasserspeicher. Die Einspeisung und Entnahme kann, je nach Temperaturniveau im Speicher, an zwei unterschiedlichen Stellen geschehen. Der Speicher kann neben der Wärmepumpe auch mittels eines Heizstabes erwärmt werden. Zum einen kann der Heizstab als Reserve genutzt werden, falls die Leistung der Wärmepumpe nicht ausreichen sollte oder diese ausfällt. Zum anderen kann über den Heizstab überschüssiger Photovoltaikstrom im Warmwasserspeicher in Form von Wärme gespeichert werden. Aus dem Speicher erfolgt die Versorgung der Wandheizung direkt. Die Wandheizung wird mit einer Vorlauftemperatur von 40 °C versorgt. Die Rücklauftemperatur liegt 5°C niedriger, bei 35 °C. Das Brauchwarmwasser wird zweistufig über Wärmetauscher erwärmt.

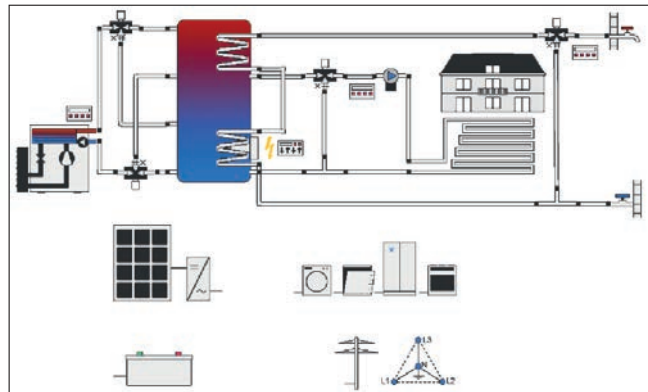


Abbildung 2: Energieversorgungskonzept (Polysun Schema)

Die verwendeten Photovoltaikmodule haben eine Nennleistung von 200 W. Sie werden bei 30° Anstellwinkel direkt nach Süden ausgerichtet. Auf dem Gebäude finden maximal 95 Module mit einer Leistung von 19 kW<sub>peak</sub> Platz.

Bei den verwendeten Lithium-Ionen-Batterien handelt es sich um Lithium-Eisenphosphat Batterien (LiFePO<sub>4</sub>) mit einer Kapazität von je 2 kWh und einer maximalen Lade- und Entladeleistung von je 1 kW. Ab fünf verwendeten PV-Modulen kommt eine Batterie zum Einsatz und die Anzahl der Batterien wird je weiteren zehn PV-Modulen um 1 erhöht, sodass am Ende bei 95 PV-Modulen eine Kapazität von 20 kWh zur Verfügung steht.

### 3. Autarkiegrade

Die Ergebnisse der Variation der PV-Module spiegeln sich im Autarkiegrad wieder. Mit steigender Modulanzahl erhöht sich der Autarkiegrad, wie Abbildung 3 zeigt. Während der Autarkiegrad sich am Anfang allerdings noch um ca. 10 %-Punkte pro Schrittweite erhöht, flacht die Kurve in allen Szenarien schnell ab, bis sich der Autarkiegrad am Ende nur noch um ca. 1 %-Punkt pro 5 PV-Module erhöht. Deutlich zu erkennen ist auch, dass zwischen der Standard-Variante und der Variante „VIP + PCM (BAT)“ über 20 %-Punkte Unterschied liegen. Der maximal mögliche Autarkiegrad für diese Varianten liegt bei 58 % bzw. 82 %. Durch ein Zusammenspiel aller Maßnahmen kann der Autarkiegrad somit um 40 % gegenüber der Standard-Variante gesteigert werden.

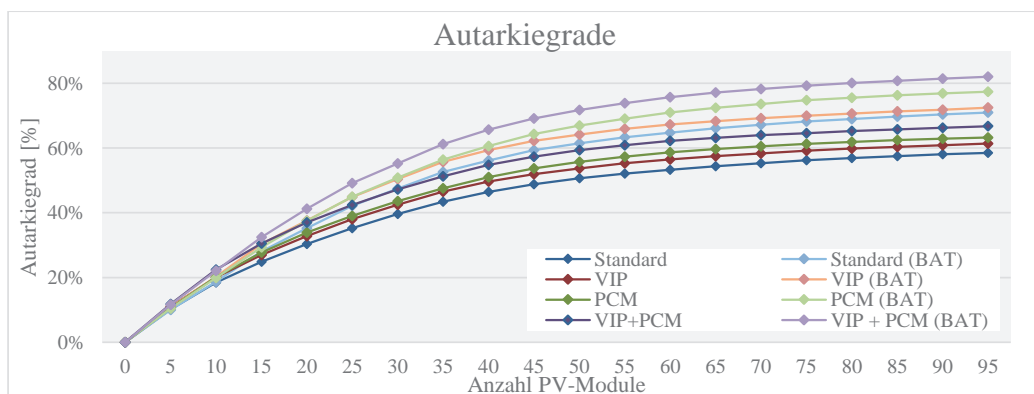


Abbildung 3: Autarkiegrad in Abhängigkeit der PV Modulanzahl für alle Szenarien mit/ohne Batterie (BAT)

Es ist bemerkenswert, dass der Autarkiegrad der PCM-Variante am Ende über der VIP-Variante liegt, obwohl das VIP Szenario den viel geringeren Raumwärmebedarf aufweist. Die VIP-Variante ist nur bei einer Anzahl von fünf PV-Modulen besser. Durch den Einsatz von PCM wird der Strombedarf für die Lüftung reduziert. Die Variante VIP+PCM ohne Batterie ist bis zur Modulanzahl von 15 besser als alle vier Varianten mit Batterie. Erst bei 30 Modulen liegt sie unterhalb der Standard-Variante mit Batterie und ist zum Ende ca. 5 %-Punkte dahinter. Da bei der geringen Modulanzahl kaum PV produzierter Strom zur Verfügung steht, um die Batterie zu laden, ist sie in diesen Fällen ein Nachteil.

#### 4. Ergebnisse der LCA

Für die vier untersuchten Varianten des Einfamilienhauses am Standort Potsdam ergeben sich mit den Datensätzen der ÖKOBAUDAT [15] die folgenden Ergebnisse: Der Vergleich der passiven Maßnahmen sowie der Einsatz von Photovoltaik und Batterien haben einen großen Einfluss auf die Umweltindikatoren. Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Simulationen dargestellt:

Abbildung 4 zeigt den Einfluss der passiven Maßnahmen auf das Treibhauspotenzial bei 0 % Autarkie.

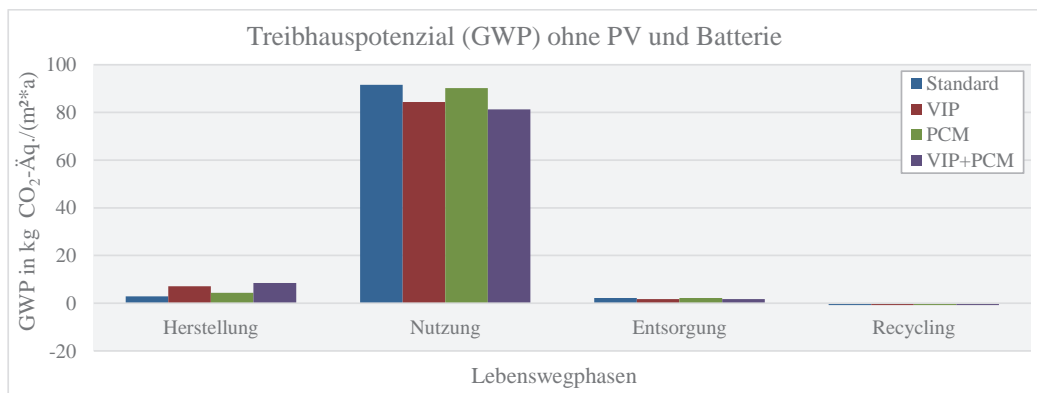


Abbildung 4: Treibhauspotenzial (GWP) für die vier Szenarien mit passiven Maßnahmen ohne Photovoltaik und Batterie (0 % Autarkie); Lebenswegphasen gemäß DIN EN 15978

Im direkten Vergleich zeigen die passiven Maßnahmen ohne den Einsatz von Photovoltaik oder Batterie, dass über 90 % der Treibhausemissionen in der Nutzungsphase emittiert werden. Die Maßnahmen erzeugen zwar in der Herstellung einen Mehraufwand, allerdings kann dieser Mehraufwand in allen Varianten in der Nutzungsphase wieder einspart werden. Die Gesamteinsparungen der passiven Maßnahmen gegenüber der Standard-Variante betragen für das VIP Szenario 2,68 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a, für das PCM 0,01 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a und für die kombinierte Lösung 5,05 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a. Der Hauptanteil aller Emissionen entsteht durch den aus dem Netz bezogenen Strom. In der Herstellungsphase der Standard-Variante dominieren die Steinwolle und der Stahl mit 1,36 bzw. 1,1 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a. In der VIP-Variante wird in der Herstellungsphase deutlich mehr schädliches Treibhausgas emittiert. Bei Herstellung der VIP werden ca. 5 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a der Umwelt zugeführt.

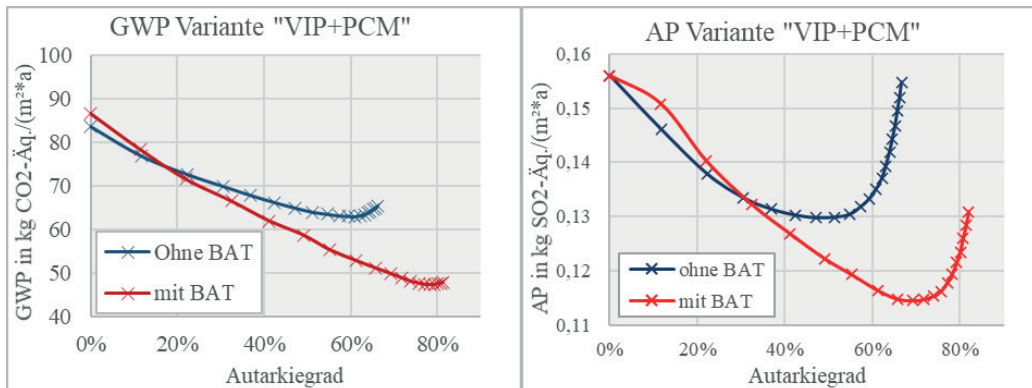


Abbildung 5: Treibhauspotenzial (GWP) und Versauerungspotenzial (AP) in Abhängigkeit des Autarkiegrades für die Variante „VIP+PCM“ mit und ohne Batterie Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsphase (ohne Modul D)

In Abbildung 5 werden beispielhaft die Indikatoren GWP und AP als Funktionen des Autarkiegrades dargestellt, der durch die Variation von PV-Leistung und Batteriekapazität variiert wird.

Die Umweltbelastungen sinken mit steigendem Autarkiegrad zunächst. Der Verlauf zwischen den einzelnen Szenarien (mit und ohne Batterie) verhält sich dabei qualitativ ähnlich. Die Szenarien mit Photovoltaik und Batterie erreichen wesentlich geringere Maximalwerte, die um bis zu 15 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a niedriger liegen als die Varianten ohne Batterie. Alle Kurven weisen kurz vor Erreichen des jeweils maximalen Autarkiegrades ein Minimum an Umweltbelastungen auf. Das Minimum bei der Variante, in der ausschließlich Photovoltaik verwendet wird, wird schon bei einer Modulanzahl von 55 bis 60 erreicht und somit deutlich früher als bei der Variante mit Batterie. Hier wird der Punkt erst bei 70 bis 75 Modulen erreicht. Den besten Wert erreicht die Variante VIP+PCM mit Photovoltaik und Batterie bei 47,38 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a.

Auch verschiebt sich die Verteilung des Treibhauspotenzials mit steigender Modulanzahl und Batteriegröße von der Herstellungs- hin zur Nutzungsphase. Dies ist vor allem auf die sinkenden Stromimporte aus dem Netz zurückzuführen. Außerdem steigt mit zunehmender Modulanzahl der Materialaufwand in der Herstellungsphase. Während in der Standard-Variante am Anfang noch 95 % der Treibhausemissionen auf die Nutzungsphase zurückzuführen sind, kann dieser Wert unter Einsatz von 95 PV-Modulen und Batterien auf 64 % verringert werden. In der VIP + PCM-Variante ist die Herstellungsphase bei maximalen aktiven Maßnahmen für über 50 % der Emissionen verantwortlich. Von diesen 50 % entfallen circa 70 % auf die Herstellung der Photovoltaikmodule. Diese tragen mit 14,89 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a zur Ökobilanz bei, bleiben damit aber immer noch hinter den Emissionen durch den importierten Strom zurück. Dieser weist mit 21,41 kg CO<sub>2</sub>-Äq./m<sup>2</sup>\*a den höchsten Wert auf.

Es zeigt sich, dass nur zwei Aspekte in fast allen Umweltindikatoren für weit über 50 % der Umweltbelastungen verantwortlich sind. So ist der Strombezug aus dem Netz sowie die Herstellung der PV-Module in den Umweltindikatoren GWP, AP, EP, POCP, PENE und ADPf für den Hauptteil der umweltbelastenden Emissionen verantwortlich. Beim ADPe spielt nur die Herstellung der PV-Module eine große Rolle. Auffällig ist hier, dass die Dampfbremse ebenfalls deutlich zur Umweltbelastung durch das ADPe beitragen, obwohl die Dampfbremse in keinem anderen Umweltindikator zu den Emissionen signifikant beiträgt. Der Strombezug verursacht in dieser Kategorie keine Umweltbelastungen. Für das ODP sind weder der Strombezug noch die Herstellung des PV-Module für die Umweltbelastungen verantwortlich. Hier ist die Herstellung der Luftwärmepumpe der größte Faktor.

Durch die Betrachtung der Systemgrenzen direkt am Gebäude und der Berücksichtigung von Herstellungs-, Nutzungs- und Verwertungsphase, aber nicht des Recyclingpotenzials außerhalb des Gebäudes, ergibt sich ein klares Bild hinsichtlich der Umweltbelastungen, die durch die Steigerung des

Autarkiegrades hervorgerufen werden. Für den Großteil der Indikatoren gilt dann: Ab einem bestimmten Punkt trägt die Steigerung des Autarkiegrades nicht mehr zur Senkung der Umweltbelastung bei. Dabei ist das Minimum je nach Umweltindikator teilweise sehr deutlich ausgeprägt. Der Herstellungsaufwand der Maßnahmen lässt sich ab diesem Zeitpunkt nicht mehr durch den direkten Nutzen am Gebäude kompensieren. Dies gilt vor allem für aktive Maßnahmen wie das Einbringen von Photovoltaik oder eines Batteriespeichers. Passive Maßnahmen, durch die der Energiebedarf des Gebäudes gesenkt wird, rentieren sich ökologisch selbst bei aufwendiger Herstellung, wie am Beispiel von Vakuum-Isolations-Paneele zu sehen ist.

Da bei niedrigen Autarkiegraden die Nutzungsphase weiterhin dominant ist, gilt es hier den Energiebedarf während der Nutzung zu senken. Dies kann beispielsweise durch verbesserte Dämmung geschehen. Ein großes Potenzial bietet hier auch das Nutzerverhalten. Durch eigenbedarfsorientierte Nutzung kann der Strombezug erheblich gesenkt und damit die Umwelt geschont werden.

GWP, EP, PENE und ADPf weisen alle kein sehr ausgeprägtes Minimum bei hohen Autarkiegraden auf. Selbst nach dem Erreichen des niedrigsten Wertes steigen die Umweltbelastungen nur gering wieder an (siehe beispielhaft für GWP Abbildung 5 links). Bei allen vier Indikatoren tragen ab einer Modulanzahl von 75 der Strombezug und die Herstellung von Photovoltaik und VIP zu über 50 % der Umweltbelastung bei. Die restlichen Umweltbelastungen setzen sich aus über 40 Komponenten zusammen.

Für AP und POCP ergeben sich deutlich ausgeprägtere Minima (siehe beispielhaft für AP Abbildung 5 rechts). Nach Erreichen dieser steigt die Kurve wieder merklich an und wird bei geringeren Autarkiegraden erreicht. Bei diesen Indikatoren trägt die Herstellung der Photovoltaikmodule alleine den Großteil der Umweltbelastungen. Der Strombezug aus dem Netz ist weniger einflussreich.

Da die Umweltbelastungen durch ODP und ADPe nahezu vollkommen von der Herstellung abhängig sind, ist hier der geringste Herstellungsaufwand, also 0 % Autarkie, die für die Umwelt beste Variante. Dennoch gilt auch hier, dass erst bei sehr hohen Autarkiegraden die Kurve besonders steil ansteigt, sodass die Mehrbelastungen bei niedrigen Autarkiegraden gering bleiben. Siehe Abbildung 6.

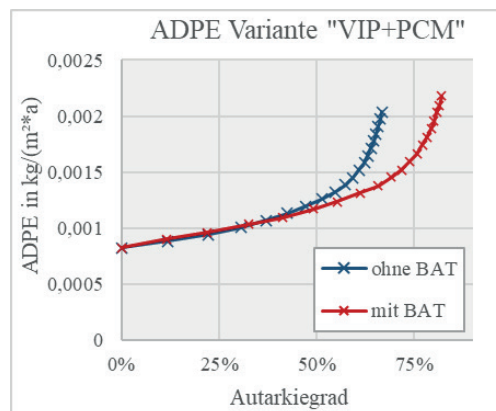


Abbildung 6: Abiotischer Ressourcenverbrauch der nicht fossile Rohstoffe (ADPe) in Abhängigkeit des Autarkiegrades für die Variante „VIP+PCM“ mit und ohne Batterie Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsphase (ohne Modul D)

Obwohl die gesamte Unterkonstruktion und Außenverkleidung der Container aus Stahl besteht, trägt Stahl nur bei wenigen Umweltindikatoren in relevanten Maßen zur Umweltbelastung bei. Die Umweltbelastungen werden zum Großteil nur von wenigen Komponenten verursacht. Der mit Abstand größte Verursacher bleibt in beinahe allen Fällen der aus dem Netz bezogene Strom. Allerdings wird sich der Anteil des erneuerbaren Stroms in den nächsten Jahren aufgrund der politisch und

gesellschaftlich gewollten Energiewende weiter erhöhen [16], sodass die Umweltbelastungen gesenkt werden können. Weitere Komponenten sind unter anderem die Herstellung von Photovoltaikmodulen, VIPs, PCM, Stahl und Mineralwolle. Es gilt diese Komponenten zu identifizieren und speziell für diese eine Lösung zur Verringerung der Ökobilanz zu finden.

Auch durch das Recyceln alter Seecontainer könnten die Umweltbelastungen weiter gesenkt werden. Ungenutzte Container stehen zu Hauf in den Häfen dieser Welt, weil ein Rücktransport leerer Container sich wirtschaftlich nicht lohnt [3]. Dabei ist die Substanz dieser Container bestens geeignet, um als Grundkonstruktion für den Gebäudebau zu dienen.

Sobald allerdings das Recyclingpotenzial aus dem Modul D mit in die Bilanzierungsgrenzen einbezogen wird, kommen eine große Menge an Gutschriften hinzu, die die Ökobilanz weiter verbessern. Diese werden bei hohen Autarkiegraden vor allem von dem ins Netz eingespeisten Strom erzeugt. Das sorgt dafür, dass die Summe der Umweltbelastung aus Herstellung, Nutzung, Verwertung und Recyclingpotenzial bei hohen Autarkiegraden deutlich reduziert wird. Da es sich bei Modul D aber um ein Potenzial handelt, welches zwar möglicherweise nicht aber zwangsläufig eintreten muss, kann eine Bewertung des Life Cycle Assessment ohne dieses Modul zur Beurteilung der entstandenen Umweltbelastungen sinnvoll sein.

Ein Faktor, der in der Simulation durch Polysun® derzeit nicht berechnet werden kann, ist die Eigenverschattung der Module bei der vorliegenden Anordnung. Davon sind ca. ¼ der Module betroffen. Bei diesen Modulen ist mit einer Ertragsminderung zu rechnen, die den Gesamtertrag allerdings nur minimal verringert. Die Folge wären etwas geringere Autarkiegrade.

Durch den Bezug der Umweltindikatoren auf die Nettoraumfläche und Lebensdauer soll eine Vergleichbarkeit gegeben werden. Dabei ist zu beachten, dass die Randbedingungen auf die Ergebnisse starken Einfluss haben. So wurde in dieser Arbeit eine Versorgung nur mit elektrischer Energie benutzt, die bei derzeitigem deutschem Strommix oder bei geringer Eigenstromversorgung zu deutlich höheren Werten als bei Versorgung aus beispielsweise erneuerbar erzeugter Fernwärme führt. Generell kann bei einem länderübergreifenden Vergleich aufgrund des Strommixes für die Nutzungsphase ein stark abweichendes Ergebnis die Folge sein. Auch sollte beim Vergleich mit anderen Projekten der Autarkiegrad berücksichtigt werden, da die Ergebnisse je nach Höhe des Autarkiegrades stark abweichen.

## 5. Ökonomische Betrachtung

Abschließend wird eine kurze ökonomische Betrachtung in Ergänzung zur ökologischen Analyse durchgeführt. Dazu werden die jährlichen Kapitalströme für Ausgaben, Abschreibungen und Einnahmen berechnet und miteinander verglichen. Es werden die Ausgaben und Einnahmen relativ zu einem Standardgebäude mit 100%iger Netzversorgung betrachtet. Für einen Zeitraum von 20 Jahren wird hier beispielhaft mit einer Preissteigerungsrate für Strom von 3% und mit einem Abzinsungssatz von 2% gerechnet. Die Kosten und daraus folgenden Annuitäten für Photovoltaik, Batteriespeicher sowie Dämmungsmaßnahmen werden nach marktüblichen Preisen kalkuliert. In Abbildung 7 wird ein Standard-Gebäude mit der „VIP+PCM“-Variante verglichen. Beide Gebäude sind mit 15 kWp Photovoltaik und einem Batteriespeicher mit einer Kapazität von 16 kWh ausgestattet. Während der jährliche Saldo bei der Standard-Variante leicht positiv ist, stellt sich die Situation für die „VIP+PCM“-Variante sehr viel ungünstiger dar. Dafür sind vor allem die hohen Kosten der Vakuumdämmung (220...420 €/m<sup>2</sup>) verantwortlich, die hier für die gesamte Hüllfläche vorgesehen ist. Ein reduzierter und zielgerichteter Einsatz von VIP wird diese Bilanz verbessern, wenn auch nur geringfügig. Der Einsatz von preiswerten Dämmmaterialien (z.B. Mineralwolle) wäre hier prinzipiell zu bevorzugen, würde aber aufgrund des großen Volumens den Nutzraum der Container deutlich verkleinern.

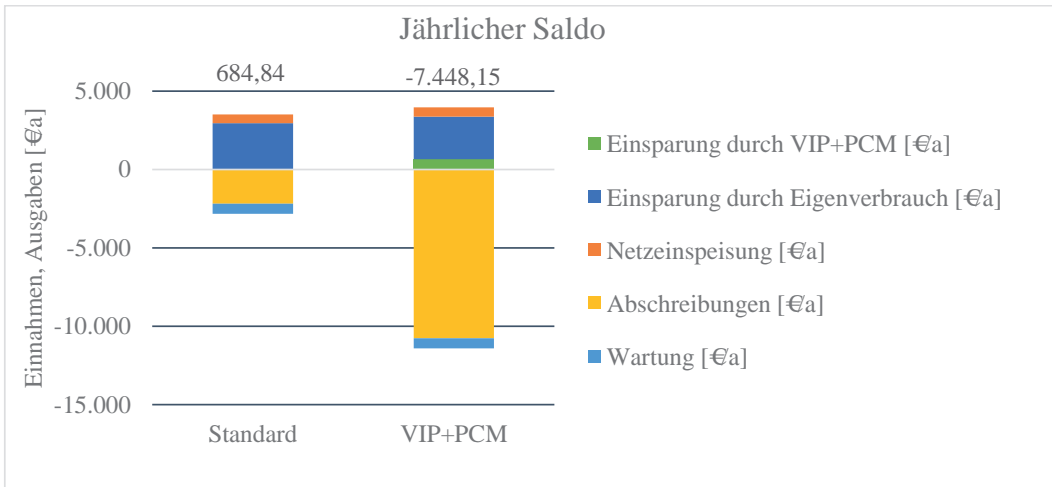


Abbildung 7: Zusammensetzung des jährlichen Saldos für die Varianten „Standard“ und „VIP+PCM“, jeweils mit 15 kWp installierter PV-Leistung und LI-ION-Batterie (16 kWh).

In einer Variantenstudie wurden jeweils der jährliche Saldo als Funktion des Autarkiegrades für die beiden Varianten dargestellt. Der Autarkiegrad verändert sich mit zunehmender Anzahl der PV-Module, wobei jeweils 1 kWh Speicherkapazität pro 1 kWp installierter PV-Leistung vorgesehen ist. Für die vorgegebene Simulationskonstellation ergibt sich, dass sich ein wirtschaftliches Maximum bei einem Autarkiegrad von ca. 68% ergibt (74% für PIV+PCM). In beiden Fällen entspricht dieses einer Leistung von 10 kWp und 10 kWh Speicherkapazität.

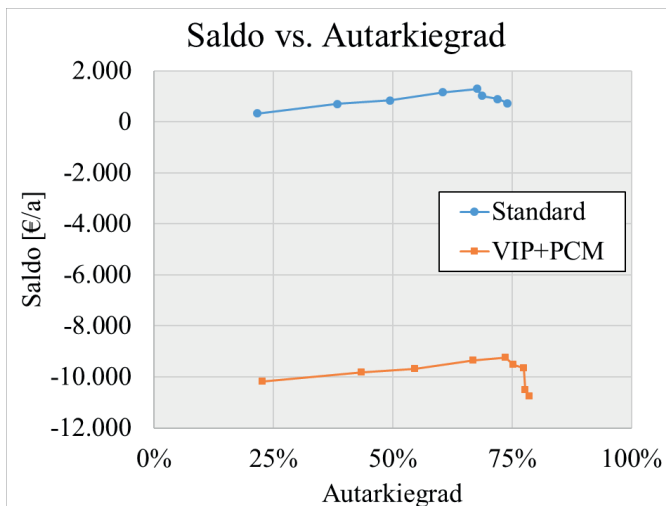


Abbildung 8: Jährlicher Saldo als Funktion des Autarkiegrades für die Varianten „Standard“ und „VIP+PCM“. Die Autarkiegrade ergeben sich aus der Variation von installierter PV-Leistung und Batteriekapazität.

### 6. Fazit

Eine aus ökologischer Sicht optimale Lösung gibt es nicht. Je nach Indikator ist eine unterschiedliche Ausstattung mit VIP, PCM, PV oder Batterie vorteilhaft. Ob die Gesamtlösung nun abhängig von einem bestimmten Indikator gemacht wird, oder ob doch mehrere (ggf. gewichtete) Indikatoren berücksichtigt werden, bedarf weiterer Untersuchungen. Auch die Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Maßnahmen wird bei der Auswahl der besten Gesamtlösung zu berücksichtigen sein.

Die optimale Lösung unterscheidet sich dabei je nach Umweltindikator. Bei einigen (GWP, EP, PEne, ADPf) ist ein Autarkiegrad von 75 % von Vorteil. Für zwei Indikatoren (ODP, ADPe) gilt dagegen, dass ein Autarkiegrad von 0 % von Vorteil ist. Die Werte für AP und POCP liegen dazwischen. Der ökologische Vorteil von VIP und PCM ist bei fast allen Umweltindikatoren gegeben, sodass der Einsatz für dieses Projekt empfohlen wird.

Bei hohem Autarkiegrad werden zum Teil über 90 % der Umweltbelastungen in der Herstellungsphase emittiert. Da teilweise weit über 50 % der Umweltbelastungen häufig durch die Herstellung von nur zwei bis drei Komponenten (z.B. VIP, PV-Module) oder Materialien (z.B. Stahl, Dampfsperre) verursacht werden, gilt es diese zu identifizieren und die benötigten Mengen zu reduzieren oder Materialien mit geringeren Umweltauswirkungen zu wählen. Dieser Schritt wird auch bei steigendem erneuerbaren Anteil am deutschen Strommix immer wichtiger, sodass der Herstellungsphase in Zukunft auch bei niedrigen Autarkiegraden mehr Aufmerksamkeit zukommen wird.

Bei dem Großteil der Umweltindikatoren dominieren bei niedrigen Autarkiegraden derzeit die durch die Nutzungsphase erzeugten Umweltbelastungen. Hier ist es sinnvoll, die Energiebedarfe während der Nutzungszeit weiter zu reduzieren. Dies kann durch den Einsatz von besseren Dämmungen, aber auch durch ein geändertes Nutzerverhalten, erreicht werden.

Die Entsorgungsphase trägt im Durchschnitt nur 1 bis 3 % zur gesamten Umweltbelastung bei. Allerdings kann das Recycling Potenzial die Ökobilanz nochmal signifikant senken. Im Großen und Ganzen zeigen die gewonnenen Ergebnisse, dass dieses containerbasierte Einfamilienhaus mit Standort in Potsdam die ökologischen Grenzwerte einhalten kann und vergleichbare Ergebnisse wie andere Gebäude dieser Art erreicht. Es bleibt viel Potenzial, um die Ökobilanz weiter zu verringern und auch die vom DGNB vorgegeben Zielwerte [17] zu erreichen.

Die Ergebnisse zeigen die Relevanz von Life Cycle Assessment im ökologisch orientierten Bauen auf, besonders für den Einsatz der erneuerbaren Energie. So können die Ergebnisse als Vergleich für kommende Projekte oder Optimierung in der Planung genutzt werden. Im Zusammenhang mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann je nach Priorisierung ein sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch günstiges Gesamtkonzept gefunden werden.



## 7. Literaturverzeichnis

- [1] IEA - CO2 Emissions From Fuel Combustion 2018, Seite 12 (2018)
- [2] Umweltnutzung und Wirtschaft – Tabellen zu den umweltökonomischen Gesamtrechnungen Teil: Energie, Tabelle 3.3.6.5 (2018)
- [3] Ch. Dara, C. Hachem-Vermettea, G. Assefab G.; Life cycle assessment and life cycle costing of container-based single-family housing in Canada: A case study; Building and Environment 163 (2019)
- [4] T. Ramesh, R. Prakash, K.Shukla; Life cycle energy analysis of building: an overview, Energy Build. 42(2010)
- [5] C.Hachem-Vermette, Multistory building envelope: creative design and enhanced performance, Sol. Energy 159 (2018)
- [6] R.Beckett, C. Hachem, Building envelope energy optimization for multistory buildings, Canada Conf. Build. Sci. Technol. (CCBST 2017), Vancouver, Canada (2017)
- [7] Y. Bichiou, M. Krati, Optimization of envelope and HVAC systems selection for residential buildings, Energy Build. 43 (2011)
- [8] S. B. Sadieni, S. Madala, R. F. Boehm, Passive building energy savings: a review of building envelop components, Renew. Sustain. Energy Rev. 15 (2011)
- [9] A.A.P. Olivares, A comparative Life Cycle Analysis of Container Architecture for Residential Structures, Master Thesis, Victoria University of Wellington New Zealand (2010)
- [10] G: Tumminia, F. Guarino, S. Longo, M.Ferraro, M. Cellura, V. Antonucci, Life cycle performance and environmental impacts of a prefabricated building module, University of Palermo (2017)
- [11] H. Islam, G. Zhang, S. Setunge, M.A.Bhuiyan, Life cycle assessment of shipping container home: A sustainable construction, RMIT University (2016)
- [12] Rolf Frischknecht, Lehrbuch der Ökobilanzierung, Springer (2019)
- [13] ZIM Forschungsprojekt "Produkt- und Verfahrensentwicklung zur Vorbereitung und Realisierung kompletter Gebäude verschiedener Nutzungsarten mittels energieautarker Container" ENSECO, Förderungskennzeichen: ZF4574901 (2019)
- [14] Jingchun Shen, Xingxing Zhang, Building energy Performance Simulation of the Baseline Container House v1.0, Höskolan Dalarna (2019)
- [15] Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, ÖKOBAUDAT, [www.oekobaudat.de](http://www.oekobaudat.de) (abgerufen am 15.04.2020)
- [16] Bundesregierung, Das Energiekonzept 2050, REGIERUNGonline (2010)
- [17] Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen (DGNB), ENV 1.1/ Ökobilanz des Gebäudes, 2018

## Entwicklung eines vereinfachten Modells zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs raumluftechnischer Anlagen und deren energetische Bewertung mit Hilfe des Physikalischen Optimums

B.Eng. André Lindemann<sup>1</sup>, Prof. Dr.-Ing. Dirk Volta<sup>1</sup>; M.Eng. Hamid Zazai<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Hochschule Flensburg, Projekt „Energieeffiziente Energieversorgung Zentralklinikum Flensburg“

<sup>2</sup> Energie- und Umweltingenieur, Nestlé Deutschland AG

### Abstract

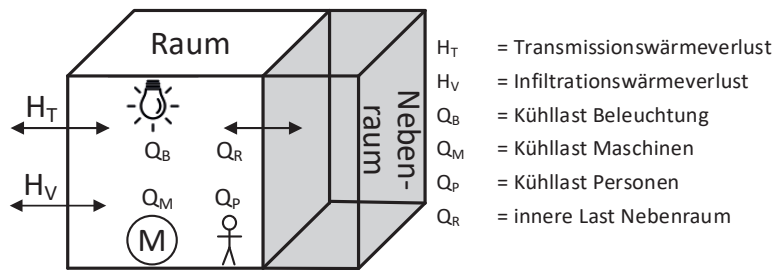
Der Beitrag ist im Kontext des Projektes „Energieeffiziente Energieversorgung Zentralklinikum Flensburg“ (EEKlin) an der Hochschule Flensburg unterstützt durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH) und in Kooperation mit der Ev.-Luth. Diakonissenanstalt zu Flensburg (DIAKO) entstanden. Der Heiz- bzw. Kühlenergiebedarf raumluftechnischer Anlagen umfasst einen signifikanten Anteil am Gesamtenergiebedarf des Krankenhauses. Deshalb ist es besonders wichtig, verschiedene Szenarien für Energieeffizienzmaßnahmen bewerten zu können. Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell zur vereinfachten Berechnung des Jahresenergiebedarfs lassen sich diese Szenarien ermitteln und miteinander vergleichen. Das Modell berücksichtigt dabei folgende Punkte:

- Äußere Lasten (Transmission und Infiltration)
- Innere Lasten (Personen, Beleuchtung, Geräte)
- Wärmerückgewinnung
- Außenluftanteil
- Regelung der Wärmerückgewinnung und des Außenluftanteils
- Energienußband
- Dynamik des Tag- und Nachtschichtbetriebs
- Temperaturerhöhung durch Ventilatorverluste

Die realen Verbräuche wurden dem Physikalischen Optimum PhO der Raumluftechnischen Anlage mit Hilfe der Methode nach VDI 4663 [4] gegenübergestellt, um die verschiedenen Effizienzmaßnahmen zu bewerten und zu veranschaulichen.

### 1. Referenzraum und Parameter des Modells

Die Berechnung des Modells wird anhand eines Referenzraumes vorgenommen, welcher in dem vorliegenden Fall die mechanisch zu belüftenden Patientenzimmer des geplanten Zentralklinikums darstellt. Zunächst werden die inneren und äußeren abzuführenden Lasten des Raumes ermittelt, welche in der folgenden Abbildung schematisch dargestellt sind.


**Abbildung 1: Betrachtung des Raumes mit äußeren und inneren Lasten nach [5]**

Die äußere Last durch Sonneneinstrahlung wird vernachlässigt. Die äußeren Lasten durch Transmission und Infiltration werden wie folgt berücksichtigt.

Für den Transmissionsanteil durch Außenwände gilt:

$$\dot{Q}_T = k \cdot A \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{AU}) \quad (1)$$

Für den Infiltrationsanteil gilt:

$$\dot{Q}_V = \dot{V} \cdot \rho_l \cdot c_p \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{AU}) \quad (2)$$

Die Werte zur Berechnung des Patientenzimmers (Referenzraum) sind nachfolgend aufgeführt.

**Tabelle 1: Werte zur Berechnung der äußeren Lasten des Patientenzimmers**

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert	Einheit
Raumtemperatur	$\vartheta_R$	22	°C
Grundfläche	$A_G$	50	m <sup>2</sup>
Fläche Außenwand	$A_{Au}$	20	m <sup>2</sup>
Wärmedurchgangskoeffizient	$k_{Au}$	1,0	W/(m <sup>2</sup> ·K)
Raumvolumen	$V_R$	150	m <sup>3</sup>
Luftwechselrate	$n$	0,3	1/h
Dichte der trockenen Luft	$\rho_L$	1,2	kg/m <sup>3</sup>
Wärmekapazität der Luft	$c_{p,L}$	1,004	kJ/(kg·K)

Die inneren Lasten für den betrachteten Referenzraum ergeben sich einerseits durch innere Wärmequellen (Beleuchtung, Personen, Maschinen etc.) und andererseits durch die Transmission in die Nebenräume, sofern sich die Temperatur dort von dem zu betrachtenden Raum unterscheidet. Für die Berechnungen werden die inneren Lasten als konstant angenommen.

**Tabelle 2: Innere Lasten des Patientenzimmers Berechnung nach VDI 2078 [3]**

Bezeichnung	Formelzeichen	Wert	Einheiten
Kühllast durch Personen	$\dot{Q}_P$	0,25	kW
Kühllast durch Beleuchtung	$\dot{Q}_B$	0,2	kW
Kühllast durch Geräte	$\dot{Q}_M$	0,5	kW
Heizlast durch (hier kältere) Nebenräume	$\dot{Q}_R$	0,4	kW

Um das Modell um die Komponenten der Raumlufttechnischen Anlage erweitern zu können, müssen weitere Parameter ermittelt werden. Aus der berechneten inneren Kühllast und der äußeren Kühllast im Sommerfall (jeweils nur trockene Last berücksichtigt) lässt sich der lastspezifische Zuluftvolumenstrom berechnen:

$$\dot{V}_{ZU} = \frac{\dot{Q}_{K,ges}}{\rho_l \cdot c_{p,l} \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{ZU})} \quad (3)$$

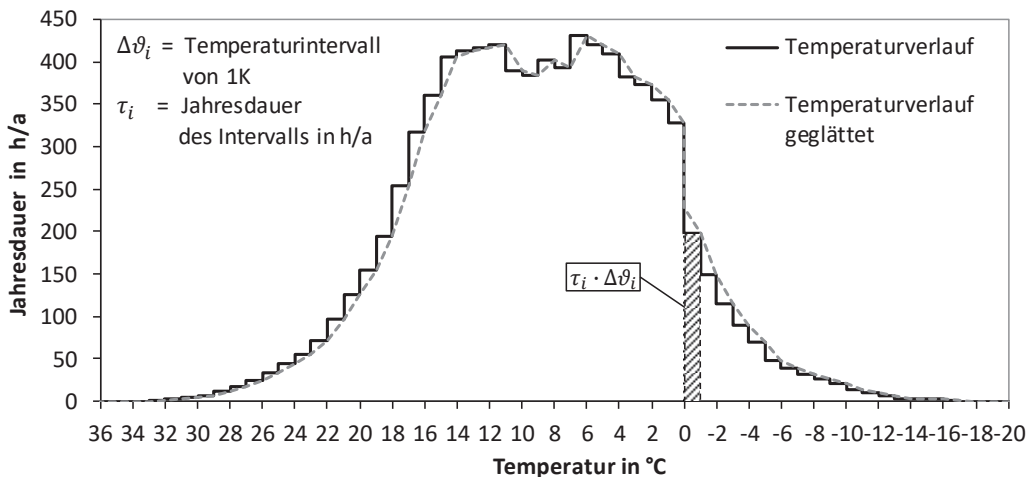
- $\dot{Q}_{K,ges}$  - gesamte innere und äußere Kühllast
- $\rho_l$  - Dichte der Luft in kg/m<sup>3</sup>
- $c_{p,l}$  - Wärmekapazität der Luft in kJ/(kg·K)

Der Mindestaußenluftanteil zur Bereitstellung der Frischluft wird nach der DIN EN 13779 [1, Seite 59] ausgelegt. Der Mindestzuluftvolumenstrom und der Mindestaußenluftanteil werden in nachstehender Tabelle für ein einzelnes und für alle zu belüftenden Patientenzimmer aufgeführt.

**Tabelle 3: Mindestzuluftvolumenstrom und Mindestaußenluftvolumenstrom**

Patientenzimmer	Mindestzuluftvolumenstrom	Mindestaußenluftanteil
Einzel	500 m <sup>3</sup> /h	150 m <sup>3</sup> /h
Gesamt	125.000 m <sup>3</sup> /h	37.500 m <sup>3</sup> /h

Der in dieser Arbeit verwendete Temperaturverlauf der Außenlufttemperatur stammt aus der DIN 4710 [2]. Für die vorliegende Untersuchung wird der Temperaturverlauf für den Standort Hamburg-Fuhlsbüttel als repräsentativ für die norddeutsche Tiefebene gewählt und in folgender Abbildung dargestellt<sup>1</sup>.

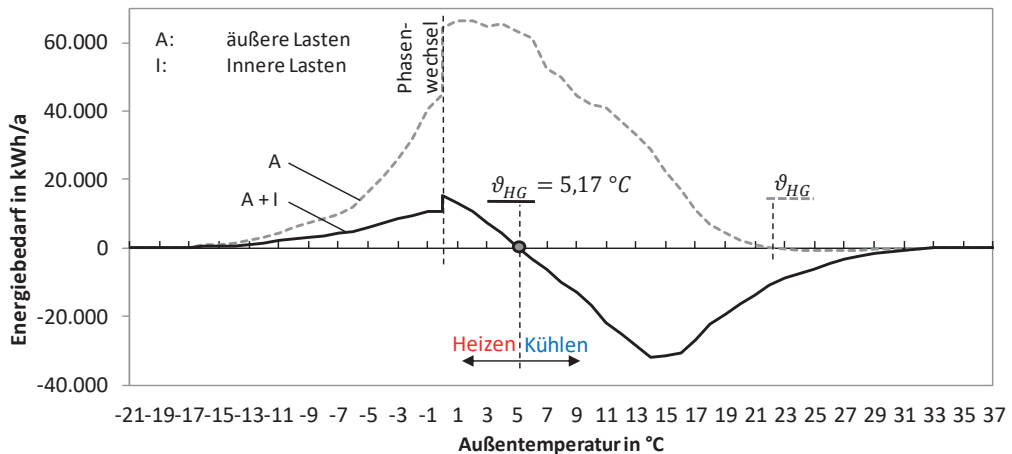


**Abbildung 2: Jahrestemperaturverlauf Hamburg-Fuhlsbüttel auf Basis DIN 4710**

<sup>1</sup> „(...) die Lufttemperaturen sind in Klassen mit einer Klassenbreite von 1 K zusammengefasst. In den Tabellen ist jeweils der untere Schwellenwert des entsprechenden Intervalls angegeben. (...) Bei der Lufttemperatur enthält die Klasse „0“ alle Werte von 0,0 °C bis 0,9 °C usw. In der Klasse „-0“ sind alle Temperaturen von -0,1 °C bis -0,9 °C enthalten, in der Klasse „-1“ alle diejenigen zwischen -1,0 °C und -1,9 °C usw.“ [2, Seite 10]

## 2. Energiebedarf bedingt durch äußere und innere Lasten

Mit Hilfe des Jahresverlaufs der Außentemperatur aus Abbildung 2 und der Gleichungen für die äußeren und inneren Lasten kann der Jahreslastverlauf dargestellt werden.



**Abbildung 3: Energiebedarf über der Außentemperatur mit inneren und äußeren Lasten**

Der Energiebedarf ist über die Außentemperatur dargestellt. Ohne innere Lasten liegt der größte Energiebedarf zwischen 0 °C und 15 °C, da diese Außenlufttemperaturen am häufigsten auftreten. Für diese Betrachtung würde ca. 97 % der Betriebszeit zum Heizen und nur 3 % zum Kühlen verwendet. Der in Abbildung 3 mit „Phasenwechsel“ bezeichnete Abschnitt bedeutet, dass jeweils für die Temperatur Null und minus Null (unter dem Gefrierpunkt) der Wärmestrom berechnet wurde.

Die inneren Lasten verringern den Heizenergiebedarf und erhöhen den Kühlenergiebedarf. Die Heizgrenztemperatur  $\vartheta_{HG}$  sinkt – bedingt durch die inneren Lasten – von 22 °C auf 5,17 °C ab. Ungefähr 67 % der Betriebsstunden werden für das Kühlen und 33 % für das Heizen beansprucht. Der Kühlbedarf steigt, während der Heizbedarf sinkt.

Der Jahresenergiebedarf für das Heizen und Kühlen berechnet sich als Summe der Wärmeströme bei einer bestimmten Temperatur – multipliziert mit der Jahresdauer der Temperatur – wie folgt:

$$Q_H = \sum_{\vartheta=\vartheta_{min}}^{\vartheta_{HG}} \dot{Q}_H(\vartheta) \cdot \tau(\vartheta) \quad (4)$$

$$Q_K = \sum_{\vartheta=\vartheta_{HG}}^{\vartheta_{max}} \dot{Q}_K(\vartheta) \cdot \tau(\vartheta) \quad (5)$$

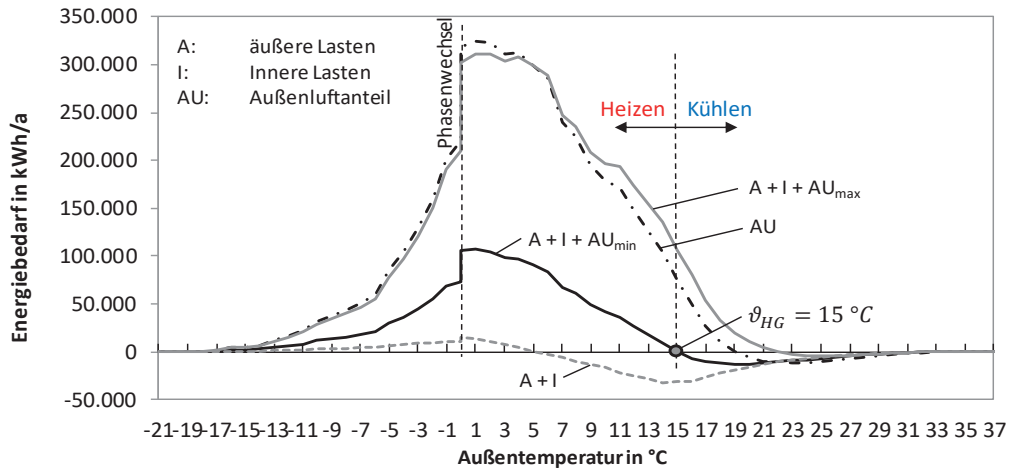
## 4. Ergänzung des Außenluftanteils

Wenn die Frischluftzufuhr und die thermische Konditionierung durch eine Raumluftechnische Anlage (Abbildung 6) gewährleistet wird, muss das Modell um den Außenluftanteil ergänzt werden. Der Außenluftanteil kann bei Umluftbetrieb zwischen dem Mindestaußenluftvolumenstrom (Tabelle 3) und dem berechneten Zuluftvolumenstrom nach Gleichung (3) variiert werden. Der Energiebedarf hängt dabei maßgeblich vom Volumenstrom ab.

Der Wärmestrom des reinen Außenluftanteiles berechnet sich nach folgender Gleichung, wenn dieser, in erster Näherung, dem Raum gedanklich thermisch bilanzneutral zugeführt werden soll:

$$\dot{Q}_{AU} = \dot{V}_{AU} \cdot \rho_l \cdot c_p \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{AU}) \quad (6)$$

Mit Berücksichtigung der Stunden über die Jahresdauer kann der Jahresenergiebedarf berechnet werden. Der gesamte Energiebedarf setzt sich aus dem Energiebedarf zur Konditionierung des Außenluftanteils und der Lasten des Raumes zusammen. Dies wird im folgenden Diagramm für den Maximal- sowie Mindestaußenluftvolumenstrom dargestellt.



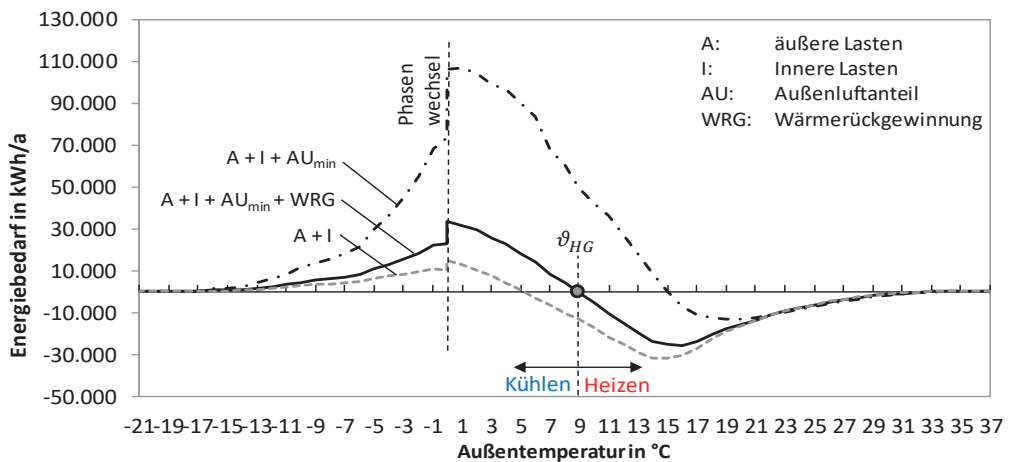
**Abbildung 4: Energiebedarf minimaler & maximaler Außenluftanteil mit Lasten**

Der Heizenergiebedarf steigt bei maximalem Außenluftanteil deutlich an. Der Kühlenergiebedarf hingegen sinkt. Dies liegt an der Temperaturspanne zwischen der Heizgrenztemperatur und der angestrebten Raumtemperatur. Hier sorgt der im Vergleich zur Raumtemperatur kältere Außenluftanteil per freier Kühlung für eine Reduzierung des Kühlenergiebedarfes.

Der Heizenergiebedarf des Außenluftanteils sinkt durch die Reduktion auf den Mindestaußenluftanteil, bleibt jedoch der größte Anteil am gesamten Jahresheizenergiebedarf. Der Kühlenergiebedarf steigt, da der beschriebene Effekt der freien Kühlung sinkt. Die nötige Regelung, um das Potenzial der freien Kühlung zu nutzen, wird in Kapitel 6 beschrieben.

### 5. Ergänzung der Wärmerückgewinnung (WRG)

Im nächsten Schritt wird die WRG als weitere Komponente der Raumluftechnischen Anlage betrachtet. Die Auswirkungen der WRG werden in diesem Kapitel zunächst statisch, das heißt unregelt, betrachtet. Die nächste Abbildung zeigt die Auswirkungen der WRG auf den Energiebedarf im Falle des Betriebs der Raumluftechnischen Anlage mit Mindestaußenluftanteil.

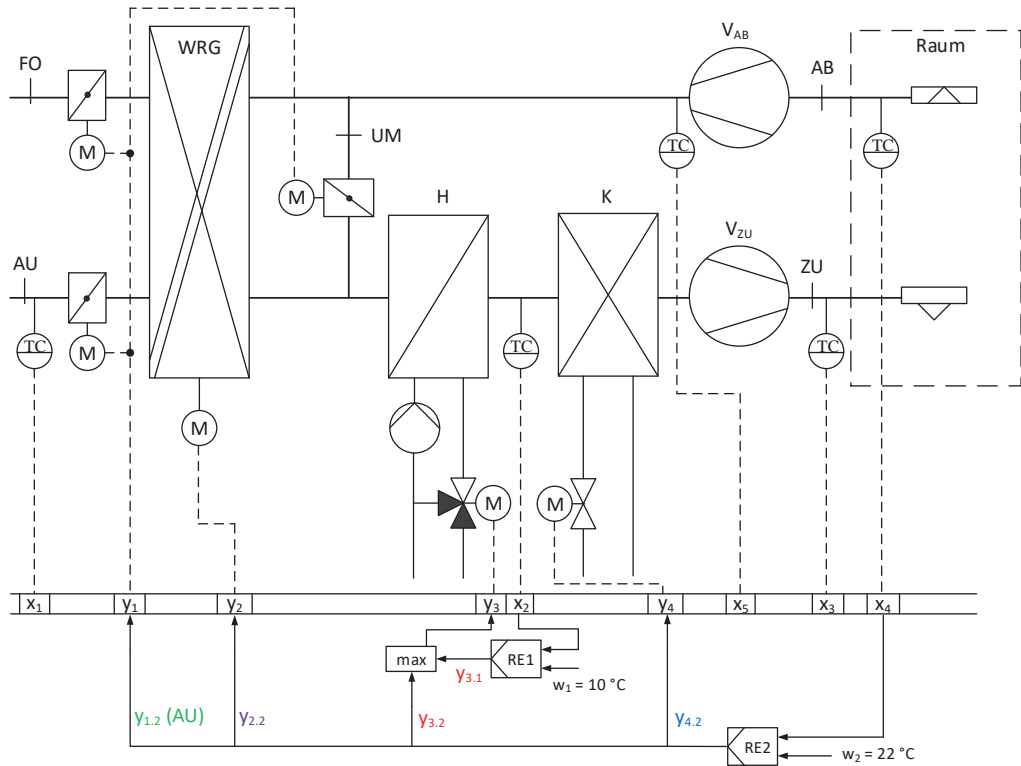


**Abbildung 5: Innere und äußere Lasten mit Mindestaußenluftanteil und Wärmerückgewinnung**

Der Heizenergiebedarf mit WRG sinkt im Vergleich zum Betrieb ohne WRG um ca. 80 %. Die Heizgrenztemperatur sinkt von 15 °C auf 9 °C. Der Kühlergiebedarf steigt im Vergleich zum Betrieb ohne WRG um etwa das Doppelte. Hintergrund für diesen „ungewollten Mehraufwand“ ist, dass die WRG in dieser Betrachtung unregelt betrieben wird. Daher wird in der nachfolgenden Betrachtung die WRG um eine Regelung ergänzt.

## 6. Regelung der WRG und des Außenluftanteils

Durch die Regelung der Außenluft und der WRG lässt sich in der Übergangszeit Energie sparen. Für die Umsetzung werden Regelkreise vorgesehen. Das nachfolgende Fließschema zeigt dafür den Wirkungsplan nach VDI 3814.



Regler 1: Frostschutz

Regler 2: Raumlufthtemperaturregelung

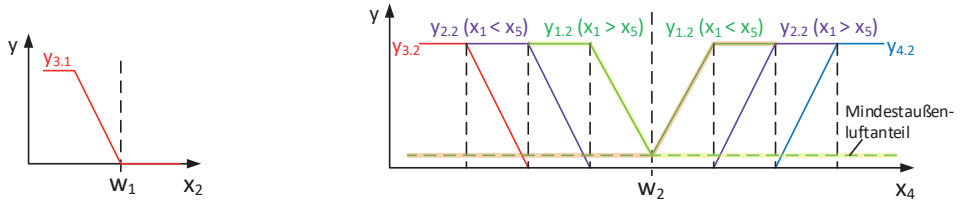


Abbildung 6: Wirkungsplan und Sequenzen für die Regelung der WRG & des Außenluftanteils

Der Regler 1 ist für die Frostschutzregelung zuständig. Der Regler 2 regelt die Raumlufthtemperatur mit einem Sollwert von 22° C. Das Stellsignal wird an die Außenluft- und Umluftklappen, an die WRG, an den Kühler und den Erhitzer weitergegeben. Dabei gibt es bei dem Erhitzer eine max-Abfrage, wobei entweder das Stellsignal  $y_{3.1}$  oder  $y_{3.2}$  dominant ist.

Die Sequenz zur Frostschutzregelung (Regler 1) beschreibt das Stellsignal  $y_{3.1}$ , welches beim Unterschreiten des Sollwertes  $w_1$  den Erhitzer anspricht. Die Sequenz zur Regelung der Raumlufthtemperatur (Regler 2) beschreibt die verschiedenen Stellsignale beim Über- bzw. Unterschreiten der Raumlufthtemperatur.



Heizlastfall ( $x_4 < w_2$ ):

Grundsätzlich muss dem Raum im Falle einer Heizlast Wärme zugeführt werden. Die Heizlast wird in den meisten Fällen durch niedrige Außenlufttemperaturen (äußere Lasten) begründet ( $x_1 < x_5$ ). Wenn die Raumlufttemperatur größer ist als die Außenlufttemperatur, verbleibt die Außenluftklappe auf ihrer geschlossenen Position (Mindestaußenluftbedarf). Das Stellsignal der WRG fährt hoch, um die Heizlast des Außenluftanteils zu minimieren. Dies ist insbesondere zur kalten Jahreszeit der Fall. Erst wenn die Regelung der WRG und des Außenluftanteils nicht ausreicht, wird der Erhitzer durch das Stellsignal  $y_{3.2}$  angesprochen.

Theoretisch ist es denkbar (z.B. beim Auftauen von Lebensmitteln), dass auch bei hohen Außenlufttemperaturen ( $x_1 > x_5$ ) eine Heizlast im Raum vorliegen kann. Dann ist das Öffnen der Außenluftklappe sinnvoll, um Wärme zuzuführen.

Kühllastfall ( $x_4 > w_2$ ):

Bei Überschreiten der Raumlufttemperatur muss grundsätzlich gekühlt werden. Wenn die Außenlufttemperatur dabei kleiner ist als die Raumlufttemperatur, kann der Raum mit der Außenluft frei gekühlt werden. Dies ist in der Praxis recht häufig der Fall, sobald der Raum eine Kühllast aufweist (z.B. technische Geräte, Personen, Beleuchtung etc.). Das Stellsignal fährt die Außenluftklappe auf und erhöht somit den Außenluftanteil. Übersteigt die Außenlufttemperatur die Raumlufttemperatur, fährt die Außenluftklappe auf ihre minimale Stellung und stellt den Mindestaußenluftanteil bereit. Die WRG kühlt den verbleibenden Mindestaußenluftanteil, um die Kühllast des Außenluftanteils zu minimieren. Dies ist besonders bei warmen Sommertagen der Fall. Erst wenn die Regelung der Außenluft und der WRG nicht ausreicht, wird der Kühler über das Stellsignal  $y_{4.2}$  angesprochen.

Im Folgenden werden der Einfluss der Maßnahmen zur Regelung des Außenluftanteils und der WRG auf den Energiebedarf betrachtet. Die Nutzung der freien Kühlung durch die Außenluft kann mit einer entsprechenden Regelung der WRG und des Außenluftanteils realisiert werden. Der Bereich, in dem die freie Kühlung nutzbringend eingesetzt werden kann, befindet sich zwischen der Heizgrenztemperatur und der Raumlufttemperatur. Dieser Bereich lässt sich in drei Bereiche unterteilen, in der die WRG und der Außenluftanteil verschieden geregelt werden. Dabei steht „WRG = 0“ für eine ausgeschaltete WRG (bspw. Bypass vollständig geöffnet) und „WRG<sub>max</sub>“ für die maximal mögliche WRG. Mit „AU<sub>min</sub>“ und „AU<sub>max</sub>“ werden der minimale und der maximale Außenluftanteil bezeichnet. Die Regelung ist in folgender Abbildung dargestellt.

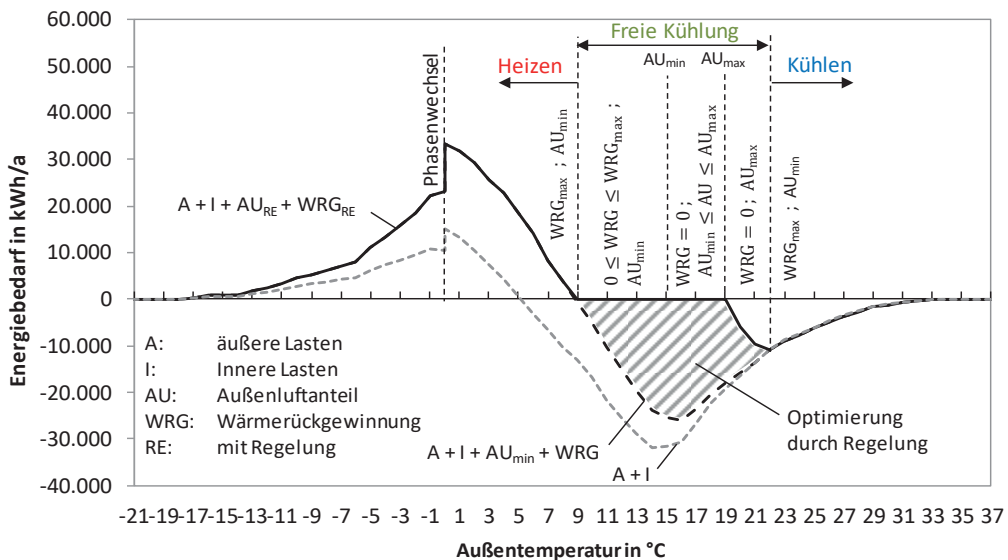


Abbildung 7: Energiebedarf mit Regelung der Außenluft und der Wärmerückgewinnung

Die Einsparung des Kühlbedarfes durch die Regelung im Vergleich zum Betrieb mit Wärmerückgewinnung und Mindestaußenluftanteil ohne Regelung ist im Diagramm grau schraffiert und beträgt 76 %. Die Kühllast des Raumes wird in dem Bereich der freien Kühlung der Außenluft vollständig gedeckt. Das folgende Kapitel kombiniert die in diesem Kapitel vorgestellten Energieeffizienzmaßnahmen und führt schrittweise das Physikalische Optimum ein.

## 7. Physikalisches Optimum

Das Physikalische Optimum wird im Wesentlichen in der VDI-Richtlinie 4663 beschrieben. Ziel ist es, ein Kennzahlensystem zu entwickeln, welches einen physikalisch optimalen Prozess als Referenzprozess definiert. Somit kann zwischen den optimierbaren und unvermeidbaren Verlusten differenziert werden und die physikalischen Grenzen des Möglichen aufgezeigt werden.

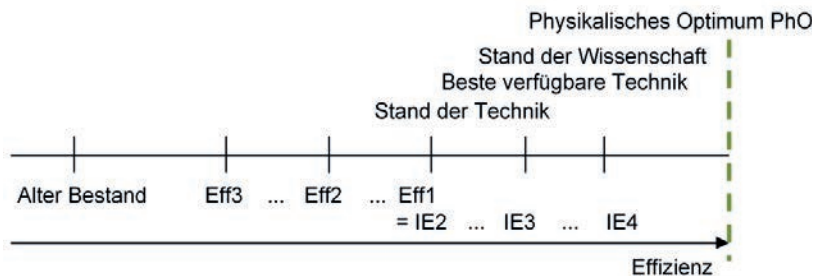


Abbildung 8: Einordnung des Physikalischen Optimums [4, Seite 5]

Das Physikalische Optimum lässt sich auf technische Prozesse anwenden. Die Raumluftechnische Anlage ist ein Beispiel dafür. Ziel ist es, einen optimalen Referenzprozess für eine Raumluftechnische Anlage zu definieren.

Um Raumluftechnische Anlagen mit dem physikalisch optimalen Betrieb energetisch vergleichen zu können, wird der PhO-Faktor verwendet. Der PhO-Faktor setzt einen real aufzuwendenden

Energiestrom  $B$  mit dem entsprechenden, physikalisch minimalen Energiestrom  $B_{PhO}$  ins Verhältnis und ist dementsprechend immer größer eins.

$$F_{PhO}^B = \frac{\text{Aufwand}}{\text{Nutzen (PhO)}} = \frac{B}{B_{PhO}} \geq 1 \quad (7)$$

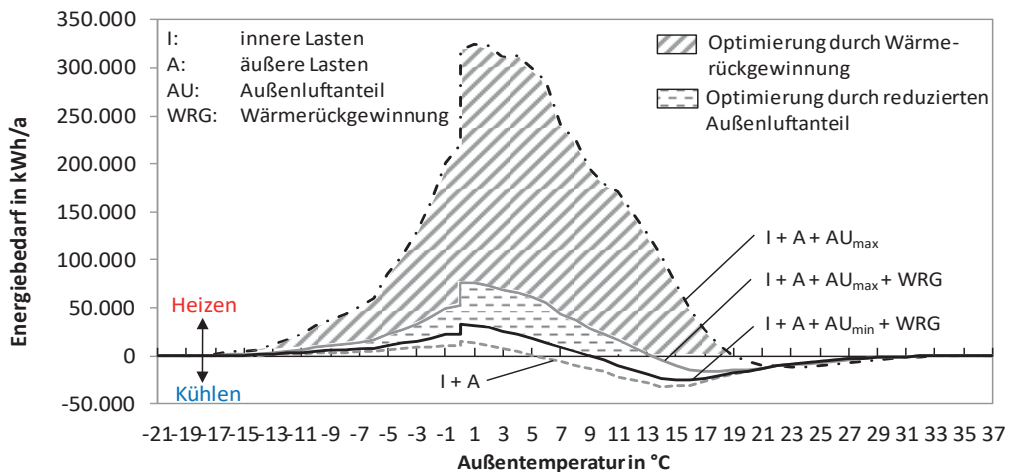
Somit beschreibt der PhO-Faktor, wie viel mehr Aufwand betrieben werden muss, als physikalisch minimal nötig ist, um einen Raum zu klimatisieren. [4, Seite 7]

Die energetische Betrachtung des Physikalischen Optimums wird auf der Grundlage des beschriebenen Modells durchgeführt, sodass weitere Energieeffizienzmaßnahmen bei der Definition nicht mitberücksichtigt werden (z.B. volumenstromvariable Anlagen, adiabate Fortluftkühlung usw.).

Die Raumtemperatur des Patientenzimmers wird mit einem Temperaturnullband von  $w \pm 2K$  angenommen. Somit ist bei einer Raumlufttemperatur zwischen 20 °C und 24 °C keine Konditionierung der Zuluft nötig.

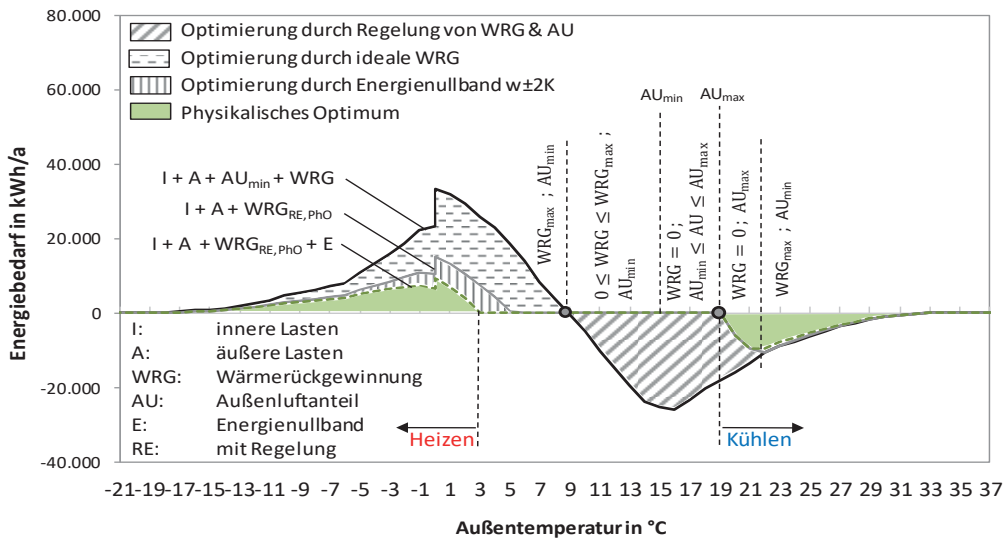
## 8. Ergebnisse

Die Ergebnisse der Optimierung der Raumlufttechnischen Anlage durch die beschriebenen Energieeffizienzmaßnahmen sind in den folgenden zwei Diagrammen abgebildet.



**Abbildung 9: Optimierung durch reduzierten Außenluftanteil und Wärmerückgewinnung**

Die größte Einsparung des Heizenergiebedarfes der Raumlufttechnischen Anlage erfolgt durch die Wärmerückgewinnung mit einer Rückwärmezahl von 80 % (grau schraffierte Fläche). Weitere Einsparungen lassen sich durch die Reduzierung des Außenluftanteils auf den Mindestaußenluftanteil realisieren (gestrichelte Fläche). Der Kühlenergiebedarf steigt durch die Maßnahme der Wärmerückgewinnung und der Reduzierung des Außenluftanteils an. Durch eine entsprechende Regelung der Wärmerückgewinnung und des Außenluftanteils – wie in Kapitel 6 beschrieben – lässt sich der Kühlenergiebedarf reduzieren. Die weitere Energieeinsparung durch die Regelung, eine physikalisch optimale Wärmerückgewinnung und ein Energienußband ist im nachstehenden Diagramm dargestellt. Dabei ist die schwarze durchgezogene Linie der Abbildung 9 und der Abbildung 10 identisch.

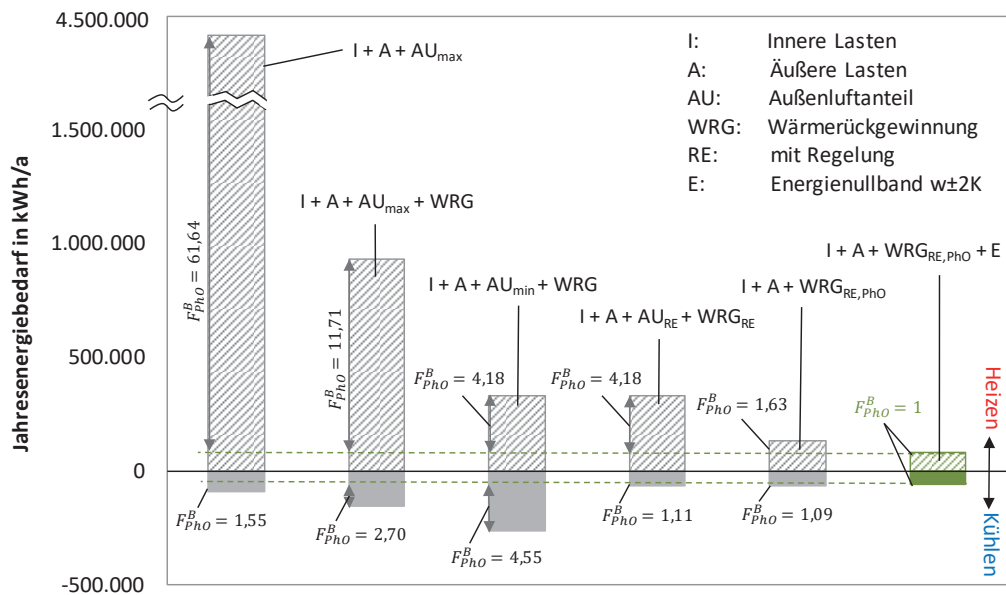


**Abbildung 10: Physikalisches Optimum energetische Betrachtung**

Durch eine ideale Wärmerückgewinnung mit einer Rückwärmezahl von 100 % kann der Heizenergiebedarf des Außenluftanteils vollständig zurückgewonnen werden. Der Heizenergiebedarf reduziert sich auf die inneren und äußeren Lasten des Raumes. Eine Regelung der idealen Wärmerückgewinnung reduziert den Kühlenergiebedarf durch die freie Kühlung mittels des Außenluftanteils. Die Wärmerückgewinnung muss während der freien Kühlung dabei so geregelt werden, dass die freie Kühlung durch die Außenluft die inneren und äußeren Lasten exakt deckt. Im letzten Schritt wird durch das Energienullband sowohl die Heiz- als auch die Kühlenergie reduziert. Im Fall der definierten Systemgrenzen wird die Raumluftechnische Anlage im Physikalischen Optimum betrieben (grüne Fläche).

Insgesamt wird deutlich, dass sich die verschiedenen Maßnahmen positiv auf die Energieeffizienz der Anlage auswirken. Das Einsparpotenzial der ersten Energiesparmaßnahme ist absolut betrachtet am größten, da sich die relative Einsparung immer auf den absoluten vorhergehenden Wert (als Basiswert) bezieht (siehe Abbildung 11). Anders gesagt: Würde die erste Maßnahme anstatt der WRG die Außenluftreduktion sein, wäre auch der Außenluftreduktion das größte Einsparpotenzial zuzuordnen. Je mehr Energieeffizienzmaßnahmen gekoppelt werden, desto kleiner wird tendenziell (und in diesem Beispiel durchgehend) die absolute Einsparung.

Im folgenden Diagramm werden die einzelnen Schritte zur Reduzierung des Energiebedarfes mittels des Jahresenergiebedarfs dargestellt.



**Abbildung 11: Betrachtung des Physikalischen Optimums durch den Jahresenergiebedarf**

Die Abbildung zeigt den Jahresenergiebedarf der Raumluftheizanlage mit den verschiedenen Energiesparmaßnahmen. Die Betrachtung mittels des PhO-Faktors zeigt das große Einsparpotenzial. Eine Anlage, die ohne WRG nur mit Außenluft betrieben wird, hat somit einen fast 62-mal höheren Heizenergiebedarf als das Physikalische Optimum. Durch eine Wärmerückgewinnung mit einer Rückwärmezahl von 80 % lässt sich der PhO-Faktor auf 11,71 reduzieren. Durch die Reduktion des Außenluftanteils sinkt der PhO-Faktor auf 4,18. Eine physikalisch optimale WRG ( $\Phi = 1$ ) mit Regelung reduziert den PhO-Faktor auf 1,63. Durch das Energienußband lässt sich der physikalisch optimale Betrieb umsetzen.

Der Kühlbedarf steigt zunächst durch die Effizienzmaßnahmen. Dies liegt daran, dass das Potenzial der freien Kühlung durch eine unregelmäßige Außenluft und WRG reduziert wird. Durch die Regelung kann das Potenzial voll genutzt werden und der PhO-Faktor sinkt auf 1,11. Durch eine ideale WRG kann der PhO-Faktor geringfügig auf 1,09 reduziert werden. Durch das Energienußband wird die Anlage im Physikalischen Optimum betrieben. Der Betrieb des Physikalischen Optimums ist nur mit erheblichem Aufwand und Investitionen annähernd erreichbar, sodass der Betrieb nach heutigem Stand der Technik mit geregelter WRG und geregelter Außenluftanteil angestrebt werden sollte. Der PhO-Faktor würde für die Heizperiode in diesem Fall von 61,64 auf 4,18, und für die Kühlperiode von 1,55 auf 1,11 sinken.

## 9. Fazit

Ziel der Arbeit war die Entwicklung eines vereinfachten Modells zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs. Das Modell wurde beispielhaft anhand aller mechanisch zu belüftenden Patientenzimmer des geplanten Zentralklinikums Flensburg angewendet.

Die ersten Schritte des Modells wurden in einer vorherigen Arbeit von Herrn ZAZAI [6] entwickelt und auf den Untersuchungsgegenstand angewendet. Dazu gehört die Betrachtung der inneren und äußeren Lasten, sowie des Energienußbandes.

Das Modell ist durch die Berücksichtigung der wesentlichen Komponenten einer Raumluftheizanlage erweitert worden. Dazu gehören der Außenluftanteil, die Wärmerückgewinnung und die

Regelung der Außenluft und der WRG. Die entwickelten Diagramme stellen die Jahreslastverläufe für verschiedene Szenarien anschaulich dar.

In keiner Weise soll die vereinfachte Methode die gängigen Normen zur Berechnung des JEB in Frage stellen, sondern vielmehr als ergänzende Möglichkeit betrachtet werden, die Problematik in einfachen Schritten nachvollziehbar und mit toleranzbehafteten Ergebnissen zu lösen.

Mit Hilfe der entwickelten Methode zur Berechnung des Jahresenergiebedarfs ist in Kapitel 7 für die in der vorliegenden Arbeit definierten Rahmenbedingungen das Physikalische Optimum einer Raumluftechnischen Anlage erarbeitet worden. Die schrittweisen Einsparungen durch die verschiedenen Effizienzmaßnahmen wurden ermittelt und grafisch gegenübergestellt. Diesbezüglich ließen sich teils erhebliche Energieeinsparungen aufzeigen.

### Literaturverzeichnis

- [1] DIN EN 13779: Lüftung von Nichtwohngebäuden – Allgemeine Grundlagen und Anforderungen für Lüftungs- und Klimaanlageanlagen und Raumkühlsysteme, 2007. (ersetzt DIN 1946-2:1983-01)
- [2] DIN 4710: Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von Heiz- und Raumluftechnischen Anlagen in Deutschland, 2003.
- [3] VDI 2078: Berechnung der thermischen Lasten und Raumtemperaturen (Auslegung Kühllast und Jahressimulation), 2015.
- [4] VDI 4663: Bewertung von Energie- und Stoffeffizienz Methodische Anwendung des Physikalischen Optimums, 2019.
- [5] VOLTA, D.: Skript zur Lehrveranstaltung Heizungs- und Klimatechnik, Hochschule Flensburg, 2020.
- [6] ZAZAI H.; Projektierung einer energieeffizienten Klimatisierung in der Nahrungsmittelproduktion, 2015. (Quelle liegt nicht vor)

## Klimaschutzregion Ilmtal – Akzeptanzsteigerung von erneuerbarer Energien im ländlichen Raum

Kerstin Wydra<sup>1, 2</sup>, Christopher Liss<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Fachhochschule Erfurt, Fakultät Landschaftsarchitektur, Gartenbau und Forstwirtschaft, Erfurt

<sup>2</sup> SolarInput e.V., Erfurt

### Abstract

Im Vorhaben „Klimaschutzregion Ilmtal - Innovation, Partizipation, Zukunftsfähiges Wirtschaften“ wird ein Konzept mit Forschungsprojekten erarbeitet, die den Einsatz verschiedener Technologien der Erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmesektor im ländlichen Raum unter den Aspekten Akzeptanz, Partizipation und Gemeinwohl untersuchen sollen. Das übergeordnete Ziel ist ein integrativer Ansatz der Transformation zu einer kohlenstoffarmen, ressourcenschonenden Wirtschaft und Gesellschaft als langfristiger Lern- und Anpassungsprozess unter Einbezug einer breiten Basis von Akteuren. Im Fokus stehen sektorübergreifende Themen in der Land- und Energiewirtschaft sowie die Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen wie Holz im Bau von Anlagen der Erneuerbaren Energien und bei der energetischen Sanierung von Bestandsgebäuden. Konkret untersucht werden sollen Agri-Photovoltaikanlagen, hölzerne Kleinwindanlagen, die energetische und stoffliche Nutzung biogener Reststoffe im Rahmen einer zirkulären Ökonomie und die Kombination verschiedener Wärmequellen in Nahwärmenetzen.

### 1. Agri-Photovoltaik (APV)

Die APV-Technologie hat sich in den letzten Jahren dynamisch entwickelt und ist inzwischen in fast allen Regionen der Welt zu finden, als Prototypen, aber auch kommerziell. Die installierte APV-Leistung stieg exponentiell von ca. 5 MW im Jahr 2012 auf mind. 2,8 GW im Jahr 2020, mit staatlichen Förderprogrammen in Japan (seit 2013), China (ca. 2014), Frankreich (seit 2017), den USA (seit 2018) und zuletzt Korea [1].

Für Deutschland und Thüringen wird das Potenzial der Doppelnutzung landwirtschaftlicher Fläche für Pflanzenanbau und Energiegewinnung mit aufgeständerten oder vertikalen Photovoltaikanlagen als hoch eingeschätzt. Das Fraunhofer ISE schätzt das technische Potenzial in Deutschland auf rund 1700 GWp [2].

Dabei ist nicht nur die Auflösung des Flächennutzungskonflikts zwischen Nahrungsmittel- und Stromproduktion ein wichtiger Faktor, um die Akzeptanz von PV-Anlagen auf Äckern in der Bevölkerung zu erhöhen, sondern auch die Synergien in dieser Form der Flächendoppelnutzung. Die Teilbeschattung reduziert die solare Einstrahlung auf die landwirtschaftliche Fläche und sorgt damit für bis zu 20% niedrigeren Bewässerungsbedarf, Schutz vor Starkwetterereignissen wie Hagel, Frost oder Dürre und die Pflanzen wiederum haben einen kühlenden Effekt auf die PV-Module und erhöhen damit die Effizienz [3].

Der Anstieg der Klima-Resilienz und der landwirtschaftlichen Erträge konnte bereits im Pilotprojekt APV-RESOLA des Fraunhofer ISE gezeigt werden. Besonders bieten sich APV Anlagen für Sonder- und Obstkulturen an [4]. Mittelthüringen ist traditionell eine Gartenbauregion mit zahlreichen Betrieben, die auch im Ilmtal angesiedelt sind. Der Anbau von Sonderkulturen wie Heil-, Duft- und Gewürzpflanzen verfügt in Thüringen über eine lange Tradition, Thüringen gehört bundesweit zu den Hauptanbauländern. Der Einsatz von APV-Anlagen könnte sich hier in mehrerlei Hinsicht als günstig erweisen, da für diese Kulturen kein großes Gerät zum Einsatz kommt und die Aufständigung damit niedriger und kostengünstiger ausgeführt werden kann, und da oftmals Blattkulturen unter Beschattung

besser gedeihen.

Für den Gartenbau unter Trockenstress bietet sich zusätzlich der Anbau in Gewächshäusern an, der wassereffizient, aber energieintensiv ist. Sowohl eine Teilüberdachung mit PV-Modulen, als auch innovative, semitransparente PV Folien zur emissionsfreien Energieproduktion bieten den Gartenbetrieben hier Alternativen. So könnten auch in der kühleren Jahreszeit Gemüse emissionsfrei regional angebaut und Transportemissionen vermieden werden.

### 2. Hölzerne Kleinwindanlagen

Entgegen der Pläne der Bundes- und Landesregierung stagnierte der Ausbau von Windenergieanlagen in den letzten Jahren. Die Einführung von Abstandsregeln und die fehlende Einbeziehung der lokalen Bevölkerung machte die Errichtung von großen Windanlagen für Projektierer schwer. Andererseits zeigten vereinzelte Bürgerenergieprojekte, dass durch Partizipation der Ausbau weiterhin möglich ist.

Kleinwindanlagen können bis zu einer Gesamthöhe von 10m und Rotordurchmesser von 3m in Thüringen verfahrensfrei aufgestellt werden (für andere Bundesländer gelten ähnliche Regeln) [5]. Für diese Größe bietet sich die Verwendung von Holz – aus Thüringen - als Baustoff an. Das lässt nicht nur die technische Anlage harmonischer in der Umgebung wirken, sondern ermöglicht auch das Recyceln ausgedienter Anlagen und die Vermeidung von Glasfaser-verstärkten Kunststoffen, die üblicherweise zur Herstellung der Rotorblätter eingesetzt werden und nicht in ressourcenschonende Stoffkreisläufe geführt werden können.

Der Aufbau solcher Kleinwindanlagen hat das Potenzial die Stromgewinnung aus der Photovoltaik zu ergänzen und die zukünftige Energieversorgung resilienter zu machen. Durch die geringe Höhe, natürliche Baustoffe und die Teilhabe der Bevölkerung vor Ort ist verringerter Widerstand gegen diese Art von Windenergieanlagen zu erwarten.

### 3. Nahwärmenetze

Perspektivisch wird sich die Wärmeversorgung weg von fossilen Energieträgern hin zu Sektorkopplung mit Einsatz von Wärmepumpen und Nutzung von Prozess- und Abwärme entwickeln. Im Wärmesektor geht in Deutschland die Energiewende noch weniger ambitioniert als im Stromsektor voran, wobei die Verschiebung hin zu Elektrisierung der Wärmeversorgung einen wesentlich höheren Strombedarf als die im EEG 2021 geplanten 580 TWh [6] vermuten lässt.

Die Sektorkopplung ermöglicht eine Verknüpfung von Stromerzeugung aus EE mit dem Wärme- und Mobilitätsbedarf der Bürger. Mithilfe von Sektorkopplungstechnologien kann fluktuierender Wind- und Solarenergiestrom als Wärmeenergie in Nahwärmenetzen genutzt und die Abriegelung von EE-Erzeugung bei Überproduktion verhindert werden. Im Wärmebereich stehen Lösungen in Kombination von PV-Strom und Geothermie für Speicher- und Quartiersumbauten zur Verfügung, für dörfliche Strukturen wären der Ausbau kalter Nahwärmenetze sowie die Brennstoffzellentechnik, auch für dezentrale Brennstoffzellen mit Reformatoren für dezentrale Kläranlagen/Kompostanlagen/Biogasanlagen, möglich.

Für den Einsatz von kalten Nahwärmenetzen ist jedoch eine energetische Sanierung von Bestandsbauten notwendig. Diese lässt sich oft nur mit hohen Kosten realisieren. Bei der Dämmung von Gebäuden kommen außerdem Kunststoffe zum Einsatz, die beim Rückbau als Sondermüll entsorgt werden müssen. Hier kann der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen wie Stroh oder Hanf langfristig neue lokale Wertschöpfung schaffen, den Energieeinsatz bei der Produktion von Dämmmodulen reduzieren und perspektivisch günstigere Alternativen anbieten.



Zur bedarfsgerechten energetischen Sanierung, Anpassung an lokale Bedingungen bei der Kombination verschiedener Wärmequellen und Kostenoptimierung beim Umstieg auf erneuerbare Wärmeenergie soll ein selbstlernender Algorithmus entwickelt werden.

#### 4. Fazit

Das Projekt versucht, verschiedene Aspekte der Versorgung mit erneuerbaren Energien in der Region Illmtal mit Pilotprojekten zu implementieren, und dabei die gesamte Facette der Akteure zu beteiligen. Ziel ist eine ‚Klimaschutzregion Illmtal‘ mit Leuchtturmcharakter auch für andere Regionen.

#### 5. Literaturverzeichnis

[1] Fraunhofer ISE (o.J.). Agri-Photovoltaik .

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik/agrophotovoltaik-apv.html> (zuletzt geprüft am 31.12.2020)

[2] Fraunhofer ISE 2020. Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland. 52 Seiten.

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf> (zuletzt geprüft am 31.12.2020)

[3] Elamri, Y., B. Cheviron, B., Lopez, J.-M., Dejean, C. and Belaud, G. 2018. Water budget and crop modelling for agrivoltaic systems: Application to irrigated lettuces. Agricultural Water Management 208, 440-453

[4] agri-pv (o.J.). Agri-Photovoltaik Ressourceneffiziente Landnutzung. <https://agri-pv.org/> (zuletzt geprüft am 31.12.2020)

[5] Kleinwindkraftanlagen (o.J.). Genehmigung und Recht für kleine Windkraftanlagen.

<https://www.klein-windkraftanlagen.com/basisinfo/genehmigung-rechtliche-grundlagen/> (zuletzt geprüft am 31.12.2020)

[6] Eder, S.W. 2020. Deutsche Energiewende. EEG 2021 in trockenen Tüchern. <https://www.vdi-nachrichten.com/technik/eeg-2021-in-trockenen-tuechern/> (zuletzt geprüft am 31.12.2020)

PVT-Kollektor RET.Con 2021

**Weiterführende Untersuchungen am PVT-Isolierglaskollektor**

**Matthias Kreuzer<sup>1</sup>, B.Eng.; Oliver Stark<sup>1</sup> M.Sc.; Dipl.-Ing. (FH) Volker Mank<sup>2</sup>;  
Prof. Dr. Christoph Pels Leusden<sup>2</sup>; Prof. Dr. Tobias Plessing<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Institut für Wasser und Energiemanagement (IWE), Hochschule Hof, Hof /

<sup>2</sup> Labor für konventionelle und erneuerbare Energien, Beuth Hochschule für Technik Berlin

**Abstract**

Im Rahmen des ZIM-Projektes „Entwicklung kombinierter Photovoltaik-Solarthermie-Isolierglaskollektoren für hohe Flächeneffizienz“, das die Hochschule Hof in Kooperation mit Industriepartnern durchgeführt hat, wurden 5 PVT-Kollektor-Prototypen entwickelt und gefertigt.

Im Labor für konventionelle und erneuerbare Energien der Beuth Hochschule Berlin wurden diese Prototypen vermessen. Ergänzend wurde ein eindimensionales thermisches Modell entwickelt, das die Interpretation der Messdaten auch ohne innere Temperaturmessstellen der Prototypen ermöglichte. Der Wirkungsgrad der Kollektoren ergab sich dabei aus dem Zusammenwirken von resultierendem Strahlungseinfall, interner Wärmeleitung und den Wärmeverlusten. Diese Ergebnisse lieferten wertvolle Erkenntnisse für die weitere Entwicklung der PVT-Kollektoren.

**1. Motivation**

Im Rahmen des ZIM-Projektes (Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand) „Entwicklung kombinierter Photovoltaik Solarthermie Isolierglaskollektoren (PVT) für hohe Flächeneffizienz“ wurden in Kooperation mit der Firma IPS-solar GmbH und der Firma SUNOVATION Produktion GmbH fünf PVT-Kollektorvarianten gebaut. Ergebnisse einer ersten Messkampagne wurden im Rahmen der RET.Con 2020 vorgestellt. Diese beschränkten sich allerdings auf eine Bauvariante (Variante „Dach“; Abbildung 1). [1] [2]

Um diese Ergebnisse zu bestätigen und einen Vergleich mit weiteren Kollektorvarianten zu ermöglichen, kam es zu einer Kooperation mit der Beuth Hochschule für Technik Berlin. Dort konnte der moderne Kollektorprüfstand genutzt werden, um witterungsunabhängige und präzise Indoor-Messungen nach dem stationären Prüfverfahren für thermische Kollektoren durchzuführen (DIN EN ISO 9806:2018-04).

Der Aufbau der Kollektorvarianten weicht deutlich voneinander ab, was signifikante Änderungen der Messergebnisse erwarten lässt. Es ist das Ziel dieser Arbeit, diese Unterschiede zu quantifizieren und die zugrunde liegenden physikalischen Effekte zu analysieren. Da die Kollektoren nicht über interne Temperatursensoren verfügen, wurden die Messungen mit einer eindimensionalen Modellrechnung ergänzt. Damit sollen Erkenntnisse gewonnen werden, die zu einer Optimierung und Weiterentwicklung von PVT-Isolierglaskollektoren genutzt werden können.

## 2. Untersuchte Kollektorvarianten

Abbildung 1 zeigt die Vorder- und Rückansicht des PVT-Kollektors in der Variante „Dach“, sowie die wichtigsten Kenndaten. Auf der Rückansicht sind die harfenförmige Verrohrung und die Anschlussstücke zu erkennen, durch die das Wärmeträgerfluid fließt. Die Vorderseite zeigt den Absorber, mit seinen 50 einlamierten PV-Zellen. In Abbildung 3 ist außerdem der Prototyp des PVT-Isolierglaskollektors in abgedeckter Bauweise als Schnittzeichnung mit Detailansicht dargestellt. Im Rahmen des ZIM-Projektes wurden insgesamt fünf PVT-Kollektorvarianten (vgl. Abbildung 2 und Tabelle 1) hergestellt.

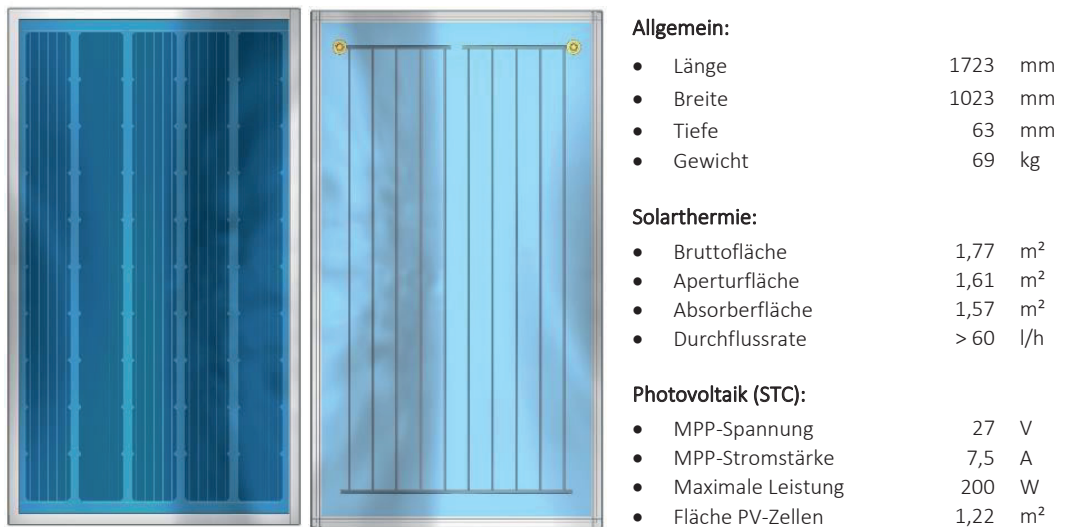
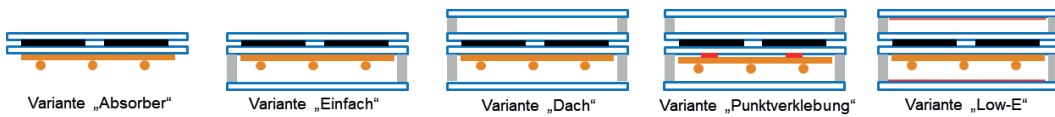


Abbildung 1: Abgedeckter Isolierglaskollektor Variante "Dach"; Ober- und Unterseite [2]

Tabelle 1: Grundsätzlicher Aufbau der PVT-Kollektorvarianten [2]

Bezeichnung	Absorber Anbindung	Frontabdeckung	Rückseitendämmung	Beschichtung
Variante „Absorber“:	vollflächig	keine Abdeckung	Keine Dämmung	keine
Variante „Einfach“	vollflächig	keine Abdeckung	Glas + Mischgasfüll.	keine
Variante „Dach“	vollflächig	Glas + Mischgasfüll.	Glas + Mischgasfüll.	keine
Variante „Punktverklebung“	punktuell	Glas + Mischgasfüll.	Glas + Mischgasfüll.	keine
Variante "Low-E"	vollflächig	Glas + Mischgasfüll.	Glas + Mischgasfüll.	Low-E (beidseitig)



**Abbildung 2: Schematische Schnittdarstellung der fünf Kollektor-Varianten [2]**

Bei Variante „Absorber“ handelt es sich um einen nicht-abgedeckten PVT-Kollektor. Variante „Einfach“ kann zur Kategorie der nicht-abgedeckten und rückseitig-gedämmten PVT-Kollektoren gerechnet werden. Bei den drei verbleibenden Varianten handelt es sich um abgedeckte und rückseitig-gedämmte PVT-Kollektoren (vgl. Abbildung 2). Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Anbindung des Absorbers, der in der Variante „Punktverklebung“ nicht vollflächig mit dem PV-Bereich verbunden ist. Die Variante „Low-E“ besitzt zusätzlich zur Variante „Dach“ je zwei Low-E Beschichtungen an der Innenseite der Deckgläser.

Alle Varianten haben baugleiche Harfenabsorber (Firma: IPS-solar), die aus fünf parallelen Kupferrohrbündeln bestehen, die mittels Rollschweißverfahren mit dem Absorberblech (Aluminium-Blech) verbunden wurden. Das Blech ist mit einer selektiven TiNOX-Beschichtung ausgestattet. Als Klebstoff zwischen Absorber und PV-Einheit kommt Spezialsilikon zum Einsatz, das eine hohe Temperatur- und UV-Stabilität aufweist.

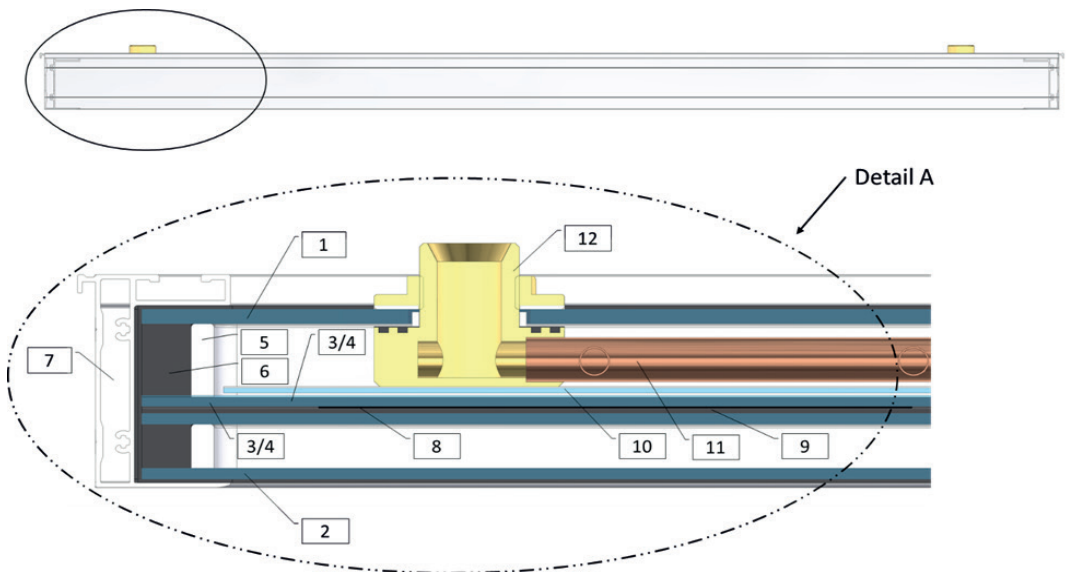
Die Photovoltaikeinheit (Firma: SUNOVATION) besteht aus fünfzig monokristallinen Siliziumsolarzellen der Marke URE (Modell NS6WL). Das Glas-Glas-Laminat besteht aus je zwei 2 mm Solarfloat-Gläsern, die ebenfalls mit Spezialsilikon verklebt sind. Der Klebstoff kann Temperaturen größer 150 °C dauerhaft widerstehen. Die Photovoltaikzellen sind in Reihe geschaltet und verfügen über fünf Busbars. Die elektrische Verbindung ist mit handelsüblichen Photovoltaik-Steckern nach außen geführt (MC4/Sunclix).

Das Frontglas (Solarfloat) hat eine Stärke von 3 mm. Das Rückseitenglas ist 4 mm stark. Die Solarfloat-Gläser sind thermisch gehärtet und verfügen über Anti-Reflex-Beschichtungen. Die Abstandhalter aus Aluminium sind mit Molekularsieben und Butyldichtungen ausgerüstet und entsprechen Standardmodellen, wie sie in der Isolierglas-Fertigung üblich sind (12 mm an der Front- und 20 mm an der Rückseite).

Bei den hydraulischen Anschlüssen handelt es sich um Spezialanfertigungen. Die Anschlüsse sind durch Bohrungen im rückseitigen Glas geführt. Die Verschraubung verhindert ein Entweichen der Argon-Mischgas-Füllung (Argon, Krypton, Xenon), die sich im Scheibenzwischenraum befindet. Diese Füllung vermindert konvektive Wärmeverluste und verhindert wirksam, dass Wasser innen an den Scheiben kondensiert. Die Schlauchanschlüsse werden mittels konisch-dichtenden Verbindungen ausgeführt.

Zur Abdichtung zwischen den Abstandhaltern und den Glasscheiben wird Polysulfid und Butyl eingesetzt. Eine zweistufige Barriere verhindert wirksam das Austreten des Argons aus dem Scheibenzwischenraum. Diese Verfahren sind in der Isolierglasfertigung üblich.

Zum bessern Handling sind Aluminiumrahmen verbaut, die die empfindlichen Scheibenaußenkanten (thermisches Sicherheitsglas) vor Beschädigungen schützen. [2]



1	Rückseitenglas	5	Abstandhalter	9	Spezialsilikon
2	Frontglas	6	Polysulfid Randabdichtung	10	Absorberblech
3	1. Glas - PV-Einheit	7	Modulrahmen	11	Harfenrohre
4	2. Glas - PV-Einheit	8	Photovoltaik-Zellen	12	Anschlussstück

**Abbildung 3: Prototyp des PVT-Isolierglaskollektors in abgedeckter Bauweise (obere Abbildung); Detailansicht mit Schnittdarstellung (untere Abbildung). [2]**

### 3. Prüfstand

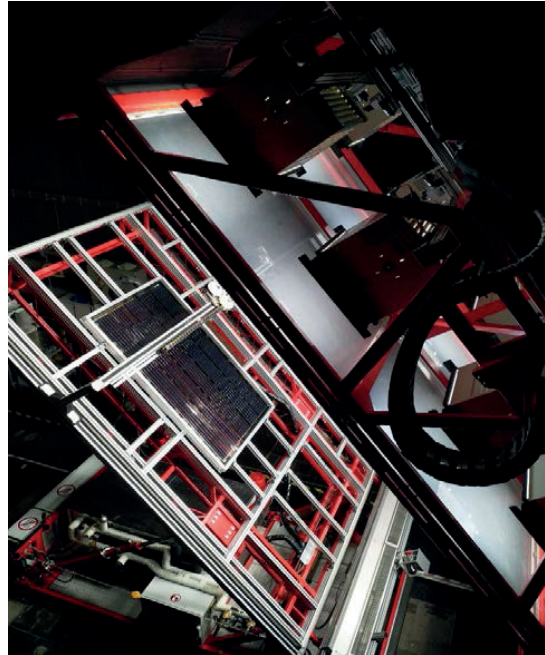
Im Labor für konventionelle und erneuerbare Energien an der Beuth Hochschule für Technik Berlin steht ein Kollektorprüfstand zur Verfügung, der für die Indoor-Prüfung von solarthermischen Kollektoren konzipiert ist.

Der Anstellwinkel kann bei konstanter Parallelität zwischen Strahlungsquelle und Prüfling beliebig zwischen 0° und 90° gewählt werden. Für die Prüfung der Winkelabhängigkeit können Lampenfeld und Testplattform unabhängig voneinander positioniert werden.

Acht Metall-Halogenid-Lampen (MHG) simulieren die Sonnenstrahlung mit einer spektralen Qualität nach EN 12975:2006 und ISO 9806-1:1994 und einer maximalen Leistung von 1200 W/m<sup>2</sup> (im Bereich 280-3000 nm) auf der Prüffläche. Die Homogenität wird durch Verschieben und Dimmen der Lampen gewährleistet. Der Einfluss des Tageslichtes auf die Prüffläche ist kleiner 2 % (bei 1000 W/m<sup>2</sup>). Der künstliche Himmel verhindert den Wärmestrahlungsaustausch mit den Lampen und bietet dem Prüfling eine konstante Himmelstemperatur an. Das Lampenfeld kann durch ein Rollo verdunkelt werden.



**Abbildung 5: Kollektorprüfstand im Labor für konventionelle und erneuerbare Energien (Foto: Gasch/Beuth Hochschule)**



**Abbildung 4: Kollektorprüfstand mit Prüfling: Variante „Punktverklebung“ im Vermessungsbetrieb für Einstrahlungsverteilung**

Ein Thermostat stellt die konstante Wärmeträgerfluidtemperatur zur Verfügung und regelt den gewünschten Durchfluss. Es steht außerdem eine in der Höhe und der Drehzahl verstellbare Bewicklungseinheit zur Verfügung. Der Prüfstand selbst und die installierte Messtechnik sind so ausgelegt, dass Prüfungen analog der DIN EN ISO 9806:2018-04 durchgeführt werden können [3].

Für die Prüfung der Hybridmodule wurde der Prüfstand um einen Modulwechselrichter vom Typ AEconversion INV350-60 erweitert. Um die elektrische Leistung exakt zu ermitteln (ohne Wechselrichterverluste), wurde diese bereits vor Eintritt in den Wechselrichter gemessen.

#### 4. Messergebnisse

Sämtliche Messungen wurden auf dem Kollektorprüfstand (Abbildung 4 und Abbildung 5) durchgeführt. Während der thermischen Leistungsmessung ist die integrierte Photovoltaik im MPP betrieben worden. Die Globalstrahlung  $G$  lag bei  $1008 \text{ W/m}^2$ , der Massenstrom  $\dot{m}$ , war auf  $180 \text{ kg/h}$  festgelegt. Die mittlere Windgeschwindigkeit  $\dot{u}$  (parallel zum Kollektor) betrug  $3,0 \text{ m/s}$ . Der Kollektorneigung war auf  $50^\circ$  (bezogen zur Horizontalen) eingestellt. Als Arbeitsfluid diente Wasser. Teile der Messergebnisse sind zusammenfassend in Tabelle 2 dargestellt. Der Wirkungsgrad PV nach Tabelle 2 wird über die (Netto-) Strahlungsleistung nach dem Scheibendurchgang der beiden Frontgläser bezogen auf die reine PV-Zellfläche berechnet. Der Nutzwärmestrom  $\dot{Q}_{\text{Nutz}}$  ist durch die folgende Gleichung (Gl. 1) festgelegt:

$$\dot{Q}_{\text{Nutz}} = \dot{m} \cdot c_f \cdot (T_{\text{F,out}} - T_{\text{F,in}}) = \dot{m} \cdot c_f \cdot \Delta T \quad (1)$$

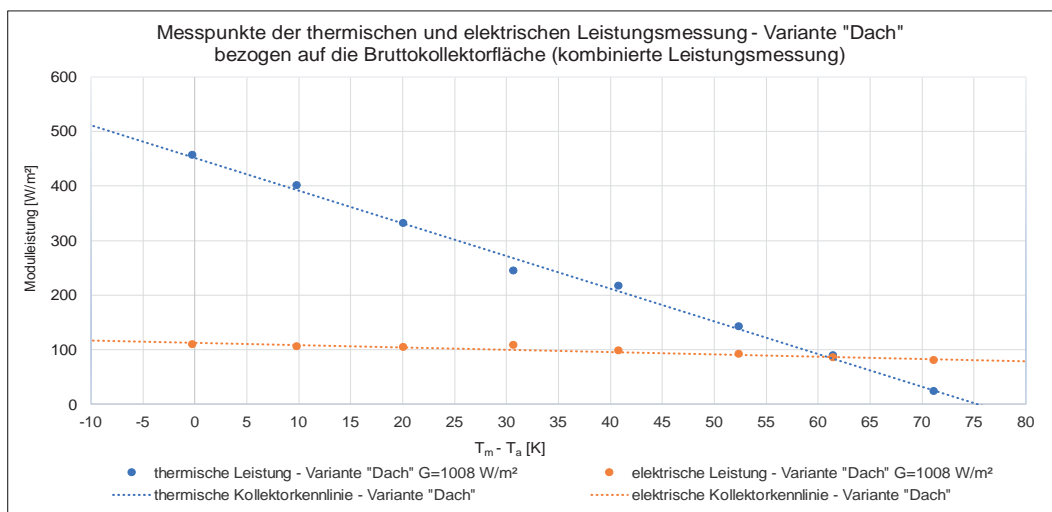
Der elektrische und thermische Wirkungsgrad definiert sich wie folgt (vgl. Gl. 2 u. 3):

$$\eta_{\text{therm}} = \frac{\dot{Q}}{G \cdot A} = \eta_{0,\text{hem}} - a_1 \cdot \frac{(T_m - T_a)}{G} \quad (2); \quad \eta_{\text{el}}^{\text{MPP}} = \frac{P_{\text{el}}^{\text{MPP}}}{G \cdot A} \quad (3)$$

Abbildung 6 zeigt einen typischen Verlauf der elektrischen und thermischen Kollektorleistung in Abhängigkeit der Kollektortemperatur. Mit zunehmender Temperatur sinkt vor allem die thermische Nutzleistung, da ein wachsender Anteil der eingestrahlenen Wärmeleistung als Wärmeverlust vom Kollektor abgegeben wird. Für die gemessenen Werte wurden für alle Kollektorvarianten lineare Ausgleichsfunktionen und damit die Verläufe der Kollektorwirkungsgrade in Abbildung 7 berechnet.

Diese Kennlinien haben qualitativ einen ähnlichen Verlauf wie die Kurven in Abbildung 7, da die gemessenen thermischen und elektrischen Leistungen alle auf eine konstante Einstrahlungsleistung bezogen sind. Jedoch werden hier deutliche Unterschiede zwischen den Kollektorvarianten deutlich. Die Varianten mit 2-fach Verglasung weisen einen deutlich besseren thermischen Wirkungsgrad auf als die Varianten „Absorber“ und „Einfach“. Bei den zuletzt genannten Varianten ist auch der Temperatureinfluss deutlich größer, so dass der Wirkungsgrad mit Zunahme der reduzierten Temperatur schneller abfällt.

Trotz dieser zu erwartenden Effekte fallen bei der Analyse auch überraschende Aspekte auf. So liegt der thermische Wirkungsgrad der Variante „Dach“ signifikant über den Varianten „Punktverklebung“ und „Low-E“, obwohl alle diese Varianten über Front und Rückseitenabdeckung verfügen. Die Variante „Low-E“ verfügt zudem über eine verbesserte Isolierwirkung durch ihre Beschichtung. Der elektrische Wirkungsgrad variiert bei allen Varianten, obwohl baugleiche PV-Module verwendet sind.



**Abbildung 6: Messpunktaufnahme der thermischen und elektrischen Leistungsmessung pro Quadratmeter Bruttokollektorfläche - Variante "Dach"; Globalstrahlung = 1008 W/m<sup>2</sup>; Photovoltaik MPP-Modus [2]**

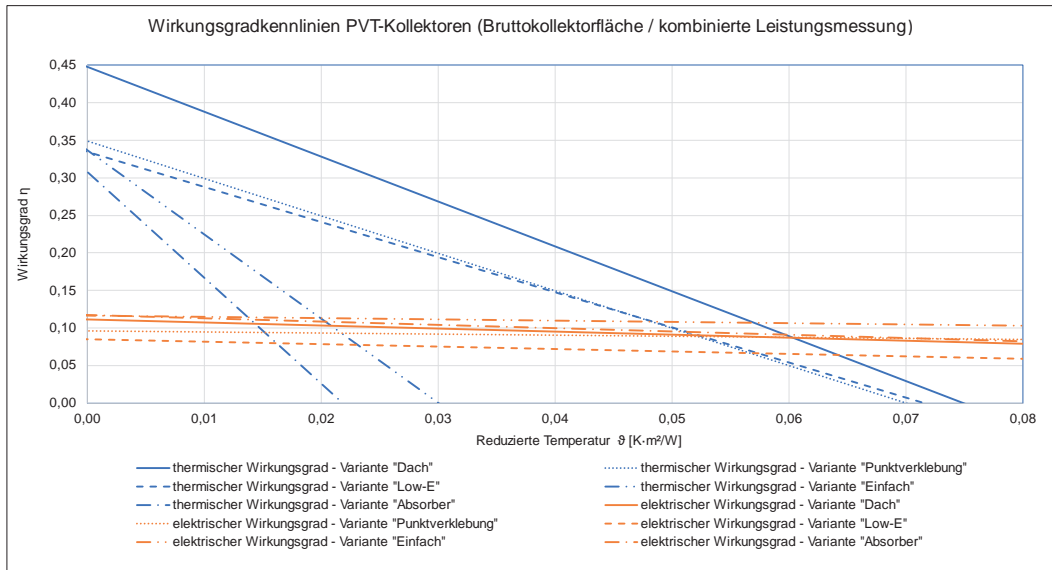


Abbildung 7: Die Grafik zeigt die berechneten Wirkungsgradlinien (thermisch = blaue Linien und elektrisch = orangene Linien) der verschiedenen Kollektorvarianten; PV MPP-Modus [2]

Tabelle 2: Thermische und elektrische Leistungskennwerte (berechnete Werte); Photovoltaik MMP-Modus [2]

Variante	Einheit	"Dach"	"Punktverklebung"	"Low-E"	"Einfach"	"Absorber"
thermische Leistung ( $T_m - T_a = 0$ )	W/m <sup>2</sup>	456	356	339	344	316
elektrische Leistung ( $T_m - T_a = 0$ )	W/m <sup>2</sup>	109	97	86	118	119
thermischer Wirkungsgrad $\eta_{0,th.}^{1)}$	-	0,45	0,35	0,34	0,34	0,31
elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{0,el.}^{1)}$	-	0,108	0,096	0,085	0,116	0,117
elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{0,el.}^{2)}$	-	0,206	0,184	0,162	0,18	0,185
Gesamtwirkungsgrad $\eta_{ges.}^{1)}$	-	0,506	0,45	0,421	0,458	0,43
Stagnationstemperatur bei $T_a = 30$ °C	°C	127	122	124	82	73
Wärmedurchgangskoeffizient $a_1$	W/(K·m <sup>2</sup> )	5,98	4,98	4,63	11,12	13,97
thermische Leistung ( $T_m - T_a = 10$ K)	W/m <sup>2</sup>	400	298	289	231	170
elektrische Leistung ( $T_m - T_a = 10$ K)	W/m <sup>2</sup>	105	95	83	119	115
thermische Leistung ( $T_m - T_a = 30$ K)	W/m <sup>2</sup>	244	207	185	-	-
elektrische Leistung ( $T_m - T_a = 30$ K)	W/m <sup>2</sup>	100	92	77	-	-
thermische Leistung ( $T_m - T_a = 50$ K)	W/m <sup>2</sup>	140	106	106	-	-
elektrische Leistung ( $T_m - T_a = 50$ K)	W/m <sup>2</sup>	92	90	69	-	-

1) Bezug: Bruttokollektorfläche = 1,77 m<sup>2</sup>, 2) Bezug: PV-Zellfläche  $A_p = 1,22$  m<sup>2</sup>



## 5. Modellbildung

Um die Hypothese zu untersuchen, dass diese Effekte durch eine unterschiedliche Temperaturschichtung im Kollektorinneren erklärbar sind, wird ein eindimensionales Kollektormodell entwickelt. Trotz fehlender Temperaturmessungen soll mit diesem Ansatz die Temperaturen der PV-Ebene  $T_{P,i,v}$  und der Kollektorebene  $T_{K,i,v}$  für alle gemessenen reduzierten Temperaturen  $\vartheta_i$  und alle Varianten (Index  $v$ ) berechnet werden. Aus diesen Modellwerten kann dann auf Wärmeverluste  $\dot{Q}_{i,v,Mod}$  geschlossen werden und somit ein Vergleich mit den entsprechenden Messungen  $\dot{Q}_{i,v,Mess}$  vorgenommen werden.

Die Modellierung basiert auf mehreren Annahmen, aus denen Gleichungen abgeleitet werden können. Zunächst werden die geometrischen Zusammenhänge und die resultierenden Flächen  $A_P$  (PV-Fläche),  $A_K$  (Absorberfläche) und  $A_{AP}$  (Aperturfläche) für das Modell berücksichtigt (vgl. Abbildung 1). Die Transmissionskoeffizienten aller Gläser sind aus Datenblättern entnommen [4]. Es wird unterschieden zwischen der Transmission des PV-sensitiven Wellenlängenbereichs  $\tau_P$  und der Gesamttransmission  $\tau_Q$ , die sich je nach Kollektorvariante aus dem Aufbau ergeben:

**Tabelle 3: Transmissionskoeffizienten des PV-sensitiven Wellenlängenbereichs  $\tau_P$  und die Gesamttransmission  $\tau_Q$  der verschiedenen Kollektorvarianten.**

Variante	Dach	Punkt- verklebung	Low-E	Einfach	Absorber
$\tau_P$	0,873	0,873	0,655	0,956	0,956
$\tau_Q$	0,913	0,913	0,593	0,956	0,956

Es wird nun angenommen, dass sich die variable elektrische Leistung der PV-Module durch einen für alle Kollektorvarianten identischen Ansatz beschreiben lässt, bei dem ein veränderter Wirkungsgrad linear mit der Temperatur der PV-Schicht korreliert (vgl. Gl. 4).

$$P_{el,i,v} = \tau_P \cdot A_P \cdot G \cdot [\eta_0 - \eta_1 \cdot (T_{P,i,v} - T_{Ref})] \quad (4)$$

Das Temperaturniveau auf der Absorberseite  $T_{K,i,v}$  kann aus der mittleren Nutztemperatur  $T_{Nutz,i,Mess}$ , dem genutzten Wärmestrom  $\dot{Q}_{Nutz,i,v}$ , der Absorberfläche  $A_K$  und einem Wärmeübertragungskoeffizienten  $k_{Nutz}$  bestimmt werden, der für alle Varianten identisch ist (vgl. Gl. 5).

$$\dot{Q}_{Nutz,i,v} = k_{Nutz} \cdot A_K \cdot (T_{K,i,v} - T_{Nutz,i,Mess}) \quad (5)$$

Aus einer Energiebilanz (Gl. 6) für das Gesamtsystem Kollektor kann aus den Messwerten der elektrischen und thermischen Nutzleistung sowie der Einstrahlung  $\dot{Q}_{\text{ein}}$  auf einen Wärmeverlust des Kollektors  $\dot{Q}_{V,i,v}$  geschlossen werden.

$$\dot{Q}_{\text{ein}} = \tau_Q \cdot A_{AP} \cdot G = P_{\text{el},i,v} + \dot{Q}_{\text{Nutz},i,v} + \dot{Q}_{V,i,v} \quad (6)$$

Der Verlustwärmestrom  $\dot{Q}_{V,i,v}$  (Gl. 7) muss sich aus den Verlusten auf der PV-Seite und der Absorberseite zusammensetzen. Für beide Verluste wird nun ein linearer Zusammenhang mit der jeweiligen Temperatur postuliert:

$$\dot{Q}_{V,i,v} = k_{P,i,v} \cdot A_P \cdot (T_{P,i,v} - T_{\text{Umng}}) + k_{K,i,v} \cdot A_K \cdot (T_{K,i,v} - T_{\text{Umng}}) \quad (7)$$

Die Wärmeübertragungskoeffizienten  $k_{P,i,v}$  und  $k_{K,i,v}$  sind zunächst unbekannt. Bei einem plausiblen Modellansatz sollten sie für alle reduzierten Temperaturen bei einer Variante konstant sein. Ferner sollten die Werte für baugleiche Verglasungen (Dach und Punktverklebt) übereinstimmen, während die Koeffizienten der Variante Low-E deutlich kleiner als die der Variante Dach ausfallen. Zur weiteren Betrachtung wird nun das Verhältnis  $x$  der beiden Wärmeübertragungskoeffizienten eingeführt (vgl. Gl. 8).

$$x = \frac{k_{P,i,v}}{k_{K,i,v}} \quad (8)$$

Für die Modellierung wird hier angenommen, dass der Wert von  $x$  für alle Kollektoren identisch ist, sofern sie auf der Ober- und Unterseite baugleich ausgeführt sind. Dies ist bei allen Kollektoren mit Ausnahme der Variante „Einfach“ der Fall. Da es sich bei dem Modellparameter  $x$  um ein Verhältnis handelt, sei darauf verwiesen, dass mit dieser Annahme durchaus ein Unterschied in den Wärmeübergangskoeffizienten  $k_{P,i,v}$  zwischen den einzelnen Varianten  $v$  zugelassen wird, nicht jedoch beim Verhältnis der Übergangskoeffizienten auf PV- und Absorberseite.

Damit sind folgende Modell-Parameter festgelegt, die für die gesamte Modellbildung einheitliche Werte annehmen: der elektrische PV-Wirkungsgrad  $\eta_0$  bei Referenztemperatur ( $T_{\text{Ref}} = 288\text{K}$ ), der Koeffizient zur Beschreibung der Temperaturabhängigkeit des PV-Wirkungsgrads  $\eta_1$ , der Wärmeübertragungskoeffizient zwischen Absorber und Nutzwasserkreislauf  $k_{\text{Nutz}}$  sowie das Verhältnis  $x$ .

Mit gegebenen Werten dieser Modell-Parameter liegt ein lösbares Gleichungssystem für die Unbekannten  $\dot{Q}_{V,i,v}$ ,  $T_{K,i,v}$ ,  $T_{P,i,v}$ ,  $k_{P,i,v}$  und  $k_{K,i,v}$  vor. Die iterative Anpassung der Modell-Parameter erfolgte so, dass zunächst mit allen vermessenen Betriebszuständen einer Variante der varianten-spezifische Wärmeübertragungskoeffizient  $\overline{k_{P,v}}$  ermittelt wurde (vgl. Gl. 9):

$$\overline{k_{P,v}} = \frac{1}{i_{\text{max}}} \sum_i k_{P,i,v} \quad (9)$$

Mit diesem Wert können dann modellierte Wärmeverlustströme auf der PV- und Absorberseite bestimmt werden (vgl. Gl. 10 u. Gl. 11):

$$\dot{Q}_{P,i,v,Mod} = \overline{k_{P,v}} \cdot A_P \cdot (T_{P,i,v} - T_{Umg}) \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{K,i,v,Mod} = \frac{\overline{k_{P,v}}}{x} \cdot A_P \cdot (T_{K,i,v} - T_{Umg}) \quad (11)$$

Diese beiden berechneten Wärmeverlustströme können nun mit dem Gesamtverluststrom der Energiebilanz (Gl. 12) abgeglichen werden. Die Modellparameter werden so angepasst, dass die aufsummierten Abweichungen zwischen Modell und Messung  $\Delta\dot{Q}$  über alle Varianten hinweg minimiert werden:

$$\Delta\dot{Q} = \sum_{i,v} |\dot{Q}_{V,i,v} - \dot{Q}_{P,i,v,Mod} - \dot{Q}_{K,i,v,Mod}| \quad (12)$$

Bei der Variante „Einfach“ wird kein konstantes  $x$  vorausgesetzt, sondern der iterativ bestimmte Wert für den Wärmeübertragungskoeffizienten  $\overline{k_{K,v}}$  auf der Absorberseite von der Variante „Punktverklebung“ übernommen (grün markiert in Tabelle 4), da diese Varianten auf der Absorberseite baugleich sind. Mit dieser Vorgabe wird das Gleichungssystem auch für diese Variante lösbar, so dass sich ein Wärmeübergangskoeffizient  $\overline{k_{P,v}}$  ergibt, der für diese Variante zu einem abweichenden Verhältnis von  $x=1,84$  führt. Dies ist nachvollziehbar, da bei der Variante „Einfach“ der Wärmeübergang auf der PV-Seite signifikant höher ist als auf der Absorberseite.

**Tabelle 4: fasst die Modellierungsergebnisse der Wärmeübertragungskoeffizienten sowie deren Verhältnisse  $x$  zusammen:**

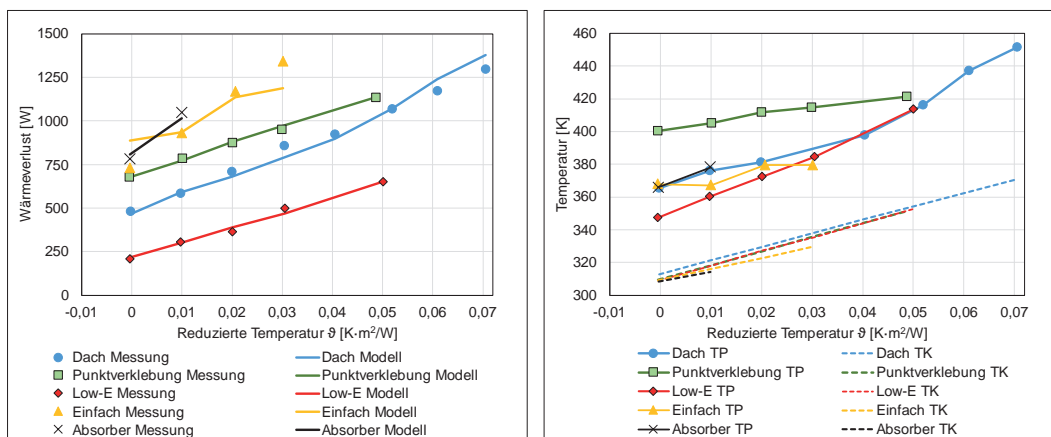
Variante	Dach	Punkt- verklebung	Low-E	Einfach	Absorber
$\overline{k_P}$ [W/(m <sup>2</sup> K)]	4,46	4,76	2,82	9,57	8,27
$\overline{k_K}$ [W/(m <sup>2</sup> K)]	4,86	5,19	3,07	5,19	9,01
$x$	0,917	0,917	0,917	1,84	0,917

Vergleicht man diese modellierten Wärmeübergangskoeffizienten, so ergibt sich ein plausibles Gesamtbild: Für die Varianten „Dach“ und „Punktverklebt“ ergeben sich nur geringe Abweichungen, was bei identischer Bauart der Abdeckungen folgerichtig sein muss. Die Variante „Low-E“ weist signifikant geringere, die Variante „Absorber“ signifikant höhere Wärmeübergangskoeffizienten auf. Dies korreliert mit der verbesserten Isolierwirkung („Low-E“) bzw. der fehlenden Isolierwirkung („Absorber“). Auch mit Abbildung 8 kann die Plausibilität der Modellierung bestätigt werden. Im linken Teil der Abbildung ist ein Vergleich

zwischen gemessenen und modellierten Wärmeverlusten dargestellt, im rechten Teil sind die modellierten Temperaturen der PV- und Absorberseite aufgetragen. Für alle Varianten mit Ausnahme der Variante „Einfach“ kann eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Modell festgestellt werden. Bei der Variante „Einfach“ ergeben sich größere Abweichungen bei den reduzierten Temperaturen  $\vartheta=0$  und  $\vartheta=0,3$ . Es wird vermutet, dass diese mit Problemen beim MPP-Tracker oder der Leistungsmessung zusammenhängen, da sich bei den reduzierten Temperaturen  $\vartheta=0$  und  $\vartheta=0,1$  ähnliche elektrische Leistungen ergaben (ebenso bei  $\vartheta=0,2$  und  $\vartheta=0,3$ ). Diese Beobachtung konnte bei allen anderen Kollektoren nicht gemacht werden.

Abbildung 8 rechts zeigt, dass nur geringe Abweichungen zwischen den berechneten Temperaturen der Absorberseite ( $T_K$ ) der einzelnen Varianten vorliegen. Die berechneten Temperaturen der PV-Seite ( $T_P$ ) weichen jedoch signifikant voneinander ab. Besonders auffällig ist der Unterschied zwischen den Varianten „Dach“ und „Punktverklebung“, welcher nur durch die punktuelle Absorberanbindung und den damit zusammenhängenden geringeren, inneren Wärmeübergang erklärt werden kann. Die Varianten „Low-E“ weist die geringsten Temperaturen  $T_P$  auf. Dies kann auf den geringeren Strahlungseinfall aufgrund der schlechteren Transmissionseigenschaften zurückgeführt werden.

Damit können die Modellierungsergebnisse interpretiert werden: Die Variante „Dach“ weist den höchsten thermischen Wirkungsgrad auf, da der Strahlungseinfall höher als bei der Variante „Low-E“ ist und die Wärmeleitung zum Absorber besser als bei der Variante „Punktverklebung“. Diese Variante hat einen geringeren thermischen Wirkungsgrad als „Dach“ aufgrund der signifikant höheren Temperatur der PV-Seite und daraus resultierenden höheren Wärmeverlusten. Die erhöhte Temperatur schlägt sich auch negativ auf die elektrische Leistung aus. Die Variante „Low-E“ hat die geringsten thermischen Verluste, jedoch auch einen signifikant geringeren Strahlungseintrag, so dass sich trotzdem eine geringere thermische Nutzleistung ergibt. Die Varianten „Einfach“ und „Absorber“ weisen hohe Wärmeverluste auf – insbesondere bei steigenden reduzierten Temperaturen. Somit sinkt die nutzbare Wärmeleistung mit steigender Nutzttemperatur sehr schnell gegenüber den anderen Kollektorvarianten.



**Abbildung 8: Vergleich zwischen gemessenem und berechnetem Wärmeverlust in Abhängigkeit der reduzierten Temperatur für alle Varianten (links); Modellierte Temperaturen der PV-Seite (TP) sowie der Absorberseite (TK) in Abhängigkeit von der reduzierten Temperatur (rechts).**

## 6. Fazit

Experimentelle Messungen am Leistungsprüfstand für Solarkollektoren des Labors für konventionelle und erneuerbare Energien (Beuth Hochschule Berlin) lieferten plausible Resultate für 5 PVT-Kollektorvarianten. Die Messungen wurden ergänzt durch ein eindimensionales thermisches Modell, das die Interpretation der Messergebnisse ermöglichte. Der thermische Wirkungsgrad der Kollektoren wird gesteuert durch das Zusammenspiel aus resultierendem Strahlungseinfall, interner Wärmeleitung und Vermeidung von Wärmeverlusten. Für den elektrischen Wirkungsgrad ist zu erwarten, dass das interne Temperaturfeld die primäre Einflussgröße ist. Von den untersuchten PVT-Kollektoren lieferte die Variante „Dach“ die beste Kombination aus elektrischer und thermischer Nutzleistung.

## 7. Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben „Entwicklung kombinierter Photovoltaik Solarthermie Isolierglaskollektoren (PVT) für hohe Flächeneffizienz“ wurde in Kooperation mit der Firma IPS-solar GmbH, der Firma SUNOVATION Produktion GmbH und mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) unter dem Förderkennzeichen ZF4084707GM7 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.

## 8. Literaturverzeichnis

- [1] Matthias Kreuzer, S. Oliver und Tobias Plessing, „Entwicklung eines abgedeckten PVT-Isolierglaskollektors,“ RET.Con 2020 : Tagungsband : 3. Regenerative Energietechnik-Konferenz in Nordhausen 13.-14. Februar 2020, p. S96, 13,14 Februar 2020.
- [2] M. Kreuzer, Mater Thesis: Untersuchung eines neuartigen abgedeckten PVT-Isolierglaskollektors im stationären Prüfverfahren und im Energieversorgungssystem mit Eisspeicher, Münchberg: Hochschule Hof, 2020.
- [3] D. D. I. f. N. e. V, DIN EN ISO 9806, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2018.
- [4] f. |. s. GmbH, „Datenblatt f | solarfloat,“ Sülzetal (OT Osterweddingen), 2019.

## 9. Symbole

$A_P$	PV-Fläche (Gesamtfläche Silizium-Solarzellen pro Modul)	$m^2$
$A_K$	Absorberfläche	$m^2$
$A_{AP}$	Aperturfläche	$m^2$
$A$	Bruttogesamtfläche Modul	$m^2$
$a_1$	Wärmedurchgangskoeffizient	$W/(m^2 \cdot K)$
$G$	Bestrahlungsstärke Kollektor	$W/m^2$
$T_m$	Mittlere Temperatur des Wärmeträgerfluides	K
$T_a$	Umgebungslufttemperatur	K
$u$	Reduzierte Geschwindigkeit der Umgebungsluft $u' = u - 3 \text{ m/s}$	m/s
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W
$\dot{q}$	Wärmestromdichte	$W/m$
$\eta$	Wirkungsgrad	-
$\alpha$	Absorptionskoeffizient	-
$\vartheta$	Reduzierte Temperatur	$(K \cdot m^2)/W$
$\kappa$	Wärmeübertragungskoeffizient	$W/(m^2 \cdot K)$
$\tau$	Transmissionsgrad	-
$P_{el}^{MPP}$	Elektrische Leistung im „Maximum Power Point“ ( $P_{el}^{MPP} = U \cdot I$ )	W
$c_f$	spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgerfluides	$J/(kg \cdot K)$
$\Delta_T$	Differenz aus Kollektoreintritts- und Austrittstemperatur ( $T_{F,out} - T_{F,in}$ )	K

## Entwicklung eines klimaschonenden Systems zur geothermalen Abwärmekühlung auf Basis hoch-wärmeleitender Phase Change Materials – GeoPCM

**Karl-Christian Danz<sup>1</sup>, Clemens Pollerberg<sup>2</sup>, Philipp Danz<sup>3</sup>, Klaas Breitzkreuz<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> kcd Kunststoffe, Additive und Beratung GmbH, Otto-Schott-Str. 5, 99427 Weimar

<sup>2</sup> Fraunhofer UMSICHT, Bereich Energie, Thermische Speicher, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen

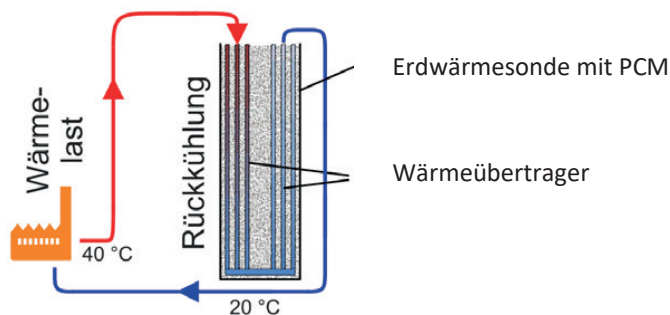
<sup>3</sup> b&d Energie- und Umwelttechnik GmbH, Otto-Schott-Str. 5, 99427 Weimar

### Abstract

In dem Projekt GeoPCM soll ein Verfahren zur industriellen Kühlung mittels Erdwärmesonde (EWS) entwickelt werden. Dabei wird eine innovative koaxiale EWS verwendet und mit einem Phasenwechselmaterial (Phase Change Material, PCM) anstelle des üblicherweise angewendeten Wassers gefüllt. Da PCM in erstarrter Form nicht pumpfähig sind, werden Wärmeübertrager im Inneren der Sonde installiert. Als PCM wird ein Paraffin eingesetzt, das zur Verbesserung der thermischen Durchdringung mit Additiven versetzt wird. Ferner werden unterschiedliche Wärmeübertragertypen in der EWS mit Hilfe von Simulationsrechnungen untersucht und in einem Teststand erprobt. Darüber hinaus findet eine Optimierung des Gesamtsystems hinsichtlich Be- und Entladestrategien (bzgl. Vorlauftemperatur, Volumenstrom sowie der zeitlichen Kühl- und Regenerationsverläufe) statt, um die Effizienz des Systems zu maximieren. Abschließend soll das optimierte System mit einer Bohrtiefe von 50 m in einer industriellen Umgebung implementiert werden.

### 1. Hintergrund und Ziel

In der Industrie werden zur Erzeugung von Kälte, bzw. zur Wärmeabfuhr, in der Regel Kompressionskältemaschinen genutzt. Diese Kälteerzeugung ist aufwendig und der Betrieb der Kältemaschinen ist sehr stromintensiv. Ziel des vom BMBF geförderten Projektes „KMU-innovativ - Verbundprojekt Klimaschutz: Entwicklung eines klimaschonenden Systems zur geothermalen Abwärmekühlung auf Basis hoch-wärmeleitender Phase Change Materials (GeoPCM)“ ist daher die Entwicklung eines effizienten, umweltfreundlichen und kostengünstigen Verfahrens zur geothermalen Kühlung von Industrieprozessen, durch das Prozessabwärme klimaschonend über eine Erdwärmesonde (EWS) abgeführt werden kann. Um dies zu erreichen, soll die dabei verwendete EWS mit einem Phasenwechselmaterial (Phase Change Material, PCM) anstelle des üblicherweise verwendeten Wasser-Glykol-Gemischs gefüllt werden. Eine Prinzipskizze findet sich in der folgenden Abbildung 1.



**Abb. 1: Prinzipskizze**

Das GeoPCM-System soll dabei so ausgelegt werden, dass die folgenden Verbesserungen für EWS-basierte Kühltechnik erreicht werden können:

- Anpassung der zeitlichen Verfügbarkeit der Wärmesenke an die Anforderungen des industriellen Einsatzes durch die Verwendung eines PCM als Sondenfüllung anstelle des üblicherweise verwendeten Wassers.
- Die Schmelzenthalpie des PCM soll die thermische Kapazität der Sonde vergrößern, so dass die Erdsonden mehr Abwärme über einen definierten Zeitraum aufnehmen können.
- Steigerung der Wärmeübertragungsleistung ans Erdreich durch Einsatz des innovativen Erdsondensystems der Firma kcd GmbH mit betonstabilisierten, textilmarmierten Sonden, die über ein großes Sondenvolumen und eine große Wärmeübertragungsfläche zum Erdreich verfügen.

Das Projekt lässt sich in drei Arbeitsabschnitte unterteilen: Voruntersuchungen zum PCM und Design des Wärmeübertragers, Modellierung und Simulationsrechnungen sowie Erprobung und Demonstration der Technologie.

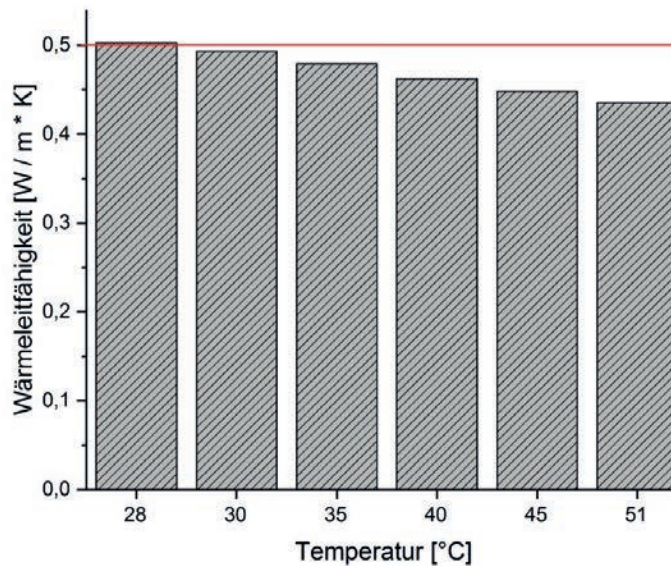
Zunächst wurden Vorversuche mit dem PCM durchgeführt. Als PCM wurde Paraffin ausgewählt. Um die Wärmeleitfähigkeit des Paraffins zu erhöhen, wird das Paraffin mit Additiven versetzt. Mit einem Teststand, der ein 1 m langes Teilstück der Erdsonde mit den entsprechenden Geometrien nachbildet, wurden die thermischen Eigenschaften des PCM sowie die EWS untersucht und bewertet. Zusätzlich wurden mit dem Teststand unterschiedliche Wärmeübertragertypen (U-Rohr, Koaxialrohr und Spiralwendelrohr) getestet.

Parallel zu diesen Versuchen wurde die Erdsonde anhand von zwei Modellen simuliert. Mit Hilfe der Software GNU Octave wurde dabei ein physikalisches, eindimensionales Modell erstellt, das das Temperaturprofil über die Querschnittsfläche berechnet und so eine Simulationsrechnung zur Konzeptfindung durchgeführt. Mit ANSYS wurde ein weiteres Modell entwickelt, das für Untersuchungen des Wärmestroms in den EWS eingesetzt wurde. Dabei wurden Fragenstellungen zum Wärmeübergang an den Wärmeübertragern bei unterschiedlichen Phasenwechselmaterialien untersucht. Beide Modelle wurden anhand der am Teststand gewonnenen Messdaten validiert.

Für die Erprobung und Demonstration der Technologie wird eine 50 m Erdwärmesonde bei der Firma kcd installiert. Im Rahmen eines Demonstrationsbetriebs sollen verschiedene Lastfälle untersucht werden, um die reale Betriebscharakteristik festzustellen und eine optimale Betriebsweise zu ermitteln. Die Demonstration soll ab Mitte 2021 erfolgen.

## 2. Teststand zur Konzeptüberprüfung und Modellvalidierung

In den EWS soll Paraffin als PCM eingesetzt werden. Um die Wärmeleitfähigkeit des Paraffins zu erhöhen, werden Additive eingesetzt. Zunächst wurde im Rahmen von Voruntersuchungen die Steigerung der Wärmeleitfähigkeit untersucht und die Wärmeleitfähigkeit des PCM gemessen. In Abbildung 2 ist die Wärmeleitfähigkeit eines Paraffins für verschiedene Temperaturen in einem Diagramm aufgetragen.

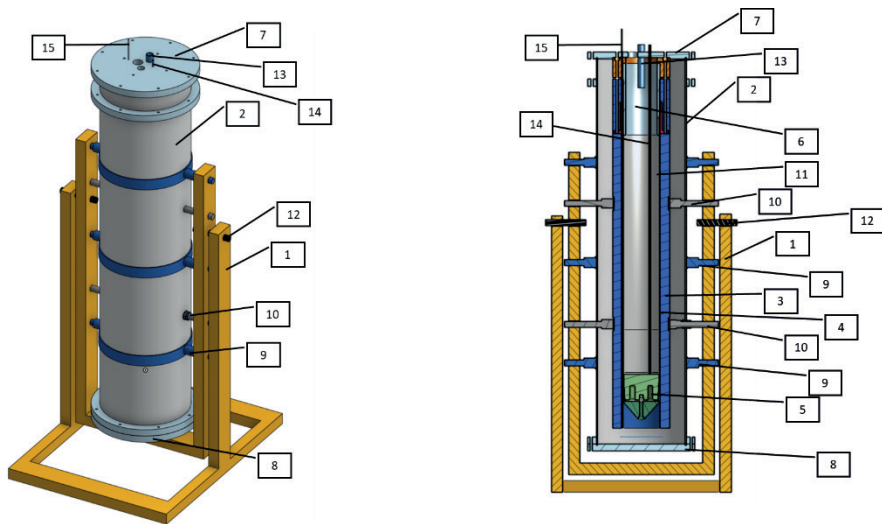


**Abb. 2: Wärmeleitfähigkeit eines additvierten Paraffins**

Die Wärmeleitfähigkeit des Paraffins kann durch die Zugabe der Additive von ca. 0,2 W/(mK) auf bis zu 0,5 W/(mK) gesteigert werden.

Für die Dimensionierung einer späteren Demonstrationsanlage und Charakterisierung ihres Betriebsverhaltens wurden zwei Simulationsmodelle auf Basis von GNU Octave und ANSYS entwickelt. Mit Hilfe dieser Simulationsrechnungen soll der Wärmestrom in den Erdsonden bei der Verwendung unterschiedlicher Wärmeübertrager und dem Einsatz von Paraffinen mit unterschiedlichen Schmelztemperaturen untersucht werden. Zur Validierung dieser Modelle und zur Konzeptüberprüfung wurde ein Teststand errichtet, der ein 1 m langes Teilstück der Erdsonde mit den entsprechenden Geometrien nachbildet. Das Teilstück ist von einem Wassermantel umgeben, der es erlaubt unterschiedliche Temperaturen vorzugeben, um so die Wärmeaufnahme- und Wärmeabgabe der Erdsonde zu untersuchen. Mit dem Teststand wurden unterschiedliche Wärmeübertrager getestet, unterschiedliche PCM erprobt sowie das Betriebsverhalten bei Beaufschlagung mit verschiedenen Wärmeleistungen (variabler Volumenstrom und Vorlauf-Temperaturen bis 60 °C) untersucht. Hierfür wurde der Teststand mit Temperatur-, Druck- und Volumenstrommessstellen ausgestattet, die kontinuierlich alle relevanten Daten aufzeichnen, siehe Abbildung 3 und Abbildung 4.





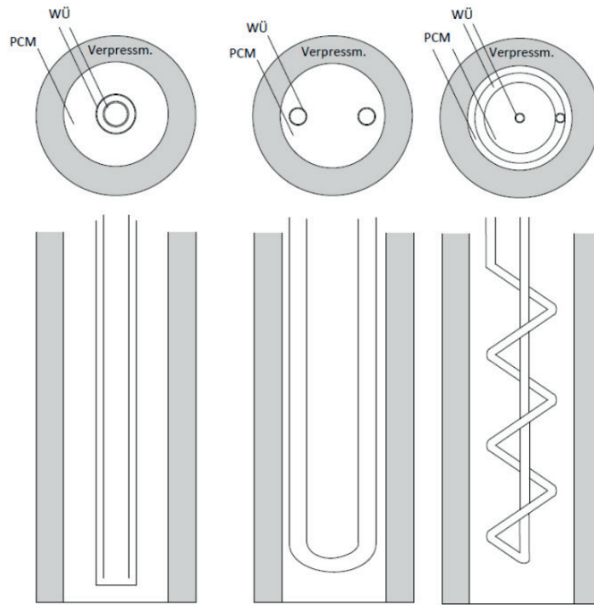
1 Gestell; 2 Hüllrohr für das Temperier-Bad; 3 Verpressmaterial; 4 Sondenschlauch; 5 Sondenfuß; 6 Sondenkopf; 7 Deckflansch mit Öffnungen, stellvertretend für die notwendigen Einbauten; 8 Bodenflansch; 9 Hüllrohrträger; 10 Sondenreaktorträger mit Abdichtung am Hüllrohr; 11 PCM-Becken mit Wärmeträgereinbauten (nicht gezeigt); 12 Drehachse; 13 Zu- und Ablauf des Wärmeübertragers; 14 Einschubhülse für ein Stufenthermoelement; 15 Einschubhülse für ein Thermoelement zur Temperaturprofilaufnahme; Nicht dargestellt: Zu- und Rücklauf des Temperier-Bades.

**Abb. 3: Konstruktionszeichnung des Teststandes**



**Abb. 4: Foto des Teststandes**

Mit dem Teststand wurden ein Koaxialrohr-, ein U-Rohr- und ein Spiralrohrwärmeübertrager getestet. In Abbildung 5 sind die drei Wärmeübertrager skizzenhaft dargestellt.

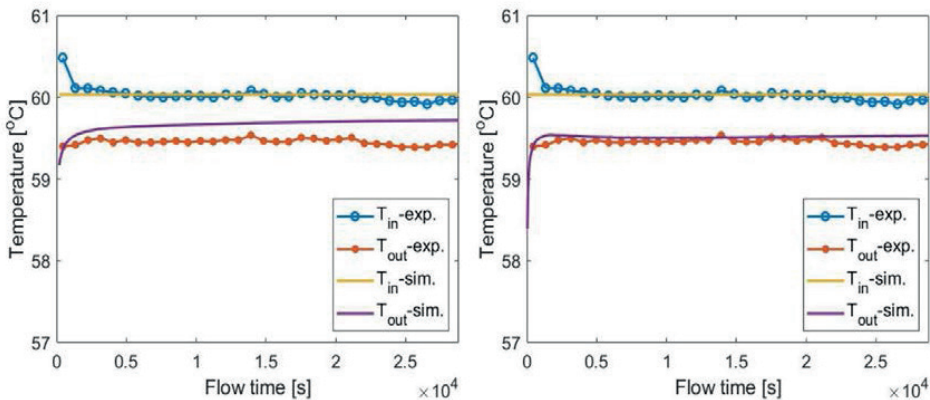


**Abb. 5: Untersuchte Wärmeübertrager: Koaxialrohr (links), U-Rohr (Mitte) und Spiralwendelrohr (rechts)**

Die gewonnenen Daten wurden genutzt, um die Modelle zu validieren. Diese sollen eine optimale Ausgestaltung, Auslegung und Betriebsweise der Demonstrationsanlage für den industriellen Einsatz ermöglichen.

### 3. Erste Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit ANSYS

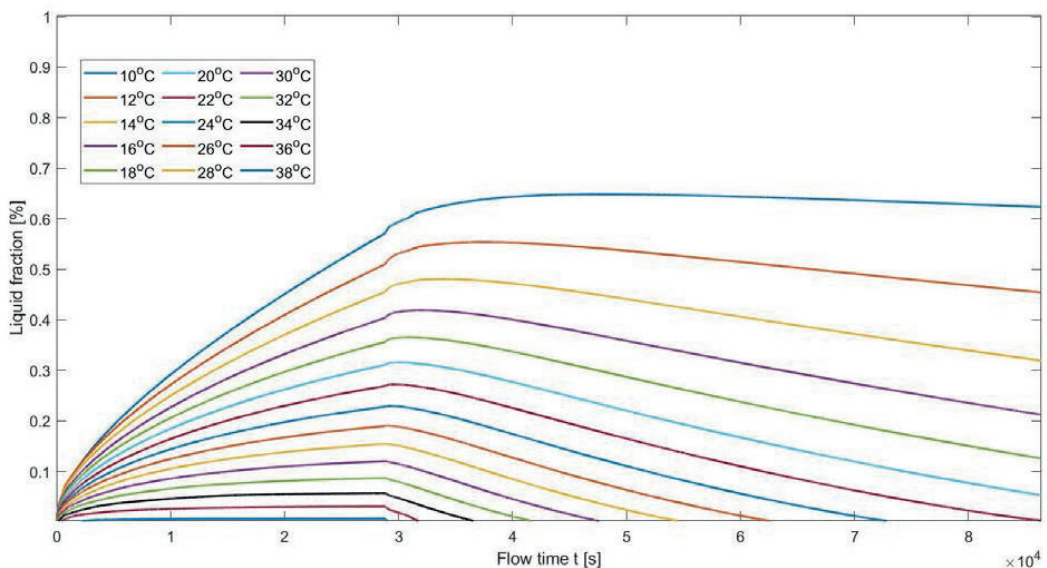
Im ersten Schritt erfolgte die Validierung der Simulationsmodelle mit den Messdaten des Teststands. In Abbildung 6 sind Zu- und Rücklauftemperaturen, simuliert mit dem ANSYS-Modell, und gemessene Daten unter Einsatz eines U-Rohr-Wärmeübertrager aufgetragen. Die in der Abbildung 6 dargestellten Simulationsergebnisse auf der linken Seite sind ohne natürliche Konvektion in der flüssigen Phase des PCM und auf der rechten Seite mit natürlicher Konvektion in der flüssigen Phase berechnet.



**Abb. 6: Vergleich von Simulation und Versuchsergebnissen für PCM und U-Rohr-Wärmeübertrager; links ohne natürliche Konvektion, rechts mit natürlicher Konvektion**

Die Simulationsergebnisse entsprechen den gemessenen Daten und das Simulationsmodell in ANSYS beschreibt gut den zeitlichen Temperaturverlauf in der Erdwärmesonde. Die Simulationsrechnung mit Berücksichtigung der natürlichen Konvektion bildet die Versuchsergebnisse sehr gut ab. Mit dem ANSYS-Simulationsmodell kann die Betriebscharakteristik der Erdsonde simuliert werden.

Eine wichtige Fragestellung, die durch die Simulationsrechnungen mit ANSYS untersucht wurde, ist die Wahl eines Paraffins mit geeigneter Schmelztemperatur. Hierfür wurden Simulationsrechnungen mit unterschiedlichen Paraffinen anhand eines prädefinierten Basislastfalls durchgeführt. Dieser Basislastfall beinhaltet abwechselnd einen 8 Stunden Wärmeeintrag in das PCM der Erdsonden und anschließend 16 Stunden Ruhephase ohne Wärmeeintrag. Die Wärmeabgabe an das Erdreich erfolgt kontinuierlich über die gesamten 24 Stunden Betriebszeit. Die Vorlauftemperatur beim Wärmeeintrag in die Sonde beträgt 40 °C und das Erdreich besitzt eine Temperatur von 10 °C. Mit den Simulationsrechnungen wurde geprüft, inwieweit das Paraffin in der Erdsonde bei der genannten Betriebsweise den Phasenwechsel (fest-flüssig bei Wärmeeintrag und flüssig-fest während der Ruhephase) vollzieht. In Abbildung 7 ist der Einfluss der Schmelztemperatur des PCM auf den Anteil an flüssiger Phase des PCM im Verlauf des Basislastfalls am Beispiel eines Koaxial-Wärmeübertragers dargestellt.



**Abb. 7: Einfluss unterschiedlicher Phasenwechseltemperaturen des PCM auf den Anteil der flüssigen Phase am gesamten PCM**

Es wird deutlich, dass die Phasenwechseltemperatur eine große Auswirkung auf die Nutzbarkeit der Schmelzenthalpie des PCM für den Kühlvorgang besitzt. Ist die Schmelztemperatur zu hoch gewählt, schmilzt nur ein geringer Teil des PCM oder das PCM schmilzt sogar gar nicht und die Schmelzenthalpie wird nicht ausgenutzt. Ist ein PCM mit zu geringer Schmelztemperatur ausgewählt, schmilzt eine große Menge an PCM beim Wärmeeintrag, aber erstarrt nicht vollständig während der Ruhephase. Das PCM verbleibt demnach teilweise flüssig, so dass dieser Teil in der wiederkehrenden Phase des Wärmeeintrages noch aufgeschmolzen ist und den Phasenwechsel nicht erneut durchläuft. Letztendlich gilt auch, dass die Auswahl eines geeigneten PCM von der gewählten Betriebsstrategie mitbestimmt wird. Werden die Betriebszeiten des Wärmeeintrags und der Ruhephase geändert, hat dies ebenfalls Einfluss auf die Nutzbarkeit der Schmelzenthalpie des PCM. Für eine optimale Auslegung müssen der

Lastfall, das PCM und der Wärmeübertrager aufeinander abgestimmt werden, um den Phasenwechsel des PCM vollständig ausnutzen zu können.

#### **4. Fazit und Ausblick**

Es wird ein neues Konzept der geothermalen Abwärmekühlung mittels Erdsonden erprobt. Die Erdsonden sind mit einem PCM versehen, welches die thermische Kapazität der Erdsonde erhöht und somit ihre zeitliche Verfügbarkeit als Wärmesenke für industrielle Prozesse steigern soll.

Im Rahmen des Projektes werden ein GNU Octave Modell und ein ANSYS Modell für Untersuchung der Betriebscharakteristik der Erdsonden und für die Systemauslegung entwickelt. Die Modelle werden mit Messdaten eines Teststands validiert. Die Veröffentlichung beschreibt erste Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit ANSYS. Das ANSYS Modell wird genutzt, um verschiedene Betriebssituationen zu Realbetrieb simulieren. So werden für vorgegebene Lastszenarien verschiedene PCM mit unterschiedlichen Phasenwechseltemperatur simulativ erprobt.

Auf Basis der Simulationsergebnisse wird im weiteren Projektverlauf eine 50 m-Erdwärmesonde für den industriellen Betrieb dimensioniert und installiert. Nach der Installation wird die Erdsonde zur Demonstration unter realen Bedingungen betrieben.

#### **5. Hinweis**

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 01LY1709 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Validation of numerical and experimental behaviour of a flat plate ice-battery

Tushar Sharma M.Sc., Matthias Kreuzer B.Eng., Michael Dölz M.Eng.,

Prof. Dr.-Ing. Tobias Plessing

Institute for Water and Energy Management (iwe)  
 Hof University of Applied Sciences, Alfons-Goppel-Platz 1, 95028 Hof, Germany  
<https://www.projekte-iwe.de/>, Tel: +49 9281 409-4592  
 Corresponding author: tushar.sharma@hof-university.de

### Abstract

An Ice-battery is a water storage tank containing heat exchangers immersed inside the tank that can form ice by extracting latent heat energy from water. The significance of using the term battery lies in the conception that it can replace electrochemical batteries as an energy backup by transforming electrical power to cold-thermal power. The concept is based on the idea of maximizing the solar PV power consumption by means of producing ice in an ice-battery during the day and then utilize the ice to meet the cooling demand during the times when no PV power production is possible (night or cloudy sky). The focus of the project is to validate the simulations performed in TRNSYS [1] with the experimental data for a flat plate ice-battery.

### 1. Introduction

In 2017, around 54TWh of electrical energy was needed for process cooling in German industries, and around 10TWh was required for space cooling. Although this amounts to just 2.5 % of the total share of electrical energy demand, it is predicted to increase rapidly in the coming years [2]. An experimental test bench has been developed in the laboratory area of campus Muenchberg as shown in fig.1

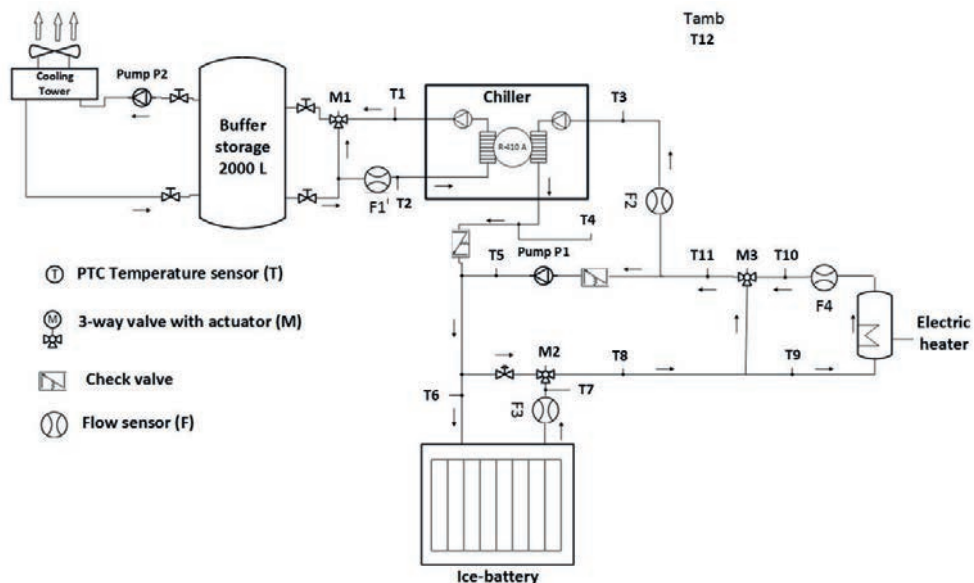


Fig.1: Hydraulic scheme of the experimental test bench

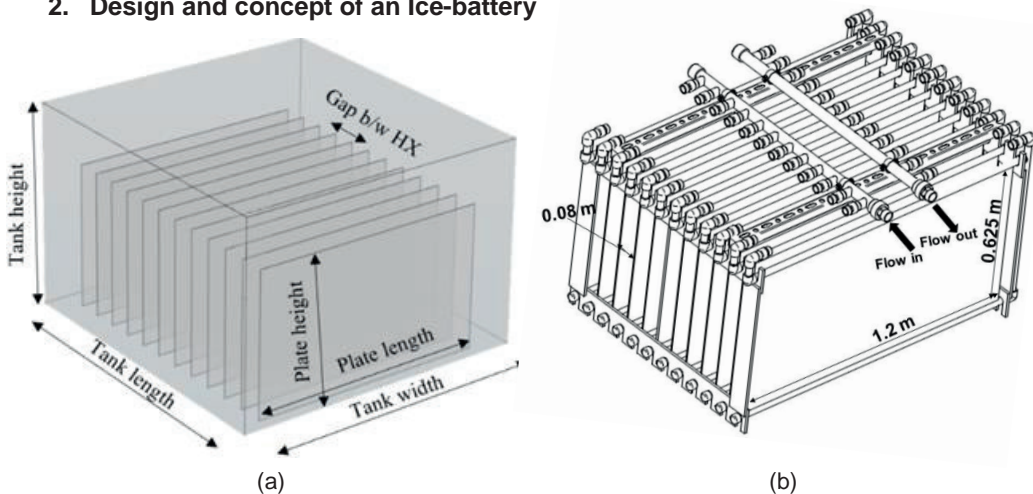
Following table summarizes the technical specifications of the components essential for experimental analysis, as shown in fig.1.

**Tab.1: Technical specifications for components in the experimental scheme**

Name of component	Manufacturing	Technical specifications
Chiller	Viessmann Vitocal 300-G	7.64 kW <sub>th</sub> cooling capacity
Electric heater	Huch Brauchwasserspeicher EBS-PU	120 Litre, 6 kW <sub>th</sub> heating capacity
Ice-battery tank	PolyGlas Weirather GmbH	2.2 m <sup>3</sup> storage capacity
Ice-battery HX	MEFA Energy systems GmbH	18 m <sup>2</sup> net surface area
Pump P1	Wilo-Varios PICO-STG	75 W maximum power consumption

A considerable amount of energy consumption in industries is accounted for cooling related activities. For example, a walk-in cooler in a typical bakery maintained at a constant temperature setpoint will be subjected to a nearly constant cooling demand with small fluctuations due to the products coming in and out of the cooler. In the experiments, a constant cooling demand of around 2 kW<sub>th</sub> is simulated through an electric heater maintained at a constant setpoint and by controlling the flow rate of coolant through the heat exchanger inside the heater. The details regarding the cooling demand will be explained in more detail in subsequent sections. A LabView program has been developed to record the measured data of different sensors, as shown in fig.1 Presently, the program provides two running options, in manual mode and in control mode. In manual mode, only the time interval of measurements and the return temperature T2 of the secondary side of the chiller can be varied through which the three-way-valve M1 is controlled. M1 controls the flow rate of water that flows through the sensible storage. In control mode of operation, in addition to M1, M2 and M3 can also be controlled. The calculations for the control strategy will be presented in the subsequent sections.

**2. Design and concept of an Ice-battery**



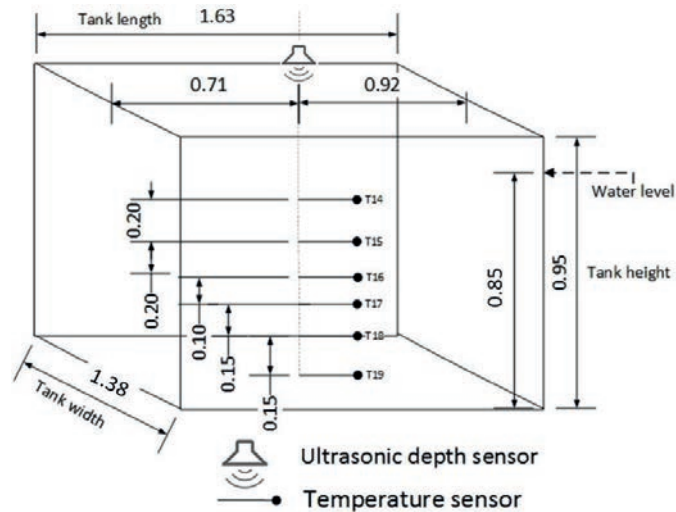
**Fig.2 Ice-battery tank (a) and heat exchanger (b) geometries**

The significance of using the term 'battery' in 'ice-battery' lies in the conception that it can replace electrochemical batteries as an energy backup by transforming electrical power to cold-thermal power. An ice-battery consists of heat exchangers immersed in a water storage tank that can form ice in the tank by extracting the latent heat energy of water by circulating the cold brine (mixture of 40 % ethylene glycol and 60 % water v/v) through the heat exchanger. Tank and heat exchanger geometry details with all essential parameters are described in fig.2. The ice storage tank selected for the present study is

thickness of 1 cm. The insulation around the tank has a thermal conductivity of 0.034 W/mK and a thickness of 2 cm. The flat plate heat exchanger is made of polypropylene, has a 5 mm thickness and a thermal conductivity of 0.23 W/mK.

### 3. Methodology

TRNSYS simulation software has been used to perform dynamic system simulations to validate the experiments which will be explained in section 4. Although the experiments are performed as per the scheme described in fig.1, simulations are performed in TRNSYS only for the ice-battery. The solar PV power production has been simulated in Polysun [3] simulation software. The time step for simulation is 120 s, and the convergence criteria have been set to 1e-2, which was found suitable for the present level of analysis. For the preliminary tests, we have assumed a solar PV capacity of 7.98 kW<sub>p</sub> which was found to be the optimum size for the given cooling demand and size of ice-battery, inlet temperature of brine (T6), mass flow rate of brine into ice-battery (F3), surrounding temperature (T12) are given as the inputs to the model. Six temperature sensors and one ultrasonic sensor are positioned in the ice-battery, as shown in fig.3 below:



**Fig.3** Schematic showing various sensors placed vertically in the ice-battery (all dimensions are in m)

For the purpose of validation with the TRNSYS model, average water temperature ( $T_{avg}$ , an average of all 6 sensors) is used.

#### Type 861 TRNSYS model

The Ice-battery model used for the present study is Type 861 in TRNSYS [4]. The main concept of the model is based on the following governing equation:

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} + (\rho c_p)_{ice} \cdot \frac{\partial T_{ice}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{h_f}{V} \cdot \frac{\partial M_{ice}}{\partial t} + \dot{q}_{surr} + \dot{q}_{hx} \quad (1)$$

where  $c_p$  is the specific heat capacity of water,  $h_f$  the enthalpy of fusion,  $M_{ice}$  the mass of ice,  $\dot{q}_{surr}$  and  $\dot{q}_{hx}$  are the heat fluxes per unit volume between the storage fluid, the surroundings and heat exchanger, respectively.  $T$  is the water temperature,  $t$  is the time,  $V$  is the water volume of the storage,  $y$  is the coordinate along with the height of the tank,  $\lambda$  and  $\rho$  are the thermal conductivity and density of water. The first and second term of the equation represents the accumulated sensible heat in the storage fluid. The first term on the right side represents heat flow due to conduction in the storage fluid. The second term on the right side represents the latent heat of solidification and melting, and the last two terms are heat flux due to the surroundings and due to the heat exchange from the heat exchangers respectively.

The core elements of the model are the heat transfer values ( $UA$ ) between the brine inside the heat exchanger and the water inside the storage. The  $UA$ -values limit the power that can be extracted from or injected into the storage and thus have a considerable influence on the results. In the model, sensible and latent heat transfer are treated differently as they have different physics that influence the overall heat balance differently. The overall  $UA$ -value per control volume ( $UA_{tot}$ ) is a combination of heat transfer area product coefficients between heat exchanger fluid and heat exchanger wall  $UA_{in}$ , through the wall  $UA_{wall}$ , through the ice  $UA_{ice}$ , and from the wall or ice layer to storage water  $UA_{out}$

$$UA_{tot} = \left( \frac{1}{UA_{in}} + \frac{1}{UA_{wall}} + \frac{1}{UA_{ice}} + \frac{1}{UA_{out}} \right)^{-1} \quad (2)$$

During icing, the model assumes that icing starts to build on the heat exchanger as soon as  $T_{avg}$  reaches  $0^\circ\text{C}$  and the brine inlet temperature is less than  $0^\circ\text{C}$ . In this model, no supercooling is considered. Thus, no simultaneous energy transfer due to latent and sensible heat transfer is modelled. Therefore, due to these reasons,  $UA_{out}$  in the eq.2 tends to  $\infty$  and  $UA_{tot}$  reduces to:

$$UA_{tot} = \left( \frac{1}{UA_{in}} + \frac{1}{UA_{wall}} + \frac{1}{UA_{ice}} \right)^{-1} \quad (3)$$

$$\text{Where } UA_{ice} = (2A) \cdot \left( \frac{\lambda_{ice}}{x_{ice}} \right) \quad (4)$$

In eq.4,  $x_{ice}$  is the ice thickness which is updated after each time step as per the following equation:

$$\Delta x_{ice} = \frac{Q_{hx}}{\Delta H \cdot \rho_{ice}} \cdot \frac{1}{2A} \quad (5)$$

where  $\Delta x_{ice}$  is the change in the ice thickness after one time step,  $2A$  is the net heat transfer surface area of a single flat plate,  $Q_{hx}$  is the net heat transfer through the heat exchanger,  $\Delta H$  is the enthalpy of fusion, and  $\rho_{ice}$  is the density of ice.

During melting,  $UA_{tot}$  is calculated as

$$UA_{tot} = \left( \frac{1}{UA_{in}} + \frac{1}{UA_{wall}} + \frac{1}{UA_{out}} \right)^{-1} \quad (6)$$

Melting is modelled with two different phases. If the thickness of the melted ice layer,  $x_{melt}$  is less than 0.01 m, the  $UA_{out}$  is assumed to be dominated by conduction,

$$UA_{out} = (2A) \cdot \left( \frac{\lambda_{water}}{x_{melt}} \right) \quad (7)$$

For thickness greater than 0.02 m, convection becomes more relevant:

$$Ra = 9.81 \cdot \beta \cdot \rho_{water}^2 \cdot (T_{avg} - T_{wall}) \cdot l_c^3 \cdot c_p \cdot \mu \cdot \lambda_{water} \quad (8)$$

$$Nu = 0.3 \cdot Ra^{0.208} \quad (9)$$

$$UA_{out} = 2A \cdot Nu \cdot \lambda_{water} / l_c \quad (10)$$

Where  $Ra$  is the Rayleigh number,  $\beta$  is the thermal expansion coefficient of water,  $l_c$  is the length of a flat plate,  $c_p$  is the specific heat capacity of water,  $\mu$  is the dynamic viscosity of water and  $\lambda_{water}$  is the thermal conductivity of water and  $Nu$  is the Nusselt number. In the transition, linear interpolation is used for Nusselt number calculation. For the formulas regarding the calculation of  $UA_{in}$  and  $UA_{wall}$ , the reader is advised to refer to [5].

From eq.1 and 2,  $\dot{q}_{hx}$  can be simplified as

$$\dot{q}_{hx} = UA_{tot} \cdot \Delta T_{LM} \quad (11)$$

where,  $\Delta T_{LM}$  is the log-mean temperature difference between the flat plate heat exchanger and water.



### Ice mass fraction

Ice mass fraction is measured in the experiments using an ultrasonic depth sensor as follows:

$$f_{exp}(\%) = 100 \cdot \left( \frac{\rho_{ice}}{m_0} \right) \cdot \left( \frac{m_0 - \rho_{water} \cdot V_{tot}}{\rho_{ice} - \rho_{water}} \right), \quad (12)$$

where  $m_0$  is the initial mass of water-filled into the ice-battery,  $V_{tot}$  is the total volume of the water in the storage calculated as follows:

$$V_{tot} = L \cdot W \cdot h, \quad (13)$$

where  $L$  is the length of storage,  $W$  is the width of storage, and  $h$  is the height of water level calculated from sensor data.

Ice mass fraction is calculated in the model as follows:

$$f_{TRNSYS}(\%) = 100 \cdot \left( \frac{M_{ice}}{m_0} \right) \quad (14)$$

where  $M_{ice}$  is the mass of ice in kg calculated from the simulation model.

### LabView control

From the fig.1, 3-way valves, M2 and M3 are controlled by discrete time PID controllers whose equations are mentioned below:

$$q_0 = e_{new} \cdot \left( KR + \frac{KR}{T_N \cdot \Delta t} + \frac{KR \cdot T_V}{\Delta t} \right) \quad (15)$$

$$q_1 = e_{old} \cdot \left( -KR - \frac{2KR \cdot T_V}{\Delta t} \right) \quad (16)$$

$$q_2 = e_{old2} \cdot \left( \frac{KR \cdot T_V}{\Delta t} \right) \quad (17)$$

$$u_{new} = u_{old} + q_0 + q_1 + q_2 \quad (18)$$

$$e_{old2} = e_{old} \quad (19)$$

$$e_{old} = e_{new} \quad (20)$$

where  $e_{new}$  is the difference between the target value and the actual value from the current time step ( $t=x$ ),  $e_{old}$  is the difference between the target value and the actual value from the previous time step ( $t=x-1$ ),  $e_{old2}$  is the difference between the target value and the actual value from the previous time step ( $t=x-2$ ),  $u_{new}$  is the control signal value from the current time step ( $t=x$ ),  $u_{old}$  is the control signal value from the old-time step ( $t=x-1$ ),  $q_0$ ,  $q_1$ ,  $q_2$  are the factors resulting from differences in values from a different point of time.

### Performance indicators

The following set of performance indicators are used to compare the system efficiency under different circumstances:

#### 1. System performance factor (SPF)

As per Malenkovic.et.al [6], system performance factor is defined as follows:

$$SPF = \frac{\int (\dot{Q}_c) \cdot dt}{\int (\sum P_{el,T}) \cdot dt} = \frac{\text{Yearly cooling demand [kWh]}}{\text{Annual electrical power consumption.[kWh]}} \quad (21)$$

where  $Q_c$  is the yearly cooling demand of the system and  $P_{el,T}$  is the total annual electric power consumption of the whole system defined as follows:

$$P_{el,T} = P_p + P_{ch} + P_{pen} + P_{backup} \quad (22)$$

Where  $p$ ,  $ch$ ,  $pen$  and  $backup$  refer to circulation pumps, chiller, penalties and backup respectively. For the sake of simplicity, penalties and backup have not been considered for the present study.

## 2. Degree of self-sufficiency ( $R_{aut}$ )

The degree of self-sufficiency is a measure of the amount of energy generated by the solar PV, which is utilized to meet the electrical energy demand of the components.

$$R_{aut} = \frac{\text{Total self consumption [kWh]}}{\text{Total electrical consumption [kWh]}} \quad (23)$$

## 4. Experiments

Following experiments were performed on the test bench:

### a) Icing test

In this test, ice-battery is cooled down from room temperature (23.5°C) to sub-zero temperature (-1.4°C). The total duration of the test was around 24 hours out of which 11 hrs was cooling, and the remaining was occupied for freezing. Around 22 % of ice fraction was achieved during this test.

### b) Melting test

In this test, ice-battery is heated by circulating warm brine solution which is heated through the electric heater. The total duration of the test was around 4 hours, and the ice fraction dropped from 21% to 5 %.

### c) Cooling demand test

In this test, a constant cooling demand of 2 kW<sub>th</sub> is simulated by means of an electric heater and controlling the mass flow rate of brine through three-way valve M3. The program calculates the actual cooling demand ( $Q_{cool\_actual}$ ) and then compares it with the target value of cooling demand ( $Q_{cool\_target}$ ) and tries to bring the  $Q_{cool\_actual}$  close to  $Q_{cool\_target}$  by means of controlling the valve M3. The values of  $Q_{cool\_actual}$  and  $Q_{cool\_target}$  is calculated as follows:

$$Q_{cool\_actual} = \dot{m}_{brine} \cdot C_{p,brine} (T_{10} - T_9) \quad (24)$$

$$Q_{cool\_target} = 2 \text{ kW}_{th} \quad (25)$$

The main objective of this test is to demonstrate the utilization of solar PV to produce ice in the ice-battery during day time and melting of ice-battery to meet the cooling demand during night time. The duration of this experiment is of 3 days, and a typical summer day is assumed for all three days. The criterion for selection of a typical summer day is based on the maximum solar PV energy generated in a day, and for the chosen PV capacity that, 28<sup>th</sup> May was found to be the appropriate day with around 42.2 kWh of electrical energy produced.

## 5. Results and discussion

For validation, the following parameters will be compared with the TRNSYS simulations:

1. Brine outlet temperature ( $T_{out\_exp}$ )
2. Mass ice fraction ( $f_{exp}$ )
3. Thermal power ( $q_{exp}$ )
4. Net energy extracted ( $Q_{exp}$ )

### 5.1 Icing experiment

In this test, the ice-battery is cooled down from room temperature (23.5°C) to sub-zero temperature (-1.4°C). In fig.4 and 5 shown below,  $T_{out}$ ,  $f$ ,  $q$ ,  $Q$  mean the brine outlet temperature coming out of the heat exchanger, ice mass fraction, thermal power and net thermal energy extracted from ice-battery respectively; subscripts TRNSYS and exp mean simulation and experimental values respectively; subscripts 1 and 2 correspond to the two different cases in which the thermal conductivity of ice ( $\lambda_{ice}$ ) is 2.22 and 0.3 W/mK respectively.

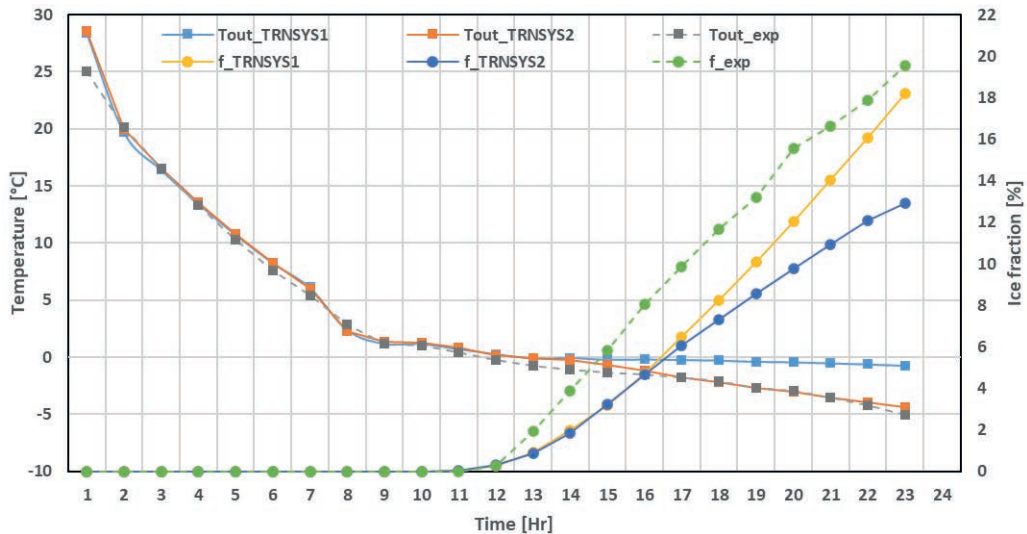


Fig.4 Variation of brine outlet temperature and ice fraction with time.

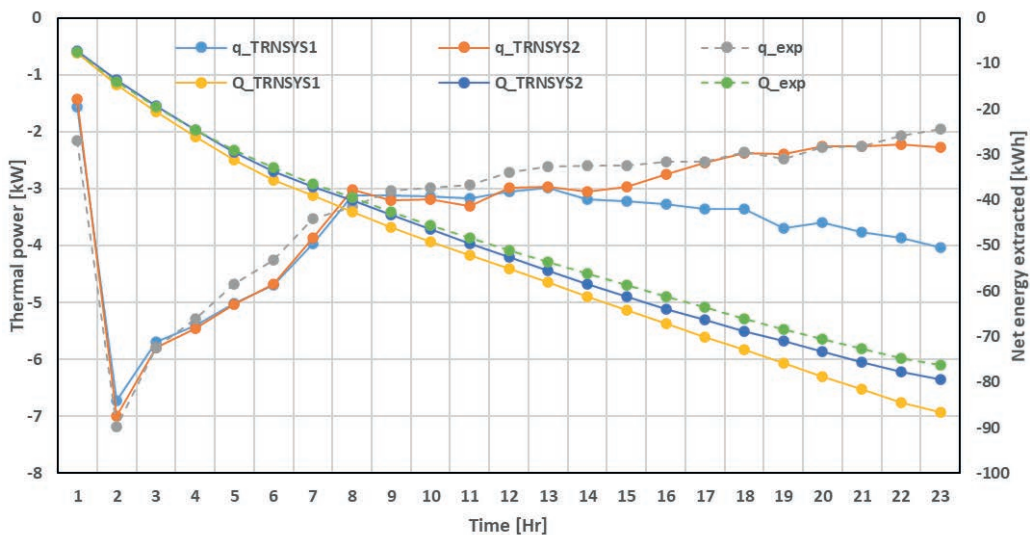
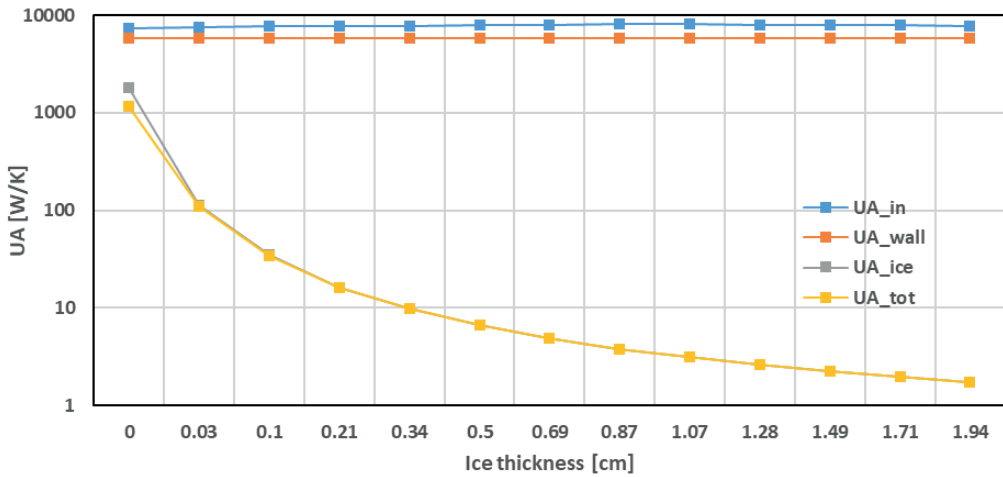


Fig.5 Variation of thermal power and net energy extracted with time.

The standard value of thermal conductivity of ice ( $\lambda_{ice}$ ) is 2.22 W/mK; using this value of  $\lambda_{ice}$  it was observed that all the parameters were well predicted until the point of ice formation. However, as soon as the ice formation begins, differences are observed in the experimental and simulated values. On further investigation, it was found that the thermal conductivity of ice plays an important role in thermal power extraction after the ice formation starts. From eq.3 and 4, it can be seen that the value of  $UA_{ice}$  is directly proportional to  $\lambda_{ice}$ . Values of  $UA_{ice}$ ,  $UA_{in}$ ,  $UA_{wall}$ ,  $UA_{tot}$  for a single flat plate were calculated and plotted in fig.6.

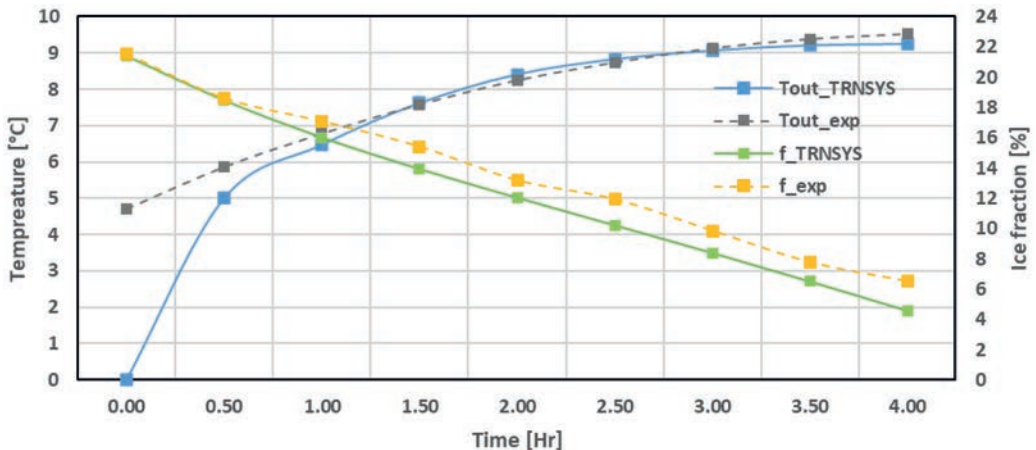


**Fig.6** Variation of  $UA_{ice}$ ,  $UA_{in}$ ,  $UA_{wall}$  and  $UA_{tot}$  with the ice thickness for a single flat plate (values shown in this figure is from TRNSYS simulation).

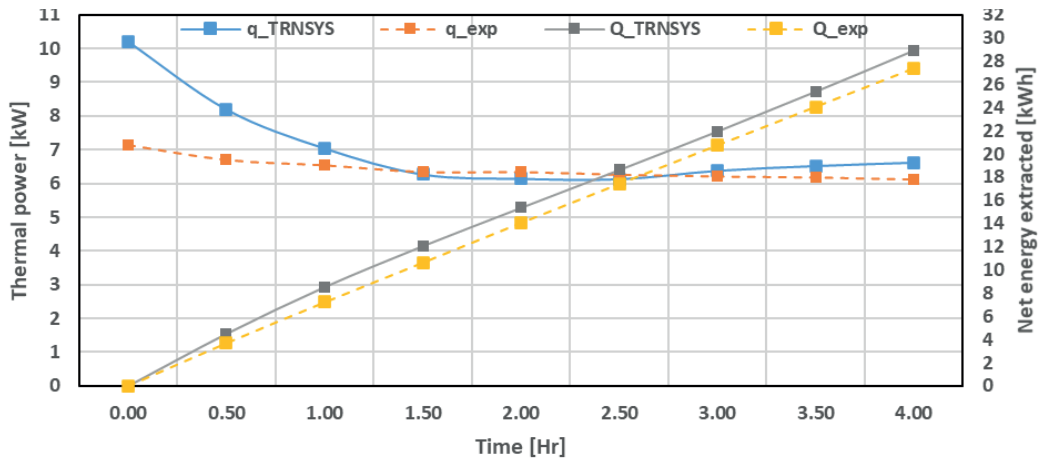
As can be seen from fig.6, values of  $UA_{in}$  and  $UA_{wall}$  are way higher in comparison to  $UA_{ice}$ , which is the reason why inverse of their values are much smaller in comparison to  $UA_{ice}$ . Thus, as per eq.3, the value of  $UA_{tot}$  is close to the value of  $UA_{ice}$  for the icing process. For the sake of comparison, the value of  $\lambda_{ice}$  was reduced to nearly 0.3 W/mK. When  $\lambda_{ice}$  is reduced,  $UA_{ice}$ , as well as  $UA_{tot}$ , are reduced simultaneously. As per eq.11, as thermal power extracted is proportional to  $UA_{tot}$ , there is a drop in the net power extracted and eventually in the brine outlet temperature as observed in fig.4 and fig.5. Predictions for all the variables improve with the change in  $\lambda_{ice}$ , especially the deviation in net energy extracted, reducing from 13.72 % to 4.3 %. Net energy extracted from ice-battery is around 77 kWh. Although, there is an improvement in the prediction from simulations, the value of  $\lambda_{ice}$  is unphysical, and thus, the issue still needs to be investigated further. For now, the value of  $\lambda_{ice}$  is selected as 2.22 W/mK for the analysis of results from other experiments. For the formulas used for UA value estimations, the reader is advised to refer to section 3 of this paper.

### 5.2 Melting experiment

In this test, the ice-battery is heated for about 4 hours. In fig.7 and 8 shown below,  $T_{out}$ ,  $f$ ,  $q$ ,  $Q$  mean the brine outlet temperature coming out of the heat exchanger, ice mass fraction, thermal power and net thermal energy extracted from ice-battery respectively; subscripts TRNSYS and exp mean simulation and experimental values respectively.

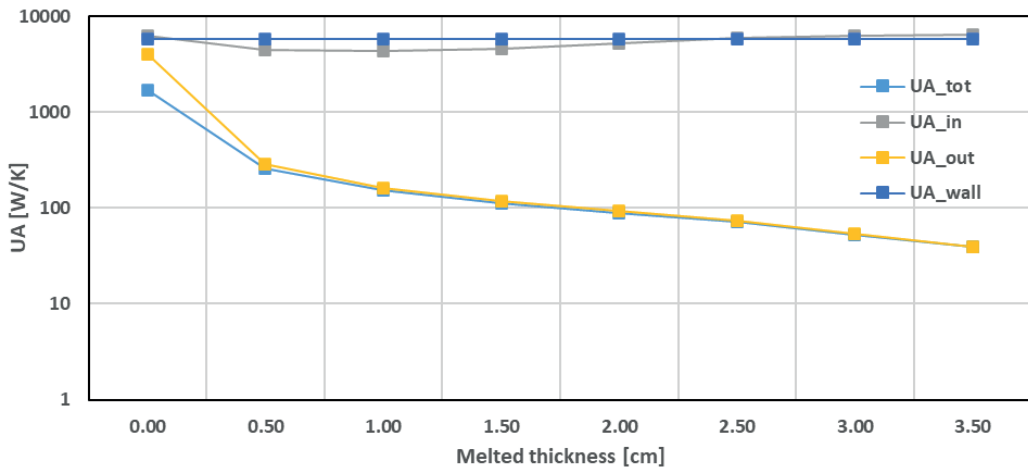


**Fig.7** Variation of brine outlet temperature and ice fraction with time.



**Fig.8** Variation of thermal power and net energy extracted with time.

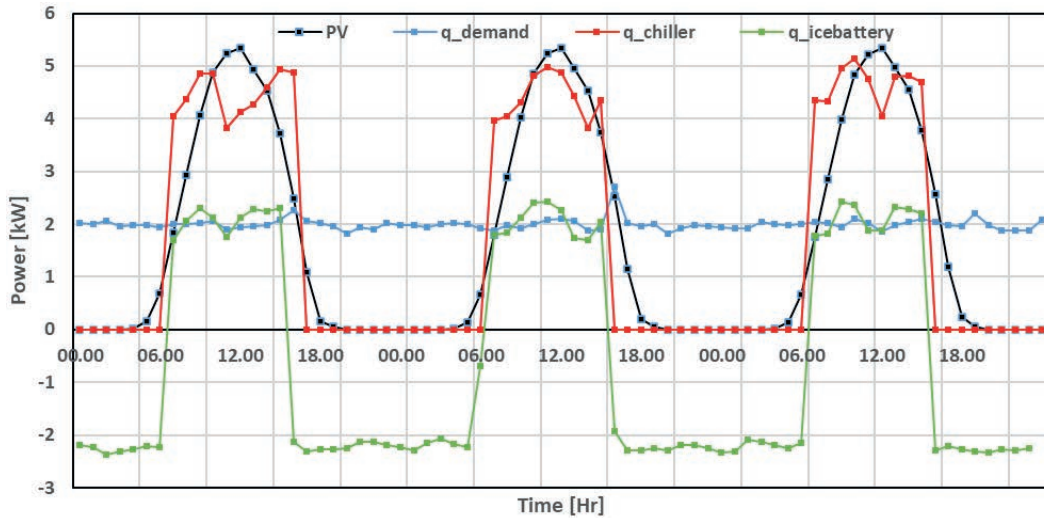
From fig.7 and fig.8, it can be observed that in the beginning, there are large deviations in simulation results compared to experimental values. The reason for this phenomenon is due to a small value of melted ice thickness in the beginning, thus huge values of  $UA_{out}$ . Similar to the icing process, in melting the value of  $UA_{out}$  in comparison to  $UA_{in}$  and  $UA_{wall}$  is small as can be seen in fig.9. Thus, the value of  $UA_{tot}$  is close to the value of  $UA_{out}$ . It can be observed that as the melted ice thickness increases, the value of  $UA_{out}$  as well as  $UA_{tot}$  decreases and thus thermal power extracted as well as brine outlet temperature also come closer to experimental values. Overall, the deviation in net energy extracted is within 6 % of the experimental value, and the net energy injected into the ice-battery is around 28 kWh.



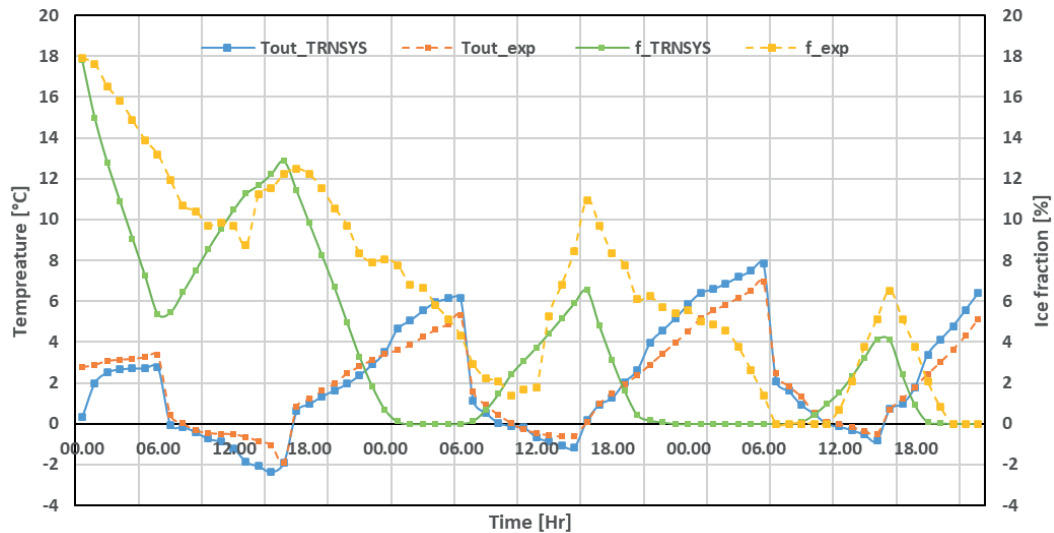
**Fig.9** Variation of  $UA_{tot}$ ,  $UA_{in}$ ,  $UA_{out}$  and  $UA_{wall}$  with melted ice thickness for a single flat plate (values shown in this figure are from TRNSYS simulation).

### 5.3 Cooling demand experiment

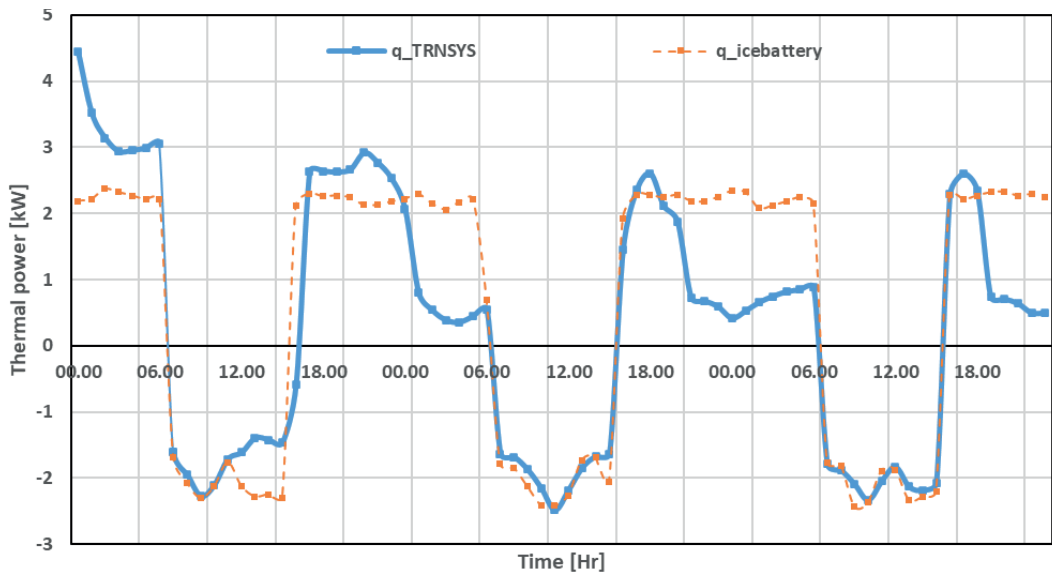
In this experiment, the chiller starts when a threshold value of solar PV production is reached and is stopped when the solar PV production drops below the same threshold value;  $2\text{kW}_{el}$  for the present case. The same conditions are repeated for three consecutive days for this experiment. Although throughout this paper, thermal power extracted from the ice-battery is assumed negative and thermal power injected into the ice-battery is assumed positive, in fig.10 the sign conventions have been reversed to give a better understanding of the ice formation with respect to the solar PV power production. During the time when ice-battery is utilized to meet the cooling demand, pump P2 is used to circulate the warm brine through the flat plate heat exchangers. A constant electrical power of  $50\text{ W}$  is assumed for calculations.



**Fig.10** Variation of solar PV production (PV in kW<sub>el</sub>), thermal power from ice-battery (q\_icebattery in kW<sub>th</sub>), cooling demand (q\_demand in kW<sub>th</sub>), chiller cooling power (q\_chiller in kW<sub>th</sub>).



**Fig.11** Variation of brine outlet temperature and ice fraction with time: subscript TRNSYS and exp show the values from simulation and experiments, respectively.



**Fig.12** Variation of thermal power with time: subscripts TRNSYS and ice battery show the values from simulation and experiments, respectively.

As seen from the fig.11 and 12, except for brine outlet temperature, values from the simulation model show large deviations with the experimental values. Overall, we can see that the ice fraction is dropping over the duration of experiments; the reason being that on a single day, the period of ice formation is around 10 hours and the remaining time, around 14 hours is utilized to meet the cooling demand. As we are limited by the chiller capacity to produce ice in the ice-battery, gradually there is a drop in the ice fraction over three days. The following table shows various performance factors calculated based on the experimental data:

**Tab.2: Evaluation of performance factors based on experimental data**

Parameter	Value
Total PV production	126.51 kWh
Total electrical consumption (Chiller + Pump)	51.13 kWh
Total PV self-consumption*	48.13 kWh
R <sub>aut</sub>	94.13 %
PV power to grid	78.38 kWh
PV utilization	38.04 %
PV to grid	61.96 %
Total cooling demand (3 days)	143.87 kWh
SPF**	2.81
Ice-battery net energy extracted (cooling) <sup>a</sup>	60.63 kWh
Ice-battery net energy injected (heating) <sup>b</sup>	96.09 kWh
Ice-battery utilization ***	66.73 %

$$* \text{ Total PV self - consumption} = \text{MIN}(\text{PV power}, \text{Chiller power}) \quad (26)$$

$$** \text{ SPF} = \frac{\text{Total cooling demand (kWh}_{th})}{\text{Total electrical power consumption (kWh}_{el})} \quad (27)$$

$$*** \text{ Ice - battery utilization (\%)} = 100 \cdot \left( \frac{\text{Ice-battery net heating energy (kWh}_{th})}{\text{Total cooling demand (kWh}_{th})} \right) \quad (28)$$

<sup>a</sup> Net thermal energy extracted when ice-battery is being cooled (sensible cooling + icing)

<sup>b</sup> Net thermal energy injected when ice-battery is being heated (sensible heating + melting)

## 6. Conclusion

In the present study, the performance of a flat-plate ice-battery was investigated, and experimental results were validated with TRNSYS simulations. Three experiments were performed; namely, icing, melting and cooling demand test, which have been discussed in detail in the previous sections. Following points can be concluded:

1. During the icing test, maximum ice fraction of 22 % was achieved, and around 77 kWh of thermal energy was extracted. Deviation in net energy extracted during icing experiments reduces when  $\lambda_{ice}$  is reduced. In the future, this needs to be investigated further to reduce the deviations, and an improved model will be proposed.
2. During the melting test, a drop in ice fraction of around 16 % in 4 hours is observed, and around 28 kWh of thermal energy was injected into the ice-battery. Predictions for net energy extraction in the case of melting is also very well predicted by simulations deviating within 6 % of the experimental value.
3. In the cooling demand test, except for brine outlet temperature, all the parameters show significant deviations with respect to the experimental values. The purpose of this test is to demonstrate the formation of ice during the day time and utilization of ice-battery to demand the cooling demand during night time. It was observed that in just 3 days, a  $R_{aut}$  value of 94.13 % was achieved and around 67 % of the time, ice-battery was utilized to meet the cooling demand. A saving of around 48.13 kWh saves around 30 kg of CO<sub>2</sub> production [7].

Future work will be focused on improvements in the numerical model of flat-plate ice-battery to improve the predictions of net energy extraction and to involve instantaneous ice mass fraction and solar PV production in the experimental control strategy to enhance the utilization fraction of ice-battery and self-consumption from solar PV.

## 7. References

1. Klein et al. (2010). Trnsys 18: A transient system simulation program, a solar energy laboratory. Technical report, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trn-sys>.
2. Energiedaten:GesamtausgabeStand:Oktober2019;<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.html>
3. <https://www.velasolaris.com/polysun/>
4. Carbonell, D., Battaglia, M., Philippen, D., Haller, M.Y., 2017a. Ice-Ex - Heat Exchanger Analyses for Ice Storages in Solar and Heat Pump Applications. Institut für Solartechnik SPF for Swiss Federal Office of Energy (SFOE). Research Programme Solar Heat and Heat Storage, CH-3003 Bern.
5. D. Philippen et al., 2018 Validation of an Ice Storage Model and Its Integration Into a Solar-Ice System, ISES EuroSun 2018 Conference – 12th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry
6. Malenković, I., 2013, Definition of Main System Boundaries and Performance Figures for Reporting on SHP Systems Deliverable B19, IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 - <http://www.iea-shc.org/task44>.
7. [https://www.eumayors.eu/IMG/pdf/technical\\_annex\\_en.pdf](https://www.eumayors.eu/IMG/pdf/technical_annex_en.pdf)

## 8. Acknowledgements

Authors would like to thank Dr Dani Carbonell from SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Switzerland, to provide us with the TRNSYS model and our project's intellectual support. Additionally, we would like to thank EFRE (Europäische Fonds für regionale Entwicklung) for the financial support received for the project GTW (Grüne Technologiewerkstatt Hof) within which this work has been performed.



## Simulation und Messung einer reversiblen CO<sub>2</sub> Wärmepumpe

Julian Seevers<sup>1</sup>, Frank Truckenmüller<sup>1</sup>, Jonas Welte<sup>2</sup>, Petr Tugarinov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Dezentrale Energiesysteme und Energieeffizienz, Hochschule Reutlingen

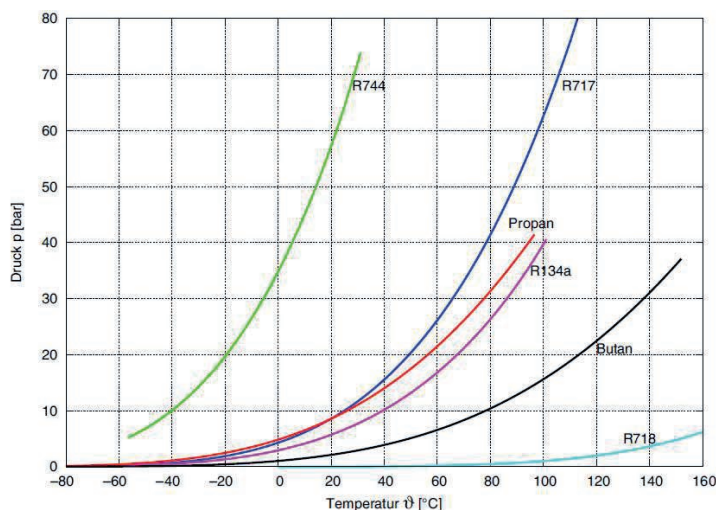
<sup>2</sup> BKW Kälte- Wärme- Versorgungstechnik GmbH, Wolfschlugen

### Abstract

Durch das Verbot der ozonschädigenden Fluor-Chlorkohlenwasserstoffen als Kältemittel und der heute überwiegend eingesetzten Fluor-Kohlenwasserstoffe, welche sich negativ auf den Treibhauseffekt auswirken, gewinnt das umweltfreundlichere CO<sub>2</sub> (Kohlendioxid) in der Verwendung als Kältemittel an Bedeutung. Ausgangspunkt dieser Arbeit sind ein Prototyp einer reversiblen CO<sub>2</sub> Wärmepumpe und ein Simulationsmodell derselbigen. Ziel dieser Arbeit ist es das Simulationsmodell, anhand von realen Messergebnissen des Prototyps, zu verifizieren. Durch die Berechnung von Vergleichsparametern, das Festlegen von Randbedingungen und geeigneten Messpunkten am Prototyp wird die Simulation optimiert. Abschließend folgt die Bewertung der Ergebnisse im Hinblick auf die Funktionalität der Wärmepumpe und deren Abbild in der Simulation.

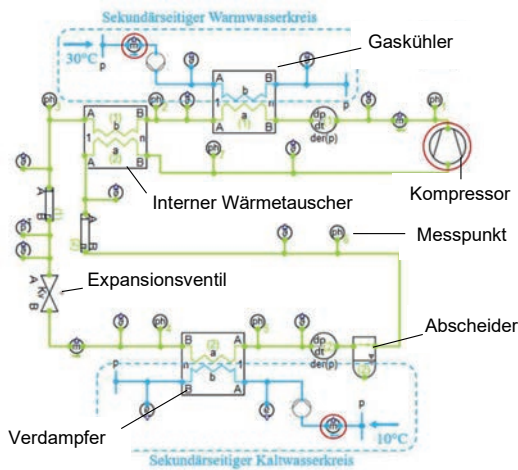
### 1. Bedeutung von CO<sub>2</sub> als Kältemittel

Durch die EU F-Gasverordnung Nr. 517/2014 wird die zur Verfügung stehende Menge an ozonschädlichen Fluor-Chlorkohlenwasserstoffen bis 2030 schrittweise verringert, infolge dessen gewinnt CO<sub>2</sub> in der Verwendung als Kältemittel an Bedeutung [1]. Im Vergleich zu den herkömmlichen Kältemitteln auf Basis von F-Gasen (z.B. R134a) hat CO<sub>2</sub> einen deutlich geringeren Treibhauseffekt (Faktor 1430) [2]. In der Abb. 1 ist die Dampfdruckkurve verschiedener Kältemittel dargestellt, hier lässt sich Kohlendioxid (R744) im Vergleich zu anderen gebräuchlichen Kältemitteln bezüglich des Dampfdrucks über der Temperatur einordnen. Das obere Ende der Kurve beschreibt den Kritischen Punkt eines Kältemittels, bei Kohlendioxid liegt er bei +31°C und 73,6 bar. Die Herausforderungen beim Einsatz des Kältemittels CO<sub>2</sub> liegen daher im Umgang mit den sehr hohen auftretenden Drücken von bis zu 120 bar und der transkritischen Betriebsweise. [3]

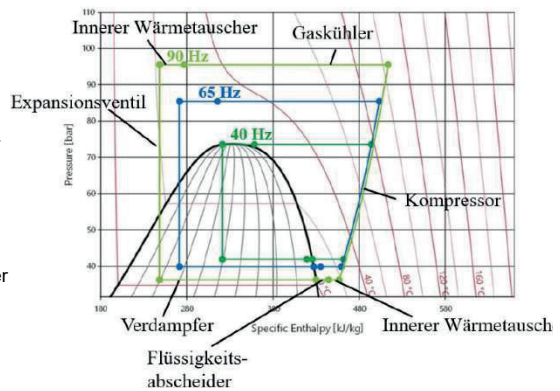


## 2. Simulationsmodell einer reversiblen CO<sub>2</sub> Wärmepumpe

Ausgangspunkt dieser Arbeit war ein Simulationsmodell einer reversiblen CO<sub>2</sub> Wärmepumpe, als Simulationsumgebung wurde die Software Dymola in Verbindung mit TIL Bibliotheken für thermodynamische Systeme der TLK-Thermo GmbH verwendet. Abb. 2 zeigt einen Entwurf des Simulationsmodells in Form eines Instrumentenfließ Schemas (RI-Schema) einer reversiblen Wärmepumpe zur Auskopplung von Kälte und Wärme. Der Kältekreislauf ist in grün dargestellt, es sind die Wärmetauscher auf der warmen Seite sowie der kalten Seite zu erkennen. Die Wasserkreisläufe auf der warmen und kalten Seite sind in blau, als Sekundärseitige Wasserkreisläufe, dargestellt. Messpunkte für Druck und Enthalpie  $ph$ , Temperatur  $\vartheta$ , Massenstrom  $\dot{m}$  und Eingabe eines Initialdruckes  $\frac{dp}{dt}$  sind ebenfalls in Abb. 2 abgebildet. In Abb. 3 sind die einzelnen Komponenten ihren Zustandlinien im p-h Diagramm zugeordnet.



**Abb. 2: Simulationsmodell reversible Wärmepumpe in Dymola [4]**



**Abb. 3: Komponenten im Primärkreislauf, Variation der Kompressorfrequenz [4]**

Um das Verhalten des Kreisprozesses grundlegend zu verstehen wurden verschiedene Parameterstudien durchgeführt, hierbei wurde stets ein Parameter variiert und ein stationärer Zustand betrachtet.

Eine Variation der Kompressorfrequenz ist in Abb. 3 zu dargestellt. Weiterhin wird eine größere Wärmemenge vom Primärkreislauf an den sekundärseitigen Heizkreislauf übertragen. Eine Variation des sekundärseitigen Warmwasser-Massenstroms im Heizkreislauf, sowie des sekundärseitigen Kaltwassermassenstroms haben vergleichsweise geringe Auswirkungen auf den Primärkreislauf. Eine Erhöhung des Warmwassermassenstroms führt zu einer Abnahme des Hochdrucks, da eine größere Wärmemenge dem Kreislauf entzogen wird. Eine Verringerung des sekundärseitigen Kaltwassermassenstroms führt zu einer Abnahme des Niederdrucks, da eine geringere Wärmemenge in den Kreislauf eingebracht wird. Diese Aussage wird von [4] durch Simulationsergebnisse bestätigt.

## 3. Festlegung Eingabeparameter für Kreislaufkomponenten

Ein erster Schritt in Richtung Validierung des Simulationsmodells ist das korrekte Abbilden der einzelnen im Kreislauf verwendeten Komponenten mit ihren jeweiligen Parametern. Auf ausgewählte Komponenten wird im folgenden Absatz eingegangen.

Um den Kompressor realitätsgetreu abzubilden, wurde unter Berücksichtigung der Polpaarzahl und des Schlupfes ( $s=0,9666$ ) eines Asynchronmotors die Drehzahl mit Formel (1) berechnet. [5]

$$n = \frac{f}{p} * s \quad (1)$$

Über die Zylinderdaten konnte eine entsprechende Verdrängung (engl. displacement) des Kompressors berechnet werden. Es ergibt sich ein mit dem Datenblatt übereinstimmender Massenstrom im CO<sub>2</sub> Kreislauf von  $\dot{m} = 0,223 \text{ kg/s}$  bei einer Frequenz von  $f = 50 \text{ Hz}$ .

Im Hinblick auf die Übertragung von Wärmemengen in den Wärmetauschern ist eine korrekter Massenstrom im Primärkreislauf essenziell. Für die drei Wärmetauscher, Gaskühler, interner Wärmetauscher und Verdampfer, sind wie in Abb. 4 gezeigt, geometrische Abmessungen wichtig. Die Wärmeübertragungsfläche ergibt sich aus der Länge und Breite einer Wärmeübertragerplatte und deren Winkel-Wellen-Prägung. Aus diesen geometrischen Abmessungen, Plattendicke, Wellenlänge und Prägungstiefe wird eine Wärmeübertragungsfläche  $A$  berechnet. Diese Daten sind von Seiten der Hersteller schwer zu erhalten, für den Winkel  $\phi$  gilt  $0^\circ < \phi < 90^\circ$ , dieser wurde mit  $\phi = 30^\circ$  angenommen.

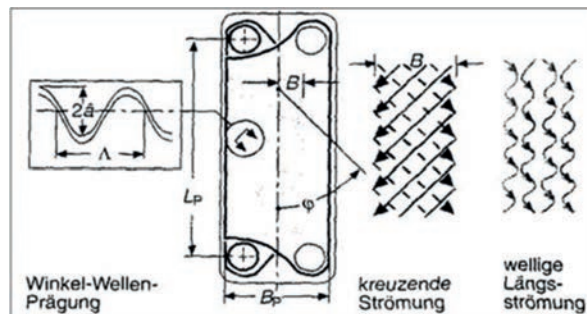


Abb. 4: Winkel-Wellen-Geometrie Wärmeübertragerplatte [7]

Für das Expansionsventil ist der sog.  $K_v$ -Wert entscheidend, dieser bestimmt die Durchflussmenge pro Zeiteinheit. Im Flüssigkeitsabscheider werden flüssige Bestandteile des Kohlendioxids abgeschieden, hier ist stets auf die Füllmenge zu achten, um ein Überfluten des Verdampfers oder das Eintreten von flüssigen Mediumsanteilen in den Kompressor zu verhindern. In den Sekundärkreisläufen sind Ein-/ Austrittstemperaturen und die Volumenströme wiederum als Grundlage der in Verdampfer und Gaskühler aufgenommenen oder abgegebenen Wärmemenge anzugeben.

#### 4. Messdaten und Druckverlust

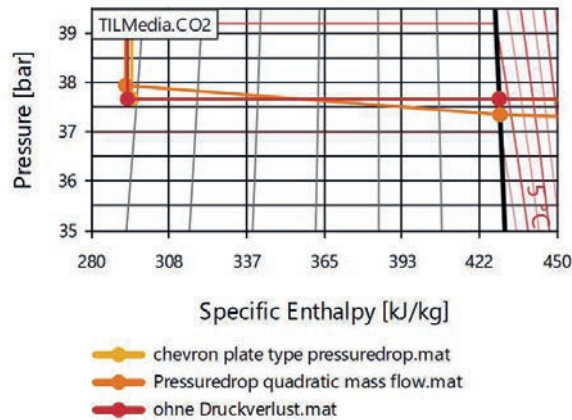
Am real gebauten Prototyp der Wärmepumpe wurden Messwerte, wie in Abb. 2 gezeigt, aufgenommen. Vor und nach eines jeden Bauteils wurden Temperatur- und Druckmesswerte aufgezeichnet, in Tab. 1 sind diese Messwerte exemplarisch für einen Messzeitpunkt dargestellt.

Tab. 1: Aufgenommene Druck- und Temperatur-Messwerte 11:16, 08.12.2020

08.12.2020		11:16			
		P_vor [bar]	T_vor [°C]	P_nach [bar]	T_nach [°C]
Heizkreislauf	Gaskühler	1	30,7	1	45,1
CO <sub>2</sub> -Kreislauf	Gaskühler	80,7	94,9	80,7	33,5
	Interner WT	80,7	33,5	80,7	32,1
	Verdampfer	30,08	-0,2	30,08	-0,8
	Abscheider	30,08	-0,8	30,08	-0,5
	Interner WT	30,08	-0,5	30,08	17,5
Solekreislauf	Verdampfer	1	5	1	0,3

Aus den Messdaten lässt sich eine Temperaturabsenkung des Kältemittelmassenstroms vor und nach dem Verdampfer, mit  $T_{\text{Verdampfer ein}} = -0,2^\circ\text{C}$  und  $T_{\text{Verdampfer aus}} = -0,8^\circ\text{C}$ , erkennen. Aus dieser Temperaturabsenkung, bei gleichzeitiger Wärmeaufnahme im Verdampfer, lässt sich ein Auftreten eines signifikanten Druckverlustes in den realen Wärmetauschern folgern.

Der Druckverlust für die Plattenwärmetauscher wurde auf zwei unterschiedlichen Weisen in Dymola berechnet. Zum Einen über die Plattengeometrie der Winkel-Wellen-Prägung (englisch: *chevron plate type pressure drop*) nach VDI Wärmeatlas, und zum Anderen über einen vom Hersteller angegebenen Druckverlustes bei einem nominalem Massenstrom. Das Ergebnis beider Simulationen ist in Abb. 5 dargestellt.

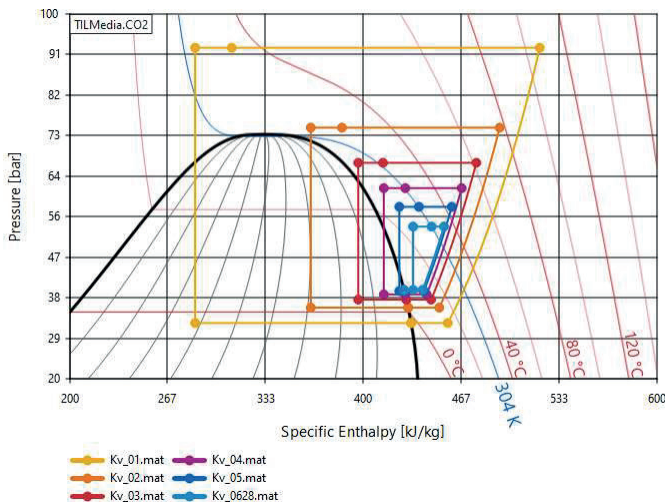


**Abb. 5: Berechneter Druckverlust des Verdampfers nach Winkel-Wellen-Prägung und Druckverlust nominaler Massenstrom**

Der über die Winkel-Wellen-Prägung berechnete Druckverlust, zeigt keinen erkennbaren Unterschied zu der Simulation ohne Druckverlust, beide Zustandslinien sind nahezu identisch. Ein deutlicher Druckverlust zeigt sich, wenn der vom Hersteller angegebene Druckverlust abhängig vom nominalen Massenstrom eingegeben wird.

### 5. Einfluss des Öffnungsgrades des Expansionsventils

Um den Einfluss eines variierenden Öffnungsgrades des Expansionsventils auf den Kreislauf zu untersuchen, wurde das Expansionsventil vollständig geöffnet ( $Kv = 0,628 \text{ m}^3/h$ ) und schrittweise geschlossen ( $Kv = 0,1 \text{ m}^3/h$ ). In der Abb. 6 sind die Ergebnisse der Simulation dargestellt. Deutlich wird, dass der Öffnungsgrad den Kreislauf maßgeblich beeinflusst.



**Abb. 6: Variation Öffnungsgrad des Expansionsventils,  $Kv = 0,628 \text{ m}^3/h$  bis  $Kv = 0,1 \text{ m}^3/h$**

Aus den Messwerten, siehe Tab. 1, ergibt sich ein Hochdruck von  $p_{HD} = 80,7 \text{ bar}$  bei einer Kompressorfrequenz von  $f = 55 \text{ Hz}$ . Damit sich dieser Hochdruck in der Simulation einstellt, müsste der entsprechende Kv-Wert zwischen  $kv = 0,1 \text{ m}^3/\text{h}$  ( $p_{HD} = 92,7 \text{ bar}$ ) und  $kv = 0,2 \text{ m}^3/\text{h}$  ( $p_{HD} = 75,2 \text{ bar}$ ) liegen, vgl. Abb. 6.

Durch eine schrittweise Änderung des Kv-Wertes wurde der Hochdruck in der Simulation dem gemessenen Hochdruck ( $p_{HD} = 80,7 \text{ bar}$ ) angenähert. In der folgenden Tab. 2 sind die prozentualen Abweichungen zwischen den Messwerten und den Simulationsergebnissen angegeben. Größere relative Abweichungen zeigen sich bei den Temperaturwerten, eher tendenziell geringere Abweichungen bei Hoch- und Niederdruck. Auffällig ist eine große Abweichung der Kaltwasseraustrittstemperatur.

**Tab. 2: Prozentuale Abweichung der Simulationsergebnisse von Messwerten,  $Kv = 0,122 \text{ m}^3/\text{h}$**

08.12.2020		11:16							
		P_vor [bar]	%-Abw.	T_vor [°C]	%-Abw.	P_nach [bar]	%-Abw.	T_nach [°C]	%-Abw.
Heizkreislauf	Gaskühler	1	0%	30,7	0%	1	0%	45,82	+2%
CO2-Kreislauf	Gaskühler	80,9	0%	99,48	+5%	80,89	0%	35,25	+5%
	Interner WT	80,89	0%	35,25	+5%	80,89	0%	33,82	+5%
	Verdampfer	33,59	+12%	-1,38	+590%	33,12	+10%	-1,9	+138%
	Abscheider	33,12	+10%	-1,9	+138%	33,12	+10%	-1,9	+280%
	Interner WT	33,12	+10%	-1,9	+280%	33,09	+10%	20,08	+15%
Solekreislauf	Verdampfer	1	0%	5	0%	1	0%	-0,96	-420%

## 6. Regelung des Expansionsventils

Für eine möglichst effiziente Betriebsweise wird der Hochdruck des realen Wärmepumpen-Prototyps über einen PID-Regler geregelt. Abhängig von der Gaskühleraustrittstemperatur ergibt sich nach folgender Formel (2) ein Sollwert für den Hochdruck.

$$p_{HD,Soll} = T_{GK,aus} 2,44 + 1 \quad (2)$$

Der PID-Regler sorgt, durch eine entsprechende Regelung des Öffnungsgrades des Expansionsventils, für eine geringer werdende Regeldifferenz zwischen dem Ist- und Sollwert des Hochdrucks. Um ein unerwünschtes Regelverhalten des Reglers zu vermeiden, ist auf eine Eingabe der initialen Gaskühleraustrittstemperatur von ca.  $30^\circ\text{C}$  zu achten. Ansonsten ist der berechnete Sollwert des Hochdrucks zu gering und der PID-Regler kann die zum Zeitpunkt  $t=0\text{s}$  berechnete Regeldifferenz schwer regeln. In der Tab. 3 sind die relativen prozentualen Abweichungen zwischen Messwert und Simulationsergebnis tabellarisch aufgeführt.

**Tab. 3: Prozentuale Abweichung der Simulationsergebnisse (PID-Regler) von Messwerten**

08.12.2020		11:16							
		P_vor [bar]	%-Abw.	T_vor [°C]	%-Abw.	P_nach [bar]	%-Abw.	T_nach [°C]	%-Abw.
Heizkreislauf	Gaskühler	1	0%	30,7	0%	1	0%	48,98	+9%
CO2-Kreislauf	Gaskühler	87,96	+9%	111	+17%	87,98	+9%	35,61	+6%
	Interner WT	87,98	+9%	35,61	+6%	87,95	+9%	29,05	-10%
	Verdampfer	32,13	+7%	-3	+1400%	31,7	+5%	-3,5	+338%
	Abscheider	31,7	+5%	-3,5	+338%	31,7	+5%	-3,5	+600%
	Interner WT	31,7	+5%	-3,5	+600%	31,67	+5%	19,36	+11%
Solekreislauf	Verdampfer	1	0%	5	0%	1	0%	-2,46	-920%

Im Primärkreislauf stellt sich ein höherer Hochdruck, (+9%) mit  $p_{HD} = 87,96 \text{ bar}$ , ein. Dies ist nach Formel (2) über den berechneten Hochdruck auf eine höhere Gaskühleraustrittstemperatur von  $T_{GK \text{ aus}} = 35,61 \text{ °C}$  (+6%) zurückzuführen. Auch sind die Abweichungen der Austrittstemperaturen des Warmwassers aus dem Gaskühler und des Kaltwassers aus dem Verdampfer zu beachten, in Tab.3 rot markiert.

Aus den abweichenden Austrittstemperaturen aus den Wärmetauschern lässt sich schließen, dass die übertragenen Wärmemengen im Verdampfer sowie im Gaskühler in der Simulation nicht realitätsnah abgebildet werden. In folgendem Absatz wird aus diesem Grund kurz auf die Wärmeübertrager und nötige Anpassungen eingegangen.

Die übertragene Wärmemenge eines Wärmeübertragers wird nach Formel (3) berechnet. Der Wärmeübergangskoeffizient  $\alpha$ , wurde ausgehend vom Datenblatt der Wärmetauscher bekannten U-Wert, mittels Formel (4), jeweils für Wasser,  $\alpha_{Wasser}$ , und Kohlendioxid,  $\alpha_{CO_2}$  berechnet. [6]

$$\dot{Q} = U A \Delta T_{ln} \quad (3)$$

$$U = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{Wasser}} + \sum_j \left( \frac{\delta_j}{\lambda_j} \right) + \frac{1}{\alpha_{CO_2}}} \quad (4)$$

Eine genauere Untersuchung der Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha$  insbesondere im Verdampfer ist notwendig, da es sich auf der Seite des Kohlendioxids um eine mehrphasige Durchströmung handelt. Einen weiteren Einfluss auf den Druckverlust und die übertragene Wärmemenge stellt der Winkel  $\phi$  der Winkel-Wellen-Geometrie dar, nach VDI Wärmeatlas besitzen sog. „weiche“ Platten,  $0^\circ < \phi < 45^\circ$ , einen geringeren Druckverlust als sog. „harte“ Platten,  $45^\circ < \phi < 90^\circ$ . [7]

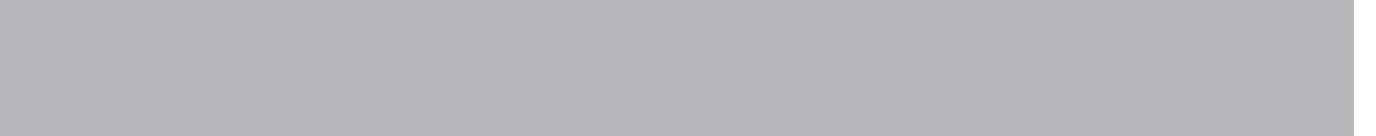
## 7. Zusammenfassung und Ausblick

Der Kompressor liefert abhängig von der eingestellten Frequenz einen korrekten Massenstrom im Kältemittelkreislauf und somit eine wichtige Grundlage im Hinblick auf übertragene Wärmemengen in den Wärmeübertragern. Eine Regelung des Expansionsventils wurde gemäß der Regelung des realen Prototypen implementiert. Demnach wurden der Kompressor und das Expansionsventil hinreichend untersucht. Aufgrund einer Wärmeisolation der Wärmeübertrager sowie der Rohre wurde ein Wärmeverlust in der Simulation nicht berücksichtigt. Ein Druckverlust wurde in den Wärmeübertragern eingestellt. Da sich die Austrittstemperaturen des Kaltwassers aus dem Verdampfer, des Kältemittels und des Warmwassers aus dem Gaskühler, stark von den gemessenen Austrittstemperaturen unterscheiden, liegt der Schluss nahe, dass die ausgetauschten Wärmemengen über die Wärmeübertrager in der Simulation noch nicht exakt abgebildet werden. Weiterführende Arbeiten an dieser Simulation müssen sich auf den Wärmemengenaustausch über die Wärmeübertrager konzentrieren.

Zukünftig sollen Jahresdurchschnittstemperaturen mit in die Simulation einfließen. Ein Wechsel zwischen verschiedenen Modi, wie Heizen oder Kühlen, soll in der Simulation abgebildet werden. Eine transiente Simulation der Wärmepumpe ist ebenso ein langfristiges Ziel.

**Literaturverzeichnis**

- [1] Verordnung (EU) Nr. 517/2014 des europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über fluoridierte Treibhausgase und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 842/2006. 2014.
- [2] [Bitzer, KÄLTEMITTEL-REPORT 20. Sindelfingen, s.n., 2018].
- [3] Dohmann, Joachim (2016): Thermodynamik der Kälteanlagen und Wärmepumpen. Grundlagen und Anwendungen der Kältetechnik. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (Lehrbuch).
- [4] Moritz Hüttl (2020): Untersuchung des Kreisprozesses einer Wärmepumpe mit Kältemittel CO<sub>2</sub> anhand einer Simulation. Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Hochschule Reutlingen, Reutlingen.
- [5] Binder, Andreas (2017): Elektrische Maschinen und Antriebe. Grundlagen, Betriebsverhalten. 2. Aufl. 2017. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- [6] Böckh, Peter von; Wetzel, Thomas (2015): Wärmeübertragung. Grundlagen und Praxis. 6., aktualisierte und ergänzte Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- [7] Matthias (2019): VDI-Wärmeatlas. Fachlicher Träger VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. 12th ed. 2019 (VDI Springer Reference).







Hochschule Nordhausen  
Weinberghof 4  
99734 Nordhausen

Mit freundlicher Unterstützung:



ISBN 978-3-940820-17-4

