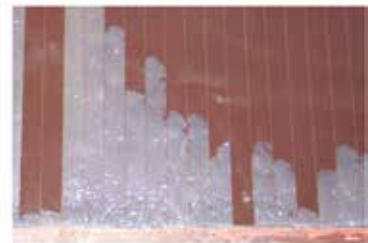
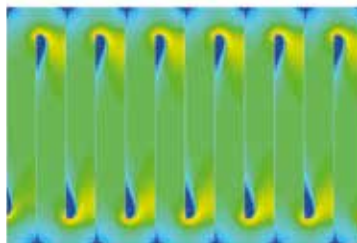




## Tagungsband

2. Regenerative Energietechnik  
Konferenz in Nordhausen  
7. - 8. Februar 2019



# Energiewende gestalten

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



Die ThEGA ist aktiv in den Bereichen



erneuerbare Energien,



Energie- und Ressourceneffizienz,



nachhaltige Mobilität,



kommunales Energiemanagement.





## Tagungsband

**2. Regenerative Energietechnik  
Konferenz in Nordhausen  
7.-8. Februar 2019**

RET.Con 2019

2. 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

© 2019 by Hochschule Nordhausen  
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-14-3

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Eröffnung</b>	<b>5</b>
Wesselak, V. Forderungen an die künftige Energiepolitik .....	5
<b>Session Bioenergie und Wasserstoff</b>	<b>10</b>
Reinhold, G. Biogasanlagen nach 20 Jahren EEG – Was ist möglich? .....	10
Braune, V.; Scholvin, F. Regionale Ressourcen für regionalen Kraftstoff – Optionen der Biomethanbereitstellung und -nutzung als Zukunftsoption für in Betrieb befindliche Biogasanlagen in Thüringen .....	18
Koch, D.; Bertram, D. Der Wasserstoffverbrennungsmotor als nachhaltige Alternative im stationären Anwen- dungsfall .....	25
<b>Session Solar- und Geothermie</b>	<b>41</b>
Mercker, O.; Hüsing, F.; Kastner, O.; Pärisch, P. Flächenreduktionspotenzial solarthermisch unterstützter Erdwärmekollektoren zur Behei- zung eines repräsentativen Mehrfamilienhauses mit 8 Wohneinheiten .....	41
Müller, S.; Koch, R.; Giovannetti, F.; Kastner, O.; Hafner, B. Simulationsstudie zur Leistungsfähigkeit hochselektiver und thermochromer Absorberbe- schichtungen für solarthermische Kollektoren .....	56
Paulini, S.; Plessing, T.; Brüggemann, D. Untersuchung des Vereisungsverhaltens unterschiedlicher Wärmeübertragergeometrien durch CFD-Simulation und Validierung von Modellaufbauten .....	71
Pleißner, F.; Francke, H.; Köhler, S.; Launer, J.; Pels Leusden, C. Lineare Optimierung eines Systems zur solaren Kühlung unter besonderer Berücksichti- gung unterschiedlicher Speicherkonzepte – ein Fall für oemof! .....	78
<b>Session Photovoltaik 1 und 2</b>	<b>91</b>
Jia, G.; Plentz, J.; Gawlik, A.; Andrä, G. Bifaciale Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium .....	91
Münter, S.; Wesselak, V.; Voswinckel, S.; Gerstenberg, L. Potentialinduzierte Degradationserscheinungen an bifacialen Photovoltaikmodulen – Ge- genüberstellung beschleunigter Alterungs- und Langzeituntersuchungen .....	95
Gerstenberg, L.; Wesselak, V.; Voswinckel, S.; Münter, S. Mehrertrag durch bifaciale Photovoltaik – Vorstellung eines Berechnungsmodells und Ver- gleich zwischen Simulation und Messung .....	107

Grabo, M.; Weber, D.; Paul, A.; Klaus, T.; Bermpohl, W.; Krauter, S.; Kenig, E.  
 Entwicklung eines thermischen 1D-Simulationsmodells basierend auf impliziten Finiten-  
 Differenzen zur Bestimmung der Temperaturverteilung in Solarmodulen ..... 114

Schneider, S.; Hüttl, B.; Gerstenberg, L.; Wesselak, V.; Voswinckel, S.; Schulze, S.  
 PV-FeldLab – Feldlabor für Vorort-Leistungsbestimmungen und Alterungsidentifikation von  
 Phtovoltaikgeneratoren ..... 128

**Session Energieeffizienz und Einsatz EE in industriellen Prozessen 134**

Stein, D.; Dölz, M.; Schlosser, T.  
 Versuchsfeld Kühlzelle ..... 134

Eisenmann, W.; Bruder, S.; Wössner, D.; Skworzow, V.; Agirman, Ö.; Henn, J.  
 Effizienzsteigerung von Heizgeräten im Gebäudebestand durch Absenkung der Heizkreis-  
 temperaturen mit Hilfe von Heitkörpern mit thermoelektrisch angetriebenen Ventilatoren ..... 145

Manz, P.  
 Nutzung industrieller Abwärme – Abhängig von der zukünftigen Energienachfrage der  
 Industriestandorte in Europa ..... 156

Golebniak, P.  
 Untersuchung von Potentialen zur Verbesserung der Energieeffizienz eines Kunststoff ver-  
 arbeitenden Unternehmens ..... 163

**Session Energiemanagement und Energiesysteme 173**

Wolf, J.; Pels Leusden, C.; Köhler, S.; Launer, J.  
 Flexibilisierung von KWK-Anlagen für wachsende Herausforderungen einer sicheren Strom-  
 und Wärmeversorgung ..... 173

Blenk, T.; Weindl, C.; Hertlein, T.-A.; Mladenovic, I.  
 Marktgesteuerte Flexibilisierung der Netznutzung und netzorientierter Lastausgleich ..... 185

Karlein, J.  
 Das Internet der Dinge (IoT) als treibende Kraft um den Klimawandel zu stoppen ..... 195

## Forderungen an die künftige Energiepolitik

Viktor Wesselak

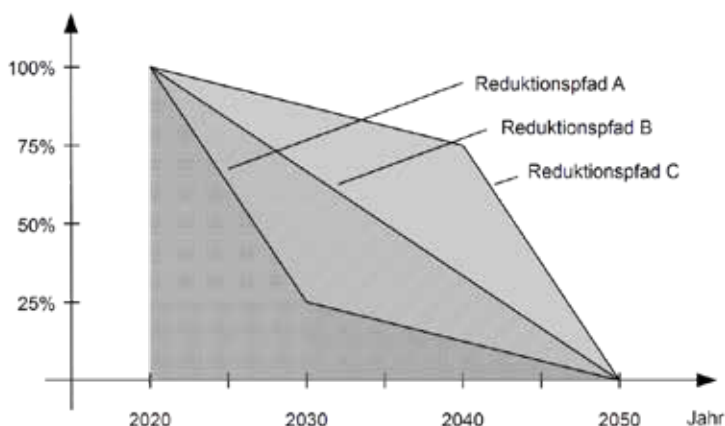
Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET)

Hochschule Nordhausen, Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, wesselak@hs-nordhausen.de

### 1. Bestandsaufnahme

Im Herbst 2018 waren auf der Erde so viele Treibhausgase freigesetzt worden, dass die durchschnittliche Erdtemperatur in den nächsten Jahren um 1,5 Grad über die langjährige Mitteltemperatur ansteigen wird. Damit ist ein wesentliches Ziel des Pariser Klimaabkommens – die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, nach Möglichkeit auf 1,5 Grad zu begrenzen – nur noch zu halten, wenn mittelfristig in Größenordnungen Treibhausgase wieder aus der Atmosphäre entnommen werden. Diese Annahme liegt beispielsweise dem IPCC-Bericht vom Oktober 2018 zu Grunde, der das 1,5-Grad-Ziel noch für erreichbar hält. Setzt sich der derzeitige weltweite Treibhausgasausstoß von knapp 40 Gigatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten pro Jahr bis 2035 fort, gilt das Gleiche auch für das 2-Grad-Ziel.<sup>1</sup> Über die Konsequenzen eines derartigen Temperaturanstiegs herrscht wissenschaftlicher Konsens, über die Notwendigkeit eines entschiedenen Handelns weitgehend auch politische Einsicht.

Leider verlaufen politischen Entscheidungsprozesse nicht immer linear und entlang des wissenschaftlichen Erkenntnisstandes. Insbesondere strukturelle Änderungen werden mit langen Übergangsfristen versehen oder es werden nur wenige fiskalische Impulse gesetzt und ansonsten einer Regelung über den Markt vertraut. Ein Beispiel für Ersteres sind der Kohleausstieg, Beispiele für Letzteres sind das Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien oder die Einführung der Elektromobilität. Die Motivation dabei ist, sich Zeit zu kaufen um die Partikularinteressen beispielsweise der Kohle- oder Automobilbranche zu schützen. Wir glauben, dass angesichts der vor uns liegenden Herausforderungen ein solches, politisches Handeln nicht mehr verantwortbar ist. Für die Erderwärmung ist die bisher und in den kommenden Jahren freigesetzte Gesamtmenge an Treibhausgasen relevant. Versteht man die Menge Treibhausgase, die zur Begrenzung des Temperaturanstiegs noch emittiert werden dürfen als ein Gesamtbudget, so erkennt man, dass schnelles Handeln extrem wichtig ist. Abbildung 1 veranschaulicht, dass bei gleichen verbleibenden Emissionen der Weg dorthin von hoher Relevanz ist. Die auf diesem Weg emittierten Treibhausgase ergeben sich als Fläche unter den Reduktionspfaden.



**Abbildung 1: Die Flächen unter den Reduktionspfaden geben die freigesetzte Treibhausgasmenge wieder. Man erkennt, dass bei gleichem Zielwert schnelles Handeln (A) zu deutlich geringeren Gesamtemissionen führt als langsames (C).**

<sup>1</sup> Die sich aus den aktuellen weltweiten Treibhausgasemissionen ergebende Zeit, die bis zur Erreichung der Klimaschutzziele noch verbleibt, kann durch einen CO<sub>2</sub>-Ticker visualisiert werden. Ein Beispiel dafür findet sich hier: <https://www.hs-nordhausen.de/forschung/inret/co2-ticker/>

Wir denken, dass ein ambitionierter Reduktionspfad erforderlich ist. Dass dieser bisher nicht besritten wurde, liegt - wie bereits erwähnt - nicht an fehlender Einsicht in die Notwendigkeit, sondern an einem eklatanten Widerspruch zwischen den politischen Zielsetzungen und dem politischen Handeln.

## 2. Welche Zielsetzungen hat die deutsche Klimapolitik?

Die deutsche Klimapolitik leitet ihre Zielsetzungen aus dem Pariser Klimaabkommen von 2015 ab, das eine klimaneutrale Gesellschaft ab Mitte des 21. Jahrhunderts zum Ziel hat. Gemäß den Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen hat Deutschland 2016 einen Klimaschutzplan mit nationalen Zielstellung bis 2050 sowie den konkreten Beiträgen aus den einzelnen Energiesektoren bis 2030 beschlossen. Sie sind in der Tabelle 1 zusammengestellt. Man erkennt, dass die Klimaziele für das Jahr 2030 nur mit einschneidenden Maßnahmen erreichbar sein werden. So werden für den überschaubaren Zeitraum von etwas mehr als einem Jahrzehnt eine Reduktion im Gebäude- oder Verkehrssektor von über 40 Prozent erwartet. Der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Energiewirtschaft soll sich sogar annähernd halbieren.

**Tabelle 1: Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland gemäß Klimaschutzplan in Mio.t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten**

	1990	2016	Diff. zu 1990	2030	Diff. zu 2016
Gesamtemissionen	1252	909	- 27,4 %	563	-38 %
- Landwirtschaft	90	72	- 20,0 %	< 61	- 15 %
- Gebäude	209	130	- 37,8 %	< 72	- 45 %
- Verkehr	163	166	+ 1,8 %	< 98	- 41 %
- Industrie	283	188	-33,6 %	< 143	- 24 %
- Energiewirtschaft	466	343	-26,4 %	< 183	- 47 %

Übersetzt man diese Zielsetzungen auf konkrete Maßnahmen, so bedeutet beispielsweise die Reduktion um 45 Prozent im Gebäudebereich, dass bis 2030 knapp jedes zweite Gebäude keine Treibhausgasemissionen mehr aufweisen darf. Dazu müsste sich die Sanierungsrate von derzeit 1 Prozent mehr als vervierfachen. Ähnlich lassen sich die Zielsetzungen im Verkehrsbereich illustrieren: eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 41 Prozent bedeutet, dass ein entsprechender Anteil emissionsfreier Fahrzeuge bis 2030 auf der Straße ist. Bei gut 45 Mio. PKW in Deutschland bedeutet dies, dass bis 2030 jedes Jahr 1,3 Mio. emissionsfreie PKW neu zugelassen werden müssten. Es ist in beiden Beispielen offensichtlich, dass diese Werte ohne massive politische Eingriffe nicht zu erreichen sind.

## 3. Welche Möglichkeiten stehen der Politik zur Verfügung?

Für das Erreichen bestimmter Ziele stehen der Politik neben der Aufklärung unterschiedliche Werkzeuge wie Ordnungsrecht, Besteuerung oder Subvention zur Verfügung (oder vereinfacht gesagt: Verbieten, Bestrafen oder Belohnen). Betrachtet man die Energiepolitik sind Beispiele für das Ordnungsrecht der Atomausstieg, die EnEV für Neubauten, das Verbot von ineffizienten Glühlampen oder die F-Gase-Verordnung. Ein viel diskutiertes Beispiel für die Besteuerung ist die CO<sub>2</sub>-Steuer, die besonders klimaschädigende Endenergieträger wie Kerosin, Benzin, Diesel und Erdgas verteuert und damit erneuerbare Energieträger attraktiver machen kann. Das Belohnungsprinzip wird dann angewendet, wenn erwünschtes Handeln durch Auszahlung von Fördergeldern unterstützt wird. Ein Beispiel dafür ist das Marktanreizprogramm. Nach zwei kurzen Exkursen soll der Frage nachgegangen werden, welche dieser Werkzeuge für das Erreichen der Klimaziele und einen Umbau des Energiesystems hin zu Klimaneutralität eingesetzt werden sollten.

### Exkurs 1: Der Markt wird's schon richten

Allen hier angestellten Überlegungen liegt unausgesprochen eine Setzung zu Grunde: die marktwirtschaftliche Organisation der Energiewirtschaft. Deutschland hat mit Ausnahme des natürlichen Monopols der Übertragungsnetzbetreiber einen vollständig liberalisierten Energiemarkt. Eine Regulierungsbehörde wacht über faire Wettbewerbsbedingungen. Die Begründung dafür ist die Effizienz, mit der der Markt in der Lage sei, die komplexe Aufgabe der Energieversorgung zu gewährleisten. Ob eine solche Organisation der Energiewirtschaft auch Transformationsprozesse schnell und effizient bewältigen



kann, muss zumindest hinterfragt werden. Vielmehr stehen politischen Vorhaben häufig Vorbehalte des Wettbewerbsrechts oder des Investorenschutzes entgegen, wie die Schiedsgerichtsverfahren nach dem Ausstieg aus der Kernenergie zeigten. Auch müssen für bestimmte technische Aufgaben erst künstlich Märkte geschaffen werden, wie der letztlich nicht realisierte Kapazitätsmarkt und der derzeit diskutierte Flexibilitätsmarkt.

Eine öffentlich-rechtliche Organisation der Energiewirtschaft hätte daher vielleicht den Vorteil, dass bei der Umsetzung der Energiewende wieder verstärkt technische Aspekte diskutiert würden und nicht juristische. Auch dürfte eine solche Organisationsform um die Renditeerwartungen der Energiewirtschaft ineffizienter sein, ohne dass sich dadurch die Energiepreise erhöhen würden.

## Exkurs 2: Die Energiewende ist kein Selbstläufer

Der Umbau des Energiesystems erfordert neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und von Netz- und Speicherinfrastruktur insbesondere Anstrengungen zur Senkung des Energiebedarfs und zur Steigerung der Energieeffizienz. Die Hoffnung, dass sich ein Großteil dieser Maßnahmen durch steigende Preise fossiler Energieträger von selber rechnen wird, ist bisher leider nicht aufgegangen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass bei zurückgehender Nachfrage Gas- und Ölpreise ebenfalls nachgeben und aus den bereits erschlossenen Lagerstätten mit der vorhandenen Infrastruktur letztlich nahe der Grenzkosten fossile Energieträger auf den Markt gebracht werden.

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen werden also nur durch flankierende Maßnahmen erreicht werden können. Dazu ist ein verlässlicher Rahmen – nennen wir ihn ruhig „Plan“ – zwingend erforderlich, auf den Versorger, Investoren und Verbraucher ihr Handeln abstellen können. Zur Erinnerung: Deutschland hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten bereits durch förderpolitische Auf- und Abs eine dezentrale Pflanzenölproduktion auf- und wieder abgebaut. Dasselbe gilt für die Biogas- und mit Einschränkungen auch für die Photovoltaikbranche. Inwieweit auch die vorhandenen Pumpspeicher- und GuD-Kapazitäten erhalten bleiben, ist derzeit noch offen – sicher ist nur, dass wir diese in einem zukünftigen Energiesystem brauchen werden.



**Forderung 1:** Die Energie- und Klimapolitik muss jetzt eine klare Vorstellung von unserem Energiesystem im Jahr 2050 entwickeln und kommunizieren. Sie muss Fragen nach der konkreten technologischen Ausgestaltung und den dahin führenden Transformationspfaden beantworten können. Das dafür notwendige staatliche Handeln muss verlässlich und sozial ausgewogen angelegt und erklärt werden.

## Marktanreizprogramme – Möglichkeiten und Grenzen

Die deutsche Energiepolitik setzt beim Umbau des Energiesystems derzeit überwiegend auf Marktanreizprogramme. Deren bekanntestes ist das EEG, das allgemein als großer Erfolg angesehen wird. Tatsächlich war der durch das EEG geschaffene Markt wirtschaftlich betreibbarer Energieerzeugungsanlagen im Strombereich ein wesentlicher Treiber für die industrielle Produktion von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit den entsprechenden Skaleneffekten in den Produktionskosten. Gleichzeitig wurde aber u.a. mit der Privilegierung kleinster Energieerzeugungsanlagen und einer zu langsamen Anpassung der Einspeisevergütung die Energiewende unnötig verteuert.



**Forderung 2:** Die Privilegierung kleinster Energieerzeugungsanlagen ist volkswirtschaftlich unsinnig und trägt durch erhöhte Umlagen den Kern einer Neiddebatte in sich. Sie sollte beendet und der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien ausschließlich über das Ausschreibungsmodell vorangetrieben werden. Der Umbau des Energiesystems muss kein Geschäftsmodell für Privatpersonen beinhalten, solange genug Kapital von professionellen Akteuren mobilisiert werden kann.



**Forderung 3:** Das Ausschreibungsmodell hat sich als ein effizienter Weg zur Ermittlung einer kostendeckenden Einspeisevergütung erwiesen. Die bisher ausgeschriebenen Leistungen im Photovoltaik- und Windbereich sind jedoch viel zu niedrig. Sie müssen deutlich aufgestockt werden: sowohl im Wind- als auch Photovoltaikbereich halten wir 3.000 MW pro Jahr für zwingend erforderlich.


## Ordnungsrecht – der Gott-sei-bei-uns der Energiepolitik

Ordnungsrechtliche Maßnahmen werden in Deutschland zur Förderung der Energiewende nur wenig eingesetzt. Zwar definieren EnEV und EEWärmeG den bau- und gebäudetechnischen Rahmen für das Gebäude der Zukunft, allerdings gelten diese nur für Neubauten sowie bei grundlegenden Sanierungen und werden in ihrer Einhaltung nur ungenügend überwacht. Die Umsetzung und Überwachung der ordnungsrechtlichen Vorgaben bei den Kraftfahrzeugemissionen soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden.

Dass auch einschneidende und vergleichsweise kurzfristige Maßnahmen im Energiebereich über das Ordnungsrecht umgesetzt werden können, zeigen Norwegen und die Niederlande: 2017 erklärte Norwegen, dass nach 2025 keine Neuwagen mit Verbrennungsmotor mehr zugelassen werden. 2018 beschlossen die Niederlande, dass ab sofort in Neubauten keine Gasheizungen mehr eingebaut werden dürfen.

## CO<sub>2</sub>-Steuer als Allheilmittel?

Um die Treibhausgasemissionen zu verringern und die externen Kosten der fossilen Energieträger abzubilden, wurde 2005 innerhalb der EU der Emissionsrechtehandel eingeführt, der sich bis heute (2018) als weitgehend unwirksam erwiesen hat. Eine andere Möglichkeit, die externen Kosten fossiler Energieträger in den Endenergiepreisen abzubilden ist eine CO<sub>2</sub>-Steuer. Wir halten dieses Werkzeug für ausgesprochen effektiv und empfehlen die Ablösung des Emissionsrechtehandels durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer, die ggf. auch im Alleingang in Deutschland eingeführt werden könnte. Auch hier kann Deutschland auf die positiven Erfahrungen anderer europäischer Staaten zurückgreifen: So ist es Dänemark gelungen mit einer vergleichsweise hohen Besteuerung von Erdgas Erneuerbare Energien effizient in den Wärmemarkt zu integrieren. Seit 2014 erhebt Frankreich eine CO<sub>2</sub>-Steuer, die jährlich ansteigt und im Jahr 2022 bereits bei 86 €/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent liegen soll.




**Forderung 4:** Deutschland führt als effektives Steuerungselement für die Reduktion klimarelevanter Treibhausgase eine CO<sub>2</sub>-Steuer ein, die ähnlich wie in Frankreich jährlich ansteigt und im Jahr 2030 nicht unter 80 €/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent liegen soll. Damit wird frühes Handeln belohnt und spätes bestraft. Ausnahmeregelungen sollten grundsätzlich vermieden werden. Die Steuermehreinnahmen werden zur sozialen Abfederung der Energiewende eingesetzt, indem z.B. die Einspeisevergütungen der EEG-Altanlagen daraus finanziert werden.

## 4. Gebäude und Verkehr als blinde Flecken der Energiepolitik


Während der Transformationsprozess in der Energiewirtschaft technisch weitgehend beschrieben ist, gilt dies für den Gebäude- und Verkehrssektor nur eingeschränkt. Hier unterscheiden sich die zukünftige Ausgestaltung sowie die dahin führenden Transformationspfade zum Teil deutlich. Beispiele sind die noch offene Frage nach den Anteilen von wasserstoff- und batteriegestützter Elektromobilität oder die konkrete Ausgestaltung des Standards für das klimaneutrale Gebäude. Einige Parameter dieser beiden Sektoren stehen aber auch heute schon ziemlich fest:

Ersten: der Raumwärmebedarf muss sich unabhängig von der Technologie seiner künftigen Deckung deutlich reduzieren - bis zum Jahr 2050 um mindestens die Hälfte des derzeitigen Endenergiebedarfs.



**Forderung 5:** Die Sanierung von Bestandsgebäuden muss zum politischen Ziel erklärt werden. Gebäudemindestdämmstandards sind für die kommenden Jahre zu definieren und die Eigentümer von Wohngebäuden zu verpflichten, zur Einhaltung der definierten Ziele Gebäudesanierungsfahrpläne aufzustellen. Deren Umsetzung wird steuerlich abzugsfähig, gefördert oder vorgeschrieben. Ab 2025 dürfen keine neuen fossilen Wärmeerzeuger mehr verbaut werden und in Wärmenetzen wird ein steigender regenerativer Wärmeanteil vorgeschrieben.

Zweitens: mit einer hohen Wahrscheinlichkeit wird die zukünftige Mobilität auf elektrischen Antrieben beruhen. Synthetische Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren werden sich voraussichtlich auf Grund ihrer geringen Effizienz entlang der Prozesskette nicht durchsetzen. Wirkungsvolle Markteinführungsprogramme sollten durch ordnungspolitische Maßnahmen flankiert werden.



**Forderung 6:** Spätestens ab 2030 dürfen keine Neuwagen mit Verbrennungsmotor mehr zugelassen werden. Zur Reduktion der Emissionen gilt ab sofort für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ein Tempolimit von 120 km/h. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor dürfen Innenstädte nicht oder nur eingeschränkt befahren. Der öffentliche Nahverkehr in Deutschland wird weitgehend steuerfinanziert.

## 5. Fazit

Zu langsam und zu wenig – so lässt sich die deutsche Energie- und Klimapolitik der letzten Dekade zusammenfassen. Gleichzeitig werden (aus Einsicht in die Notwendigkeit?) immer anspruchsvollere Zielsetzungen für immer kürzere Zeiträume aufgerufen (siehe „eine Million Elektroautos bis 2020“). Es wird aber auf die Ausgestaltung der Umsetzung sowie die Umsetzungsgeschwindigkeit ankommen.

So der Markt den Umbau des Energiesystems verwirklichen soll, halten wir eine hohe, zeitlich progressive CO<sub>2</sub>-Steuer für das unverzichtbare Kernelement, flankiert vom Ausbau Erneuerbarer Energien mittels Ausschreibungen sowie ordnungsrechtlichen Vorgaben für den Gebäudebestand und den Kraftfahrzeugverkehr.

## Biogasanlagen nach 20 Jahren EEG – Was ist möglich?

Dr. Gerd Reinhold

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Jena

### Abstract

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Dementsprechend erfüllen mehr als 60 % der BGA nicht die Forderung nach 150 d Verweilzeit. Ausgehend von den rechtlichen, vergütungsseitigen und strukturellen Rahmenbedingungen des EEG 2017 ist ein Weiterbetrieb in einer zweiten Förderperiode in folgenden Auslegungsvarianten, die im Beitrag hinsichtlich Vor- und Nachteile diskutiert werden, möglich:

- Realisierung der im EEG geforderten Überbauung durch Leistungsreduzierung bei Verzicht auf NAWARO-Einsatz zur Umgestaltung als "Gülleanlage"
- Eigenstromerzeugung bei ausgeglichenem hohem Strombedarf am Standort
- Umgestaltung der Anlage als BGA zur Biomethaneinspeisung
- BGA zur Eigenwärmeerzeugung bei hohem Wärmebedarf
- Abschaltung der BGA und Nutzung von Fermenter und Nachgärbehälter als Güllelager
- Änderung des Inbetriebnahme-Datums bei mehr als 50 % Re-Invest.

### 1. Problemstellung

Die landwirtschaftliche Biogaserzeugung und -verwertung ist heute ein wichtiger Betriebszweig der Landwirtschaft. Die Anlagen liefern mit 28 TWh erneuerbarem Strom und 12,6 TWh KWK-Wärme einen wesentlichen Beitrag für die Energiewende. Flexible BGA eignen sich darüber hinaus dazu, die Schwankungen aus den fluktuierenden erneuerbaren Quellen Wind und Photovoltaik auszugleichen. Im landwirtschaftlichen Bereich können die Anlagen besonders in Ackerbauregionen die Funktion der Tierhaltung übernehmen und durch die Verwertung unterschiedlicher Substrate Fruchtfolgen auflockern sowie ökologische Aufwüchse einer gezielten Nutzung zuführen. Die anfallenden Gärprodukte tragen zum internen Nährstoffkreislauf in der Landwirtschaft und zur Humusreproduktion bei. Unter Umweltgesichtspunkten leisten die Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasen und zur Verminderung von Geruchsemissionen tierischer Exkremente sowie deren Hygienisierung.

In der Folge der EEG-Novellen 2004 und 2009 wurden verstärkt gülledominierte Biogasanlagen (BGA) in Thüringen errichtet. Diese Jahrgänge dominieren noch heute den Anlagenbestand. Während im EEG 2004 besonders 500 kW-Anlagen die Vorzugslösung waren, stellten im EEG 2009 kleinere BGA möglichst mit Satelliten BHKW, häufig die ökonomisch günstigste Variante dar. Das EEG 2012 bevorzugte die etwas größeren Anlagen und das EEG 2014 brachte den BGA-Bau aufgrund einer drastischen Vergütungskürzung fast vollständig zum Erliegen.

Mit dem EEG 2017 wurde das bisherige Fördersystem auf einen obligatorischen Ausschreibungsmechanismus umgestellt, der für alle Biomasseanlagen über 150 kW installierter Leistung vorgeschrieben ist. Die dabei festgesetzte Gebotsobergrenze (2018) von 14,73 ct/kWh für Neuanlagen führt dazu, dass über Ausschreibungen nahezu keine Neuanlagen errichtet werden. Auch Bestandsanlagen, die sich für eine zweite Förderperiode bei einer Gebotsobergrenze von 16,73 ct/kWh bewerben konnten, erreichten nicht, dass der sehr kleine Ausbaupfad von 150 MW/a für

Biomasse nur zu 34 % ausgeschöpft wurde. Insgesamt ist einzuschätzen, dass selbst bei Ausschöpfung der Ausbaukorridore von 150/200 MW/a die Stromeinspeisung aus Biomasse ab 2020 deutlich zurückgehen und 2035 ein Niveau von nur 22,3 % der derzeitigen Stromeinspeisung erreichen wird.

Biomasse, als neben der Wasserkraft einzig nicht fluktuierende erneuerbare Energie, wird somit aufgrund der Rahmenbedingungen nur sehr wenig zu Erfüllung der ambitionierten Ausbauziele genutzt. Aber gerade Länder wie Österreich oder Norwegen zeigen, dass hohe Anteile an erneuerbarer Energie am Strommix nur erreichbar sind, wenn steuerbare nicht fluktuierende Quellen wesentlich an der Stromerzeugung beteiligt sind. Auch bei wesentlicher Überbauung der PV- und Windkapazitäten müssen „must run“-Kapazitäten vorgehalten werden, wenn nicht über Strom- Ex- und Import das Problem ins Ausland verlagert werden soll.

## 2. Ausschreibungsverfahren

Eine Voraussetzung zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und damit einer 2. Förderperiode über 10 Jahre ist, dass BGA doppelt überbaut sein müssen und dass eine gültige Genehmigung für den Weiterbetrieb vorliegt. Eine Eigennutzung von Strom ist im Rahmen der Ausschreibung ausgeschlossen.

Entsprechend des Flexibilisierungsumfangs sind verschiedene Aufwendungen zu beachten, die von der Erweiterung der BHKW- und Gasspeicherkapazitäten über die Vergrößerung des Trafos bis zur Anpassung des Entschwefelungsverfahrens und den Austausch der Gasleitungen reichen (Tab. 1). Es ist festzustellen, dass je nach Grad der Flexibilisierung und Zustand der Bestandsanlage sehr unterschiedliche investive Vorleistungen erforderlich werden.

**Tab. 1: Arten der Flexibilisierung**

Parameter	Leistungs- reduzierung	mittlere Flexibilisierung	starke Flexibilisierung
<b>Flex-Umfang</b>	50 %	120 – 200 %	200 – 500 %
<b>Veranlassung</b>	Restlaufzeit nutzen	Fahrplan u. ggf. Regel- energie	vergütungsoptimierte Fahrweise und Regelenergie
<b>Investitionsbedarf</b>	keiner	gering bis mittel	hoch bis sehr hoch
<b>Investition für</b>	-	BHKW-Kapazität, ggf. Gasspeicher, ...	BHKW-Kapazität, Gasspeicher, Gasleitungen, Entschwefelung, Reingasspeicher, ...
<b>Substratkosten</b>	deutlich reduziert	gering reduziert (Wirkungsgrad)	gering reduziert bis unverändert
<b>Erlöse</b>	50 % + Flexzu- schlag + ggf. Markterlös	100 % + Flexzuschlag + Marktmehrerlös + Mehrerlöse nur bei bedarfsgerechter Erzeugung	

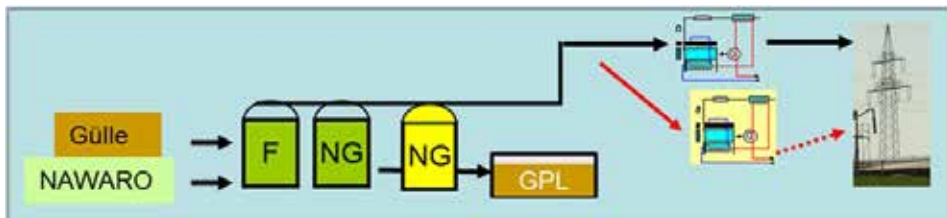
## 3. Handlungsoptionen

### 3.1 Doppelt überbaut in die Ausschreibung

Bei der doppelten Überbauung ist in der Regel eine neue Genehmigung erforderlich. Zusätzlich sind Investitionen in die Anlagentechnik erforderlich die zu Mehrkosten führen. Auch ist zu erwarten, dass bei der weiteren Flexibilisierung auf dem heutigen Niveau der Flex-Deckel voraussichtlich in den nächsten ein bis zwei Jahren erreicht werden wird. Damit fällt ca. 1 ct/kWh für die Deckung der Kosten

der doppelten Überbauung weg.

Besonders die Realisierung der geforderten 150 Tage gasdichter Verweilzeit führt bei gülledominierten Bestandsanlagen (Investitionsumfang: 50 bis 80 €/m<sup>3</sup> Behältervolumen) zu einer oft nicht tragfähigen weiteren Kostenbelastung. Der Ausweichtatbestand, über ein nachgewiesenes maximales Restgaspotential von maximal 1,5 %, die 150 Tage gasdichte Verweilzeit nicht realisieren zu müssen, ist im EEG 2017 nicht mehr vorgesehen.



**Abb. 1: BGA mit doppelter Überbauung (F-FERMENTER, NG-Nachgärer, GPL-Gärproduktlager)**

Die Vorteile dieser Variante sind ein Weiterbetrieb mit bisheriger Leistung, Mehrerlöse aus Flexzuschlag und die Sicherung der Wärmelieferung. Dem stehen aber als Nachteile ein hoher Investitionsaufwand (BHKW, Trafo, Gasspeicher und -leitungen ...) als finanzielle Vorleistungen und somit Wirtschaftlichkeitsfragen sowie die erforderliche Neugenehmigung entgegen. Die Chancen für einen wirtschaftlichen Betrieb von Bestandsanlagen werden auch aufgrund der Degression der Gebotsobergrenze weiter abnehmen. Höhere Flexibilisierungen steigern den Umrüstaufwand und das wirtschaftliche Risiko. Nur bei perspektivischer deutlicher Steigerung der Preisausschläge an der Börse können solche Konzepte eine Berechtigung haben.

Somit ist diese Handlungsoption nur für sehr wenige hoch effiziente Anlagen mit geringem Nachinvestitionsbedarf denkbar, sofern die Flexibilisierung bereits über die Flexprämie realisiert und finanziert wurde.

### 3.2 Leistungsverminderung

Ein sehr guter technischer und baulicher Zustand der Anlage sowie eine dem Förderzeitraum entsprechende Restnutzungsdauer der wesentlichen Anlagenteile stellt eine Voraussetzung für den ökonomischen erfolgreichen Übergang in die zweite Förderperiode dar. Besonders bei älteren gülledominierten BGA Thüringens zu erwarten, dass die Realisierung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum nicht finanzierbar ist, da ja oft auch noch die Errichtung einer Umwallung zu erheblichen Investitionen führt.

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Exkrememente liegen die mittleren hydraulischen Verweilzeiten oft bei 50 bis 70 Tagen. Eine Leistungsreduzierung kann in der Regel ohne neue Genehmigung und mit geringen investiven Vorleistungen erfolgen.

Durch Reduzierung des Gülleanteils lässt sich das Problem der 150 Tage gasdichter Verweilzeit und die geforderte Überbauung in der Regel realisieren. Allerdings führt die Reduzierung der Güllemenge zu einer Steigerung der spezifischen Substratkosten, da das kostenarme Substrat reduziert wird. Da eine gemeinsame Lagerung von Gärprodukt und Wirtschaftsdünger aus Emissionsschutzgründen nicht sinnvoll ist, muss oft zusätzlich in ein neues Güllelager investiert werden (Abb. 2).



### 3.3 Biogaserzeugung außerhalb des EEG

Wird die Ausschreibung nicht gewonnen, so kann die bedarfsgerechte Erzeugung von Eigenstrom auf Basis von Wirtschaftsdünger und Reststoffen im Netzparallelbetrieb eine weitere mögliche Alternative sein. Es entfallen die Bereitstellungskosten für die NAWARO. Da die Leistungsbegrenzung der 75 kW-Gülleanlagen nicht greifen, man außerhalb des EEG arbeitet und für reine Gülleanlagen in der VDI 3475 auch keine Mindestverweilzeit gefordert ist, ergibt sich die Option für einen wirtschaftlich tragfähigen Betrieb.

Die Strombezugskosten für die Agrarbetriebe (Bezug 100 MWh/a) liegen zwischen 18 ... 19 ct/kWh und sind abhängig von der genutzten Wirkarbeit und dem Leistungsbezug. Bei höherem Strombezug sind entsprechend niedrigere spezifische Werte möglich. Ausgehend von der Höchstgebotsgrenze im EEG 2017 von 16,73 ct/kWh im Jahre 2018 und den gleichzeitigen Anforderungen, die Anlagen zu überbauen, liegt der Gedanke nahe, Bestandsbiogasanlagen nach dem Ende der 1. Förderperiode auf Eigenstromerzeugung umzustellen, da die Forderungen des EEG wie doppelte Überbauung, 150 Tage gasdichte Verweilzeit etc. entfallen.

In Mitteldeutschland sind mehr als 90 % der BGA an Tierhaltungsstandorten errichtet worden, die sich durch hohe massebezogene Gülleanteile am Substratmix von 50 % bis 90 % auszeichnen. Aufgrund des geringen TS-Gehaltes der Exkremete liegen die mittleren hydraulischen Verweilzeiten bei 50 bis 70 Tagen. Eine Umsetzung der Anforderung von 150 Tagen Verweilzeit im gasdichten Raum würde zu erheblichen Investitionsbedarfen in zusätzliches Faulraumvolumen führen und damit, besonders für die güllebetonten Anlagen, die Chancen auf eine wirtschaftlich tragfähige 2. Förderperiode deutlich verschlechtern.

Eine betriebliche Voraussetzung ist, dass ein möglichst ausgeglichener Strombezug besteht, der durch den Regelbereich des BHKW von 50 ... 100 % weitgehend abgedeckt werden kann. In diesem Falle ist zu prüfen, welcher Stromanteil aus den verfügbaren Wirtschaftsdüngern erzeugt werden kann. Aus den vom Energieversorger beziehbaren Strombedarfswerten aus den ¼ Stundenmessungen lässt sich leicht das Wochen- und Jahresprofil bewerten, aber auch Maßnahmen zur Glättung der Stromkurven ableiten, um eine bessere Passfähigkeit aus BHKW-Einspeisung und Verbrauch zu erreichen.

Die Prüfung der Machbarkeit der Eigenstromerzeugung erfolgt anhand einer im Jahr 2001 errichteten BGA mit 3 000 m³ Faulraum, die 80 m³ Rindergülle, 10 t/d Silomais und 1,9 t/d Grassilage füttert. Allein aus der Gülle lassen sich 220 kW Bemessungsleistung generieren. Die Leistungskurve eines Milcherzeugers zeigt einen Strombedarf zwischen 50 und 130 kW, bei einer Stromspitze am Morgen und einem ausgeprägten Tageslastprofil (Abb. 3).

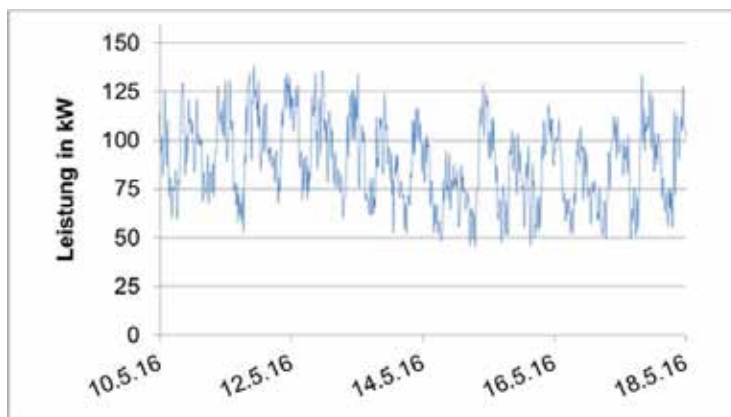
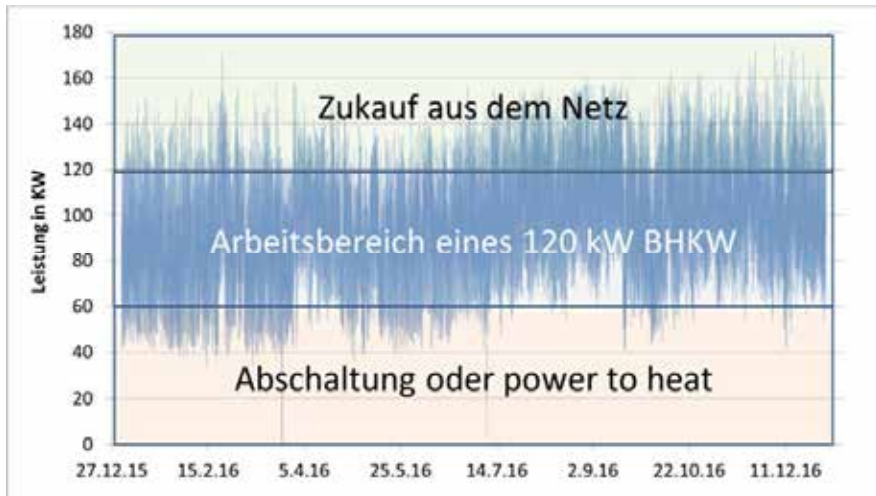


Abb. 3: Wochengang des Strombezugs



Anhand der Jahreskurve des Strombezugs im Beispielbetrieb ist zu erkennen, dass unabhängig von der BHKW-Auslegung, Zeiten mit zusätzlichem Netzbezug auftreten, da die BHKW-Leistung nicht für alle Lastspitzen ausreicht (Abb. 4). Zusätzlich treten Phasen auf, in denen besonders nachts der Strombedarf unter die 50%-Grenze des BHKW fallen würde. Es liegt der Gedanke nahe, mit einer Aufteilung in ein Grundlast-BHKW und ein Spitzenlast-BHKW, dass die Strombedarfskurve gut nachgefahren werden kann. Es stellte sich dabei heraus, dass der Eigenbedarf fast vollständig abgesichert wird, doch führte diese Auslegung mit 2 BHKW zu 4 663 Startvorgängen, verteilt über beide Aggregate. Da diese Werte auch aus Verschleißsicht nicht realisierbar sind, erscheint die Auslegung mit nur einem BHKW vorteilhafter.



**Abb. 4: Jahresleistungskurve und Arbeitsbereich des BHKW**

Bei unterschiedlichen BHKW-Größen zeigt sich in der Modellierung, dass eine Abdeckung des Strombedarfs von 85 bis fast 94 % erreichbar ist (Tab. 2). Zur Abdeckung der nicht abgedeckten Bedarfsspitzen ist noch ein Bezug je nach BHKW-Auslegung von 0,4 bis zu 112 MWh erforderlich. Aufgrund der Unterschreitung der minimalen BHKW-Leistung resultieren je nach BHKW-Größe zwischen 0,3 und 14 MWh zusätzlichen Stromverbrauch, um ein Abschalten in diesen Zeiträumen zu verhindern. Über einen zusätzlichen Verbraucher (z.B. eine power-to-heat-Anlage) könnte der Strom in Wärme gewandelt werden. Wird die Abschaltung in Kauf genommen, so entstehen zusätzliche Startvorgänge, die zu Lasten der BHKW-Lebensdauer gehen.

**Tab. 2: Abdeckung des Strombedarfs, BHKW-Schaltvorgänge und power to-heat-Arbeit**

BHKW Größe	Abdeckung Strombedarf	Netzbezug	Abschaltung wegen BHKW Minimalleistung	power to heat Strommenge
kW	%	MWh	Anzahl	MWh
90 kW	86,4%	111,8	171	0,3
100 kW	90,9%	69,1	422	0,8
110 kW	93,3%	38,6	801	2,0
120 kW	93,9%	18,6	1154	3,7
130 kW	92,7%	7,2	1466	6,2
150 kW	85,3%	0,4	2151	14,0

Es zeigt sich, dass der höchste zu erreichende Autarkiegrad von > 93 % zwischen 110 und 130 kW installierter BHKW-Kapazität erreicht wird. Ausgehend vom Wärmekonzept ist zu entscheiden, welche Leistung der zusätzliche Stromverbraucher (power-to-heat-Anlage) haben sollte, oder ob eine zeitweise Abschaltung toleriert werden kann.

Die bedarfsoptimierte Fahrweise erfordert zusätzlichen Gasspeicherbedarf. Ausgehend von einer 1000 m<sup>3</sup> Speicherfüllung zu Beginn der Periode, zeigt sich, dass bei täglich angepasster Fütterung ein Speicherbedarf von ca. 260 Nm<sup>3</sup> ausreichend für die flexible bedarfsorientierte Fahrweise zur Eigenstromerzeugung ist.

Der untersuchte Agrarbetrieb hat ein Wärmekonzept und nutzt im Jahresdurchschnitt 1 704 MWh Wärme. Der Prozesswärmebedarf der Biogasanlage ist aufgrund der geringen Raumbelastung von nur 1,2 kg/m<sup>3</sup> d und des hohen Wärmebedarfs für die Gülleaufheizung relativ hoch. Es zeigt sich, dass das BHKW nur im Sommer ausreichend Wärme zur Verfügung stellen kann. Zur Absicherung bietet sich eine saisonale Fahrweise der BGA an. Im Winterhalbjahr wird die gesamte anfallende Gülle eingesetzt und die überschüssige Gasmenge über den vorhandenen Gaskessel in Wärme umgesetzt. Damit könnte der Wärmebedarf fast vollständig abgesichert werden. Zur Verringerung des Prozesswärmebedarfs lässt sich der 2. Fermenter als Speicherdurchflussfermenter ohne Heizung betreiben. Ein zusätzlicher Effekt ist die Generierung von zusätzlichem Gärproduktlager, welches im Rahmen der Umsetzung der Düngeverordnung dringend gebraucht wird.

Vorteilhaft an diesem Konzept ist, dass hier keine Überbauung erforderlich wird, Kosten für eine neue Wärmeerzeugungsanlage und den Brennstoff gespart werden. Allerdings ist nach heutigem Recht auf den ausschließlichen Eigenverbrauch die EEG-Umlage auf den selbst erzeugten Strom fällig. Damit würde solch ein Konzept schnell unwirtschaftlich werden, weshalb nach heutigen Rahmenbedingungen diese Option nicht zu empfehlen ist.

### 3.4 sonstige Optionen für den Weiterbetrieb der BGA

Folgende mögliche weitere Optionen ergeben sich in Abhängigkeit von den verfahrenstechnischen, agrarstrukturellen und regionalen Bedingungen:

- Bei ausreichend hohem und ganzjährigem Wärmebedarf, z.B. für die Verarbeitung (Fleischer, etc.) bzw. ganzjährige Trocknung ist ein Betrieb der BGA allein zur Wärmeerzeugung denkbar.
- Besitzt die BGA eine ausreichende Größe, bzw. befinden sich weitere BGA in unmittelbarer Nähe ist der Aufbau einer Anlage zur Biomethanherzeugung und Einspeisung in das Erdgasnetz bzw. die Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff denkbar.
- Eine weitere, wenn auch nicht optimale Möglichkeit, besteht darin, die Behälter als Güllelagerbehälter umzurüsten, um die Forderungen der Düngeverordnung besser erfüllen zu können.

## 4. Zusammenfassung

Mit dem Auslaufen der ersten Förderperiode des EEG stehen die Betreiber von Biogasanlagen nach 20 Betriebsjahren vor der Entscheidung, ob und unter welchen Bedingungen die Anlagen weiter betrieben werden sollen. Besonders für BGA die vor bzw. in 2001 in Betrieb genommen wurden, besteht nur noch bis 2019 die Möglichkeit, ohne Vergütungslücke an der Ausschreibung teilzunehmen. Die notwendigen technischen Vorleistungen dazu sind sehr hoch (doppelte

Überbauung, 150 Tage Verweilzeit im gasdichten Raum, Umwallung, Trafo- und Gasspeichervergrößerung). Insgesamt ist anlagenindividuell zu prüfen, wie die geforderte Überbauung erreichbar ist und zu welchem Gebotspreis an der Ausschreibung teilgenommen werden kann.

Alternativ zur Ausschreibung, bzw. wenn das abgegebene Gebot keinen Zuschlag erhält, ist für größere Agrarbetriebe die güllebasierte Eigenstromerzeugung denkbar. Bei entsprechend hohem ausgeglichenen Strombedarf kann dies eine lohnenswerte Alternative sein. Allerdings erschweren die rechtlichen Regelungen der EEG-Umlage auf Eigenstrom solche Konzepte.

## Regionale Ressourcen für regionalen Kraftstoff – Optionen der Biomethanbereitstellung und -nutzung als Zukunftsoption für in Betrieb befindliche Biogasanlagen in Thüringen

Volkmar Braune<sup>1</sup>, Frank Scholwin<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Ohra Energie GmbH, Fröttstädt

<sup>2</sup> Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Weimar

### Abstract

In einer Studie wurde die Machbarkeit der Nutzung von Biogas als Kraftstoff aus Bestandsbiogasanlagen untersucht. Viele Biogasanlagen stehen kurz vor dem Auslaufen der EEG-Vergütung. Vor dem Hintergrund der Diskussion um die Zukunft von Dieselfahrzeugen stellt zum einen Erdgas als Kraftstoff, das technisch problemlos durch Biogas ersetzt werden kann, eine hervorragende Alternative mit deutlich geringeren Emissionen dar. Beim Einsatz von Biogas kann der Verkehr CO<sub>2</sub>-neutral bzw. CO<sub>2</sub>-negativ erfolgen. Die Untersuchung der Situation von 23 Biogasanlagen in Thüringen hat zu dem Schluss geführt, dass die Bereitstellung von Biogas als Kraftstoff in Thüringen technisch machbar und unter günstigen Rahmenbedingungen auch ökonomisch sinnvoll ist.

### 1. Einleitung

Biogas soll in Thüringer Biogasanlagen produziert, auf Fahrzeugtreibstoffqualität aufbereitet und an einer Tankstelle verfügbar gemacht werden. Damit soll fossiler Diesel ersetzt und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß in Thüringen reduziert werden. Darüber hinaus soll dazu beigetragen werden, eine Perspektive der vom Auslaufen der EEG-Förderung stark gefährdeten Biogasanlagen in Thüringen zu schaffen.

Um sowohl die Chancen und Risiken eines derartigen Vorhabens einschätzen zu können als auch einen Standort für die Umsetzung zu identifizieren wurde eine Machbarkeitsstudie initiiert, mit finanzieller Förderung durch den Freistatt Thüringen bzw. die Thüringer Aufbaubank mit Mitteln aus dem EFRE Programm realisiert und durch das Konsortium aus Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie, Fachverband Biogas e.V. und Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk e.V. durchgeführt.

In der Machbarkeitsstudie wurden die rechtlichen, technischen und ökonomischen Grundlagen zusammengetragen, Fördermöglichkeiten evaluiert, der Biogasanlagenbestand im Einzugsgebiet der Ohra Energie GmbH detailliert hinsichtlich der Eignung und des Interesses an der Umsetzung eines derartigen Projektes befragt, denkbare technische Konzepte untersucht, technisch, ökonomisch und ökologisch bewertet sowie das Absatzpotenzial durch Befragung von Flottenbetreibern in der Region analysiert.

### 2. Marktsituation

In Deutschland sind zur Zeit knapp 100.000 Erdgasfahrzeuge in Betrieb, für die deutschlandweit mehr als 900 Erdgastankstellen zur Verfügung stehen. Die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff steigt kontinuierlich leicht an, die von den Fahrzeugherstellern angebotene Modellpalette wird aktuell deutlich erweitert. Vom kleinen PKW (z.B. VW Lupo) über Mittelklassewagen (vom VW Golf bis zum Audi A5), über leichte Lastwagen (z.B. IVECO) bis hin zu Bussen und schweren LKW kann für fast jeden Anwender ein CNG-Fahrzeug gefunden werden.

Die Bereitstellung und Nutzung von CNG ist Stand der Technik, ist technisch als vollkommen sicher

anzusehen und bietet deutliche ökonomische Vorteile beim Fahrzeugbetrieb, insbesondere für Fahrzeuge, die hohe Kilometerleistungen pro Jahr aufweisen (> 15.000 km).

Biogas spielt als Kraftstoff bisher eine geringe Rolle. Nur Biogas aus Reststoffen wird zum Teil als Fahrzeugtreibstoff vermarktet. Der höhere Einkaufspreis im Vergleich zum Erdgaspreis kann durch Erhalt der Biokraftstoffquote bzw. Treibhausgasvermeidungsquote kompensiert werden.

### 3. Umweltwirkungen

Der Handlungsdruck im Verkehrssektor, die politisch gesteckten Ziele hinsichtlich der Reduktion von Klimagasemissionen zu erreichen, ist enorm. Abb. 1 veranschaulicht die reale Entwicklung im Vergleich zu den gesteckten Zielen. Biogas ist unter den biogenen Kraftstoffen in jedem Fall – unabhängig ob aus Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen erzeugt – die beste Alternative hinsichtlich der erreichbaren Reduktion von Klimagasemissionen (Siehe Abb. 2).

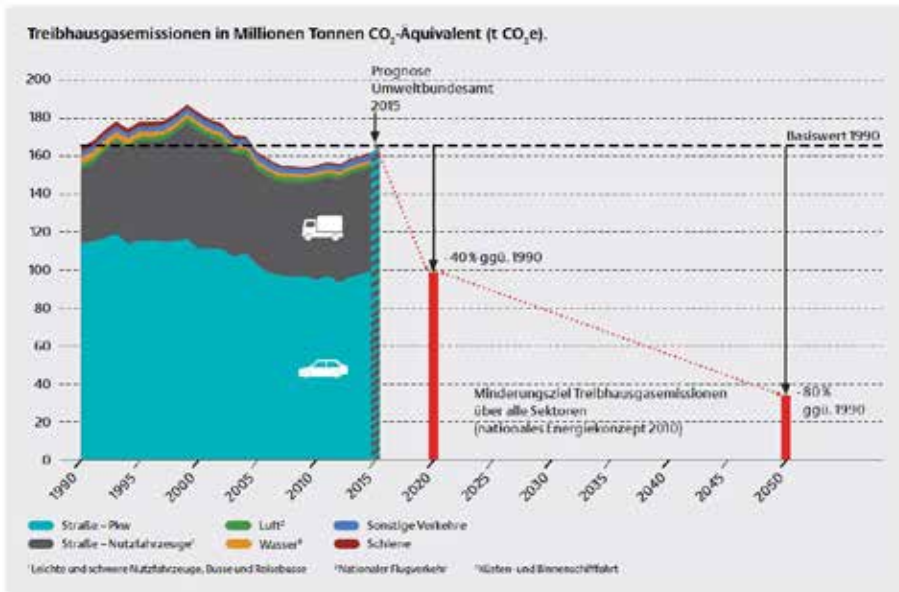


Abb. 1: Treibhausgasemissionen in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent [1]

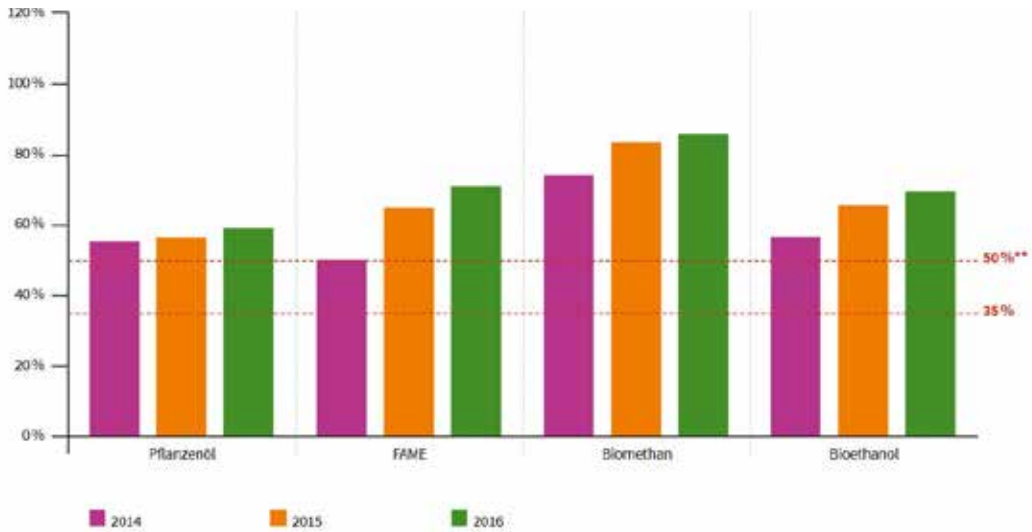


Abbildung 2: THG-Einsparung Biokraftstoffe aus Nachhaltigkeitsnachweisen in der staatlichen Datenbank Nabisys\*

\* Treibhausgasemissionen gegenüber dem fossilen Vergleichswert (83,8g CO<sub>2</sub>-Ä/MJ), wobei weder die Einsatzart (Biobrenn- oder Biokraftstoff) noch der Einsatzort (Staat) berücksichtigt wurde. Dargestellt ist das gewichtete Mittel der Treibhausgasemissionen, der in den Vergleichszeiträumen eingestellten Nachhaltigkeitsnachweise durch die Hersteller von Biokraft- und Biobrennstoffen (sogenannte letzte Schnittstellen).

\*\* gesetzlich vorgeschriebene Treibhausgasemissionsminderungspflicht ab dem 01.01.2018

Abb. 2: THG-Einsparung Biokraftstoffe aus Nachhaltigkeitsnachweisen [2]

Neben der Reduktion von Klimagasen führt der Einsatz von CNG und LNG zusätzlich zu erheblichen Reduktionen von Emissionen bezüglich Feinstaub, Stickoxiden und Lärm (siehe Abb. 3).

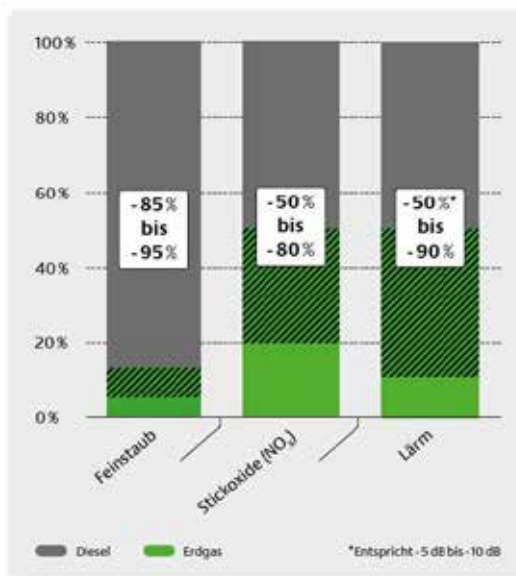


Abb. 3: Emissionsminderung bei Ersatz des Diesel durch Erdgas [1]

#### 4. Technische Konzepte für die Lieferkette Biogasproduktion – Transport – Zwischenspeicherung – Tankstelle

Ausgehend von der Kenntnis typischer Biogasanlagen und den technischen Möglichkeiten der Biogasproduktion, -aufbereitung auf Erdgasqualität, der Verknüpfung von Biogasanlagen mit dem Erdgasnetz und CNG-Tankstellen wurden Bereitstellungskonzepte definiert, die grundsätzlich in Thüringen Anwendung finden können.

Es wurden zusätzlich Konzepte zur Bereitstellung von verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG, qualitativ gleichwertig mit LNG) betrachtet. Bereits nach einer sehr groben Kalkulation wurde klar, dass eine wirtschaftliche Bereitstellung von LNG aus Biogas im kleinen Maßstab bei <250 m<sup>3</sup>/h Biogasproduktion nicht, bzw. nur mit extrem hoher Förderung möglich ist. Vor diesem Hintergrund wird vergleichsweise nur eine Bio-LNG-Bereitstellungsvariante mit 250 m<sup>3</sup>/h Biogasnutzung betrachtet.

Es wurden folgende Konzepte untersucht:

- LokalTank: Netzferne lokale Tankstelle
- LokalTankBackup: Lokale Tankstelle mit Gasnetz-Backup
- EinspeisungLokalTankBackup: Kombination von Biogaseinspeisung und lokaler Tankstelle mit Gasnetz-Backup
- EinspeisungNetzTank: Kombination von Biogaseinspeisung und Tankstelle mit bilanzieller Gasentnahme an einem anderen Standort
- MobilTransportTank: Kombination von Biogasaufbereitung und Tankstelle mit mobilem Transport zwischen Biogasproduktionsanlage und Tankstellenstandort(en)
- Bio-LNG: Kombination von Biogasaufbereitung und Biomethanverflüssigung zu Bio-LNG und LNG-Tankstelle mit mobilem Transport zwischen Biogasproduktionsanlage und Tankstellenstandort(en)

Die technischen Untersuchungen haben gezeigt, dass eine lokale Tankstelle mit Gasnetz-Backup besondere Vorteile für die Umsetzung bieten. Dies bedeutet, dass an Standorten mit Gasnetzanschluss die Kraftstoffbereitstellung über die Installation einer CNG-Tankstelle mit direkter Verknüpfung an eine lokale, in der Größe angepasste Biogasaufbereitungsanlage erfolgt. Für den Fall des Ausbleibens einer ausreichenden Biogasmenge aus der Biogasproduktion oder einer Kraftstoffabnahme deutlich über der kalkulierten Menge kann Biomethan über das Erdgasnetz an die Tankstelle geliefert werden. Das Konzept wird in Abb. 4 veranschaulicht.



Abb. 4: Konzept der Installation einer lokalen Tankstelle mit Gasnetz-Backup

Ein derartiges Konzept weist eine Reihe von Vorteilen, aber auch Herausforderungen auf. Diese sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

**Tab. 1: Vor- und Nachteile einer lokalen Tankstelle mit Gasnetz-Backup**

Vorteile	Herausforderungen
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kein administrativer, technischer und Kostenaufwand für die Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz</li> <li>• Ermöglicht ggf. für Bestandsanlage Wechsel in Flex-Betrieb ohne zusätzliches BHKW</li> <li>• 100% Verfügbarkeit von Gas durch den Gasnetzanschluss gegeben, auch bei erhöhter Kraftstoffnachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Überschusseinspeisung bei geringer Kraftstoffabnahme möglich</li> <li>• Nur Teilauslastung der Biogasaufbereitungsanlage möglich (in Abhängigkeit von der Kraftstoffabnahme)</li> <li>• Keine kontinuierliche Gasabnahme aus der Biogasproduktion – dies muss technisch kompensiert werden</li> <li>• Keine bilanzielle Teilbarkeit der Biogasmenge in güllebasiertes und Nawaro-basiertes Gas möglich</li> <li>• Bereitstellung von Kraftstoff aus Gülle erfordert Umstellung der ganzen Anlage auf reinen Gülleeinsatz</li> <li>• Zusätzlicher administrativer Aufwand für Einkauf und Nachweisführung für Biomethan aus dem Erdgasnetz ohne Kenntnis der realen Bedarfsmenge</li> </ul>

### 5.. Wirtschaftlichkeit der Lieferkette Biogasproduktion – Transport – Zwischenspeicherung – Tankstelle

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen wurden auf der Basis von im Markt üblichen Preisen, Kosten und Erlösen zum Stand September 2018 durchgeführt. Für Komponenten, für die die Kosten sehr projektspezifisch und nicht üblich sind, wurden Angebote eingeholt und Experten befragt (Biogasaufbereitung im kleinen Leistungsbereich, Tankstellentechnik, Biogaseinspeisearlagen).

Auf der Basis der getroffenen Annahmen wurden für alle untersuchten technischen Varianten statische Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Es wurden für alle Varianten ein Best Case und ein realistischer Fall betrachtet, um die Bandbreite der Ergebnisse zu veranschaulichen. Die folgende Übersicht fasst die wesentlichen unterschiedlich gewählten Parameter für den Best case und den realistischen Fall zusammen. Anschließend werden die Ergebnisse für die verschiedenen Konzepte grafisch dargestellt.

Best case:

- Rohbiogaspreis 3,5 ct/kWh
- Biokraftstoffquote 4 ct/kWh, d.h. nur Gülle
- Auslastung Biogasaufbereitung besonders hoch (5000-8500 h/a – 8500 h nur bei Biogaseinspeisung)
- Geringe Wartungskosten
- Keine Kosten für Kompensation Wärmebereitstellung für die Biogasproduktion im Winter

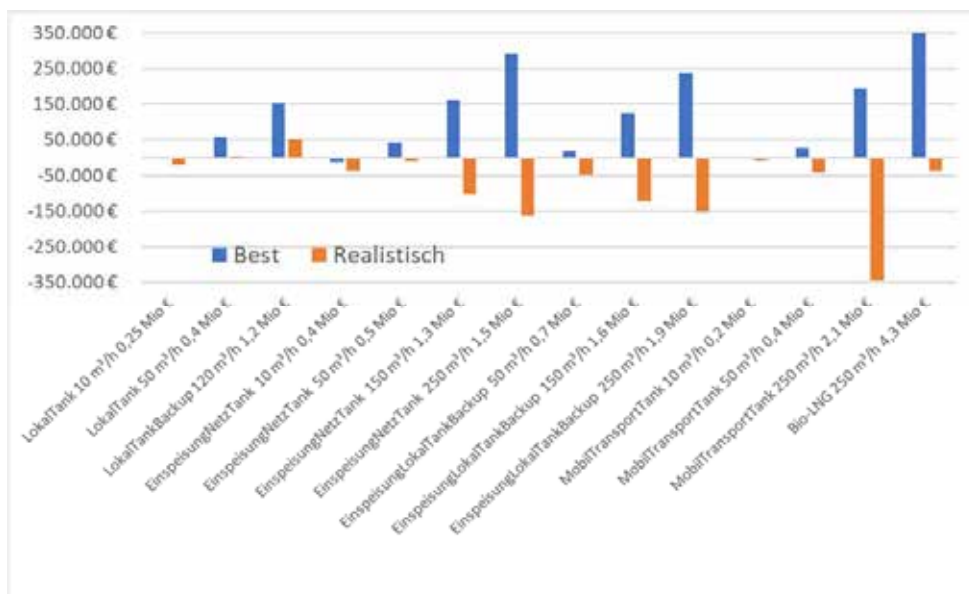


- Investitionsförderung 35%

Real case:

- Rohbiogaspreis 4 ct/kWh
- Biokraftstoffquote 3,5 ct/kWh, d.h. nur Gülle / Reststoffe
- Auslastung Biogasaufbereitung mittel (4000-8000 h/a– 8500 h nur bei Biogaseinspeisung)
- Realistische Wartungskosten
- Kosten für Kompensation Wärmebereitstellung für die Biogasproduktion im Winter 2 ct/kWh Biomethan bei den größeren Anlagen ab 150 m³/h
- Investitionsförderung 0%

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden in Abb. 5 im Überblick dargestellt. Für weitergehende Informationen sei auf den öffentlichen Bericht zum Vorhaben verwiesen.



**Abb. 5: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnungen als Ertrag vor Steuer pro Jahr mit Bezeichnung nach den Anlagenkonzepten aus Kapitel 4 und Angabe der Kapazität der Biogasaufbereitungsanlage und der Investitionskosten im realistischen Fall**

## 6.. Schlussfolgerungen

Die Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas bestehender Biogasanlagen in Form von CNG hat heute relativ günstige Rahmenbedingungen und ist technisch als auch wirtschaftlich an günstigen Standorten machbar. Insbesondere durch die Umsetzung der gerade verabschiedeten Renewable Energy Directive wird der Einsatz von Biogas aus Gülle aufgrund der hohen Anrechnung der Treibhausgasmindeung voraussichtlich ab 2020 sehr attraktiv. Die Wirtschaftlichkeit ist allerdings definitiv kein Selbstläufer sondern braucht sehr gute lokale Randbedingungen für den Biogasanlagen- und Tankstellenstandort.

Es gibt bisher keine Serientechnologie in diesem Bereich, es ist eher schwierig, ein konkretes Angebot für die Biogasaufbereitung im kleinen Maßstab mit Passung zu einer Tankstelle zu bekommen, es sind

eher Anbieter aus Skandinavien, der Schweiz, Österreich und den Niederlanden, die heute passende Technologien anbieten. Daher ist ein für Deutschland und an den konkreten Standort angepasstes innovatives Konzept erforderlich – dies scheint aber gut machbar zu sein, zumindest weisen einige Thüringer Biogasanlagen günstige Rahmenbedingungen für eine Umsetzung auf.

Um insbesondere das Wissensdefizit zu kompensieren scheint der Schlüssel für die Umsetzung der Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas die Realisierung von ein oder viel besser mehreren Pilotprojekten für eine weitere Nachahmung und Vervielfältigung zu sein.

### 7. Literaturverzeichnis

- [1] LNG Taskforce (2017): Nachhaltige Mobilität mit Erdgas und Biomethan. Marktentwicklung 2015/2016. Vierter Fortschrittsbericht. Deutsche Energieagentur
- [2] biogaspartner – gemeinsam einspeisen - Biogaseinspeisung und -nutzung in Deutschland und Europa - Markt, Technik und Akteure; DENA Biogaspartner 2017

## Der Wasserstoffverbrennungsmotor als nachhaltige Alternative im stationären Anwendungsfall

Daniel Koch<sup>1</sup>, Dominik Bertram<sup>1</sup>

<sup>1</sup> KEYOU GmbH, München

### Abstract

Der Verbrennungsmotor ist die mit am weitesten entwickelte Energieumwandlungsmaschine unserer Zeit. Anwendungen davon sind in dem mobilen und stationären Bereich zu finden und aus dem alltäglichen Leben ohne Komforteinbußen nicht mehr wegzudenken. In den vergangenen Jahrzehnten war der bevorzugte Kraftstoff für Verbrennungsmotoren Diesel oder Benzin. Der Klimawandel mit der Ursache der menschengemachten hohen Treibhausgasemissionen zwingt uns jedoch zu einem Umdenken bei der Nutzung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe. Viele Stimmen verlangen nach alternativen Technologien wie Batterien oder Brennstoffzellen. Erstere ist jedoch nur eine Speichermöglichkeit, letztere steckt noch in den Kinderschuhen. KEYOU verändert die altbewährte Technologie soweit, dass die Vorteile des Verbrennungsmotors in Einklang mit den immer neuen hohen Umweltaforderungen weiter genutzt werden können, sowohl in der Mobilität, als auch in der stationären Energiewandlung. In dieser Abhandlung wird gezeigt, dass ein Wasserstoffverbrennungsmotor effizient bei gleichzeitig hohen Leistungsdichten und niedrigen Emissionswerten stationär betrieben werden kann.

### 1. KEYOU und Wasserstoff

Der Klimawandel ist längst bei uns angekommen. Der erneut ungewöhnlich heiße und trockene Sommer 2018 macht es schwer, eine Veränderung des Klimas zu leugnen. Schuld daran sind unter anderem das von Menschenhand in die Atmosphäre gebrachte Treibhausgas Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). CO<sub>2</sub> entsteht bei der Verbrennung von konventionellen Kraftstoffen wie Diesel, Benzin oder Erdgas. Die Verbrennungskraftmaschine ist die dominierende Antriebsform unserer heutigen individuellen Mobilität. Neben dem klimaschädlichen Treibhausgas CO<sub>2</sub> werden ebenfalls gesundheitsschädliche Abgase wie Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxide (CO) und Kohlenwasserstoffe (HC) emittiert. Um die Belastung der Emissionen auf ein mögliches Minimum zu reduzieren, werden immer striktere Emissionsrichtlinien durch die weltweiten Regierungen (EU, USA, Japan usw.) vorgegeben. Doch aufgrund der weiter zunehmenden Anzahl von „benötigter Mobilität“ rund um den Globus steigen, trotz immer effizienterer Verbrennungskraftmaschinen, die auf die Mobilität bezogenen Emissionen. Es bedarf deshalb entweder einer Veränderung in der Antriebsart oder des genutzten Kraftstoffes. Als alternative Antriebsart kommen sowohl Batteriefahrzeuge als auch Brennstoffzellenfahrzeuge in Frage. Jedoch ist eine schnelle Marktdurchdringung der beiden genannten Technologien durch noch offene Fragestellungen weiterhin ungewiss. Die Veränderung des Kraftstoffes, von kohlenstoffbasierten Energieträgern hin zu Wasserstoff, im altbekannten System des Verbrennungsmotors, scheint eine ernsthafte, bisher viel zu wenig beachtete, Alternative zu sein. Der Verbrennungsmotor ist eine der ausgereiftesten entwickelten Maschinen unserer Zeit. Somit erscheint es als nahezu logischer nächster Schritt, den Verbrennungsmotor mit einem kohlenstofffreien Kraftstoff, wie dem Wasserstoff, zu kombinieren.

Der Einsatz von Wasserstoff in Verbrennungsmotoren ist nicht neu. Die ersten Gasmotoren wurden mit einem Gemisch, das teilweise aus Wasserstoff bestand, angetrieben. Schon in den 70er Jahren gab es erste erfolgreiche Versuche, Motoren für den Einsatz mit Wasserstoff umzubauen. Auch in Japan hat sich Mazda mit dem Wankelmotor ausführlich mit dem Thema beschäftigt und brachte in Folge seiner Arbeit mehrere Testfahrzeuge mit einem Wasserstoffverbrennungsmotor auf die Straße. In Deutschland haben sich sowohl BMW - mit dem Hydrogen 7 - und MAN - mit Wasserstoffmotoren in der Lion's City Serie - beschäftigt und die Machbarkeit bzw. den serientauglichen Einsatz des

Wasserstoffverbrennungsmotors bewiesen.

Das Ziel der KEYOU GmbH (nachfolgend als KEYOU bezeichnet) ist es, mit innovativen Wasserstoff-technologien Motorenhersteller in die Lage zu versetzen, nach der Definition der EU, „Zero-Emission“-Antriebssysteme anbieten zu können. Die strategische Ausrichtung auf den Nutzfahrzeubbereich gibt den Dieselmotor als Basismotor für die weitere Entwicklung vor. KEYOU hat hierzu einen spezifischen 4-Komponenten-Ansatz entwickelt, um ehemals mit Diesel betriebene Motoren zu Wasserstoffmotoren zu modifizieren. Besonders im Nutzfahrzeubbereich ist es sinnvoll, ehemalige Dieselmotoren für den Betrieb mit Wasserstoff weiterzuentwickeln, da vor allem im Schwerlastbereich die derzeitigen alternativen Technologieansätze noch keine erfolgsversprechenden Lösungen anbieten. Der Bedarf an sauberen Motoren geht allerdings weit über den Nutzfahrzeubbereich hinaus. So hat KEYOU erkannt, dass auch in der Energiebranche, speziell in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der Strombereitstellung im kleineren Maßstab, hohes Potential besteht. Auch hier können mit Wasserstoff betriebene Verbrennungsmotoren einen Beitrag zum Klimaschutz und zur lokalen Luftreinhaltung liefern. Erste Versuche zur Machbarkeit eines Wasserstoffverbrennungsmotors im Stationärbetrieb sind bereits erfolgt.

Die Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff hat gegenüber konventionellen Kraftstoffen den hauptsächlichen Vorteil, dass in diesem keine Kohlenstoffe enthalten sind. Somit können aus der reinen Verbrennung keine kohlenstoffhaltigen Emissionen entstehen, es entsteht ausschließlich Wasser. Dies ist der Verbrennungsgleichung von Wasserstoff mit Sauerstoff zu entnehmen:



Aufgrund seiner physikalischen wie auch chemischen Eigenschaften wird die Verbrennungscharakteristik positiv beeinflusst. Durch die weiten Zündgrenzen des Luft-Kraftstoffgemischs zwischen 4-75 %-Vol. kann ein mageres Brennverfahren angewendet werden. Dadurch können die maximalen Verbrennungsspitzen Temperaturen, die nach dem Zeldovich-Mechanismus<sup>1</sup> hauptverantwortlich für die Stickoxidbildung in der Verbrennung mit Wasserstoff sind, reduziert werden. Die thermische Stickoxidbildung liegt bei ca. > 2000 K [1]. Durch die intelligente Nutzung des Magerbrennverfahrens lassen sich die Stickoxidemissionen bis an die Nachweisbarkeitsgrenze reduzieren. Je nach Lastpunkt kann jedoch nicht immer zu 100 % sichergestellt werden, dass keine Stickoxide entstehen. Der 4-Komponentenansatz zeigt einen einfachen Weg zur Minimierung von Stickoxidemissionen.

Weiterhin verbrennt Wasserstoff deutlich schneller als Diesel. Die laminare Flammgeschwindigkeit beträgt 230 cm/s. Damit nähert sich der Verbrennungskreisprozess von Wasserstoff mehr dem Optimum, dem Gleichraumprozess, als der des Diesels (laminare Flammgeschwindigkeit: 40 cm/s), an. Infolgedessen sind mit Wasserstoff als Brennstoff höhere Wirkungsgrade in der Verbrennung bei vergleichbaren Verdichtungsverhältnissen möglich.

Die niedrige Zündenergie von Wasserstoff von 0,02 mJ<sup>2</sup> ist Vor- und Nachteil zugleich. Sie fördert das abnormale Verbrennungsverhalten, wie z.B. sogenannte Rückzündungen. Neben Rückzündungen ist die Herausforderung im Umgang mit Wasserstoff in der Verbrennungskraftmaschine u.a. die Klopfanfälligkeit. Im Vergleich zu CNG mit einer Methanzahl > 80 (entspricht klopfunanfällig), weist Wasserstoff eine Methanzahl von 0 auf [2]. Jedoch kann durch die hohe Zündwilligkeit ein sehr mageres Gemisch robust entflammt werden.

<sup>1</sup> Die 3 NOx-Entstehungsprinzipien nach Zeldovich: 1. Prompt-NO; 2. Kraftstoff-NO; 3. Thermisches-NO

<sup>2</sup> Vgl.: Zündenergie von Methan: 0,29 mJ

## 2. KEYOU H2 Motorenkonzept

### 2.1 Hardware Adaptionen

Das innovative KEYOU-Konzept basiert darauf, konventionelle Dieselmotoren aus dem Nutzfahrzeugsektor so weiter zu entwickeln, dass diese mit Wasserstoff betrieben werden können. Eine der größten Aufgabenstellungen ist hierbei die Umstellung des eigentlichen Brennverfahrens vom Gleichdruck- bzw. Seiliger-Prozess (Diesel) in einen Gleichraumprozess (Otto) zu überführen. Das Brennverfahren nach dem Ottoprinzip benötigt eine externe Energiezuführung zur Entflammung des Luft-Kraftstoffgemischs im Brennraum. Es ist demnach essentiell ein Zündsystem durch den bestehenden Zylinderkopf hin zum Brennraum einzubringen.

Neben der Unterbringung des Zündsystems ist ein innovatives 4-Komponenten Konzept von KEYOU entwickelt worden. Die vier Komponenten bestehen aus einem Magerbrennverfahren, einer Turboaufladung, einer sequentiellen Einblasung und einem H<sub>2</sub>-SCR Katalysator, siehe Abbildung 1.



Abbildung 1: KEYOU – Vier-Komponenten Konzept

Um einen Wasserstoffverbrennungsmotor mit hohen Wirkungsgraden zu erreichen, ist das auszuwählende Brennverfahren entscheidend. Durch die Nutzung des Magerbrennverfahrens können hohe thermische Wirkungsgrade erreicht werden - bei gleichzeitiger Reduktion der NO<sub>x</sub>-Rohemissionen, weit unter dem heutigen Euro VI Grenzwert. Jedoch führt ein Magerbrennverfahren unweigerlich zu Leistungsdefiziten, die mit einer Anpassung der Aufladegruppe ausgeglichen werden. Zu berücksichtigen sind hierbei die wesentlich niedrigeren Abgastemperaturen bei der Wasserstoffverbrennung, die zu niedrigeren Abgasenthalpien führen. Durch eine geschickte Auslegung der Turbinen- und Verdichtergeometrien wird eine optimale Auslegung erreicht. Somit ist eine für den Wasserstoffverbrennungsmotor noch nie dagewesene Leistungsdichte zu erreichen, verglichen zu den früheren Konzepten von MAN und BMW. Eine weitere Komponente ist die sequentielle Kraftstoffeinspritzung mit dem MPI-Verfahren. Hier sitzen die speziellen Wasserstoffinjektoren, direkt vor den Brennräumen, und blasen den Wasserstoff im Ansaugtakt in die Zylinder. Dies erlaubt eine exakte Dosierung der Wasserstoffmenge und die Gemischbildung kann - je nach Betriebspunkt - optimal ausgelegt werden. Trotz des ausgewählten Magerbrennverfahrens kann es - je nach Betriebspunkt - zur Entstehung von geringen NO<sub>x</sub>-Emissionen kommen. Hierzu wird seitens KEYOU ein speziell auf die Wasserstoffverbrennung ausgelegter H<sub>2</sub>-SCR-Katalysator entwickelt, welcher die restlich verbleibenden NO<sub>x</sub>-Emissionen bis auf die Nachweisbarkeitsgrenze reduziert. Ergebnis: ein neuartiger Wasserstoffverbrennungsmotor, der nahezu

emissionsfrei ist und eine hohe Leistungsdichte aufweist.

Zu dem dargestellten 4-Komponenten Konzept müssen – für ein robustes Brennverfahren- weitere Änderungen am Basismotor vorgenommen werden. Die folgende Auflistung zeigt die notwendigen Änderungsmaßnahmen:

- Brennverfahren (Diesel→Otto)
- Kolbengeometrie
- Motorsteuerung (ECU)
- Ventilsteuerzeiten (Nockenwelle)
- Verdichtungsverhältnis
- Zündpfad
- Kraftstoffpfad
- Abgasturbolader
- Abgasrückführung
- Wärmemanagement
- Drosselklappe
- Führung der Einlasskanäle

## 2.2 Simulationsgestützte Motorentwicklung

Wie beschrieben, ist eine Vielzahl von Anpassungen für die Umrüstung auf den Betrieb mit Wasserstoff notwendig. Aufgrund dessen sind für die Auslegung der Komponenten und des Brennverfahrens im ersten Entwicklungsschritt 1D und 3D-CFD Simulationen durchgeführt worden, um die einzelnen Komponenten optimal in das Gesamtsystem zu integrieren [3].

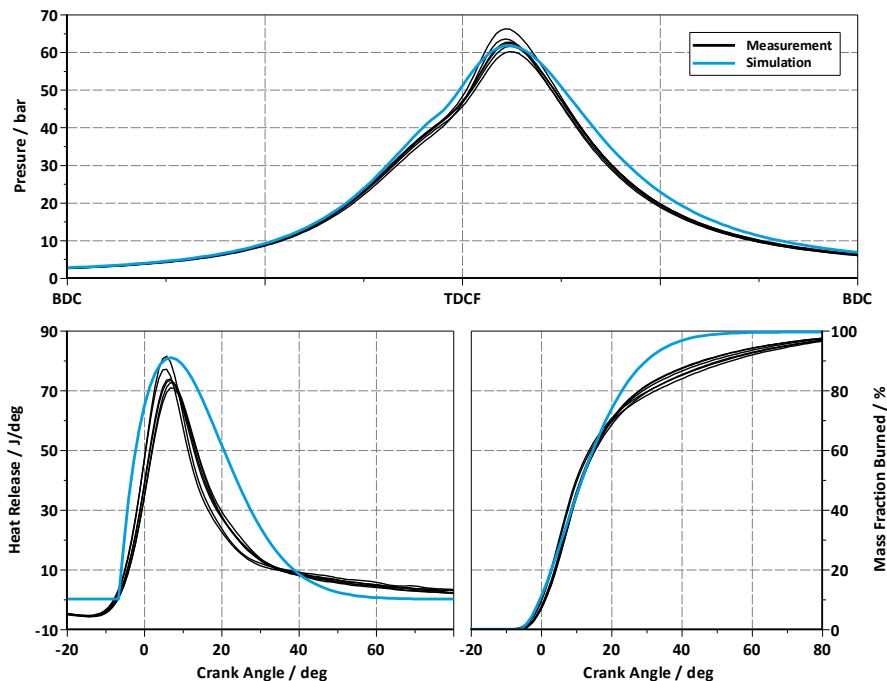


Abbildung 2: Simulierter und gemessener Verbrennungsdruckverlauf [3]

Hierbei bestand die besondere Herausforderung, ein prädiktives Verbrennungsmodell speziell für den Wasserstoff zu erstellen. Eine hinreichende Validierung von Verbrennungsmodellen wie beim Otto- oder Dieselmotorenverfahren, ist in den gegebenen Simulationswerkzeugen (GT-Power) derzeit nicht implementiert. Aus der Arbeit von Dr. Fouquet [4] wurde für die erste Auslegung des Verbrennungsmodells die angegebenen Berechnungen für die Vibe-Koeffizienten herangezogen. Eine spätere Validierung der Vibe-Koeffizienten mit den Messdaten vom Motorenprüfstand hat eine ausreichend gute Übereinstimmung des Verbrennungsmodells dargestellt, siehe Abbildung 2.

Die dargestellte Abbildung 2 zeigt den Verbrennungsdruckverlauf, die Wärmefreisetzung und die Brennrate. In der Simulation des Verbrennungsdruckverlaufs kann man sehr gut die deutliche Übereinstimmung der gemessenen und simulierten Zylinderdrücke sehen. Die simulierten Zylinderdrücke sind auf dem gleichen Niveau wie die der gemessenen, sodass eine hinreichende Abschätzung der Spitzendrücke in der Nennlast berechnet werden kann und die mechanische Belastung der im Brennraum befindlichen Bauteile für den Kolben und die Kolbenringpakete identifiziert wird.

Bei der Darstellung der Wärmefreisetzung ist erkennbar, dass die bereitgestellte Wärme der Simulation über den gemessenen Werten liegt. Hierbei ist vor allem zu berücksichtigen, dass die hinterlegten Wandwärmemodelle für die Wasserstoffverbrennung keine ausreichende Güte besitzen. Hierdurch sind die Abweichungen zu erklären, die dazu führen, dass der simulierte Zylinderdruck beim späteren Verbrennungsverlauf über den gemessenen liegt.

### 2.3 Die neue Generation von H<sub>2</sub>-Verbrennungsmotoren

Der erste von KEYOU umgerüstete Verbrennungsmotor ist der TCD 7.8 Liter Industriemotor der Deutz AG. Hierbei handelt es sich um einen aufgeladenen Reihensechszylinder mit 7.8 Liter Hubraum und einer Abgasrückführung (AGR). Die spezifischen Motordaten des entwickelten Wasserstoffverbrennungsmotors, basierend auf der Deutz Plattform, sind der nachfolgenden Abbildung 3 und zu entnehmen.



Zylinder	6
Hubraum [l]	7.8
Hub x Bohrung [mm]	136/110
Verdichtung	12:1
Nennleistung [kW]	180
Nenndrehzahl [1/min]	1900
Max. Drehmoment [Nm]	950

Abbildung 3: KEYOU-Motor TCG 7.8l H<sub>2</sub>

Die Entwicklung einer robusten Wasserstoffverbrennung ist aufgrund von Verbrennungsanomalien eine komplexe Aufgabenstellung. Bei der integrierten sequentiellen Saugrohreinblasung können Rückzündungsphänomene auftreten. Dies bedeutet, dass sich das Gemisch im Brennraum entzündet, bevor die Einlassventile geschlossen sind. Die Druckwelle tritt mit Schallgeschwindigkeit aus dem Brennraum in die Ansaugführung und kann dazu führen, dass einzelne Bauteile beschädigt werden. Hierzu ist es notwendig, das Brennverfahren exakt abzustimmen, sodass Rückzündungen vermieden werden. Eine Minderung der Rückzündungsneigung wird durch eine Abmagerung in Kombination mit AGR erreicht.

Nach Anpassung der Einblasezeitpunkte und einer gezielte Abmagerung inkl. AGR konnten die gewünschten Leistungs- und Drehmomentkurven mit dem ersten von KEYOU entwickelten Wasserstoffverbrennungsmotor erreicht werden.

Abbildung 4 zeigt den Drehmoment- & Leistungsverlauf über die Motordrehzahl. Schon bei einer Drehzahl von 1000 1/min ist das maximale Drehmoment von 950 Nm erreicht und bis zu einer Drehzahl von 1700 1/min konstant. Eine maximale Leistung wird bei einer Drehzahl von 1900 1/min mit 180 kW erreicht. Weiterhin ist die maximale effektive Leistung für eine stationäre Anwendung bei 1500 1/min (50 Hz) mit 150 kW abzuleiten.

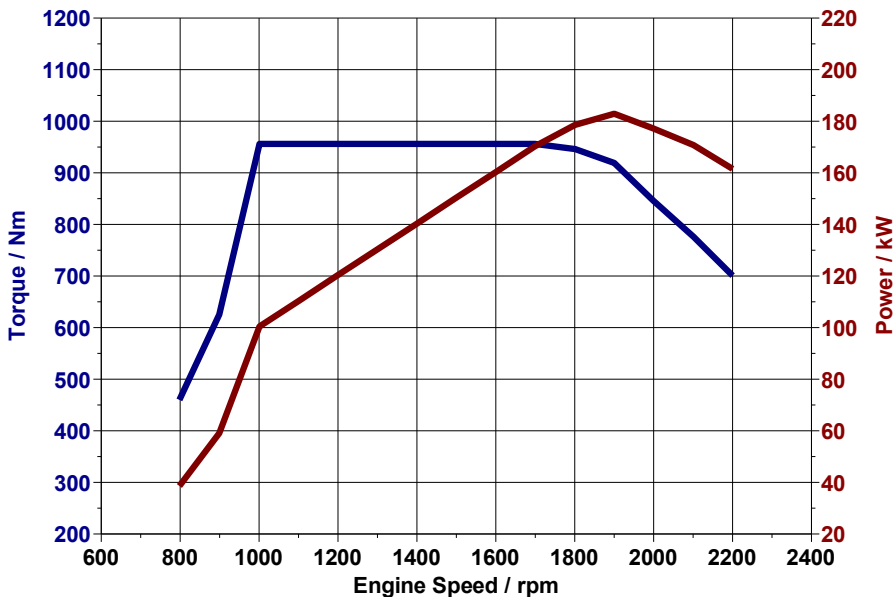


Abbildung 4: Drehmoment- & Leistungskurve über die Drehzahl

### 3. Prüfstandsuntersuchungen für den stationären Anwendungsfall bei 1500 1/min

Der stationäre Betrieb von Verbrennungsmaschinen bzw. auch Dampf- und Gasturbinen ist meist durch die konstante Drehzahl von 1500 1/min realisiert. Dies ist auf die in Europa vorherrschende Frequenz des Stromnetzes von 50 Hz zurückzuführen. Eine Verdopplung der Polzahl des Generators ermöglicht z.B. auch den stationären Betrieb bei einer Drehzahl von 750 1/min. Dies ist besonders für große Anlagen (Dieselmotoren oder Dampfturbinen) interessant. Ebenso ist es möglich, die Frequenz von 50 Hz direkt über 3000 1/min zu erreichen.

In einer speziell für den stationären Betrieb ausgelegten Versuchsreihe wird der bestehende umgerüstete Wasserstoffmotor, ein Deutz TCD 7,8l – Reihensechszylinder, auf Emissionen, Wirkungsgrade, Leistungen und Verbrennungsstabilität hinsichtlich der Variation des Zündwinkels und des Luftkraftstoffgemischs untersucht. Ziel ist es, hierbei eine spezifische Betriebsstrategie zu skizzieren und - unter besonderer Betrachtung der Wärmebilanz und Emissionen - Potentiale zur Anpassung der Komponenten für einen stationären Betrieb aufzuzeigen,



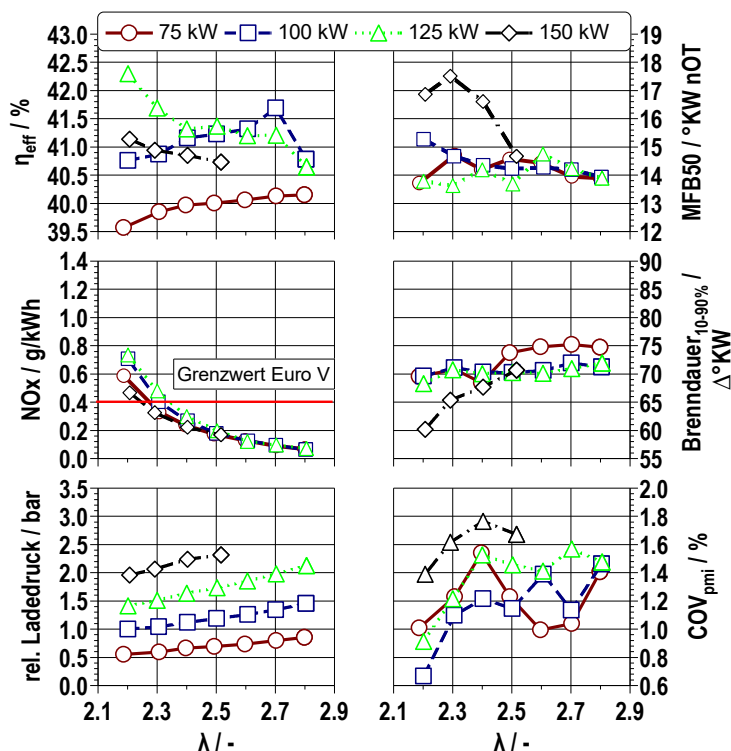
### 3.1 Parametervariation zur Optimierung der Verbrennung

In der Versuchsreihe am KEYOU-Prototypmotor wird der stationäre Anwendungsfall mittels einer konstanten Drehzahl von 1500 1/min dargestellt. Hierbei werden vier verschiedene Lastpunkte mit den Leistungen von 75, 100, 125 und 150 kW untersucht, sowie eine Verstellung des Zündwinkels zur Verschiebung des Verbrennungsschwerpunkts bei 100 kW.

#### 3.1.1 Lambdavariation

In der ersten Messreihe wird jeweils eine Lambdavariation zwischen Lambda 2,2 bis 2,8 mit konstantem Verbrennungsschwerpunkt (bei 14 °KW n. OT.) zur Evaluierung des Verhaltens hinsichtlich des effektiven Wirkungsgrades, der spezifischen Stickoxidemissionen, des Ladedrucks, des Verbrennungsschwerpunkts, der Brenndauer und der Verbrennungsstabilität untersucht. Die hier dargelegten Untersuchungen sind ohne AGR durchgeführt worden. Die Brenndauer beschreibt die Dauer der Verbrennung von 10 % bis 90 % der Masse des Gemischs in °KW.

Abbildung 5 zeigt die Lambdavariation bei den vier verschiedenen Lastpunkten 75-150 kW in 25 kW Schritten. Bei der Messreihe mit 150 kW konnte aufgrund von Klopferscheinungen die Verbrennungsschwerpunktlage nicht konstant auf 14°KW n. OT gehalten werden.



**Abbildung 5: Einfluss der Lambdavariation auf den effektiven Wirkungsgrad, die spez. NOx-Emissionen, den Ladedruck, die Verbrennungsschwerpunktlage, die Brenndauer und die Verbrennungsstabilität (COV)**

Die dargestellten Messreihen zeigen, dass bei den beiden niedrigeren Leistungen mit 75 und 100 kW der effektive Wirkungsgrad mit einer Abmagerung zunimmt. Konträr zu diesem Verhalten zeigt der

Trend des effektiven Wirkungsgrades bei höheren Lasten mit 125 und 150 kW eine Verschlechterung des Wirkungsgrades bei einer Abmagerung. Es zeigt sich somit ein Umkehrpunkt des Verhaltens in Abhängigkeit der Last. Hinsichtlich der Rohemissionen der Stickoxide ist ein klarer Trend einer Reduzierung mit magerem Gemisch zu identifizieren. Infolge der Abmagerung reduziert sich die Verbrennungstemperatur, sodass die thermische Stickoxidbildung nach Zeldovich gehemmt wird. Die derzeitigen EURO V Grenzwerte (Kapitel 3.3) können bei einem Luft-Kraftstoffgemisch  $> 2.3$  unterschritten werden und ab  $> 2.5$  unter  $0.2 \text{ g/kWh}$  liegen. Um bei einer Abmagerung die Leistung konstant halten zu können, muss der Ladedruck angehoben werden. Die Anhebung des Ladedrucks ist linear zu einem mageren Luft-Kraftstoffgemisch. Eine Fortführung der Messreihe bei 150 kW war nicht möglich, aufgrund der Erreichung des maximal zulässigen Ladedrucks von 2.3 bar relativ. Weiterhin hat eine Abmagerung zur Folge, dass die Brenndauer zunimmt, da die Flammgeschwindigkeit mit einem mageren Gemisch abnimmt. Zudem ist erkennbar, dass sich die Verbrennungsstabilität (COV) mit zunehmendem Lambda zunehmend verschlechtert. In den Messungen sind zwar größere Schwankungen erkennbar, jedoch ist der Trend hin zu einer größeren Varianz der Verbrennung zu sehen. Für den hier dargestellten Wasserstoffverbrennungsmotor mit einem externen Zündsystem wird ein Wert des COV's kleiner 2% als hinreichende Güte erachtet.

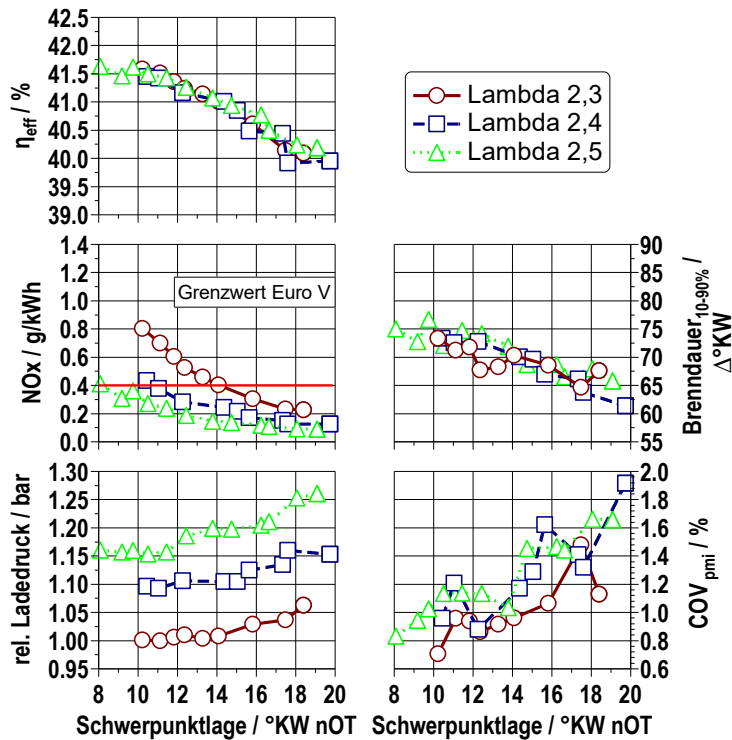
Die Messreihe der Lambdavariation zeigt deutlich, dass durch eine gezielte Abmagerung die spezifischen Stickoxidemissionen unter den Euro Stage V Grenzwert gesetzt werden können - ohne die Verwendung einer externen Abgasbehandlung. Bei kleineren Lasten kann dabei sogar der Wirkungsgrad angehoben werden. Ein inverses Verhalten dazu ist bei den höheren Lastpunkten festzustellen. Jedoch führt die Abmagerung hier zu einer Verschlechterung der Wirkungsgrade. Nichtsdestotrotz konnte gezeigt werden, dass für alle Lastpunkt Wirkungsgrade  $> 40 \%$  bei Stickoxidemissionen  $< 0.4 \text{ g/kWh}$  erreichbar sind.

### 3.1.2 Einfluss des Zündwinkels

Eine zweite angelegte Untersuchung betrifft die Variation der Lage des Zündwinkels. Eine Verschiebung des Zündwinkels führt gleichzeitig zu einer Verschiebung der Verbrennungsschwerlage (MFB50).

Die Untersuchung der Zündwinkelvariation wurde bei einer konstanten Last von 100 kW und drei verschiedene Luft-Kraftstoffgemische, Lambda 2.3, 2.4 und 2.5, durchgeführt. Diese Messreihe wird, wie in der zuvor beschriebenen Lambdavariation, hinsichtlich des effektiven Wirkungsgrades, der spezifischen Stickoxidemissionen, dem Ladedruck, der Brenndauer und der Verbrennungsstabilität untersucht, siehe hierzu auch Abbildung 6.

Bei allen drei Messreihen ist eine Verschlechterung des effektiven Wirkungsgrads von bis zu 1,5 % Punkten bei einer späteren Zündung zu erkennen. Dieses Verhalten ist damit zu begründen, dass mit einer Verschiebung des Zündwinkels die Verbrennung sich immer weiter vom optimalen Gleichraumprozess entfernt. Jedoch führt eine Verschiebung des Zündwinkels in Richtung ‚spät‘ gleichzeitig zu einer Reduzierung der spezifischen Stickoxidemissionen. Ab einer Verbrennungsschwerpunktlage nach  $14^\circ \text{KW n. OT.}$  kann bei der Messreihe mit  $\lambda = 2.3$  der Grenzwert von Euro V unterschritten werden. Aufgrund der mageren Gemische der anderen beiden Messreihen findet die Unterschreitung des Grenzwertes wesentlich früher statt. Gleichzeitig führt ein späterer Zündwinkel dazu, dass der Ladedruck bei konstanter Leistung angehoben werden muss, da der Wirkungsgrad sinkt. Die Brenndauer reduziert sich, entgegen der Erwartung einer zunehmenden Brenndauer, aufgrund eines größeren Volumens im Brennraum, mit späterem Zündwinkel. Zudem ist eine deutliche Verschlechterung der Verbrennungsstabilität für alle drei Messreihen auszumachen. Der COV kann zwar noch unter dem geforderten Wert von 2 % gehalten werden, liegt jedoch nahe an der zulässigen Grenze.



**Abbildung 6: Einfluss der Zündwinkelvariation auf den effektiven Wirkungsgrad, die spez. NOx-Emissionen, der Ladedruck, die Brenndauer und die Verbrennungsstabilität**

Die Zündwinkelvariation zeigt deutlich, dass ein früher Zündwinkel (entspricht einer frühen Schwerpunkt- lage) eine Optimierung der Verbrennungsparameter zur Folge hat. Der Wirkungsgrad wird ange- hoben, bei niedrigerem Ladedruck und einer wesentlich besseren Verbrennungsstabilität. Jedoch führt ein früher Zündzeitpunkt zu einer erheblichen Stickoxidbildung, die den Grenzwert von 0.4 g/kWh über- schreitet. Hier ist ein deutlicher Trade-Off zwischen optimaler Verbrennung und den spezifischen Stick- oxidemission zu identifizieren.

Schlussfolgernd haben beide Versuchsreihen gezeigt, dass der Wasserstoffverbrennungsmotor im sta- tionären Betrieb bei 50 Hz, mit einer intelligenten Wahl der Verbrennungsparameter (Zündwinkel & Luft- Kraftstoffgemisch), optimal hinsichtlich Leistung, Wirkungsgrad und Stickoxidbildung ausgelegt werden kann.

### 3.2 Wärmebilanz des Wasserstoffmotors

Die oben gezeigte Betriebsstrategie, die Schwerpunkt- lage früh und Lambda niedrig einzustellen, lässt sich bei der thermischen Betrachtung fortführen. Allerdings gilt es zu beachten, dass bei einer stationä- ren Anwendung nicht immer der elektrische und damit der mechanische Wirkungsgrad im Vordergrund stehen. Stromgeführte oder wärmegeführte Betriebsweisen sind z.B. Möglichkeiten zur Auslegung. Eine jahreszeitenabhängige Auslegung für einen kommunalen Betrieb könnte wie folgt skizziert werden:

- Sommer: Teillastbetrieb und stromgeführt (Erfüllung Stromanforderung)
- Winter: Vollastbetrieb und wärmegeführt (Erfüllung Wärmeeanforderung)
- Übergangszeit: Börsenpreisgeführt oder Mischbetrieb

Ein modernes BHKW sollte in seiner Betriebsweise flexibel sein. Dies wäre mit dem KEYOU-Motor über eine Variable Lambda und Zündwinkelverstellung möglich. Die Auswirkungen der Lambdaverstellung auf die Abgastemperaturen und die im Abgas enthaltene nutzbare thermische Leistung zeigt Abbildung 7. Bei der Nutzung des Wärmestroms wird von einer Abkühlung des Abgases auf 120°C ausgegangen.

Bei der Betrachtung des Wärmestroms fällt auf, dass trotz sinkender Temperaturen über Lambda die Leistung eine proportionale Auswirkung auf die thermische Energie hat. Dies ist mit dem erhöhten Abgasmassenstrom bei erhöhter Leistung zu erklären. Der Einfluss der niedrigeren Temperaturen bei hohen Leistungen fällt damit nicht so stark ins Gewicht. Weiterhin auffällig ist, dass die thermische Leistung von Lambda abhängig ist und mit erhöhtem Luftkraftstoffverhältnis bei konstanter Leistung sinkt.

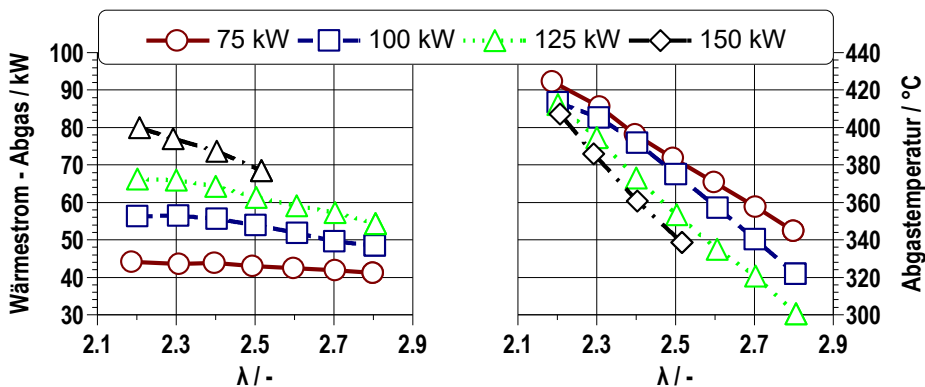
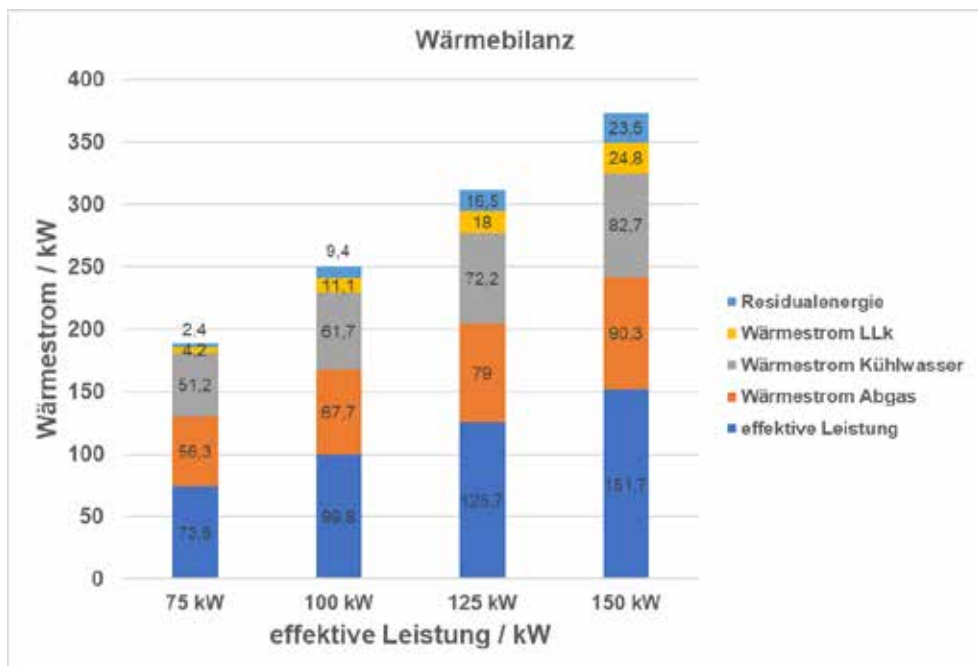


Abbildung 7: Abgaswärmestrom (bis 120°C) und Abgastemperatur über Lambda

Die Abhängigkeit der Abgastemperatur von Lambda ist ebenfalls deutlich erkennbar. Je höher der Luftüberschuss ist, umso geringer ist auch die Abgastemperatur bei gleicher Leistung. Gleiche Leistung bedeutet auch gleicher Einsatz von Kraftstoff, bei Vernachlässigung von Wirkungsgradänderungen über Lambda. Damit kommt bei einem höheren Luftüberschuss mehr Luftmasse auf die gleiche freigesetzte Wärme aus dem Kraftstoff und reduziert die Verbrennungstemperatur. Ebenfalls auffällig ist der Zusammenhang zwischen höherer Leistung und niedrigerer Abgastemperatur. Die höchsten Abgastemperaturen werden bei der geringsten Leistung erzielt und andersherum. Dies ist mit der erhöhten Arbeit des Verdichters bei höheren Leistungen zu erklären. Um das Luftverhältnis zu gewährleisten, muss bei hohen Lasten aufgrund der höheren Kraftstoffmenge mehr Luft in den Brennraum befördert werden. Bei dem KEYOU-Konzept wird das schon bei relativ geringen Lasten über den Verdichter sichergestellt. Der Verdichter wird wiederum über eine sich im Abgasstrom befindende Turbine angetrieben. Benötigt der Verdichter mehr Leistung, wird über ein Wastegate der Abgasmassenstrom über die Turbine erhöht. In Folge der Entspannung stellt sich auch eine Temperaturdifferenz über der Turbine ein. Bei höheren Abgasmassenströmen in der Turbine kühlt sich somit das Gesamtabgas auf ein niedrigeres Temperaturniveau ab, als bei geringeren Massenströmen über die Turbine.

Neben der Stromerzeugung ist bei der BHKW-Anwendung die mögliche Nutzwärme elementarer Bestandteil im Betrieb. Verschiedene Anwendungen der Wärmenutzung, z.B. Nahwärmenetze oder Industrieprozesse, stellen unterschiedliche Anforderungen an die Abwärme. So werden Nahwärmenetze häufig in einem Temperaturbereich um 100 °C betrieben, Industrieprozesse erfordern teilweise auch höhere Temperaturen zur Erzeugung von z.B. Niederdruckdampf.



**Abbildung 8: Wärmeströme des Wasserstoffverbrennungsmotors bei 75, 100, 125 und 150 kW**

Nutzbar sind bei dem Wasserstoffmotor Abgasenergie und Kühlwasserenergie (Motor- und Ladeluftkühlung). Die Abgastemperaturen schwanken zwischen 420 und 300 °C im stationären Betrieb und sind damit etwas geringer als vergleichbare Gas- oder Dieselmotoren, jedoch auch hinsichtlich Materialauswahl und Haltbarkeit, einfacher zu beherrschen. Das Kühlwasser hat eine maximale Temperatur von 80 °C. Die jeweiligen Anteile an der Gesamtenergiebilanz sind in Abbildung 8 dargestellt.

Aus der Energiebilanz geht hervor, dass neben der maximalen effektiven Leistung von 150 kW, 198 kW thermische Energie zur Verfügung stehen. Die Residualenergie beschreibt die nach dem Wärmetauscher im Abgas verbleibende thermische Energie sowie Energieverluste mittels Konvektion und thermischer Abstrahlung des Grundmotors. Die unterschiedlichen Wärmeströme im Abgas zwischen Abbildung 7 und Abbildung 8 ergeben sich aus der niedrigeren gewählten Temperatur von 30°C in Abbildung 8, auf die das Abgas gekühlt werden kann. Hiermit soll gezeigt werden, wie groß der Wärmestrom bei einer maximalen Ausnutzung der im Abgas enthaltenen Energie sein kann.

Die Nutzung der Wärme kann über einen gemeinsamen oder getrennten Kreislauf erfolgen. Im ersten Fall werden die Wärmeströme aus den verschiedenen Bauteilen zusammengeführt. So lassen sich etwa Nahwärmenetze einfach und wirtschaftlich betreiben. Eine getrennte Wärmenutzung kann beispielsweise in einem Szenario mit einer Nachverstromung realisiert werden. Die im Abgas enthaltene Energie wird in dem Fall auf ein Medium mit niedrigem Siedepunkt übertragen, um anschließend in einer Turbine zur Stromerzeugung entspannt zu werden (z.B. ORC), während die Kühlwasserenergie (Motorkühlung und LLK) in einem zweiten Kreislauf zu Heizzwecken genutzt werden kann. Für den aktuellen KEYOU Motor eignet sich – insbesondere aus wirtschaftlichen Gründen - die einfache Zusammenlegung der Wärmeströme.

### 3.3 Emissionen

Die Emissionen und Immissionen von stationär betriebenen Energiewandlungsanlagen, hier insbesondere Anlagen auf Basis von Verbrennungskraftmaschinen, unterliegen Anforderungen, um schädliche Umwelteinwirkungen möglichst gering zu halten. Für die Inbetriebnahme eines Verbrennungsmotors als Energiewandlungseinheit (oder auch BHKW) in Deutschland muss die Anlage nach Richtlinien der TA Luft zertifiziert bzw. genehmigt werden.<sup>1</sup> Neben der TA Luft schreibt die EU-Kommission mit der European Stage V Grenzwerte für Emissionen und Immissionen vor.

Der mit Wasserstoff betriebene Motor von KEYOU kann, wie im Folgenden gezeigt wird, jeden der geforderten Grenzwerte einhalten. Besonders hervorgehoben wird die strengere Euro Stage V Norm.

#### 3.3.1 EU-Verordnung 2016/1628 - Abgasnorm Euro Stage V – Non-Road emission standard

Die Verordnung (EU) 2016/28 (im weiteren als Euro V bezeichnet) bestimmt über die Anforderungen in Bezug auf die Emissionsgrenzwerte für gasförmige Schadstoffe und luftverunreinigende Partikel und die Typgenehmigung für Verbrennungsmotoren für nicht für den Straßenverkehr bestimmte mobile Maschinen und Geräte.

In der Euro V wird zwischen verschiedenen Anwendungsfällen für die Einordnung von Verbrennungsmotoren unterschieden. Diese sind: Generator-Anlagen, Anlagen mit Fremdzündung, Binnenschifffahrt, Schienenverkehr, Schneemobile und Sonstige. Für den Anwendungsfall der stationären Energiewandlung wird also die Kategorie ‚Generator-Anlage‘ (kurz: Genset) angewandt. Um eine aufwändige Typisierung des H2-Motors zu umgehen, werden die strengsten Grenzwerte betrachtet – eine Worst-Case-Betrachtung. Die niedrigsten einzuhaltenden Grenzwerte für die Anwendung im stationären Betrieb sind in der Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Euro Stage V – Non Road: Emissionsgrenzwerte**

Anwendungsfälle	Leistungsbereich (kW)	NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)	PN (#/kWh)
Sonstige	56<P<560	0,40	0,015	1E+12
Genset	P>560	0,67	0,035	/

Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass die niedrigsten einzuhaltenden Grenzwerte unter der Kategorie Sonstige zu finden sind. Diese Leistungsklasse entspricht auch der des aktuellen H2-Motors der KEYOU GmbH.

#### 3.3.2 Gemessene Emissionen

Der H2-Motor wurde auf Emissionen mittels des D2-Testzyklusses für stationäre Hilfsantriebe (Genset) untersucht. Dabei werden 5 Betriebspunkte, jeweils 1500 1/min und Variation der Leistung von 100 % bis 10 %, angefahren und jeweils die Emissionen gemessen. Für eine Aussage über die Gesamt-Emissionen des Motors wird jeder Betriebspunkt gewichtet betrachtet. Daraus ergibt sich für jede Emission trotz verschiedener Betriebspunkte nur ein Wert. Tabelle 2 zeigt die jeweiligen Messpunkte des D2 Testzyklus.

<sup>1</sup> Dies, und welche Leistungsklassen betroffen sind, wird in 4.BImSchV geregelt (Bundesimmissionsschutzverordnung)

**Tabelle 2: D2-Testzyklus (stationär)**

Messpunkt	1	2	3	4	5
Drehzahl / 1/min	1500	1500	1500	1500	1500
Drehmoment / Nm	950	715	475	235	96
Leistung / kW	150	0,75*150	0,5*150	0,25*150	0,1*150
Wirkungsgrad / %	42,5	42,3	41,1	34,6	23,2
Gewichtung	0,05	0,25	0,3	0,3	0,1

Tabelle 3 stellt die Ergebnisse der Rohemissionen (ohne Abgasnachbehandlung) aus dem D2 Testzyklus den Grenzwerten der Euro Stage V Non-Road gegenüber. Besonders hervorzuheben, neben dem eigentlichen Untersuchungsgegenständen PM und NOx, sind die CO2 Emissionen. Die CO2 Emissionen liegen nach der Korrektur um die bereits in der Ansaugluft enthaltenen CO2 Moleküle<sup>1</sup> bei 0,42 g/kWh. Somit ist gezeigt, dass nahezu kein CO2 in der Verbrennung produziert wird. Wie zuvor schon beschrieben, stammt das CO2 aus der Verbrennung von Ölpartikeln oder anderen kohlenstoffhaltigen Molekülen im Brennraum. Ganz zu vermeiden sind diese Emissionen nicht, sind jedoch über den Faktor 100 kleiner als bei herkömmlichen Verbrennungsmotoren. Ebenfalls wie CO2 wird die Partikelanzahl (PN) um die in der Ansaugluft enthaltenen Partikel korrigiert.

**Tabelle 3: Emissionsergebnisse – D2 Testzyklus**

Emissionen	Einheit	Grenzwert Euro Stage V	Messergebnisse	Unterschreiten der Grenzwerte in %
CO	g/kWh	3,5	0,006	100
HC	g/kWh	0,19	0,006	97
NOx	g/kWh	0,4	0,088	78
CO2	g/kWh	-	3,83	-
CO2 korrigiert	g/kWh	-	0,42	-
PM	g/kWh	0,015	0,0034	77
PN	#/kWh	1*10 <sup>12</sup>	8,33*10 <sup>10</sup>	92
PN korrigiert	#/kWh	1*10 <sup>12</sup>	7,03*10 <sup>10</sup>	93

Aus der letzten Spalte der Tabelle 3 ist zu entnehmen, dass sämtliche Grenzwerte deutlich unterschritten werden. Besonders deutlich wird dies bei den Emissionen CO, HC und Partikelanzahl. Hier liegen die gemessenen Emissionen deutlich über 90 % unter den geforderten Grenzwerten. Eine Unterschreitung von mehr als 77 % der anderen Emissionen ist bei den geringen Mengen ebenfalls überaus beachtlich und zeigt, dass der Anspruch, einen Motor mit nahezu keinen Emissionen zu betreiben, mit der Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff erfüllt werden kann.

Es ist zu erwähnen, dass der ursprüngliche Motor (Deutz TCD 7,8) im Dieselbetrieb nur Euro Stage IV erreicht hat. Der Betrieb mit Wasserstoff erlaubt es dem Motor, sogar ohne Abgasnachbehandlung die aktuelle Euro V für Nutzfahrzeuge und Non-Road zu erreichen.

<sup>1</sup> Nach eigenen Messungen liegen die CO2 Werte in der Ansaugluft am Prüfstand bei 0,05 %

## 4. Verbrennungsmotor vs. Brennstoffzelle

Ein Vergleich der beiden Technologien fällt schwer, nachdem weder der Wasserstoffverbrennungsmotor noch die Brennstoffzelle eindeutig definiert und innerhalb der Technologie immer gleich sind. Je nach Bauform, eingesetzten Materialien, Qualitätsansprüchen, Umgebungsbedingungen und Einsatzzweck werden sich die zu vergleichenden Eigenschaften unterscheiden. Aus diesem Grund sind nachfolgend Tendenzen der jeweiligen Technologie aufgeführt. Die Umrüstung hin zu einem Wasserstoffverbrennungsmotor beeinflusst das grundlegende Verhalten des Motors nicht, lediglich die Kosten werden beeinflusst. Deshalb wird im Folgenden allgemein auf den Verbrennungsmotor verwiesen. Beiden Technologien gemein ist, dass Wasserstoff als zu wandelnden Energieträger benutzen.

### 4.1 Betriebsverhalten

Brennstoffzellensysteme sind für den stationären Anwendungsfall besser geeignet als für den mobilen. Grund dafür ist das dynamische und Teillastverhalten der BZ. Der elektrische Wirkungsgrad einer BZ (ohne Leistungselektronik) wird in [5] mit bis zu 40 % angegeben, der Gesamtsystemwirkungsgrad mit bis zu 90 %. Bei dem Gesamtwirkungsgrad wird die Nutzung der Abwärme mitbetrachtet. Damit unterscheiden sich BZ und Verbrennungsmotor in der Hinsicht wenig, da auch der Verbrennungsmotor in einem BHKW solche Werte erreicht. In der Teillast verringert der hohe Energiebedarf der Peripheriegeräten (Kühler, Umwälzpumpen etc.) den Wirkungsgrad der BZ erheblich. Teilweise sogar soweit, als dass ein Betrieb im Leerlauf nicht bei allen BZ-Typen möglich ist, da die Peripheriegeräten mehr Leistung abrufen, als die BZ bereitstellt. Eine Brennstoffzelle kann nicht die gleichen dynamischen Laständerungen wie ein Verbrennungsmotor nachbilden, da das System deutlich träger reagiert. Für schnelle Laständerungen wird damit eine zusätzliche Speichereinheit inkl. Regeleinheit und Kühlung benötigt. Ebenso benötigen BZ mehr Zeit zum Einschalten/Hochfahren. Ein Einsatz als Notstromaggregat scheint damit für die BZ im Gegensatz zum Verbrennungsmotor nicht sinnvoll.

### 4.2 Betriebsstunden

Elementar für eine schnelle Amortisation der Investitionskosten sind die Standzeiten der Anlagen. Mobile BZ sind bekannt für kurze Standzeiten (max. 15.000 h). Stationäre BZ haben dagegen deutlich höhere Standzeiten von bis zu 35.000 h [6]. Dies ist unter anderem bedingt durch die geringere Dynamik im Dauerbetrieb und der Möglichkeit, die BZ genauer auf den Anwendungsfall (Leistung und Transienten) auszulegen. Trotzdem liegen die Standzeiten für stationär betriebene Verbrennungsmotoren höher. Die Erfahrungswerte pendeln sich hier bei bis zu 60.000 h für Verbrennungsmotoren in BHKWs ein, welche auch für Wasserstoffverbrennungsmotoren angenommen werden.

Wartungsintervalle sind bei stationären Anwendungen üblich. So müssen sowohl beim Verbrennungsmotor als auch bei der BZ Wartungen durchgeführt werden. Die Aufwände für Kosten und Zeit der jeweiligen Wartung hängen von den verwendeten Materialien (z.B. bei der Brennstoffzelle PEM oder AEL) und Auslegung der Komponenten ab. Grundsätzlich kann beim Verbrennungsmotor von geringeren Wartungskosten ausgegangen werden, da alle Komponenten in Massen produziert werden und die Verfügbarkeit entsprechend hoch ist. Durchschnittliche empfohlene Wartungsintervalle für BZ werden in [5] mit 2.000 bis 4.000 h angegeben. Die Wartungsintervalle sind äquivalent zu den heutigen Verbrennungsmotoren.



### 4.3 Kosten

Mit etwa 5.000 €/kW [5] Gesamtkosten des Systems ist eine Variante eines BHKWs mit einer Brennstoffzelle deutlich teurer als mit einem Wasserstoffverbrennungsmotor, welcher, ebenfalls inkl. Peripherie, bei ca. 1.100 €/kW liegt. Obwohl die Brennstoffzelle inzwischen kommerziell verfügbar ist und als technisch fortgeschritten gilt, werden bei den Kosten die spezifischen Probleme der Technologie bemerkbar. In den meisten Brennstoffzellentypen kommen Seltene Erden und teure Metalle zum Einsatz, welche in der Summe die Kosten für das Produkt deutlich steigern. Skaleneffekte und Weiterentwicklungen hin zu anderen Materialien können die Kosten drücken, ein Trend ist schon erkennbar. Es ist jedoch zu bezweifeln, ob dieser in kürzester Zeit gesteigert werden kann, um die BZ ohne Subventionen zu einem ernstzunehmenden massentauglichen Energiewandler zu führen.

### 5. Zusammenfassung

Wasserstoff hat gegenüber konventionellen Energieträgern für Verbrennungsmotoren den Vorteil, dass dieser nahezu emissionsfrei betrieben werden kann. Im Hinblick auf das Pariser Klimaabkommen und er Einhaltung der Klimaziele sowie zukünftiger CO<sub>2</sub>-Vermeidung stellt der Wasserstoffmotor eine mehr als wirksame Alternative dar und hat im Vergleich zur Brennstoffzelle die beste CO<sub>2</sub>-Bilanz über die Lebensdauer. Nicht nur in der Mobilität besteht Bedarf an emissionsarmen Antrieben, auch im Energiesektor werden diese immer stärker nachgefragt, in dem bislang vor allem Gas- und Dieselmotoren kleinere Strom- und Wärmekraftwerke antreiben.

Gegenstand der hier vorliegenden Arbeit war die Frage, inwiefern ein Wasserstoffmotor für den stationären Einsatz – beispielsweise als BHKW – eignet. Um diese Frage beantworten zu können, wurde eine Lambdavarisation durchgeführt und der Einfluss der Schwerpunktlage durchgeführt. Es zeigte sich, dass sowohl die Verstellung des Luftkraftstoffverhältnisses, als auch die Verstellung des Zündwinkels einen großen Einfluss auf das Emissionsverhalten von Stickoxiden haben. Weiterhin konnte gezeigt werden, dass sich eine frühe Zündung positiv auf den Wirkungsgrad und die Verbrennung auswirkt. Bei einem stationären Betrieb des auf Wasserstoff umgebauten Deutz TCD 7,8 l sind bis zu 150 kW<sub>mech</sub> und 196 kW<sub>th</sub> bei einem effektiven Wirkungsgrad von > 42% möglich. Die thermische Leistung setzt sich dabei aus den einzelnen Wärmeströmen des Abgases, der Motorkühlung und der Ladeluftkühlung zusammen. Eine weitere Betrachtung der Rohemissionen hat gezeigt, dass die Grenzwerte der Euro V (Non-Road) in dem D2 Testzyklus um mindestens 77 % unterschritten werden, bei der Emission von CO und HC sogar um mehr als 99%. Ein Vergleich mit der Brennstoffzelle hat gezeigt, dass der mit Wasserstoff betriebene Verbrennungsmotor sowohl wirtschaftlicher, als auch nachhaltiger sein kann. Die beiden für stationäre Anwendungen wichtigen Punkte „Effizienz“ und „Wartung“ zeigten ähnliche Ergebnisse. Es ist in jedem spezifischen Anwendungsfall abzuwägen welche Technologie den Vorzug erhalten sollte. In jedem Fall führt der Einsatz von Wasserstoffmotoren nachweislich zu einer deutlichen lokalen Emissionsreduktion.

### Abkürzungsverzeichnis

°KW n. OT	Grad Kurbelwinkel nach oberem Totpunkt
AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AGR	Abgasrückführung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
CFD	Computational Fluid Dynamics
CO	Kohlenmonoxid

CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
COV	Coefficient of Variation, empirischer Variationskoeffizient
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> O	Wasser
HC	Kohlenwasserstoffe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LLK	Ladeluftkühler
MFB50	Kurbelwinkel, bei dem 50% des eingesetzten Brennstoffs in einem Zyklus verbrannt ist
MPI	Multi Point Injection
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
ORC	Organic Rankine Cycle
OT	Oberer Totpunkt
PEM	Proton Exchange Membran
PFI	Saugrohreinblasung
PN	Particle number
SCR	Selektive catalytic Reduction
$\eta_{\text{eff}}$	Wirkungsgrad
$\lambda$	Luftkraftstoffverhältnis

### Literaturverzeichnis

- [1] Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik - Erzeugung, Speicherung, Anwendung. s.l. (Manfred Klell, Helmut Eichseder, Alexander Trattner): SpringerVieweg, 2018.
- [2] DIN 51624, 2008-02. Automotive fuels - Compressed natural gas - Requirements and test methods. s.l. Beuth Verlag
- [3] Sustainable Mobility with Hydrogen - The Combustion Engine gets 'Green': Description of the Simulative Development of an innovative Hydrogen Propulsion (S.C. Zeinlinga, D.T. Koch, H. Rottengruber, F.W. Prümm, et al.): 12. Tagung Gasfahrzeuge: Eine nachhaltige Alternative. 2017.
- [4] Niedrigstmissionskonzept für einen wasserstoffbetriebenen Verbrennungsmotor (Fouquet, Marcel Christian Thomas): Technische Universität München : Dissertation, 2012.
- [5] Catalog of CHP Technologies, Section 6. Technology, Characterization - Fuel Cells. s.l. (Ken Darrow, Rick Tidball, James Wang, Anne Hampson): U.S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership, 2015.
- [6] Stationäre Brennstoffzellen. BWK (Wendt, Prof. a.D. Dr. Hartmut): 2006, Vol. 58, 10, pp. 46 - 50.

## Flächenreduktionspotenzial solarthermisch unterstützter Erdwärmekollektoren zur Beheizung eines repräsentativen Mehrfamilienhauses mit 8 Wohneinheiten

Oliver Mercker, Fabian Hüsing, Oliver Kastner, Peter Pärisch

Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, 31860 Emmerthal, www.isfh.de

### Abstract

Die Reduktion des Energiebedarfs zur Wärmeversorgung von Gebäuden ist ein Ziel der nationalen Klimaschutzpolitik. Neben der Gebäudedämmung stellt die Steigerung der Effizienz der Anlagentechnik hierfür die wichtigste Einflussmöglichkeit dar. Der Einsatz erneuerbarer Energien erlaubt dabei primärenergetisch hocheffiziente Wärmeversorgungskonzepte. Die Umsetzung von regenerativen Versorgungskonzepten fällt demgegenüber weit hinter den Erwartungen zurück. Im Falle von Wärmepumpensystemen mit Erdwärmekollektoren (EWK) als Quelle liegt dies maßgeblich am sehr hohen Flächenbedarf – insbesondere im Mehrfamilienhausbereich. Der Beitrag zeigt auf, wie durch die solarthermische Regeneration des EWK eine deutliche Verringerung der notwendigen EWK-Fläche im Vergleich zur Auslegung nach der VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 erreichbar ist. Für ein repräsentatives Mehrfamilienhaus mit 8 Wohneinheiten belegen dynamische Systemsimulationen in TRNSYS, dass die quellenseitige Einbindung von 50 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber eine Reduktion der nötigen EWK-Fläche von über 800 m<sup>2</sup> auf zirka 400 m<sup>2</sup> und somit auf 50 % der Dimensionierung nach Norm erlaubt.

### 1. Einleitung

Etwa die Hälfte der rund 40 Mio. Wohnungen in der Bundesrepublik Deutschland (BRD) befindet sich in Mehrfamilienhäusern (MFH) und somit auch ein Großteil der Bevölkerung sowie des damit verknüpften Bedarfs an Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser (TWW) [Eff15]. Die energetische Sanierung von MFH spielt damit eine wichtige Rolle für den Klimaschutz. Neben der Sanierung der Gebäudehülle stellt der Einsatz effizienter Anlagentechnik einen zentralen Ansatz zur energetischen Sanierung von MFH dar, wobei die Einbeziehung regenerativer Energiesysteme, wie sie bspw. im vorliegenden Projekt untersucht wird, primärenergetisch besonders vorteilhaft sein kann.

Zugleich sind derzeit sowohl Geo- als auch Solarthermieanlagen im MFH-Bereich in der BRD nahezu marginalisiert. Am Beispiel des Flächenbedarfs von Erdwärmekollektoren (EWK) – bezogen auf die verfügbare Grundfläche pro Wohneinheit – ist nachvollziehbar, dass der Platzbedarf von erdreichgekoppelten Systemen im MFH nochmals kritischer ist als im Einfamilienhaus (EFH). Daher stellt sich die Frage, ob durch eine geeignete Kopplung von EWK mit Solarthermie (ST) im MFH eine ähnliche EWK-Flächenreduktion (von bis zu 50 % im Vergleich zur Dimensionierung nach VDI Richtlinie 4640 Blatt 2) wie im EFH erreichbar ist (siehe hierzu [Hüs18]).

Um die Übertragbarkeit von EFH-Simulationsergebnisse auf die Situation in MFH zu überprüfen, wurden gesonderte Skalierungsstudien durchgeführt. Die fehlende Übertragbarkeit der Ergebnisse hat dabei im Wesentlichen die folgenden Ursachen:

- **Skalierung des Trinkwarmwasserbedarfs:**

Das TWW-Zapfprofil des MFH (als Summe bzw. Überlagerung der individuellen TWW-Zapfprofile von acht Wohneinheiten) skaliert nicht linear mit der Anzahl der Bewohner\*innen eines Gebäudes. Stattdessen kommen stochastische Effekte (oft ausgedrückt in Form der „Gleichzeitigkeit“ [Rec07]) zum Tragen. Diese beschreiben die Verstetigung des Zapfprofils mit zunehmender Anzahl der Bewohner\*innen, mit Wirkung auf die Dynamik einer TWW-Anforderung im MFH im Vergleich zu derjenigen im EFH.

- **Skalierung des Heizwärmebedarfs:**  
Aufgrund des mit der Gebäudegröße abnehmenden Anteils an Umhüllungsfläche pro Volumen (sowie pro Person) nimmt der Wohnflächen-spezifische Raumwärmebedarf mit der Gebäudegröße ab. Dadurch steigt der Anteil des TWW-Energiebedarfs am Gesamtenergiebedarf des Gebäudes tendenziell. Dieser Effekt stellt sich auch durch eine verbesserte Gebäudedämmung ein.
- **Kapazitive Volumeneffekte des Arbeitsmediums:**  
Ein weiterer Einfluss ist das abweichende Verhältnis von WP-Entzugsleistung zur Wärmekapazität des im Quellenkreis (bzw. in den EWK-Rohren) befindlichen Fluids, welches sich aus der Dimensionierung des EWK nach VDI 4640 und der WP-Auslegung anhand von TRNSYS-Simulationen ergibt. Dieses Verhältnis stellt eine Art Zeitkonstante dar, die angibt, wie lange es dauert, bis sich der WP-Betrieb merklich auf die Quellentemperatur auswirkt.
- **Wärmeversorgungskonzept:**  
Hinzu kommt das abweichende Wärmeversorgungskonzept für das MFH, welches sich aus Erkenntnissen zur effizienten Wärmeversorgung von MFH im Projekt „MFH-re-Net“ ergab [Mer17]. Dies führt in der Folge zu anderen Anforderungen an die WP (Senktemperaturen und Senkodynamik) und somit auch an den EWK sowie die Solarkollektoren im MFH.
- **Nutzer\*innenverhalten:**  
Neben diesen systemtechnischen Aspekten, die sich auf die Vollbenutzungsstunden und die geordnete Jahresdauerlinie auswirken, kommt zusätzlich der sozio-ökonomische Aspekt hinzu, dass die Bewohner\*innen einer Wohnung in MFH oftmals nicht gleich die Besitzer\*innen sind, was sich bspw. bezüglich der Möglichkeit der (temporären) Nichteinhaltung der Komfortanforderungen auswirkt – ein Aspekt der in Simulationen ohnehin meist vernachlässigt wird.

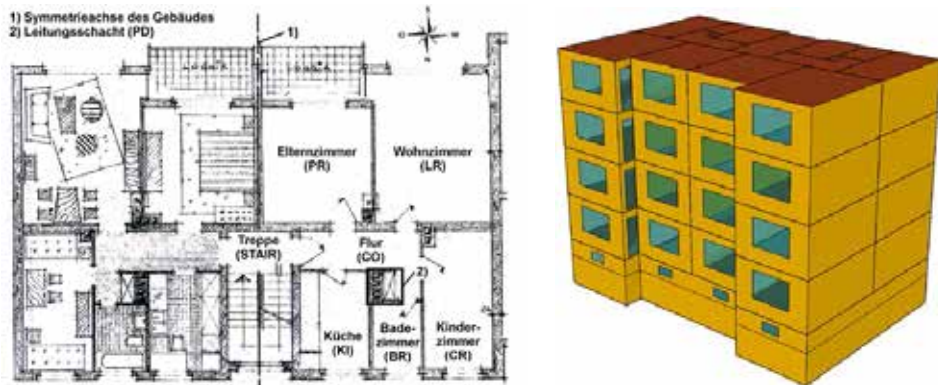
Zur Untersuchung dieser Effekte wird ein repräsentatives MFH-Gebäudemodell verwendet, welches im Projekt „MFH-re-Net“ (FKZ: 03ET1194A) entwickelt wurde [Mer17]. Das betrachtete Gebäudemodell – einschließlich eines detailliert abgebildeten Wärmeverteilnetzes – wurde zu diesem Zweck mit einem Modell zur Erdwärmeversorgung mittels EWK und WP gekoppelt, welches ebenfalls am ISFH in dem Projekt „Terra-Solar-Quelle“ (FKZ: 03ET1275A) entwickelt wurde. Das Wärmeversorgungskonzept entspricht den Empfehlungen des Projekts „MFH-re-Net“ zur Gestaltung eines hocheffizienten Systems. Die für diesen Beitrag wichtigen Modelldetails werden im Abschnitt 2 erläutert. In Abschnitt 3 werden die Bewertungskriterien für die in Abschnitt 4 und 5 beschriebenen Simulationen vorgestellt. In Abschnitt 5 werden Untersuchungen zum Einfluss unterschiedlicher Beschränkungen des Solarkollektorbetriebs vorgestellt. Abschnitt 6 enthält ein Fazit sowie einen Ausblick auf mögliche Folgefragen.

## 2. Simulationsmodell und Randbedingungen

Das Gebäudemodell basiert auf dem Grundriss eines realen MFH in Hannover. Die geometrischen und bauphysikalischen Daten wurden so gewählt, dass sie denen eines typischen – das heißt eines am häufigsten anzutreffenden – MFH in der BRD entsprechen [Sta10, Die10]. Das Modellgebäude hat vier Etagen mit je zwei nebeneinander spiegelbildlich und übereinander identisch aufgebauten Wohneinheiten. Jede Wohneinheit hat zirka 65 m<sup>2</sup> Wohnfläche, die sich auf fünf beheizte Räume (Wohnzimmer, Kinderzimmer, Elternzimmer, Bad, Küche) und einen unbeheizten Flur aufteilen. Es werden jeweils zwei Personen pro Wohnung berücksichtigt [Sta10]. Zudem weist das verwendete Gebäudemodell einen unbeheizten Keller, ein unbeheiztes Treppenhaus und ein Flachdach auf. Die Bauweise bezieht sich auf eine Errichtung des Gebäudes in den 1960er Jahre, weshalb entsprechende Wandaufbauten und typische Konstruktionen dieser Zeit berücksichtigt sind [Log11, Den04, Böh99].

Die Beheizung des Gebäudes erfolgt über Radiatorheizkörper, die über einen im Keller stehenden zentralen Pufferspeicher mit Wärme versorgt werden. Die Beladung des Pufferspeichers übernimmt

eine WP, deren Quellenwärme im Modell durch einen EWK bereitgestellt wird. Die TWW-Bereitung erfolgt in dezentralen Wohnungsstationen nach dem Durchflussprinzip unter Verwendung von Wärme aus dem zentralen Pufferspeicher. Die Wärmeverteilungen des Zweileiternetzes vom Keller zu den Wohnungen verlaufen in Leitungsschächten (ehemalige Schornsteine), welche die übereinanderliegenden Wohnungen jeweils im Flur erschließen und die Heizkörper dann über ein Etagenringleitungsnetz innerhalb der Wohnung versorgen. Die nachfolgende Abbildung 1 zeigt den Grundriss einer Etage des Referenzgebäudes (*links*) sowie eine dreidimensionale Darstellung des MFH (*rechts*).



**Abbildung 1: Grundriss einer Etage des betrachteten MFH (links) sowie 3D-Modell (rechts)**

Das Gebäude wird stets im energetisch sanierten Zustand betrachtet, das heißt mit ausreichender EPS-Dämmung für Kellerdecke, Dach und Außenwand sowie neuen Fenstern – gemäß den Vorgaben der Energieeinsparverordnung (EnEV) aus dem Jahr 2014 (Höchstwerte von Bauteilen) [EnE14].

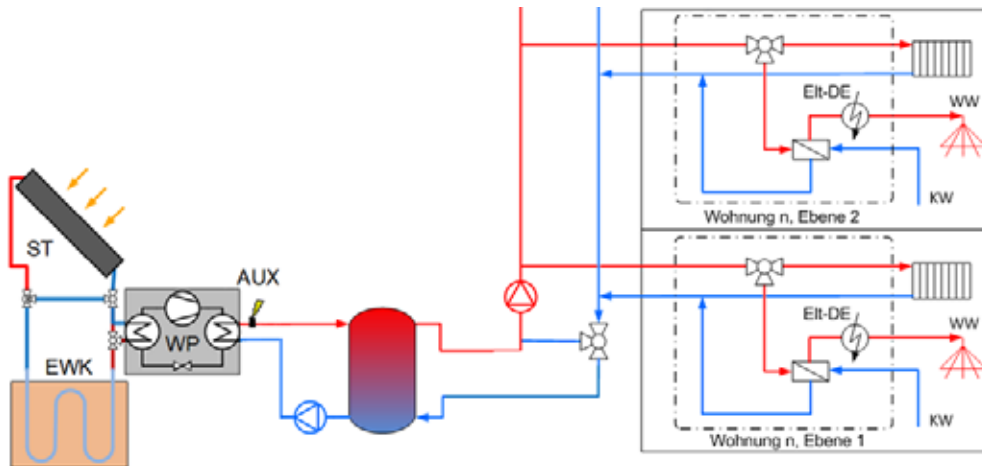
In Tabelle 1 sind die wesentlichen Merkmale des simulierten MFH zusammengefasst. Weitere Details zum MFH-Modell enthält der frei verfügbare Abschlussbericht zum Projekt „MFH-re-Net“ [Mer17].

**Tabelle 1: Zusammenstellung wesentlicher Merkmale des simulierten Gebäudes**

Merkmall	Wert	Bemerkung
Etagen	4	Plus unbeheizter Keller
Wohnungen	8	-
Zimmer je Wohnung	5 (beheizt)	Plus unbeheizter Flur
Wohnfläche <sup>1)</sup> je Wohnung	65,17 m <sup>2</sup>	-
Personen <sup>2)</sup> je Wohnung	2	-
Sonstige Räume	Treppenhaus und Keller	Beide unbeheizt
Dachform	Flachdach	-
Baujahr	1960er	-
Standort / Klimadaten	Zürich	Typisches gemäßigtes, mitteleuropäisches Klima

- 1) Die angegebene Wohnfläche entspricht nicht der EnEV-Fläche sondern der tatsächlichen Grundfläche. Der Unterschied ist insbesondere dann zu beachten, wenn Vergleiche mit anderen Quellen angestellt werden.
- 2) Die Berücksichtigung der Personen erfolgt dabei stark vereinfacht in Form eines ganzjährig konstanten, internen Wärmegewinns von 3 W/m<sup>2</sup> gemäß [Log15].

Der TWW-Nutzwärmebedarf beträgt  $12,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$  [EnE14]. Die Raumsolltemperatur beträgt  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  und wird ganzjährig angestrebt. Da jedoch keine aktive Kühlung erfolgt, können an wärmeren Tagen auch entsprechend höhere Raumtemperaturen auftreten. Ein Schema des simulierten Wärmeversorgungssystems ist in Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung der Kopplung des Wärmeversorgungssystems aus „Terra-Solar-WP“ mit dem MFH als thermische Last aus „MFH-re-Net“**

Die erdreichgekoppelte WP mit einer Nennleistung von  $18 \text{ kW}$  ( $\text{COP} = 5,4$  im Betriebspunkt B0/W29) beliefert einen  $800 \text{ Liter}$  Pufferspeicher, der die Schnittstelle zur thermischen Last des MFH darstellt.

Das Modell berücksichtigt außerdem die Nutzung solarthermischer Wärme zur thermischen Regeneration des EWK. Hierzu wird ein einfacher Schwimmbadabsorber verwendet, der mit Hilfe des TRNSYS-Types 203 simuliert wird. Der in diesem Type optional vorhandene PV-elektrische Modellzweig wird zu diesem Zweck hier abgeschaltet und der thermische Modellzweig wird wie folgt parametrisiert:  $\eta_0 = 0,91$ ;  $b_1 = 14,14 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ ;  $b_2 = 2,93 \text{ J}/(\text{m}^3 \text{ K})$ ;  $b_u = 0,035 \text{ s}/\text{m}$ ,  $c_{\text{eff}} = 34 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \text{ K})$ , der Quotient aus Emissions- und Absorptionsgrad des Absorbers beträgt  $0,84/0,93$ . Der Einfluss von Eisbildung auf der Absorberoberfläche wird nicht abgebildet. Der Type 203 kann vom ISFH kostenlos bezogen werden. Als Arbeitsfluid wird im Solarkollektor dieselbe Sole verwendet wie im EWK. Die solarthermische (ST) Wärme wird dem quellenseitigen Fluidkreislauf der WP hierfür nach dem Verdampferdurchlauf per Dreiwegeventil zugeführt. Durch diese Einbindung zirkuliert das solarthermisch erwärmte Arbeitsfluid stets zunächst durch den EWK. Die thermische Kapazität des EWK dämpft somit etwaige Temperaturspitzen aus dem Solarkollektor. Diese Konfiguration soll Überschreitungen der maximal zulässigen Verdampfer Eintrittstemperatur auf Seiten der WP vermeiden.

Eine zentrale elektrische Nachheizung (AUX) erfolgt nur, wenn die Quellentemperaturen der WP unter  $-5 \text{ }^\circ\text{C}$  sinken. Dieses Vorgehen entspricht einer bivalent-alternativen Betriebsweise.

Im Quellenkreis treten die in Tabelle 2 aufgeführten Betriebszustände auf. Der Schwimmbadabsorber kann bei ausreichendem Temperaturniveau in den Quellenkreis hydraulisch zugeschaltet werden und wird dann stets mit seinem Nennmassenstrom  $\dot{m}_{ST}$  von  $50 \text{ kg}/(\text{m}^2 \text{ h})$  betrieben. Im EWK ist der Massenstrom abhängig vom aktuellen Betriebszustand der WP: Ist die WP in Betrieb, wird der EWK mit dem Nennmassenstrom der WP  $\dot{m}_{WP}$  von  $3800 \text{ kg}/\text{h}$  durchströmt; Liegt Solarertrag vor, aber kein Wärmebedarf, so wird der EWK mit dem Nennmassenstrom des Solarkollektors durchströmt und dabei thermisch regeneriert. Die maximale Eintrittstemperatur in den EWK ist stets auf  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  begrenzt.

**Tabelle 2: Betriebszustände der bivalenten Wärmequelle**

Betriebsmodus	Systemzustand		Massenstrom/Steuersignal		
	Solarangebot	Wärmebedarf	ST	EWK	WP
Aus	0	0	0	0	0
Regeneration	1	0	$\dot{m}_{ST}$	$\dot{m}_{ST}$	0
Monovalente Quelle	0	1	0	$\dot{m}_{WP}$	1
Bivalente Quelle	1	1	$\dot{m}_{ST}$	$\dot{m}_{WP}$	1

Das Vorliegen von nutzbarem Solarangebot wird anhand der Temperaturdifferenz  $\Delta T_{ein}$  zwischen der Solarkollektortemperatur  $T_{Solarkollektor}$  und der Austrittstemperatur des EWK  $T_{EWK,aus}$  nach Gleichung (1) ermittelt. Ab einer Temperaturdifferenz  $\Delta T_{ein}$  von 3 K kann die Solarwärme genutzt werden:

$$\Delta T_{ein} = T_{Solarkollektor} - T_{EWK,aus} > 3 \text{ K} \quad (1)$$

Fällt die Temperaturdifferenz unter einen Wert von  $\Delta T_{aus} = 1 \text{ K}$ , wird der Solarkollektor nicht mehr durchströmt. Für den Fall, dass die Austrittstemperatur des Erdwärmekollektors nur 1 K höher als die minimale Quellentemperatur der WP von  $-5 \text{ °C}$  liegt, bedeutet dies, dass die Erdwärmequelle nahezu erschöpft ist. Dann wird die nötige Temperaturdifferenz für den Betrieb des Solarkollektors gemäß Gleichung (2) weiter abgesenkt.

$$T_{EWK,aus} \leq -4 \text{ °C} \rightarrow \Delta T_{ein} = T_{Solarkollektor} - T_{EWK,aus} > 1 \text{ K} \quad (2)$$

Bei Erschöpfung der Erdwärmequelle erfolgt die Wärmeversorgung durch eine elektrische Widerstandsheizung. Es zeigt sich, dass dieser Betriebszustand durch den Solarkollektor selbst bei kalter Witterung vermieden werden kann. Eine minimale Kollektortemperatur, z. B.  $0 \text{ °C}$  zur Vermeidung von Frost, ist – sofern nicht explizit darauf hingewiesen wird – in den Simulationen nicht implementiert. Der Phasenwechsel des Niederschlags oder des Kondensats auf den Solarkollektoren von flüssig nach fest wird nicht simuliert, da zurzeit kein geeignetes Modell in TRNSYS existiert.

Durch den Vergleich der Solarkollektortemperatur zur Austrittstemperatur des EWK ist sichergestellt, dass dem Erdreich tatsächlich Wärme zugeführt wird. Alternativ wäre es auch möglich den Solarkollektor in Betrieb zu nehmen, sobald dem Quellenkreis Wärme zugeführt wird (hier nicht betrachtet). Bezugstemperatur wäre dann die Austrittstemperatur aus dem Verdampfer der Wärmepumpe.

Die Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes wird (sofern nicht anders angegeben) so eingestellt, dass ein Minimalwert von  $40 \text{ °C}$  zur TWW-Bereitung eingehalten wird. Wenn die Anforderungen der Raumheizung über diesen Minimalwert (genannt: „Sockeltemperatur“) hinausgehen, dann folgt die Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes der Heizwärmeanforderung. Die temporär erforderliche Zusatzheizung zur Erwärmung von TWW auf  $45 \text{ °C}$  Zapf temperaturniveau wird durch dezentrale elektrische Heizstäbe in den Wohnungsstationen nachgeliefert. Dieses Wärmeversorgungskonzept stellt ein primärenergetisches Optimum (für nicht-regenerative Versorgungskonzepte) dar, da die nicht nutzbaren Wärmeverteilungsverluste minimiert werden (siehe [Mer17]). Zudem bieten sich gute Anknüpfungspunkte für die (primärenergetisch noch vorteilhaftere) regenerative Versorgung über eine zentrale WP, da geringe Netztemperaturen eingestellt werden können – auch ohne Fußbodenheizung.

Die Dimensionierung des EWK bezieht sich auf den Verlegeabstand der Erdkolektorrohre  $dx$  und die Gesamtfläche des Erdkolektors  $A_{EWK}$ . Diese erfolgt hier gemäß dem Gründruck von Blatt 2 der VDI Richtlinie 4640 aus dem Jahr 2015. Die Simulationen beschränken sich hier auf die Berücksichtigung einer einzigen Bodenart mit einer mittlerer Wärmeleitfähigkeit, die an die Bodenart „Lehm“ gemäß VDI 4640-2 angelehnt ist und folgende Eigenschaften hat: Wassergehalt 28 Vol.-%; Wärmeleitfähigkeit  $1,52 \text{ W/(m K)}$  und Wärmekapazität  $1218 \text{ J/(kg K)}$  im ungefrorenen Zustand; Wärmeleitfähigkeit  $2,35 \text{ W/(m K)}$  und Wärmekapazität  $865 \text{ J/(kg K)}$  im gefrorenen Zustand; sowie eine Rohdichte von

1815 kg/m<sup>3</sup>. Für die Berechnungen wird zudem die Klimazone 13 zu Grunde gelegt sowie ein Wärmebedarf des sanierten MFH am Standort Zürich von 22,3 MWh/a für die Raumheizung und 8110 kWh/a für die TWW-Bereitung. Für den vorliegenden Fall einer laminaren Durchströmung der 32 mm PE-Rohre des EWK ergibt sich eine notwendige EWK-Fläche von 844,44 m<sup>2</sup>, was bei dem gewählten Rohrabstand von 0,52 m einer Gesamtröhrlänge von 1623,93 m entspricht.

Die Kopplung von WP und Pufferspeicher erfolgt über einen Speicheranschluss in einer festen Höhe von 95 % des Speichers und einen weiteren Speicheranschluss in einer festen Höhe von 50 % (an der unteren Grenze des Bereitschaftsvolumens). Die WP-Regelung sorgt dafür, dass das Bereitschaftsvolumen stets mindestens die gewünschte Vorlauftemperatur  $T_{VL,Soll}$  des Zweileiternetzes bedienen kann. Fällt die Temperatur in 50 % Speicherhöhe unter die  $T_{VL,Soll}$  des Netzes, wird die WP so lange betrieben, bis an dieser Stelle wieder die  $T_{VL,Soll}$  plus eine Übertemperatur von 5 K auftreten. Die Maximaltemperatur im Speicher wurde auf 65 °C festgelegt. Fällt die Temperatur in 95 % Speicherhöhe unter die  $T_{VL,Soll}$  des Netzes, dann wird der zentrale Heizstab (AUX) aktiviert, solange bis an dieser Stelle wieder die  $T_{VL,Soll}$  plus eine Übertemperatur von 5 K eingestellt ist. Die Speicherentladung erfolgt über einen Anschluss in 100 % Speicherhöhe und einen Rücklauf in 0 % Speicherhöhe.

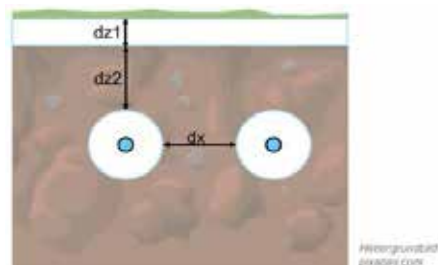
### 3. Bewertungskriterien

Die Analyse der im kommenden Abschnitt 4 vorgestellten Simulationsergebnisse erfordert geeignete Kriterien. Für Wärmepumpensysteme mit geothermischer Wärmequelle sind dabei zwei Aspekte zu bewerten: die Effizienz der Wärmeversorgung und die nachhaltige Nutzung der Wärmequelle.

Zur Bestimmung der Effizienz wird die Systemjahresarbeitszahl  $JAZ_{sys}$  betrachtet. Diese setzt die Nutzwärme (für die Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung) ins Verhältnis zur dafür aufgewendeten elektrischen Energie (für den Betrieb des Kompressors, der elektrischen Nachheizung, der Fluidpumpen und des Reglers). Sie entspricht der im Task44 definierten Bilanzgrenze „SHP+“ (vgl. [Pär13]) und berechnet sich nach folgender Gleichung:

$$JAZ_{sys} = \frac{\text{Nutzwärme}}{\text{Stromverbrauch}} = \frac{\int (\dot{Q}_{RH} + \dot{Q}_{TWW}) dt}{\int (P_{WP_{Komp}} + P_{Nachheiz} + P_{Pumpen} + P_{Regler}) dt} \quad (3)$$

Zur Bewertung der nachhaltigen Nutzung der Wärmequelle sind bezogen auf EWK insbesondere Gefriervorgänge im Erdreich zu betrachten. Abbildung 3 zeigt schematisch die zu erwartende Eisbildung bei Betrieb eines EWK im Winter.



**Abbildung 3: Frostzustände im Umfeld der Rohre eines Erdwärmekollektors**

Neben dem Frost an der Oberfläche (Dicke  $dz1$ ) kann sich am EWK Eis um die Kollektorrohre ausbilden. Zwei Zustände sind in diesem Zusammenhang als kritisch zu betrachten und müssen daher im Betrieb ausgeschlossen werden:

- Kollidiert der Oberflächenfrost ( $dz1$ ) in vertikaler Richtung mit dem Kollektorfrost ( $dz2 = 0$ ) sind Hebungen an der Erdoberfläche zu erwarten.



- Ist das Frostgebiet um die Kollektorrohre horizontal geschlossen, während kein Oberflächenfrost vorliegt ( $dx = 0$  &  $dz1 = 0$ ) wird die Versickerung von Niederschlägen behindert. In diesem Fall droht eine Verschlämmung des Bodens.

Zur Auswertung wird das Auftreten dieser Frostzustände in Stunden pro Jahr betrachtet. Sowohl die zur Berechnung der Systemjahresarbeitszahl benötigten Energiemengen, als auch die Ausbreitung gefrorener Gebiete im Erdreich werden im Verlauf der Simulationsstudien als Auswertegrößen aufgezeichnet und zur Berechnung der Kennzahlen genutzt.

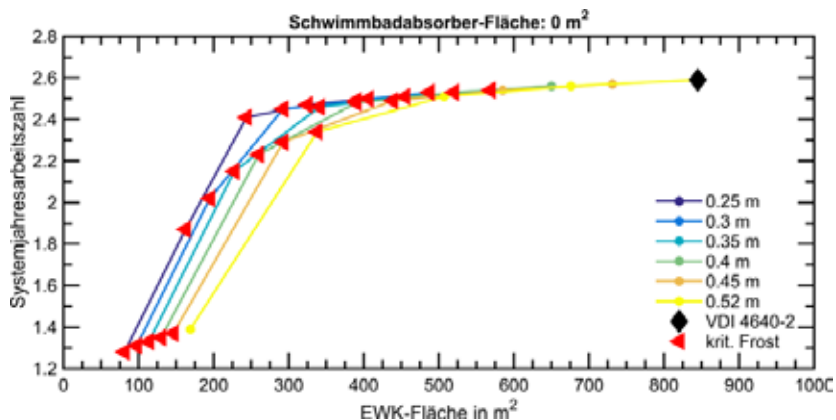
#### 4. Parameterstudie mit Schwimmbadabsorber

Um das Potenzial zur Verringerung der Erdwärmekollektorfläche  $A_{EWK}$  (als Produkt aus EWK-Rohrlänge und –Rohranzahl sowie deren Verlegeabstand) im MFH zu bestimmen, wurden zunächst Simulationen mit unterschiedlich dimensionierten EWK-Systemen ohne solarthermische Unterstützung durchgeführt. Diese stellen eine Referenz dar und zeigen auf, ab welchen Kombinationen von  $A_{EWK}$  und Verlegeabstand ein Anlagenbetrieb ohne das Auftreten kritischer Frostzustände möglich ist. Die EWK-Dimensionierung nach VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 wird hierbei als obere Grenze betrachtet.

Daran anschließend werden die Simulationen mit solarthermischer Unterstützung erläutert. Die Solar Kollektorfläche  $A_{ST}$  wird dabei an den Erkenntnissen zum EFH ausgerichtet (siehe [Hüs17]).

##### **Simulationen ohne solarthermische Unterstützung als Referenz**

Abbildung 4 zeigt zunächst die Systemjahresarbeitszahlen der Simulationen ohne Schwimmbadabsorber für unterschiedliche  $A_{EWK}$  und Verlegeabstände. Die schwarze Raute markiert den Datenpunkt, der zur Simulation des EWK gehört, welcher gemäß VDI-Richtlinie 4640 Blatt 2 ausgelegt ist. Die roten Dreiecke zeigen an, dass bei den Simulationen im Jahresverlauf kritische Frostzustände auftreten, die eine zentrale elektrische Wärmeversorgung temporär erforderlich machen.



**Abbildung 4: Systemjahresarbeitszahl nicht-regenerierter EWK-Systeme für unterschiedliche EWK-Flächen und Verlegeabstände der EWK-Rohre**

Die  $JAZ_{sys}$  der WP-Systeme ohne solarthermische Unterstützung im MFH sind mit Werten im Bereich von 2,4 bis 2,6 deutlich geringer als im EFH, wo  $JAZ_{sys}$  von 3,5 bis 3,9 erreicht werden (siehe bspw. [Hüs18]). In einigen Fällen, bei denen Erschöpfungszustände des Erdreichs erreicht werden, fällt die  $JAZ_{sys}$  sogar bis auf 1,2 ab. Der Hauptgrund für die Systemeffizienzunterschiede zwischen MFH und EFH liegt in den unterschiedlichen Heizsystemen, besonders in der minimal erforderlichen Vorlauf-temperatur  $T_{VL,min}$  von 40 °C und der darauf noch aufzuschlagenden Übertemperatur zur Beladung des zentralen Pufferspeichers im MFH.

Neben den bereits genannten quantitativen Unterschieden zeigt sich jedoch ein ähnlicher qualitativer Kurvenverlauf der  $JAZ_{sys}$  der studierten Systeme in EFH und MFH. Das heißt, dass eine Zweiteilung der einzelnen Kurven zu beobachten ist: Jeweils ein „linker Teil“, wo durch Erschöpfung des Erdreichs in relevantem Umfang zentraler elektrischer Nachheizbedarf besteht und die  $JAZ_{sys}$  stark abfällt; und ein „rechter Teil“, wo mit zunehmender  $A_{EWK}$  ein degressiver Anstieg der  $JAZ_{sys}$  auftritt.

Für Simulationen ohne Erschöpfungszustände ist mit gleicher  $A_{EWK}$  nur eine geringe Steigerung der  $JAZ_{sys}$  durch kleinere Verlegeabstände festzustellen. Bei knapp dimensionierter  $A_{EWK}$  ( $< 550 \text{ m}^2$ ) treten durch verringerte Verlegeabstände häufiger kritische Frostzustände auf. Dieses Verhalten deckt sich mit den Beobachtungen am EFH.

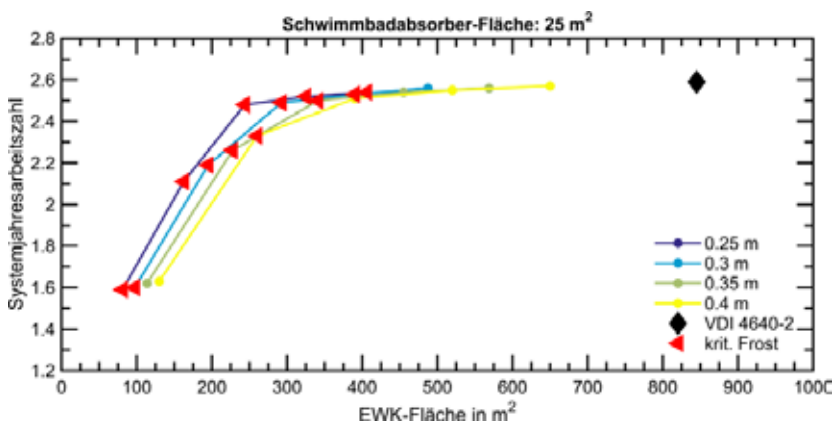
Abbildung 4 zeigt überdies, dass eine Dimensionierung des EWK nach VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 prinzipiell einen Anlagenbetrieb ohne kritische Frostzustände sicherstellt. Dabei wird ein deutlicher Sicherheitsaufschlag in der  $A_{EWK}$  vorgesehen, was einen problemlosen WP-Betrieb auch in „harten Wintern“ garantiert. Eine Reduktion der  $A_{EWK}$  ist daher bei geringeren Verlegeabständen auch ohne eine solare Regeneration möglich, wengleich dies die Robustheit des Wärmeversorgungssystems gegenüber veränderten Wärmelasten und Klimabedingungen verringert.

**Simulationen mit solarthermischer Unterstützung**

In einem zweiten Schritt wurden nun Simulationen unter Berücksichtigung solarthermischer Gewinne durchgeführt. Dabei wurden unterschiedlichen Kombinationen von Erdkollektorfläche  $A_{EWK}$ , Verlege-Rohrabstand und Solarkollektorfläche  $A_{ST}$  zu Grunde gelegt, um herauszufinden, welche Reduktion der  $A_{EWK}$  durch den Einsatz der solarthermischen Unterstützung – in Form eines simplen Schwimmbadabsorbers – unter den angenommenen Randbedingungen maximal realisierbar ist.

Auf der Grundlage spezifischer Werte für die Solarkollektorfläche (bezogen auf die Entzugsleistung des EWK), die im EFH eine Halbierung der  $A_{EWK}$  bei gleicher Effizienz erlauben, wird für das Modell-MFH ein Schwimmbadabsorber mit einer Fläche von  $A_{ST} = 75 \text{ m}^2$  bestimmt. Dieser Wert dient hier als Maximalwert für die Untersuchungen. Die in den MFH-Simulationen berücksichtigten Solarkollektorflächen betragen 25, 50 und  $75 \text{ m}^2$  bzw. rund 1,6; 3,1 und  $4,7 \text{ m}^2$  pro Person.

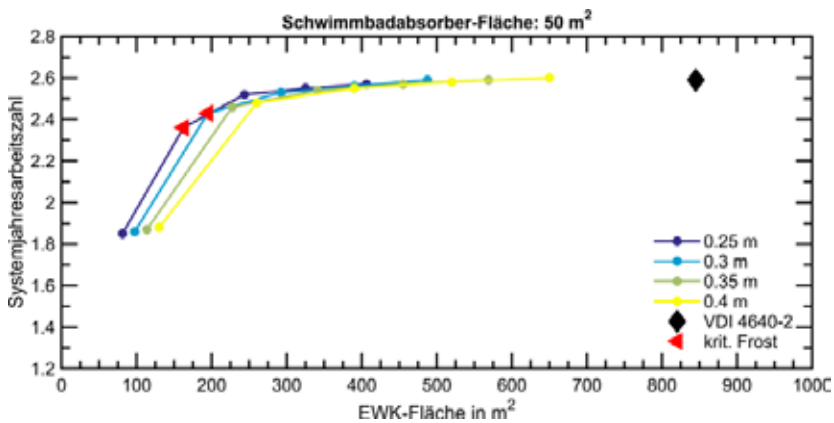
In Abbildung 5 sind die  $JAZ_{sys}$  dieser Simulationen zusammengefasst. Die schwarze Raute entspricht einer EWK-Dimensionierung nach VDI Richtlinie 4640 Blatt 2, kombiniert mit einem  $25 \text{ m}^2$  großen Schwimmbadabsorber. Die roten Dreiecke kennzeichnen wieder die Simulationen in denen kritische Frostzustände auftreten. Auch die Skalierung des Diagramms entspricht derjenigen aus Abbildung 4.



**Abbildung 5: Systemjohresarbeitszahl eines EWK-Systems mit  $25 \text{ m}^2$  Schwimmbadabsorber-Fläche für unterschiedliche EWK-Flächen und Verlegeabstände**

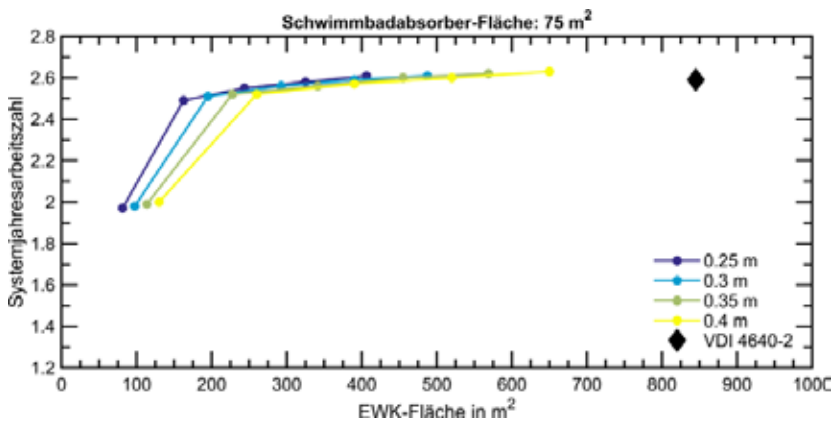
Ein Vergleich mit den  $JAZ_{sys}$  des Systems ohne solare Regeneration zeigt, dass die kritischen Frostzustände bereits mit 25 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber bei vergleichbar kleineren Erdkollektorflächen  $A_{EWK}$  (< 400 m<sup>2</sup>) und Verlegeabständen auftreten und die Jahresarbeitszahl  $JAZ_{sys}$  ansteigt (besonders für kleine  $A_{EWK}$ ). Dieser Effekt ist auf die Anhebung der energetisch gewichteten Verdampfer Temperatur und die Vermeidung von zentralem Heizstabbetrieb zurückzuführen. Dies entspricht qualitativ den analogen Ergebnissen für das EFH (siehe [Hüs18]).

In Abbildung 6 und Abbildung 7 sind schließlich die  $JAZ_{sys}$  der Simulationen mit 50 m<sup>2</sup> bzw. 75 m<sup>2</sup>  $A_{ST}$  für unterschiedliche  $A_{EWK}$  und Verlegeabstände dargestellt. Den nach VDI dimensionierten EWK kennzeichnet in beiden Abbildungen die schwarze Raute. Rote Dreiecke zeigen das Auftreten kritischer Frostzustände an. Die Skalierung der Diagramme entspricht derjenigen aus Abbildung 4.



**Abbildung 6: Systemjahresarbeitszahl eines EWK-Systems mit 50 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber-Fläche für unterschiedliche EWK-Flächen und Verlegeabstände**

Neben einer geringfügigen Steigerung der  $JAZ_{sys}$  bei knapp dimensionierten EWK zeigt Abbildung 6, dass bereits 50 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber ausreichen um bei kleinen EWK-Flächen (< 200 m<sup>2</sup>) kritische Frostzustände fast vollständig zu vermeiden. Mit 50 m<sup>2</sup> Solarthermie wird somit nahezu eine Halbierung der  $A_{EWK}$  von 850 m<sup>2</sup> auf 500 m<sup>2</sup> bei gleicher  $JAZ_{sys}$  von 2,6 realisiert: 50 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorberfläche ersetzen also zirka 350 m<sup>2</sup> EWK-Fläche. Wird eine geringe Verschlechterung der  $JAZ_{sys}$  auf 2,5 in Kauf genommen, ist sogar eine Reduktion um 550 m<sup>2</sup> auf 300 m<sup>2</sup> möglich.



**Abbildung 7: Systemjahresarbeitszahl eines EWK-Systems mit 75 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber-Fläche für unterschiedliche EWK-Flächen und Verlegeabstände**

Eine zum EFH analog dimensionierte solarthermische Unterstützung durch hier 75 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber, wie sie in Abbildung 7 zu Grunde liegt, sorgt – neben einer weiteren leichten Steigerung der  $JAZ_{sys}$  und dem vollständigen Vermeiden kritischer Frostzustände – dafür, dass eine Reduzierung der  $A_{EWK}$  von 850 m<sup>2</sup> (ohne Regeneration) auf rund 260 m<sup>2</sup> (mit Regeneration) möglich ist. Diese Fläche entspricht damit nur noch einem Drittel des Wertes nach VDI 4640 bei gleicher  $JAZ_{sys}$  von 2,6. Das bedeutet, dass 75 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorberfläche hier zirka 500 m<sup>2</sup> EWK-Fläche substituieren. Somit prognostiziert die vorliegende MFH-Studie ein Erdkollektorflächenreduktionspotenzial durch solarthermische Regeneration (unter der Voraussetzung verringerter Verlegeabstände) von 60%, was 10% mehr sind als für die EFH-Studie ermittelt wurde [Hüs18].

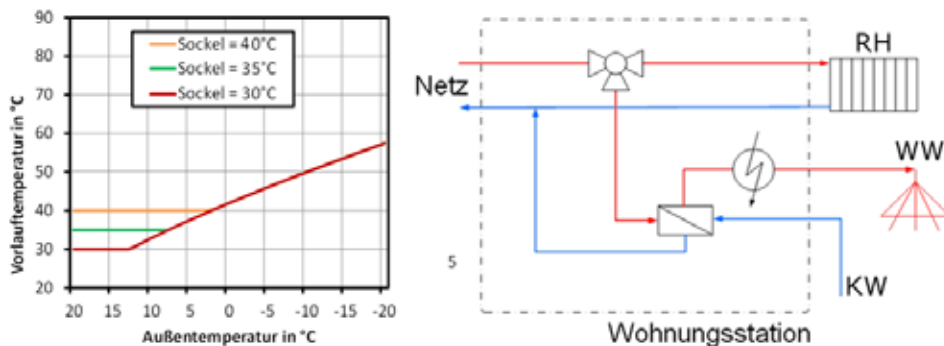
**Steigerung der Systemjahresarbeitszahl**

Die bis dato niedrigen Jahresarbeitszahlen  $JAZ_{sys}$  der WP-Systeme im MFH im Bereich von 2,4 bis 2,6 sind vorrangig auf die relativ hohen Vorlauftemperaturenanforderungen sowie entsprechende Speicher- und Verteilverluste im betrachteten MFH zurückzuführen. Neben der Mindestvorlauftemperatur von 40 °C ist zudem zu beachten, dass die Kondensatorwärme der WP nicht direkt an das Zweileiternetz abgegeben wird, sondern zur Beladung eines zentralen Pufferspeichers genutzt wird. Somit ergibt sich hier noch ein zusätzlicher Aufschlag für die Temperaturanforderung an die WP, wodurch insgesamt stets eine Kondensatoraustrittstemperatur von mindestens 50 °C erforderlich ist.

Unter der Annahme einer mittleren Verdampfertemperatur von 3 °C und einer mittleren Kondensator-temperatur von 50 °C resultieren ein mittlerer Temperaturhub von 47 K sowie ein CARNOT-Wirkungs-grad von 6,9. Ausgehend von diesem theoretischen Maximum würde eine WP mit einem angenom- menen Gütegrad von 45 % eine Arbeitszahl von 3,1 erreichen. Hinzu kommen dann noch Wärme- verluste von Pufferspeicher und Wärmeverteilsystem sowie elektrische Bedarfe sämtlicher Pumpen, Regler und Heizstäbe, womit die oben genannte Spanne der  $JAZ_{sys}$  von 2,4 bis 2,6 als durchaus realistisch einzuschätzen ist.

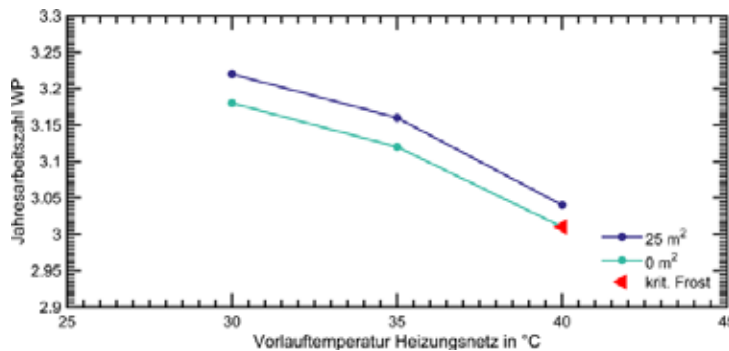
Um höhere  $JAZ_{sys}$  zu erreichen, wurde daher untersucht, welche Auswirkung eine weitere Absenkung der (minimalen) Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes nach sich zieht. Da, neben der wünschens- werten Verringerung der (nicht nutzbaren) Wärmeverteilverluste des Netzes sowie der Steigerung der JAZ der WP, auch eine Steigerung des dezentralen elektrischen Nachheizbedarfs (vgl. [Mer17]) in den Wohnungsstationen zu erwarten ist, war nicht vorhersehbar, welcher Effekt im Einzelfall überwiegt.

In den dafür durchgeführten Simulationen wurden die  $A_{EWK}$  mit 570 m<sup>2</sup> und der Verlegeabstand mit 0,35 m (zirka 65 % der VDI-Dimensionierung) konstant gehalten und die minimale Vorlauftemperatur des Netzes in 5 K-Schritten von 40 °C auf 30 °C abgesenkt – wobei jeweils eine Variante ohne und eine Variante mit 25 m<sup>2</sup> Schwimmbadabsorber betrachtet wurden. Die resultierenden Heizkurven und das Prinzipschaltbild der Wohnungsstation(en) sind in der nachfolgenden Abbildung 8 dargestellt.



**Abbildung 8: Verlauf der Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes im MFH über der Außen-temperatur (links); Schematische Darstellung der Energieflüsse in einer Wohneinheit (rechts)**

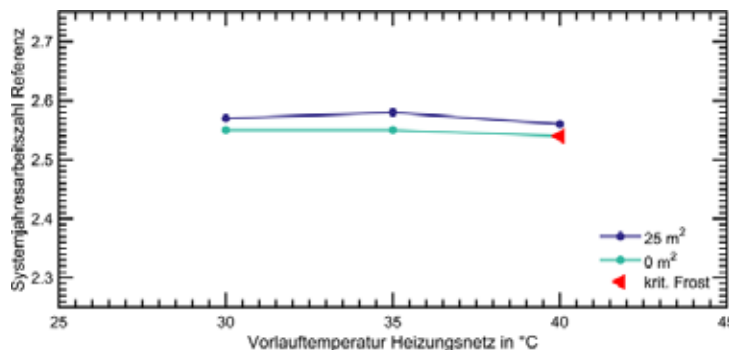
Der Einfluss dieser Anpassung der Vorlauftemperaturanforderungen des Heizungsnetzes ist anhand der Jahresarbeitszahl der WP  $JAZ_{WP}$  in Abbildung 9 dargestellt. Das rote Dreieck markiert dabei eine Simulation, bei welcher kritische Frostzustände auftreten. Die dunklere Linie zeigt die Simulation mit  $25 \text{ m}^2$  Schwimmbadabsorber, die hellere Linie markiert diejenigen Simulationen ohne Solarthermie.



**Abbildung 9: Verlauf der Jahresarbeitszahl der WP in Abhängigkeit der minimalen Heizungs-vorlauftemperatur mit  $25 \text{ m}^2$  und ohne solarthermische Unterstützung**

Wie der Abbildung 9 zu entnehmen ist, steigt die  $JAZ_{WP}$  mit sinkender Vorlauftemperatur des Heizungsnetzes – erwartungsgemäß – an. Sowohl mit als auch ohne ST sind Steigerungen der  $JAZ_{WP}$  von etwa 0,2 zu verzeichnen, wenn die Mindestvorlauftemperatur um 10 K gesenkt wird. Außerdem ist ersichtlich, dass durch den Einsatz der Solarthermie eine weitere Steigerung der  $JAZ_{WP}$  bewirkt wird, was auf die Anhebung der mittleren Verdampfertemperatur durch die solare Regeneration des EWK zurückzuführen ist. Am Beispiel der beiden Simulationen mit  $T_{VL,min}$  von  $40 \text{ °C}$  ist zudem zu erkennen, dass durch den Einsatz von  $25 \text{ m}^2$  Solarthermie kritische Frostzustände vermieden werden können, die bei dem nicht regenerierten System noch auftreten (rotes Dreieck). Ein Vergleich der nicht regenerierten Systeme untereinander zeigt wiederum, dass auch eine Absenkung der Netztemperatur dazu führen kann, dass kleinere  $A_{EWK}$  betrieben werden können, ohne kritische Frostzustände zu erreichen.

Die Abhängigkeit der Systemjahresarbeitszahl  $JAZ_{sys}$  von der minimalen Vorlauftemperatur des Zweileiternetzes ist in Abbildung 10 dargestellt. Das rote Dreieck markiert die Simulation mit kritischen Frostzuständen. Die dunkle Linie stellt die solar unterstützten Systeme dar, während die hellere Linie die EWK-Systeme ohne Solarthermie markiert. Im Vergleich zur Abbildung 9 wurde die Skalierung der Abszisse angepasst, da die absoluten Werte der  $JAZ_{sys}$  stets niedriger sind als die Werte der  $JAZ_{WP}$ .



**Abbildung 10: Verlauf der Systemjahresarbeitszahl in Abhängigkeit der minimalen Heizungs-vorlauftemperatur der WP mit  $25 \text{ m}^2$  und ohne solarthermische Unterstützung**

Sowohl die Simulationen mit als auch ohne ST zeigen einen geringen Einfluss der Netztemperaturabsenkung auf die  $JAZ_{sys}$ . Die gegenläufigen Effekte der Senkung der Netzverluste und der Steigerung der  $JAZ_{WP}$  auf der einen Seite sowie des steigenden dezentralen elektrischen Nachheizenergiebedarfs auf der anderen Seite liegen somit in einer ähnlichen Größenordnung (beim vorliegenden System).

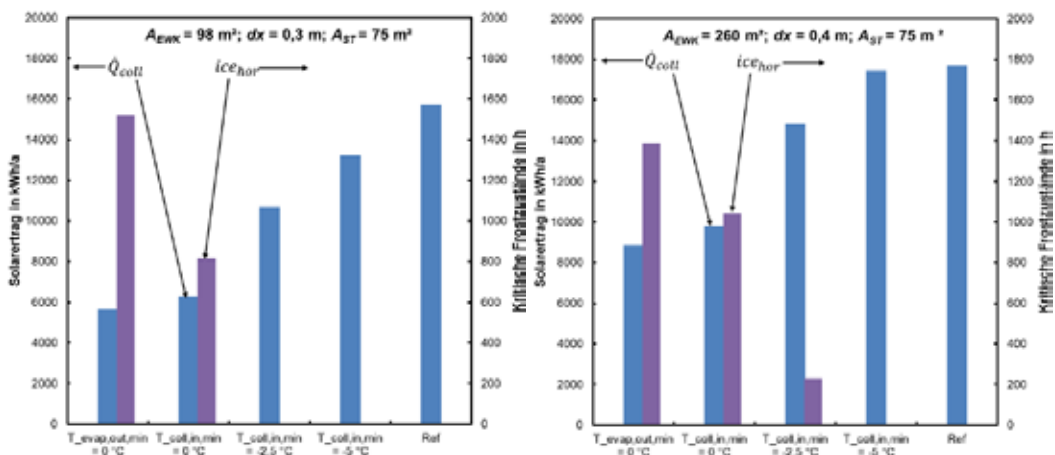
### 5. Einfluss des Solarkollektormodells auf die Ergebnisse

Für die Systemsimulationen in der Simulationsumgebung TRNSYS wird der am ISFH entwickelte Type 203 zur Abbildung des ungedeckten Solarkollektors verwendet. Das hinterlegte Modell berücksichtigt den Einfluss von Kondensation und Eisbildung allerdings nur sehr eingeschränkt. Um eine Abschätzung des Einflusses der diesbezüglichen Modelleinschränkung auf das prognostizierte Gesamtergebnis zu erhalten, werden abgestufte „Worst-Case“-Szenarien untersucht. Dazu wird der Solarkollektor in der kalten Jahreszeit zur Regeneration des EWK nicht mehr eingesetzt, falls in der Systemsimulation die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- **Worst Case 1:** Keine Solarwärmegewinne, falls die Verdampferaustrittstemperatur der WP  $T_{evap,out}$  unter  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  fällt.
- **Worst Case 2 (abgestuft):** Keine Solarwärmegewinne, falls die Eintrittstemperatur in den Solarkollektor  $T_{coll,in}$  unter  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $-2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  oder unter  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  fällt.

Diese Annahmen sind durch die isolierende Wirkung bzw. Absorptionseigenschaften von gefrierendem Niederschlag auf dem Kollektorabsorber motiviert sowie der Bedeutung der Phasenwechselvorgänge für die Betriebscharakteristik des Schwimmbadabsorbers.

In Abbildung 11 sind die Auswirkungen der „Worst-Case“-Annahmen bezüglich der simulierten Solarwärmegewinnung dargestellt: Die Jahressummen der Solarerträge eines  $75\text{ m}^2$  Schwimmbadabsorbers (linke Diagrammachsen) und die sich damit ergebenden Anzahlen von Betriebsstunden mit kritischen Frostzuständen im Boden (rechte Diagrammachsen), jeweils für zwei EWK-Systemgrößen  $98\text{ m}^2 A_{EWK}$  (a) und  $260\text{ m}^2 A_{EWK}$  (b). Beide Diagramme zeigen auch die jeweilige Simulation ohne Einschränkung des Solarkollektormodells als Referenzfall (Ref) eingetragen



**Abbildung 11: Solarertrag und kritische Frostzustände für unterschiedliche Einschränkungen des Solarkollektorbetriebs für den Fall einer  $A_{EWK} = 98\text{ m}^2$  (a) und  $A_{EWK} = 260\text{ m}^2$  (b)**

Die Abschätzungen zeigen, dass das „Worst Case 1“-Szenario für den Fall einer Erdkollektorfläche  $A_{EWK} = 98\text{ m}^2$  den Solarertrag auf knapp  $6000\text{ kWh/a}$  reduziert (Abbildung 11-a). Nur geringfügig höher liegen die Erträge im Fall des „Worst Case 2“-Szenario und einer minimalen Kollektoreintrittstemperatur  $T_{coll,in} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ . In beiden Fällen treten dadurch signifikante kritische Frostzustände auf. Eine

Abmilderung des „Worst Case 2“-Szenarios durch Limitierung der Solarkollektoreintrittstemperatur  $T_{coll,in}$  auf  $-2,5\text{ °C}$  bzw.  $-5\text{ °C}$  erlaubt wiederum graduell höhere Erträge und die kritischen Frostzustände im Untergrund bleiben aus. Ein ähnliches Bild ergibt sich für den Fall einer Erdkollektorfläche  $A_{EWK} = 260\text{ m}^2$ . Wie man in Abbildung 11-b erkennt, ist die Bildung von kritischen Frostzuständen unter den getroffenen Annahmen in diesem Fall etwas stärker.

Die Abschätzungen zeigen, dass bei der Auslegung einer integrierten geothermisch/solarthermischen Versorgungslösung, die solare Gewinne durch unabgedeckte Solarkollektoren verwertet, die Effekte von Kondensat- und Eisbildung auf dem Solarkollektor nicht vernachlässigt werden sollten. Eine quantitative Abbildung dieser Effekte ist heute mit Hilfe von TRNSYS-Modellen jedoch noch nicht möglich. Um diese Lücke zu schließen, muss zunächst das Simulationsmodell für unabgedeckte Kollektoren verbessert werden, was eine Aufgabe der zukünftigen wissenschaftlichen Arbeit am ISFH darstellt.

## 6. Fazit und Ausblick

Die Simulationen zu den solar unterstützten, erdreichgekoppelten WP in MFH mit Wohnungsstationen und dezentraler elektrischer Nachheizung haben gezeigt, dass sich die Erkenntnisse aus den EFH-Simulationen weitgehend auch auf ein repräsentatives MFH übertragen lassen. Konkret zeigen die Simulationsergebnisse, dass im MFH sogar mehr als eine Halbierung der EWK-Fläche bei gleicher Systemeffizienz – gemessen anhand der Systemjahresarbeitszahl  $JAZ_{sys}$  – möglich ist, sofern eine ausreichende solarthermische Regeneration des EWK realisiert wird. Kritische Frostzustände können selbst bei stark unterdimensionierten EWK vollständig vermieden werden, wenn eine entsprechende solarthermische Regeneration des EWK mittels Schwimmbadabsorberfläche erfolgt. Im untersuchten Fall betrug die erforderliche solarthermische Kollektorfläche zirka  $75\text{ m}^2$ .

Die Simulationen zeigen, dass erst ab einer Verringerung der Erdwärmekollektorfläche  $A_{EWK}$  auf etwa ein Viertel im Vergleich zur Auslegung nach VDI Richtlinie 4640 Blatt 2 in relevantem Umfang Erschöpfungszustände des Erdkollektors auftreten. Dies ist auf die große Wärmekapazität des Fluids im EWK (bzw. im Quellenkreis insgesamt) zurückzuführen, die in einem mittleren Betriebszyklus der WP mit ihrer durchschnittlichen Verdampferleistung ausreicht, um ein Absinken der Verdampfeintrittstemperatur unter  $-5\text{ °C}$  sicher zu vermeiden. Aus dem Verhältnis der Wärmekapazität im Quellenkreis zur WP-Entzugsleistung lässt sich eine Zeitkonstante bilden, die noch näher zu untersuchen ist.

Darüber hinaus zeigt sich, dass eine Absenkung der Wärmeversorgungsnetztemperaturen – oder allgemein: Senktemperaturanforderungen – eine weitere Reduktion der  $A_{EWK}$  erlaubt, wobei gleichzeitig die Wärmeverteilungsverluste gesenkt und die Jahresarbeitszahl der WP gesteigert werden – sofern eine dezentrale elektrische Nacherwärmung die Absenkung der Netztemperaturen ermöglicht.

Als eine zentrale Aufgabe für weiterführende Betrachtungen kann die Entwicklung erweiterter Solarkollektormodelle benannt werden. Das für die vorgestellten Untersuchungen verwendete Modell eines unverglasten Solarkollektors (Type 203, siehe [Ber11]) berücksichtigt die Schmelzenthalpie des gefrierenden Wassers auf seiner Oberfläche und die einhergehende Veränderung der optischen und konvektiven Kennwerte nicht.

Für die vorgestellten Ergebnisse wurde keine Beschränkung der minimalen Kollektoreintrittstemperatur vorgeben. Simulationen mit einer solchen Beschränkung zur Vermeidung von Eisbildung am Solarkollektor zeigen geringere Solarerträge und entsprechend gemindertes Flächenreduktionspotential für den Erdwärmekollektor. Eine detailliertere Analyse der Zusammenhänge ist nötig. Ein möglicher Ansatz zur Einstellung optimierter Betriebstemperaturniveaus in den Komponenten des Quellenkreises (Solar- und Erdwärmekollektor, sowie Verdampfer der WP) können separat kontrollierte Kreise und Massenströme sowie geregelte Beimischungen sein.

## 7. Danksagung

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

## 8. Literaturverzeichnis

- [Ber11] **Bertram, E.; Kirchner, M.; Rockendorf, G.; Stegmann, M.:** *Solarthermie2000plus: Solare Gebäudewärmeversorgung mit unverglasten photovoltaisch-thermischen Kollektoren, Erdsonden und Wärmepumpen für 100% Deckungsanteil.* Projektabschlussbericht Teilprojekt B, Institut für Solarenergieforschung Hameln, Emmerthal (2011)
- [Böh99] **Böhmer, H.:** *k-Werte alter Bauteile.* RKW-Verlag, Eschborn (1999)
- [Den04] **Deutsche Energie-Agentur:** *Energetische Bewertung von Bestandsgebäuden.* Berlin (2004)
- [Die10] **Diefenbach, N.; Cischinsky, H.; Rodenfels, M.; Clausnitzer, K.-D.:** *Datenbasis Gebäudebestand - Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand.* Darmstadt (2010)
- [Eff15] **Effenberger, K.-H.:** *Projektbericht - Entwicklungsdynamik EFH - Arbeitsbaustein 4: Differenzierung der EFH-Bestände.* Leibniz Institut für ökologische Raumentwicklung, Dresden (2015)
- [EnE14] **EnEV 2014 – die neue Energieeinsparverordnung.** URL: [http://www.enev-online.com/enev\\_2014\\_volltext/index.htm](http://www.enev-online.com/enev_2014_volltext/index.htm), Zuletzt abgerufen am 21.02.2017
- [Hüs17] **Hüsing, F.; Mercker, O.; Hirsch, H.; Steinweg, J.:** *Solare Regeneration von Erdwärmekollektoren – Reduzierter Flächenbedarf bei hoher Effizienz.* Tagungsbeitrag zum 27. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein (2017)
- [Hüs18] **Hüsing, F.; Mercker, O.:** *Energieversorgung im Einfamilienhaus mittels Wärmepumpe, horizontalen Erdwärmekollektoren und photovoltaisch-thermischen Solarkollektoren.* Tagungsband zur RET.Con 2018, Nordhausen (2018)
- [Log11] **Loga, T.; Diefenbach, N.; Born, R.:** *Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden.* Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt (2011)
- [Log15] **Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N.; Born, R.:** *Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden.* Zweite erweiterte Auflage, Institut für Wohnen & Umwelt, Darmstadt (2015)
- [Mer17] **Mercker, O.; Arnold, O.:** *Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern.* Projektabschlussbericht, Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Emmerthal (2017)
- [Pär13] **Pärisch, P.; Mercker, O.; Warmuth, J.; Tepe, R.; Bertram, E.; Rockendorf, G.:** *Investigations and model validation of a ground-coupled heat pump for the combination with solar collectors.* Applied Thermal Engineering 62 (2014), 375-381



- [Rec07]      **Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek, E.:** Taschenbuch für Heizung und Klima. Oldenbourg Industrieverlag, München (2007)
- [Sta10]      **Statistisches Bundesamt:** *Mikrozensus Zusatzerhebung*. Wiesbaden (2010)

## Simulationsstudie zur Leistungsfähigkeit hochselektiver und thermochromer Absorberbeschichtungen für solarthermische Kollektoren

Sebastian Müller<sup>1</sup>, Rolf Reineke-Koch<sup>1</sup>, Federico Giovannetti<sup>1</sup>, Oliver Kastner<sup>1</sup>, Bernd Hafner<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH), Am Ohrberg 1, D-31860 Emmerthal

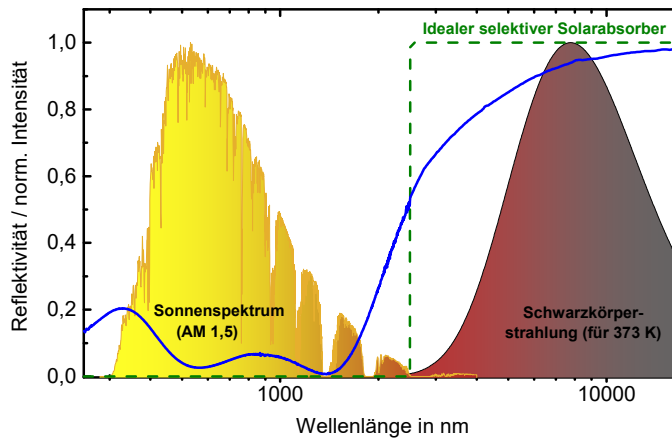
<sup>2</sup> Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Viessmannstraße 1, D-35108 Allendorf (Eder)

### Abstract

Zur Bewertung der Leistungsfähigkeit und des Stagnationsverhaltens von Flachkollektoren mit unterschiedlichen Absorberbeschichtungen werden Systemsimulationen einer Solaranlage zur Trinkwassererwärmung sowie zur Raumheizungsunterstützung (Kombianlage) in TRNSYS durchgeführt. Dazu wird zunächst ein Überblick über die derzeit am Markt verfügbaren Absorberbeschichtungen präsentiert. Diese sind durch solare Absorptionsgrade  $\alpha$  größer 90 % und Emissionsgrade im Bereich  $\varepsilon = 5 \dots 90$  % charakterisiert. Wir unterscheiden zwischen Schwarzchrom-, hochselektiven PVD-Sputter-, Solarlack- und thermochrom-schaltenden Beschichtungen. In einer TWW-Anlage zeigen die Simulationen eine Erhöhung des konventionellen Nachheizenergiebedarfes im Vergleich zur PVD-Beschichtung um 6 % bei Schwarzchromabsorbern, 7 % bei thermochromen Beschichtungen und 21 % bei Solarlacken. In einer Kombianlage erhöht sich der Nachheizenergiebedarf für Schwarzchrom und thermochrome Beschichtungen um 1,4 % und für Solarlacke um bis zu 6,1 %. In Bezug auf die Stagnationsdauer liefern die Simulationen  $178 \text{ h a}^{-1}$  für PVD-Beschichtung,  $118 \text{ h a}^{-1}$  für Schwarzchrom,  $62 \text{ h a}^{-1}$  für thermochrome Beschichtungen und  $11 \text{ h a}^{-1}$  für Solarlacke. Die maximalen Absorbertemperaturen können von  $175 \text{ }^\circ\text{C}$  für PVD-Beschichtungen auf  $165 \text{ }^\circ\text{C}$  für Schwarzchrom,  $145 \text{ }^\circ\text{C}$  mit thermochromen Schichten und  $135 \text{ }^\circ\text{C}$  mit Solarlacken begrenzt werden.

### 1. Einleitung

Die hohe Leistungsfähigkeit handelsüblicher solarthermischer Kollektoren wird maßgeblich durch eine effiziente photothermische Wandlung der auf den Kollektor einfallenden Solarstrahlung in thermische innere Energie des Absorberbleches bestimmt. Dabei wird ein Großteil der Solarenergie im Wellenlängenbereich zwischen  $300 \dots 2500 \text{ nm}$  absorbiert. Das so erwärmte Absorberblech gibt seinerseits Wärmestrahlung im Spektralbereich oberhalb von  $2500 \text{ nm}$  an die Umgebung ab. Um die Strahlungswärmeverluste im langwelligen Spektralbereich zu minimieren und gleichzeitig gute Absorption im kurzwelligen Bereich zu erhalten, muss sich die Absorberbeschichtung spektral selektiv verhalten. Ein idealer selektiver Solarabsorber besitzt bei einer Wellenlänge von  $2500 \text{ nm}$  einen sprunghaften Übergang von niedriger zu hoher Reflektivität, womit eine möglichst hohe spektrale Selektivität erreicht wird, siehe Abb. 1. Neben guten strahlungsphysikalischen Eigenschaften müssen die dünnen Absorberbeschichtungen noch weitere Anforderungen, wie z. B. eine Hochtemperaturbeständigkeit, Feuchteresistenz, Korrosionsbeständigkeit, hohe Haftfestigkeit gegenüber dem Substrat sowie aus ästhetischen Gründen eine gewisse Farbhomogenität, aufweisen. Der Überhitzungsschutz im Solarkreis wird in der aktuellen Forschung und Entwicklung zu solarthermischen Flachkollektoren zunehmend wichtiger, da in ihm ein hohes Potential zur Senkung der spezifischen Systemkosten, wie Installations-, Wartungs- und Instandhaltungskosten, liegt.



**Abb. 1: Reflexionsspektren einer hochselektiven Absorberbeschichtung (blau) und eines idealelektiven Absorbers (grün), normierte Intensität des solaren Spektrums für AM 1,5 nach [1] und der Schwarzkörperstrahlung für 373 K.**

Die beiden grundlegenden optischen Eigenschaften von Absorberbeschichtungen sind der solare Absorptionsgrad  $\alpha$  und der thermische Emissionsgrad (Emissivität)  $\epsilon$ . Der Absorptionsgrad der jeweiligen Beschichtung wird bei solarthermischen Anwendungen für eine spektrale Strahlungsdichte der Sonne  $S(\lambda)$  bei AM 1,5 (siehe Abb. 1 nach [1]) berechnet. Dabei ist für die photothermische Wandlung der gesamte Spektralbereich der Solarstrahlung in einem Wellenlängenbereich von 300 nm bis 2500 nm von Bedeutung. Der solare Absorptionsgrad wird aus dem spektralen Absorptionsgrad  $\alpha(\lambda)$ , dem Sonnenspektrum  $S(\lambda)$  und dem ausgewählten Wellenlängenintervall  $\Delta\lambda$  nach ISO 9050 [2] berechnet zu

$$\alpha = \frac{\int_{300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} \alpha(\lambda) \cdot S(\lambda) \, d\lambda}{\int_{300 \text{ nm}}^{2500 \text{ nm}} S(\lambda) \, d\lambda} \quad (\text{Gl. 1})$$

Zur Charakterisierung des Emissionsverhaltens eines Solarabsorbers wird seine Emissivität stets für eine spektrale Strahlungsdichte eines Schwarzkörperstrahlers mit einer Temperatur von 100 °C bzw. 373 K angegeben und kann nach [3] bei bekannten Daten aus dem spektralen Emissionsgrad  $\epsilon(\lambda)$ , der Planck'schen Schwarzkörperstrahlung  $P(\lambda, T)$  und dem ausgewählten Wellenlängenintervall  $\Delta\lambda$  zu

$$\epsilon = \frac{\int_{2500 \text{ nm}}^{50000 \text{ nm}} \epsilon(\lambda) \cdot P(\lambda, T) \, d\lambda}{\int_{2500 \text{ nm}}^{50000 \text{ nm}} P(\lambda, T) \, d\lambda} \quad (\text{Gl. 2})$$

berechnet werden. Marktübliche und industriell hergestellte hochselektive Absorberbeschichtungen erreichen einen solaren Absorptionsgrad von  $\alpha \approx 95 \%$  und einen niedrigen Emissionsgrad von bis zu  $\epsilon \approx 5 \%$ .

Anhand einer vergleichenden Simulationsstudie untersucht dieser Beitrag marktübliche Absorberbeschichtungen hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit. Hierzu werden Systemsimulationen einer Solaranlage zur Trinkwarmwasserbereitstellung (TWW) sowie zur Raumheizungsunterstützung (Kombianlage) in TRNSYS durchgeführt. Insbesondere werden thermochrome Absorberbeschichtungen, welche einen stark temperaturabhängigen Emissionsgrad aufweisen, detailliert untersucht. Dabei liegt der Fokus auch auf der Evaluierung des Stagnationsverhaltens in Kombianlagen hinsichtlich des Überhitzungsschutzes im Stagnationsfall.

## 2. Marktübersicht

Für solarthermische Kollektoren haben sich unterschiedlichste Arten an selektiven Beschichtungen am Markt etabliert, welche sich anhand ihres Beschichtungsverfahrens sowie ihrer optischen Eigenschaften voneinander differenzieren lassen. Eine detaillierte Übersicht über verschiedene hoch selektive Beschichtungen und die dafür eingesetzten Materialien kann [4] entnommen werden.

### 2.1 Beschichtungsverfahren

*Nasschemische Beschichtungsverfahren*, wie die Schwarzchrom- oder Schwarznickelbeschichtung, besitzen typischerweise Absorptionsgrade von  $\alpha > 95\%$  und Emissionsgrade von 10...20 % (siehe [5]). Hierzu wird im Bandverfahren das Absorbersubstrat kontinuierlich direkt vom Coil durch Lösungs- und Reinigungsmittelbäder geführt und meist mit Chromdioxid elektrolytisch beschichtet. Diese galvanisch aufgetragenen Beschichtungen wurden aufgrund des hohen Rohstoff- und Energieeinsatzes sowie der eingeschränkten Recyclingfähigkeit fast vollständig vom Markt verdrängt.

*Hochselektive Absorberbeschichtungen* werden überwiegend durch vakuumbasierte Beschichtungsverfahren, auf Grundlage von physikalischer Gasphasenabscheidung (engl. physical vapour deposition, kurz PVD), hergestellt. Eine der wichtigsten Technologien der PVD-Verfahren stellt dabei das Sputtern (Kathodenzerstäubung) dar. Dadurch können effiziente Mehrschichtsysteme auf Basis eines Keramik-Metall-Mischgefüges, sogenannten CERMETs (engl. ceramic-metal compound), mit einer hohen Qualitätskonstanz in industriellen Durchlaufverfahren großflächig auf Kupfer- und Aluminiumsubstraten abgeschieden werden. Der Schichtaufbau ist meist dreigeteilt: Eine metallische Diffusionsbarriere als Korrosionsschutz und Haftvermittler für die folgenden Schichten direkt auf dem Substrat, darüber die funktionale Absorptionsschicht mit einem abnehmenden Metallanteil (Gradient) zur Oberseite hin und eine dielektrische Schutz- und Antireflexionsbeschichtung. Derartige Absorberbeschichtungen erreichen Absorptionsgrade von  $\alpha \approx 95\%$  und einen Emissionsgrad von  $\varepsilon \approx 5\%$  (siehe [4] und [9]).

*Solarlacke* sind mit speziellen Pigmenten versehene Lacke, welche eine kostengünstige Alternative zu den eben genannten Herstellungsverfahren darstellen. Durch beigemischte Eisen-, Kupfer- oder Manganoxide können hohe Absorptionsgrade ( $\alpha > 90\%$ ) erreicht werden. Der Emissionsgrad ist vom eingesetzten Bindemittel und mitunter auch von der Schichtdicke (sog. „thickness sensitive spectral selectivity“, kurz TSSS) abhängig. Die erreichbaren Emissionsgrade sind mit 20...35 % daher vergleichsweise hoch (vgl. [6]). Die Applikation des Lackes erfolgt in der Regel per Bandlackierung.

### 2.2 Absorberbeschichtungen

Anhand einer Marktübersicht wurden die aktuell verfügbaren Absorberbeschichtungen für solarthermische Flachkollektoren mit ihrem jeweiligen Handelsnamen und optischen Eigenschaften zusammengetragen (siehe Tabelle 1). Ein hoher solarer Absorptionsgrad von bis zu 95 % bei gleichzeitig sehr niedrigem Emissionsgrad von 5 % gilt als der derzeitige Stand der Technik bei hochselektiven Absorberbeschichtungen. Diese werden überwiegend durch PVD-Sputter-Verfahren hergestellt, wie die Beschichtung „eta plus Al“, „TiNOX energy Al“ oder „Viessmann-Standard“. Solarlacke weisen generell hohe Absorptionsgrade von über 90 % auf, in Abhängigkeit der beigemischten Pigmente, Schichtdicken und Substrate aber auch eine hohe Bandbreite an Emissionsgraden. So konnten schwach- ( $\varepsilon = 65\%$ ), mittel- ( $\varepsilon = 35\%$ ) und starkselektive ( $\varepsilon = 20\%$ ) Lacke recherchiert werden. Galvanische

Schwarzchrombeschichtungen werden nur noch von der Firma „Energie Solaire SA“ angeboten und weisen bei Absorptionsgraden von 95 % Emissionsgrade von 16 % („AS“) bzw. 5 % („AS+“) auf.

**Tabelle 1: Am Markt verfügbare Absorberbeschichtungen mit Angabe ihres Handelsnamens und optischen Eigenschaften mit Herstellungstoleranz nach Hersteller.**

Hersteller	Produktname	$\alpha$ [%]	$\epsilon$ [%]	Verfahren	Details	Quelle
ALANOD GmbH & Co. KG	eta plus Al	$95 \pm 2$	$5 \pm 2$	PVD		[7], [8], [9] <sup>1</sup>
	mirosol TS	$90 \pm 2$	$20 \pm 3$	Lackierung	Solarlack	[7], [8]
	mirotherm	$95 \pm 1$	$5 \pm 2$	PVD		[7], [8], [9]
Almecco GmbH	TiNOX energy Al	$95 \pm 2$	$4 \pm 2$	PVD		[7], [8], [11]
	TiNOX nano	$90 \pm 2$	$5 \pm 2$	PVD		[7], [8], [11]
Dampney Co., Inc.	Thurmalox 250	$96^6$	$65^2$	Lackierung	Solarlack	[12]
Energie Solaire SA	AS	$95^6$	$16^6$	Galvanisch	Schwarzchrom	[7], [8]
	AS+	$95^6$	$5^6$	Galvanisch	Schwarzchrom	[7], [8]
Nigrin	Lack Schwarz	$95^6$	$90^6$	Lackierung	Lack	[13]
Savosolar GmbH	MEMO	$96 \pm 2$	$5 \pm 2$	PVD + PECVD <sup>3</sup>		[7], [14]
SOLEC-Solar Energy Corp.	SOLKOTE HI/SORB-II	$91 \pm 2^4$	$35 \pm 5^5$	Lackierung	Solarlack	[7], [15]
Viessmann Werke GmbH & Co. KG	Viessmann-Standard	$95 \pm 1$	$5 \pm 1$	PVD		[10]
	ThermProtect	$92_{25^\circ\text{C}}$ $94,5$	$7_{25^\circ\text{C}}$ $33$	PVD	Thermochrom	[7], [16]

<sup>1</sup>) Quelle [9] gibt nach eigenen Messungen  $\alpha = 96\%$  und  $\epsilon = 11\%$  an

<sup>2</sup>) Abhängig von Schichtdicke und Verdünnungsmittel zwischen  $\epsilon = 52 \dots 90\%$

<sup>3</sup>) Plasmaunterstützte chemische Gasphasenabscheidung (engl. plasma-enhanced physical vapour deposition)

<sup>4</sup>) Abhängig von Schichtdicke und Substrat zwischen  $\alpha = 88 \dots 94\%$

<sup>5</sup>) Abhängig von Schichtdicke und Substrat zwischen  $\epsilon = 20 \dots 49\%$

<sup>6</sup>) Keine Herstellungstoleranz angegeben

Die thermochrome Absorberbeschichtung mit dem Handelsnamen „ThermProtect“ weist einen stark temperaturabhängigen Emissionsgrad auf, welcher sich ab einer gewissen Schalttemperatur (68 °C Absorbtemperatur) von  $\epsilon_{25^\circ\text{C}} \approx 7\%$  bei Raumtemperatur vollständig reversibel auf rund 33 % bei 100 °C erhöht. Gleichzeitig findet eine geringfügige Erhöhung des solaren Absorptionsgrades von anfangs 92 % auf 94,5 % im geschalteten Zustand statt [16]. Durch die Erhöhung der thermischen Verluste mit zunehmender Absorbtemperatur kann dessen Stagnationstemperatur um bis zu 30 K im Vergleich zu einer konventionellen hochselektiven Beschichtung gesenkt werden. Seine Leistungsfähigkeit im typischen Betriebsbereich des Kollektors bleibt dabei nahezu unbeeinflusst [17]. Diese neuartige Absorberbeschichtung reduziert die thermisch-mechanischen Belastungen im Stagnationsfall deutlich und kann dazu beitragen, den Überhitzungsschutz sensibler Solarkreisbauteile zu gewährleisten und die Investitions- sowie Instandhaltungskosten einer Solaranlage zu reduzieren [18].

### 3. Kollektormodellierung

#### 3.1 Stationäres eindimensionales Kollektormodell

Durch ein am ISFH entwickeltes eindimensionales optisch-thermisches Kollektormodell können aus bekannten Konstruktionsdaten (z. B. Kollektormaße, Dämmstärke), den optischen Eigenschaften der Glasabdeckung und des Absorbers (Transmissions-, Absorptions- und Reflexionsgrad) sowie den Betriebsparametern (z. B. Massenstrom, Bestrahlungsstärke, Neigungswinkel) die zu jedem Beschichtungstyp gehörenden Kollektorwirkungsgradparameter ( $\eta_0$ ,  $a_1$  und  $a_2$ ) berechnet werden. Mit den Wir-

kungsgradparametern können im Anschluss und unter Verwendung geeigneter Lastprofile zum Trinkwarmwasser- und Raumheizbedarf die Leistungsfähigkeit von Flachkollektoren im System simuliert und analysiert werden. Die gesamte Kollektormodellierung kann in ein optisches und thermisches Modell unterteilt werden. Für eine detaillierte Modellbeschreibung wird auf [19] verwiesen.

### 3.1.1 Optisches Modell

Das optische Kollektormodell beschreibt den Strahlengang der auf den Kollektor einfallenden Solarstrahlung. Es berücksichtigt hierbei die Absorption, Reflexion und Transmission der Strahlung an der transparenten Abdeckung sowie am Absorber selbst. Zur Berechnung des Strahlenganges werden im Modell lediglich die integralen (effektiven) optischen Kennwerte der Grenzschichten benötigt. Bei üblichen Kollektorabdeckungen führt diese Vereinfachung im Vergleich zu einer spektralen Betrachtung zu vernachlässigbaren Abweichungen. Die am Absorber reflektierte Strahlung wird bis zur zweiten Mehrfachreflexion hin verfolgt. Die absorbierten Anteile in den jeweiligen Ebenen (Abdeckung und Absorber) werden durch dieses Teilmodell ermittelt und dienen als Eingangsgrößen für das thermische Kollektormodell. Die transparente Abdeckung wird für langwellige Wärmestrahlung als opak angenommen.

### 3.1.2 Thermisches Modell

Das thermische Verhalten wird auf Grundlage eines Mehrknotenmodells simuliert, das die Wärmetransportvorgänge (Leitung, Konvektion und thermische Strahlung) innerhalb des Kollektors anhand von diskreten Temperaturen entlang des Energieflusspfads („Temperaturknoten“) und dazugehörigen thermischen Widerständen modelliert, vergleiche [19]. Im vorliegenden Modell ist der Kollektor durch fünf Temperaturknoten diskretisiert: zwei Knoten für die Rückseitendämmung und jeweils ein Knoten für die transparente Abdeckung, den Absorber und die Fluidtemperatur. Die Berechnung der Knotentemperaturen erfolgt über eine stationäre Bilanzierung der ein- und austretenden Wärmeströme. Die durch das optische Modell effektiv in Glasscheibe und Absorber absorbierten Anteile der Solarstrahlung werden als Wärmequellen in den entsprechenden Temperaturknoten berücksichtigt. Dieser iterative Prozess wird solange fortgeführt, bis die Temperaturdifferenz jedes Knotens zwischen zwei Iterationsschritten  $< 0,01$  K beträgt. Das thermische Modell berechnet so für unterschiedliche Betriebsbedingungen (siehe Tabelle 3) die stationären Kollektorzustände. Für jeden dieser Betriebspunkte wird aus der Energiebilanz zwischen Fluidaustritt  $T_{F,aus}$  und Fluideintritt  $T_{F,ein}$  die über das Fluid abgeführte Nutzleistung  $\dot{Q}_{Koll}$  des Kollektors ermittelt und der stationäre Kollektorwirkungsgrad  $\eta$  mit der auf die Bruttokollektorfläche  $A_G$  einfallenden Globalstrahlung  $E_G$  nach Gl. 3 errechnet.

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{Koll}}{E_G \cdot A_G} = \frac{\dot{m}_{Koll} \cdot c_F \cdot (T_{F,aus} - T_{F,ein})}{E_G \cdot A_G} \quad (Gl. 3)$$

Anhand einer Variation der Fluideintrittstemperatur  $T_{F,ein}$  werden über den gesamten Betriebsbereich des Kollektors stationäre Zustände simuliert und als quadratische Ausgleichsfunktion in Abhängigkeit der mittleren Fluidtemperatur  $T_m$  mit der Betriebskenngröße  $(T_m - T_a)$  nach Gl.4 dargestellt.

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{T_m - T_a}{E_G} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{E_G} \quad (Gl. 4)$$

Die Wirkungsgradkennlinie gegenüber der Betriebskenngröße  $(T_m - T_a)$  entspricht der Darstellung, welche in der Normung für stationäre Kollektortests nach ISO 9806:2017 [20] üblich ist. Die Kollektorwirkungsgradkoeffizienten  $\eta_0$ ,  $a_1$  und  $a_2$  werden numerisch nach der Methode der kleinsten Fehlerquadrate bestimmt. Der sogenannte Konversionsfaktor  $\eta_0$  kennzeichnet den Kollektorwirkungsgrad, wenn  $T_m = T_a$  gilt.

### 3.2 Modellabgleich und Definition der Randbedingungen

Das Kollektormodell wird für drei baugleiche Kollektoren experimentell validiert, welche unterschiedliche Absorberbeschichtungen aufweisen: eine hochselektive, eine thermochrom-schaltende sowie eine Solarlackbeschichtung. Die optischen Kennwerte der jeweiligen Absorber sind in Tabelle 2 aufgetragen. Anhand der Kollektordatenblätter wurden die Konstruktionsparameter des Modells, wie z. B. die Kollektoraperturfläche, die Dämmstärke der Rückseitendämmung oder der Dicke der transparenten Abdeckung, gesetzt. Durch interne Messungen am ISFH konnten die optischen Parameter der Abdeckung ermittelt werden. Alle drei Kollektoren wurden einer stationären Kollektorleistungsprüfung nach ISO 9806:2017 [20] in einem Sonnensimulator unterzogen, wodurch ihre Kollektorwirkungsgradparameter, die Kollektornutzleistung und die Norm-Stagnationstemperatur  $T_{\text{Stag}}$  vorab messtechnisch ermittelt wurden.

**Tabelle 2: Wirkungsgradparameter mit Bezug auf die Bruttokollektorfläche, Kollektornutzleistung bei  $T_m - T_a = 30$  K und Norm-Stagnationstemperatur von Flachkollektoren mit unterschiedlicher Absorberbeschichtung.**

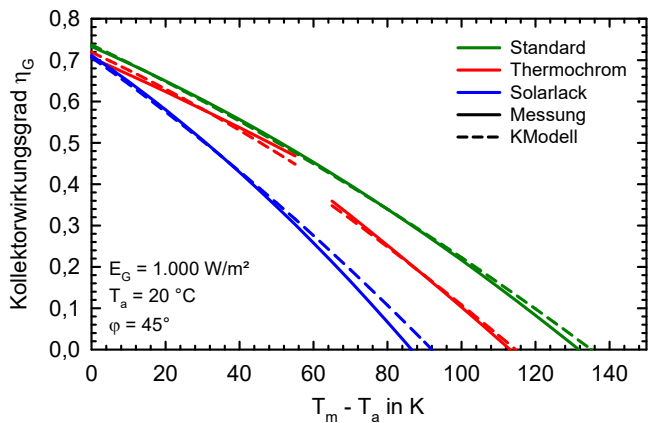
Bezeichnung	$\alpha$ [%]	$\epsilon$ [%]		$\eta_{0,G}^1$ [-]	$a_{1,G}^1$ [W m <sup>-2</sup> K <sup>-1</sup> ]	$a_{2,G}^1$ [W m <sup>-2</sup> K <sup>-2</sup> ]	$\dot{Q}_{\text{Koll}}(30 \text{ K})$ [W]	$T_{\text{Stag}}^2$ [°C]
Standard	95	5	Messung	0,733	3,909	0,013	1517	192,1
			Modell	0,737	4,261	0,009	1509	190,1
Thermochrom	92	7	Messung	0,706	3,981	0,006	1458	-
			Modell	0,719	4,192	0,013	1460	-
	94,5	33	Messung	0,774	5,752	0,010	-	167,0
			Modell	0,730	5,234	0,010	-	163,4
Solarlack	95	90	Messung	0,711	6,060	0,025	1273	137,9
			Modell	0,706	6,262	0,015	1267	142,6

<sup>1)</sup> Standardunsicherheit der Kollektorleistungsmessung:  $\pm 0,0042$  ( $\eta_{0,G}$ ),  $\pm 0,085$  ( $a_{1,G}$ ),  $a_{2,G}$  wird als fest und fehlerfrei angenommen (die Unsicherheit wird dem Wert  $a_{1,G}$  zugeschrieben).

<sup>2)</sup> Norm-Stagnationstemperatur bei Standard-Referenzbedingungen nach ISO 9806:2017 [20]:

$$E_G = 1000 \text{ W m}^{-2}, T_a = 30 \text{ °C und } v_{\text{Wind}} = 0 \text{ m s}^{-1}$$

Die gemessenen und modellierten Wirkungsgradkennlinien der drei Flachkollektoren sind für die in Tabelle 2 aufgetragenen Betriebsbedingungen in Abb. 2 vergleichend dargestellt. Der Standardkollektor kann im Allgemeinen mit einer hohen Genauigkeit modelliert werden. Dies zeigt sich zum einen in einer geringen Abweichung des Konversionsfaktors  $\eta_0$  von 0,4 %-Punkten und zum anderen in einer vergleichbar hohen Stagnationstemperatur, welche durch das Modell um nur 2 K geringer simuliert wurde. Innerhalb des Betriebsbereiches bis  $(T_m - T_a) < 80$  K beträgt die Abweichung des Kollektorwirkungsgrades maximal 0,4 %-Punkte. Die Kollektornutzleistung bei einer mittleren Fluidtemperatur von  $T_m = 50$  °C bzw. bei der Betriebsgröße  $(T_m - T_a) = 30$  K ist im Modell um rund 0,5 % geringer. Die Wirkungsgradkennlinie des thermochromen Flachkollektors wird üblicherweise in zwei geteilten Abschnitten dargestellt, wobei der erste Bereich Absorbertemperaturen unterhalb der Schalttemperatur  $T_s$  und der zweite Abschnitt den geschalteten Zustand ( $T_{\text{Abs}} > T_s$ ) charakterisiert (vgl. [17]). Der modellierte Konversionsfaktor im nicht geschalteten Bereich weicht vom gemessenen um 1,3 %-Punkte ab und unterscheidet sich im Betriebsbereich bis  $(T_m - T_a) < 80$  K um nicht mehr als 2,0 %-Punkte. Die modellierte Stagnationstemperatur ist um rund 3,6 K geringer und die Kollektornutzleistung  $\dot{Q}_{\text{Koll}}(30 \text{ K})$  wird korrekt modelliert. Für den Solarlackabsorber zeigen sich ähnliche Abweichungen zwischen Messung und Modell. Der Konversionsfaktor unterscheidet sich um 0,5 %-Punkte. Die modellierte Kollektornutzleistung  $\dot{Q}_{\text{Koll}}(30 \text{ K})$  ist gegenüber der gemessenen um 0,5 % niedriger. Die Stagnationstemperatur wird mit 4,7 K zu hoch simuliert.



**Abb. 2: Gemessene und modellierte Kollektorstufenwirkungsgradkurven zur Validierung des stationären Kollektormodells.**

Im thermischen Kollektormodell werden einige Wärmeverlustmechanismen vereinfacht oder, wie im Falle der Wärmeverluste über die Seitendämmung, nicht berücksichtigt. Ebenso wird mit konstanten optischen Parametern, wie z. B. dem Emissionsgrad der Absorberbeschichtung, simuliert. Dieser weist in der Regel eine gewisse Temperaturabhängigkeit auf, wodurch sich die realen Wärmeverluste an die Umgebung abermals erhöhen. Trotz der Vereinfachungen weist das Modell nur geringe Abweichung zwischen dem gemessenen und modellierten Konversionsfaktor auf. Anhand dessen Definition kann geschlussfolgert werden, dass die optischen Modellparameter und der damit berechnete Strahlengang im optischen Kollektormodell die realen Bedingungen sehr gut abbilden. Der weitere Verlauf der Wirkungsgradkennlinie (siehe Abb. 2) ist durch die thermischen Verluste an die Umgebung und somit durch die beiden Wirkungsgradparameter  $a_1$  und  $a_2$  charakterisiert. Auch hier kann eine hohe Modellgenauigkeit erzielt werden.

**Tabelle 3: Ausgewählte Parameter der Kollektormodellierung.**

Kollektor	Wert	Einheit	Bezeichnung
$A_{Ap}$	2,34	m <sup>2</sup>	Kollektoraperturfläche
$A_G$	2,51	m <sup>2</sup>	Bruttokollektorfläche
$s_{iso,RSD}$	15	mm	Dicke der Rückseitendämmung
$\lambda_{iso,RSD}$	0,035	W m <sup>-1</sup> K <sup>-1</sup>	Wärmeleitfähigkeit der Rückseitendämmung
$u_{int}$	60	W m <sup>-2</sup> K <sup>-1</sup>	Interner Leitwert zwischen Absorber und Fluid
<b>Optische Parameter</b>			
$b_0$	0,150	-	Koeffizient des Winkelkorrekturfaktors
$\epsilon_{Glas}$	84	%	Emissionsgrad der Verglasungen
$\alpha_{Glas}$	2	%	Solarer Absorptionsgrad der Verglasungen
$\rho_{Glas}$	8	%	Solarer Reflexionsgrad der Verglasungen
<b>Betriebsbedingungen</b>			
$E_G$	1.000	W m <sup>-2</sup>	Globalstrahlung in Kollektorebene
$T_a$	20	°C	Umgebungstemperatur
$v_{Wind}$	3	m s <sup>-2</sup>	Windgeschwindigkeit
$\dot{m}_{Koll}$	45	kg h <sup>-1</sup> m <sup>-2</sup>	Spezifischer Fluidmassenstrom
$\beta$	45	°	Kollektorneigungswinkel



Für alle nachfolgenden Untersuchungen wurden die Kollektorparameter des Standard-Flachkollektors (Kollektormaße, optische und thermische Eigenschaften) für die Modellparametrisierung ausgewählt, welche in Auszügen in Tabelle 3 aufgetragen sind.

### 3.3 Modellierung unterschiedlicher Absorberbeschichtungen

Viele der marktüblichen Absorberbeschichtungen weisen ähnliche optische Eigenschaften auf und führen somit zu vergleichbaren Wirkungsgradkennwerten. So zeichnen sich zum Beispiel alle hochselektiven PVD-Beschichtungen durch Absorptionsgrade größer als 90 % und Emissionsgrade kleiner 5 % aus. Für die vergleichende Simulationsstudie wurden die in Tabelle 1 aufgetragenen Absorberbeschichtungen daher vier Kategorien zugeordnet. Wir unterscheiden zwischen hochselektiven PVD-Beschichtungen („Standard“), Beschichtungen auf Basis eines Solarlackes, neuartigen thermochromschaltenden sowie Schwarzchrombeschichtungen. Die dazugehörigen Absorptions- und Emissionsgrade können Tabelle 4 entnommen werden. Als Solarlack wurde ein Produkt ausgewählt, welches einen hohen Emissionsgrad aufweist, um ein möglichst breites Untersuchungsspektrum zu erzielen. Wie in Tabelle 1 ersichtlich, existieren auch mittel- und starkselektive Solarlacke mit einem Emissionsgrad im Bereich von 20...35 %.

**Tabelle 4: Kategorien unterschiedlicher Beschichtungstypen mit ihren optischen Eigenschaften und modellierten Kollektorwirkungsgradparametern mit Bezug auf die Bruttokollektorfläche und Norm-Stagnationstemperatur.**

Bezeichnung	Verfahren	$\alpha$ [%]	$\epsilon$ [%]	$\eta_{0,G}$ [-]	$a_{1,G}$ [W m <sup>-2</sup> K <sup>-1</sup> ]	$a_{2,G}$ [W m <sup>-2</sup> K <sup>-2</sup> ]	$T_{\text{Stag}}$ [°C]
Standard	PVD	95	5	0,739	4,267	0,009	190,0
Schwarzchrom	Galvanisch	95	16	0,734	4,598	0,010	176,9
Thermochrom	PVD	92 <sup>25°C</sup>	7 <sup>25°C</sup>	0,718	4,257	0,011	163,3
		94,5	33	0,728	5,233	0,010	
Solarlack	Lackierung	96	65	0,723	5,734	0,014	150,1

Für die vier Beschichtungstypen wird mit dem vorab parametrisierten Kollektormodell deren Wirkungsgradkennlinien und Stagnationstemperatur simuliert (siehe Tabelle 4). Die entsprechenden Kennlinien sind in Abb. 3.a für eine Globalstrahlung von  $E_G = 1000 \text{ W m}^{-2}$  und einer Umgebungstemperatur von  $T_a = 20 \text{ °C}$  graphisch dargestellt. In Abb. 3.b ist die Stagnationstemperatur in Abhängigkeit des Absorptions- und Emissionsgrades der Absorberbeschichtung aufgetragen. Die Standard-PVD-Beschichtung weist mit 0,739 den höchsten Konversionsfaktor aller untersuchten Beschichtungen auf. Schwarzchrombasierte Beschichtungen erzielen vergleichbar hohe Werte. Im Vergleich zum Standard ist der Konversionsfaktor von Solarlacken um 1,6 %-Punkte reduziert. Die linearen Wärmeverlustkoeffizienten  $a_1$  spiegeln den jeweiligen Emissionsgrad wieder. So beträgt dieser für die Standardbeschichtung ( $\epsilon = 5 \text{ %}$ )  $4,267 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  und erhöht sich für Solarlack ( $\epsilon = 65 \text{ %}$ ) auf  $5,734 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ .

Der thermochrome Absorber weist im nichtgeschalteten Betriebszustand im Vergleich zur Schwarzchrom- und Standardbeschichtung einen um 1,6 %-Punkte bzw. 2,1 %-Punkte geringeren Konversionsfaktor auf. Dagegen ist der lineare Wärmeverlustkoeffizient  $a_1 = 4,257 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  vergleichbar mit dem der Standardbeschichtung und um  $0,341 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  niedriger als der des Schwarzchromabsorbers. Im geschalteten Zustand steigen dessen Strahlungswärmeverluste signifikant und deshalb auch  $a_1$  auf  $5,233 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$  an. Dies hat eine deutliche Reduzierung der Stagnationstemperatur auf  $163,3 \text{ °C}$  zur Folge und ist im Vergleich zum Standard um bis zu 27 K niedriger. Aufgrund der hohen Emissivität des Solarlackes über den gesamten Betriebsbereich beträgt dessen Stagnationstemperatur lediglich  $150,1 \text{ °C}$ , was einer Reduzierung von 40 K gegenüber dem Standard entspricht.

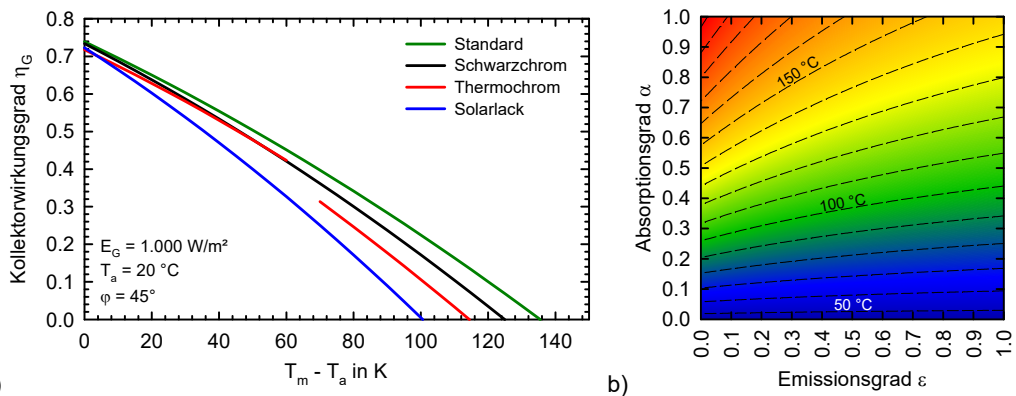


Abb. 3: Modellerte Kollektorwirkungsgradkurven der vier Beschichtungstypen (a) und Stagnationstemperatur in Abhängigkeit des Absorptions- und Emissionsgrades (b).

#### 4. Bruttowärmeerträge

Mit den Kollektorwirkungsgradparametern der vier Beschichtungstypen werden mithilfe des Tools ScenoCalc (siehe [21]) die jährlichen Kollektorbruttowärmeerträge (BWE) berechnet, wodurch ein erster Vergleich der Kollektorleistungsfähigkeit untereinander möglich wird. Die BWE stellen den theoretisch maximalen Kollektorjahresertrag dar, sofern der Kollektor ganzjährig auf einer konstanten mittleren Fluidtemperatur  $T_m$  betrieben wird. In Solar-Keymark-Zertifikaten werden die BWE üblicherweise für mittlere Fluidtemperaturen von 25 °C, 50 °C und 75 °C angegeben. Die Bruttowärmeerträge der thermochromen Absorberbeschichtung für mittlere Fluidtemperaturen von 25 °C und 50 °C werden mit den Kennwerten im nichtgeschalteten Bereich ( $T_{Abs} < 68 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ermittelt.

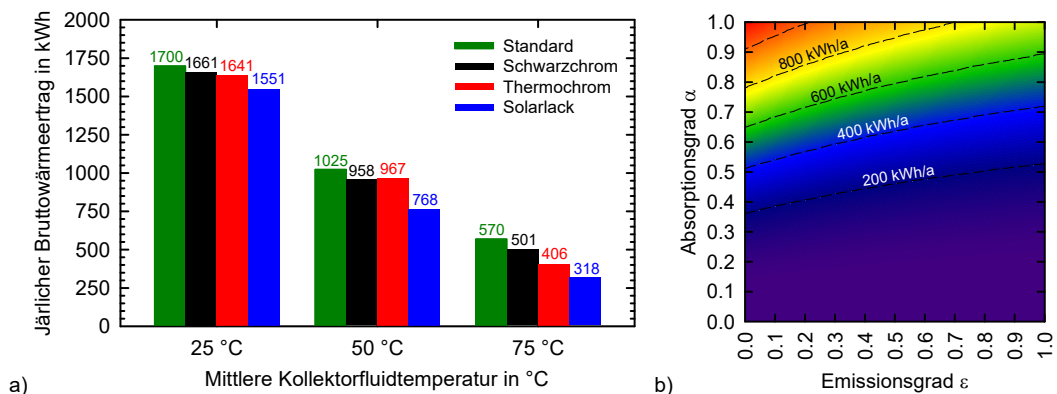


Abb. 4: Bruttowärmeerträge der vier Beschichtungskategorien für drei unterschiedliche mittlere Kollektorfluidtemperaturen (a) und Bruttowärmeerträge für eine mittlere Kollektorfluidtemperatur von 50 °C in Abhängigkeit des Absorptions- und Emissionsgrades (b) am Referenzstandort Würzburg.

Über den gesamten Betriebsbereich weist die Standardbeschichtung die höchsten BWE auf, was direkt aus den stets höheren Kollektorwirkungsgraden resultiert. Für die relevante mittlere Fluidtemperatur  $T_m = 50 \text{ }^\circ\text{C}$  kann ein Flachkollektor mit hochselektiver Beschichtung einen BWE von  $1025 \text{ kWh a}^{-1}$  erzielen (siehe Abb. 4.a). Im Vergleich dazu reduzieren sich die Erträge der thermochromen Beschichtung um 6 %, die des Schwarzchromes um 7% und die einer Beschichtung auf Basis von Solarlack

um bis zu 25 %. Die schaltende Charakteristik der thermochromen Beschichtung ist ab Fluidtemperaturen von 75 °C deutlich erkennbar. Die Erträge sind im Vergleich zum Schwarzchrom um rund 9 % (95 kWh a<sup>-1</sup>) niedriger. Für Fluidtemperaturen von 25 °C und 50 °C beträgt der Unterschied lediglich 1 % (20 kWh a<sup>-1</sup> bzw. 9 kWh a<sup>-1</sup>), was die hohe Leistungsfähigkeit bei üblichen Betriebsbedingungen trotz Überhitzungsschutzes bestätigt.

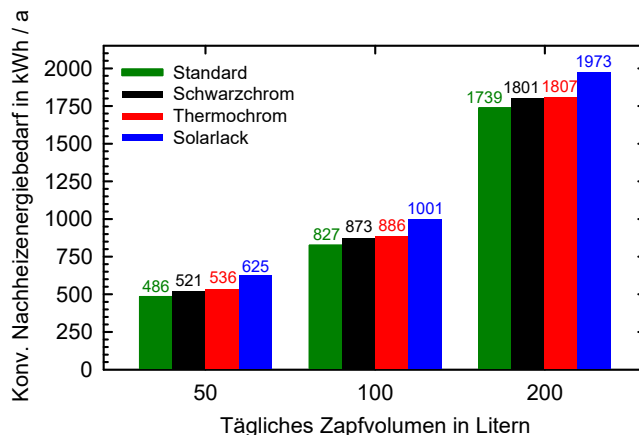
## 5. Systemsimulationen

Die Leistungsfähigkeit eines Flachkollektors mit unterschiedlichen Absorberbeschichtungen wird durch Systemsimulationen einer realen Solaranlage zur Trinkwarmwassererwärmung als auch zur Raumheizungsunterstützung (Kombianlage) simuliert. Besonders die Leistungseigenschaften der thermochromen Schicht werden detailliert untersucht, da dessen Schalltemperatur im typischen Betriebsbereich des Kollektors liegt. Weiterhin werden die Temperaturbelastungen (Maximaltemperatur und jährliche Häufigkeitsverteilung der Temperaturen) während des Systembetriebs und bei Stagnation diskutiert.

Die Systemsimulationen werden mit geeigneten Lastprofilen für den Trinkwarmwasser- und Raumheizungsbedarf in der Software TRNSYS durchgeführt. Für den Trinkwarmwasserbedarf wurden Zapfprofile mit DHWcalc (siehe [22]) erstellt, welche statistisch verteilte Zapfzeitpunkt und -volumina aufweisen, die im Jahresverlauf nicht konstant sind. Die zugrundeliegenden mittleren täglichen Zapfvolumina der drei definierten Zapfprofile betragen 50, 100 und 200 Liter pro Tag. Den Klimadaten liegt der Referenzstandort Würzburg zugrunde, mit einer jährlichen Globalstrahlungssumme auf die geneigte Kollektorfläche von 1294 kWh m<sup>-2</sup>. Die Kollektorfelder sind für alle Simulationen in südlicher Ausrichtung stets um 45° gegen die Horizontale geneigt. Die Auswertung erfolgt anhand des konventionellen Nachheizenergiebedarfes  $\dot{Q}_{Aux}$ , welcher zusätzlich vom Anlagenbetreiber aufgebracht werden muss, um den Energiebedarf vollständig zu decken. Dieser sollte aus ökonomischer und ökologischer Sicht so gering wie möglich sein.

### 5.1 Trinkwarmwassersystem

Betrachtet wird ein Trinkwarmwassersystem in Anlehnung an die Norm EN 12977-2, welches circa 50 % des Warmwasserbedarfes eines Vierpersonenhaushaltes deckt. Das Modell umfasst zwei Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 5,02 m<sup>2</sup> und einem Trinkwarmwasserspeicher mit einem Volumen von 300 Litern. Die Speichermaximaltemperatur ist auf 90 °C begrenzt und die Bereitstellungstemperatur des Trinkwarmwassers beträgt 45 °C.

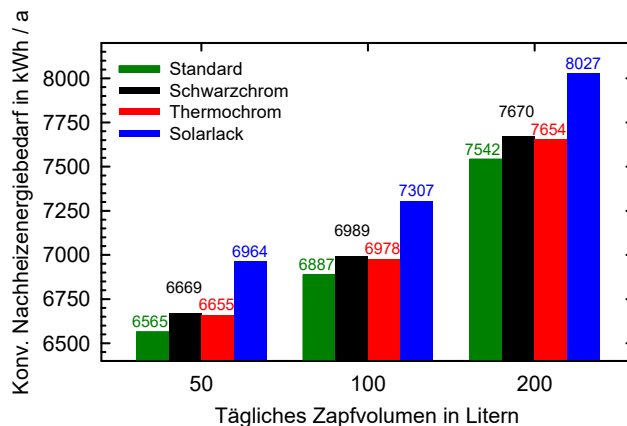


**Abb. 5: Konventioneller Nachheizenergiebedarf einer Trinkwarmwasseranlage für drei unterschiedliche tägliche Zapfvolumina am Referenzstandort Würzburg.**

Die Bewertung erfolgt anhand der konventionellen Nachheizenergiebedarfe  $\dot{Q}_{Aux}$  in Abhängigkeit des täglichen Zapfvolumens, welche in Abb. 5 graphisch dargestellt sind. Bei allen untersuchten Zapfvolumina weist die Standardbeschichtung die geringsten Nachheizenergiebedarfe auf. Bei einem für dieses System typischen täglichen Zapfvolumen von 100 Litern beträgt  $\dot{Q}_{Aux} = 827 \text{ kWh a}^{-1}$ . Dieser erhöht sich um 6 % für Schwarzchromabsorber, 7 % für thermochrome Beschichtungen und 21 % für Solarlacke.

### 5.2 Solarunterstütztes Raumheizungssystem

Für die Simulation einer Kombianlage in einem Einfamilienhaus wurde auf ein im TASK 32 des IEA SHC Programms definiertes Simulationsmodell zurückgegriffen (siehe [23]). Dieses Model berücksichtigt den Wärmebedarf eines Einfamilienhauses mit einer beheizten Wohnfläche von  $140 \text{ m}^2$  und einem jährlichen Raumheizenergiebedarf von  $60 \text{ kWh m}^{-2}$ . Das Kollektorfeld umfasst sieben Flachkollektoren mit einer gesamten Bruttokollektorfläche von  $17,57 \text{ m}^2$ , einem Pufferspeicher von 750 Litern und einer Bereitstellungstemperatur des Trinkwarmwassers von  $45 \text{ }^\circ\text{C}$ .

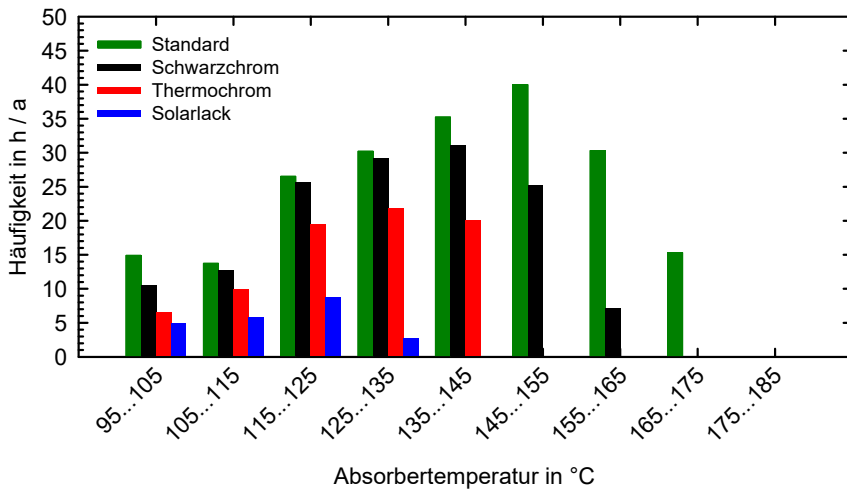


**Abb. 6: Konventioneller Nachheizenergiebedarf einer Kombianlage für drei unterschiedliche tägliche Zapfvolumina am Referenzstandort Würzburg.**

Der konventionelle Nachheizenergiebedarf  $\dot{Q}_{Aux}$  ist für die vier Beschichtungstypen in Abb. 6 dargestellt. Man erkennt, dass für eine tägliche mittlere Zapfrate von 100 Litern der Standardabsorber den geringsten Nachheizenergiebedarf ( $6887 \text{ kWh a}^{-1}$ ) aufweist. Für Kollektoren mit Schwarzchrom und thermochromer Beschichtung erhöht sich dieser um je 1,4 % auf  $6989 \text{ kWh a}^{-1}$  bzw.  $6978 \text{ kWh a}^{-1}$ . Für Kollektoren mit Solarlackbeschichtung erhöht sich der Nachheizenergiebedarf um bis zu 6,1 % auf  $7307 \text{ kWh a}^{-1}$ .

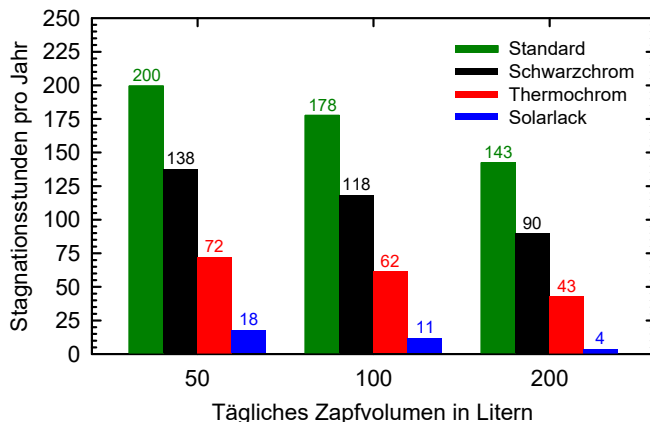
### 5.3 Stagnationsuntersuchungen

Während der Stagnation einer Solaranlage treten hohe thermische Belastungen des Kollektors und sensibler Anlagenkomponenten (z. B. der Solarkreispumpe, des Wärmeträgerfluides oder des Membranausdehnungsgefäßes) auf. Daher müssen in Solarkollektoren temperaturbeständige Materialien eingesetzt und im System zusätzliche Schutz- oder Kühlvorrichtungen installiert werden. Speziell die stagnationsbedingte Verdampfung des Wärmeträgermediums führt zu seiner erhöhten Degradation und häufigeren Wartungsintervallen. Um einen wartungsarmen Betrieb der Solaranlage zu gewährleisten, sollte daher die Stagnationsbelastung so gering wie möglich ausfallen. Vorwiegend Kombianlagen weisen in den Sommermonaten, aufgrund des geringen Heizenergiebedarfes, ein erhöhtes Stagnationspotential auf. Abb. 7 zeigt exemplarisch für ein tägliches Zapfvolumen von 100 Litern die Häufigkeitsverteilung der Absorberrtemperaturen oberhalb von  $95 \text{ }^\circ\text{C}$  im Jahresverlauf für das Kombisystem für alle vier untersuchten Beschichtungstypen.



**Abb. 7: Häufigkeit von Absorbtemperatur in einer solarunterstützten Heizungsanlage bei einem täglichen Zapfvolumen von 100 Litern am Referenzstandort Würzburg. Andere Zapfraten führen zu vergleichbaren Ergebnissen.**

Mit bis zu 175 °C werden die maximalen Absorbtemperatur nur durch die Standardbeschichtung an circa 15 Stunden im Jahr erreicht. Die höhere Emissivität der übrigen Beschichtungstypen führt zu einer allgemeinen Reduzierung der auftretenden Maximaltemperaturen gegenüber dem Standardabsorber: die Schwarzchrombeschichtung erreicht Temperaturen zwischen 155 °C und 165 °C an 7 Stunden im Jahr und der Solarlack zwischen 125 °C und 135 °C an 3 Stunden. Die thermochrome Beschichtung begrenzt die Stagnationstemperatur aufgrund ihres stark temperaturabhängigen Emissionsgrad auf einen Temperaturbereich zwischen 135 °C und 145 °C, welcher an 20 Stunden im Jahr erreicht wird. Dies entspricht einer Reduzierung um ca. 30 K im Vergleich zu einer hochselektiven Standardbeschichtung.



**Abb. 8: Stagnationsstunden ( $T_{Abs} > 120\text{ °C}$ ) in einer solarunterstützten Heizungsanlage für drei unterschiedliche tägliche Zapfvolumina am Referenzstandort Würzburg.**

Aus der Häufigkeitsverteilung der Absorbtemperatur kann die Stagnationsdauer abgeleitet werden (siehe Abb. 8). Wir definieren diese hier als Zeitdauer mit Absorbtemperatur oberhalb von 120 °C. Bei einem Systemüberdruck von 1 bar am Kollektor im Ruhezustand beginnt im Stagnationsfall ab dieser Temperatur das Wärmeträgerfluid (z. B. TYCOCOR LS) zu verdampfen. Generell sinkt

die Stagnationsdauer mit zunehmenden täglichen Zapfvolumen, da der Pufferspeicher bei höheren Zapfraten tendenziell kühler bleibt und sich dadurch die Betriebszeiten der Solarkreispumpe erhöhen. Bei einem täglichen Zapfvolumen von 100 Litern stagniert das System mit Standardbeschichtung an rund 178 Stunden im Jahr. Dies reduziert sich auf 118 Stunden bei der untersuchten Schwarzchrombeschichtung. Für thermochrome Beschichtungen sinkt die Stagnationsdauer um 65 % auf 62 Stunden im Jahr ab. Eine weitere Reduzierung auf 11 Stunden pro Jahr ist durch Solarlacke erkennbar, wodurch die thermischen Belastungen im Stagnationsfall signifikant gesenkt werden können.

## 6. Zusammenfassung

In einer vergleichenden Simulationsstudie wurden marktübliche Absorberbeschichtungen für solarthermische Flachkollektoren hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit und ihres Stagnationsverhaltens untersucht. In einer Marktübersicht konnten 13 unterschiedliche Absorberbeschichtungen, welche sich anhand ihres Herstellungsverfahrens in nasschemische Beschichtung (Schwarzchrom), hochselektive Beschichtung auf Basis eines vakuumbasierten Beschichtungsprozesses (PVD-Sputter-Prozess), Solarlackierungen sowie thermochrome Absorberbeschichtungen kategorisieren lassen und Absorptionsgrade  $\alpha$  oberhalb von 90 % und Emissionsgrade im Bereich  $\epsilon = 5 \dots 90$  % aufweisen.

Durch ein am ISFH entwickeltes optisch-thermisches Kollektormodel können die zu jedem Beschichtungstyp gehörenden Kollektorwirkungsgradparameter ( $\eta_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$ ) simuliert werden. Dabei weist die Standard-PVD-Beschichtung mit  $\eta_{0,G} = 0,739$  den höchsten Konversionsfaktor aller untersuchten Beschichtungen auf. Schwarzchrombasierte Beschichtungen erzielen ähnlich hohe Werte. Thermochrome und Solarlackschichten weisen aufgrund der deutlich höheren Emissionsgrade um bis 2,1 %-Punkte niedrigere Konversionsfaktoren auf.

Bei der Simulation der Systemerträge einer Trinkwarmwasseranlage erhöht sich im Vergleich zur Standard-PVD-Beschichtung der konventionelle Nachheizenergiebedarf bei einer täglichen Zapfrate von 100 Litern um 6 % bei Schwarzchrom, 7 % bei thermochromen Beschichtungen und 21 % bei Solarlack. In einer solarunterstützten Heizungsanlage konnte eine Erhöhung des konventionellen Nachheizenergiebedarfes im Vergleich zur Standard-PVD-Beschichtung bei Schwarzchrom und thermochromen Beschichtungen um je 1,4 % und bei Solarlacken um 6,1 % ermittelt werden.

Die Bewertung des Stagnationsverhaltens in einer Kombianlage zeigte für die Standardbeschichtung maximale Absorberrtemperaturen von bis zu 175 °C. Durch die erhöhte Emissivität der anderen Beschichtungen können die Stagnationslasten im Allgemeinen reduziert werden. So erreichen Schwarzchrombeschichtungen maximale Temperaturen von 165 °C und Solarlacke von 135 °C. Durch den stark temperaturabhängigen Emissionsgrad thermochromer Absorberbeschichtungen können die Temperaturen auf unter 145 °C begrenzt werden. Im Vergleich zur hochselektiven Standardbeschichtung entspricht dies einer Reduzierung um bis zu 30 K. Die gesamte Stagnationsdauer (Zeitdauer, während welcher  $T_{Abs} > 120$  °C gilt) reduziert sich von 178 Stunden (Standardbeschichtung) auf 118 Stunden im Jahr bei Schwarzchrombeschichtungen. Eine weitere Reduzierung auf 62 Stunden ist für thermochrome Beschichtungen und auf 11 Stunden für Solarlacke festzustellen.

Die Stagnationsbelastungen reduzieren sich durch den Einsatz von Beschichtungen mit hoher Emissivität (thermochrome und Solarlackbeschichtungen) signifikant. Aufgrund der gesteigerten thermischen Verluste wird aber auch deren Leistungsfähigkeit im normalen Betriebsbereich negativ beeinflusst. Die thermochrome Beschichtung zeichnet sich dennoch durch ihre hohe Leistungsfähigkeit trotz Überhitzungsschutzes aus. So erhöht sich der konventionelle Nachheizenergiebedarfes in einer Kombianlage im Vergleich zur Standardbeschichtung um höchstens 1,5 %. Während die unterschiedlichen Systemerträge eine einfache wirtschaftliche Bewertung, zum Beispiel durch die Menge an eingesparten fossilen Brennstoffen, ermöglichen, lassen sich die konkreten Vorteile der reduzierten Stagnationsbelastung nur schwer quantifizieren. Die geringere thermische Belastung sensibler Anlagenkomponenten oder des Wärmeträgermediums erhöht deren Lebensdauer und senkt die Wartungskosten. Aktuelle

Untersuchungen schätzen die mögliche Reduzierung der gesamten Wartungskosten bei der Vermeidung hoher Solarkreistemperaturen auf bis zu 50 % [24]. Wird die Verdampfung des Wärmeträgermediums grundsätzlich verhindert, zum Beispiel durch leistungsbegrenzenden Kollektoren mit Wärmerohren oder im Falle thermochromer Kollektoren durch eine Erhöhung des Systemdruckes (vgl. [18]), können Anlagenkomponenten kostengünstiger dimensioniert oder auf Kühlvorrichtungen verzichtet werden. Für verdampfungsfreie Solaranlagen mit maximalen Temperaturen im Solarkreis unterhalb 125 °C schätzen die genannten Untersuchungen die Reduzierung der Wärmegestehungskosten auf bis zu 25 % [25]. Unberücksichtigt bleiben weitere Aspekte, wie der Steigerung der Akzeptanz bei Nutzern und Installateuren, die eine wichtige Rolle für die Verbreitung solarthermischer Systeme spielen können.

## 7. Danksagung

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

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

## 8. Literaturverzeichnis

- [1] American Society for Testing and Materials: Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface. ASTM-G-173, 2003.
- [2] ISO 9050:2003: Glass in Building – Determination of Light Transmittance, Solar Direct Transmittance, Total Solar Energy Transmittance, Ultraviolet Transmittance and Related Glazing Factors. Beuth Verlag, Berlin, 2003.
- [3] Howell, J. R., Siegel, R., Mengüç, M. P.: Thermal Radiation Heat Transfer. CRC Press, 5th edition, Boca Raton, 2010.
- [4] Kennedy, C. E.: Review of Mid- to High-Temperature Solar Selective Absorber Materials. Technical Report, NREL/TP-520-31267, National Renewable Energy Lab, Golden, CO, 2002. DOI: 10.2172/15000706.
- [5] Kunic, R., Mihelcic, M., Orel, B., Perse, L. S., Bizjak, B., Kovac, J., Brunold, S.: Life Expectancy Prediction and Application of Novel Polyurethane Based Thickness Sensitive and Thickness Insensitive Spectrally Selective Paint Coatings for Solar Absorbers. Solar Energy Materials & Solar Cells 95, S. 2965 – 2975, 2011. DOI: 10.1016/j.solmat.2011.05.014.
- [6] Orel, R., Orel, Z. C.: Thickness Sensitive Spectrally Selective (TSSS) Paint for Solar Collectors Optical Properties, Surface Characterization and Application Properties. Solar Energy Materials 18, S. 97 – 107, Amsterdam, 1988. DOI: 10.1016/0165-1633(88)90050-0.
- [7] Berner, J.: Alle Beschichtungen haben mit Bravour bestanden. Sonne Wind & Wärme, 09/2017, S. 97 – 99, 2017.
- [8] Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2017.
- [9] Diamantino, T. C., Nunes, A., Concalves, R., Páscoa, S., Chambino, T., Carvalho, M. J.: Selective Absorber Coatings Qualification – ISO 22975-3:2014 Full Application. EuroSun 2016, ISES Conference Proceedings, Abu Dhabi, 2016. DOI: 10.18086/eurosun.2016.06.01.

- [10] Schmidt, M.: Auf dem Weg zum Nullemissionsgebäude – Grundlagen, Lösungsansätze, Beispiele. Springer-Verlag, Berlin, 2013.
- [11] Almecogroup GmbH: TiNOX energy Produktdatenblatt. 2014.  
[http://www.almecogroup.com/uploads/1172-ALMECO\\_TinoxEnergy\\_ENG\\_S402\\_07\\_2014\\_mail.pdf](http://www.almecogroup.com/uploads/1172-ALMECO_TinoxEnergy_ENG_S402_07_2014_mail.pdf) (Letzter Zugriff: 06.11.2018).
- [12] Dampney Company, Inc.: Thurmalox 250 Selective Black - Produktdatenblatt.  
<http://www.dampney.com/Portals/1/PropertyAgent/456/Files/2/Thurmalox250-SolarCoating.pdf> (Letzter Zugriff: 06.11.2018).
- [13] Interne Messung am ISFH.
- [14] Savosolar GmbH: Savo 15 DG Kollektor - Produktdatenblatt. 2015. <http://savosolar.com/wp-content/uploads/Savo-15-DG-technical-datasheet-2018-09-21-EN.pdf> (Letzter Zugriff: 06.11.2018).
- [15] SOLEC Solar Energy Corporation: SOLKOTE HI/SORB-II - Produktdatenblatt. 2011.  
<https://www.solec.org/wp-content/uploads/2014/02/SOLKOTEbrochure.pdf> (Letzter Zugriff: 06.11.2018).
- [16] Föste, S., Pazidis, A., Reineke-Koch, R., Hafner, B., Mercks, D., Delord, C.: Flat plate collectors with thermochromic absorber coatings to reduce loads during stagnation. *Energy Procedia* 91 (2016), S. 42 – 48. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.06.169.
- [17] Müller, S., Reineke-Koch, R., Giovannetti, F., Hafner, B.: Flat Plate Collectors with Thermochromic Absorber Coating Under Dynamic System Tests. *Proceedings ISES Solar World Congress 2017*, S. 2062 - 2070, Abu Dhabi, 2017. DOI: 10.18086/swc.2017.31.10.
- [18] Müller, S., Reineke-Koch, R., Giovannetti, F., Hafner, B.: Experimental Investigations on the Stagnation Behavior of Thermochromic Flat Plate Collectors. *EuroSun Conference 2018*.
- [19] Föste, S.: Flachkollektor mit selektiv beschichteter Zweischeibenverglasung. *Dissertation*, 2013.
- [20] ISO 9806:2017: Solarenergie – Thermische Sonnenkollektoren – Prüfverfahren. Beuth Verlag, Berlin, 2018.
- [21] SP Technical Research Institute of Sweden (RISE): Solar Collector Energy Output Calculator (ScenoCalc). Version 5.01, 2016.
- [22] Jordan, U., Vajen, K.: DHWcalc - Tool for the Generation of Domestic Hot Water (DHW) Profiles on a Statistical Basis. Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik, Version 1.10, 2003.
- [23] Heimrath, R., Haller, M.: Project Report A2 of Subtask A: The Reference Heating System, the Template Solar System. IEA SHC TASK 32, Solar Heating and Cooling Programme. International Energy Agency (IEA), 2007.
- [24] Schiebler, B., Giovannetti, F., Fischer, S.: Reduction of Maintenance Costs by Preventing Overheating. IEA SHC TASK 54, Info Sheet B03, 2018.
- [25] Schiebler, B., Giovannetti, F., Fischer, S.: Levelized Cost of Heat for Solar Thermal Systems with Overheating Prevention. IEA SHC TASK 54, Info Sheet B05, 2018.



## Untersuchung des Vereisungsverhaltens unterschiedlicher Wärmeübertragergeometrien durch CFD-Simulation und Validierung mit Modellaufbauten

S. Paulini<sup>1</sup>, T. Plessing<sup>1</sup>, D. Brüggemann<sup>2</sup>

<sup>1</sup> HAW Hof, Institut für Wasser- und Energiemanagement, Hof

<sup>2</sup> LTTT, Universität Bayreuth, Bayreuth

### Abstract

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Optimierung des Vereisungsprozesses in einem Eisspeicher. Der Fokus liegt auf der Betrachtung unterschiedlicher Wärmeübertragergeometrien, durch welche eine Verbesserung des Vereisungsverhaltens erreicht werden soll. Hierfür wurden CFD-Simulationen mit ANSYS Fluent erstellt, welche die Strömungsbedingungen, das Temperaturverhalten und das Wachstum der Eisschicht während des Abkühlvorgangs zu erfassen und zu visualisieren. Die Ergebnisse werden mit Modellversuchen an einem experimentellen Eisspeicher verglichen und validiert. Es konnte gezeigt werden, dass der Wärmeeintrag konventionell verwendeter Technologien durch den Einsatz von effizienteren Geometrien um mehr als 50% gesteigert werden kann.

### 1. Einleitung

Um den Einsatz fossiler Brennstoffe und die Emission von Treibhausgasen für die Wärmeversorgung in Gebäuden zu reduzieren, sind Wärmepumpen in Kombination mit erneuerbarem Strom eine regenerative Alternative und gewinnen weltweit immer mehr an Bedeutung. Wärmepumpen können mit verschiedenen Wärmequellen wie Luft, Erdwärme, Grundwasser oder Solarthermie versorgt werden. Da Luftwärmepumpen billig und einfach zu installieren sind, werden sie in Deutschland bevorzugt, obwohl der Wirkungsgrad insbesondere in der kalten Jahreszeit begrenzt ist. Eisspeicher ermöglichen es, Erdwärmepumpen mit Temperaturen über  $-10\text{ °C}$  über einen längeren Zeitraum zu versorgen. Um die Jahresarbeitszahl und die Gesamteffizienz des Wärmepumpensystems zu erhöhen, muss der Eisspeicher voll ausgenutzt werden. Daher müssen die Strömungsverhältnisse im Eisspeicher analysiert werden, denn nur eine homogene Durchmischung der Wassertemperatur während des Vereisungsprozesses ermöglicht einen andauernden gleichmäßigen Wärmeentzug und eine Versorgung der Wärmepumpe mit Temperaturen über  $0\text{ °C}$  für längere Zeit. Außerdem kann durch eine homogene Durchmischung und entsprechende Strömungsverhältnisse ein Absinken der  $4\text{ °C}$  warmen Wasserschicht und die Ausbildung eines  $4\text{ °C}$ -Sumpfes vermieden werden.

Im vorgestellten Projekt wird der Wärmeeintrag in einen solaren Eisspeicher mit einem spiralförmigen und einem sternförmigen Wärmeübertrager und einem Register mit parallelen Platten untersucht. Neben den Modellversuchen am Eisspeicherprüfstand dient die CFD-Simulation zur Erfassung und Visualisierung der Strömungsverhältnisse, des Temperaturprofils und des Eisaufbaus. Ziel ist es, den Wärmeeintrag in den Eisspeicher und den Vereisungsprozess auf den Wärmeübertragerplatten durch Anpassung der Wärmeübertragergeometrie zu optimieren.

### 2. Randbedingungen

Hauptziel ist es, den gesamten Vereisungsprozess im Eisspeicher zu verbessern. Die konvektive Strömung im Wassertank soll soweit verändert werden, dass eine homogenere Durchmischung im Eisspeichersystem erreicht werden kann. Zudem soll mit den Experimenten und Simulationen untersucht werden, wie der Eisbildungsprozess im Eisspeicher entlang der Wärmeübertrageroberfläche optimiert werden kann. Dadurch, dass das Eis so lange wie möglich parallel zu den Wärmeübertragerplatten aufgebaut wird, nimmt die Temperatur des Rücklaufs der Wärmepumpe langsam ab und die Wärmepumpe kann über einen längeren Zeitraum mit

Temperaturen über  $-10\text{ °C}$  versorgt werden. Dies erhöht die Jahresarbeitszahl und damit den Gesamtwirkungsgrad des Wärmepumpensystems. Ein angepasstes Eiswachstum auf den Wärmeübertragerplatten erhöht den Anteil des Wasservolumens, welches vereist werden kann. Die Untersuchungen von Carbonell et al. [1] zeigen, dass Platten aus Polypropylen während des Abkühl- und Vereisungsvorgangs einen niedrigeren Wärmeübergangskoeffizienten aufweisen als flache Platten aus Edelstahl. Die Experimente zeigen auch, dass diese Polypropylenplatten während des Abkühl- und Vereisungsvorgangs einen konstanten Gesamtwärmeübertragungskoeffizienten aufweisen. In Anbetracht dessen, dass der Eisspeicher für langfristige Nutzung ausgelegt werden soll, unterstützt ein stabiler Wärmeübergangskoeffizient eine konstanten Langzeitwärmeentzug aus dem Eisspeicher. Der Einfluss der Wärmeübertragergeometrie auf Strömung, Temperaturschichtung und Eiswachstum wird durch CFD-Simulationen dargestellt und analysiert. Daher werden mit ANSYS Fluent 2D- und 3D-Modelle des Eisspeichers und der Wärmeübertrager erstellt. Die Simulationsmodelle werden durch Modellversuche an einem horizontal geteilten halbkugelförmigen Eisspeicherprüfstand im Maßstab 1: 2 des originalen Eisspeichers validiert. Zur Lösung des numerischen Problems des Phasenübergangs während der Simulationen werden unterschiedliche Lösungsansätze und Methoden verwendet. Einige von ihnen werden in der Studie von König-Haagen et al. verglichen. [2]. Diese Studie zeigt, dass trotz der Verwendung kleiner Simulationsbereiche Fehler zwischen den numerischen Ergebnissen und Referenzlösungen festgestellt werden können. In der folgenden Arbeit wird die Simulation für den gesamten Eisspeicher durchgeführt, sodass Fehler zwischen den Simulationsergebnissen und den Messungen einkalkuliert werden und nur bis zu einem gewissen Grad durch die Veränderung der Lösungsansätze verkleinert werden können.

### 3. Aufbau und Ergebnisse

Basierend auf vorangegangenen CFD-Simulationen von Paulini et al. [3] wurde ein Modellprüfstand zur Visualisierung des Vereisungsprozesses im Eisspeicher konzipiert. Der Prüfstand besteht aus einer 8-kW-Wärmepumpe mit einer Kälteleistung von 6 kW, einem horizontal geteilten halbkugelförmigen Eisspeicher von  $2,5\text{ m}^3$  Wasservolumen und einem kleinen Speicher mit elektrischem Heizstab zur Regeneration des vereisten Speichers (siehe Abbildung 1).



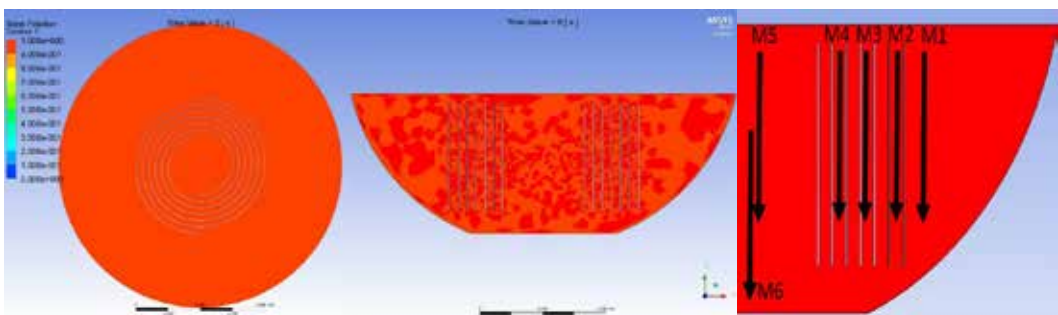
**Abb. 1: Eisspeichermodellprüfstand mit Eisspeicherhalbkugel (links), Regenerationswärmespeicher (Mitte) und Wärmepumpe (rechts)**

Da in den ersten Versuchen ein großer Einfluss der Umgebungstemperatur auf den Vereisungsvorgang festgestellt wurde, wurde der Eisspeicher isoliert und abgedeckt, um den Wärmeeintrag aus der Umgebung zu reduzieren. Die mit Wasser gefüllten Tanks oberhalb des Eisspeichers wirken der während des Vereisungsprozesses steigenden Auftriebskraft des Eises entgegen und verhindern so ein Aufschwimmen des vereisten Wärmeübertragers. Als Basis für die

ersten Modellversuche wurde ein spiralförmiger Wärmeübertrager mit zwei parallel durchströmten Wärmeübertragerplatten gewählt. Der Eisspeicher wurde im Dauerversuch über die Wärmepumpe so lange abgekühlt und eingefroren, bis die Rücklauftemperatur der Wärmepumpe die Abschalttemperatur von  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  erreichte. In einem ersten Modifikationsschritt wurde der spiralförmige Wärmeübertrager durch eine sternförmige Geometrie mit einer Anordnung von 24 Wärmeübertragerplatten ersetzt. Anschließend wurde die Anzahl der Wärmeübertragerplatten von 24 auf 12 Platten halbiert, um den Vereisungsprozess zu verbessern. In einem letzten Modifikationsschritt wurde ein Register mit 12 parallel angeordneten Wärmeübertragerplatten im Eisspeicher untersucht. Sechs Temperatursensoren im Eisspeicher und jeweils ein Temperatursensor im Vor- und Rücklauf des Primärkreislaufs der Wärmepumpe dokumentierten den Vereisungsprozess.

Die Simulation des Phasenwechsels wurde mit dem ANSYS Fluent Solidification and Melting Tool durchgeführt. Die Solvereinstellungen wurden an die Simulationen von Al-abidi et al. [4] und Nayak et al. [5] angelehnt. Zur Lösung der Simulation wurde der druckbasierte Navier-Stokes-Lösungsalgorithmus mit der „absolute velocity formulation“ verwendet. Die Zeiteinstellung wurde auf transient gesetzt, um eine zeitabhängige Lösung zu ermöglichen.

Die Geometrie des spiralförmigen Wärmeübertragers wurde in ein 2D-CFD-Modell im Maßstab 1: 1 übertragen, mit den Randbedingungen der Modellexperimente simuliert und anschließend mit den Daten der Modellexperimente validiert. Das Modell wurde im horizontalen und vertikalen Schnitt durch den Wärmeübertrager und den Eisspeicher simuliert, wie in Abbildung 2 dargestellt.

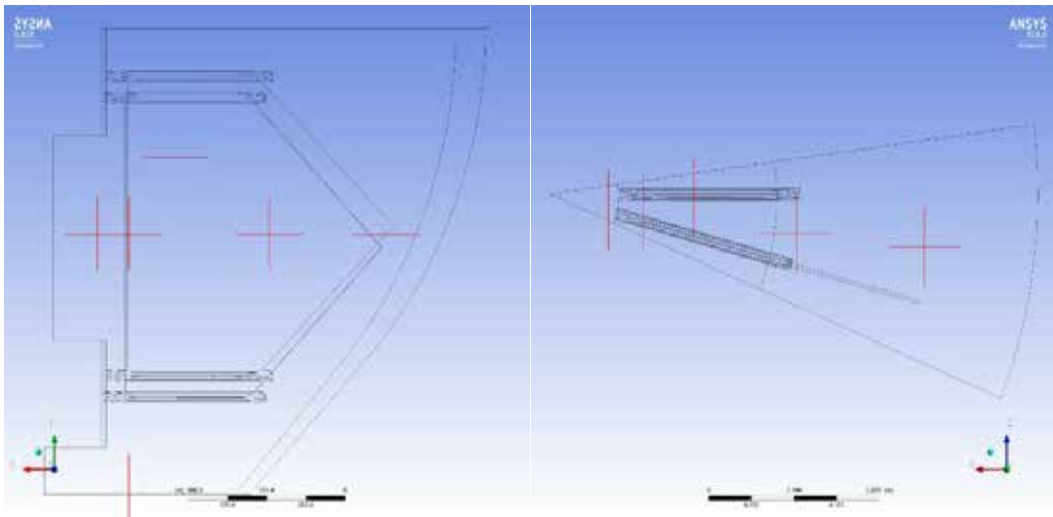


**Abb. 2: Horizontaler (links) und vertikaler (Mitte) Schnitt durch den spiralförmigen Wärmeübertrager mit den Temperaturmesspunkten im Eisspeicher (rechts)**

Die Temperaturmesspunkte der Simulation wurden an die gleichen Stellen gesetzt wie die Temperatursensoren im Modellprüfstand. Fünf Sensoren wurden in einer horizontalen Reihe angeordnet, um das Temperaturverhalten durch den horizontalen Schnitt des Eisspeichers abzubilden und einer wurde auf den Boden des Eisspeichers gesetzt, um den  $4\text{ }^{\circ}\text{C}$  Sumpf am Boden des Speichers abzubilden. Dieser Sumpf ist auf die Dichteanomalie des Wassers zurückzuführen.

Die Temperatur der Wärmeübertragerplatten aus den Modellversuchen wurde als Randbedingung für die Plattentemperatur in den Simulationen implementiert. Die Simulationsmodelle wurden validiert und anhand der Messergebnisse aus den Modellversuchen mit dem spiralförmigen Wärmeübertrager angepasst und verbessert.

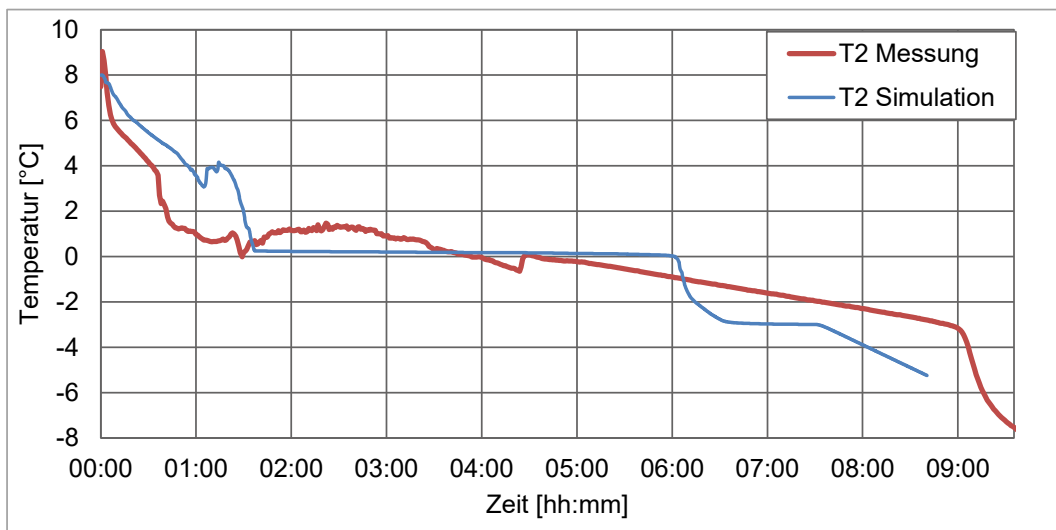
Der sternförmige Wärmeübertrager wurde mit einer 3D-CFD-Simulation simuliert. Aufgrund der Radialsymmetrie des Modells wurde nur  $1/12$  des Eisspeichers in ein Simulationsmodell übertragen. Die modellierte Geometrie mit zwei Wärmeübertragerplatten ist in Abbildung 3 dargestellt.



**Abb. 3: Anordnung der Temperatursensoren in der Halbkugel für die 3D-Simulation**

Die roten Kreuze repräsentieren die sechs Punkte, an denen die Temperatur während der Simulationen aufgezeichnet wird. Sie sind identisch mit den sechs Temperatursensoren im Eisspeichervolumen, bei denen die Temperatur während der Experimente am Modellprüfstand gemessen wird. Ähnlich wie bei der 2D-CFD-Simulation wurde die Wärmeübertragertemperatur aus den Modellversuchen als Randbedingung für die Plattentemperatur in die Simulationen implementiert. Die Simulationsmodelle wurden ebenfalls validiert und anhand der Messergebnisse aus den Modellversuchen mit dem sternförmigen Wärmeübertrager angepasst.

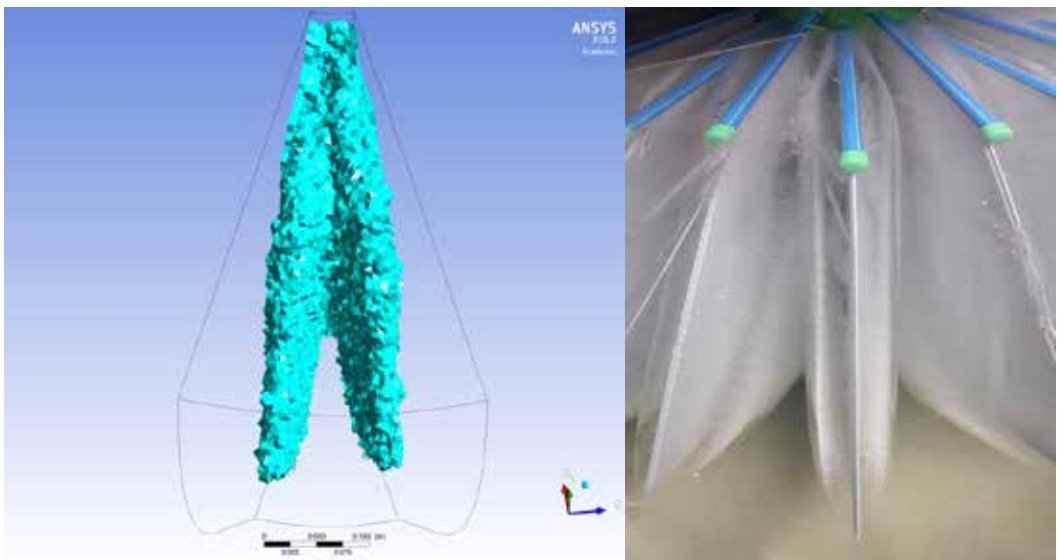
Die Ergebnisse der 2D-CFD-Simulation des spiralförmigen Wärmeübertragers im Vergleich mit den Messungen am Prüfstand sind unten aufgeführt. Die Simulation zeigte eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Modellexperimente vom Prüfstand. Der Temperaturverlauf des Temperaturfühlers 2 bis zum Abschaltpunkt der Wärmepumpe ist in Abbildung 4 dargestellt.



**Abb. 4: Vergleich der 2D-Simulation (blau) mit dem entsprechenden Messwert aus den Modellversuchen (rot)**

Die latente Wärmeübertragung konnte durch die lange Temperaturstabilität während des Eisaufbaus zwischen 1:30 und 6:00 der Simulationszeit sehr gut in der Simulation abgebildet werden (blaue Linie). Die gemessene Temperatur (rote Linie) zeigt, dass einige Effekte wie Unterkühlung durch die Simulation nur unzureichend beschrieben werden konnten. Trotzdem passt das allgemeine Temperaturverhalten der Simulationen zu den experimentellen Werten. Die abfallende Temperaturlinie des Modellversuchs (rote Linie) zeigt das Eintauchen des Temperatursensors in das Eis. Der Temperaturabfall am Ende der Messaufnahme beschreibt den Punkt, an dem die Eiswände zusammenwachsen. Der Zeitverzug der beiden Kurven lässt sich durch den Wärmeeintrag durch die Kugeloberfläche erklären, welcher in den Simulationen nicht exakt abgebildet werden kann. Zudem ist bei der Berechnung der Wärmeleitfähigkeit und der spezifischen Wärmekapazität ein Sprung, welcher in der numerischen Lösung immer leichte Abweichungen hervorruft.

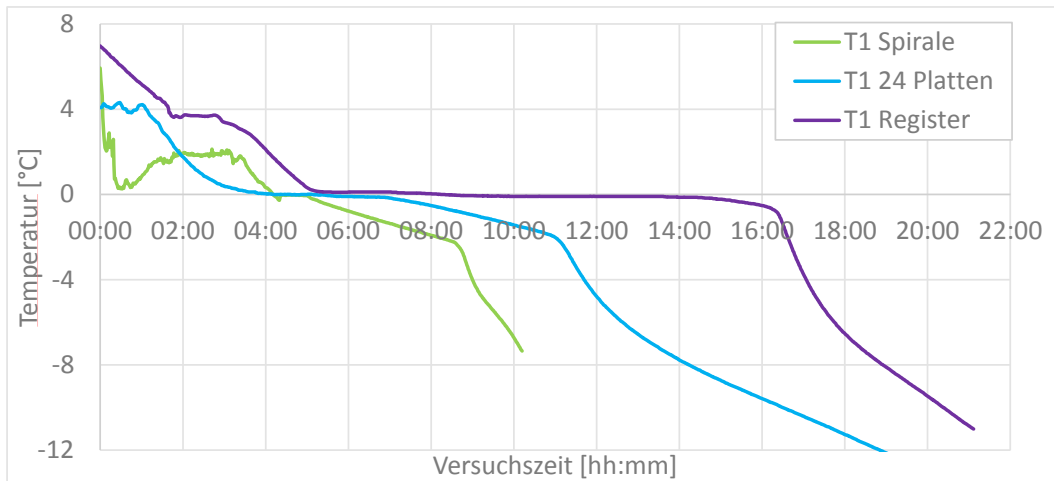
Aufgrund der langen Simulationsdauer der 3D-Simulationen wurde der sternförmige Wärmeübertrager nur zu einer qualitativen Auswertung des Eisaufbaus im Vergleich zwischen Simulation und Modellversuchen herangezogen. Der Eisaufbau von Simulation und Modellversuch ist in Abbildung 5 dargestellt.



**Abb. 5: Vergleich der 3D-Simulation (links) mit dem Eisaufbau im Modellversuch (rechts)**

Aufgrund des groben Gitters ist die Oberfläche der simulierten Eisschicht unregelmäßig. Die Simulation ergab ein Eisvolumen von  $0,616 \text{ m}^3$  oder  $576 \text{ kg}$ , während das Experiment zu einer berechneten Eisschicht von etwa  $590 \text{ kg}$  führte. Sowohl in der Simulation wie auch im Experiment konnte dargestellt werden, dass der Eisaufbau im oberen Drittel der Wärmeübertragerplatten beginnt und sich dann nach oben und unten ausbreitet. Dies führt dazu, dass die Unterseite der Platten auch bei Abbruch des Versuchs noch nicht vereist waren, obwohl an der Oberseite der Platten der Eispanzer schon mehrere Zentimeter dick war. Dies ist auch wieder auf die Dichteanomalie des Wassers zurückzuführen, welche den unteren Bereich des Behälters über einen langen Zeitraum mit  $4 \text{ }^\circ\text{C}$  warmen Wasser versorgt.

Im experimentellen Vergleich aller verwendeter Wärmeübertragergeometrien zeigt sich, dass, trotz gleicher Wärmeübertragerfläche, die Geometrie der Wärmeübertrager und ihre Anordnung im Volumen einen starken Einfluss auf die Leistungsfähigkeit des Eisspeichers haben. Der Temperaturverlauf des spiralförmigen Wärmeübertragers im Vergleich mit dem sternförmigen Wärmeübertrager mit 24 Platten und dem Register ist in Abbildung 6 dargestellt.



**Abb. 6: Vergleich der Temperaturen der unterschiedlichen Geometrien im Dauerversuch bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe**

Die grüne Kurve des spiralförmigen Wärmeübertragers zeigt einen sehr kurzen latenten Wärmeübergang bei 0 °C und die Temperatur fällt anschließend deutlich ab. Nach einer Versuchsdauer von 8,5 Stunden beginnen die Eisschichten zwischen den Wärmeübertragerplatten zusammenzuwachsen. Dies führt zu einem raschen Absinken der Temperatur bis zum Abschaltzeitpunkt der Wärmepumpe, welcher nach 10 Stunden Versuchsdauer erreicht wurde. Durch die schnelle Oberflächenverkleinerung ist im Eis auch nur eine Unterkühlung bis -7 °C möglich. Aufgrund der ungünstigen Geometrie mit den engen Plattenabständen kann während des Versuchs nur ein Bruchteil der zur Verfügung stehenden Wasservolumens vereist werden, was zu einem latenten Wärmeentzug von 50,59 kWh führt.

Beim sternförmigen Wärmeübertrager mit 24 Platten (blaue Kurve) ist der latente Wärmeübergang im Vergleich zum spiralförmigen Wärmeübertrager deutlich länger. Durch den sich nach Außen vergrößernden Plattenabstand verkleinert sich die Oberfläche nur langsam und die Wärmepumpe kann über einen längeren Zeitraum mit Temperaturen oberhalb des Abschaltzeitpunktes versorgt werden. Die Versuchsdauer und der latente Wärmeentzug verdoppeln sich hierbei. Insgesamt können mit dem sternförmigen Aufbau 105,14 kWh latente Wärme zur Verfügung gestellt werden.

Der längste latente Wärmeübergang bei 0 °C konnte bei dem Register beobachtet werden. Hier führt die gute Durchströmung im Volumen und der gleichmäßige parallele Eisaufbau zu einer konstanten Versorgung der Wärmepumpe mit 0°C über fast 10 Stunden. Sobald die Eisschichten zusammenwachsen lässt sich hier ähnlich wie bei dem spiralförmigen Wärmeübertrager ein schneller Temperaturabfall beobachten, welcher auf die sich verkleinernde Oberfläche zurückzuführen ist. Da bei diesem Aufbau das Wasservolumen nicht so optimal wie bei dem sternförmigen Aufbau genutzt werden kann beträgt der latente Wärmeentzug nur 92,52 kWh.

#### 4. Zusammenfassung und Ausblick

Die Arbeit zeigt die Modellierung eines Eisspeichersystems mit 2D- und 3D-CFD-Simulationen mit ANSYS Fluent und die Validierung der Simulationsergebnisse mittels Versuchen am Modellprüfstand. Das Temperaturverhalten während des Abkühl- und Vereisungsprozesses im Eisspeicher konnte trotz kleiner Abweichungen durch die 2D-CFD-Simulationen sehr gut abgebildet werden. Der Eisaufbau konnte durch die 2D- und 3D-CFD-Simulationen gut vorhergesagt werden. Die weiterführenden Experimente mit unterschiedlichen Wärmeübertragergeometrien zeigten eine Zunahme des latenten Wärmeentzugs mit Vergrößerung des Abstandes zwischen den einzelnen Wärmeübertragerplatten.

Ein möglichst langer paralleler Eisaufbau führt zu den besten Ergebnissen bei der Versorgung der Wärmepumpe mit 0 °C. Allerdings erwies sich eine nur langsam zusammenwachsende Eisfront als vorteilhaft, wenn eine möglichst große Menge an latenter Wärme entzogen werden soll. Ein plötzliches Zusammenwachsen der Eisfronten und damit eine abrupte Oberflächenverkleinerung sollte möglichst vermieden werden. Für die weitere Geometrieauslegung ergibt sich hiermit ein paralleler Eisaufbau durch angepasste Abstände zwischen den Platten und ein sich nach Außen vergrößernder Plattenabstand.

Zur Verbesserung des Simulationsmodells soll in Zukunft das Registermodell als Geometrie dienen. Dort können Einflüsse über die Rundung des Materials, wie bei dem spiralförmigen Aufbau ausgeschlossen werden. Somit sollte die Genauigkeit zwischen Simulation und Modellversuch weiter angepasst werden können.

### Danksagung

Diese Arbeit wurde vom Bayerischen Staatsministerium für Bildung, Wissenschaft und Kunst im Rahmen der Technologie Allianz Oberfranken (TAO) und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Zentralen Innovationsprogramms Mittelstand (ZIM) gefördert. Die Autoren bedanken sich für diese Unterstützung.

### 5. Literaturverzeichnis

- [1] Carbonell, D., Granzotto, M., Battaglia, M., Philippen, D., and Haller, M. Y. 2016. "Experimental Investigations of Heat Exchangers in Ice Storages for Combined Solar and Heat Pump Systems." In Proceedings of the 11th International Conference on Solar Energy for buildings and Industry, Eurosun.
- [2] König-Haagen, A., Franquet, E., Pernot, E., and Brüggemann, D. 2017. "A Comprehensive Benchmark of Fixed-Grid Methods for the Modeling of Melting." *International Journal of Thermal Sciences* 118: 69-103.
- [3] Paulini, S., Plessing, T. and Brüggemann, D. 2018. "Modeling and Validation of the Ice Growth in an Ice Storage System." *Journal of Energy and Power Engineering* 12: 365-373.
- [4] Al-abidi, A. A., et al. 2013. "CFD Applications for Latent Heat Thermal Energy Storage: A Review." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20: 353–63.
- [5] Nayak, A. O., Ramkumar, G., Manoj, T., and Vinod, R. 2011. "Comparative Study between Experimental Analysis and CFD Software Analysis of PCM material in Thermal Energy Storage System." *International Journal of Chemical Engineering and Applications* 2 (6): 401-7

## Lineare Optimierung eines Systems zur solaren Kühlung unter besonderer Berücksichtigung unterschiedlicher Speicherkonzepte – ein Fall für oemof!

Franziska Pleißner<sup>1</sup>, Henning Francke<sup>2</sup>, Silke Köhler<sup>1</sup>, Jann Launer<sup>3</sup>, Christoph Pels Leusden<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Beuth Hochschule für Technik Berlin

<sup>2</sup>Deutsches GeoForschungsZentrum Potsdam

<sup>3</sup>Reiner Lemoine Institut, Berlin

### Abstract

Die vorliegende Arbeit untersucht den Einfluss variierender Speicherkapazitäten auf zwei Konzepte zur Kälteversorgung eines Campusgebäudes im Oman. Es wird zum einen ein thermisches System mit Wärmespeicher und Absorptionskältemaschine betrachtet, zum anderen ein Elektrisches mit Stromspeicher und Kompressionskältemaschine. Dafür wird das Open-Source-basierte Simulationswerkzeug oemof verwendet, das die lineare Optimierung verschiedenster Energiesysteme erlaubt.

Bei der Systemoptimierung sind die Speicher auf beiden Seiten der jeweiligen Kältemaschine zu betrachten und zu optimieren. Bei kostenoptimaler Auslegung erreichen die Konzepte solare Deckungsanteile von 87% (thermisches Konzept) bzw. 73% (elektrisches Konzept). Größer dimensionierte Speicher ermöglichen eine Verringerung der Nennleistung der kälteerzeugenden Komponenten bei gleichzeitiger Vergrößerung des solaren Deckungsanteils um ca. 3 %-Punkte bzw. 16%-Punkte bei Mehrkosten von weniger als 5% bzw. 10% (jeweils thermisches und elektrisches System). Die für einen vorgegebenen solaren Deckungsanteil benötigte Fläche ist für beide Konzepte ähnlich groß. Bei den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erreicht das elektrische Konzept einen höheren solaren Deckungsanteil bei gleichzeitig besserer Wirtschaftlichkeit als das thermische Konzept.

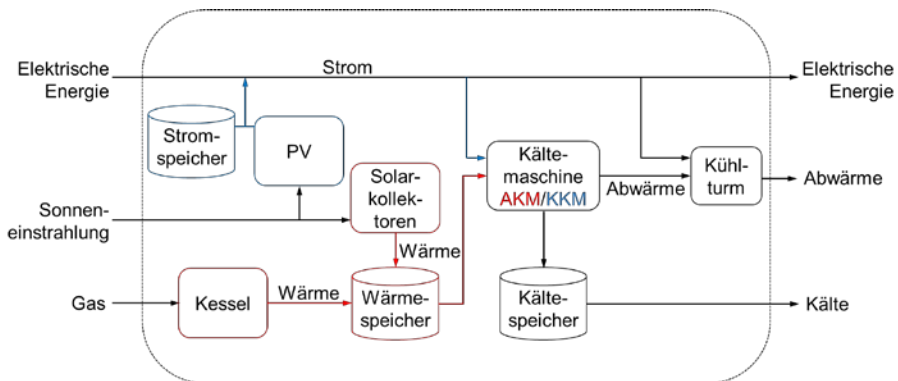
### 1 Einleitung

Dem voranschreitenden Klimawandel und der Abnahme von fossilen Energiereserven muss Rechnung getragen werden, indem deren Einsatz so stark wie möglich reduziert wird. Neben dem Substituieren von fossiler durch erneuerbare Primärenergie ist deren effiziente Nutzung eine wichtige Stellschraube. Die Optimierung von Auslegung und Betrieb komplexer Energiesysteme spielt dabei eine große Rolle. Unter- oder überdimensionierte Anlagen haben nicht nur ökonomische Nachteile, sondern verschwenden außerdem Ressourcen oder erfüllen die ihnen zugeordnete Aufgabe nicht. Zur Systemanalyse, -bewertung und -optimierung eignen sich Simulationsmodelle, da sie erlauben, das Zusammenspiel verschiedener Systemkomponenten kostengünstig und schnell in verschiedenen Szenarien zu untersuchen. Open-Source-basierte Simulationsumgebungen wie oemof [1] ermöglichen, solche Rechnungen und ihre Ergebnisse transparent und vollständig nachvollziehbar abzubilden.

Die vorliegende Arbeit stellt ein Modell vor, das zwei Konzepte der solaren Kühlung für ein Gebäude innerhalb des Innovation Park Muscat im Oman untersucht. Die Kühlaufgabe wurde in [2] für ein Anlagenkonzept vorgestellt. Die vorliegende Untersuchung erweitert die Betrachtung um zusätzliche Komponenten wie eine alternative Kälteerzeugung, solare Stromerzeugung und eine breite Varianz unterschiedlicher Speicher.

Es findet ein Vergleich zwischen Kälteerzeugung durch Kompressions- und Absorptionskälteanlagen mit der jeweils entsprechenden Energieversorgung und -speicherung statt. Abbildung 1 zeigt ein Schema des Modells.





**Abbildung 1: Vereinfachtes Schema des erarbeiteten Modells**

In der Untersuchung werden zum einen die beiden Konzepte zur Kälteerzeugung vergleichend bewertet. Zum anderen wird die Dimensionierung der Komponenten optimiert. Dabei wird besonderes Augenmerk auf die gegenseitige Beeinflussung der Komponenten gelegt. Die Arbeit orientiert sich an folgenden Forschungsfragen:

1. Ermöglicht eine großzügige Speicherdimensionierung eine Reduzierung der Nennleistung anderer Komponenten ohne Komforteinbußen, also die Unterdeckung des Bedarfs?
2. Ist dabei die Investition in den Kälte- oder den Wärmespeicher vorteilhafter?
3. Welches Konzept erzielt bei vernünftiger Dimensionierung den höchsten solaren Deckungsanteil?
4. Ergibt sich bei gleichem solaren Deckungsanteil ein Vorteil für die Kälteerzeugung durch eine Kompressionskältemaschine oder eine Absorptionskältemaschine hinsichtlich Gesamtkosten oder Kollektorplatzbedarf?

## 2 Versorgungsaufgabe und Versorgungskonzepte

Für die Deckung des Kältebedarfs eines Gebäudes werden zwei Konzepte zur Kälteerzeugung analysiert (siehe Abbildung 1). Bei dem Gebäude handelt es sich um ein Campusgebäude im Oman, das tagsüber einen erhöhten Kühlbedarf aufweist. Es ist somit eine teilweise Korrelation von Kühlbedarf und solarer Einstrahlung gegeben. In Konzept 1 wird eine Absorptionskältemaschine (AKM) mit einer Wärmeversorgung durch Solarkollektoren und einen Gaskessel betrachtet. Das Konzept enthält alle in Abbildung 1 gezeigten Komponenten bis auf die Kompressionskältemaschine (KKM). In Konzept 2 wird eine KKM, deren Strombedarf durch PV-Anlagen und örtliche Stromversorgung gedeckt wird, untersucht. Konzept 2 besteht aus allen blauen und schwarzen Komponenten der Abbildung. Zur Deckung bzw. Speicherung von Spitzen enthalten beide Konzepte Kältespeicher, sowie Wärme- (Konzept 1) oder Stromspeicher (Konzept 2).

Die zu erzeugende Kälte und die Solareinstrahlung sind beide als Zeitreihen vorgegeben (s. Abbildung 2) [3]. Der Gesamtkühlbedarf über das Jahr beträgt 721 GWh.

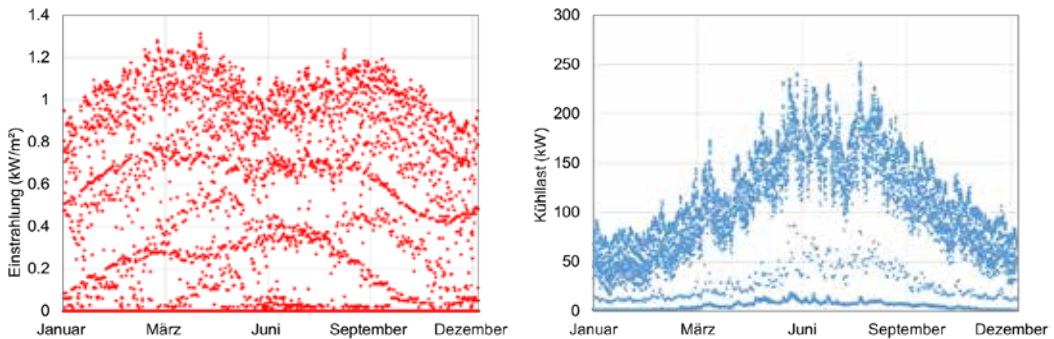


Abbildung 2: Globalstrahlung (links) und Kühllast (rechts) Daten aus [3]

### 3 Modellierung

Die Modellierung erfolgt mit dem Open-Source-basierten Simulationswerkzeug oemof (Open Energy System Modelling Framework) [1]. Durch seinen modularen Aufbau erlaubt es die lineare Optimierung verschiedenster und komplexer Modelle. Die Optimierung zielt auf Minimierung der Gesamtkosten. Freie Parameter können sowohl die Größe der jeweiligen Komponenten (Entwurfsoptimierung) als auch der Einsatz der Komponenten bei vorgegebener Größe (Einsatzoptimierung) sein. Eine Mischung, d.h. Entwurfsoptimierung für einen Teil der Komponenten bei gleichzeitiger Einsatzoptimierung der verbleibenden Komponenten, ist möglich.

Es wird eine stundenaufgelöste Jahressimulation durchgeführt, um die Lösung für die insgesamt wirtschaftlichste Deckung des vorgegebenen Kältebedarfs zu ermitteln. Dafür wird für jede Stunde des Jahres die Energiebilanz aus Quellen (elektrische Energie, Solareinstrahlung und Gas) und Senken (elektrische Energie, Abwärme und Kälte) aufgestellt. Bei Bedarf werden die Speicher be- und entladen.

#### 3.1 Annahmen und Vorgaben

Tabelle 1 und Tabelle 2 fassen die technischen und wirtschaftlichen Eckdaten der Simulation zusammen. Für Kollektor und PV-Anlage wurde der Ertrag nicht mit Hilfe von Anlagenwirkungsgraden ermittelt, sondern es werden Ertragszeitreihen (für thermische Solarkollektoren pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche bzw. für PV-Anlagen pro kW<sub>p</sub>) verwendet, die auf der in Abbildung 2, links gezeigten Globalstrahlung beruhen. Die Zeitreihen wurden [4] entnommen.

Der Schwerpunkt der Simulationen liegt auf dem Vergleich verschiedener Szenarien, um den Einfluss der Speicher auf die Gesamtsysteme zu untersuchen, nicht auf der Ermittlung von Kältegestehungskosten. Aus diesem Grund sind Vereinfachungen in den Annahmen, wie zum Beispiel die Vernachlässigung der Kosten für Verrohrung, zulässig.

Tabelle 1: Technische Annahmen

Verluste thermische Speicher	0,6%/h
Wirkungsgrad elektrischer Speicher	90 %
Stromverbrauch Kühlturm	0,012 kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>
Leistungszahl Absorptionskältemaschine	0,7
Leistungszahl Kompressionskältemaschine	3,5
Wirkungsgrad Gaskessel	95 %

**Tabelle 2: Wirtschaftliche Annahmen**

Komponente	Spezifische Investitionskosten	Lebensdauer [a]	OPEX [% Investitionskosten]
Thermischer Solarkollektor	130 €/ m <sup>2</sup>	20	2
Absorptionskälteanlage	600 €/kW	18	3
Kompressionskälteanlage	350 €/kW	15	3,5
Gaskessel	100 €/kW	20	3
Kühlturm	30 €/kW	20	3,5
Wärmespeicher	20 €/kWh	20	1
Kältespeicher	40 €/kWh	20	1
Stromspeicher	165 €/kWh	20	1
Zinssatz	6%		
Preis Strom	0,1 €/kWh		
Preis Gas	0,04 €/kWh		

### 3.2 Vorgehen

Zunächst wird für beide Konzepte je ein Referenzszenario erstellt. Dieses dient als Vergleich für die später erfolgende Variation der Speichergößen. Das Referenzszenario ist das Ergebnis der Entwurfsoptimierung aller in dem jeweiligen Konzept vorhandenen Komponenten und stellt das System mit den geringsten Gesamtkosten zur Deckung des Kältebedarfs dar. Die Leistung von Kälteanlage, PV-Anlage, Solarkollektoren, Kühlturm und Gaskessel sowie die Kapazitäten von Strom-, Wärme- und Kältespeicher sind demnach in diesem Fall freie Parameter der Optimierung und werden mit oemof ermittelt.

Anschließend folgen Variationsrechnungen, die den Einfluss verschiedener Speichergößen auf das Gesamtsystem untersuchen. Die Ergebnisse dieser Variationsrechnungen dienen zur Beantwortung der in Abschnitt 1 gestellten Forschungsfragen. In den Variationsrechnungen werden die Kapazitäten der Speicher festgelegt (Einsatzoptimierung), während die Leistungen der übrigen Komponenten wieder wirtschaftlich optimiert werden (Entwurfsoptimierung). Es findet in Konzept 1 eine Variation der Kapazität des Kältespeichers für verschieden große Wärmespeicher statt, sowie die Variation des Wärmespeichers für verschieden große Kältespeicher. Das Vorgehen für Konzept 2 ist analog, wobei hier der Stromspeicher an Stelle des thermischen Speichers betrachtet wird. Die Tabelle 3 zeigt, welche Speicherkapazitäten festgelegt wurden.

**Tabelle 3 Speichergößen der Variationsrechnungen**

#### Konzept 1: Absorptionskälteanlage

Variation Kältespeicher [kWh]	Kapazität Wärmespeicher (Scharparameter) [kWh]						
50 – 4000	200	400	800	1000	1500	2000	2500
Variation Wärmespeicher [kWh]	Kapazität Kältespeicher (Scharparameter) [kWh]						
50 – 4000	25	100	250	300	700	1000	1500

#### Konzept 2: Kompressionskälteanlage

Variation Kältespeicher [kWh]	Kapazität Stromspeicher (Scharparameter) [kWh]					
50 – 4000	25	50	100	200	300	500
Variation Stromspeicher [kWh]	Kapazität Kältespeicher (Scharparameter) [kWh]					
25 – 3000	50	100	200	400	700	1000

### 3.3 Ergebnisgrößen

Es werden sowohl im Referenzszenario als auch in den Variationsrechnungen die Größen aller nicht festgelegten Komponenten ermittelt. Die Lösung jeder einzelnen Variationsrechnung ist das jeweilige Kostenoptimum mit den zugehörigen Leistungen von AKM, Kessel und KKM, der Fläche der Kollektoranlage und der Leistung der PV-Anlage sowie den jährlichen Gesamtkosten. Diese sind größer oder gleich dem Kostenoptimum des Referenzszenarios. Die jährlichen Gesamtkosten enthalten die Kosten für den Zukauf von Strom und Gas, Instandhaltungskosten (OPEX, s. Tabelle 2) sowie die als Annuität auf die Lebensdauer umgelegten Investitionskosten.

Weitere, abgeleitete Ergebnisgrößen sind der solare Deckungsanteil SF sowie die auf die jährlichen Gesamtkosten des zugehörigen Referenzszenarios bezogenen relativen jährlichen Gesamtkosten der Variation. Da die Kostenannahmen noch vergleichsweise grob sind, soll bei der Darstellung und Diskussion der Ergebnisse von absoluten Kostenangaben abgesehen werden. Der solare Deckungsanteil wird für die beiden Konzepte definiert als Quotient von Solarertrag  $Q_{sol}$  und Gesamtwärmebedarf  $Q_{ges}$  (Konzept 1) bzw. elektrischer Ertrag der PV-Anlage  $W_{el,PV}$  und Gesamtbedarf an elektrischer Energie  $W_{el,ges}$  (Konzept 2):

$$SF_{K1} = \frac{Q_{sol}}{Q_{ges}} \quad Gl (1) \qquad SF_{K2} = \frac{W_{el,PV}}{W_{el,ges}} \quad Gl(2)$$

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Referenzszenario – kostenoptimale Lösung

Das Referenzszenario ist die kostenoptimale Lösung, die sich bei freier Größe bzw. Leistung von Kältemaschine, Kessel, Kollektorfläche, PV-Anlage, Wärme-, Kälte- und Stromspeicher (wenn vorhanden) ergibt. Tabelle 4 fasst die Ergebnisse zusammen. Alle folgenden Abbildungen enthalten zudem die Ergebnisse des Referenzszenarios, so dass ein direkter Vergleich zu den Variationsrechnungen möglich wird.

**Tabelle 4: Ergebnisse Referenzszenarien Konzepte 1 und 2**

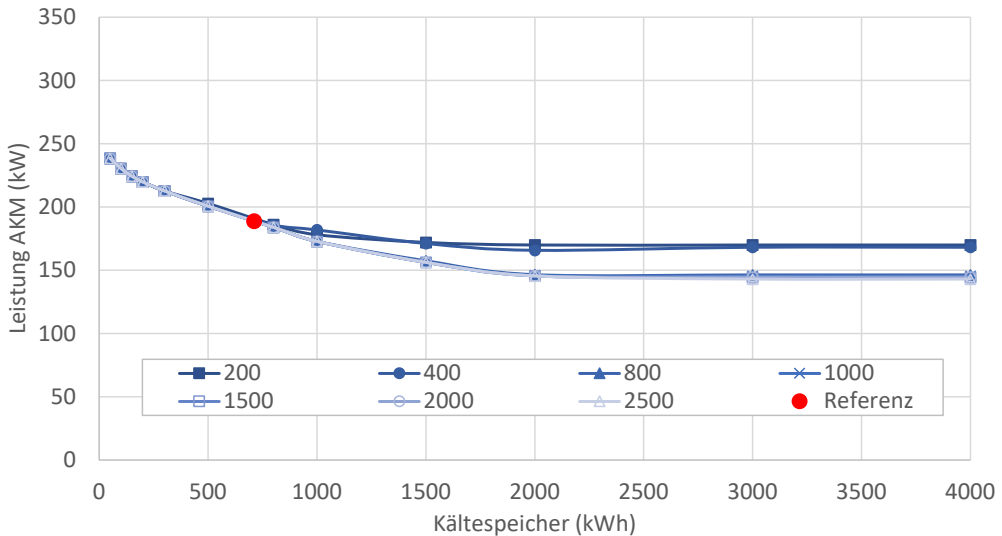
	Konzept 1 AKM	Konzept 2 KKM
Leistung AKM	189 kW	-
Leistung KKM	-	205 kW
Leistung Kessel	132 kW	-
Kollektorfläche	1041 m <sup>2</sup>	-
Leistung Photovoltaik <sup>1</sup>	8 kWp	90 kWp
Kapazität Kältespeicher	711 kWh	421 kWh
Kapazität Stromspeicher	9 kWh	100 kWh
Kapazität Wärmespeicher	1052 kWh	-
Solarer Deckungsanteil	86,7%	72,7%

### 4.2 Nennleistung der Komponenten in Abhängigkeit von der Speicherdimensionierung

Abbildung 3 bis Abbildung 5 zeigen für Konzept 1, wie sich die Leistung von Kältemaschine und Gaskessel sowie die Kollektorfläche bei der Variation der Kapazität von Wärmespeicher und Kältespeicher verändern.

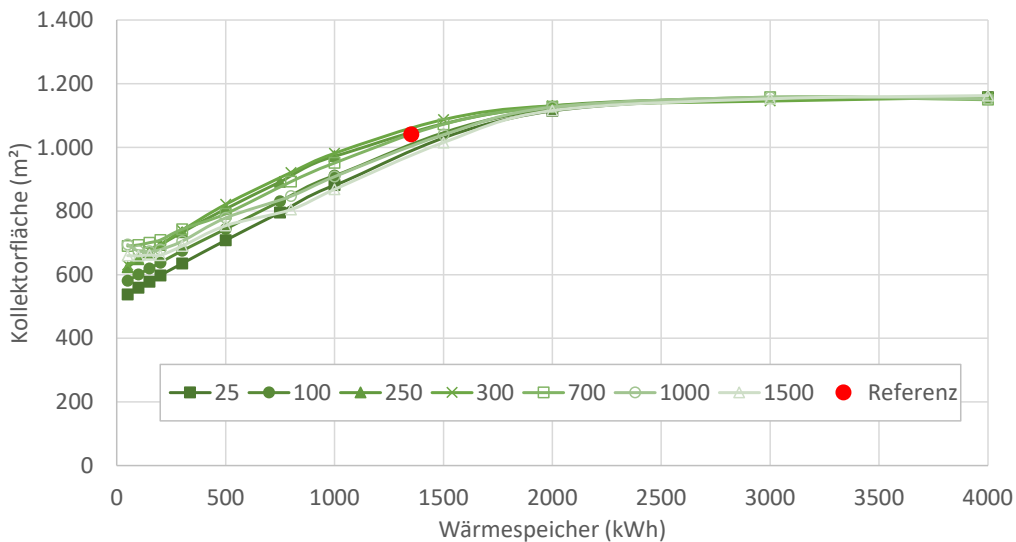
Die Leistung der Kältemaschine hängt fast ausschließlich von der Größe des Kältespeichers ab (Abbildung 3): Bis zu einer Kältespeicherkapazität von 800kWh nimmt die Leistung der Kältemaschine ab. Bei weiter wachsender Kapazität des Kältespeichers nähert sich die Leistung einem konstanten Wert an, und zwar ca. 150 kW für große Wärmespeicher (ab 800 kWh) und ca. 170 kW für kleine

Wärmespeicher (bis 400 kWh), während bei der kleinsten untersuchten Kältespeicherkapazität eine maximale Leistung von 238 kW benötigt wird. Durch die Vergrößerung des Kältespeichers erhöht sich die Volllaststundenzahl der Kältemaschine, sodass die maximale Leistung reduziert werden kann. Eine weitere Erhöhung der Kältespeicherkapazität auf mehr als 2000 kWh bringt hingegen keine weitere Veränderung.



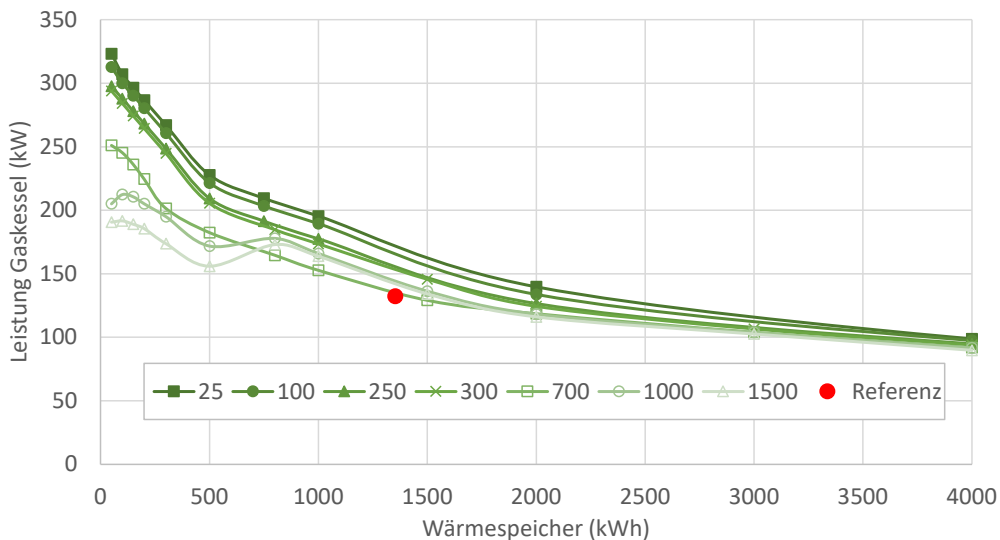
**Abbildung 3: Konzept 1 - Leistung der Absorptionskältemaschine in Abhängigkeit von der Speichergöße. Scharparameter: Kapazität Wärmespeicher (kWh)**

Bei Vergrößerung der Kapazität des Wärmespeichers vergrößert sich die Kollektorfläche. Diese Erhöhung ist nur in geringem Maße und nur bei kleinen Wärmespeichern (<1500 kWh) abhängig von der Kapazität des Kältespeichers. Es wird ein Maximum von ca. 1150 m<sup>2</sup> erreicht (siehe Abbildung 4). Durch die Vergrößerung des Wärmespeichers kann die vom Kollektor erzeugte Wärme zu einem größeren Anteil genutzt werden, sodass sich dessen Einsatz wirtschaftlich lohnender darstellt. Der solare Deckungsanteil verläuft qualitativ genauso wie die Kollektorfläche: mit zunehmender Größe des Wärmespeichers steigt ebenfalls der solare Deckungsanteil bis zu einem Höchstwert von gut 90% (vgl. Abbildung 8). Zu beachten ist hierbei, dass jeder Punkt in den Diagrammen das Ergebnis einer wirtschaftlichen Optimierung zeigt. Bei einem festgelegten solaren Deckungsanteil würde bei kleinerer Speichergöße kein kleinerer Kollektor gewählt werden können.



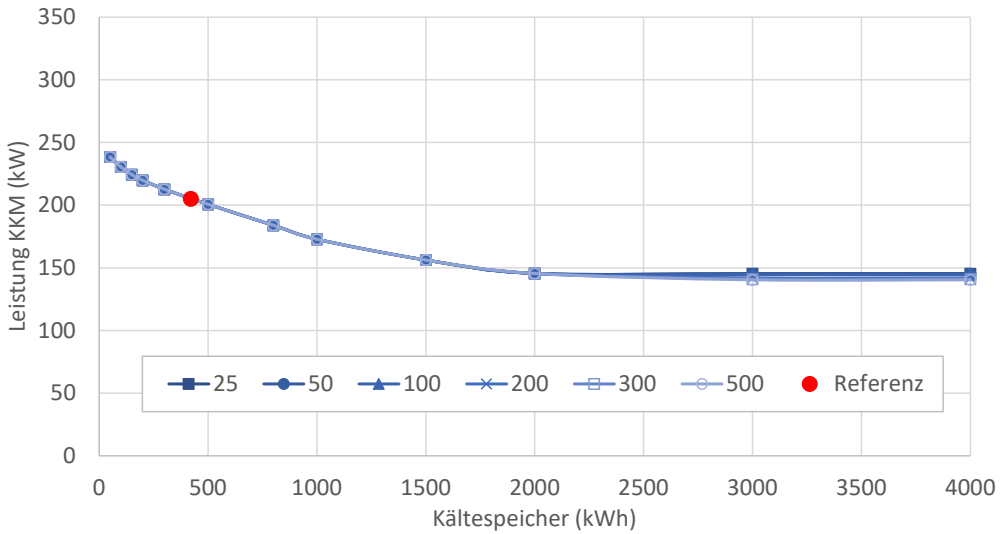
**Abbildung 4: Konzept 1 - Kollektorfläche in Abhängigkeit von der Speichergöße.**  
 Scharparameter: Kapazität Kältespeicher (kWh)

Die maximale Leistung des Gaskessels beträgt für kleine Speicher 323 kW. Sie sinkt mit zunehmender Speichergöße (Abbildung 5). Da bei steigender Größe des Kältespeichers die Leistung der Kältemaschine sinkt, sinkt die Leistung des Kessels, um diese zu versorgen. Wird der Wärmespeicher vergrößert, kann ein größerer Anteil der benötigten Wärme von den Kollektoren bereitgestellt werden, sodass ein kleinerer Gaskessel ausreichend ist.



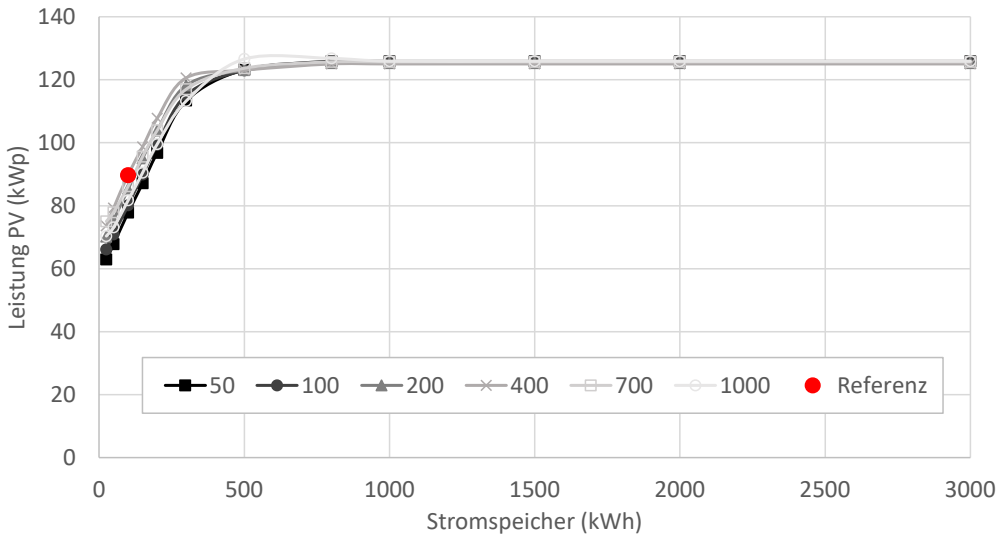
**Abbildung 5: Konzept 1 - Leistung des Gaskessels in Abhängigkeit von der Speichergöße.**  
 Scharparameter: Kapazität Kältespeicher (kWh)

Die Ergebnisse des Konzepts 2 ergeben ein ähnliches Bild: Die Leistung der Kältemaschine sinkt, nahezu unabhängig von der Stromspeicherkapazität, mit steigender Kapazität des Kältespeichers von ca. 238 kW auf ca. 140 kW (Abbildung 6).



**Abbildung 6: Konzept 2 - Leistung der Kompressionskältemaschine in Abhängigkeit von der Speichergöße. Scharparameter: Stromspeicher (kWh)**

Die Leistung der PV-Anlage steigt, kaum abhängig von der Kapazität des Kältespeichers, mit zunehmender Kapazität des Stromspeichers (Abbildung 7). Auch hier steigt der solare Deckungsanteil analog mit der Leistung der PV-Anlage. Der maximale Deckungsanteil beträgt ebenfalls gut 90% (vgl. Abbildung 10).



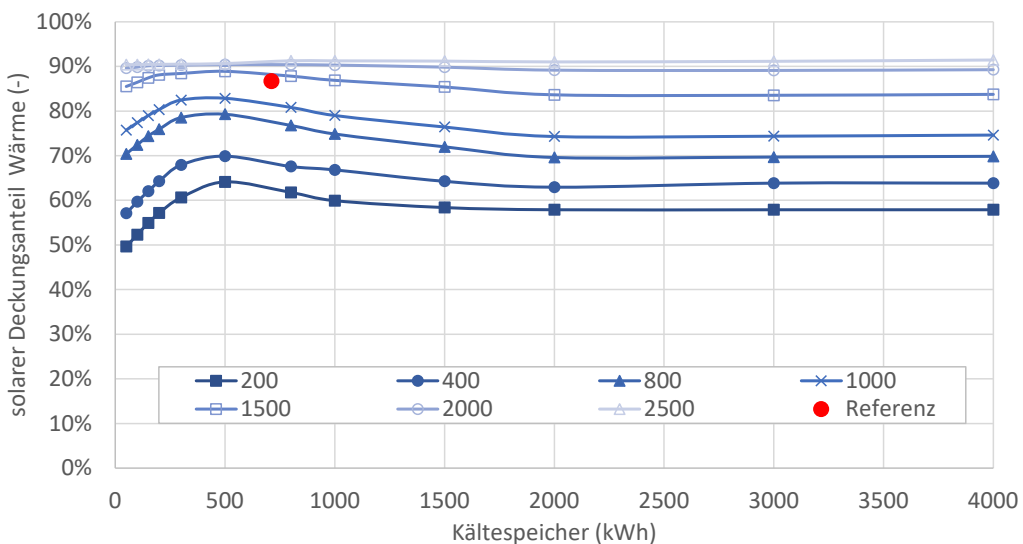
**Abbildung 7: Konzept 2 - Leistung der PV-Anlage in Abhängigkeit von der Speichergöße. Scharparameter: Kältespeicher (kWh)**

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass durch die Wahl größerer Speicher die Kälteanlagen und der Gaskessel ohne Komforteinbußen kleiner dimensioniert werden können. Wird eine wirtschaftliche und keine energetische Optimierung angestrebt, vergrößern sich die solaren Komponenten Kollektoren und PV-Anlage mit steigender Speichergöße. Die kleineren Solaranlagen bei kleiner Speichergöße werden letztendlich mit einem geringeren solaren Deckungsanteil erkauf.

### 4.3 Vergleichende Bewertung der Speicheroptionen

Für die Beantwortung der 2. Forschungsfrage müssen zunächst die Kriterien für ‚vorteilhaft‘ definiert werden. Für die vorliegende Betrachtung wurden der solare Deckungsanteil und die Kosten relativ zum Referenzszenario gewählt. Ein hoher solarer Deckungsanteil erhöht die Autarkie und verringert CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Gasnutzung oder Bezug von Strom mit vorgelagerten Emissionen und wird daher angestrebt. Genauso sollen aber die Kosten möglichst gering bleiben.

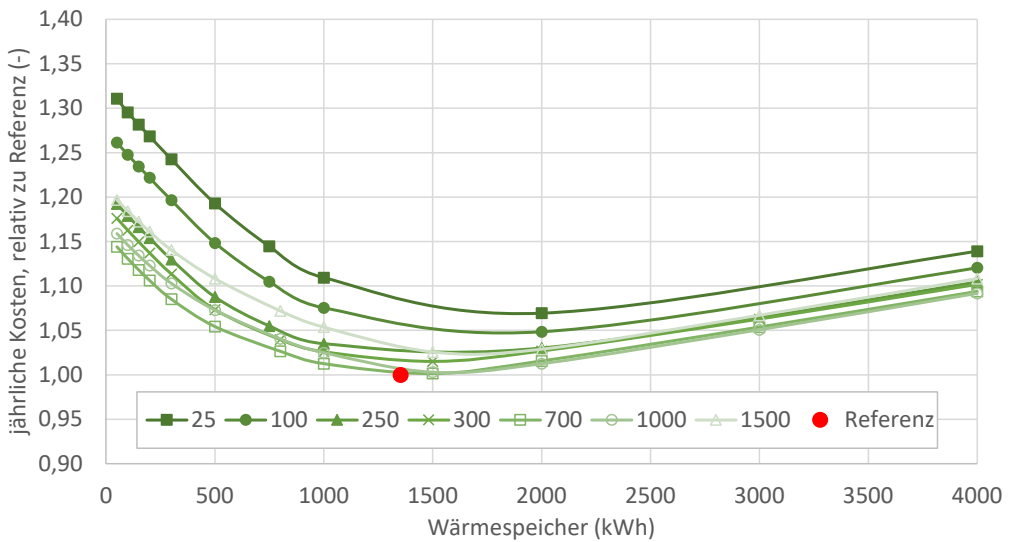
Bei Konzept 1 steigt der solare Deckungsanteil mit zunehmender Kapazität des Kältespeichers bis zu einer Größe von 500 kWh an, danach sinkt er wieder (Abbildung 8). Eine Erhöhung der Wärmespeicherkapazität führt kontinuierlich zu einem steigenden solaren Deckungsanteil, bis ein Sättigungswert von ca. 90% erreicht wird. Zudem bewirkt ein sehr großer Wärmespeicher (2500kWh), dass dieser Deckungsanteil nahezu unabhängig von der Kapazität des Kältespeichers wird.



**Abbildung 8: Konzept 1 - solarer Deckungsanteil in Abhängigkeit von den Speichergößen. Scharparameter: Wärmespeicher**

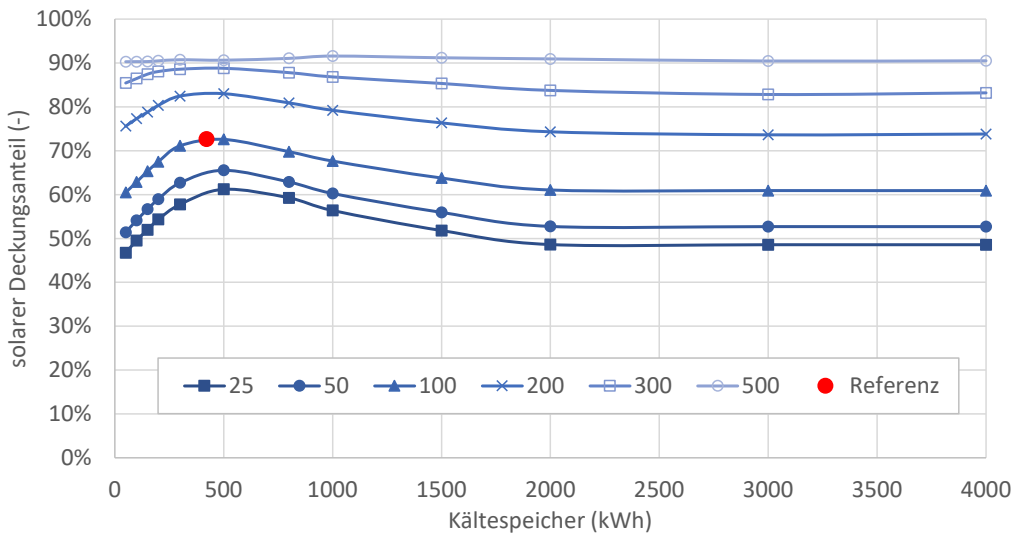
Ausgehend vom Kostenoptimum (= Referenz) führt eine Vergrößerung des Wärmespeichers nur zu moderaten Mehrkosten von höchstens 5%, eine Verkleinerung dagegen erzeugt schnell höhere Kosten, wie Abbildung 9 zeigt. Eine Abweichung von der optimalen Kapazität des Kältespeichers von ca. 700 kWh ist hingegen in beide Richtungen schnell mit steigenden Kosten verbunden. Es ist daher vorteilhaft, den Wärmespeicher großzügig zu dimensionieren. Dass diese Strategie auch wirtschaftlich günstig ist, zeigt sich in Abbildung 8: der solare Deckungsanteil des Referenzszenarios liegt nah an dem in den Variationsrechnungen erreichten Maximum.



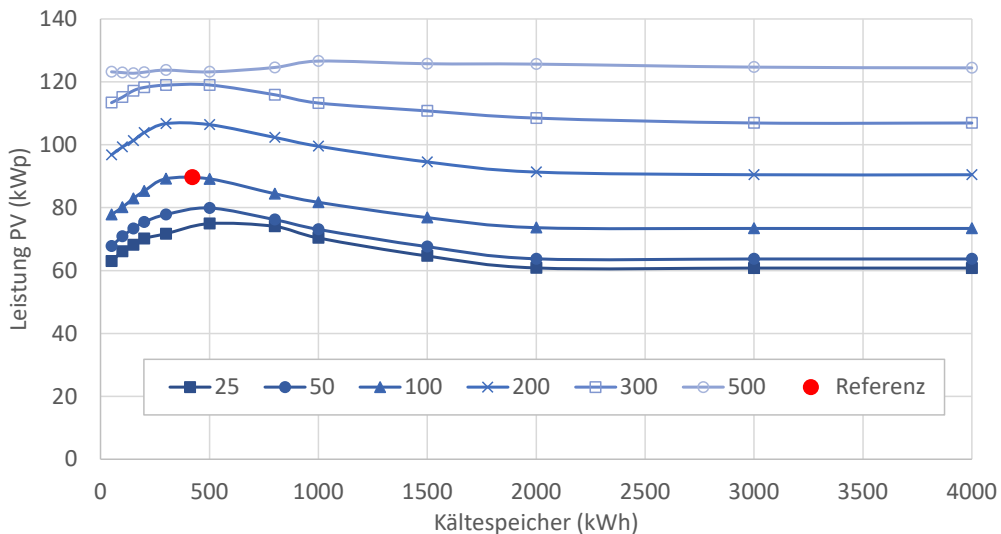


**Abbildung 9: Konzept 1: relative Kosten in Abhängigkeit der Wärmespeicherkapazität.  
Scharparameter: Kältespeicher (kWh)**

Für Konzept 2 zeigt sich ein ähnliches Bild. Bei einer festgelegten Kapazität des Stromspeichers nimmt der solare Deckungsanteil mit zunehmender Größe des Kältespeichers bis zu einer Stromspeicherkapazität von ca. 500 kWh zu. Danach sinkt der Deckungsanteil wieder (Abbildung 10). Dies lässt sich wie folgt erklären: mit größerem Kältespeicher sinkt die notwendige Leistung der Kältemaschine und der Kältebedarf wird von der Kälteerzeugung entkoppelt. Somit kann die Kälte dann erzeugt werden, wenn ausreichend Einstrahlung vorhanden ist (angebotsorientiert). Wird der Kältespeicher jedoch zu groß gewählt, ohne dass ein großer Stromspeicher vorhanden ist, sinkt der solare Deckungsanteil wieder, da der nun ver gleichmäßigte Strombedarf der Kälteanlage in Zeiten geringer solarer Einstrahlung (nachts) nicht mehr von der PV-Anlage gedeckt wird. Die PV-Anlage wird unrentabler und es wird weniger zugebaut (siehe Abbildung 11). Ist der Stromspeicher groß genug gewählt, verringert sich dieser Effekt.

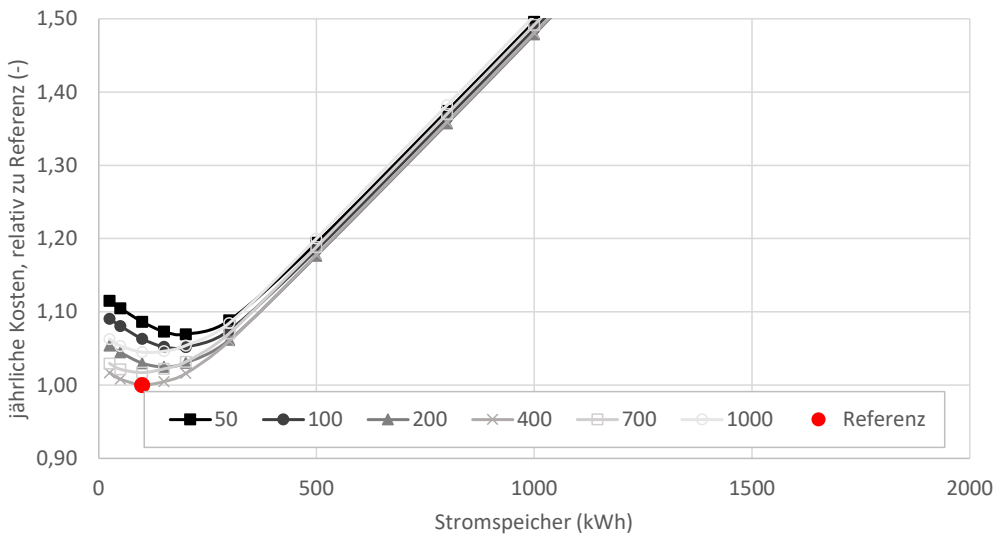


**Abbildung 10: Konzept 2 - solarer Deckungsanteil in Abhängigkeit von der Speichergöße. Scharparameter: Stromspeicher (kWh)**



**Abbildung 11: Konzept 2 - Leistung der PV-Anlage in Abhängigkeit von der Speichergöße. Scharparameter: Stromspeicher (kWh)**

Die Kostenstruktur ist im Fall der Kompressionskältemaschine deutlicher von den Kosten des Stromspeichers geprägt, als es in Konzept 1 durch den Wärmespeicher der Fall ist. Deshalb besteht ein starker Kostenanstieg bei steigender Stromspeicherkapazität (siehe Abbildung 12, zur besseren Lesbarkeit wurde die x-Achse im Vergleich zu den anderen Diagrammen verändert). Bei Berücksichtigung des Kostenaspekts sollte der Stromspeicher nicht beliebig groß dimensioniert werden: Eine Speichergöße von ca. 300 kWh bietet im vorliegenden Berechnungsbeispiel einen guten Kompromiss mit einer Zunahme des solaren Deckungsanteils von ca. 15%-Punkten gegenüber dem Kostenoptimum (Referenz) bei moderaten Mehrkosten von ca. 6%.



**Abbildung 12: relative Kosten in Abhängigkeit der Stromspeicherkapazität. Scharparameter Kältespeicher (kWh)**

Generell gilt, dass in Konzept 2 beide Bewertungskriterien stärker von der Größe des Stromspeichers als von der Größe des Kältespeichers abhängen. Insbesondere die Kosten steigen bei Überdimensionierung des Stromspeichers stark an. Eine Unterdimensionierung des Stromspeichers hat zudem stärkere negative Auswirkungen auf den solaren Deckungsanteil als eine Unterdimensionierung des Kältespeichers: Ausgehend vom Kostenoptimum führt eine Halbierung jeweiligen Speicherkapazität zu einer Verringerung des solaren Deckungsanteils um ca. 5%-Punkte (Kältespeicher) bzw. 7%-Punkte (Stromspeicher), während die Kosten um 3% (Kältespeicher) bzw. 1% (Stromspeicher) ansteigen.

#### 4.4 Vergleichende Bewertung der Versorgungskonzepte

Im Referenzszenario erreicht Konzept 1 einen solaren Deckungsanteil von 86,7%, Konzept 2 nur 72,7%. Da beide Referenzszenarien das jeweilige Kostenoptimum darstellen, ist eine Verringerung des solaren Deckungsanteils nicht sinnvoll. Wird als ‚vernünftige Dimensionierung‘ das beste Verhältnis von solarem Deckungsanteil zu eingesetzten Kosten gesucht, ist für Konzept 1 eine Konfiguration mit relativ großen Speichern sinnvoll (Kältespeicher: 1000 kWh, Wärmespeicher 2000 kWh), womit ein solarer Deckungsanteil von 90 % erreicht wird. Bei Konzept 2 sind bezogen auf das genannte Verhältnis deutlich kleinere Speicherkonfigurationen geeignet (Kältespeicher 400 kWh, Stromspeicher 300 kWh), die einen solaren Deckungsanteil von 89% erreichen. Hier ist jedoch zu beachten, dass bisher die Kosten nur jeweils innerhalb eines Konzeptes verglichen wurden. Mit den genannten Dimensionierungen liegen die jährlichen Gesamtkosten des Konzept 2 nur bei gut 60% der jährlichen Gesamtkosten des Konzept 1. Konzept 2 erfordert selbst bei einer Speicherkonfiguration von 700 kWh Kältespeicher und 800 kWh Elektrospeicher nur 80 % der jährlichen Gesamtkosten des Konzept 1 mit oben genannter sinnvoller Dimensionierung und erreicht mit 92% zudem einen höheren solaren Deckungsanteil als Konzept 1. Bei einer Einbeziehung der wirtschaftlichen Auswirkungen und vernünftiger Dimensionierung erreicht also das Konzept 2 mit Photovoltaik und Kompressionskältemaschine einen höheren solaren Deckungsanteil bei gleichzeitig besserer Wirtschaftlichkeit als Konzept 1.

Die für einen vorgegebenen solaren Deckungsanteil benötigte Fläche ist hingegen ähnlich groß. Für einen solaren Deckungsanteil von 90% werden bei Konzept 1 (Variation Kältespeicher: 1000 kWh, Wärmespeicher: 2000 kWh) 1126 m<sup>2</sup> Kollektorfläche benötigt, bei Konzept 2 (Kältespeicher 400 kWh, Stromspeicher 300 kWh) bei einem angenommenen Anlagenwirkungsgrad von 12% [5] 1026 m<sup>2</sup>

Photovoltaik. Hier liefert Konzept 2 ebenfalls leicht vorteilhafte Ergebnisse.

## 5 Schlussfolgerungen und Zusammenfassung

Die durchgeführten Berechnungen zeigen die Relevanz, die der Dimensionierung von Speichern in Energiesystemen zukommt. Durch eine geeignete Wahl kann in Systemen mit regenerativer, und damit fluktuierender, Energieerzeugung der solare Deckungsanteil signifikant erhöht, bei einer schlechten Auslegung stark verringert werden. Bei einem System, das die fluktuierende Energie nicht direkt nutzt, sondern weiter in eine andere Endenergieform wandelt, zeigt sich, dass für ein optimales System auf beiden Seiten des Energiewandlers ein ausreichend großer Speicher benötigt wird. Zudem beeinflusst die Größe der Speicher die Dimensionierung der anderen Komponenten – diese können bei großzügiger Speicherdimensionierung kleiner gewählt werden

Bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Ökonomie ist eine unverhältnismäßige Überdimensionierung der Speicher unvorteilhaft. Es sind für jedes System günstige Speicherkapazitäten vorhanden, bei deren Überschreitung der solare Deckungsanteil des Gesamtsystems nicht oder nur geringfügig weiter steigt, die Mehrkosten jedoch sehr groß sind. Dabei weisen die jährlichen Gesamtkosten die größte Sensitivität gegenüber dem spezifisch teureren Speicher auf.

Da sich das Verhältnis der Kosten der einzelnen Komponenten bei verschiedenen Systemen unterscheiden, gibt es auch für jedes System eine andere ökonomisch und ökologisch günstige Konfiguration, für deren Ermittlung oemof ein geeignetes Werkzeug darstellt.

## 6 Literatur

- [1] 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 modeling, Energy Strategy Reviews, 2018
- [2] Cordes, T., Scheuren, J., Schlatmann, R., Solares Kühlen im Oman - Optimierungspotential und Eignung verschiedener Konzepte, Tagungsband Ret.Con 2018
- [3] Al-Saadi, S., Al-Hajri, J., Al-Hadhrami S., Cooling load calculations of a social center building in Muscat: Phase-II, Sultan Qbaos University, Internal report, 2017
- [4] Tom Cordes, Diplomarbeit, Development and Evaluation of different concepts for solar thermal assisted cooling in Oman, HTW Berlin
- [5] Quaschnig, V., Regenerative Energiequellen, Hanser Verlag München, 2013

Die Arbeiten werden im Rahmen des Projektes oemof\_heat, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie FZK 03ET4047B, durchgeführt.

Die vorliegende Arbeit ist dabei Teil des Projektes oemof-heat, welches oemof um Funktionalitäten zur Abbildung von Wärmesystemen erweitert, um den Anwendungsbereich des Werkzeugs zu vergrößern.

## Bifaciale Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium

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

Leibniz-Institut für Photonische Technologien (IPHT), Jena

\* E-Mail: [gudrun.andrae@leibniz-ipht.de](mailto:gudrun.andrae@leibniz-ipht.de)

### Abstract

In diesem Beitrag werden Dünnschicht-Solarzellen auf der Basis von laserkristallisiertem multikristallinem Silizium mit einem Schichtaufbau, der beidseitige Beleuchtung ermöglicht, vorgestellt. Mit diesem bifacialen Solarzellenaufbau soll die Energieausbeute im Vergleich zu einer monofacialen Anordnung um 20 % gesteigert werden.

### 1. Einleitung

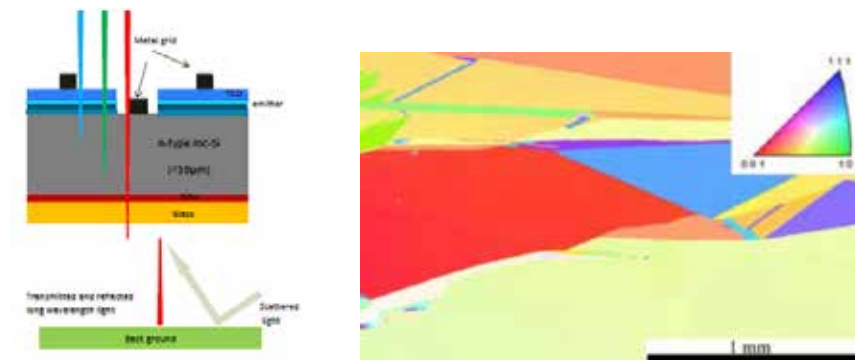
Derzeit haben am Markt angebotene Dünnschicht-Solarzellen ausschließlich einen monofacialen Solarzellenaufbau. Die Erträge dieser Solarzellentypen können durch eine bifaciale Beleuchtung erhöht werden. Dafür ist es u.a. notwendig, die üblicherweise auf einer Seite vorhandene Metall-Elektroden- und Reflektor-Schicht durch eine transparente leitfähige Schicht zu ersetzen und dabei trotzdem die Transmissionsverluste, die besonders bei Dünnschichten auftreten, so gering wie möglich zu halten. Lösungswege sind optimierte Schichtdicken, die eine hohe Materialqualität voraussetzen, und strukturierte Oberflächen.

Die Erkenntnisse, die bei der Entwicklung der bifacialen Dünnschicht-Solarzellen auf Basis von multikristallinem Silizium gewonnen werden, können in Zukunft auch für Wafer-basierte Solarzellen, die zum Teil schon als bifaciale Module kommerzialisiert sind, von Nutzen sein. Hier gibt es starke Bestrebungen immer dünnere Wafer zu verwenden, um Material und Kosten zu reduzieren. Die bifacialen multikristallinen Silizium-Dünnschicht-Solarzellen, bei denen möglichst dicken Schichten angestrebt werden, zeigen hier die Effekte auf, die bei dünnen bifacialen Wafer-Solarzellen zum Tragen kommen.

### 2. Experimentelles

Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium werden mittels Laserkristallisation hergestellt und werden seit Jahren am Leibniz-IPHT erforscht [1-4]. Der schematische Aufbau ist in Abbildung 1 dargestellt. Dazu wird auf einem Glas mit Barriere-Schicht zunächst 5-10  $\mu\text{m}$  amorphes Silizium abgeschieden und nachträglich mit einem Dioden-Laser-Strahl (Wellenlänge 806 oder 980 nm, Strahldimension 30 x 0,1  $\text{mm}^2$ ), der mit einer Geschwindigkeit von einigen  $\text{cm/s}$  über die Schicht bewegt wird, über einen Schmelzprozess zu multikristallinem Silizium kristallisiert. Um daraus Solarzellen zu prozessieren, werden entsprechende Emittter (a-Si:H [5,6] oder PEDOT [7]) und an die Beleuchtung angepasste Kontakte präpariert.

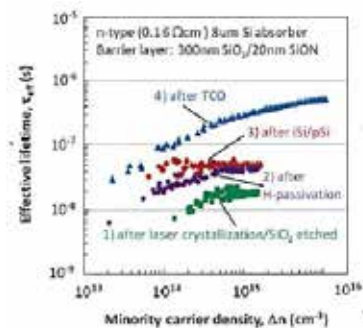
In der Variante mit einseitiger Beleuchtung wird üblicherweise ein Metall als Rückkontakt und Reflektor ganzflächig aufgebracht. Für den bifacialen Aufbau (Abb. 1) wird ein transparenter Rückkontakt z.B. ein TCO bzw. eine neu entwickelte dünne Graphenschicht [8] ggf. mit einem Metallgrid verwendet. Die Kornstruktur der laserkristallisierten Absorberschicht ist ebenfalls in Abb. 1 gezeigt. Die Körner haben eine laterale Ausdehnung zwischen 0,1 und 10  $\mu\text{m}$ , was einem Verhältnis Korngröße zu Schichtdicke von 100:1 entspricht, vergleichbar mit dem Verhältnis bei multikristallinen Wafer-Solarzellen, was perspektivisch vergleichbare Wirkungsgrade erwarten lässt.



**Abb. 1:** Schema einer laserkristallisierten multikristallinen Silizium-Dünnschicht-Solarzelle mit bifacialer Beleuchtung (links) und Kristallstruktur des laserkristallisierten Absorbers (rechts)

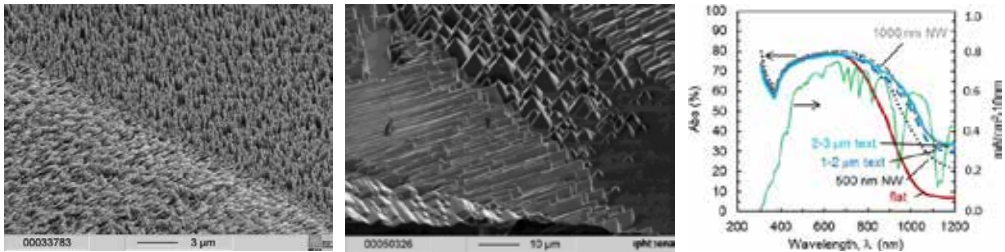
### 3. Ergebnisse und Diskussion

Die Analyse der Schichtqualität der laserkristallisierten Schicht mittels Photolumineszenz [9] zeigt eine vernachlässigbare Defekt-Lumineszenz in den Kristallkörnern, vergleichbar mit Silizium-Wafermaterial, und eine Defekt-Lumineszenz an den Korngrenzen mit geringer Emissionsintensität. D.h. der mit optimierten Laserparametern hergestellte Absorber zeigt eine hohe elektronische Materialqualität. Nach Optimierung aller Materialkomponenten und Präparationsschritte des Solarzellen-Systems wurde eine effektive Ladungsträger-Lebensdauer von etwa 500 ns gemessen (Abb.2 [10]), was einer effektiven Ladungsträgerdiffusionslänge von etwa 20 µm entspricht.



**Abb. 2:** Lebensdauermessungen an multikristallinen Silizium-Dünnschicht-Solarzellen nach den verschiedenen Präparationsschritten

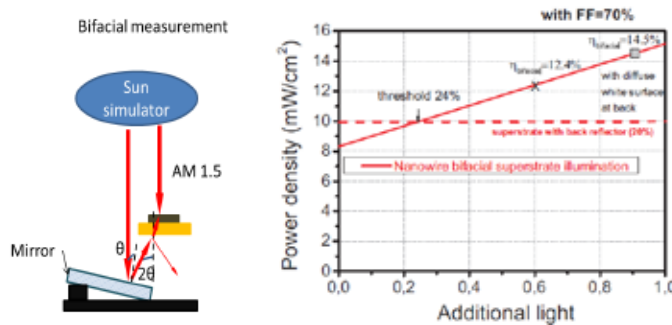
Das zeigt, dass unter diesen Gesichtspunkten Absorber-Schichten mit einer Dicke von 10 µm für die angestrebten Solarzellen geeignet sind. Zur Minimierung der Transmissionsverluste wird die Oberfläche der Absorberschicht nach der Laserkristallisation strukturiert. Die angestrebten Streueffekte werden dabei sowohl mit nasschemisch präparierten Nanowire-Strukturen [5] als auch Pyramidenstrukturen mit Ätztiefen im µm-Bereich erreicht (Abb. 3, [11]). Wie zu sehen, liefern Nanowire-Strukturen mit Ätztiefen von 1µm und Pyramiden-Strukturen mit Ätztiefen von 2-3 µm vergleichbare Absorptionswerte.



**Abb. 3: Ätzstrukturen (rechts: Nanowires, Mitte: Pyramiden) in der Oberfläche einer 8 μm dicken Absorberschicht und ihr Einfluss auf die Schichtabsorption (rechts)**

Für die Vergleichsmessungen zur Energieausbeute von monofacialen und bifacialen Dünnschicht-Solarzellen wurden Solarzellen präpariert, bei denen die Absorberoberfläche mit einer Nanowire-Struktur (Abb. 3) versehen und die Nanowires dann mit einer a-Si:H-Emitterschicht und einer TCO-Kontaktschicht ummantelt wurden.

Das Schema der Messanordnung und die Zusammenfassung der Ergebnisse zeigt Abb. 4 [6].



**Abb. 4: Schema der Anordnung zur Messung der I-V-Kurven bei bifacialer Beleuchtung (links) und Darstellung der Abhängigkeit der Gesamteffizienz der Dünnschicht-Solarzelle von der zusätzlichen Rückseiten-Beleuchtung (rechts)**

Unter monofacialen Bedingungen mit AM1.5G- Beleuchtung zeigen die Zellen mit üblichem Metall-Rückreflektor einen Wirkungsgrad von 10 %, ohne Reflektor wegen der höheren Transmission 8,2 %. Bei zusätzlicher Beleuchtung von der Rückseite mit 24 % der AM1.5G - Intensität sind die Transmissionsverluste wieder ausgeglichen. Bei weiterer Erhöhung der Intensität steigt die bifacial erreichte Effizienz über den Wert der monofacial erreichten Effizienz. 20 % mehr Effizienz wird bei einer zusätzlichen Beleuchtung von der Rückseite mit 60 % der AM1.5G-Intensität erreicht.

#### 4. Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden Dünnschicht-Solarzellen aus multikristallinem Silizium vorgestellt, die zusätzlich für bifaciale Beleuchtung ausgelegt wurden. Im Vergleich zu einem monofacialen Solarzellenaufbau kann auch mit derartigen Dünnschicht-Solarzellen in der bifacialen Anordnung die Energieausbeute, wie für Wafer-Solarzellen angestrebt, um 20 % gesteigert werden.

#### 5. Danksagung

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

## 6. Literaturverzeichnis

- [1] J. Plentz, G. Andrä, A. Gawlik, I. Höger, G. Jia, F. Falk, *Polycrystalline silicon thin-film solar cells prepared by layered laser crystallization with 540 mV open circuit voltage*, Thin Solid Films 562 (2014) 430-434
- [2] J. Plentz, T. Schmidt, A. Gawlik, J. Bergmann, G. Andrä, D. Hauschild, V. Lissotschenko, *Applicability of an economic diode laser emitting at 980 nm for preparation of polycrystalline silicon thin film solar cells on glass*, Physica Status Solidi A 214 (2017) 1600882
- [3] A. Gawlik, I. Höger, J. Bergmann, J. Plentz, T. Schmidt, F. Falk, G. Andrä, *Optimized emitter contacting on multicrystalline silicon thin film solar cells*, Physica Status Solidi RRL 9 (2015) 397-400
- [4] A. Gawlik, J. Plentz, I. Höger, G. Andrä, T. Schmidt, U. Brückner, F. Falk, *Multicrystalline silicon thin film solar cells on glass with epitaxially grown emitter prepared by a two-step laser crystallization process*, Physica Status Solidi A 212 (2015) 162-165
- [5] G. Jia, G. Andrä, A. Gawlik, S. Schönherr, J. Plentz, B. Eisenhawer, T. Pliewischkies, A. Dellith, F. Falk, *Nanotechnology enhanced solar cells prepared on laser-crystallized polycrystalline thin films (<10 μm)*, Solar Energy Materials and Solar Cells 126 (2014) 62-67
- [6] G. Jia, A. Gawlik, J. Plentz, G. Andrä, *Bifacial multicrystalline silicon thin film solar cells*, Solar Energy Materials and Solar Cells 167 (2017) 102-108
- [7] M. Junghanns, J. Plentz, G. Andrä, A. Gawlik, I. Höger, F. Falk, *PEDOT:PSS emitters on multicrystalline silicon thin-film absorbers for hybrid solar cells*, Applied Physics Letters 106 (2015) 083904
- [8] G. Jia, J. Plentz, R.A. Wahyuono, S. Yang, M. Lohe, J. Dellith, A. Dellith, G. Andrä, *Low-cost-large-area graphene layer deposition for transparent conducting electrodes in PV*, Proceedings of the 33<sup>rd</sup> EUPVSEC, Amsterdam (2017) 1CO.2.1
- [9] M. Vetter, A. Schwuchow, G. Andrä, *Photoluminescence at room temperature of liquid-phase crystallized silicon on glass*, AIP Advances 6, (2016) 125004
- [10] M. Vetter, A. Gawlik, J. Plentz, G. Andrä, *Analysis of carrier lifetime in liquid-phase-crystallized silicon on glass*, Proceedings of the 32<sup>nd</sup> EUPVSEC, München (2016) 3BO.6.6
- [11] M. Vetter, G. Jia, A. Sanei, A. Gawlik, J. Plentz, G. Andrä, *Evaluation of light trapping structures for liquid-phase crystallized silicon on glass (LPCSG)*, Physica Status Solidi A 214 (2017) 1600859



## Potentialinduzierte Degradationserscheinungen an bifacialen Photovoltaikmodulen Gegenüberstellung beschleunigter Alterungs- und Langzeituntersuchungen

**Sven Münter, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Lukas Gerstenberg**

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

Kontakt: sven.muenter@hs-nordhausen.de

---

### Abstract

In diesem Artikel wird eine Gegenüberstellung der Ergebnisse aus beschleunigten Alterungsuntersuchungen und Langzeituntersuchungen unter realen Betriebsbedingungen hinsichtlich potentialinduzierter Degradation (PID) an bifacialen Photovoltaikmodulen durchgeführt. Die Halbleiterschichten der untersuchten PV-Module sind aus kristallinen p-Typ Silizium auf Basis der PERC (Passivated Emitter Rear Contact) Zelltechnologie gefertigt. Bei den dargestellten Versuchen handelt es sich zum einen um Bias Damp Heat Tests (BDH), die in einer Klimakammer durchgeführt wurden und zum anderen um Langzeituntersuchungen auf einem Freifeldversuchsstand. Während der Testdurchläufe wurden die Module mit einer extern angelegten Spannung von -1000 V beaufschlagt. Bei den BDH-Test wurden simultan verschiedene Kontaktierungssituationen (Rahmen, Frontverglasung, Rückverglasung) realisiert und hinsichtlich des Auftretens von PID untersucht. Betrachtet werden zwei Testdurchläufe mit unterschiedlichen Belastungssituationen. Während des ersten Testdurchlaufes wurde eine konstante Temperatur von 60 °C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85 % nach DIN EN 62804 eingehalten. In einem zweiten Testdurchlauf wurde eine Temperatur von 85 °C und eine relative Luftfeuchtigkeit von 85 % gewählt. Für die Datenerhebung der Freifelduntersuchungen wird ein Zeitraum von 5 ½ Monaten betrachtet. Dargestellt werden das Leckstromverhalten im realen Betrieb in Abhängigkeit des Modulmikroklimas sowie die Arrheniusabhängigkeit der Messwerte und die ermittelten Aktivierungsenergien.

---

### 1 Einleitung

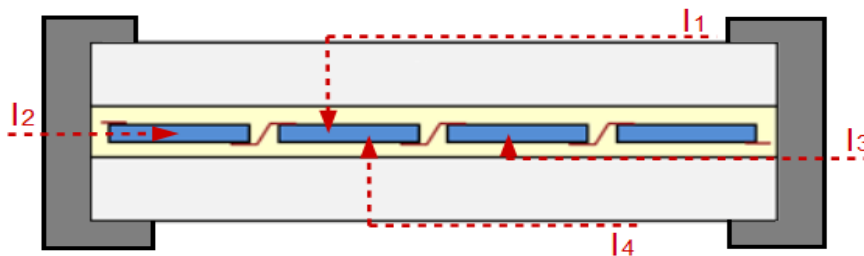
Der rentable Betrieb von Photovoltaikanlagen bedingt sich aus geringen Investitions- und Betriebskosten sowie möglichst hohen Energieerträgen. Photovoltaikmodule sind während ihres Lebenszyklus diversen Einflüssen, welche zu einer Leistungsminderung führen können, ausgesetzt. Eine zu erwartenden Leistungsminderungen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

Potentialinduzierte Degradation wird durch eine Wanderung von Natriumionen aus den die Zellen umgebenden Solarglas hervorgerufen. Diese Migrationsbewegungen treten in Folge eines negativen Potentials, welches die aktiven Schichten des Moduls gegen Ihre Umgebung führen, auf. Die diffundierten Natriumionen lagern sich in Defektstellen innerhalb der Halbleiterschichten der Module ein. Im Bereich des pn-Übergangs führen sie zur Bildung von Shunts, welche in einer Verringerung der Modulausgangsleistung sichtbar werden. Ein bestehender Ansatz zur Vermeidung des Leistungsverlustes ist das nächtliche Anlegen einer Spannung mit umgekehrtem Potential. Ziel dieser Gegenspannung ist die Umkehr der Migrationsbewegungen der Natriumionen. Verschiedene Wechselrichter-Hersteller bieten bereits technologische Lösungen an, die eine Umkehrung des elektrischen Potentials über die Nacht ermöglichen, um dem Auftreten von PID entgegenzuwirken [4]. Die im Vorigen beschriebenen Effekte beziehen sich alleinig auf negative Potentiale der aktiven Schichten gegen ihre Umgebung. Wird jedoch ein positives Potential gegenüber der Umgebung des Solargenerators realisiert kann dies zur Schädigungen der silberhaltigen Busbars, sowie der Verkapselungsfolie führen. [4, 5, 6].

In Folge der wirkenden Potentialdifferenzen stellt sich ein Stromfluss I ein. Dieser Strom wird als Leckstrom bezeichnet. Da direkte Zusammenhänge zwischen der Höhe des Anlagenpotentials und der in Erscheinung tretenden Degradationserscheinungen nachgewiesen werden konnten, wird angenommen, dass der Leckstrom als Indikator für das Voranschreiten der Degradation herangezogen werden kann. Dazu wird aus der Integration des Leckstroms die übertragende Ladungsmenge Q mit dem auftretenden Leistungsverlust korreliert.

$$Q = \int_{t_0}^t I dt \tag{1}$$

Die Leckströme können über unterschiedliche Pfade in die aktiven Schichten eines Photovoltaikmoduls fließen. Bei denen im Test untersuchten Modulen handelt es sich um Module, die in einem Glas/Glas Aufbau gehalten sind. Somit ergeben sich für die betrachtete Technologie vier wesentliche Leckstrompfade (vgl. Abb. 1).



**Abb. 1: Hauptleckstrompfade an einem bifacialen Glas/Glas Modul**

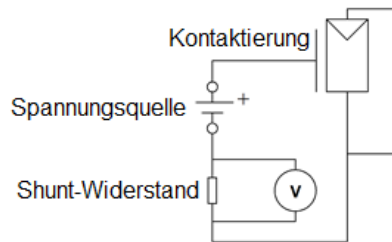
Der Strom I<sub>1</sub> fließt hierbei über das Frontglas und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad wird für eine feuchte Oberfläche als dominant angesehen, wie es bei Niederschlagsereignissen der Fall ist. Der Strompfad zugehörig zu I<sub>2</sub> führt von den Rahmen des Moduls durch die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht. Strompfad I<sub>3</sub> führt über den Rahmen und die Grenzschicht von Glas und Verkapselungsfolie zu den Halbleiterschichten. Strompfad I<sub>4</sub> führt über die Rückverglasung des Moduls und die Verkapselungsfolie in die Halbleiterschicht des Moduls. Dieser Strompfad tritt besonders bei einer feuchten Rückseite in Erscheinung. Insbesondere am Morgen, bei niedrigen Temperaturen, hoher Luftfeuchte und Sonneneinstrahlung auf der Frontseite wird von einer Dominanz dieses Strompfades ausgegangen. Durch die Erwärmung der Frontseite in Folge der Sonneneinstrahlung verdampft das Wasser auf der Vorderseite, wohingegen die Rückseite noch weitestgehend mit einem Wasserfilm bedeckt ist.

## 2 Vergleich der Versuchsaufbauten

### 2.1 Beschleunigte Alterung

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

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



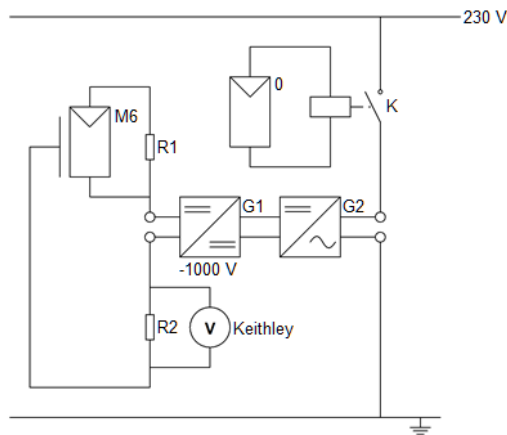
**Abb. 2: Schematische Darstellung der Versuchsaufbauten zur Bestimmung der PID-Anfälligkeit in einer Klimakammer**

Der Versuchsaufbau wurde in einer Klimakammer realisiert. Zur Simulation der Potentialdifferenzen wurden Hochspannungsmodule eingesetzt, welche Ausgangsseitig eine konstante Gleichspannung von -1000 V erbringen. Die Spannung wurde erst bei konstanten Umgebungsbedingungen zugeschaltet. Der Versuchsaufbau ist in Abb. 2 schematisch dargestellt. Die Kontaktierung des Front- beziehungsweise Rückglases wurde mittels einer vollflächigen Kontaktierung durch aufliegende Stahlbleche realisiert.

### 2.2 Freifelduntersuchungen

Der Versuchsaufbau zur Untersuchung des PID-Effektes unter realen Betriebsbedingungen wird für eine bessere Abbildung des realen Systemverhaltens über eine Nachtabstaltung gesteuert. Die Nachtabstaltung wird über das im Schaltplan (Abb. 4) mit 0 gekennzeichnete Photovoltaikmodul realisiert. Dieses schaltet bei vorhandener Einstrahlung das Relais K und nimmt dadurch das Hochspannungsmodul G1 in Betrieb. Durch den Einsatz des Lastwiderstands R1, hier zugehörig zu dem Modul M6, werden die Module nahe des MPP betrieben. Das Modul ist in einen Anstellwinkel von 90° gegenüber der Horizontalen auf Profilschienen aus Aluminium an den vorgesehenen Montagepunkten montiert und mittels Mittelspannungsisolatoren elektrisch gegen die Umgebung isoliert. Die Spannungsbeaufschlagung mit -1000 V erfolgt über eine Rahmenkontaktierung an den Erdungspunkten des Modulrahmens. Die Messwerterfassung erfolgt ebenfalls in elf Sekunden Intervallen über eine indirekte Strommessung mittels Shunt-Widerstand (R2) mit einem Nennwert von 1000 Ω. Die Reduzierung von Störungen wird

über die geerdete Schirmung der Leitungen sowie die Verwendung von Metallgehäusen für Hochspannungsmodulare und Shunt-Widerstände erreicht.



**Abb. 3: Schaltplan Spannungsbeaufschlagung Freifeld, gesteuert über Nachtabschaltung**

Des Weiteren befindet sich auf dem Areal des Freifeldversuchsstandes eine Wetterstation. Direkt gemessen werden die Umgebungsbedingungen Temperatur, relative Luftfeuchtigkeit, Niederschlag, Windrichtung und -geschwindigkeit. Dies ist für die Bewertung der am Freifeldversuchsstand Daten und die Korrelation mit den eintretenden Degradationserscheinungen notwendig. Des Weiteren wird die Modultemperatur auf der Rückseite des Moduls erfasst. Die Umgebungsfeuchte wird mit Hilfe der gemessenen Modultemperatur auf die Bedingungen auf der Moduloberfläche korrigiert

### 3 Ergebnisse

Zur Evaluierung der einsetzenden Degradation dienen im Vor- und Nachhinein aufgenommene Strom-Spannungs-Kennlinien mit Blick auf die signifikanten Kenngrößen (MPP, Füllfaktor,  $I_{sc}$ ,  $U_{oc}$ ) der betrachteten Module. Diese Kenndaten werden den übertragenden Ladungsmengen in  $Q/m^2$  während der Versuchsdurchläufe gegenübergestellt. Des Weiteren werden für die Bewertung der im Freifeld generierten Daten Witterungsregime definiert um Aussage über den Einfluss unterschiedlicher Wetterlagen auf das Leckstromverhalten geben zu können.

#### 3.1 Ergebnisse der beschleunigten Alterungsuntersuchungen

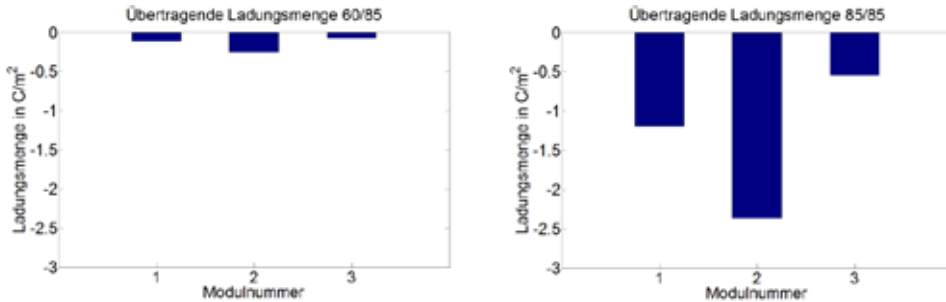
Im Folgenden werden die untersuchten Module mit Modul 1-4 bezeichnet. Tab.1 sind die Modulnummern mit zugehöriger Kontaktierung zu entnehmen.

**Tab. 1: Zuordnung Modulnummern und Kontaktierung**

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

### 3.2 Ladungsmenge als Indikator für PID

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



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

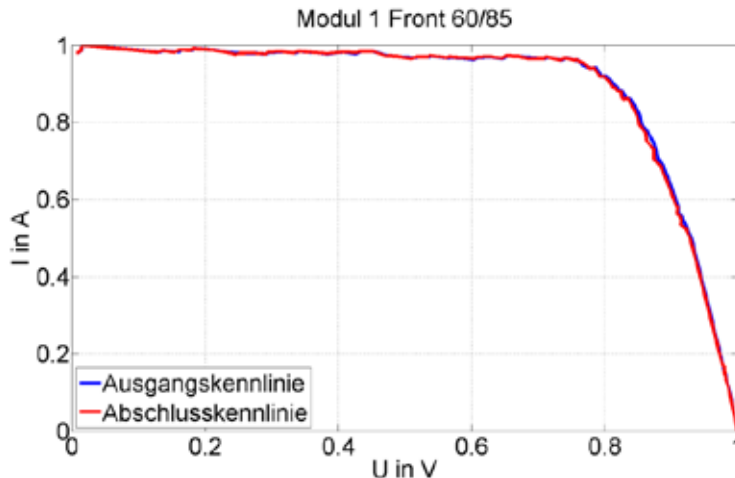
Die übertragene Ladungsmenge des 85/85 Tests ist um den Faktor zehn höher als die übertragene Ladungsmenge des 60/85 Testdurchlaufes was auf eine Arrheniusabhängigkeit hinweist. In beiden Tests führt die Kontaktierung des Rückglases zu der höchsten übertragenen Ladungsmenge. In Tab. 2 sind die prozentualen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

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

Modul	$\Delta P$ in % (60/85)	Ladungsmenge in C/m <sup>2</sup>
Modul 1 Front	-2,74	-0,111
Modul 2 Front	-2,25	-0,257
Modul 3 Front	-1,56	-0,679
Modul 4 Front	+0,24	-
Modul 1 Back	-2,33	-0,111
Modul 2 Back	-1,47	-0,257
Modul 3 Back	-1,83	-0,679
Modul 4 Back	+0,85	-

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

Messunsicherheiten. Ein Leistungsverlust in Folge von PID kann somit quantitativ nicht nachgewiesen werden. Dennoch ist aufgrund der Messwerte eine quantitative Tendenz zu sinkenden Leistungen der Module mit Potentialbelastungen zu beobachten.



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

Abb. 5 zeigt exemplarisch die normierte Strom-Spannungs-Kennlinien des 60/85 Testlaufes und das Einsetzen der Degradation auf der der Frontseite des Moduls 1. Aus den dargestellten Verläufen der Strom-Spannungs-Kennlinien in Abb. 5 lässt sich das Verhalten der Degradationserscheinungen, welches im Zuge des 60/85 Test zu beobachten waren erkennen. Die beobachtete Degradation äußerte sich einheitlich durch eine geringe Minderung des MPP und des Füllfaktors. Des Weiteren ist hervorzuheben, dass bei allen beobachteten Untersuchungen keine Veränderung des Kurzschlussstroms oder der Leerlaufspannung zu erkennen waren.

### 3.2 Ergebnisse der Freifelduntersuchungen

Zur Bewertung der im Freifeld auftretenden Leckströme ist die Kenntnis der zugehörigen Witterungsbedingungen erforderlich. Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird der Zeitraum vom 01. Juni 2018 bis zum 15. Oktober 2018 betrachtet. Da es sich bei diesem Zeitraum um die wärmeren und im Vergleich zum Jahresmittel niederschlagsärmeren Monate eines Kalenderjahres handelt, ermöglicht die Datenlage keine vollumfängliche Betrachtung aller möglichen Wetterlagen denen ein Photovoltaikmodul im Laufe eines Jahreszyklus ausgesetzt ist. Bedingt durch die Tag/Nacht-Abschaltung der Spannungsbeaufschlagung der PID-Messung im Freifeld werden nur die Wetterlagen betrachtet, welche in den Zeitraum der aktiven Spannungsbeaufschlagung fallen. Ausgenommen sind Tau- und Niederschlagsereignisse die in einem Zeitraum von 30 Minuten vor dem Zuschalten der Spannungsbeaufschlagung auftreten, diese werden in der Auswertung gesondert behandelt.

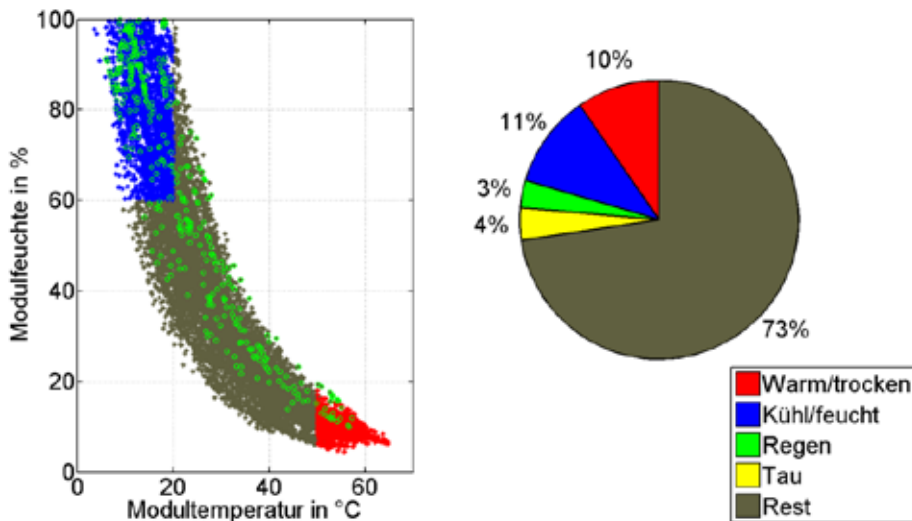
#### 3.2.1 Leckstromverhalten in Abhängigkeit der Witterung

In der folgenden Betrachtung werden fünf verschiedene Witterungsregime für die Auswertung unterschieden. Zuzüglich zu den Witterungsregimen Warm/Trocken und Kühl/Feucht werden die Niederschlagsereignisse Regen und Tau separat betrachtet, die nicht zuzuordnenden Werte werden als „Rest“ zusammengefasst. Tabelle 3 zeigt die Definition der unterschiedlichen Witterungsregime:

Tab. 3: Gewählte Grenzen der Witterungsregime

Witterungsregime	Definition
Warm/trocken	$r.F. < 20\% \ \& \ T_{\text{Modul}} > 50 \text{ }^\circ\text{C}$
Kühl/feucht	$r.F. > 60\% \ \& \ T_{\text{Modul}} < 20 \text{ }^\circ\text{C}$
Regen	Regenereignis detektiert
Tau	$T_{\text{Modul}} < T_{\text{Taupunkt}}$
Rest	nicht definierte Werte

Die Temperaturmessung an Hand der die Zuordnung erfolgt wird mittels eines Sensors auf der Rückseite des Moduls durchgeführt. In dem Witterungsregime Kühl/Feucht sind die Daten zusammengefasst welche für den betrachteten Zeitraum in die Zustände hoher relativer Feuchte (r.F) und niedriger Temperaturen fallen. Das Regime Warm/trocken beinhaltet die Datenpunkte zugehörig zu den Zuständen heißer und trockener Witterung. Für die Zuweisung in die Witterungsregime „Kühl/feucht“ und „Warm/trocken“ wurde neben den in Tab. 3 aufgeführten Definitionen das Ausschluss Kriterium gesetzt das weder zeitgleich noch in einem Zeitraum von 30 Minuten vorher ein Regen- oder Tauereignis stattgefunden hat. Für Regen- und Tauereignisse wurde des Weiteren die Bedingungen implementiert, das



**Abb. 6:** Links: Rel. Luftfeuchte in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur im Modulmikroklima für den Zeitraum vom 01.06.2018 bis zum 15.10.2018 unterteilt in zugehörige Witterungsregime, Rechts: Prozentuale Anteile der Witterungsregime an den gesamten Daten

auch Werte die bis zu 30 Minuten nach einem festgestellten Ereignis als ein solches gewertet werden. Somit wird die Restfeuchte nach einer entsprechenden Wetterlage in die Auswertung mit einbezogen. Als Tauereignis werden laut eigener Definition die Datenpunkte gewertet an denen die Modultemperatur ( $T_{\text{Modul}}$ ) unter die von der Wetterstation ermittelte Taupunkttemperatur ( $T_{\text{Taupunkt}}$ ) fällt Abb. 6 zeigt die entsprechenden Zugehörigkeiten der Witterungsregime am Freifeldteststand über den Betrachtungszeitraum sowie die prozentuale Verteilung der entsprechenden Regime.

In Tab.4 sind die Größen

- Ladungsmenge, in Ladungsmenge/Witterungsregime und in Prozentpunkten an der Gesamtladungsmenge,
- durchschnittliche Leckstromhöhe ( $\bar{I}_{leak}$ ),
- durchschnittliche Modultemperatur ( $\bar{T}_{modul}$ ) und
- durchschnittliche Einstrahlung ( $\bar{E}_{Einstrahlung}$ )

zugehörig zu den definierten Witterungsregimen aufgeführt. Dargestellt sind die einzelnen Witterungsregime mit der zugehörigen Ladungsmenge in C/m<sup>2</sup>, sowie die prozentualen Anteile der Witterungsregime und Ladungsmenge an der jeweiligen gesamten Menge.

**Tab. 4: Häufigkeit der Witterungsregime und zugehörige Anteile der Ladungsmengen sowie der durchschnittlichen Leckströme, Modultemperatur und Einstrahlung**

Witterungsregime %. an ges. Menge	Ladungsmenge, %. an ges. Menge	$\bar{I}_{leak}$	$\bar{T}_{modul}$	$\bar{E}_{Einstrahlung}$
Warm/Trocken 10 %	-0.0540 C 18,34 %	78,367 nA	54.4492 °C	884.25 W/m <sup>2</sup>
Kühl/Feucht 11 %	-0.0194 C 6,7 %	25,142 nA	14.8051 °C	35.97 W/m <sup>2</sup>
Regen 3 %	-0.0074 C 2,51 %	32,403 nA	22.1665 °C	192.86 W/m <sup>2</sup>
Tau 4 %	-0.0076 C 2,58 %	28,498 nA	9.1871 °C	27.88 W/m <sup>2</sup>
Rest 73 %	-0.2060 C 69,98 %	39,669 nA	30.6839 °C	346.12 W/m <sup>2</sup>

Der durchschnittliche übertragende Leckstrom ( $\bar{I}_{leak}$ ) ist in den Zeiträumen des Witterungsregimes Warm/Trocken mit einem Wert von 78,367 nA annähernd um den Faktor zwei höher, als die darauf folgende durchschnittliche Leckstrom des Witterungsregimes „Rest“. Des Weiteren zeigt sich, dass die Leckströme zugehörig zu den Niederschlagsereignissen Regen und Tau unter den Werten für das Witterungsregime „Rest“ mit der im Vergleich höheren durchschnittlichen Modultemperatur ( $\bar{T}_{modul}$ ) liegen. Abgeleitet aus dieser Betrachtung ist festzustellen, dass die Modultemperatur als treibender Faktor für die Höhe des Leckstroms heranzuziehen ist. Ein durch Niederschlag hervorgerufener Wasserfilm auf dem Modul zeigt im Vergleich eine geringere Wirkung. Der durch Feuchte auf dem Modul hervorgerufene Einfluss zeigt sich ausgeprägter in der Datenlage zugehörig zu den Niederschlagsereignis Tau. Über den Betrachtungszeitraums wurden Tauereignisse auf Modulebene ausschließlich während der Morgen- und Abendstunden detektiert. Trotz der daraus resultierenden niedrigsten durchschnittlichen Modultemperatur von 9,18 °C liegt der Wert des Leckstroms über dem des Kühl/Feuchten Regimes mit einer Durchschnittstemperatur von 14,80 °C.

Als Ursache für die stärkere Ausprägung der Feuchteabhängigkeit des Leckstroms zu den Taubedingungen im Vergleich zu dem Leckstromverhalten während der Regenereignisse können mehrere mögliche Ursachen angeführt werden. Regenereignisse können in Ihrer Intensität nicht voneinander unterschieden werden und damit auch keine Aussagen über den Grad der Ausprägung des Wasserfilms auf dem Modul getätigt werden. Bei einem Tauereignis wird hingegen von einer komplett benetzten Oberfläche ausgegangen. Zum anderen treten bei einem Tauereignis mehr und/oder andere Stromwege als bei einem Regenereignis in Erscheinung. Bei einem Regenereignis ist davon auszugehen das der



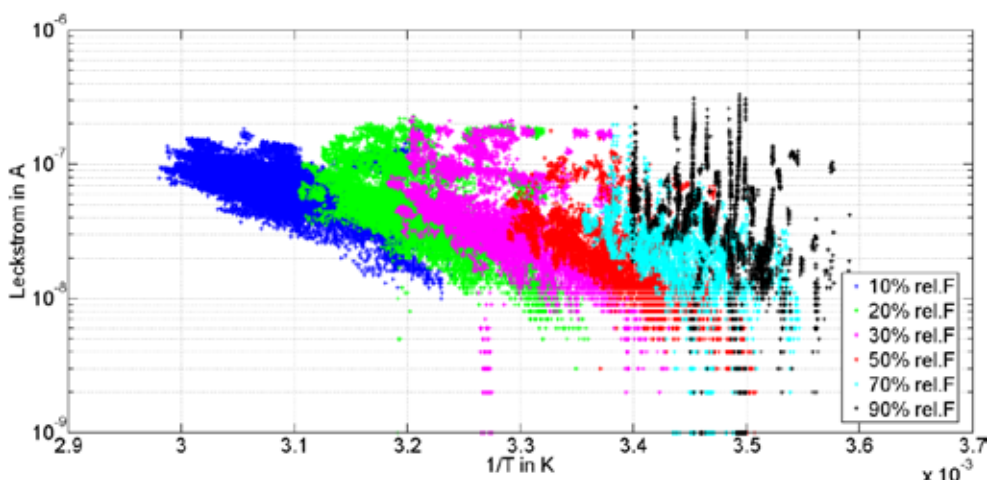
Leckstrompfad durch die Front des Moduls als dominanter Stromweg zu betrachten ist. Bei einem Tauereignis hingegen ist bedingt durch die Möglichkeit eines Wasserfilms auf der Rückseite der Stromweg durch das Rückglas ebenfalls zu berücksichtigen. Bedingt durch die Temperaturmessung auf der Rückseite des Moduls auf deren Grundlage Tauereignisse definiert werden ist jedoch nur die Rückseite des Moduls hinsichtlich einer Unterschreitung der Taupunkttemperatur klar definiert. Durch die auf der Front einfallende Einstrahlung, der daraus resultierenden Erwärmung und mit einhergehenden Verdunstung eines etwaigen durch Tau bedingten Wasserfilms ist eine Aussage über den Grad der Betauung der Frontseite nicht zuverlässig möglich. Die dominanten Leckstrompfade die zur Höhe des gemessenen Stroms während eines Tauereignisses führen sind somit nicht klar definierbar.

**Tab. 5: Gegenüberstellung des Leistungsverlustes und den übertragenden Ladungsmengen nach den Zwischenmessungen der Freifelduntersuchungen**

Zwischenmessung	$\Delta P$ (Front) in %.	$\Delta P$ (Back) in %.	Ladungsmenge in C/m <sup>2</sup>
ZM 1	-1,37 %	-1,65	0,0513
ZM2	-0,993 %	-3,74	0,127
ZM3	-2,71 %	-2,23	0,223
ZM4	-3,586	-2,14	0,269
ZM5	-2,098 %	-3,956	0,301

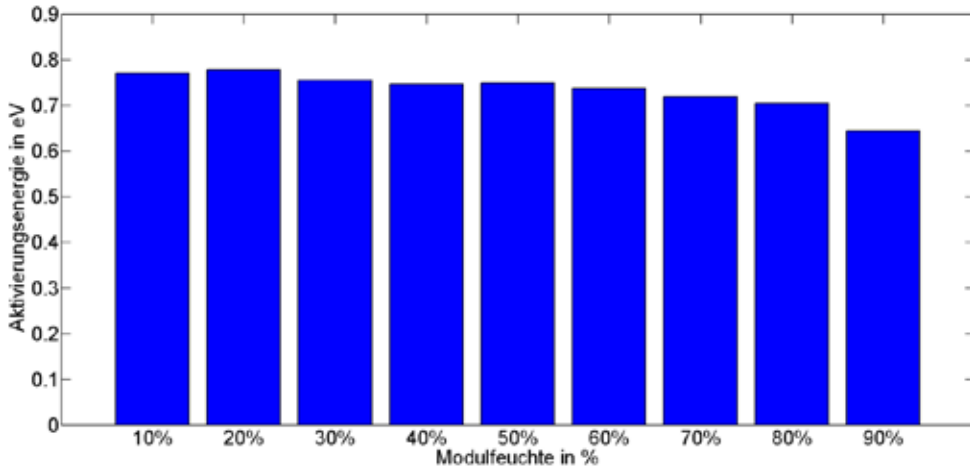
Insgesamt wurden über den Betrachtungszeitraum fünf Zwischenmessungen der Modulausgangsleistung durchgeführt. Der dargestellte Leistungsverlust bezieht sich auf die Ausgangsleistung des im Test verwendeten Moduls vor Testbeginn. Tab. 5 zeigt den Leistungsverlust der Front- sowie die zugehörige übertragende Ladungsmenge. Die ermittelten Leistungseinbußen liegen alle im Bereich der Messgenauigkeit und werden somit ebenfalls nur qualitativ betrachtet und dienen lediglich zur Orientierung.

### 3.2.2 Aktivierungsenergien im Freifeld



**Abb. 7: Leckstrom in Abhängigkeit der inversen Temperatur (Arrheniusplot)**

Zur Bewertung der Temperatur- und Feuchteabhängigkeit der Leckströme im Freifeld wurden die Messdaten im Vorfeld analog zu den vorangegangenen Untersuchungen hinsichtlich Feuchteinfluss gefiltert. Abbildung 7 zeigt den zugehörigen Arrheniusplot der gefilterten Messerwerte. Abgebildet sind die Bänder für rel. Feuchten von 10 %, 20 %, 30 %, 40 %, 50 % sowie 70 % und 90 % in den Grenzen von ±0,5 Prozentpunkten um die angegebenen Werte. Es zeigt sich das mit zunehmender rel. Feuchte die Streuung hin zu höheren Stromwerten steigt. Während bei 10 % rel. Feuchte ein eng begrenztes Band vorliegt tritt bereits bei 20 % rel. Feuchte eine Verbreiterung der Punktwolke auf. Ein ähnliches Verhalten wurde bereits von Del Cueto et. al. [9] in ihren Untersuchungen an monofacialen c-Si Photovoltaikmodulen aufgezeigt. Es konnte ebenfalls die Ausbildung linearer Bänder bei konstanter anliegender Spannung und eng gefassten Temperaturkorridoren aufgezeigt werden. Des Weiteren wurde die exponentielle Abhängigkeit der Leckströme von der Temperatur aufgezeigt sowie ein in Erscheinung treten der rel. Feuchte als Vorfaktor für die Höhe der Bänder. Ebenso die zunehmende Streuung der Messpunkte bei höheren Werten rel. Feuchte wurde bereits in [3] festgestellt und konnte ebenfalls für die verwendete Technologie reproduziert werden.



**Abb.8: Ermittelte Aktivierungsenergien aus den gemessenen Leckströmen der Freifelddaten**

Unter Einbeziehung der Boltzmann-Konstante ( $k_B$ ), der Aktivierungsenergie ( $E_A$ ) und der absoluten Temperatur ( $T$ ) in der Form:

$$I = e^{-\frac{E_A}{k_B \cdot T}} \quad (2)$$

kann eine mathematische Beschreibung der Abhängigkeit vorgenommen werden. Dabei erscheint die Abhängigkeit des Stroms von der Temperatur als Gerade, bei der die Steigung eine umgekehrte Proportionalität zur Aktivierungsenergie  $E_A$  aufweist. Die ermittelten Aktivierungsenergien sind Abb.7 zu entnehmen. Für Modultechnologien auf Basis von c-Si variieren die Werte der Aktivierungsenergie folglich verschiedener Literaturquellen in Bereichen von 0,7 eV und 0,83 eV [10,11]. Somit sind die in Abb. 8 dargestellten Aktivierungsenergien bis zu r.F von 80 % als plausibel anzusehen. Das Absinken des Wertes zugehörig zu 90 % r.F. lässt auf einen Einfluss von Wasser auf der Oberfläche vermuten, welcher zu einer Herabsetzung des Oberflächenwiderstands führt.

#### 4 Zusammenfassung und Ausblick

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

Die Auswertung der Freifelduntersuchungen bestätigt das Ergebnis aus den beschleunigten Alterungsuntersuchungen hinsichtlich der Temperaturabhängigkeit des Leckstromverhaltens, die ebenfalls im Freifeld als maßgeblicher Beschleunigungsfaktor in Erscheinung tritt. Zudem konnte ein Feuchteinfluss auf das Leckstromverhalten identifiziert werden. Jedoch zeigt sich, dass die Parameter relativer Feuchte und Temperatur im Freifeld nicht in den Kombinationen in Erscheinung treten wie während der beschleunigten Alterungsuntersuchungen simuliert. Somit gilt es in folgenden Untersuchungen die Belastbarkeit von beschleunigten Alterungsuntersuchungen hinsichtlich einer realistischen Abbildung des realen Systemverhaltens zu überprüfen.

#### Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projekts „Bifacial - Monofacial: Steigerung der Energieausbeute von Silizium-PV-Modulen“ und wird durch den Freistaat Thüringen und den Europäischen Sozialfonds (ESF) gefördert.

#### Literaturverzeichnis

- [1] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B.: Analysis of Leakage Currents in Accordance to the mounting Situation of amorphous silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions. In: Proceedings of the 28<sup>th</sup> European Solar Energy Conference and Exhibition, 2013
- [2] Voswinckel, S; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.: Investigation of leakage currents depending on the mounting situation in accordance to amorphous silicon modules. In: Energy Procedia, 2013
- [3] AE Solar Energy: Understanding Potential Induced Degradation, Advanced Energy Industries, 2014
- [4] Brecl, K; Bokalic, B.; Topic, M.: Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence
- [5] Del Cueto, J.; Rummel, S.: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress in the Field. In: Proceedings SPIE, 2010
- [6] Hacke, P.; Nederland, S.: Characterization of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Modules with System Bias Testing. In: Proceedings 25<sup>th</sup> EUPVSEC, 2010

[7] Wesselak, V.; Schabbach, T.; Link, T.; Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. 3. Auflage, erweiterte und überarbeitete Auflage. Springer, Heidelberg, 2017

[8] Baehr, M; Lauer, K: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential-induced degraded crystalline silicon solar cells. In: 5th International Conference on Silicon Photovoltaics, 2015

[9] del Cuto, J.A.; Rummel, S:R: Degradation of Photovoltaic Modules Under High Voltage Stress, SPIE Optics and Photonics Conference: Conference Paper NREL/CP-520-47463; 2010; San Diego, California

[10] Bähr, M.; Lauer, K.: Analysis of activation energies and decay-time constants of potential induced degraded crystalline silicon solar cells; Silicon PV 2015; 2015; Erfurt/Ilmenau

[11] Hacke, P.; Kempe, K.; Terwilinger, S. et.al.: Proceedings 25th EUPVSEC pp. 3760-3765, 2010, Valencia

## Mehrertrag durch bifaciale Photovoltaik

### Vorstellung eines Berechnungsmodells und Vergleich zwischen Simulation und Messung

Lukas Gerstenberg, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Sven Münter

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

Kontakt: lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

---

#### Abstract

Bei der Ertragssimulation für bifaciale PV-Module ist eine exakte Bestimmung der rückseitigen Einstrahlung maßgeblich für die Genauigkeit der Berechnung. Das vorgestellte Modell berücksichtigt den Schattenwurf des Moduls, die Größe und Lage der reflektierenden Untergrundfläche und die restliche Umgebung in der Berechnung der rückseitigen Einstrahlung. Mit diesem aufwändigen Ansatz ist es möglich, die Geometrie realer Anlagen nachzubilden und deren Erträge mit nur geringen Abweichungen zu berechnen. Ein Testaufbau mit drei bifacialen PV-Modulen in Südausrichtung (M1:  $\beta = 40^\circ$ ,  $\rho_e = 0,6$ , M2:  $\beta = 30^\circ$ ,  $\rho_e = 0,6$  und M3:  $\beta = 30^\circ$ ,  $\rho_e = 0,05$ ) wurde in dem erstellten Modell nachgebildet und die Abweichung zwischen Messung und Simulation untersucht. Die Abweichungen für die drei Module betragen -1,5% für M1, 11,2% für M2 und 2,8% für M3, wobei ein Zeitraum von 30 Tagen betrachtet wurde. Das Modell ermöglicht mit diesen geringen Abweichungen eine genaue Ertragsprognose für Einzelmodule unter Berücksichtigung ihrer Umgebung, insbesondere wird die Größe der reflektierenden Fläche unterhalb des Moduls exakt nachgebildet.

---

#### 1 Einleitung

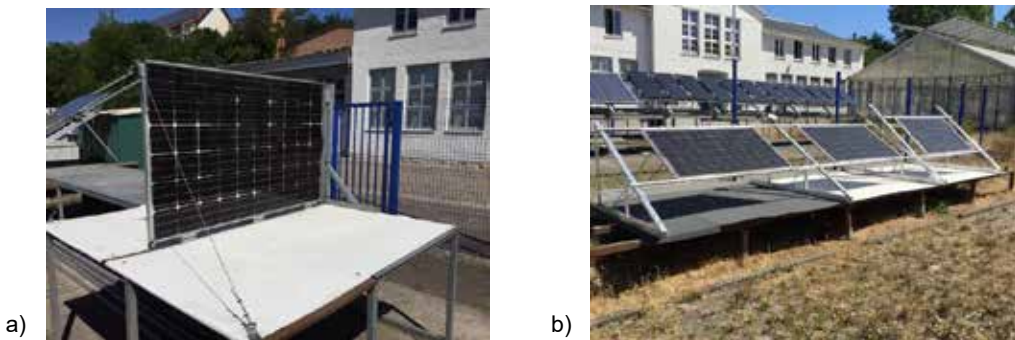
Bifaciale Photovoltaik bietet durch den zusätzlichen Strahlungseintrag auf der Rückseite Mehrerträge von bis zu 30% bei Anlagen [1] und 50% bei Einzelmodulen [2]. Der Mehrertrag hängt dabei von der Bifacialität  $bf$  der Module und ihrer Montagesituation ab. Neben der Montagehöhe und dem Anstellwinkel beeinflusst die Albedo des Untergrundes den bifacialen Mehrertrag maßgeblich [2]. Die Bifacialität bietet die Möglichkeit, Module vertikal in Ost-West-Ausrichtung zu installieren. Diese Ausrichtung führt zu Energieeinspeisung frühmorgens und spätabends und kann vorteilhaft für Direktverbraucher sein oder um die Mittagsspitze der herkömmlichen Photovoltaikeinspeisung auszugleichen. Der Gesamtertrag fällt am Standort Deutschland allerdings geringer aus als bei Südausrichtung und lohnt sich erst bei stark reflektierenden Untergründen und einer großen Bifacialität [3]. Ein Problem bei der Ost-West-Ausrichtung ist der Schattenwurf des Modulrahmens und der Montagekonstruktion. Hierdurch kann die Bypassdiode eines Strangs des Moduls aktiv werden. Die hierdurch verursachten Verluste können bis zu 10% betragen [4]. Großanlagen mit bifacialen Modulen werden bevorzugt in Südausrichtung errichtet. Wie in [5] bestätigt wird, ist in dieser Ausrichtung der Ertrag bifacialer Anlagen am größten.

## 2 Experimentelle Untersuchung

Auf dem Testgelände der HS Nordhausen (Abb. 2.1) sind fünf bifaciale PV-Module in verschiedenen Ausrichtungen installiert, um deren Ertrag zu untersuchen. Vier Module sind in Süd-Ausrichtung montiert und eins in Ost-West-Ausrichtung:

- M1,  $\beta = 40^\circ$ , Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m<sup>2</sup> weißer Folie ( $\rho_e = 0,6^*$ )
- M2,  $\beta = 30^\circ$ , Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m<sup>2</sup> weißer Folie ( $\rho_e = 0,6^*$ )
- M3,  $\beta = 30^\circ$ , Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m<sup>2</sup> schwarzer Dachbahn ( $\rho_e = 0,05$ )
- M4,  $\beta = 30^\circ$ , Montagehöhe 1,5 m, Referenzmodul monofacial, Rückseite abgedeckt
- M5,  $\beta = 90^\circ$ , Ost-West-Ausrichtung, über 4 m<sup>2</sup> weißer Folie ( $\rho_e = 0,6^*$ )

Das Modul M4 dient als Referenzmodul. Die Rückseite des Referenzmoduls ist mit einer weißen Folie abgedeckt, um es monofacial zu betreiben. Die Erträge der anderen Module werden auf den Ertrag des Referenzmoduls bezogen.



**Abb. 2.1: Bifaciale Module auf dem Testgelände der HS Nordhausen a) M5 in Ost-West-Ausrichtung b) M1 (rechts), M2 (mittig), M3 (links) in Südausrichtung**

Die Messplätze der Module M1 und M2 unterscheiden sich lediglich in ihrem Anstellwinkel. In [2] konnte der maximale Ertrag bifacialer Module mit einem Anstellwinkel von ca.  $40^\circ$  erzielt werden. Dies soll in den Messwerten des Aufbaus überprüft werden. Das Modul M5 in Ost-West-Ausrichtung ist derart befestigt, dass die Montagekonstruktion keine Schatten auf das Modul wirft. Somit werden die Messwerte nicht zu beeinflusst.

In Abb. 2.2 ist ein Abschnitt der neuen weißen Dachbahn auf der verwitterten weißen Dachbahn zu sehen. Es ist ein deutlicher Unterschied im Kontrast sichtbar. Die Albedo hat sich von ursprünglich 0,84 auf ca. 0,6 verschlechtert. In [7] wurden weiße Untergründe hinsichtlich der Beständigkeit ihrer Albedo untersucht. Nach bereits zwei Monaten verschlechterte sich die Albedo der Proben von 0,8 auf 0,6.

---

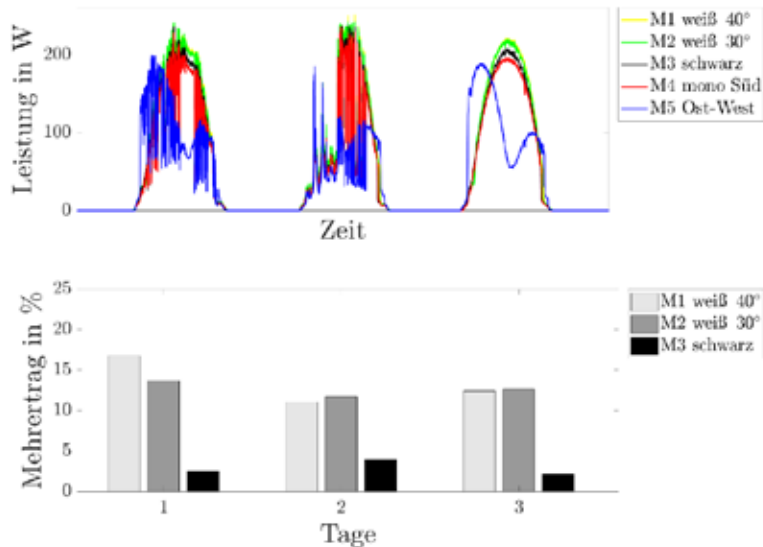
\* Die Albedo der weißen Dachfolie beträgt im Neuzustand 0,84. Bereits nach zwei Monaten beträgt die Albedo aufgrund von Verwitterung noch 0,6 [7], vgl. Abb. 2.2.



**Abb. 2.2: Neue weiße Folie mit  $\rho_e = 0,84$  im Vergleich zur Folie nach zwei Jahren Verwitterung  $\rho_e = 0,6$**

Abb. 2.3 zeigt beispielhaft die aufgezeichneten Messwerte des Versuchsaufbaus für den Zeitraum 16.-18.08.2018. Der 18.08.2018 war ein wolkenfreier Tag. Hier sind die typischen Verläufe der Ausgangsleistungen für die verschiedenen Module erkennbar. Alle nach Süden gerichteten Module erreichen ihr Leistungsmaximum in der Mittagszeit. Die geringste Ausgangsleistung der nach Süden gerichteten Module erreicht das Referenzmodul (rot). Die nächst höhere Ausgangsleistung erreicht das bifaciale Modul M3, unter welchem eine schwarze Dachbahn ausgebracht ist (schwarz). Die Module M1 (gelb) und M2 (grün) über der weißen Dachfolie erreichen zur Mittagszeit die höchste Ausgangsleistung.

In blau ist die Ausgangsleistung des bifacialen Moduls M5 in Ost-West-Ausrichtung zu erkennen. Die Leistungskurve weist morgens und abends ein Maximum auf und zur Mittagszeit ein Minimum. Die Vorderseite des Moduls ist nach Osten ausgerichtet. Dies ist daran erkennbar, dass das Maximum am Morgen größer ist als das lokale Maximum am Nachmittag. Die unterschiedlich großen Maxima sind Folge der Bifacialität des Moduls von 0,61.



**Abb. 2.3: Messwerte des Testaufbaus HS Nordhausen vom 16.-18.08.2018.  
Oben: AC-Ausgangsleistung aller fünf Module.  
Unten: Mehrertrag EB der drei Module M1, M2 und M3 bezogen auf das monofaciale Modul**

Die gezeigten Tagesverläufe der Ausgangsleistungen werden integriert, um die eingespeiste Energiemenge der Module zu bestimmen. Für die drei Module in Süd-Ausrichtung M1, M2 und M3 werden die bifacialen Mehrerträge für jeden Tag berechnet. Der Bezugspunkt ist hierbei immer die eingespeiste Energie des Referenzmoduls M4 des jeweiligen Tages. Der untere Teil der Abb. 2.3 zeigt die Mehrerträge der drei Module für die drei Tage. Es ist zu erkennen, dass die Modul M1 und M2 über der weißen Folie einen deutlich höheren Mehrertrag erzielen als das Modul M3 über der schwarzen Dachbahn.

### 3 Modellierung des bifacialen Moduls

Bei der Simulation der bifacialen Module liegt der Schwerpunkt auf der Berechnung der rückseitigen Einstrahlung. Für die Vorderseite werden bekannte Ansätze für monofaciale Module verwendet. Für die Vergleichbarkeit bifacialer Module und deren Erträge werden zwei Größen eingeführt. Die Bifacialität bf eines Moduls beschreibt das Verhältnis des rückseitigen Wirkungsgrades  $\eta_r$  im Verhältnis zum Wirkungsgrad der Vorderseite  $\eta_v$  bei Standardtestbedingungen ( $G = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $\theta_M = 25^\circ\text{C}$ , AM 1,5) nach Gl. 3.1.

$$bf = \frac{\eta_r}{\eta_v} \quad (3.1)$$

Der Ertrag eines bifacialen Moduls setzt sich aus dem Ertrag der Vorderseite  $E_v$  und dem der Rückseite  $E_r$  zusammen. Der durch die Bifacialität erzielte Mehrertrag EB (eng.: energy boost) in Prozent wird nach Gl. 3.2 bestimmt.

$$EB = \left( \frac{E_v + E_r}{E_v} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Für die Bewertung der Ost-West-Ausrichtung ist der EB ungeeignet. Der EB einer bifacialen Anlage in Ost-West-Ausrichtung unter der Annahme verschattungsfreier Montage entspricht immer ihrer Bifacialität.

Auf dem Testgelände wird die Globalstrahlung in Modulebene gemessen. Um das Modell des bifacialen Moduls für andere Standorte nutzen zu können, wird die Einstrahlung nach dem Modell von LIU und JORDAN aus [8] berechnet. Da dieses Einstrahlungsmodell einen wolkenfreien Himmel unterstellt und dadurch der Diffusstrahlungsanteil zu gering ist, wird mit dem Modell nach ERBS die stündliche Verteilung der Diffusstrahlung bestimmt [6].

#### 3.1 Einstrahlung auf der Vorderseite

Die Einstrahlung auf die Modulvorderseite  $G_{M,v}$  wird nach Gl. 3.3 berechnet. Hierbei ist  $G_H$  die Globalstrahlung und  $D_H$  die Diffusstrahlung, jeweils auf der Horizontalen [6].

$$G_{M,v}(\alpha, \beta) = (G_H - D_H)R + \frac{1}{2}D_H(1 + \cos(\beta)) + Ref_v \quad (3.3)$$

$$Ref_v = \frac{1}{2}\rho_e G_H(1 - \cos(\beta)) \quad (3.4)$$

Die drei Anteile der Solarstrahlung auf dem Modul sind: Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung  $Ref_v$  nach Gl. 3.4. Hierbei ist  $\beta$  der Elevationswinkel des Moduls und  $\rho_e$  die Albedo des Untergrunds. Zur Berechnung der auftreffenden Direktstrahlung wird der Geometriefaktor R nach Gl. 3.5 verwendet [6].

$$I(\alpha, \beta) = I_H \cdot R = I_H \cdot \frac{\cos\theta(\alpha, \beta)}{\cos\theta(\alpha_H, \beta_H)} \quad (3.5)$$

Der Geometriefaktor gibt das Verhältnis der Strahlungsleistung zwischen der Horizontalen und einer geneigten Fläche an. Der Index H steht für die Messebene der Einstrahlung – hier die Horizontale.



### 3.2 Einstrahlung auf der Rückseite

Die Berechnung der rückseitigen Einstrahlung beruht auf der Bestimmung mehrerer Strahlungssichtfaktoren  $F_{12}$ ,  $F_{S2}$  und  $F_{21}$ . Die allgemeine Definition des Strahlungssichtfaktors zwischen zwei Flächen  $A_1$  und  $A_2$  ist mit Gl. 3.6 gegeben.

$$F_{12} = \frac{1}{\pi \cdot A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos(\beta_1) \cdot \cos(\beta_2)}{s^2} dA_1 dA_2 \quad (3.6)$$

Für das Modell des bifacialen Moduls muss Gl. 3.7 numerisch gelöst werden. Umformuliert ergibt sich Gl. 3.2.

$$F_{ij} = \frac{1}{\pi \cdot A_i} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{\cos(\beta_i) \cdot \cos(\beta_j)}{s_{ij}^2} \Delta A_i \Delta A_j \quad (3.7)$$

Die Einstrahlung auf der Modulrückseite ergibt sich nach Gleichung 2.1, wobei folgende Veränderungen berücksichtigt werden müssen. Statt der Orientierung der Vorderseite ( $\alpha$ ,  $\beta$ ) wird die Orientierung der Rückseite ( $\alpha_r$ ,  $\beta_r$ ) eingesetzt. Hierbei ist  $\alpha_r = \alpha + 180^\circ$  und  $\beta_r = 180^\circ - \beta$ .

Die Reflexion auf die Modulrückseite  $Ref_r$  wird nicht nach dem einfachen Sichtfaktoransatz nach Gl. 3.4 bestimmt, sondern nach Gl. 3.8.

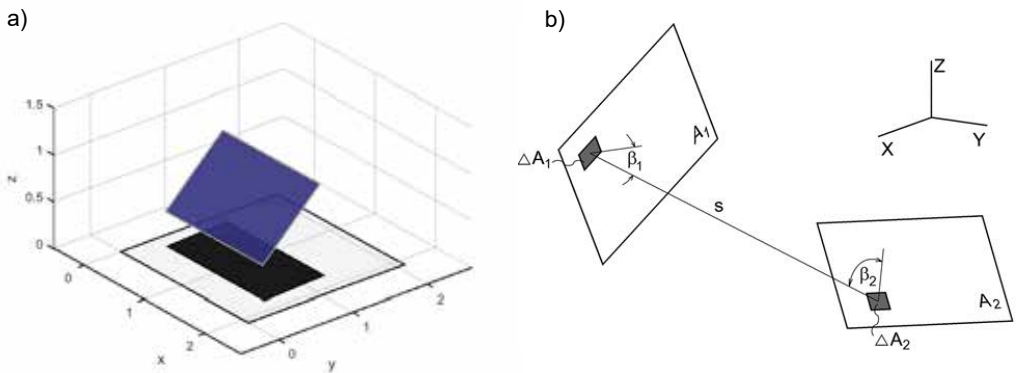
$$Ref_r = Ref_{A1'} + Ref_{AS} + Ref_{Um} \quad (3.8)$$

Hierbei beschreibt  $Ref_{A1'}$  die Strahlung, die vom Teil des Untergrundes  $A_1$  reflektiert wird, der nicht vom Schatten  $A_S$  bedeckt ist. Dabei ist die Fläche  $A_{1'} = A_1 - A_S$ . Der Anteil  $Ref_{AS}$  beschreibt die Strahlung, die vom Schatten reflektiert wird. Mit  $Ref_{Um}$  wird die von der Umgebung reflektierte Strahlung über den Sichtfaktor  $F_{21}$  berücksichtigt. Eine Herleitung dieser Beziehungen kann [9] entnommen werden.

$$Ref_{A1'} = \rho_e \cdot G_m \cdot (F_{12} \cdot A_1 - F_{S2} \cdot A_S) \cdot A_2^{-1}$$

$$Ref_{AS} = \rho_e \cdot (1 - F_{S2}) \cdot D_m \cdot F_{S2} \cdot A_S \cdot A_2^{-1}$$

$$Ref_{Um} = (1 - F_{21}) \cdot G_m \cdot \rho_{e,u}$$



**Abb. 3.1: a) Geometrie der Berechnung mit Untergrundfläche, Modul und Schatten  
b) Definition Sichtfaktor  $F_{12}$  nach [7]**

Abb. 3.1 a) zeigt die Geometrie, mit der das Modell arbeitet beispielhaft für den 6. April des Jahres um zwölf Uhr mittags. Zu sehen ist das Modul über der Fläche  $A_1$  und der Schatten auf dem Untergrund. Für den Strahlungsaustausch zwischen Untergrund  $A_1$  und Modulrückseite  $A_2$  wird der Sichtfaktor  $F_{12}$  berechnet. Für den Strahlungsaustausch zwischen dem Schatten und der Modulrückseite wird für jede Stunde des Jahres der Sichtfaktor  $F_{S2}$  und die Schattenfläche  $A_S$  berechnet.

#### 4 Validierung des Modells

Das Modell des bifacialen Moduls soll an Messwerten des Testaufbaus validiert werden. Hierfür werden alle geometrischen Daten des Testaufbaus in das Modell übergeben und der bifaciale Mehrertrag EB für einen ausgewählten Zeitraum berechnet. Wegen Verschattung durch umliegende Gebäude und Bäume stehen die Daten des Testaufbaus nicht für ein gesamtes Jahr zur Verfügung. Die Validierung wird an Messwerten aus dem August 2018 durchgeführt. Tab. 4.1 enthält die gemessenen Mehrerträge der Module M1 bis M3. Der Mehrertrag ist jeweils auf den Ertrag des Referenzmoduls M4 bezogen.

**Tab. 4.1: Gemessene bifaciale Mehrerträge im Monat August 2018, jeweils bezogen auf den Ertrag des monofacialen Referenzmoduls M4**

Messung	M1 ( $\rho_e = 0,6$ ) $\beta = 40^\circ$	M2 ( $\rho_e = 0,6$ ) $\beta = 30^\circ$	M3 ( $\rho_e = 0,05$ ) $\beta = 30^\circ$
EB	12,8%	12,5%	3,5%

Innerhalb des Monats August betrug der Mehrertrag des Moduls M1, welches mit  $\beta = 40^\circ$  über einer weißen Folie montiert ist, 12,8%. Der Mehrertrag des Moduls M2, welches über der gleichen weißen Folie mit  $\beta = 30^\circ$  montiert ist, betrug 12,5%. Das Modul M3 oberhalb der schwarzen Dachbahn erreichte einen Mehrertrag von 3,5% in Bezug auf das monofaciale Referenzmodul. Der unterschiedliche Anstellwinkel der Module M1 und M2 spiegelt sich in den Messwerten des Monats August nicht in einem unterschiedlichen Mehrertrag wieder. Die unterschiedliche Albedo der Module M2 und M3 führt zu erkennbaren Unterschieden im bifacialen Mehrertrag von 3,5% bei  $\rho_e = 0,05$  und 12,5% bei  $\rho_e = 0,6$ .

In Tab. 4.2 sind die Ergebnisse der Simulation aufgeführt. Die in Abb. 3.1 a) gezeigte Geometrie wurde so angepasst, dass jeweils der Anstellwinkel  $\beta$  und die Albedo des Untergrundes vorgegeben wurde. Die umliegenden Flächen auf dem Testgelände sind zum Großteil verwitterte Pflastersteine. Die Albedo der Umgebung wurde mit  $\rho_{e,u} = 0,1$  angenommen.

**Tab. 4.2: Simulierte bifaciale Mehrerträge im Monat August 2018**

Simulation	$\rho_{e,Sim}$	M1 ( $\rho_e = 0,6$ ) $\beta = 40^\circ$	M2 ( $\rho_e = 0,6$ ) $\beta = 30^\circ$	M3 ( $\rho_e = 0,05$ ) $\beta = 30^\circ$
EB	0,05	-	-	3,6%
EB	0,6	12,6%	13,9%	-

Für das Modul M1 beträgt der simulierte Mehrertrag 12,6%. Die Abweichung zur Messung sind -0,2 Prozentpunkte bzw. -1,5%. Für das Modul M2 ist die Abweichung zwischen Messung und Simulation mit 1,4 Prozentpunkten bzw. 11,2% größer. Der Einfluss des Anstellwinkels ist in der Simulation größer als bei der Messung. Das Modul M2 hat mit seinem Anstellwinkel von  $30^\circ$  einen größeren Sichtfaktor  $F_{12}$  zum Untergrund als das Modul M1, welches mit  $40^\circ$  angestellt ist. In der Simulation kommt dieser Unterschied stärker zur Geltung als in der Messung auf dem Freifeld.

Eine mögliche Ursache für die Abweichung kann der Schattenwurf der Nachbar-Module sein, der weitere Teile der Untergründe abdeckt. Da das Modul M2 auf dem mittleren Messplatz montiert ist, wird sowohl morgens von M1 als auch abends von M3 ein Teil der weißen Fläche verdeckt. Der Untergrund unterhalb des Moduls M1 wird nur abends von M2 verdeckt.

Der berechnete Mehrertrag des Moduls M3 weicht um 0,1 Prozentpunkt bzw. 2,8% von der Messung ab. Das Modul M3 ist wie Modul M1 außen montiert, wodurch der Einfluss der Nachbar-Module gering

ausfällt. Die mit dem Gesamtmodell des bifacialen Moduls errechneten Mehrerträge weichen nur geringfügig von den Messungen ab. Das Gesamtmodell ist somit validiert und kann für weitere Untersuchungen verwendet werden. Durch Erweiterung des bestehenden 3D-Modells können mehrreihige Anlagen nachgebildet werden und der Einfluss der umliegenden Module bestimmt werden.

## 5 Zusammenfassung

Der durchgeführte Vergleich zwischen Messung und Simulation bestätigt die Notwendigkeit einer möglichst exakten Nachbildung der Umgebung bifacialer Module bei der Ertragssimulation. Nur bei Berücksichtigung des Schattenwurfs, der Verwitterung der reflektierenden Untergründe und der Differenzierung zwischen Umgebung und dem direkten Untergrund ist eine exakte Berechnung des bifacialen Ertrags möglich. Mit einer maximalen Abweichung von 11,2% kann der Ertrag der vorgestellten Testanlage im Voraus berechnet werden. Durch Erweiterung des Modells ist eine exakte Ertragssimulation auch für größere Anlagen möglich.

## Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projekts „Bifacial - Monofacial: Steigerung der Energieausbeute von Silizium-PV-Modulen und wird durch den Freistaat Thüringen und den Europäischen Sozialfonds (ESF) gefördert.

## Literaturverzeichnis

- [1] C. Reise, A. Schmid: Realistic yield expectations for bifacial pv-systems – an assessment on announced, predicted and observed benefits. 31<sup>st</sup> EUPVSEC (2015), S. 1775 - 1779
- [2] P. Dupeyrat, C. Lucas, A. Lindsay, A. Plotton, K. Radouane: Investigations on albedo dependency of bifacial pv yield. 29<sup>th</sup> EUPVSEC (2014), S. 2900 - 2903
- [3] S. Guo, T. M. Walsh, M. Peters: Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: a global analysis. In: *Energy* 61 (2013), S. 447-454
- [4] J. Rabanal-Arabach, A. Schneider, M. Mrcarica, R. Kopecek, M. Heckmann, the need of frameless mounting structures for vertical mounting of bifacial pv modules. 32<sup>nd</sup> EUPVSEC (2016), S. 1630 - 1634
- [5] J. S. Stein, D. Riley, M. Lave, C. Hansen, C. Deline, F. Toor: Outdoor Field Performance from Bifacial Photovoltaic Modules and Systems, 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2017
- [6] Duffie, John A.; Beckman, William A., Solar engineering of thermal processes, John Wiley & Sons, Inc. New York, 1991
- [7] S. E. Bretz, H. Akbari: Long-term performance of high-albedo roof coatings. In: *Energy and Buildings* 25 (1997), S. 159-167
- [8] Liu, Benjamin Y. H., C. Jordan, Richard: The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. In: *Solar Energy* 4 (1960), S. 1-19
- [9] L. Gerstenberg, V. Wesselak, S. Voswinkel, S. Münter: Ertragssimulation für bifaciale Photovoltaikmodule, 25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik (2018), S. 64-74

## Entwicklung eines thermischen 1D-Simulationsmodells zur Bestimmung der Temperaturverteilung in Solarmodulen

Matti Grabo<sup>1</sup>, Daniel Weber<sup>2</sup>, Andreas Paul<sup>3</sup>, Tobias Klaus<sup>4</sup>, Wolfgang Bermpohl<sup>4</sup>,  
Stefan Krauter<sup>4</sup>, Eugeny Y. Kenig<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Lehrstuhl für Fluidverfahrenstechnik, Universität Paderborn

<sup>2</sup>Fachgebiet Leistungselektronik und Elektrische Antriebstechnik, Universität Paderborn

<sup>3</sup>Lehrstuhl für Thermodynamik und Energietechnik, Universität Paderborn

<sup>4</sup>Fachgebiet Elektrische Energietechnik, Universität Paderborn

### Abstract

In dieser Arbeit wird ein numerisches Verfahren auf Grundlage der impliziten Finiten-Differenzen-Methode zur Bestimmung der vertikalen Temperaturverteilung in Solarmodulen vorgestellt. Eingangsgrößen sind neben geometrischen Parametern und Stoffwerten die als Randbedingungen bzw. Quellterme im Modell verwendeten, zeitlich variablen Wiedereinflüsse (Sonneneinstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung). Hierfür können standortbezogene Messdaten oder auch anhand von empirischen Modellen ermittelte Werte genutzt werden. Das entwickelte Verfahren konnte anhand eines Testfalls mit einer analytischen Lösung verglichen und validiert werden. Anschließend wurden Temperaturverläufe an vier verschiedenen Tagen simuliert und mit Messwerten vom Standort Paderborn verglichen. Es zeigte sich, dass das vorgeschlagene Verfahren in guter Übereinstimmung mit den Messungen steht und somit für vorläufige Ertragsabschätzungen geeignet ist.

### 1 Motivation

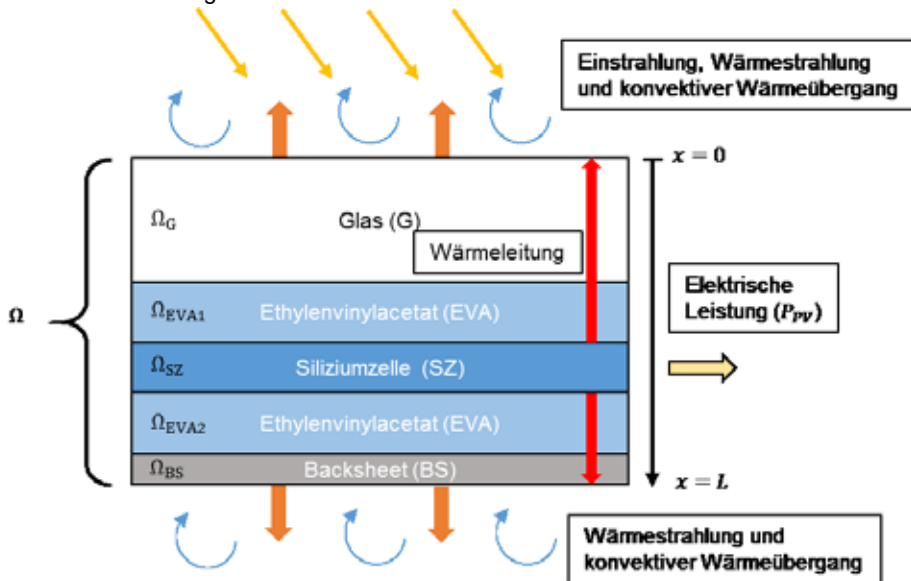
Laut Internationaler Energieagentur (IEA) wird weltweit die gesamte durch Photovoltaik bereitgestellte elektrische Leistung von 398 GW im Jahr 2017 auf bis zu 1100 GW im Jahr 2023 steigen [1]. Um dieses Szenario realisieren zu können, sind die Erhöhung des Wirkungsgrades sowie der Lebensdauer von Solarmodulen wichtige Eckpunkte. Dabei ist das thermische Verhalten von Solarmodulen für Ertrags- und Lebensdauerabschätzungen von zentraler Bedeutung: zum einen haben dauerhaft hohe Temperaturen im Modul eine niedrige Ertragsausbeute zur Folge, zum anderen führen zeitliche Temperaturschwankungen – verursacht durch z.B. temporäre Abschattungen oder Windböen – zu thermisch induzierten, mechanischen Spannungen und somit zu Degradation.

In der Literatur sind unterschiedliche thermische Modelle für PV-Systeme zu finden. Die simpelsten Ansätze ermitteln die Zelltemperatur anhand der Umgebungstemperatur und z. T. auch der Einstrahlung, was für viele praktische Anwendungen oft ausreichend ist. Detailliertere Modelle wurden bspw. von Mattei et al. [2], die die Zelltemperatur anhand einer Energiebilanz bestimmten, entwickelt. Lu und Yao [3] schlagen ein optisches Schichtmodell vor und wenden es auf ein Solarmodul an. Numerische Verfahren, die auf der expliziten Finiten-Differenzen-Methode beruhen, wurden u. a. von Jones und Underwood [4] sowie Notton et al. [5] entwickelt. Dabei konnten meist gute Übereinstimmungen mit Messwerten erzielt werden. Allerdings wurden bei diesen Untersuchungen Vereinfachungen im Hinblick auf die Auflösung des Rechengebietes getroffen, da explizite Verfahren ein Stabilitätskriterium, in welches die Wärmeleitfähigkeit eingeht, erfüllen müssen. Um trotzdem einen vertretbaren Rechenaufwand zu ermöglichen, hat bspw. Tofighi [6] die Schichten aus Ethylenvenylacetat (EVA) und die Solarzellen (vgl. Abbildung 1) zu einer Schicht zusammengefasst. Dadurch wird das Problem einer zu hohen Rechenzeit resultierend aus der hohen Wärmeleitfähigkeit der Solarzellen umgangen, jedoch auf Kosten der Genauigkeit. Weiterhin kann keine direkte Aussage getroffen werden, welche Temperaturen in der Solarzelle vorherrschen, was bspw. Ertragsabschätzungen erschwert.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projektes SoLiFE ein implizites Finites-Differenzen-Verfahren entwickelt, welches kein Stabilitätskriterium erfüllen muss. Mit diesem Verfahren lassen sich für die Schichten des Solarmoduls Tages-Temperaturverläufe bestimmen, welche u. a. als Eingangsgröße für die ebenfalls im Rahmen der Projektarbeit entwickelten Methode von Weber et al. [7] zur Abschätzung der Lebensdauer verwendet werden können.

## 2 Modellbeschreibung

Solarmodule bestehen aus einem in Abbildung 1 schematisch dargestellten Schichtaufbau verschiedener Materialien mit unterschiedlichen thermischen Eigenschaften. Dabei wirken auf die Moduloberseite sowie -unterseite wetterbedingte Umweltfaktoren ein, welche das thermische Verhalten und somit die Leistungskenngrößen des Moduls beeinflussen. Diese Faktoren lassen sich auf die grundlegenden Wärmetransportphänomene Wärmestrahlung, Wärmeleitung sowie konvektiven Wärmeübergang zurückführen, welche ebenfalls in Abbildung 1 angedeutet sind. Für die Modellbildung wurde der Wärmetransport durch den Modulrahmen vernachlässigt und von einem sehr großen Oberflächen-zu-Dicken-Verhältnis des Moduls ausgegangen, womit das Rechengebiet  $\Omega$  als eindimensional in  $x$ -Richtung betrachtet werden kann. Weiterhin werden konstante Stoffwerten angenommen, wodurch sich die durchgeführten Berechnungen wesentlich vereinfachen lassen.



**Abbildung 1: Schematischer Schichtaufbau eines Solarmoduls mit Umwelteinflüssen und Unterteilung des Rechengebietes**

### 2.1 Wärmeleitung

Das in Abbildung 1 dargestellte Modell umfasst im mathematischen Sinn mit Gleichung (1) eine parabolische, partielle Differentialgleichung sowie Anfangs- und Randbedingungen.

$$\rho c_p \frac{\partial}{\partial t} T(x, t) = \frac{\partial}{\partial x^2} [\lambda \delta T(x, t)] + Q(x, t) \quad \text{für } 0 < x < L \text{ und } t > 0 \quad (1)$$

wobei  $t$  die Zeit und  $x$  die Raumkoordinate darstellen. Die Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$ , die Dichte  $\rho$  und die spezifische Wärmekapazität  $c_p$  sind Stoffgrößen, welche für die Berechnungen als konstant angenommen werden. Der Quellterm  $Q(x, t)$  erfasst die Wärmeentwicklung im Modul resultierend aus der Solar-

strahlung  $G$ . Abhängig vom Transmissionsgrad  $\tau$  und Absorptionsgrad  $\delta$  der einzelnen Modulschichten werden entsprechend Anteile der Einstrahlung in Wärme umgewandelt bzw. von der Solarzelle als elektrische Leistung  $P_{PV}$  bezogen auf die Gesamtsolarzellenfläche  $A_{SZ}$  abgeführt (Gleichungen (2)-(4)). Da die Transmissionsgrade für Glas  $\tau_G$  und Ethylenvinylacetat (EVA)  $\tau_{EVA}$  in der Regel größer als 0,9 sind, wird der Großteil der nicht als Leistung abgeführten Einstrahlung direkt in der Solarzelle in Wärme umgewandelt.

$$Q(x_G, t) = \delta_G \cdot G \quad \text{für } x_G \in \Omega_G \text{ und } t > 0 \quad (2)$$

$$Q(x_{EVA1}, t) = \delta_{EVA} \cdot \tau_G \cdot G \quad \text{für } x_{EVA1} \in \Omega_{EVA1} \text{ und } t > 0 \quad (3)$$

$$Q(x_{SZ}, t) = \tau_{EVA} \cdot \tau_G \cdot G - \frac{P_{PV}}{A_{SZ}} \quad \text{für } x_{SZ} \in \Omega_{SZ} \text{ und } t > 0 \quad (4)$$

Hammami et al. [8] berücksichtigten die von den Solarzellen im Modul bedeckte Fläche, was dazu führt, dass ein Teil der Einstrahlung bis zum Backsheet durchdringt und erst dort in Wärme umgewandelt wird. Da die bedeckte Fläche in der Regel mindestens 80% der Gesamtfläche des Moduls ausmacht, zeigte eine Implementierung nach [8] jedoch nur einen minimalen Einfluss auf das thermische Verhalten des Moduls.

Für die Bestimmung der in den Solarzellen generierten elektrischen Leistung  $P_{PV} = \eta_{SZ} \cdot G$  wird der Zellwirkungsgrad  $\eta_{SZ}$  benötigt. Dieser ist allerdings von der Zelltemperatur  $T_{SZ}$  selbst abhängig. In der Literatur wird deshalb zwischen expliziten und impliziten Korrelationen zur Bestimmung von  $\eta_{SZ}$  unterschieden. Eine Übersicht der von verschiedenen Autoren vorgeschlagenen Beziehungen wurde von Skoplaki und Palyvos [9] aufgestellt. Darin wird ersichtlich, dass bei den expliziten Beziehungen in der Regel die Umgebungstemperatur und z. T. auch die Windgeschwindigkeit mit der Zelltemperatur korreliert werden. Dieser Ansatz wäre für das vorgestellte Modell allerdings nicht zielführend, da diese witterungsbedingten Faktoren bereits als Teil der Randbedingungen in die Berechnungen eingehen. Deshalb muss auf eine implizite Beziehung zurückgegriffen werden, anhand welcher der Wirkungsgrad iterativ ermittelt wird. Eine solche Beziehung wurde von Evans und Florschuetz [10] entwickelt und ist in Gleichung (5) angegeben. Dort treten neben der Zelltemperatur lediglich modulspezifische Parameter auf, welche in der Regel von den Modulherstellern angegeben werden.

$$\eta_{SZ} = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_{SZ} - T_{ref})] \quad (5)$$

Hierin sind  $\eta_{ref}$  der Referenzwirkungsgrad,  $\beta_{ref}$  der Temperaturkoeffizient und  $T_{ref}$  die Referenztemperatur, bei welcher unter Standardtestbedingungen (engl.: Standard Test Conditions, STC) die Leistungskenngrößen des Moduls vom Hersteller aufgenommen wurden.

## 2.2 Anfangs- und Randbedingungen

Solarmodule sind äußeren Einflussfaktoren ausgesetzt, welche durch die vorherrschenden Wetterverhältnisse bestimmt werden. Diese Faktoren lassen sich als Anfangs- und Randbedingungen definieren, welche wiederum für die Lösung von Gleichung (1) benötigt werden.

Als Anfangsbedingung wird hier die zum Zeitpunkt  $t = 0$  (Start der Simulation) vorherrschende Umgebungstemperatur  $T_\infty$  verwendet und allen Schichten des Moduls zugewiesen (Gleichung (6)). Dies stellt zwar eine Vereinfachung dar, da der Anfangszeitpunkt der betrachteten Zeiträume in der Regel jedoch nachts liegt, also keine Sonneneinstrahlung das Modul erwärmt, kann davon ausgegangen werden, dass eine uniforme Temperaturverteilung über den Schichten des Moduls vorliegt.

$$T(x, 0) = T_\infty(0) \quad \text{für } 0 < x < L \quad (6)$$

Konvektiver Wärmeübergang (Index  $K$ ) und Wärmestrahlung (Index  $S$ ) werden im Modell über Randbedingungen auf der Ober- bzw. Unterseite (Indizes  $o$  bzw.  $u$ ) des Moduls eingebunden:

$$\lambda \frac{\partial}{\partial x} T(0, t) = \dot{q}_{K,o} + \dot{q}_{S,o} \quad \text{für } t > 0 \quad (7)$$

$$-\lambda \frac{\partial}{\partial x} T(L, t) = \dot{q}_{K,u} + \dot{q}_{S,u} \quad \text{für } t > 0 \quad (8)$$

Die Wärmeflüsse aus den Gleichungen (7) und (8) ergeben sich aus den Temperaturen an den Rändern des Rechengebietes sowie den vorherrschenden Umgebungsbedingungen und werden im Folgenden genauer erläutert.

### Konvektive Wärmeübertragung

Da Konvektion auf das thermische Verhalten von Solarmodulen einen wesentlichen Einfluss hat, muss eine geeignete Methode zur Bestimmung der auf den Oberflächen des Moduls vorherrschenden Wärmeübergangskoeffizienten gefunden werden.

Die Gleichungen (9) und (10) beschreiben die Wärmeflüsse durch Konvektion in den Gleichungen (7) und (8) mit  $\alpha$  als Wärmeübergangskoeffizienten.

$$\dot{q}_{K,o} = \alpha_o [T(0, t) - T_\infty(t)] \quad (9)$$

$$\dot{q}_{K,u} = \alpha_u [T(L, t) - T_\infty(t)] \quad (10)$$

Für die Bestimmung des Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha$  werden in der Literatur verschiedene Methoden vorgeschlagen, welche die freie Windgeschwindigkeit  $v_f$  anhand von Experimenten, Feldversuchen oder auch Simulationen mit dem Wärmeübergangskoeffizienten korrelieren. Diese Korrelationen berücksichtigen verschiedene Parameter und können nach Palyvos [11] in vier Kategorien eingeteilt werden: lineare Ansätze, Potenzansätze, Grenzschichtkorrelationen mittels Reynolds-, Prandtl- und Nusseltzahlen  $Re$ ,  $Pr$  und  $Nu$  sowie Korrelationen, in welche die überströmte Länge  $L_{\bar{u}}$  des Körpers eingehen. Die in den durchgeführten Simulationsstudien genutzten Korrelationen sind in Tabelle 1 aufgelistet.

**Tabelle 1: Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten**

Gleichung	Autor	Bemerkung
$Nu = \frac{0,037 \cdot Re^{0,8} Pr}{1 + 2,443 \cdot Re^{-0,1} (Pr^{(2/3)} - 1)}$ (11)	Eicker [12]	Nusseltkorrelation für ebene Platte mit turbulenter Grenzschicht
$\alpha = 5,74 \cdot v_f^{0,8} L_{\bar{u}}^{-0,2}$ (12)	Sartori [13]	Auf Grenzschichttheorie basierende Korrelation für überströmte Platten
$\alpha_{Luv} = 18,65 \cdot v_W^{0,605}$ $v_W = 0,25 \cdot v_f \text{ für } v_f > 2 \frac{m}{s}$ $v_W = 0,5 \frac{m}{s} \text{ für } v_f \leq 2 \frac{m}{s}$ $\alpha_{Lee} = 18,65 \cdot (0,3 + 0,05 \cdot v_f)^{0,605}$ (13)	ASHRAE [14]	Feldversuche an Fenstern im sechsten Stock eines Gebäudes für Luv- und Leeseite
$\alpha_{Luv} = 11,4 + 5,7 \cdot v_f$ (14) $\alpha_{Lee} = 5,7 \cdot v_f$	Cole und Sturrock [15]	Feldversuch an Außenflächen eines Gebäudes
$\alpha_{Luv} = 7,4 + 4 \cdot v_f$ (15) $\alpha_{Lee} = 4,2 + 3,5 \cdot v_f$	Palyvos [11]	Arithmetisches Mittel mehrerer linearer Korrelationen

Einige Autoren verwenden als konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten einen aus freier und erzwungener Konvektion ermittelten Wert, wobei sowohl Nusselt- als auch empirische Korrelationen zum Einsatz kommen [8], [16]. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass zumindest bei der Aufstellung der linearen und Potenzkorrelationen aus Tabelle 1 beide Konvektionsarten erfasst sind und deshalb ein resultierender Wärmeübergangskoeffizient unzulässig wäre. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Arbeit nicht zwischen freier und erzwungener Konvektion unterschieden.

### Wärmestrahlung

Wärmeübertragung durch Strahlung findet zwischen Solarmodul und Himmel sowie zwischen Solarmodul und Untergrund statt. Dabei ist der Neigungswinkel des Moduls zum Untergrund zu berücksichtigen, welcher über Formfaktoren in die Berechnung der Strahlungswärmeflüsse eingehen. Gleichung (16) und (17) beschreiben die in Gleichung (7) und (8) enthaltenen Wärmeflüsse durch Wärmestrahlung:

$$\dot{q}_{S,o} = \sigma \varepsilon_G F_{o,H} [T(0, t)^4 - T_H^4] + \sigma \varepsilon_G F_{o,U} [T(0, t)^4 - T_U^4] \tag{16}$$

$$\dot{q}_{S,u} = \sigma \varepsilon_{BS} F_{u,H} [T(L, t)^4 - T_H^4] + \sigma \varepsilon_{BS} F_{u,U} [T(L, t)^4 - T_U^4] \tag{17}$$

wobei  $\sigma$  die Stephan-Boltzmann-Konstante ist. Die Formfaktoren  $F$  beschreiben die Anteile der Wärmestrahlung, welche von der Oberseite und der Unterseite jeweils mit dem Himmel (Index  $H$ ) und dem Untergrund (Index  $U$ ) ausgetauscht werden. Sie ergeben sich nach [5] aus dem Neigungswinkel  $\gamma$  des Moduls zum Untergrund:

$$F_{o,H} = \frac{1}{2} (1 + \cos \gamma) \tag{18}$$

$$F_{o,U} = \frac{1}{2} (1 - \cos \gamma) \tag{19}$$

$$F_{u,H} = \frac{1}{2} [1 + \cos(\pi - \gamma)] \tag{20}$$

$$F_{u,U} = \frac{1}{2} [1 - \cos(\pi - \gamma)] \tag{21}$$

Für den Emissionsgrad von Solarglas wurde  $\varepsilon = 0,92$  gewählt [17]. Für das aus Polyamid bestehende Backsheet wird in [18]  $\varepsilon = 0,8$  angegeben. In Gleichung (16) und (17) wurde für die Temperatur des Untergrundes  $T_U$  die Annahme getroffen, dass diese mit der Umgebungstemperatur  $T_\infty$  übereinstimmt. Für die Temperatur des Himmels  $T_H$  werden in der Literatur verschiedene Korrelationen angegeben, wobei die einfachsten und hier verwendeten die Umgebungstemperatur als einzige Eingangsgröße nutzen. Sie sind in Tabelle 2 aufgeführt.

**Tabelle 2: Korrelationen zur Bestimmung der Temperatur des Himmels**

Gleichung	Autor	Versuchsstandort
$T_H = 0,0552 \cdot T_\infty^{1,5}$ (22)	Swinbank [19]	Australien
$T_H = T_\infty - 20$ (23)	Garg [20]	Australien
$T_H = T_\infty - 6$ (24)	Whillier [21]	U.S.A.
$T_H = 0,037536 \cdot T_\infty^{1,5} + 0,32 \cdot T_\infty$ (25)	Fuentes [22]	68 Standorte in den U.S.A.

### 3 Implementierung des Modells

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Lösungsmethode basiert auf dem impliziten Finiten-Differenzen-Verfahren (IFDV). Dabei wird das Rechengebiet  $\Omega$  in  $i = 1 \dots N$  Knoten aufgeteilt, für welche zu jedem Zeitpunkt  $j$  ein Temperaturprofil in vertikaler  $x$ -Richtung durch das Modul erstellt wird. Daraus ergibt sich die diskretisierte Form der Gleichung (1), worin  $Fo = \frac{\lambda \Delta t}{c_p \rho \Delta x^2}$  die Fourierzahl darstellt:

$$-Fo T_{i-1}^{j+1} + (1 + 2Fo) T_i^{j+1} - Fo T_{i+1}^{j+1} = T_i^j + Q(x, t) \tag{26}$$

Für die Übergangsknoten zwischen zwei Materialschichten A und B (z. B. zwischen Glas und EVA) ergibt sich aufgrund verschiedener Stoffeigenschaften die folgende Form mit gemittelten Stoffwerten (Index  $m$ ):



$$-\frac{\Delta t \lambda_A}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2} T_{i-1}^{j+1} + \left(1 + \frac{\Delta t (\lambda_A + \lambda_B)}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2}\right) T_i^{j+1} - \frac{\Delta t \lambda_B}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2} T_{i+1}^{j+1} = T_i^j \quad (27)$$

Für die Randbedingungen wurde eine Diskretisierung zweiter Ordnung gewählt. Daraus ergibt sich an der Oberseite für Gleichung (9) und (16) bei  $x = 0$ :

$$\begin{aligned} & \left(1 + Fo_G \left[2 + \frac{\Delta x}{\lambda_G} (\alpha_o + \alpha_{S,o,H} + \alpha_{S,o,U})\right]\right) T_1^{j+1} - 2Fo_G T_2^{j+1} \\ & = T_1^j + Fo_G \frac{\Delta x}{\lambda_G} (\alpha_o T_\infty + \alpha_{S,o,H} T_H + \alpha_{S,o,U} T_U) \end{aligned} \quad (28)$$

Für die Unterseite des Moduls unter Einbeziehung der Gleichungen (10) und (17) bei  $x = L$  gilt:

$$\begin{aligned} & -2Fo_{BS} T_{N-1}^{j+1} + \left(1 + Fo_{BS} \left[2 + \frac{\Delta x}{\lambda_{BS}} (\alpha_u + \alpha_{S,u,H} + \alpha_{S,u,U})\right]\right) T_N^{j+1} \\ & = T_N^j + Fo_{BS} \frac{\Delta x}{\lambda_{BS}} (\alpha_u T_\infty + \alpha_{S,u,H} T_H + \alpha_{S,u,U} T_U) \end{aligned} \quad (29)$$

Da in den Strahlungswärmeflüssen  $q_s$  die Temperatur der Oberfläche in vierter Potenz eingeht und somit eine Nichtlinearität darstellt, wurden die Strahlungswärmeübergangskoeffizienten  $\alpha_s$  mittels einer vereinfachten linearen Beziehung, wie sie z. B. auch Notton et al. [5] nutzten, bestimmt:

$$\alpha_s = \varepsilon \sigma F (T_a^2 + T_b^2) (T_a + T_b) \quad (30)$$

Die Strahlungswärmeflüsse können somit analog zu den konvektiven Wärmeflüssen ermittelt werden:

$$\dot{q}_s = \alpha_s (T_a - T_b) \quad (31)$$

Das aus den Gleichungen (26) - (29) resultierende Gleichungssystem kann in Matrixform überführt und anschließend effizient mit einem standardmäßig in Matlab implementierten und auf der Cholesky-Faktorisierung basierenden Algorithmus gelöst werden. Der resultierende Lösungsvektor enthält die Temperaturen zum Zeitpunkt  $j + 1$  für alle Knoten  $i = 1 \dots N$  im Rechengebiet.

Im Unterschied zu einem expliziten Verfahren, wie es z. B. von Jones und Underwood [4] für ein PV-Modul verwendet wurde, haben implizite Verfahren den wesentlichen Vorteil, dass sie kein Stabilitätskriterium ( $Fo < 0,5$ ) erfüllen müssen. Da in die Fourierzahl  $Fo$  die Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$  eingeht, müssten bei expliziten Verfahren sehr kleine Zeitschritte für gut wärmeleitende Stoffe wie das in den Solarzellen verwendete Silizium gewählt werden, damit numerische Stabilität gewährleistet ist. Dieser Nachteil besteht bei impliziten Verfahren nicht, was bedeutet, dass wesentlich weniger Zeitschritte und entsprechend weniger Simulationszeit für die Lösung des Gleichungssystems benötigt werden.

## 4 Validierung und Ergebnisse

### Validierung der Lösungsmethode anhand eines einfachen Testfalls

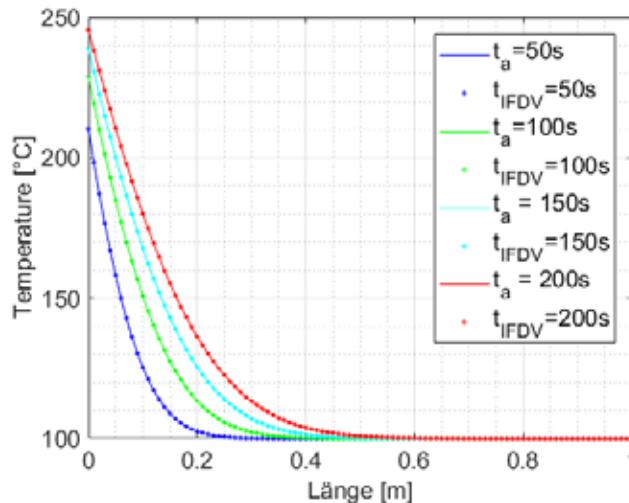
Zur Validierung des numerischen Modells wurde für den einfachen Testfall des halbbunendlichen Stabes die numerische mit der analytischen Lösung verglichen. Dieser Stab hat zum Startzeitpunkt die Temperatur  $100^\circ\text{C}$  und wird konvektiv an einem Ende über einen Zeitraum von 200 s erwärmt. Die Umgebungstemperatur beträgt  $300^\circ\text{C}$  bei einem Wärmeübergangskoeffizienten von  $2000 \text{ W/m}^2$ . Als Stoffwerte wurden die Eigenschaften von Solarzellen aus Tabelle 3 verwendet. Der Zeitschritt  $\Delta t$  betrug 0,1 s und die Gitterweite  $\Delta x$  wurde auf 0,01 m festgelegt. Wie in Abbildung 2 zu erkennen stimmen die simulierten Verläufe sehr gut mit der analytischen Lösung überein. Der mittlere absolute Fehler (engl.: Mean Absolute Error, MAE), berechnet nach

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{Y}_i - Y_i| \quad (32)$$

mit  $n$  als Anzahl der Vorhersagewerte,  $\hat{Y}_i$  als simulierter Wert und  $Y_i$  als Vorhersagewert, beträgt lediglich 0,0083 K. Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl.: Root Mean Square Error, RMSE),

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2}{n}} \tag{33}$$

ist mit 0,02 K ebenfalls sehr gering. Daraus lässt sich folgern, dass die verwendete Lösungsmethode zur Abbildung der Wärmetransportprozesse innerhalb des Moduls hinreichend genau und das IFDV somit validiert ist.



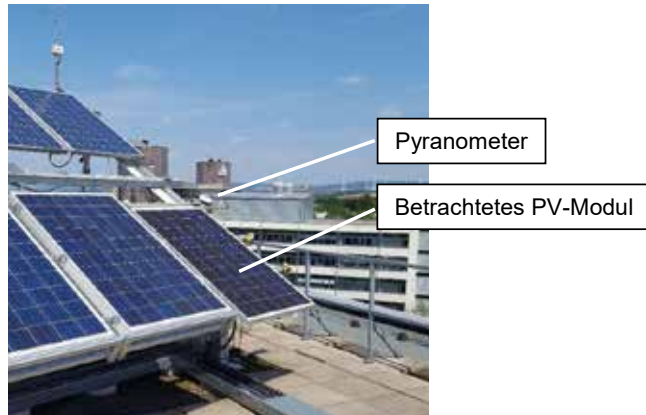
**Abbildung 2: Validierung des numerischen Verfahrens anhand einer analytischen Lösung für den halbunendlichen Stab: räumlicher Temperaturverlauf für die analytische Lösung (Index a) und die IFDV-Lösung (Index IFDV) zu unterschiedlichen Zeitpunkten**

**Messaufbau**

Zur Beurteilung der für die Randbedingungen gewählten Korrelationen wurden Messdaten verwendet, welche vom PV-Labor auf dem Dach der Universität Paderborn (Abbildung 3) unter Außenbedingungen aufgenommen wurden. Dabei kam ein Modul vom Hersteller Sunset Energietechnik GmbH des Modells Px230/60 zum Einsatz. Dieses wurde unter Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions (STC):  $G = 1000 \frac{W}{m^2}$ ;  $T_{ref} = 25^{\circ}C$ ) geflasht und weist einen Wirkungsgrad von  $\eta_{ref} = 14,3\%$ , sowie einen Temperaturkoeffizienten von  $\beta = -0,325 \frac{\%}{K}$  auf. Das Modul wurde im Winkel von  $\gamma = 30^{\circ}$  zur Oberfläche aufgestellt. Die Stoffwerte für die einzelnen Modulschichten sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

**Tabelle 3: Materialeigenschaften des verwendeten PV-Moduls**

Schicht	Dicke $s$ [mm]	Wärmeleitfähigkeit $\lambda$ [W/m K]	Wärmekapazität $c_p$ [J/kg K]	Dichte $\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]
Glas	4	1,8	500	3000
EVA1	0,45	0,35	2090	960
Solarzelle, polykristallin	0,2	148	677	2330
EVA2	0,45	0,35	2090	960
Backsheet (Polyamid)	0,35	0,2	1700	1140



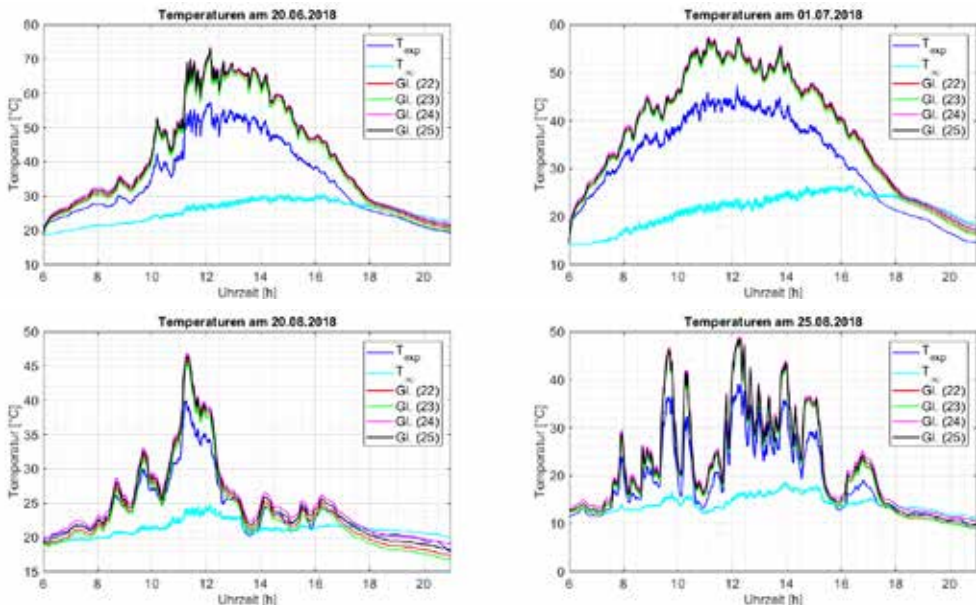
**Abbildung 3: Versuchsträger des PV-Labors der Universität Paderborn**

Die ausgewerteten Messdaten umfassen die Windgeschwindigkeit und -richtung, die Einstrahlung auf Modulebene, die generierte elektrische Leistung, Temperaturen auf der Unterseite des Moduls an vier Messstellen sowie die Umgebungstemperatur.

#### Testfall A – Verwendung der gemessenen elektrischen Leistung im Quellterm $Q(x_{SZ}, t)$

Zunächst sollte die Güte der Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten sowie der Temperatur des Himmels geprüft werden. Dazu wurde die gemessene Leistung  $P_{PV}$  direkt im Quellterm  $Q(x_{SZ}, t)$  (Gleichung (4)) verwendet und somit im Modell explizit vorgegeben.

Zunächst wurde die Korrelation zur Bestimmung der Himmelstemperatur überprüft. Dazu wurden die in Tabelle 2 aufgeführten Gleichungen für vier verschiedene Tage im Sommer 2018 angewandt. Diese Tage wurden so ausgewählt, dass verschiedene Wetterlagen möglichst gut berücksichtigt wurden. Deshalb wurden zwei wechselhafte Tage (20.06. und 25.08.), ein klarer Tag (01.07.) sowie ein bedeckter Tag (20.08.) betrachtet. Als Korrelation für den konvektiven Wärmeübergang wurde zunächst die Beziehung nach Palyvos, Gleichung (15), verwendet.



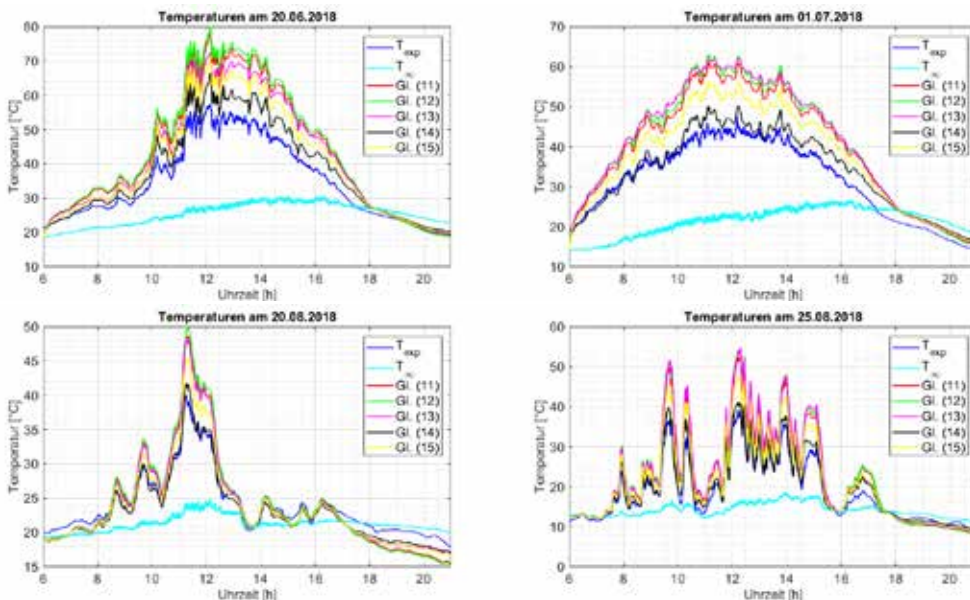
**Abbildung 4: Variation der Korrelation zur Bestimmung der Himmelstemperatur**

**Tabelle 4: Übersicht der Abweichungen von den Messdaten für verschiedene Korrelationen zur Bestimmung der Himmelstemperatur**

Tag		Gl. (22)	Gl. (23)	Gl. (24)	Gl. (25)
20.06.2018 (heiter)	MAE [K]	6,35	5,62	7,33	6,90
	RMSE [K]	7,75	7,11	8,51	8,18
01.07.2018 (klar)	MAE [K]	6,04	5,64	6,91	6,48
	RMSE [K]	6,77	6,40	7,52	7,16
20.08.2018 (bedeckt)	MAE [K]	4,30	3,70	5,17	4,78
	RMSE [K]	5,09	4,44	5,87	5,53
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE [K]	2,83	2,74	3,79	3,21
	RMSE [K]	3,78	3,67	4,62	4,14
Durchschnitt	MAE [K]	4,88	4,43	5,80	5,34
	RMSE [K]	5,85	5,41	6,63	6,25

Wie in Abbildung 4 und Tabelle 4 zu erkennen, weichen die Simulationsergebnisse im Schnitt vier bis sechs Kelvin von den Temperaturmesswerten  $T_{exp}$  ab. Auffällig ist dabei, dass der prinzipielle Verlauf der simulierten Temperaturen gut zu den Messdaten passt, allerdings stets um eine gewisse Temperaturdifferenz versetzt. Von den untersuchten Himmelstemperatur-Modellen weist Gleichung (23) die geringsten Abweichungen auf und wurde deshalb für die nachfolgenden Simulationen verwendet.

Im nächsten Schritt wurden die Korrelationen für den konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten variiert. Dazu wurden die Gleichungen aus Tabelle 1 verwendet. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 5 und Tabelle 5 zusammengestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass die prinzipiellen Verläufe gut abgebildet werden, jedoch ein Off-Set vorliegt. Als Korrelation mit der geringsten Abweichung von den Messwerten stellte sich die von Cole und Sturrock [15] aufgestellte Gleichung (14) heraus. Diese weist im Durchschnitt aller simulierter Tage eine Abweichung von lediglich 1,99 K für den MEA und 2,42 K für den RMSE. Gerade an bedeckten Tagen konnten mit dieser Korrelation gute Ergebnisse erzielt werden.



**Abbildung 5: Variation der Korrelation zur Bestimmung konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten**

**Tabelle 5: Übersicht der Abweichungen von den Messdaten für verschiedene Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten**

Tag		Gl. (11)	Gl. (12)	Gl. (13)	Gl. (14)	Gl. (15)
20.06.2018 (heiter)	MAE [K]	8,31	9,15	6,85	3,29	5,62
	RMSE [K]	10,59	11,62	8,70	4,07	7,11
01.07.2018 (klar)	MAE [K]	8,01	9,01	9,37	2,52	5,64
	RMSE [K]	9,23	10,44	10,79	2,89	6,40
20.08.2018 (bedeckt)	MAE [K]	1,94	2,15	1,70	0,98	1,33
	RMSE [K]	2,64	2,98	2,38	1,11	1,70
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE [K]	4,12	4,65	4,43	1,16	2,74
	RMSE [K]	5,45	6,15	6,05	1,63	3,67
Durchschnitt	MAE [K]	5,59	6,24	5,58	1,99	3,83
	RMSE [K]	6,98	7,80	6,98	2,42	4,72

### Testfall B – Berechnung der elektrischen Leistung anhand des Zellwirkungsgrades

Nachdem durch die Einbindung von Gleichung (14) und (23) in die Randbedingungen eine gute Annäherung an die Messwerte erreicht werden konnte, wurden diese Korrelationen nun genutzt, um die generierte elektrische Leistung zu berechnen. Hierzu wurde für den Quellterm  $Q_{SZ}$  die elektrische Leistung durch den Ausdruck  $\eta_{SZ} \cdot G$  ersetzt. Da der Wirkungsgrad nach Gleichung (5) von der Zelltemperatur abhängig ist, jedoch die abgeführte Leistung wiederum die Energiebilanz der Zelle beeinflusst, muss  $\eta_{SZ}$  iterativ gefunden werden.

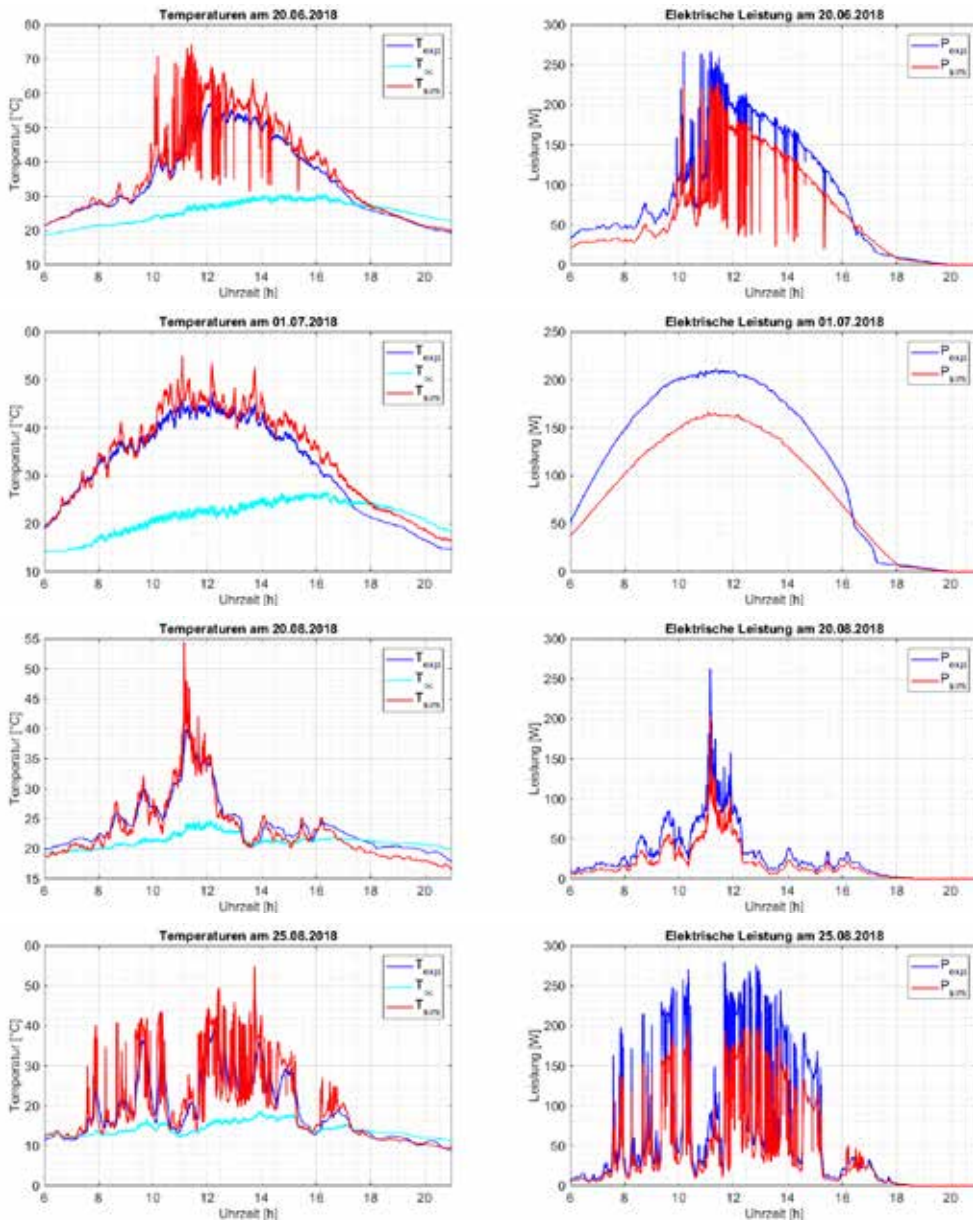


Abbildung 6: Simulierte und gemessene Temperatur- und Leistungsverläufe für vier Tage im Sommer 2018

**Tabelle 6: Abweichung der simulierten von der gemessenen Temperatur und elektrischen Leistung**

Tag		Temperatur [K]	Elektrische Leistung [W]
20.06.2018 (heiter)	MAE	3,52	15,68
	RMSE	5,33	18,76
01.07.2018 (klar)	MAE	2,23	30,01
	RMSE	2,62	35,82
20.08.2018 (bedeckt)	MAE	1,31	9,75
	RMSE	1,53	14,11
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE	3,00	17,10
	RMSE	4,76	26,59
Durchschnitt	MAE	2,36	18,86
	RMSE	3,42	24,77

Die Ergebnisse der Simulationen mit Berechnung der generierten elektrischen Leistung sind in Abbildung 6 und Tabelle 6 dargestellt. Wie zu erkennen ist, beeinflusst der augenblickliche Wirkungsgrad den Temperaturverlauf sehr stark, was sich vor allem durch eine sehr viel höhere Fluktuation der Modultemperaturen äußert. Weitere Untersuchungen sind notwendig, um zu prüfen, ob diese Fluktuationen im realen Betrieb ebenfalls so eintreten, aber nicht von der Messtechnik erfasst werden oder ob sie im Modell begründet liegen.

Alles in allem konnten gute Übereinstimmungen zwischen Messungen und Simulation erzielt werden. Für die Temperaturwerte wurde im Durchschnitt der betrachteten Tage ein MAE von 2,36 K und ein RMSE von 3,42 K ermittelt. Die Abweichungen der elektrischen Leistung liegen für den MAE bei 18,86 W und für den RMSE bei 24,77 W. Bezogen auf die STC-Leistung von 230 W betragen die relativen Fehler 8% bzw. 11%.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein numerisches Verfahren zur Bestimmung des thermischen Verhaltens von Solarmodulen basierend auf der impliziten Finiten-Differenzen-Methode entwickelt. Dieses Verfahren wurde zunächst anhand der analytischen Lösung für einen konvektiv erwärmten, eindimensionalen Stab validiert. Im nächsten Schritt wurden Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven sowie des Strahlungswärmeübergangs von Modul zur Umwelt getestet und mit Messwerten für vier Tage im Sommer 2018 vom Standort Paderborn verglichen. Dabei konnten unter Einbindung der gemessenen elektrischen Leistung in das Modell mit den Gleichungen (14) und (23) zwei Korrelationen gefunden werden, welche eine gute Annäherung an die gemessenen Temperaturwerte brachten. Unter Verwendung dieser Korrelationen wurde anschließend der Wirkungsgrad mittels Gleichung (5) iterativ bestimmt und die entsprechende Leistung für die betrachteten Tage ermittelt. Auch hier konnten hinreichend genaue Simulationsergebnisse erzielt werden. Die Effizienz des entwickelten Verfahrens lässt sich u. a. an der Simulationszeit festmachen, die im Bereich von lediglich 40 bis 50 s pro simuliertem Tagesverlauf liegt.

Zukünftige Arbeiten beinhalten die Kopplung des thermischen Modells mit einem Alterungsmodell, welches von Weber et al. [7] ebenfalls im Rahmen des Projektes „SoLiFE“ entwickelt wurde. Weiterhin ist die Einbindung von empirischen Modellen für die Vorhersage der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur anhand von astronomischen und geografischen Kenngrößen geplant, um so messwertunabhängigere Vorhersagen über die Generierung elektrischer Leistung an potenziellen Standorten für neue Solaranlagen treffen zu können.

## 6 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) für die Förderung des Projektes „SoLifE: Erhöhung des Wirkungsgrades und der Lebensdauer von Photovoltaikmodulen durch die Integration von polymergebundenen Phasenwechselmaterialien“ (FKZ: 0324084A).

## 7 Literaturverzeichnis

### 8

- [1] International Energy Agency, "Renewables 2018 - Executive Report" IEA Publications, 2018.
- [2] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance" *Renewable Energy*, vol. 31, p. 553–567, 2006.
- [3] Z. H. Lu and Q. Yao, "Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers" *Solar Energy*, vol. 81, p. 636–647, 2007.
- [4] A. D. Jones and C. P. Underwood, "A Thermal Model for Photovoltaic Systems" *Solar Energy*, vol. 70, pp. 349–359, 2001.
- [5] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei and P. Poggi, "Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences" *Applied Thermal Engineering*, vol. 25, p. 2854–2877, 2005.
- [6] A. Tofighi, "Performance Evaluation of PV Module by Dynamic Thermal Model" *Journal of Power Technologies*, vol. 93, no. 2, p. 111–121, 2013.
- [7] D. Weber, M. Jani, M. Grabo, O. Wallscheid, J. Böcker, T. Klaus and S. Krauter, "7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion" in *Lifetime Extension of Photovoltaic Modules by Influencing the Module Temperature Using Phase Change Material*, Waikoloa, 2018.
- [8] M. Hammami, S. Torretti, F. Grimaccia and G. Grandi, "Thermal and Performance Analysis of a Photovoltaic Module with an Integrated Energy Storage System" *Applied Sciences*, vol. 7, no. 1107, 2017.
- [9] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations" *Solar Energy*, vol. 83, pp. 614–624, 2009.
- [10] D. L. Evans and L. W. Florschuetz, "Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration" *Solar Energy*, vol. 19, pp. 255–262, 1977.
- [11] J. A. Palyvos, "A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling" *Applied Thermal Engineering*, vol. 28, p. 801–808, 2008.
- [12] U. Eicker, *Solar Technologies for Buildings*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2003.
- [13] E. Sartori, "Convection coefficient equations for forced air flow over flat surfaces" *Solar Energy*, vol. 80, p. 1063–1071, 2006.
- [14] ASHRAE Task Group, "Procedure for determining heating and cooling loads for computerizing energy calculations" in *Algorithms for building heat transfer subroutines*, New York, ASHRAE, 1975, p. 76–78.
- [15] R. J. Cole and N. S. Sturrock, "The Convective Heat Exchange at the External Surface of Buildings" *Building and Environment*, vol. 12, pp. 207–214, 1977.
- [16] S. Armstrong and W. G. Hurley, "A thermal model for photovoltaic panels under varying



atmospheric conditions" *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, pp. 1488-1495, 2010.

- [17] KLEIBER Infrared GmbH, „KLEIBER Infrared: Emissionsgradtabelle“ [Online]. Available: <https://www.kleiberinfrared.com/index.php/de/amanwendungen/emissionsgrade.html>. [Zugriff am 06 12 2018].
- [18] S. Krauter, Betriebsmodell der optischen, thermischen und elektrischen Parametern von photovoltaischen Modulen, Berlin: Dissertationsverlag, 1993.
- [19] W. C. Swinbank, "Long-wave radiation from clear skies" *Quarterly Journal of Royal Meteorological Society*, vol. 89, no. 381, 1963.
- [20] H. P. Garg, Treatise on Solar Energy: Fundamental of Solar Energy, Chichester: John Wiley & Sons, 1982.
- [21] A. Whillier, Design factors influencing solar collectors in low temperature engineering applications of solar energy, New York: ASHRAE, 1967.
- [22] M. K. Fuentes, "A simplified thermal model for flat plate photovoltaic arrays" Sandia National Labs, Albuquerque, 1987.

## PV-FeldLab – Feldlabor für Vorort-Leistungsbestimmungen und Alterungsidentifikation von Photovoltaikgeneratoren

**S. Schneider, B. Hüttl, L. Gerstenberg\*, V. Wesselak\*, S. Voswinckel\*, A. Schulze\***

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

\* Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,  
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen, Deutschland

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

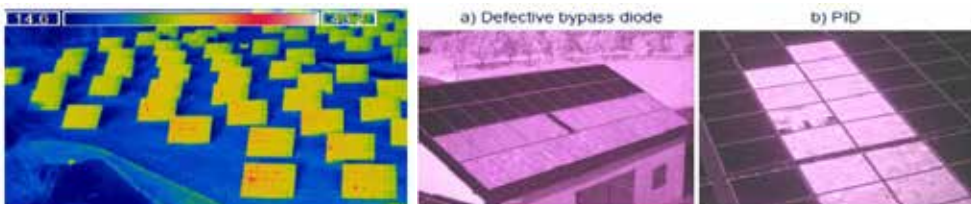
### Abstract

Ziel des Projektes ist es, ein Verfahren für elektrische Vorort-Leistungsanalysen von Photovoltaik (PV)-Anlagen zu entwickeln. Dazu werden die elektrischen Parameter von PV-Strings lokal und global mit Hilfe eines neuen Feldlaboransatzes mit Indoor-Laborgenaugigkeit vermessen. Das neue Messverfahren ist normgerecht und wird helfen, die Standardisierung von Feldmessungen weiterzuentwickeln. Im Projekt werden bekannte Messmethoden der Photovoltaik, (IR- Thermografie, I-U-String-Messung, digitale Datenverarbeitung mittels Selbstreferenzierung) zu einem innovativen Gesamtkonzept synthetisch zusammengeführt. Die Entwicklung des Messverfahrens wird an speziell gealterten PV-Anlagen marktbestimmender Technologien (c-Si-, CdTe-, CIGS-Muster-PV-Anlagen) vorangetrieben. So wird das Verfahren auf Erkennung spezifischer Degradationsszenarien und marginaler quantitativer Parameterveränderungen trainiert und geschärft.

### 1. Stand der Wissenschaft & Technik

Technische Betriebsüberwachungskonzepte von PV-Anlagen kommen zunehmend zur Anwendung, um teils signifikante globale oder lokale elektrische Leistungsverluste [z.B. Kön16] von PV-Modulen und Strings aufzudecken und wirtschaftliche Schäden zu minimieren. Elektrische Vorort-Analysen von PV-Anlagen stellen eine notwendige „just in time“ Methode dar, um die Fehler vor Ort zu lokalisieren, spezifizieren und bestenfalls zu quantifizieren. So können frühzeitig technisch, ökonomisch und auch versicherungstechnisch notwendige Gegenmaßnahmen ergriffen werden [Pir16].

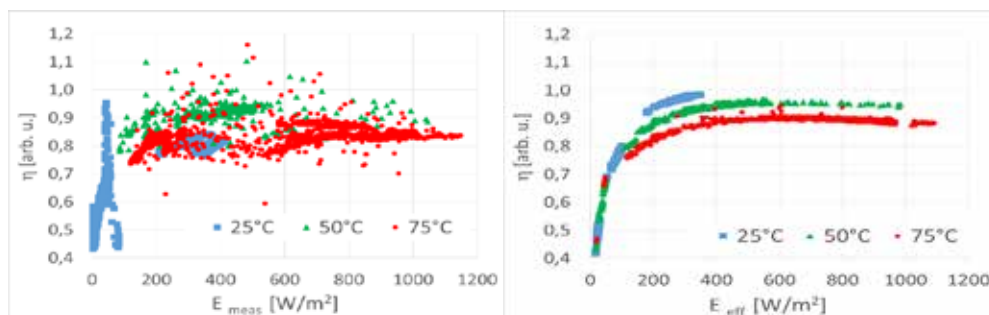
Die Lokalisierung von Fehlern großer PV-Anlagen gelingt bereits erfolgreich mit bildgebenden Analysen der IR-Thermografie bzw. Elektrolumineszenz (EL) [Bue16, Rou16, Mer16], vgl. Abb.1. Derzeit werden solche bildgebenden Analyseverfahren intensiv erforscht, um sie zukünftig fehlerfrei, standardisiert und



**Abb. 1: Lokalisierung defekter PV-Module: links mit IR-Thermografie [Bue16] und rechts mit EL [Mer16]**

streng korreliert zu elektrisch nachweisbaren Verlusten in der Praxis umzusetzen [Jae16]. Die genaue Quantifizierung der elektrischen Verluste ist nicht mit bildgebenden Methoden, aber mit elektrischen I-U-Messungen möglich. Diese können grundsätzlich im Feld vorgenommen werden [Spa15, Ben03]. Allerdings gibt es einige physikalische Gründe (z.B. spektrale Variationen der Solarstrahlung, Maxwell-Gesetz für die winkelabhängige Reflexion optischer Strahlung, Temperaturabhängigkeit der elektrischen Prozesse im Halbleiter), welche präzise I-U-Charakterisierungen unter Feldbedingungen erschweren. Daher werden exakte Messungen bisher fast ausschließlich unter standardisierten Labor- bzw. Indoor-Bedingungen (STC) durchgeführt [IEC 60904].

Seit 2011 werden normative Verfahren zur Leistungs- und Ertragsbestimmung auf Basis von elektrischen Feldmessungen [IEC 61853] entwickelt. Die Arbeiten zur Standardisierung sind nicht abgeschlossen. Neue Konzepte, z.B. [His16], extrapolieren unter „Clear Sky“ bzw. „Partly Sunny Days“ Bedingungen gemessene elektrische I-U-Parameter auf einen weiten Bereich meteorologischer Bedingungen (Bestrahlungsstärke und Temperatur) der IEC 61853. Solche Ansätze fußen auf elektrisch linearem Verhalten der PV-Module, was insbesondere im Schwachlichtbereich zu größeren Fehlern führt. Das digitale Berechnungsverfahren „Selbstreferenzierungsalgorithmus“ (SRA) bedarf dieser Annahme nicht. Zudem werden sämtliche elektrischen Werte im gesamten Bereich der angebotenen meteorologischen Bedingungen durch Referenzierung der Temperatur auf Leerlaufspannung und der Bestrahlungsstärke auf Kurzschlussstrom bestimmbar [Hue19, Kai15]. Die Vorzüge des SRA werden z.B. für die Bestimmung des Wirkungsgrades eines PV-Moduls bei variabler Bestrahlungsstärke und Temperatur in Abb. 2 sichtbar. Auf der linken Seite sind die gemessenen Wirkungsgrade (parametrisch für drei Temperaturen) zu sehen, welche systematisch und statistisch durch meteorologische und physikalische Einflüsse gestört sind. Auf der rechten Seite hingegen sieht man die SRA-korrigierten Schwachlichtkurven, welche nun für genaue Analysen geeignet sind. Das SRA-Verfahren liefert für alle verfügbaren meteorologischen Bedingungen Aufschluss über die elektrischen I-U-Parameter, mehr als von der IEC 61853 bisher gefordert. Das SRA-Verfahren ist bisher nur auf einzelne Module angewendet worden, für verlässliche IU-Analysen von String-Konfigurationen besteht noch grundlegender Entwicklungsbedarf.



**Abb. 2: Gemessene (links) und SRA-korrigierte (rechts) Schwachlichtkurven des Wirkungsgrades eines PV-Moduls für drei verschiedene Temperaturen (25±2.5°C; 50±2.5°C and 75±2.5°C), SRA [Got17]**

Generell benötigen I-U-Feldmessungen exakte Kalibrierungen des Kurzschlussstromes auf die Bestrahlungsstärke. Werden die Winkelabhängigkeit der Reflexion, die spektrale Empfindlichkeit und die Nichtlinearität des elektrischen Verhaltens der PV-Module experimentell erfasst und modelliert, so sind Feld-Kalibrierungen mit Vergleichszellen oder Modulen mit Indoor-Laborgenaugigkeit möglich [Fey16, Wac16]. Die Belastbarkeit dieses neuen Feld-Kalibrierkonzepts muss wissenschaftlich noch eingehend untersucht werden, bevor es als standardisiertes Verfahren gelten kann.

Derzeit wird ein rasch wachsender Marktanteil von Dünnschichttechnologien für PV-Generatoren beobachtet. In den letzten zwei Jahren entwickeln sich die Wirkungsgrade der Dünnschicht-PV-Technologien basierend auf CdTe und CIGS besonders rasant, [Wei16, Pal16]. Die Herstellung von Dünnschichtmodulen ist stark automatisiert, der erforderliche Maschinenbau stützt sich auf Erfahrungen, welche in Deutschland ausgeprägt sind. Solchen Fertigungslinien bedürfen ingenieurstechnischer Kompetenzen und weniger manueller Arbeitsverrichtungen, so dass sich Fertigungslinien in sogenannten „Hochlohnländern“ zunehmend rechnen. Zudem benötigt die Dünnschichtmodulfabrikation einen erheblich geringeren Energieaufwand als die von Siliziummodulen. Es folgen daraus reduzierte „CO<sub>2</sub>-Fußabdrücke“ der Dünnschichttechnologien: Während für die Erzeugung einer kWh Solarenergie durch Siliziumtechnologie ca. 58 g CO<sub>2</sub> entstehen, produzieren die Dünnschichttechnologien nur 15 g. Bis zum Jahr 2050 werden sich die „Fußabdrücke“ wegen Effizienzsteigerungen der Herstellungsverfahren für alle PV-Materialien in etwa dritteln. Zum Vergleich: Die Erzeugung einer kWh mit konventionellen Brennstoffen generiert 900 g CO<sub>2</sub> [Wei16].

Die Markteinführung neuer PV-Technologien muss durch Alterungstests unter realen und beschleunigten Bedingungen abgesichert werden, um dramatische Ausfälle in der Applikation zu

vermeiden [z.B. Str13]. Beschleunige bzw. inszenierte Alterungstests, wie Potenzial-Induzierte Degradation (PID) [z.B. Luo17, Fok15] oder thermisch induzierter Stress [z.B. Bei16] werden experimentell entwickelt und modelliert.

PID ist ein Phänomen, welches zu einer gravierenden (ggf. reversiblen) Schädigung von PV-Modulen führen kann. PID wurde zuerst an monokristallinen Si-Modulen als vollständig reversibler Prozess beobachtet [Del05]. Im Gegensatz dazu tritt sie bei Superstrat- Dünnschichtmodulen, z.B. bei CdTe und a-Si, als irreversibler Prozess auf und wird dort häufig als TCO-Korrosion bezeichnet. Es wird davon ausgegangen, dass positiv geladene Na-Ionen aus dem Frontglas in die TCO-Schicht diffundieren und dort mit ebenfalls eindiffundiertem Wasser reagieren. Frühere Untersuchungen zeigen, dass besonders ein negatives Potential der Modulanschlüsse gegen Erde dazu führen kann, dass die positiven Na-Ionen im Deckglas zu der Halbleiterschicht gezogen werden. Die dadurch hervorgerufene irreversible Degradation beginnt am Modulrand oder unzulänglich versiegelten Modulanschlussdosen [Gos10, Jan03, Ost03, Vos13]. Obwohl TCO-Korrosion zu den optisch sichtbaren Degradationserscheinungen gezählt werden kann, tritt eine irreversible nicht sichtbare Schädigung bereits vor der optischen Wirkung ein.

Für CIGS (Substrat Bauweise) sind nur wenige Publikationen zu PID bekannt. Ergebnisse an Zellen wurden vom Angström-Center in Uppsala publiziert [Fjä13]. Die Effizienz von CIGS-Zellen kann durch PID auf „Null“ reduziert werden. Allerdings ist die Schädigung reversibel. Weiterhin wird aufgezeigt, dass Na-freie Glassubstrate zu PID-immunen Schichten führen. Allerdings konnte nicht zweifelsfrei geklärt werden, ob eine Ausdiffusion von Na oder eher feldinduzierte Effekte (Polarisation) für die Schädigung verantwortlich sind. PID bei CIGS führt zudem zu keiner optischen Schädigung.

Es sind verschiedene Maßnahmen insbesondere auf der systemtechnischen Ebene publiziert worden (z.B. Erdung des negativen Pols), um die PID-Resistenz zu erhöhen. Allerdings sind selbst für Si die chemischen oder physikalischen Mechanismen noch nicht vollständig verstanden, was durch jüngste Veröffentlichungen zu Schädigungen auch bei positivem Potential belegt wird [Vos13, Zhe11].

PID kann bei nahezu allen Modultechnologien beobachtet werden [Luo17]. Die Mechanismen sind für alle Technologien noch nicht vollständig verstanden. Allen Technologien ist jedoch gemein, dass Natrium eine entscheidende Rolle spielt. PID wird hauptsächlich unter Laborbedingungen mit beschleunigten Alterungstests provoziert. Unter realen Bedingungen laufen die Degradationsprozesse und damit der Leistungsverlust sehr langsam ab. Gerade im Anfangsstadium können die Leistungsverluste daher als Messunsicherheiten fehlinterpretiert und von anderen Alterungserscheinungen überlagert werden. Systematische Untersuchungen zum Degradationsverhalten unter Feldbedingungen liegen nicht vor.

## 2. Projektziele

Ein Feldlabor zur „instantanen“ lokalen und globalen Vorort-Leistungsanalyse von PV-Anlagen gibt es bisher nicht, trotz des zunehmenden Drucks, die Stromerzeugung versorgungssicher und bezahlbar zu gestalten. Mit der Umsetzung unseres neuen Konzepts sind sofortige Reaktionen auf Leistungseinbußen möglich. Es werden die Fehler nicht mehr nur lokalisiert, sondern auch identifiziert und in der „Schwere“ quantifiziert. Für die global aufzusetzende Leistungsbestimmung der PV-Anlage wird eine neue streng korrelierte und standardisierte Zusammenführung bildgebender und elektrischer Messverfahren vollzogen, um eine verlässliche Kartierung bzw. Kategorisierung der gesamten PV-Anlage zu erzeugen. Es werden vielfältige Untersuchungen zur Absicherung verlässlicher Korrelationen zwischen IR-Thermografie und elektrischer Befunde durchgeführt. Daraus wird eine Graduierung des gesamten PV-Generators in Leistungsklassen vorgenommen. Die Messung und Verarbeitung großer Mengen von I-U-Charakteristika wird möglich. Die lokale Leistungsbestimmung von PV-Strings wird um vier Aspekte bezüglich des aktuellen Standes der Technik substantiell verbessert:

1. Der Aufwand des Abbaus einzelner Module aus dem PV-Generator für Vermessungen im Indoor-Labor entfällt und damit entfallen auch zeitraubende Abschaltungen ganzer Teile der PV-Anlage und zusätzliche Ertragsverluste.
2. Die Feldmessungen schließen feldgegebene Veränderungen des elektrischen Leistungsverhaltens von PV-Modulen und -Strings („Light-Soaking“ bzw. „Light-Induced Degradation“, [Gos11]) mit ein. Somit werden erstmalig tatsächlich vorliegende Leistungen in der Applikation gemessen.
3. Die I-U-Kennlinien werden ohne Einschränkung für alle meteorologisch verfügbaren Bedingungen durch SRA-Korrektur bestimmbar.

4. Mittels SRA werden zusätzlich temperatur-parametrierte Schwachlichtkurven sämtlicher meteorologischer Bedingungen erzeugt.

### 3. Methodik und Konzept

Das Konzept des PV-FeldLab sieht eine vollumfängliche Erfassung der meteorologischen Bedingungen, sowie der elektrischen Kenndaten eines PV-Strings vor (vgl. Abb. 3).

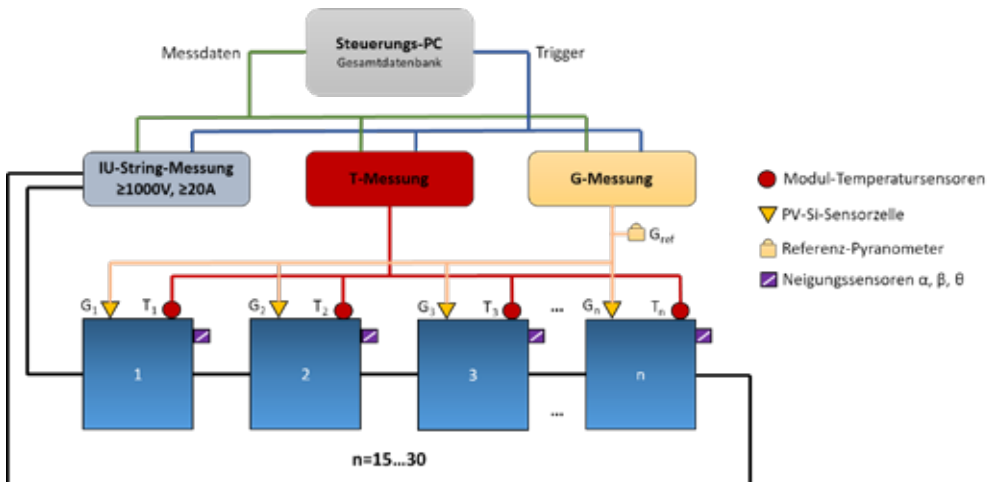


Abb. 3: Konzept PV-FeldLab

Eine zentrale Steuereinheit triggert die Messungen und erfasst die Daten. Simultan zur Messung der elektrischen Parameter und Kennlinie des PV-Strings werden dabei die Einstrahlung, Temperatur und Ausrichtung der einzelnen Module im String erfasst. Um meteorologische Unsicherheiten am PV-Generator zu eliminieren, wird eine erweiterte SRA-Methode auf Basis der Feldmodulmesstechnik verwendet. Durch die im Vorfeld zur Messung mit einer drohnenbasierten Inspektion durch IR-Thermografie Ermittlung der lokalen Leistungsverhältnisse kann dann die Gesamtleistung der PV-Anlage mittels Kartierung und Messungen bestimmt werden, sowie eine Korrelation zwischen Bild- und I-U-Informationen hergestellt werden. Durch vielfältig bestätigte Zusammenhänge zwischen optischen und elektrischen Analysen sollen belastbare Leistungsklassen-Kartierungen von PV-Generatoren ermöglicht werden.

Zur Überprüfung und Sicherung der Exaktheit der Feldmessungen im Projekt, werden stets messtechnische Quer- und Rundvergleiche im Indoor-Labor vorgenommen, insbesondere unter Standardbedingungen (STC). Feld-I-U-Messungen benötigen darüber hinaus, analog wie Indoor-Labormessungen, Kalibrierungen auf den Kurzschlussstrom [Fey16, Wac16]. Dieses Konzept wird erstmalig auf PV-Strings übertragen, wobei die Inhomogenitäten, verursacht durch räumliche Verteilung von Einstrahlung, Temperatur und Winkel, mit einbezogen werden müssen.

I-U- und Schwachlichtcharakteristiken sind zudem mit einem Satz elektrischer Parameter (z.B. Füllfaktor, Serienwiderstand und Parallelwiderstand) modellierbar. Genaue Analysen dieser Parameter eröffnen Wege zur Identifikation von Degradationsszenarien [Luo 17, Fok15, Bei16]. Diese Methode wird auch Anwendung bei der Bewertung von Stresstests finden. Stresstesttechniken können vielfältig und kombiniert aufgebaut werden. Im Rahmen des Projekts werden durch Hochspannungsapplikation an einzelnen Modulen [Fok15] oder Strings PID bzw. durch Nutzung von Klimakammern oder Temperungen im Feld [Kai15] thermisch-induzierte Degradationen forciert. Die Stressmethoden werden gekoppelt durchgeführt.

Abschließend werden Ertragsberechnungen mit Standardmoduldaten und mit experimentell abgesicherten elektrischen Parametern mit der Simulationssoftware (PVsyst: [Wit15]) durchgeführt und mit den experimentell bestimmten Erträgen der Muster-PV-Anlagen verschiedener Technologien geprüft und das Konzept validiert.

## 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.

## Literatur

- [Ben03] "Photovoltaic Measurement Relevant to the Energy Yield" Ch. Bendel, A. Wagner; 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (2003), 7P-B3-09
- [Bei16] "Influence of Photovoltaic Module Mounting Systems on the Thermo-Mechanical Stresses in Solar Cells by FEM Modelling", A.J. Beinert, et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.1.14
- [Bue16] "a IR-PV-check: A quality inspection of PV-power plants without operation interruption"; C. Buerhop et al.; IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (2016), 16484035
- [Del05] „Capabilities of the High Voltage Stress Test System at the Outdoor Test Facility“, J. Del Cueto, et al., DOE Solar Energy Technologies Program Review Meeting, NREL/CP-520-38955 (2005)
- [Fey16] "Comprehensively Characterized Solar Cells: Impact of Angular, Spectral, and Non-linear Effects"; Th. Fey et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.3
- [Fjä13] V. Fjällström et al. IEEE J. of Photovoltaics Vol. 3, No. 3 (2013)
- [Fok15] "Investigation of the Micro-Climate of microcrystalline Silicon-Modules and CIGS-Modules and its Impact on Potential-Induced Degradation"; E. Fokuhl, et al. 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, (2015), 5CV.2.16
- [Gos10] "Leakage Current and Performance Loss of Thin Film Solar Modules“, M. Gossila et al., In: Proceedings of the SPIE. Bd. 7773 (2010)
- [Gos11] "Light Soaking Effects On Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review"; M. Gostein et al.; Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2011), 003126–003131
- [His16] "Precise Determination of the STC I-V Curves by Wide-Range Linear Extrapolation of Outdoor I-V Curves on Partly Sunny Days"; Y. Hishikawa et al., 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.11.4
- [Hue19] "Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions"; B. Hüttl, L. Gottschalk, S. Schneider, D. Pflaum, A. Schulze; Solar Energy 177, pp. 737–745. DOI: 10.1016/j.solener.2018.12.002.
- [IEC 60904] Normschriften für I-U-Messungen unter standardisierten Indoor-Labor-Bedingungen: IEC 60904-(1-10)
- [IEC 61853] Normschriften für I-U-Feldmessungen der Leistung und Energie von PV-Modulen unter standardisierten Bedingungen: IEC 61853-(1-4)
- [Jae16] "Outdoor Non-Destructive Infrared Thermography of Photovoltaic Modules and Plants for Inspection: IEC 62446-3" B. Jaeckel et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5DO.12.3
- [Jan03] „A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates“, K.W. Jansen, A.E. Delahoy, Thin solid films 423.2, S. 153–160 (2003)
- [Kai15] "Concept for Fast and Precise PV Module Outdoor Characterization"; D. Kaiser et al.; 31th European Photovoltaic Solar Energy Conference, (2015), 5AV.6.10
- [Luo17] "Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review"; W. Luo et al., Energy Environ. Sci., Vo. 10, (2017), pp. 43-68, 10.1039/C6EE02271E

- [Mer16] "Lowcost-Outdoor-Electroluminescence: Significant Improvements of the Method" K. Mertens et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.2.75
- [Pal16] "The Future of CIGS Technology: Production Standardization and Product Differentiation", J. Palm, 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 3CP.1.5
- [Pir16] "Konstant hohe Erträge – Datenerfassung und –überwachung im Solarpark Kieswerk", H.-P. Pircher, Erneuerbare Energien, Vol. 6 (2016), pp. 120-123
- [Spa15] "Diagnostic method for photovoltaic systems based on light I–V measurements"; S. Spataru et al.; Solar Energy, Vol. 119 (2015), pp. 29–44
- [Str13] "Improvements in CdTe Module Reliability and Long-term Degradation Through Advances in Construction and Device Innovation"; N. Strevel et al.; Photovoltaics International Vol. 22 (2013), <http://www.pv-tech.org/technical-papers/improvements-in-cdte-module-reliability-andlong-term-degradation-through-a>
- [Rou16] "On-site Inspection of PV Panels, Aided by Infrared Thermography"; E. Roumpakias et al.; Adv. in Appl. Sci. Vol. 1, No.3 (2016), pp. 53-62
- [Vos13] "Analysis of Leakage Currents in Accordance of the Mounting Situation of Amorphous Silicon Solar Modules under Outdoor Climate Conditions", Voswinckel, S.; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris (2013)
- [Wac16] "Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm"; M. Wachter et al.; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 5BV.4.16
- [Wei16] "Delivering on the Promise of Thin-Film PV", D. Weiss; 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2016), 3CP.1.4
- [Wit15] "Analysis of PV grid installations performance, comparing measured data to simulation results to identify problems in operation and monitoring"; B. Wittmer et al., 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2015), 5BV.2.34
- [Zhe11] "PV module durability testing under high voltage biased damp heat conditions", Z. Xiong, T. M. Walsh, A. G. Aberle, In: Energy Procedia 8, S. 384–389 (2011)

## Versuchsfeld Kühlzelle

**Diana Stein, M.Sc. ; Michael Dölz, M.Eng.; Prof. Thomas Schlosser**  
Institut für Wasser- und Energiemanagement (IWE), Hochschule Hof, Hof

### Abstract

Der jährliche Energiebedarf von 13 TWh in Europa allein für Einbaukältesätze legt nahe, dass hier ein großes Potential hinsichtlich Energieeffizienz ruht. An der Hochschule Hof wurde ein Versuchsfeld für die Prüfung von Luft-Luft-Kältesätzen aufgebaut. Der Aufbau und das Messprinzip wurden mit der Versuchseinrichtung eines führenden Instituts für Prüfungen von Kälteanlagen abgeglichen. Der Prüfaufbau kann den Anforderungen des Instituts standhalten. Die durchgeführten Versuche zur Kalibrierung des Kalorimeterraumes zeigen, dass absolute Umgebungstemperaturen bei gleicher Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenzelle keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben. Dies legt den Schluss nahe, dass absolute Temperaturen keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben.

### 1. Einleitung

Die Kältetechnik in Deutschland weist einen Elektroenergiebedarf von 71 TWh auf, Stand 2009. Das entspricht knapp 14 % des gesamten Strombedarfs Deutschlands. (VDMA, 2011) Laut Reitze wird der Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung im Bereich des Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektors (GHD-Sektors) in der Periode von 2008 bis 2020 um 13% steigen. Die Hälfte des Energiebedarfs fällt dabei auf die Subbranche Handel. (Reitze, 2014) Dort werden Kühlmöbel und Kühlzellen zur Lagerung verderblicher Produkte verwendet. Das ILK Dresden sichtet die veröffentlichten Daten aus verschiedenen Studien für den Energiebedarf installierter Einbaukältesätze. Anhand der Datenlage wird der Energiebedarf der Einbaukältesätze in Deutschland auf 500 GWh/a geschätzt. Für Europa wird ein geschätzter Energiebedarf von 13 TWh angegeben.

Prüfungen des ILK Dresden ergaben zudem, dass Kältesätze im Betrieb zum Teil erhebliche Abweichungen ihrer elektrischen Leistungsaufnahme entgegen den Angaben ihres Leistungsdatenblattes aufweisen. Die Abweichungen divergieren je nach Hersteller und Aggregat zwischen 0 % und 72 %. Als Ursache führt das ILK an, dass es keine Norm zur Prüfung von Kältesätzen gibt, so wie vergleichsweise bei Wärmepumpen. (ILK Dresden, 2017) Jeder Hersteller misst also nach eigenen Prüfbedingungen. Die angegebenen Leistungsdaten können nicht nachvollzogen werden.

Angesichts der nationalen Klimaschutzziele sieht das Umweltbundesamt Handlungsbedarf im Bereich der Kältetechnik (Umweltbundesamt, 2014). Standardisierte Prüfverfahren, eine Steigerung der Energieeffizienz der Kühlräume, sowie eine Änderung des Kühlraumdesigns können hier Lösungen sein.

An der Hochschule Hof werden Kältesätze geprüft, die ihren Einsatz vor allem in Kühlräumen der Lebensmittelindustrie finden. Hier wird an standardisierten Prüfverfahren für Kältesätze gearbeitet. Weiterhin soll ein Werkzeug entwickelt werden, mit dem das Anfahren der Prüftemperaturen automatisiert werden kann.



## 2. Thermodynamische Grundlagen der Kälteerzeugung

In Kältemaschinen werden zwei Prozesse verwendet, um einem externen Fluid Wärme zu entziehen. Der Erste ist die Wärmeleitung von einem Stoff mit höherer Temperatur zu einem Stoff mit geringerer Temperatur. Zweitens die Abhängigkeit der Siede- und Tautemperatur eines Fluides von dem Druck. Bei steigendem Druck vergrößert sich die Siede- sowie die Tautemperatur.

Der Kreisprozess wird als linksläufig bezeichnet und kann in offene und geschlossene Systeme unterteilt werden. Offene Systeme besitzen einen Stofftransport zwischen der Umgebung und dem Kältekreis und arbeiten vorwiegend diskontinuierlich. Nach jedem Arbeitsgang müssen sie regeneriert werden bevor sie wieder zur Verfügung stehen. Für die Versorgung eines Systems bei der ein stetiger Wärmeentzug benötigt wird eignen sich geschlossene Systeme besser. Bei diesen Systemen gibt es keinen Stofftransport, eine Regeneration ist aus diesem Grund nicht nötig. Das Fluid, das sich in dem Kreisprozess bewegt, bezeichnet man als Kältemittel. In Abhängigkeit der Einsatzbedingungen stehen verschiedene Kältemittel zur Verfügung. Im Fokus der Entwicklung steht die Anwendung natürlicher Kältemittel wie Propan, da diese ein geringeres Klimaerwärmungspotenzial als die Synthetischen aufweisen.

Kältemaschinen mit geschlossenem Kreisprozess bestehen grundlegend aus 4 Komponenten. Der Verdichter hebt den Druck des gasförmigen Kältemittels von dem unteren auf das obere Druckniveau. Aufgrund des erhöhten Drucks besitzt das Kältemittel jetzt eine höhere Tautemperatur, welche durch das anschließende Bauteil genutzt wird. Durch den Verflüssiger wird das Kältemittel und ein externes Fluid mit geringerem Temperaturniveau geleitet. Aufgrund der Temperaturdifferenz kommt es zur Wärmeleitung und dem Kältemittel wird Wärme entzogen bis es vollständig kondensiert ist. Im folgenden Schritt senkt die Drossel den Druck des flüssigen Kältemittels nahezu adiabatisch auf das untere Druckniveau ab. Mit dem Absinken des Drucks, ist die Siedetemperatur des Kältemittels ebenfalls gesunken. Im Verdampfer wird anschließend einem zweiten externen Fluid Wärme entzogen und dem Kältemittel zugeführt. Nach dem Verdampfer ist das Kältemittel gasförmig und wird wieder dem Verdichter zugeführt (Krug, 2010).

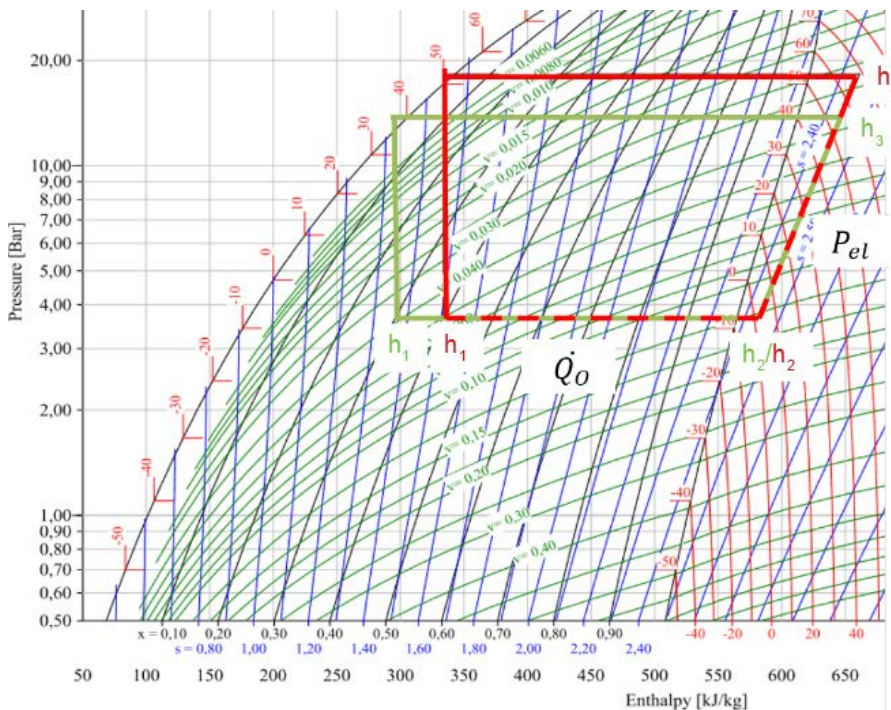
Zusätzlich zu den Grundkomponenten werden in Kältemaschinen oft weitere Bauteile verwendet, welche die Funktions- und Leistungsfähigkeit erhöhen. Es seien hier nur kurz der Interne Wärmeübertrager zur Wirkungsgradsteigerung und der Trockner zum Binden des Restwassers genannt (Krug, 2010).

Die Abb. 1 zeigt 2 Kreisprozesse in einem Log-p-h Diagramm. Das Diagramm stellt die physikalischen Eigenschaften des Kältemittels im Nassdampfgebiet sowie des flüssigen und gasförmigen Zustandes dar. Auf der y-Achse ist der Druck logarithmisch aufgetragen und auf der x-Achse wird die Enthalpie dargestellt. Zusätzlich können Temperaturen, die Sättigung des Nassdampfes, die Entropie und weitere Eigenschaften des Kältemittels dargestellt werden.

Möchte man einen Kreisprozess bei verschiedenen Einsatzbedingungen vergleichen, ist dieses Diagramm aufgrund der Darstellung der Enthalpie auf der x-Achse besonders geeignet. Geht man davon aus, dass der Massenstrom konstant ist kann man die Kälteleistung direkt anhand der Enthalpiedifferenz vergleichen. Gleiches gilt für die elektrische Leistungsaufnahme. Siehe dazu die Berechnung der Leistungen in den folgenden Gleichungen (1) und (2):

$$\dot{Q}_x = \dot{m} \cdot \Delta h = \dot{m} \cdot (h_{2x} - h_{1x}) \quad (1)$$

$$P_{elx} = \dot{m} \cdot \Delta h = \dot{m} \cdot (h_{3x} - h_{2x}) \quad (2)$$



**Abb. 1 Log-p-h Diagramm mit vereinfachter Darstellung eines Kreisprozesses bei unterschiedlichen Verflüssigertemperaturen**

An der Abb. 1 ist die Auswirkung unterschiedlicher Umgebungstemperaturen auf die Leistungszahl des Kreisprozesses zu sehen. Die Leistungszahl von Kältemaschinen nennt man Energy Efficiency Ratio (EER). Wie in der Gleichung (3) dargestellt, stellt sie das Verhältnis von abgegebener Kälteleistung zu aufgenommener el. Leistung dar. Ein großer EER bedeutet, dass die Kältemaschine sehr effizient arbeitet.

$$EER = \frac{\dot{Q}_0}{P_{el}} = \frac{(h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2)} \quad (3)$$

In der Abb. 1 wird der gleiche Kreisprozess bei einer Verflüssigertemperatur von 40 °C (grün) und 50 °C (rot) betrieben. Bei der Erhöhung der Temperatur gibt es zwei Effekte die sich auf die Leistungszahl auswirken.

1. Die Enthalpiedifferenz zwischen  $h_2$  und  $h_1$  wird kleiner d.h. die Kälteleistung der Anlage sinkt.
2. Da das Kältemittel stärker verdichtet werden muss steigt die el. Leistungsaufnahme. Zu sehen ist das an der größeren Differenz zwischen  $h_3$  und  $h_2$ .

Das bedeutet für unseren Kreisprozess, dass bei höheren Verflüssigertemperaturen die Leistungszahl der Kältemaschine sinkt. Die gleichen Ergebnisse kann man beobachten, wenn bei gleichbleibender Verflüssiger- die Verdampfertemperatur sinkt. Allgemeiner kann man sagen: Wenn die Differenz zwischen Verdampfer- und Verflüssigertemperatur steigt wird die Leistungszahl kleiner.

### 3. Prüfstand für Luft-Luft Kältesätze der HS Hof am Standort Münchberg

#### Versuchsaufbau

Für Einbaukältesätze gibt es keinen verbindlichen Prüfstandard, so wie er für Raumklimageräte oder Wärmepumpen im Rahmen einer Norm existiert. Es wird geregelt welche Anforderungen bei der Gerätezeichnung gelten. Mangels verbindlicher Vorschriften für die Prüfmethode werden die Versuchseinrichtung und das Messverfahren mit dem Konzept des ILK Dresden zur Durchführung von Messungen an Einbaukältesätzen verglichen.

Beim Versuchsaufbau in Münchberg handelt es sich um einen Kühlraum, so wie er zur Kühlung und Lagerung von Lebensmitteln in Handel und Gewerbe eingesetzt wird. Dieser Kühlraum wird in dieser Arbeit weiterführend als Kalorimeterraum bezeichnet. Er ist in Abb.2 schematisch in der Frontansicht dargestellt. Der Prüfling ist so auf dem Kalorimeterraum montiert, dass sich der Verdampfer im Kalorimeterraum befindet und der Verflüssiger im Umgebungsraum. Der Kalorimeterraum besteht aus vier Seiten-, einem Decken- und einem Bodenelement aus Polyurethan Hartschaum mit einer Wandstärke von 100 mm. Er kann durch eine Schiebetür geöffnet und betreten werden. Im Kalorimeterraum befindet sich ein Heizaggregat, das definiert Wärme zuführt bis die gewünschte Temperatur erreicht wird. Um auch Umgebungsbedingungen zu simulieren, befindet sich der Kalorimeterraum in einem Umgebungsraum. Dieser besteht aus vier Seiten- und einem Deckenelement aus Polyurethan Hartschaum. Auf der Deckenplatte der Umgebungszelle befindet sich ein Kältesatz der den Umgebungsraum kühlt. Für eine verbesserte Durchmischung der Temperatur sind vier zusätzliche Ventilatoren verbaut. Mit der vorgestellten Versuchseinrichtung werden Einbaukältesätze getestet. Dies sind serienmäßig hergestellte Kälteaggregate um die Luft im Kühlraum mit Hilfe eines Kompressionskältekreislaufes abzukühlen. Für die Normkühlanwendung wird bei einer Temperatur von 0°C geprüft, für die Tiefkühlanwendung bei einer Temperatur von -20°C.

Um die Reproduzierbarkeit der Messungen zu gewährleisten und um die Messunsicherheit zu verringern, werden am vorgestellten Messaufbau 20 Messfühler an unterschiedlichen Punkten angebracht. Die Aufnahme der elektrischen Leistung des Prüflings und des Heizgerätes wird mit zwei Universalmessgeräten realisiert. Die Messwertaufnahme und die Ansteuerung der Aktoren erfolgt mit Hilfe von drei separaten Hardwarekomponenten. Die Kommunikation zwischen PC und Hardware über Ethernet- und ModBus-Schnittstellen wird mit einem im Projekt entwickelten LabView-Programm umgesetzt.

Die in Kältesätzen verbauten Kältekreise können mit verschiedenen Kältemitteln betrieben werden, gängig sind R134a und R404A. Seit der F-Gas-Verordnung Nr. 517/2014 wird die Marktverfügbarkeit von HFKW-Kältemitteln kontinuierlich verringert. (Umweltbundesamt, 2015) Als Ersatzstoffe werden natürliche Kältemittel, wie CO<sub>2</sub>, Ammoniak, Propan oder Propen verwendet, deren Global Warming Potential (GWP) niedrig ist. Im Gegensatz zu synthetischen weisen alternative Kältemittel oft eine erhöhte Brennbarkeit oder Toxizität auf. Für Versuche mit natürlichen Kältemitteln, die als brennbar eingestuft sind, ist der Prüfstand mit einer explosionsgeschützten Absaugvorrichtung ausgestattet. Bei einer erhöhten Konzentration an Kältemittel in der Luft wird dieses abgesaugt, womit die Gefahr einer Explosion ausgeschlossen werden kann.

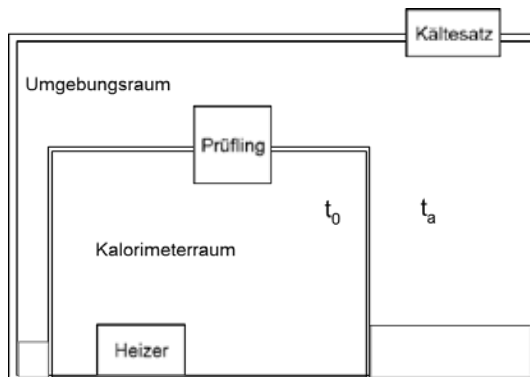


Abb.2 Schematische Vorderansicht des Versuchsstandes

### Kalibrierung des Kalorimeterraumes

Vor der Messung der Kühlleistung wird der Wärmeeintrag über die Umschließungsflächen des Kalorimeterraumes gemessen. Der Faktor des Kalorimeterraumes wird ohne Betrieb des Prüflings ermittelt. Dieser Messwert wird als Korrekturfaktor für die Messung der Kühlleistung benötigt. In Abbildung 3 sind die Wärmeströme während der Messung des Wärmeeintrages zu sehen.

Laut ILK Dresden sollen vor Beginn der Leistungsmessung die Temperaturen des Umgebungsraumes und des Kalorimeterraumes umgekehrt werden. Demnach müssten bei Normalkühlung im Kalorimeterraum  $32\text{ }^\circ\text{C}$  und im Umgebungsraum  $0\text{ }^\circ\text{C}$  anliegen, bei Tiefkühlung  $32\text{ }^\circ\text{C}$  im Kalorimeterraum und  $-20\text{ }^\circ\text{C}$  im Umgebungsraum. (ILK Dresden, 2017) Im vorgestellten Prüfaufbau ist dieses Vorgehen nicht möglich, da der Umgebungsraum über keinen isolierten Boden verfügt, vgl. Abb.2. Ziel der nachstehenden Versuche ist es daher zu zeigen, dass die absoluten Temperaturen für den Zellverlust über die Grenzen des Kalorimeterraumes nicht entscheidend sind.

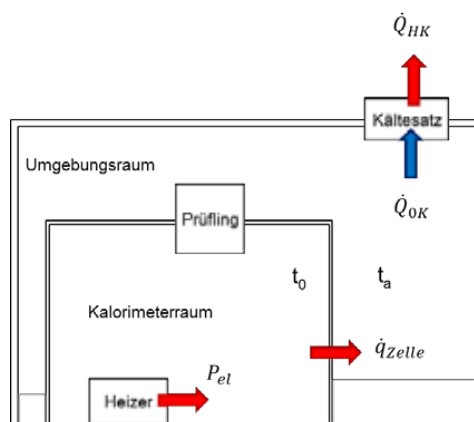


Abb.3 Messprinzip der Kalibrierung des Kalorimeterraumes

Der Kalorimeterfaktor wird bestimmt, indem an den Wand- und Deckenflächen eine Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenwand aufgebracht wird, die den Prüfbedingungen entspricht. Dazu wird der

Messaufbau unter festgesetzten Temperaturbedingungen in einen Gleichgewichtszustand versetzt. Dieser wird beim ILK 6 h gehalten um den Einfluss von Wärmeübertragungs- und Wärmespeicherprozessen zu minimieren. Diese treten aufgrund von Wärmekapazitäten in den Prüfräumen auf. Die maximale Abweichung der Temperaturen darf in diesem Zeitraum 1 K betragen. Dann befindet sich der Raum laut Definition im Gleichgewicht. Dieser Zustand wird über eine Gleichgewichtsperiode und die Messperiode konstant gehalten. In der Gleichgewichtsperiode schwingt sich das System noch ein. Das Gleichgewicht ist erreicht, wenn sich die Temperaturen im vorgegebenen Toleranzband von +/- 0,2 K befinden. (ILK Dresden, 2017)

Der Faktor des Kalorimeterraumes wird über Gleichung (4) bestimmt. Der spezifische Wärmeverlust errechnet sich aus der aufgewendeten elektrischen Leistung des Heizaggregates und der gemittelten Temperaturdifferenz zwischen Kalorimeterraum und Umgebungsraum.

$$\dot{q}_{zelle} = \frac{P_{elHeizer}}{t_0 - t_a} \quad (4)$$

### Messprinzip der Kühlleistung

Die Kälteleistung eines Einbaukältesatzes wird vorrangig durch den eingebauten Verdichter und das verwendete Kältemittel bestimmt. Das ILK legt als wesentliche Kenngröße für Einbaukältesätze die Kühlleistung fest. Sie beschreibt die Wärmemenge, die der Luft im Kühlraum entzogen wird. Die Kühlleistung kann sowohl latente als auch sensible Wärmeübertragung enthalten. Dies hat zur Folge, dass der im Kühlraum befindliche Verdampfer und die darüber strömende Luft bedeutsam für die Übertragung der Kälteleistung an die Luft in der Kühlzelle sind. (ILK Dresden, 2017) Es reicht demnach nicht aus die Kälteleistung des Verdichters zu kennen. Die Übertragungsfläche und die Luftmenge müssen auf den Kältekreis abgestimmt werden.

Die Kühlleistung der Einbaukältesätze wird indirekt ermittelt. Dem kalibrierten Kalorimeterraum wird genau so viel elektrische Heizenergie zugeführt, dass sich ein Gleichgewicht zwischen Kühlleistung des Einbaukältesatzes und der zugeführten Heizleistung sowie dem Wärmeeintrag in die Kühlzelle durch deren Umschließungsflächen einstellt. Das Messprinzip der Kühlleistung ist in Abbildung 4 dargestellt.

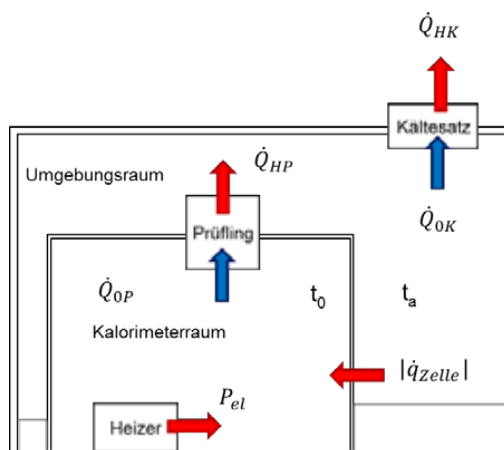


Abb. 4 Messprinzip der Kühlleistung

Die Ermittlung der Kühlleistung erfolgt analog zur Bestimmung des Kalorimeterfaktors mit dem Unterschied, dass der Einbaukältesatz in Betrieb ist. Für die Betrachtung müssen alle Bilanzräume im

Gleichgewichtszustand sein. Die Solltemperaturen für den Kalorimeterraum und den Umgebungsraum können nach Herstellerangaben festgelegt werden. In der vorliegenden Arbeit wird sich an den Solltemperaturen der Messungen des ILK orientiert um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse erzielen zu können. Sie sind in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Solltemperaturen für die Prüfung der Kühlleistung von Kältesätzen**

	Normalkühlung	Tiefkühlung
Kalorimeterraum	0°C	-20°C
Umgebungsraum	32°C	32°C

Die Kühlleistung ergibt sich aus dem Korrekturfaktor des Kalorimeterraumes, der Temperaturdifferenz zwischen dem Kalorimeter- und dem Umgebungsraum sowie der Heizleistung des Heizaggregates, vgl. dazu Gleichung (5).

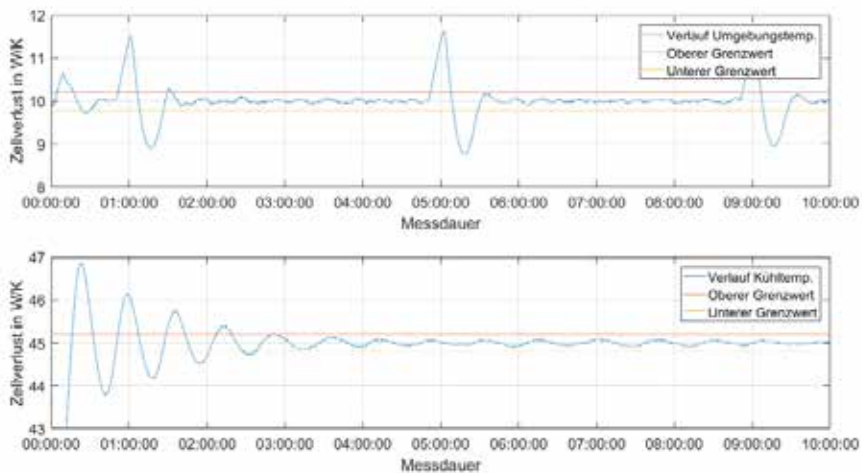
$$\dot{Q}_0 = \dot{q}_{\text{Zelle}} \cdot (t_a - t_0) + P_{\text{elHeizer}} \quad (5)$$

#### 4. Ergebnisse der Versuchsreihe: Bestimmung spezifischer Verlustwert bei unterschiedlichen absoluten Temperaturen

Im Zuge der Inbetriebnahme des Prüfstandes für Luft-Luft-Kältesätze am Standort Münchberg wurde eine umfassende Messung des spezifischen Verlustwärmestromes  $\dot{q}_{\text{Zelle}}$  durchgeführt. Dieser Faktor geht bei der Bewertung der Kältemaschinen direkt in die Berechnung der Kühlleistung ein. Aus diesem Grund ist eine genaue Bestimmung für die Güte der Leistungsmessung sehr wichtig. Folgende Fragestellungen sollen untersucht werden und mit den Empfehlungen des ILK Dresden abgeglichen werden:

1. Wie lange benötigt der Prüfstand bis er sich in einem Gleichgewichtszustand befindet?
2. Ist der spezifische Wärmeverluststrom bei gleicher Temperaturdifferenz abhängig von den absoluten Temperaturen?
3. Wie sind die Ergebnisse in Bezug auf die Messunsicherheit zu bewerten?

Zu Beginn wird der Gleichgewichtszustand betrachtet. Die Abb. 1 zeigt exemplarisch den Verlauf der Umgebungs- und der Kühltemperatur. Die Zieltemperaturen wurden mit 45 °C und 10 °C vorgegeben.



**Abb. 5 Verlauf Umgebungs- und Kühltemperatur mit Grenzwert**

Gut zu erkennen ist, dass die Umgebungstemperatur bereits nach zwei Stunden den Grenzwert von  $\pm 0,2$  K einhält und um die Solltemperatur schwankt. Im Abstand von vier bis fünf Stunden wird der Verlauf gestört, da die Kühlung der Umgebung aufgrund der Abtauung des Deckenaggregates unterbrochen wird. Die Störung wirkt etwa eine Stunde nach bis die Temperatur anschließend wieder konstant verläuft. Die Temperatur im Kühlraum benötigt länger bis sie sich eingeschwungen hat. Nach vier Stunden wird auch hier der Grenzwert eingehalten. Um bestmögliche Ergebnisse zu erhalten wurden die Vorgaben des ILK noch weiter verschärft. Es wurde eine Einschwingdauer von 11 h gewählt und eine Prüfdauer von 1 h angesetzt in der ein Grenzwert von  $\pm 0,1$  K nicht überschritten wurde.

In der Abb. 5 sind die spezifischen Verlustwerte für verschiedene Umgebungstemperaturen bei gleichen Temperaturdifferenzen dargestellt. Für die Darstellung der Messpunkte wurde der Boxplot gewählt, der folgende Informationen enthält. Die rote Markierung zeigt den Mittelwert aller Messpunkte einer Messreihe. Die äußeren Markierungen geben das Maximum und das Minimum an. Die Box um den Mittelwert grenzt den Bereich ein, in dem 50 % der Messwerte liegen. Gut zu erkennen ist, dass es keine klare Abhängigkeit zwischen der Umgebungstemperatur und den Messergebnissen gibt. Für die Erfassung des spezifischen Verlustwertes ist es somit unerheblich welche absoluten Temperaturen gewählt werden. Die Temperaturen für die Verlustmessung müssen demnach nicht zwingend auf  $0/32$  °C bei Normalkühlung (Umgebungs-/Kalorimeterraum) bzw. bei Tiefkühlung  $-20/32$  °C festgelegt werden.

**Tabelle 2 Gegenüberstellung der Messfehler bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen**

	dT =15 K	dT =20 K	dT =25 K	dT =30 K	dT =35 K
Temperatur in K	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Leistungsmessung in % [0,5]	2,5	1,5	1,42	1,36	1,29
spez. Verlustwärmestrom in %	3,8	2,5	2,22	2,03	1,86
spez. Leistungsmessung in % [0,2s]	0,5	0,35	0,33	0,32	0,31
spez. Verlustwärmestrom in %	1,8	1,35	1,13	0,99	0,88

Der relative Fehler der Leistungsmessung wird bei steigendem  $\Delta T$  kleiner. Dieser Effekt ist auf die eingesetzten Stromwandler zurückzuführen, die bei kleinen Strömen größere Ungenauigkeiten besitzen. Zu einem späteren Zeitpunkt sollen diese durch Stromwandler der Genauigkeitsklasse 0,2s ersetzt werden, die eine deutliche Steigerung der Genauigkeit zulassen. Die Messunsicherheit der Verlustwärmeströme wird mit zunehmender Temperaturspreizung zweifach positiv beeinflusst. Erstens wird der relative Fehler der elektrischen Leistungsmessung geringer, da sich ein größerer elektrischer Strom einstellt. Zweitens wird der Fehler der Temperatursensoren kleiner, da der absolute Fehler durch die Temperaturspreizung dividiert wird. Bei einem  $\Delta T$  von 35 K liegt der relative Fehler mit den aktuellen Stromwandlern bei 1,86 %. Mit den besseren Stromwandlern sinkt der Fehler auf 0,88 % was einem guten Kompromiss zwischen Genauigkeit und Aufwand entspricht.

Aus der Abb. 5 ergibt sich bei einer Temperaturdifferenz von 35 K ein Mittelwert von 27 W/K. Mit einem Fehler von 2 % ergibt sich daraus eine Abweichung von +/-0,54 W/K bzw. ein Bereich von 26,46 bis 27,54 W/K. Die Ergebnisse aus der Abb. 5 liegen zum großen Teil in diesem Bereich. Die geringen Abweichungen der Messergebnisse können also auf die Messunsicherheit zurückgeführt werden und stellen keine Abhängigkeit dar.

## 5. Fazit und Ausblick

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die absoluten Umgebungstemperaturen bei gleicher Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenzelle keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben. Dies legt den Schluss nahe, dass absolute Temperaturen keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben. Für die Kalibrierung des Kalorimeterraumes ist eine große Temperaturdifferenz günstig, da die Messunsicherheit dann geringer ist.

Weitere Versuchsreihen sind geplant. So soll mit Hilfe des Versuchsaufbaus die Kühlleistung unterschiedlicher Kältesätze bestimmt werden. Auch eine Anleitung zur Ermittlung einer saisonalen Leistungszahl, wie ESSER, soll erarbeitet werden. Um eine gesamtheitliche Bewertung der Einbaukältesätze vornehmen zu können sind die Abtauhäufigkeit und deren Effizienz sowie die Höhe des Energieverbrauchs entscheidende Parameter. Diese sollen in folgenden Arbeiten untersucht werden.



**Tabelle 2 Gegenüberstellung der Messfehler bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen**

	dT =15 K	dT =20 K	dT =25 K	dT =30 K	dT =35 K
Temperatur in K	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Leistungsmessung in % [0,5]	2,5	1,5	1,42	1,36	1,29
spez. Verlustwärmestrom in %	3,8	2,5	2,22	2,03	1,86

spez. Leistungsmessung in % [0,2s]	0,5	0,35	0,33	0,32	0,31
spez. Verlustwärmestrom in %	1,8	1,35	1,13	0,99	0,88

Der relative Fehler der Leistungsmessung wird bei steigendem  $\Delta T$  kleiner. Dieser Effekt ist auf die eingesetzten Stromwandler zurückzuführen, die bei kleinen Strömen größere Ungenauigkeiten besitzen. Zu einem späteren Zeitpunkt sollen diese durch Stromwandler der Genauigkeitsklasse 0,2s ersetzt werden, die eine deutliche Steigerung der Genauigkeit zulassen. Die Messunsicherheit der Verlustwärmeströme wird mit zunehmender Temperaturspreizung zweifach positiv beeinflusst. Erstens wird der relative Fehler der elektrischen Leistungsmessung geringer, da sich ein größerer elektrischer Strom einstellt. Zweitens wird der Fehler der Temperatursensoren kleiner, da der absolute Fehler durch die Temperaturspreizung dividiert wird. Bei einem  $\Delta T$  von 35 K liegt der relative Fehler mit den aktuellen Stromwandlern bei 1,86 %. Mit den besseren Stromwandlern sinkt der Fehler auf 0,88 % was einem guten Kompromiss zwischen Genauigkeit und Aufwand entspricht.

Aus der Abb. 5 ergibt sich bei einer Temperaturdifferenz von 35 K ein Mittelwert von 27 W/K. Mit einem Fehler von 2 % ergibt sich daraus eine Abweichung von +/-0,54 W/K bzw. ein Bereich von 26,46 bis 27,54 W/K. Die Ergebnisse aus der Abb. 5 liegen zum großen Teil in diesem Bereich. Die geringen Abweichungen der Messergebnisse können also auf die Messunsicherheit zurückgeführt werden und stellen keine Abhängigkeit dar.

## 5. Fazit und Ausblick

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass die absoluten Umgebungstemperaturen bei gleicher Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenzelle keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben. Dies legt den Schluss nahe, dass absolute Temperaturen keinen Einfluss auf die Bestimmung des Zellverlusts haben. Für die Kalibrierung des Kalorimeterraumes ist eine große Temperaturdifferenz günstig, da die Messunsicherheit dann geringer ist.

Weitere Versuchsreihen sind geplant. So soll mit Hilfe des Versuchsaufbaus die Kühlleistung unterschiedlicher Kältesätze bestimmt werden. Auch eine Anleitung zur Ermittlung einer saisonalen Leistungszahl, wie ESSER, soll erarbeitet werden. Um eine gesamtheitliche Bewertung der Einbaukältesätze vornehmen zu können sind die Abtauhäufigkeit und deren Effizienz sowie die Höhe des Energieverbrauchs entscheidende Parameter. Diese sollen in folgenden Arbeiten untersucht werden.

## 6. Literaturverzeichnis

- ILK Dresden. (2017). *Untersuchungen an Einbaukältesätzen - Deckenkühlgeräte für Normal- und Tiefkühlager*. Heidelberg: KI Kälte Luft Klimatechnik.
- ILK Dresden. (12 2017). *Untersuchungen an Einbaukältesätzen - Deckenkühlgeräte für Normal- und Tiefkühlager*. *Kälte-Luft-Klimatechnik*, S. 40-49.
- Krug, N. H. (2010). *Pohlmann Taschenbuch der Kältetechnik*. Berlin: VDE Verlag.
- Reitze, F. (2014). *Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung, Effizienzpotentiale, sowie hemmende Faktoren für den Einsatz von effizienter Kältetechnologie im GHD-Sektor und bei milchproduzierenden Betrieben in Deutschland in der Periode 2008 - 2020*. Graz, Österreich: 13. Symposium Energieinnovationen.
- Umweltbundesamt. (2015). *Die neue F-Gas-Verordnung (EU) Nr. 517/2014. Ihre Bedeutung für Betreiber, Planer und Hersteller*. Berlin: Umweltbundesamt.
- Umweltbundesamt. (2014). *Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- VDMA. (2011). *Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland – Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten*. Frankfurt am Main: VDMA.

## Effizienzsteigerung von Heizgeräten im Gebäudebestand durch Absenkung der Heizkreistemperaturen mit Hilfe von Heizkörpern mit thermoelektrisch angetriebenen Ventilatoren

Wolfgang Eisenmann, Sascha Bruder, Dirk Wössner,  
Vladimir Skworzow, Ömer Agirman, Jonas Henn

Hochschule Mannheim, Fakultät für Verfahrens- und Chemietechnik,  
Institut für Prozessmesstechnik und innovative Energiesysteme

[w.eisenmann@hs-mannheim.de](mailto:w.eisenmann@hs-mannheim.de); 0621-292-6196

### Abstract

Erzwungene Konvektion an Heizkörperoberflächen senkt die Heizkreistemperaturen und bewirkt hierdurch eine Effizienzsteigerung von CO<sub>2</sub>-armen Wärmeerzeugern wie Gas-Brennwertkessel, Wärmepumpe, thermische Solaranlage oder Fernwärme. Besonders im Gebäudebestand erscheint dies attraktiv, da eine Umrüstung ohne große Umbauarbeiten möglich ist. Die elektrische Leistung zum Betrieb der Ventilatoren soll durch einen thermoelektrischen Generator (TEG) erzeugt werden, welcher durch Abwärme des Heizkörpers selbst betrieben wird.

In einer Machbarkeitsstudie haben wir Experimente und Systemsimulationsrechnungen mit der Toolbox CARNOT unter Matlab/Simulink durchgeführt. In einem Wärmepumpensystem (Luft-Wasser) in einem Einfamilienhaus (140 m<sup>2</sup>, Heizbedarf 131 kWh/m<sup>2</sup>a) lassen sich Stromkostensparnisse von etwa 86 €/a erzielen; bei einem Gasbrennwertkessel mit Solaranlage sind die Einsparungen wesentlich niedriger. Es werden auch Ergebnisse für Häuser mit 210 und 60 kWh/m<sup>2</sup>a vorgestellt.

### 1. Einleitung

28% des Endenergieverbrauchs in Deutschland wurden 2016 für Raumwärme aufgewendet [3]. Insofern ist die Verwendung hocheffizienter Heizsysteme für die Gebäudebeheizung aus Sicht des Klimaschutzes von hoher Relevanz. Durch die Erzeugung einer Zwangskonvektion innerhalb eines Heizkörpers mit Hilfe von Ventilatoren kann der Wärmeübergang von der Heizkörperoberfläche an die Luft verbessert werden. Hierdurch kann über den Heizkörper dieselbe Heizleistung wie beim Vergleichsheizkörper ohne Ventilatoren bei niedrigeren Heizkreistemperaturen übertragen werden. Dies bedeutet eine Erhöhung der Effizienz von zukunftssträchtigen, CO<sub>2</sub>-armen Wärmeerzeugern wie Wärmepumpe (WP), thermische Solaranlage, Gas-Brennwertkessel (BWK), aber auch Fernwärme.

Die Effizienzsteigerung wird durch folgende Effekte verursacht. Beim Brennwertkessel wird durch die Absenkung der Heizkreistemperaturen mehr Wasserdampf im Abgas auskondensiert, d.h. der Kesselwirkungsgrad steigt. Bei der Solaranlage sinkt die Betriebstemperatur der Kollektoren, dadurch sinken die Wärmeverluste an die Umgebung, somit steigt der Kollektorwirkungsgrad und damit auch der solare Deckungsanteil. Bei der Wärmepumpe bewirkt der kleiner werdende Temperaturhub zwischen Wärmequelle und -senke eine Steigerung der Leistungs- und somit auch der Jahresarbeitszahl. Bei der Fernwärme können die Vor- und Rücklauftemperaturen des Netzes gesenkt werden, was die Wärmeverluste des Netzes senkt und bei Versorgung aus Kraft-Wärme-Kopplung darüber hinaus den Kraftwerkswirkungsgrad steigert.

Besonders im Gebäudebestand, bei dem die Hemmschwelle zum Einbau einer Fußbodenheizung wesentlich höher ist als im Neubau, ist es attraktiv, auf die genannte Weise die Heizkreistemperaturen ohne große Umbauarbeiten absenken zu können. Die elektrische Leistung zum Betrieb der Ventilatoren kann durch einen thermoelektrischen Generator (TEG), welcher auf dem Heizkörper aufgebracht wird, erzeugt werden. Dieser erzeugt über den Seebeck-Effekt aus der Temperaturdifferenz zwischen

Heizkörper und Raumluft eine elektrische Spannung. Bei Verwendung eines TEG braucht kein elektrischer Netzanschluss für die Ventilatoren verlegt zu werden. Dies spart Installationskosten und ermöglicht ästhetisch vorteilhafte Lösungen. Der (gegenwärtig noch teure) thermoelektrische Generator kann jedoch wegen des geringen Temperaturgefälles zwischen Heizkörper und Umgebung nur niedrige elektrische Leistungen zur Verfügung stellen. Deshalb sind hocheffiziente Ventilatoren erforderlich.

Die vom TEG lieferbare elektrische Antriebsleistung für die Ventilatoren ist bei höherer Heizkörpertemperatur größer und bewirkt eine stärkere Temperaturabsenkung als bei von vornherein niedrigerer Heizkörpertemperatur. Diese selbstregelnde Eigenschaft ist grundsätzlich von Vorteil, schränkt die Anwendung aber andererseits auf Fälle mit höheren Heizkreistemperaturen ein.

In den im Folgenden vorgestellten Machbarkeitsuntersuchungen haben wir experimentell den Zusammenhang zwischen der benötigten Ventilatorleistung und der erzielten Temperaturabsenkung an einem Heizkörper (bei konstant gehaltener Heizleistung) bestimmt. Die Auswirkungen der Absenkung der Heizkreistemperaturen auf die Effizienz verschiedener Wärmeerzeuger wurden in energiesystemtechnischen Simulationen mit der Toolbox CARNOT in Matlab/Simulink untersucht. Es wurden ein Heizsystem 1 (Gas-Brennwertkessel mit Solaranlage) und ein Heizsystem 2 (Luft-Wasser-Wärmepumpe) simuliert, jeweils für drei Einfamilienhäuser EFH1, EFH2 und EFH3 mit unterschiedlichem Dämmstandard.

Die Simulationen liefern Ergebnisse zur jährlichen Heizenergieeinsparung durch die per TEG ventilierten Heizkörper. Auf Basis der Simulationsergebnisse wurden Berechnungen zur Heizkosteneinsparung durchgeführt. Diese erlauben wichtige Rückschlüsse zur wirtschaftlichen Machbarkeit der Idee.

## 2. Funktionsweise thermoelektrischer Generatoren

Beim Seebeck-Effekt oder thermoelektrischen Effekt wird in geeigneten Materialpaarungen eine Temperaturdifferenz in eine elektrische Spannung umgewandelt. Bei Hintereinanderschaltung einer ausreichend großen Zahl solcher Thermoelemente ist die entstehende Spannung groß genug, um als elektrischer Generator dienen zu können. Man spricht von einem thermoelektrischen Generator (TEG). Der Wirkungsgrad von TEG lässt sich gemäß folgender Gleichung berechnen [2]:

$$\eta_{TEG} = \eta_C \cdot \frac{\sqrt{1+ZT}-1}{\sqrt{1+ZT}+\frac{T_r}{T_{VL}}} = \frac{T_{VL}-T_r}{T_{VL}} \cdot \frac{\sqrt{1+ZT}-1}{\sqrt{1+ZT}+\frac{T_r}{T_{VL}}} \quad (1)$$

Dabei ist  $\eta_C$  der Carnot-Faktor (zu bilden mit der treibenden Temperaturdifferenz, die über dem TEG abfällt, hier Heizungsvorlauftemperatur  $T_{VL}$  minus Raumtemperatur  $T_r$ ).  $ZT$  ist die Gütezahl der thermoelektrischen Materialpaarung:

$$ZT = \frac{\alpha_{AB} \cdot \sigma_{el}}{\lambda} \cdot T \quad (2)$$

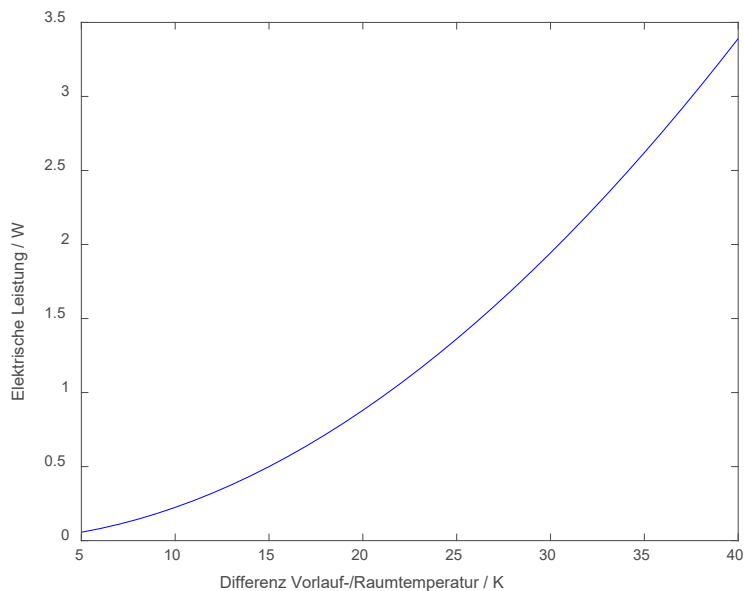
Hier ist  $\alpha_{AB}$  der Seebeck-Koeffizient,  $\sigma_{el}$  die elektrische Leitfähigkeit und  $\lambda$  die Wärmeleitfähigkeit des thermoelektrischen Materials und  $T$  die absolute Temperatur. Derzeitige TEG-Materialien erreichen Gütezahlen im Bereich von 0,5 bis 0,8 [2]. Wegen der voranschreitenden technischen Entwicklung wird in den Simulationen mit einer Gütezahl von 1 gerechnet.

Hieraus lässt sich die verfügbare Antriebsleistung des TEG berechnen:

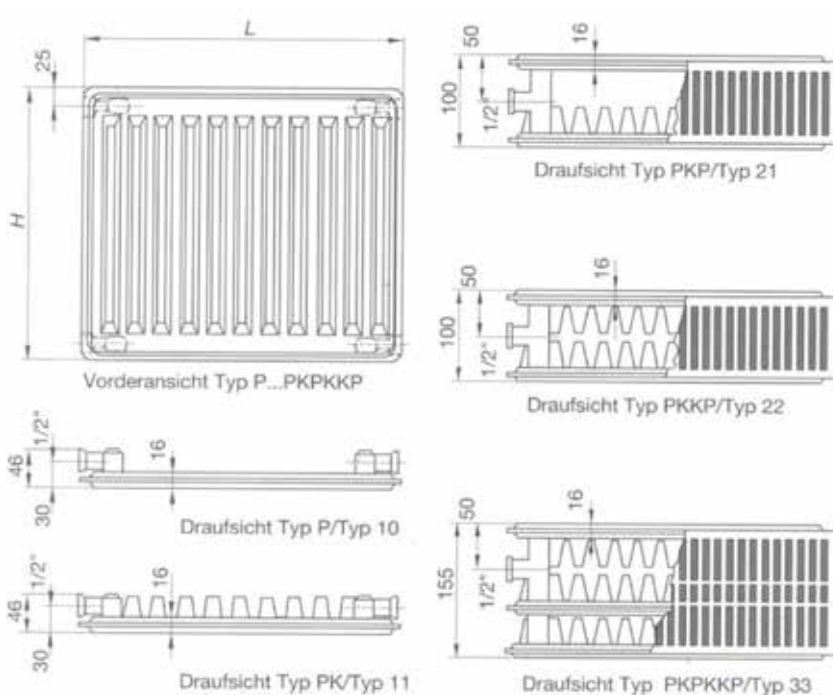
$$P_{TEG} = \eta_{TEG} \cdot \dot{Q}_{TEG} = \eta_{TEG} \cdot (kA)_{TEG} \cdot (T_{VL} - T_r) \quad (3)$$

Der  $(kA)$ -Wert des TEG wurde so gewählt, dass sich bei einer treibenden Temperaturdifferenz von 15 K eine TEG-Leistung von 0,5 W einstellt. Die Messergebnisse und erste Simulationsrechnungen (s.u.) zeigten, dass eine Leistung ungefähr in diesem Bereich erforderlich ist, um eine deutliche Absenkung der Heizkörpertemperaturen zu erreichen.

Aus den Gleichungen (1) bis (3) ergibt sich somit ein näherungsweise quadratischer Anstieg der TEG-Leistung als Funktion der Temperaturdifferenz, siehe Abbildung 1.



**Abbildung 1: Theoretisch zu erwartende elektrische Leistung der TEG bei einer Gütezahl von 1 als Funktion der treibenden Temperaturdifferenz [5]**



**Abbildung 2: Bezeichnungen für Plattenheizkörper I71**

### 3. Experimentelle Untersuchungen

Ein Plattenheizkörper vom Typ 22 (zu den gängigen Typenbezeichnungen siehe Abbildung 2, B x H x T = 1000 mm x 600 mm x 104 mm) wurde in einen thermostatisierten Wasserkreislauf mit regelbarer Vorlauftemperatur eingebaut. Der Heizkörper besteht aus zwei gegenüberliegenden, parallelen und profilierten Platten, welche mit Wasser durchströmt werden. Auf den Innenseiten der beiden Platten befinden sich Konvektionsbleche, welche die zur Wärmeübertragung verfügbare Oberfläche vergrößern.

Auf der Unterseite des Heizkörpers wurden elf Axialventilatoren vom Typ Arctic F8 PWM (siehe Abbildung 3, Maße 80 mm x 80 mm x 25 mm, Hersteller: ebm papst) montiert. Diese hatten in Vorversuchen die besten Wirkungsgrade marktverfügbarer preiswerter Ventilatoren gezeigt [1].



**Abbildung 3: Ansicht des vermessenen Heizkörpers von unten mit Ventilatoren [5]**

In der Versuchsreihe wurde die Wärmeleistung des Heizkörpers bei verschiedenen Werten der arithmetischen Heizmittelübertemperatur

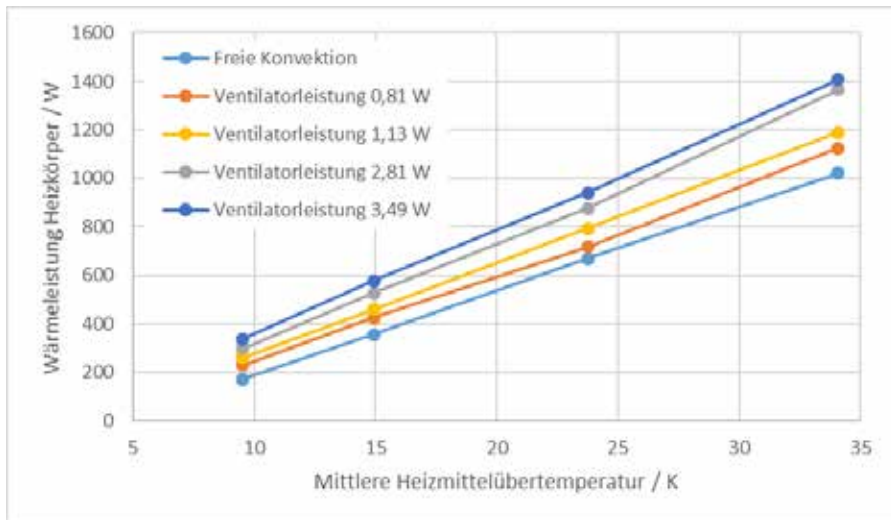
$$\Delta T_m = \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_r \quad (4)$$

und bei verschiedenen Leistungen der Ventilatoren gemessen. Zusätzlich wurde eine Messreihe bei freier Konvektion aufgenommen; hierfür wurden die Ventilatoren demontiert, um die Luftströmung nicht zu behindern. Die Ventilatoren wurden hier nicht durch einen thermoelektrischen Generator, sondern durch ein Netzteil mit Strom versorgt.

Neben den abgeführten Wärmeströmen, der Vor- und Rücklauftemperatur des Heizungswassers und einigen lokalen Temperaturen wurde das Strömungsgeschwindigkeitsfeld zwischen den Heizkörperplatten detailliert mit einem Hitzdrahtanemometer gemessen.

Die Ergebnisse der Versuchsreihe sind in Abbildung 4 dargestellt. Der Effekt, dass bei fester Heizleistung mit zunehmender Ventilatorleistung die Heizmitteltemperatur abnimmt, ist deutlich zu erkennen.

Abbildung 4 ist zugleich das Kennfeld für den Betriebspunkt des (virtuellen) TEG-Heizkörpers. Nimmt man den funktionellen Zusammenhang zwischen der Vorlauftemperatur und der vom TEG gelieferten elektrischen Antriebsleistung gemäß Abbildung 1 hinzu, ergibt sich aus Interpolationen zwischen den Kurven in Abbildung 4 das Kennfeld (also der Betriebsbereich) des Subsystems TEG + Heizkörper.



**Abbildung 4: Gemessene Wärmeleistung des Heizkörpers als Funktion der Heizmittelübertemperatur bei verschiedenen Ventilatorleistungen [5]**

#### 4. Simulationsstudie

Mit der Toolbox Simulink lassen sich in Matlab komplexe technische Abläufe in einer grafischen Umgebung abbilden und simulieren. Das kostenlos verfügbare Blockset CARNOT stellt hierfür Blöcke (d.h. Bausteine, die das Verhalten von Subsystemen oder Komponenten abbilden) aus dem Bereich der Gebäude- und Heiztechnik zur Verfügung.

Wir haben zu unserer Fragestellung energiesystemtechnische Simulationen mit CARNOT unter Matlab/Simulink durchgeführt. Dabei wurde das Gebäudemodell *Simple House* von CARNOT verwendet. Hierbei handelt es sich um ein Gebäude mit einem einzigen Temperaturknoten. Das Modell umfasst auch Wärmegewinne durch Fenster, interne Wärmegewinne und einen definierten Luftwechsel.

Das Gebäude ist in unserem Fall ein Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 140 m<sup>2</sup> auf zwei Stockwerken und einer Raumhöhe von 2,60 m.

Es wurden drei verschiedene Dämmstandards des Gebäudes definiert: EFH1 (ungedämmtes Bestandsgebäude) mit einem Heizwärmebedarf von rund 200 kWh/m<sup>2</sup>a, EFH2 (teilgedämmtes Bestandsgebäude) mit rund 130 kWh/m<sup>2</sup>a und EFH3 (Niedrigenergiehaus) mit rund 60 kWh/m<sup>2</sup>a. Zur Erreichung dieser Wärmebedarfe wurden passende k-Werte für Wände, Dach, Boden und Fenster festgelegt (geringfügig angepasste Überschlagswerte aus [8], siehe Tabelle 1).

Es wurde berücksichtigt, dass mit besser werdendem Dämmstandard der Gebäude die benötigte Heizkörperfläche kleiner wird. Aus simulationstechnischen Gründen wurde dies durch Festlegung der Zahl der Heizkörper (elf in EFH1, neun in EFH2 und sieben in EFH3) realisiert.

**Tabelle 1: Wärmedurchgangskoeffizienten des Gebäudes in den drei Dämmvarianten**

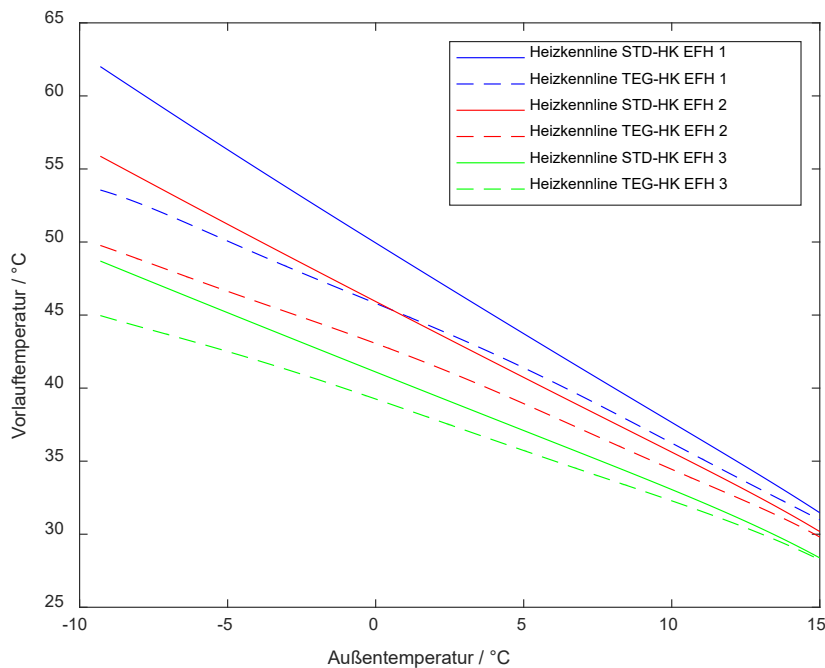
	Heizwärmebedarf / (kWh/m <sup>2</sup> a)	Wände/Dach k / (W/m <sup>2</sup> K)	Boden k / (W/m <sup>2</sup> K)	Fenster k / (W/m <sup>2</sup> K)
EFH1	ca. 200	1	1	2,7
EFH2	ca. 130	0,6	0,6	2
EFH3	ca. 60	0,3	0,3	0,7

Als Wetterdatensatz wurde das Testreferenzjahr (TRY) 2010 für die Region 12 (Mannheim) des Deutschen Wetterdienstes verwendet [6].

Bei der Festlegung des Warmwasserbedarfs wird von einem 4-Personen-Haushalt ausgegangen. Der Verbrauch von 200 l/d bei 45°C wird um 7 Uhr, 12 Uhr und 19 Uhr entnommen (40/20/40%). Der Wärmebedarf für Warmwasser liegt (bei einer jahreszeitlichen Schwankung der Kaltwassertemperatur zwischen 7 und 13°C) bei etwa 2970 kWh/a.

Mit Hilfe des Gebäudemodells und der Wetterdaten wird aus den Kennfelddaten des Heizkörpers (siehe Abbildung 4) und aus der Leistungskurve des TEG gemäß Abbildung 1 berechnet, welche Heizkreisvorlauftemperatur zur Deckung der Wärmeverluste des Gebäudes benötigt wird.

Hieraus resultieren Heizkennlinien für die verwendete außentemperaturgeführte Heizungsregelung, die in Abbildung 5 dargestellt sind und die in den Simulationen verwendet werden. Diese enthalten sowohl die Abhängigkeit der TEG-Leistung von der treibenden Temperaturdifferenz als auch die hieraus resultierenden Ventilator- und Heizkörperleistungen.



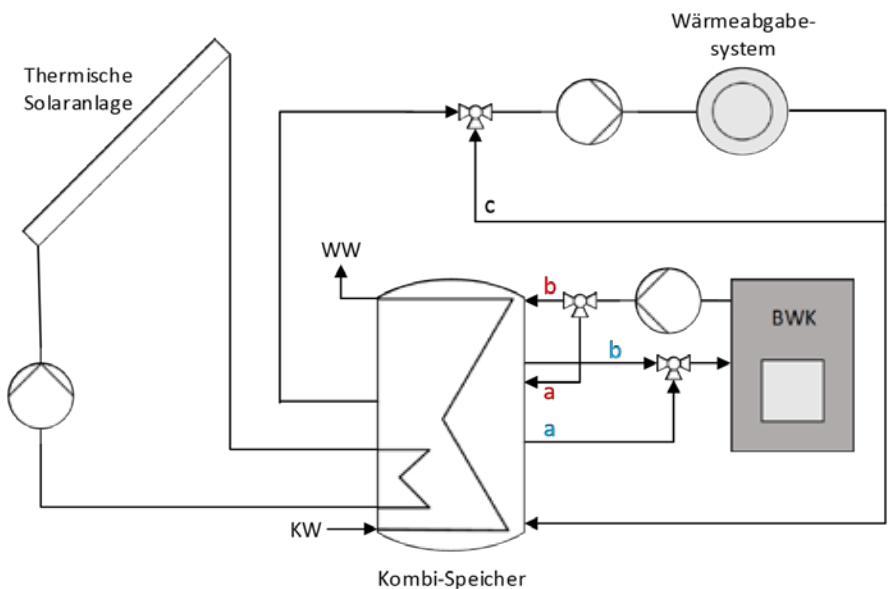
**Abbildung 5: Heizkennlinien für den Heizkörper ohne Ventilatoren (STD) und den Heizkörper mit TEG und Ventilatoren für die drei Gebäudetypen [5]**



Man erkennt, dass die Ventilatoren die benötigte Vorlauftemperatur gegenüber Standardheizkörpern um bis zu 8 K absenken und dass dieser Effekt mit sinkender Außentemperatur, also mit zunehmender Heizleistung, zunimmt. Weiterhin erkennt man auch, dass die Heizkennlinien mit zunehmender Wärmedämmung des Gebäudes flacher verlaufen und dass der temperatursenkende Effekt der Ventilatoren mit besser werdender Wärmedämmung abnimmt.

#### 4.1 Betrachtete Heizsysteme

Es werden zwei verschiedene Heizsysteme untersucht. Heizsystem 1 besteht aus einem Gas-Brennwertkessel (BWK, 15 kW Spitzenleistung, modulierend), der durch eine solarthermische Kombianlage ergänzt wird (12 m<sup>2</sup> Kollektorfläche, Südausrichtung, 45° Neigung; Kombispeicher mit 750 Liter).



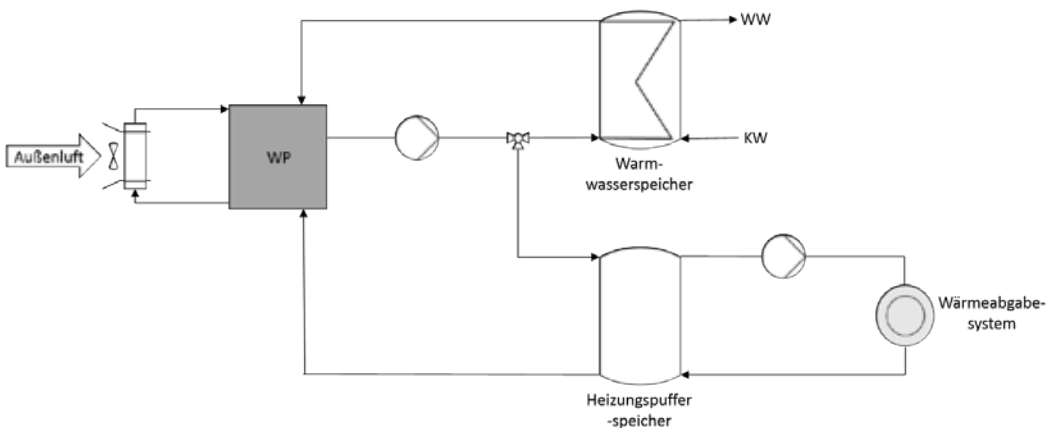
**Abbildung 6: Heizsystem 1: Gas-Brennwertkessel (BWK) mit thermischer Solaranlage und Kombispeicher. Nachheizung für die Raumheizung (a) und für die Warmwasserbereitung (b). Die Vorlauftemperatur der Heizkörper wird über eine Rücklaufbeimischung geregelt (c) [5]**

Der Wirkungsgrad des Brennwertkessels hängt von der Abgastemperatur ab. Diese wiederum ist über den Wärmeübertrager mit der Heizungs-Rücklauf­temperatur gekoppelt. Zudem steigt mit steigender Leistung des Kessels der Abgasvolumenstrom, was die Austrittstemp­eratur des Abgases ansteigen lässt. Dadurch wird bei zunehmenden Kesselleistungen ein sinkender (relativer und absoluter) Anteil des Wasserdampfs im Abgas kondensiert, folglich sinkt der Wirkungsgrad mit zunehmender Kesselleistung. Die Abhängigkeiten des BWK-Wirkungsgrades von der Abgastemperatur und von der Kesselleistung werden gemäß den in der nachstehenden Tabelle 2 dargestellten Werten modelliert; für Zwischenwerte wird interpoliert. In Tabelle 2 ist der auf den Heizwert bezogene Kesselwirkungsgrad dargestellt; für die Berechnung der Endenergieeinsparung im Ergebnisteil wird der Brennwert herangezogen.

**Tabelle 2: Wirkungsgrad des Gas-Brennwertkessels als Funktion von Kesselwassertemperatur und Kesselleistung**

Kesselwirkungsgrad (Bezug: Heizwert)		Mittlere Kesselwassertemperatur / °C		
		20	40	70
Relative Leistung	0,001	1,108	1,05	1
	0,25	1,108	1,05	0,95
	1	1	1	0,9

Im Heizsystem 2 ist der Wärmeerzeuger eine Außenluft-Wärmepumpe. Diese wird monoenergetisch bivalent betrieben, d.h. unterhalb einer bestimmten Außentemperatur wird die benötigte Wärme durch einen Durchlauferhitzer bereitgestellt. Die Wärmepumpe arbeitet nicht-modulierend, daher werden ein Heizungspufferspeicher (400 Liter) und ein separater Warmwasserspeicher (300 Liter) verwendet.



**Abbildung 7: Heizsystem 2: Wärmepumpe mit Außenluft als Wärmequelle [5]**

Es werden gemessene Leistungsdaten der Wärmepumpe Besst 4/12 verwendet [4], die in Tabelle 3 aufgelistet sind. Hierbei steht A für die Temperatur der Außenluft und W für die Temperatur des Vorlaufs auf der Heizkreisseite der Wärmepumpe.

**Tabelle 3: Verwendete Leistungsdaten der Wärmepumpe**

Betriebspunkt	Heizleistung	Quellenseitige Entzugsleistung	Elektrische Leistungsaufnahme	COP
	kW	kW	kW	
A0W35	13,00	9,33	3,67	3,54
A0W45	12,60	8,00	4,60	2,74
A7W35	15,00	11,39	3,61	4,16
A7W45	14,40	9,91	4,49	3,21

Aus diesen Leistungsdaten wurden durch Fehlerquadratminimierung neun Parameter des Wärmepumpenmodells in CARNOT bestimmt, mit Hilfe derer das Betriebsverhalten der Wärmepumpe nachgebildet wird.

## 4.2 Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse für Heizsystem 1 sind in Tabelle 4 dargestellt, die Ergebnisse für Heizsystem 2 befinden sich in Tabelle 5. Für die drei Dämmstandards EFH1, EFH2 und EFH3 sind vergleichend die Ergebnisse „STD“ für Heizkörper mit freier Konvektion (d.h. ohne Ventilatoren) und die Ergebnisse „TEG“ für Heizkörper mit durch TEG angetriebenen Ventilatoren aufgeführt.

In den Ergebnissen ist eine geringe Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs vom Heizkörpertyp zu erkennen. Dies liegt darin begründet, dass der TEG-Heizkörper ein günstigeres Regelungsverhalten aufweist als der Standardheizkörper. Dadurch kommt es im Standardsystem häufiger zu Überschwingern der Raumtemperatur.

Die Energieeinsparung durch die TEG-Heizkörper nimmt bei beiden Heizsystemen mit zunehmendem Dämmstandard von EFH1 zu EFH3 immer weiter ab. Dies liegt daran, dass schon durch die Dämmung die Heizkreistemperaturen deutlich abnehmen (vgl. Abbildung 5); damit arbeiten Brennwertkessel, Solaranlage und Wärmepumpe ohnehin mit hoher Effizienz; der Zusatzeffekt durch die TEG ist dann klein.

Beim Heizsystem 1 entsteht die Endenergieeinsparung bei allen drei Haustypen überwiegend durch eine Steigerung des Brennwertkesselwirkungsgrades und nur zu einem kleineren Teil durch eine Steigerung des Solarertrags bzw. des solaren Deckungsgrades.

Das wichtigste Größe ist die Heizkosteneinsparung, die für Heizsystem 1 mit Gas-Brennstoffkosten von 6 ct/kWh berechnet wurde. Die erzielbaren Heizkosteneinsparungen liegen bei EFH1 bei rund 48 €/a, bei EFH2 bei etwa 22 €/a und bei EFH3 bei nur etwa 5 €/a.

**Tabelle 4: Simulationsergebnisse für das Heizsystem 1: Gas-BWK + Solaranlage**

Gebäudestandard		EFH 1		EFH 2		EFH 3	
		STD	TEG	STD	TEG	STD	TEG
Heizkörper							
Anzahl Heizkörper		11		9		7	
Heizwärmeverbrauch	kWh/m <sup>2</sup> a	210	208	131	131	63	63
Wärmebereitstellung durch Solaranlage	kWh/a	4423	4573	3911	4023	3390	3416
Endenergieverbrauch	kWh/a	33071	32274	20753	20390	10452	10363
Endenergieeinsparung	kWh/a	797		363		89	
Heizkosteneinsparung (bei 6 ct/kWh)	€/a	47,82		21,78		5,34	
Solarer Deckungsanteil		0,137	0,143	0,184	0,190	0,287	0,290
Mittlerer Kesselwirkungsgrad (energetisch gewichtet)		1,015	1,024	1,029	1,035	1,038	1,041

Bei Heizsystem 2 wird nur im ungedämmten Bestandsgebäude EFH1 der Bivalenzpunkt gelegentlich unterschritten, so dass der Elektroheizstab in Betrieb geht. Die Jahresarbeitszahl JAZ als energetisch gewichtetes Jahresmittel der Leistungszahl wird hier wie folgt berechnet:

$$JAZ = \frac{\text{Heizenergie WP} + \text{Heizenergie Heizstab}}{\text{Stromverbrauch WP} + \text{Stromverbrauch Heizstab}} \quad (5)$$

Dabei wurde der Stromverbrauch des Heizstabs mit der von ihm gelieferten Heizenergie gleichgesetzt. Die Heizkosteneinsparungen wurden hier mit einem Strompreis von 22 ct/kWh berechnet. Sie fallen für alle drei untersuchten Dämmstandards deutlich höher aus als bei Heizsystem 1. Sie liegen bei EFH1 bei rund 169 €/a, bei EFH2 bei etwa 86 €/a und bei EFH3 bei etwa 29 €/a.

**Tabelle 5: Simulationsergebnisse für das Heizsystem 2: Luft-Wasser-Wärmepumpe**

Gebäudestandard	Heizkörper	EFH 1		EFH 2		EFH 3	
		STD	TEG	STD	TEG	STD	TEG
<b>Anzahl Heizkörper</b>		11		9		7	
<b>Heizwärmeverbrauch</b>	kWh/m²a	212	211	131	131	63	63
<b>Heizenergie Wärmepumpe</b>	kWh/a	33036	32990	21812	21768	12176	12162
<b>Heizenergie Elektroheizstab</b>	kWh/a	86	44	0	0	0	0
<b>Stromverbrauch Wärmepumpe</b>	kWh/a	12098	11328	7627	7238	3995	3862
<b>Stromersparnis</b>	kWh/a	770		390		133	
<b>Heizkosteneinsparung (bei 22 ct/kWh)</b>	€/a	169,40		85,73		29,15	
<b>JAZ</b>		2,718	2,905	2,860	3,008	3,048	3,149
<b>Δ JAZ</b>		0,187		0,148		0,101	

### 5. Diskussion, Fazit und Ausblick

Für eine fundierte Bewertung der Ergebnisse müssen die berechneten Heizkosteneinsparungen in einer Investitionsrechnung untersucht werden. Diese steht gegenwärtig noch aus. Dennoch lassen sich bereits einige Erkenntnisse ableiten.

Für beide untersuchte Heizsysteme gilt als zentrales Ergebnis: Eine Wärmedämmung des Gebäudes erzielt zum einen viel höhere Einsparungen beim Energieverbrauch als das hier vorgeschlagene Konzept und ist deswegen aus Sicht des Klimaschutzes um ein Vielfaches wichtiger. Zum anderen bewirkt die Wärmedämmung bereits eine so deutliche Absenkung der Heizkreistemperaturen, dass der zusätzliche Effekt der TEG-Ventilator-Heizkörper mit zunehmendem Dämmstandard immer kleiner und immer unwirtschaftlicher wird.

Weiterhin erscheinen die Einsparungen für das Heizsystem 1 (Gas-Brennwertkessel plus Solaranlage) auch bei EFH1 mit rund 1000 € über eine angenommene Lebensdauer des TEG-Systems von 20 Jahren grenzwertig niedrig für eine Wirtschaftlichkeit; bei EFH2 und EFH3 kann man schon jetzt davon ausgehen, dass das Konzept eine Wirtschaftlichkeit kaum erreichen kann.

Deutlich positiver sind die Ergebnisse für das Wärmepumpen-Heizsystem zu bewerten. Hier lassen sich auch beim gut gedämmten EFH3 noch nennenswerte Heizkosteneinsparungen durch das TEG-System erzielen.

Für Fernwärmesysteme erscheint das TEG-System grundsätzlich interessant und auch von der Wirtschaftlichkeit her attraktiver, denn bei Fernwärme ist es entscheidend, für denjenigen Verbraucher, der die höchste Anforderung an die Netzvorlauftemperatur hat, technische Möglichkeiten zur Temperaturabsenkung zu finden.

Für alle genannten Systeme gibt es allerdings immer die konkurrierende Lösung, die vorhandene Heizkörperfläche zu vergrößern, beispielsweise indem man 22er Heizkörper durch 33er Heizkörper

ersetzt. Dies dürfte auch bei beschränktem Platz in der Heizkörperschleife in den meisten Fällen möglich sein.

Die Ergebnisse der hier vorgestellten Untersuchungen sind durch große systematische Unsicherheiten in drei Bereichen beeinflusst. Zum einen sind die heutigen Kosten von TEG nur eine Momentaufnahme bei einer Technologie, die sich mit steigender Geschwindigkeit weiterentwickelt. Zum zweiten zeigen erste Messungen mit TEG, die wir durchgeführt haben, dass auch bei Verwendung eines ventilierten Kühlkörpers über dem TEG bei weitem nicht die volle Temperaturdifferenz zwischen Heizkreisvorlauf und Umgebungstemperatur anliegt, was auf Grund der starken Abhängigkeit der elektrischen Leistung der TEG von der antreibenden Temperaturdifferenz (vgl. Abbildung 1) einen großen ungünstigen Einfluss hat. Zum dritten zeigen unsere Messungen der Strömungsgeschwindigkeit der Luft im Innenraum des Heizkörpers, dass bei einer Leistungsaufnahme der Ventilatoren im Bereich der von uns vermessenen Betriebspunkte von etwa 0,5 bis 2 W die Luft nur mit rund 0,3 bis 0,7 m/s strömt, was bei einem 22er Heizkörper mit 1000 mm Breite und einem Spaltabstand von rund 72 mm einem kinetischen Energiestrom von nur 1 bis 15 mW entspricht. Da der Strömungsdruckverlust vernachlässigbar klein ist, sollte aber die mechanische Leistung der Ventilatoren nahezu vollständig in kinetische Energie des Luftstroms umgewandelt werden. Daher zeigt schon diese grobe Abschätzung große Verbesserungspotenziale beim Ventilatorwirkungsgrad auf. Weiterhin zeigten sich bei Infrarotaufnahmen der Ventilatoren im Betrieb heiße Stellen im Bereich der Elektronik, was die vorhandenen Potenziale bei der Ventilatoreffizienz auf andere Weise sichtbar macht.

Die genannten Unsicherheiten müssen bei den Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen mittels einer Sensitivitätsanalyse abgebildet werden. Im Ergebnis werden sich voraussichtlich Bereiche von TEG-Kosten und Ventilatorwirkungsgraden angeben lassen, für welche das Konzept von ventilierten Heizkörpern mit thermoelektrischem Antrieb wirtschaftlich interessant wird.

Die Autoren danken der Karl-Völker-Stiftung an der Hochschule Mannheim für die Förderung des Projektes.

## 6. Literaturverzeichnis

- [1] Agirman Ö.: *Experimente zum Wärmeübergangskoeffizient an Heizkörpern mit Ventilatoren*. Masterprojektarbeit, Fakultät Verfahrens- und Chemietechnik, Hochschule Mannheim 2018
- [2] BINE Informationsdienst (Hrsg.): *Thermoelektrik: Strom aus Abwärme*. Themeninfo I/2016. Bonn 2016
- [3] BMWi (Hrsg.): *Zahlen und Fakten – Energiedaten*. Stand 14.08.2018; Quelle: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, abgerufen am 10.12.2018
- [4] Bonin J.: *Handbuch Wärmepumpen – Planung und Projektierung*. 2. Auflage. Berlin: Beuth Verlag 2012
- [5] Bruder S.: *Energiesystemsimulationen mit Matlab Simulink und dem CARNOT-Blockset zur Effizienzsteigerung von Heizgeräten bei Absenkung der Heizkreistemperaturen*. Masterarbeit, Fakultät Verfahrens- und Chemietechnik, Hochschule Mannheim 2018
- [6] Deutscher Wetterdienst (Hrsg.): *Handbuch Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. Offenbach 2014
- [7] Tiator I.: *Heizungsanlagen mit der neuen EnEV 2014*. 4. Auflage. Wiesbaden: Vogel Business Media 2016
- [8] Wesselak V., Schabbach T., Link T., Fischer J.: *Handbuch Regenerative Energietechnik*. 3. Auflage. Berlin: Springer 2017

## Nutzung industrieller Abwärme - Abhängig von der zukünftigen Energienachfrage der Industriestandorte in Europa

**Pia Manz**

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe

E-Mail: pia.manz@isi.fraunhofer.de

### **Abstract**

Die Nutzung industrieller Abwärme kann zur Transformation des Energiesystems beitragen, da die innerbetriebliche und überbetriebliche Nutzung von Abwärme sowie die Integration in Fernwärmenetze den Primärenergiebedarf des Wärmesektors reduziert. Zur Abschätzung dieses Potenzials müssen Industrieanlagen in hoher räumlicher Auflösung hinsichtlich des Wärmebedarfs und ihrer Abwärmepotenziale analysiert werden. Mithilfe verschiedener Datenbanken sowie der Modellierung der zukünftigen Entwicklung der industriellen Endenergienachfrage können standortspezifische Abwärmepotenziale für Industrieanlagen in Europa quantifiziert werden. Verschiedene Datenquellen werden verwendet und abgeglichen, um Informationen über CO<sub>2</sub>-Emissionen, Subsektor, Prozess- und Produktionskapazitäten pro Standort in der EU28, der Schweiz und Norwegen zu erhalten. Aus diesem Datensatz energieintensiver Industrien (Stahl, Papier, Zement und Glas) werden die Energienachfrage und die Abwärmepotenziale für jeden Standort und Prozess berechnet. Mit der Kopplung eines nationalen Energienachfragemodells kann die Veränderung der Abwärmepotenziale durch Effizienzgewinne und Prozesswechsel für die wichtigsten Industriezweige in Europa bis 2050 abgeschätzt werden.

### **1. Einleitung**

Das Ziel der EU, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu senken, erfordert die Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz in allen Nachfragesektoren. Während der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in den letzten zehn Jahren zugenommen hat, ist der Wärmesektor nach wie vor stark von fossilen Energieträgern abhängig. In der EU28 beträgt der Raumwärmebedarf etwa 25 % und der industrielle Prozesswärmebedarf etwa 16 % des Endenergieverbrauchs [1]. Diese Zahlen verdeutlichen die Bedeutung von Wärmebedarf und -angebot in Industrie und Gebäuden. Industrielle Abwärme als potenzielle Quelle für Fernwärme kann zur Verbesserung der Effizienz und Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen und sollte eine wichtige Rolle in der kommunalen Wärmeplanung spielen. Für die Abschätzung regionaler Abwärmepotenziale und die Identifizierung potenzieller Regionen für Fernwärme sind jedoch disaggregierte Informationen über die Standorte energieintensiver Anlagen erforderlich.

Bis vor kurzem wurde das Potenzial industrieller Abwärme kaum untersucht und nur wenige Studien haben einen systematischen Ansatz zur Abschätzung des standortspezifischen Abwärmepotenzials vorgelegt. Die Quantifizierung von Abwärmepotenzialen erfolgt häufig auf Basis von standortspezifischen Emissionsdaten mithilfe von Emissionsfaktoren. Dieser Ansatz wird hauptsächlich durch die Datenverfügbarkeit getrieben. Nur einige wenige Studien berücksichtigen spezifischere Branchendatenbanken, die auch andere Indikatoren einbeziehen. Angaben über die Produktion und Prozesse der einzelnen Standorte sind ein genauerer Indikator als der CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Darüber hinaus ist die zukünftige Verfügbarkeit von Abwärme essentiell für eine langfristige Planung. Abwärmepotenziale können sich insbesondere in den energieintensiven Subsektoren durch Wechsel zu CO<sub>2</sub>-ärmeren Prozessen sowie von Brennstoffen (bspw. Elektrifizierung) substantiell verändern.

## 2. Standortdatenbank

Die Erfassung von georeferenzierten Produktionskapazitäten energieintensiver Prozesse ermöglicht es, Abwärmepotenziale auf verschiedenen Temperaturniveaus abzuschätzen. Dies bedeutet, dass anlagenscharf erfasst wird, wie viel Tonnen Stahl, Papier oder Zement pro Jahr mit welchem Prozess (Hochofen oder Elektrostahl etc.) produziert werden. Ziel ist es, einen georeferenzierten Datensatz von energieintensiven Industrien, einschließlich Emissionen, Prozessen, Produktionskapazitäten sowie Energieverbrauch der einzelnen Standorte zu erhalten. Dafür werden mehrere Datenbanken miteinander verschnitten, darunter EU ETS (European Union Emission Trading System), E-PRTR (European Pollutant Release- and Transferregister) und verschiedene sektorale Datenbanken (Glas, Zement, Stahl und Papier). Einen Überblick über die verwendeten Datenbanken gibt Tabelle 1. Die Kombination der Datenbanken erfordert einen datenbankübergreifenden Abgleich einzelner Anlagen und ermöglicht die Erfassung der georeferenzierten Produktionskapazität in den energieintensiven Industriesubsektoren in Europa. Dies ermöglicht die Abschätzung des Energiebedarfs und der Abwärmepotenziale für über 30 Prozesse. Die zukünftige Entwicklung der industriellen Produktionsprozesse und der Ausschöpfung von Energie- und Materialeffizienzpotenzialen verändert zum einen die Energieträgerzusammensetzung von Industrieanlagen und zum anderen auch den Gesamtenergiebedarf. Dies hat zur Folge, dass sich Abwärmepotenziale in Zukunft für das gleiche Endprodukt unterscheiden können.

**Tabelle 1: Überblick über die verwendeten Datenbanken und den verfügbaren Informationen**

Datenbank	Firma	Geografische Angaben			Produkt	Produktionsdaten		
	Name	Adresse	Land	Lat/ Long	Produkt/ NACE	Produktion	Kapazität	Emissionen
E-PRTR	X	X	X	X	X			X
ETS	X		X		X			X
Zement (Global Cement Directory)	X		X				X	
Papier (RISI Pulp and Paper)	X		X	X	X	X		
Stahl (VDEh)	X		X				X	
Glas (glassglobal)	X	X	X		X	X		

Häufig verwendete Datenbanken zur Abschätzung von Abwärme sind das E-PRTR [2], das EU ETS [3] und nationale Schadstoffdaten [4, 5]. Die E-PRTR-Datenbank enthält Koordinaten, Schadstoff- und Treibhausgasemissionen für Industriestandorte in der EU, klassifiziert nach vierstelligen NACE<sup>1</sup>-Codes in den definierten Subsektoren von Eurostat, dem statistischen Amt der Europäischen Union. Für den Aufbau der Standortdatenbank wurde das E-PRTR mit der ETS-Datenbank abgeglichen, die 40% der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU abdeckt, aber lediglich die Adressen der Firmenzentrale angibt. Die Subsektoren in dieser Datenbank werden durch 40 verschiedene Aktivitäten definiert, die das produzierte Produkt kennzeichnen. Die Kombination dieser beiden Datenbanken durch den Abgleich einzelner Industrieanlagen mithilfe des Namens, der Adresse und des Subsektors ermöglicht die Georeferenzierung der ETS-Standorte, die mit E-PRTR-Standorten abgeglichen werden können, sowie erfasst dadurch Anlagen, die in einer der beiden Datenbanken fehlen [6]. Die Anzahl der relevanten Einträge, d.h. Industrieanlagen mit Treibhausgasemissionen, beträgt 1600 im E-PRTR und über 4500 im ETS. Diese Zahlen werden unter Ausschluss nicht relevanter Subsektoren und Länder sowie der Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt. Da erwartet wurde, dass die CO<sub>2</sub>-Äquivalenzwerte im ETS-Register genauer erfasst sind, wurde diese Werte verwendet.

<sup>1</sup> fr.: Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne, eine europäische Systematik zur statistischen Klassifizierung von Wirtschaftszweigen

Die resultierende kombinierte ETS- und E-PRTR-Datenbank bildet die Grundlage für die Aufnahme zusätzlicher sektoraler Datenbanken, wie sie in Tabelle 1 aufgeführt sind. Wie bereits erwähnt, ermöglicht die Einbeziehung von prozessspezifischen Produktionskapazitäten oder Jahresproduktionsdaten eine genauere Abschätzung der Abwärmepotenziale. Diese Daten können durch Abgleich mit branchenspezifischen Datenbanken gewonnen werden. Tabelle 1 veranschaulicht, dass die von den ursprünglichen Datenbanken gelieferten Informationen sehr heterogen sind, insbesondere in Bezug auf die sektorale Differenzierung (vierstellige NACE- oder ETS-Aktivität), die Genauigkeit der Standortangabe (Koordinaten, Adresse, Stadt oder Land) sowie der Emissionen oder die Kapazität bzw. effektive Produktion. Die Subsektoren Stahl, Papier, Glas und Zement werden hier einbezogen. Diese machen etwa 40% des industriellen Brennstoffbedarfs aus und haben das höchste Potenzial für die Nutzung von Abwärme, da in diesen Subsektoren Hochtemperaturprozesse üblich sind. Die in den Branchendatenbanken enthaltenen Prozesse sind Klinker-Kalzinierung (Zement), Papierherstellung, Flach- und Behälterglas, Sinterung, Verkokung, Elektrolichtbogenöfen und Hochofen.

Die unterschiedliche Definition von Systemgrenzen war hier eine Herausforderung. So enthält die ETS-Datenbank beispielsweise Emissionen eines gesamten Stahlwerks, aber die verschiedenen Prozesse sind in den Branchendatenbanken aufgeführt. Auch wenn die sektoralen Datenbanken umfangreich sind, gibt es immer noch Einträge aus ETS und E-PRTR, die nicht abgeglichen werden konnten. Umgekehrt mussten Einträge aus den sektoralen Datenbanken, die nicht mit der Emissionsdatenbank abgeglichen werden konnten, manuell georeferenziert werden. Als Ergebnis steht eine Datenbank zur Verfügung, in der 5200 Einträge vorhanden sind. Diese Einträge sind einzelne Industrieanlagen in Europa, jeweils mit Firmenname, Adresse, Koordinaten, Subsektor, Prozessen, Produktionskapazität und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### 3. Energienachfrage und Abwärmepotenziale

#### 3.1 Prozessspezifische Energienachfrage und Status quo Abwärmepotenziale

Aus dem Datensatz mit Emissionen und Produktionskapazität pro Standort können der Brennstoff- und Strombedarf sowie daraus entstehende Abwärmepotenziale abgeleitet werden. Dabei sind prinzipiell zwei verschiedene Ansätze möglich: einer basierend auf der Produktion nach Prozessen und einer basierend auf Emissionsdaten. Die meisten Studien in der Literatur verwenden Emissionen als Grundlage für die Analyse von Abwärme [2, 5]. Für diese Studie wird ein Ansatz basierend auf den Produktionskapazitäten verwendet.

Basierend auf der Literatur wurden spezifische Energieverbräuche in GJ/t definiert [7, 8], die den Brennstoff- und Strombedarf pro Tonne produziertes Produkt für jeden wesentlichen Prozess der betrachteten energieintensiven Industrien angeben. Der theoretische Energieverbrauch in GJ/Jahr wird berechnet, indem diese Werte mit der standortspezifischen jährlichen Produktions- oder Produktionskapazität multipliziert werden. Diese Werte werden durch einen Vergleich mit den Energiebilanzen von Eurostat validiert. Prozesse, die ein Abwärmepotenzial haben, wurden weitergehend basierend auf [3, 7, 9] analysiert. Mithilfe der dort angegebenen Abwärmefaktoren, die prozentual von der Endenergienachfrage Abwärmepotenziale quantifizieren, können produktionsspezifische Abwärmepotenziale in GJ/t angegeben werden. Dies ist in Tabelle 2 für alle hier analysierten Prozesse ersichtlich. Die spezifischen Abwärmepotenziale für jeden Prozess werden dabei für alle Länder identisch angenommen, unterteilt in drei Temperaturbereiche, von 100-200°C, 200-500°C und über 500°C an. Bei den meisten Prozessen basiert das Abwärmepotenzial auf Brennstoffverbrennungsprozessen, wohingegen Elektrolichtbogenöfen in der Stahlherstellung ein Abwärmepotenzial von mehr als 500°C aufgrund ihres Stromverbrauchs haben.

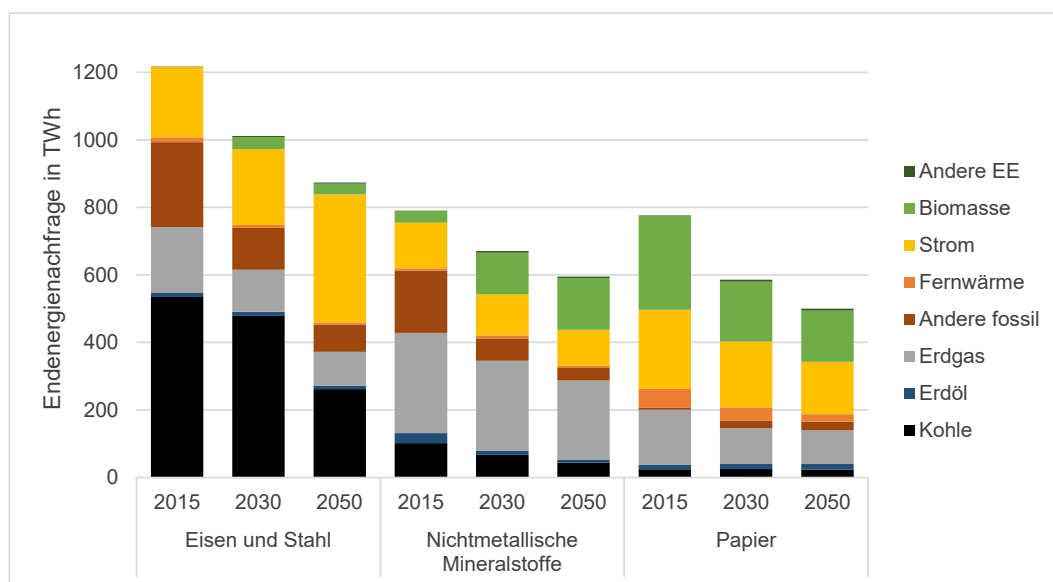


**Tabelle 2: Prozessspezifische Abwärmepotenziale pro Tonne in GJ/t**

Industriesubsektor		Spezifisches Abwärmepotenzial			Quelle/basierend auf
Subsektor	Prozess	100-200°C	200-500°C	>500°C	
Eisen und Stahl	Sintern	-	0.7	-	[3]
Eisen und Stahl	Hochofen	0.3	-	-	[3]
Eisen und Stahl	Lichtbogenofen	-	0.3	0.2	[7,9]
Eisen und Stahl	Koksofen	-	-	1.9-	[3]
Eisen und Stahl	Direktreduktion	-	3.8	-	[7]
Papier	Papierherstellung	0.6	-	-	[3]
Nichtmetallische Mineralstoffe	Behälterglas	-	1.2	-	[7]
Nichtmetallische Mineralstoffe	Flachglas	-	-	2.2	[3]
Nichtmetallische Mineralstoffe	Klinkerbrennen (trocken)	-	0.5	-	[3,9]
Nichtmetallische Mineralstoffe	Klinkerbrennen (halbtrocken)	-	0.6	-	[3,9]
Nichtmetallische Mineralstoffe	Klinkerbrennen (nass)	-	0.8	-	[3,9]

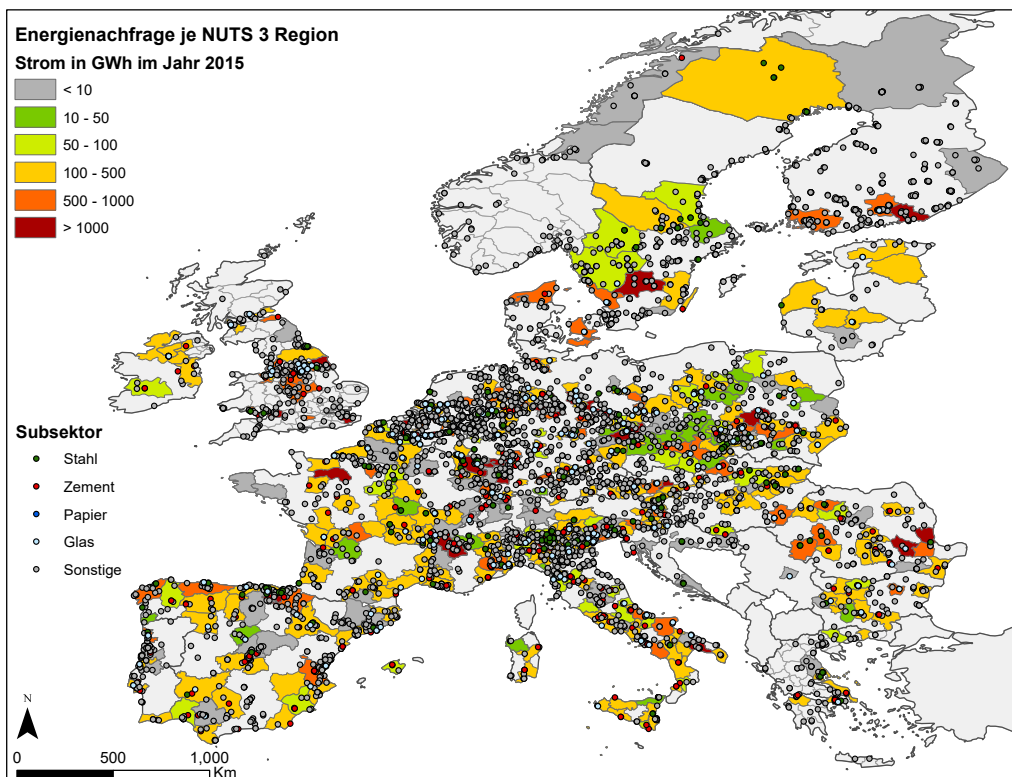
Im Jahr 2015 kann für Europa ein Abwärmepotenzial für die energieintensiven Industriesubsektoren von 63 TWh pro Jahr quantifiziert werden, wobei 60% davon im Temperaturbereich von 200-500°C anfällt. Die Länder Deutschland, Italien, Frankreich und Spanien als Produktionsschwerpunkte der Stahl- und Zementindustrie tragen über 50% zu den europäischen Abwärmepotenzialen bei. Auch sektorale Unterschiede können beobachtet werden: Während die Stahlindustrie durch wenige Standorte mit hohen Abwärmepotenzialen charakterisiert ist, ist die Glas- und Papierherstellung viel kleinteiliger räumlich verteilt und besitzt geringere Abwärmepotenziale pro Standort.

### 3.2 Entwicklung der regionalen Energienachfrage und Abwärmepotenziale in Europa


**Abbildung 1: Entwicklung der energieintensiven Industriesubsektoren in Europa**

Ein Szenario zur Entwicklung der industriellen Endenergienachfrage ist in Abbildung 1 für die Jahre 2015, 2030 und 2050 dargestellt. Berücksichtigt sind dabei die Subsektoren Eisen und Stahl, Papier und Nichtmetallische Mineralstoffe, welcher zum Großteil aus Glas- und Zementherstellung besteht. In diesem Szenario wird von einer ambitionierten Energie- und Materialeffizienzsteigerung ausgegangen. Dies bedeutet einen Rückgang der Endenergienachfrage in allen Subsektoren. Gleichzeitig steigt die Stromnachfrage in der Stahlindustrie an, da fossile Brennstoffe für Prozesswärme durch Elektroöfen oder Lichtbogenöfen ersetzt werden.

Für die Abwärmeschätzung sind diese nationalen Szenarien von Interesse, da hiermit die regionale Endenergienachfrage und somit die Abwärmepotenziale berechnet werden können. In Abbildung 2 ist die regionale Stromnachfrage im Jahr 2015 sowie alle enthaltenen Standorte in der Datenbank nach Subsektor dargestellt. Die regionale Stromnachfrage wird für die energieintensiven Subsektoren mithilfe der georeferenzierten Produktionsdaten berechnet und anschließend mit den nationalen Werten validiert. Die standortspezifische Stromnachfrage wird mithilfe eines Geoinformationssystem(GIS)-Modell für die NUTS<sup>1</sup> 3 Regionen aufsummiert. Diese regionale Einteilung entspricht in Deutschland den Landkreisen bzw. kreisfreien Städten.

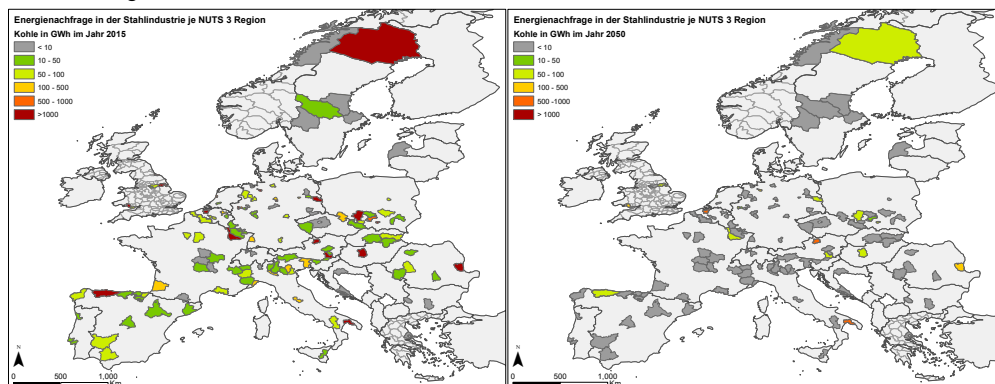


**Abbildung 2: Energieintensive Standorte in Europa und daraus resultierenden Stromnachfrage im Jahr 2015 pro NUTS 3 Region**

Zusammenfassend kann im GIS-Modell mithilfe der nationalen Endenergienachfrage nach Subsektor sowie der standortspezifischen Produktionskapazität die regionale Energienachfrage sowie Abwärmepotenziale identifiziert werden. Unter der Annahme, dass die Produktionskapazitäten in den

<sup>1</sup> fr.: Nomenclature des unités territoriales statistiques, eine europäische Systematik zur statistischen Klassifizierung von Regionen

Standorten zukünftig gleich verteilt sind, kann mit der gleichen Methodik die regionale Energienachfrage nach Subsektor und Energieträger berechnet werden. Allerdings muss dabei auch angenommen werden, dass der Effizienzfortschritt in den einzelnen Standorten dem nationalen Durchschnitt entspricht, und dass Prozesswechsel an allen Standorten ebenfalls gleich der nationalen Entwicklung sind. Hier könnte beispielsweise das Alter von Anlagen noch miteinbezogen werden, die in einigen Datenbanken mit aufgeführt werden. Für die hier vorgestellten Ergebnisse wurde dies nicht berücksichtigt.



**Abbildung 3: Kohlenachfrage für die Stahlherstellung in den Jahren 2015 und 2050 pro NUTS 3 Region**

Mit der vorgestellten Methodik kann abgeschätzt werden, wie sich regionale industrielle Prozesse verändern und wie viel Abwärme zukünftig zur Verfügung stehen kann. In Abbildung 3 ist die Nachfrage nach Kohle für die Stahlherstellung dargestellt. Die Kohlenachfrage wird hauptsächlich für den Hochofenprozess verwendet, der bis 2050 einen sinkenden Anteil zeigt. Dies bedeutet, dass die Abwärmepotenziale bis 2050 durch Prozesswechsel zu Sekundärstahl und höhere Recyclingquoten um über 40% abnehmen können. Die Bedeutung für die einzelnen Regionen kann mithilfe dieser Daten und möglichen Wärmekonzepten weitergehend analysiert werden.

#### 4. Zusammenfassung

Die Abschätzung der Abwärmepotenziale für energieintensive Prozesse in EU28, Schweiz und Norwegen ergibt ein Bottom-up-Abwärmepotenzial von 63,3 TWh pro Jahr für die Subsektoren Papier, Stahl, Glas und Zement. Der höchste Anteil des industriellen Abwärmepotenzials liegt dabei im Temperaturbereich zwischen 200°C und 500°C. Dies liegt vor allem an der verfügbaren Abwärme des Zementsektors von 25 TWh in diesem Temperaturbereich. Glas und Stahl haben überdurchschnittliche Wärmepotenziale in Temperaturen über 500 °C aus Hochtemperatur-Ofenprozessen. Die tatsächliche Nutzung der identifizierten technischen Abwärmepotenziale hängt dabei von vielen weiteren Faktoren ab, wie beispielsweise die räumliche Nähe zu einer Wärmesenke. Darüber hinaus ist die zukünftige Verfügbarkeit von industrieller Abwärme essentiell für Wärmeplanungen. So können Energie- und Materialeffizienz sowie Prozess- und Brennstoffwechsel die Potenziale für die regionale Abwärmennutzung verringern. Insbesondere in der Stahlindustrie ist von einem starken Rückgang der Kohlenutzung und damit der Abwärmepotenziale auszugehen. Die Modellierung der zukünftigen Industrienachfrage sowie die räumliche Analyse der Industriestandorte ermöglichen die Abschätzung dieser Potenziale. Gemeinsam mit Daten über regionale Wärmenachfrage nach Temperaturniveau kann das zukünftige ökonomische Potenzial für Fernwärmenetze abgeschätzt werden.

## 5. Literaturverzeichnis

- [1] Fleiter, T.; Elsland, R.; Rehfeldt, M. et al. (2017). Profile of heating and cooling demand in 2015. Report D 3.1 to the European Commission of the project Heat Roadmap Europe 4 (grant agreement No. 695989).
- [2] Persson, U.; Möller, B.; Werner, S. (2014). Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions. *Energy Policy* 74, 663-681.
- [3] McKenna, R.C.; Norman, J.B. (2010). Spatial modelling of industrial heat loads and recovery potentials in the UK. *Energy Policy* 38, 5878 - 5891.
- [4] Bühler, F.; Nguyen, T.; Elmegaard, B. (2016). Energy and exergy analyses of the Danish industry sector. *Applied Energy* 184, 1447 - 1459.
- [5] Brückner, S. (2016). Industrielle Abwärme in Deutschland - Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw. wirtschaftlicher Nutzbarkeit, Dissertation TU München.
- [6] Fydrich, M. (2017). Assembly of a Site-specific Database for the European Basic Materials Industry - Application for Regional CO<sub>2</sub> Storage Potential. Master's Thesis, Karlsruhe Institute of Technology.
- [7] Rehfeldt, M.; Fleiter, T.; Toro, F. (2017). A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry. *Energy Efficiency* DOI 10.1007/s12053-017-9571-y.
- [8] Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (2013). *Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer-Verlag, Stuttgart.
- [9] Element Energy, Ecofys, Imperial College London (2014). The potential for recovering and using surplus heat from industry. Final report for the Department for Energy and Climate Change.

## Untersuchung von Potentialen zur Verbesserung der Energieeffizienz eines Kunststoff verarbeitenden Unternehmens

Philipp Golebniak

Galek & Kowald GmbH

### Abstract

Im Rahmen der durchgeführten Master-Thesis wurde die Untersuchung der energetischen Situation eines Kunststoff verarbeitenden Unternehmens und die daraus entwickelten Potentiale zur Steigerung der Energieeffizienz thematisiert. Im Rahmen der messtechnischen Untersuchung konnte die energetische Situation erfasst und die Energie- und Stoffströme des Unternehmens visualisiert werden. Aus den Ergebnissen der messtechnischen Untersuchung konnten verschiedene Potentiale und mögliche Umsetzungsmaßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz aufgeführt werden. Die gezeigten Potentiale wurden hinsichtlich der energetischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit untersucht und bewertet. Für das Unternehmen konnte aus den beschriebenen Potentialen eine sogenannte Soll-Situation durch eine mögliche Umsetzung der Maßnahmen vorgestellt und ebenfalls als Sankey-Diagramm visualisiert werden.

### 1. Darstellung des betrachteten Unternehmens und der Produktionsprozesse

Zu Beginn der Untersuchung wurde eine Schrittfolge zur Darstellung und Beschreibung der aktuellen energetischen Situation des Unternehmens erarbeitet. Als Ziel dieser Schrittfolge sollten die aktuellen Verhältnisse und die ablaufenden Produktionsprozesse abgebildet werden.

Das Unternehmen mit einem Standort in Thüringen ist im Bereich der Kunststoffverarbeitung tätig und stellt dazu Formteile aus expandiertem Polypropylen (EPP) her. Die hergestellten Formteile werden hauptsächlich an die Automobilbranche geliefert. Hinsichtlich der steigenden Bestrebung der Automobilherstellung zur Leichtbauweise sind Bauteile aus expandiertem Polypropylen besonders geeignet. Die hergestellten Bauteile sind zum Beispiel Teile für Stoßdämpfer oder Kofferraumeinlagen.

Weiterhin wurde die Energieversorgung und die Entwicklung des Energieverbrauchs der letzten Jahre betrachtet und dazu für das Jahr 2016 unter anderem der Jahreslastgang für die bezogene elektrische Energie dargestellt. Der Jahreslastgang für den Strombezug 2016 ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

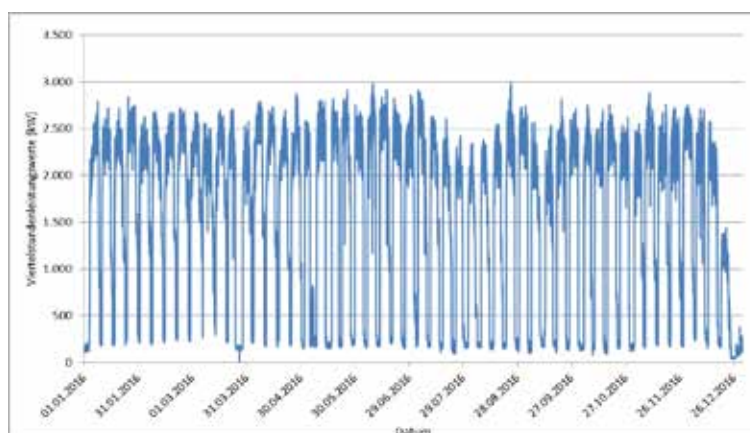
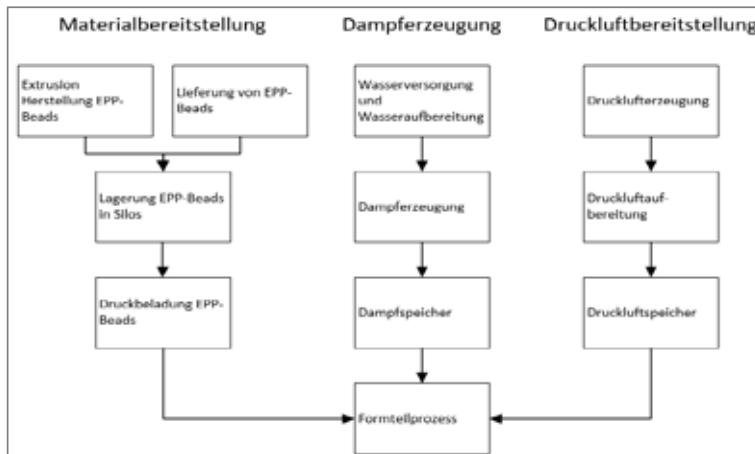


Abbildung 1: Jahreslastgang Strombezug 2016

Aus dem dargestellten Lastgangdaten konnte der elektrische Energiebedarf des Unternehmens mit 14.220.691 kWh und einer maximalen Leistung von 2.982 kW ermittelt werden. Aus den ermittelten Werten konnten anschließend aus dem Quotienten des Energiebezug und der maximalen Leistung die Jahresbenutzungsstunden für den elektrischen Energiebezug mit 4.768 Stunden bestimmt werden. Außerdem wurde bezugnehmend auf das Jahr 2016 der Erdgasbezug des Unternehmens betrachtet und dargestellt. Aus diesen Betrachtungen konnte der gesamte Erdgasbedarf mit 92.353,7 MWh bei einer maximalen bezogenen Leistung von 18.807 kW erfasst werden.

Im weiteren Verlauf der Untersuchung wurden die Produktionsprozesse am Standort näher betrachtet und beschrieben. Für den Hauptprozess des Unternehmens der Formteilherstellung aus EPP wurde die Prozesskette, wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen dargestellt.



**Abbildung 2: Prozessfolge der Formteilherstellung**

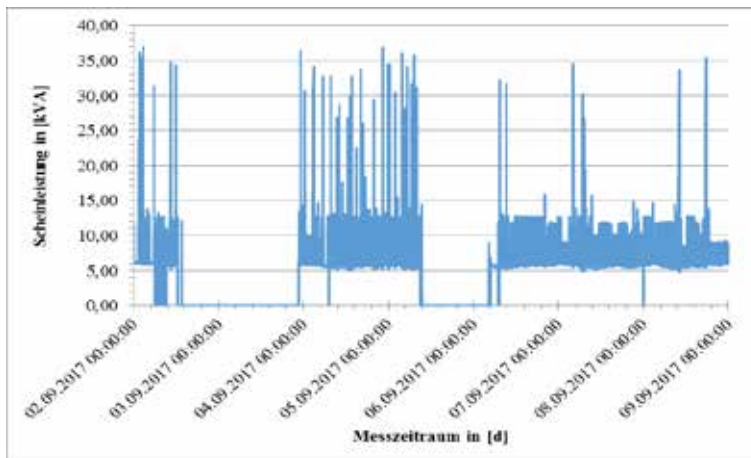
Wie die gezeigte Darstellung schematisch veranschaulicht kann die Produktion der EPP-Formteile im Unternehmen in drei parallel verlaufende Stoff- bzw. Energieströme aufgeteilt werden: die Materialbereitstellung, die Dampferzeugung und die Druckluftbereitstellung. Das Grundmaterial der Formteile, das expandierte Polypropylen, wird im Unternehmen zum Teil selbst in einem Extrusionsprozess hergestellt und weiterhin von externen Lieferanten bezogen. Das Material wird über ein Förder- bzw. Transportsystem im Unternehmen durch Druckluft zu den Produktionsautomaten, sowie in die Kammern der Werkzeuge geleitet. Hierzu benötigt das Unternehmen kontinuierlich große Mengen Druckluft, welche über insgesamt 16 Kompressoren am Standort bereitgestellt wird.

Zur Herstellung der Formteile aus expandiertem Polypropylen wird weiterhin thermische Energie benötigt, um das Material in den Werkzeugen weiter zu expandieren und miteinander zu verschmelzen. Diese Energie wird im Unternehmen durch Wasserdampf dem Produktionsprozess zur Verfügung gestellt. Das bezogene Wasser wird über eine Osmose- und eine Enthärtungsanlage aufbereitet und in zwei Dampfkesseln zu Sattdampf gewonnen. Dieser Dampf wird in mehreren Dampfspeichern gelagert und über ein Dampfleitungssystem in die Werkzeugkammern geleitet.

## 2. Messtechnische Untersuchung und Visualisierung der Ist-Situation

Durch die durchgeführte Betrachtung der im Unternehmen ablaufenden Prozesse zur Herstellung der Formteile aus EPP konnte eine Messprogramm erarbeitet werden, um die Prozesse messtechnisch zu erfassen und darstellen zu können. Im Rahmen der durchgeführten Messreihe wurden insgesamt 58 Messtellen zur Erfassung des elektrischen Energiebedarfs verschiedener Anlagen und Anlagenkomponenten vorgenommen. Außerdem wurde durch eine Ultraschallmessung die thermische Leistung der bereits installierten Permeat-Vorwärmung zur Dampferzeugung messtechnisch erfasst und dargestellt. Insgesamt wurden Messungen in zwei Betrachtungszeiträumen von je einer Woche (168 h)

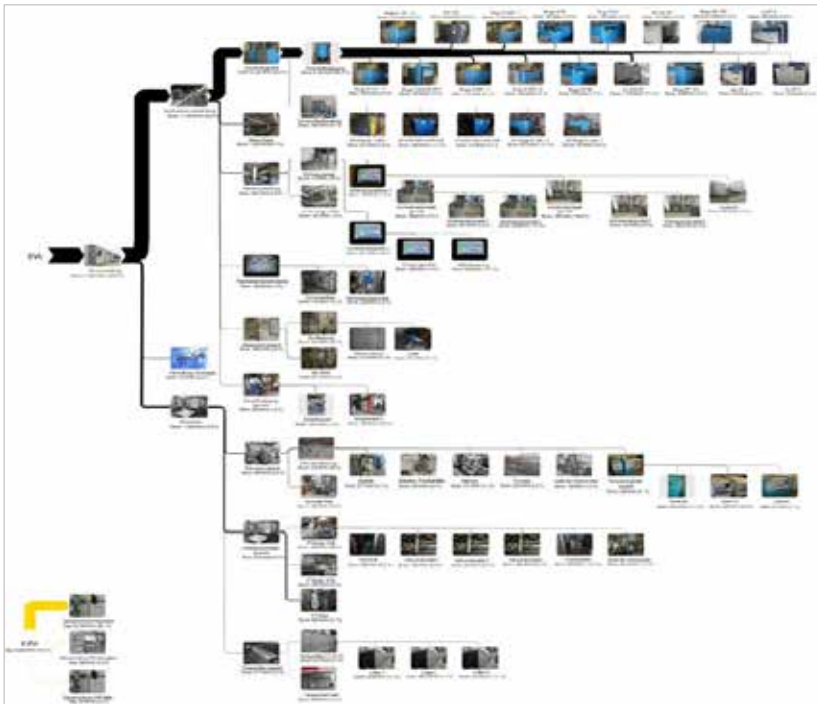
durchgeführt und ausgewertet. Durch die vorgenommenen Messungen konnte die Stromaufnahme der Anlagen erfasst werden und daraus die Scheinleistung der gemessenen Anlage bestimmt werden. Die Abbildung 3 zeigt die graphische Darstellung eines erfassten Wochenlastgang der bestimmten Scheinleistung eines Formteilautomaten der Produktionsstätte.



**Abbildung 3: Wochenlastgang Formteilautomat K1014-4**

Aus den ermittelten Energieverbräuchen der einzelnen Messstellen konnte über Anteil der Einzelanlage am gesamten elektrischen Energiebedarf im Messzeitraum eine Jahresprognose in Bezug auf den Gesamtjahresbedarf von 2016 bestimmt werden. Durch die aufgenommenen Messergebnisse konnte in der Folge die Visualisierung der aktuellen energetischen Situation anhand von Diagrammen der Energie- und Stoffströme (Sankey-Diagramme) durchgeführt werden.

Nachfolgend ist das Sankey-Diagramm für die ermittelten elektrischen Energieflüsse im Unternehmen aufgeführt (Ist-Situation). Dazu wurde in Bezug auf den Gesamtstrombezug des Unternehmens im Jahr 2016 der elektrische Energiebedarf der einzelnen Produktionsbereiche und Anlagen auf Grundlage der ermittelten Messwerte und Jahresprognosen visualisiert. Die Darstellung zeigt, dass die produktionsunterstützenden Prozesse mit ca. 83,5 % des Gesamtenergiebedarfs den größten Teil des Energiebedarfs darstellen. Weiterhin ist der Bereich der Druckluftherzeugung in den installierten Kompressoren mit ca. 64,9 % der energieintensivste Prozess. Der Bereich der Produktionsprozesse mit den Hauptprozessen der Extrusion, Formteilherstellung und der Temperöfen benötigt mit 13,5 % eine deutlich geringere elektrische Energiemenge.



**Abbildung 4: Sankey-Diagramm der elektrischen Ist-Situation**

Aufgrund der Komplexität der Energie- und Stoffströme im Unternehmen wurden separat die thermischen Energie- und Stoffströme mit der Verteilung des Erdgasbezugs, der Wärmeverteilung und der Dampf- und Kondensatwirtschaft für die aktuelle (Ist) Situation dargestellt.

Das gezeigte Diagramm veranschaulicht, den großen Erdgasbedarf des Unternehmens mit insgesamt 92.950 MWh. Mit 99,4 % des Erdgasbedarfs lassen sich nahezu vollständig auf das Hauptwerk beziehen. Die bezogene Erdgasmenge im Hauptwerk verteilt sich mit 608 MWh auf den Heizkessel und 91.150 MWh auf die beiden Dampferzeuger im Kesselhaus der Betriebsstätte.

Die gesamte erzeugte Dampfmenge von 120.000 t/a wurde gleichmäßig auf die beiden Dampfkessel aufgeteilt. Der Formteilprozess in den Automaten verbraucht 85 % des gesamten erzeugten Dampfes. Der restliche Dampf verteilt sich auf die Extruder (2.000 t/a) und die Temperöfen (16.000 t/a). Aus den Dampfverbrauchern im Unternehmen wird aktuell 1 Tonne Kondensat pro Stunde in den Prozess der Dampferzeugung zurückgeführt. Hieraus ergibt sich eine gesamte zurückgeführte Kondensatmenge von 6.000 t/a.

Im Unternehmen ist über die Kühlwasserbecken und drei Kompressoren eine Wärmerückgewinnung aus der Prozessabwärme realisiert. Über die Kühlwasserbecken werden insgesamt 3.180 MWh Wärme für die Speisewasser-Vorwärmung genutzt. Die benötigte Heizungswärme im Unternehmen wird durch die Wärmerückgewinnung der Kompressoren im Kesselhaus (719 MWh) und den Heizkessel (547 MWh) erzeugt



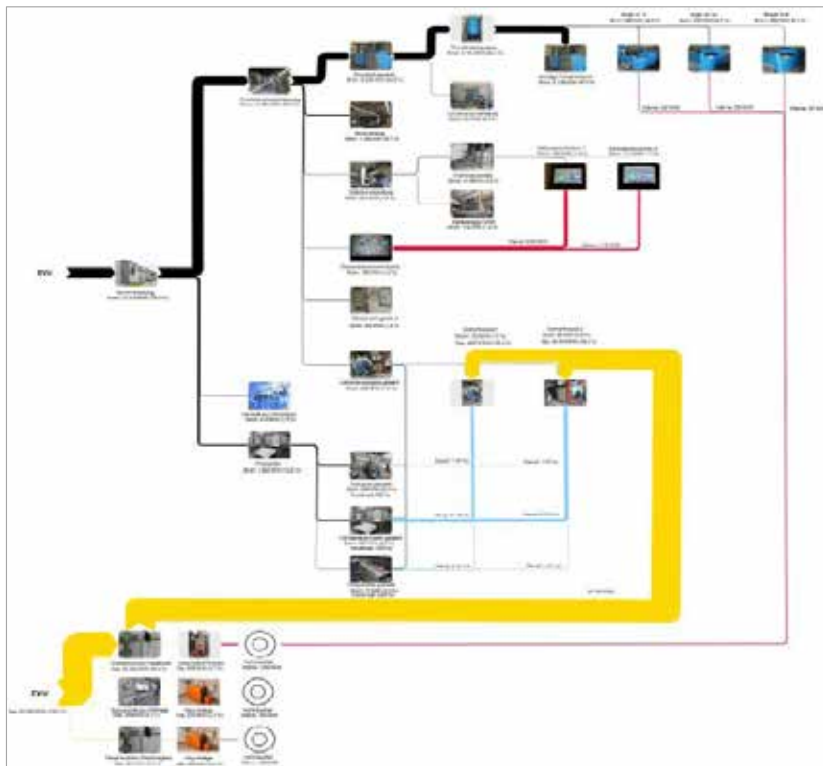


Abbildung 5: Sankey-Diagramm der thermischen Ist-Situation

### 3. Potentiale zur Verbesserung der Energieeffizienz

Auf Grundlage der Ergebnisse der vorangegangenen Kapitel zur Analyse der aktuellen Situation im betrachteten Unternehmen konnten im weiteren Verlauf der Untersuchung mögliche Potentiale und Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz erarbeitet und betrachtet werden. Dazu wurden die betrachteten potentiellen Optimierungsmaßnahmen mit ihren technologischen Grundlagen näher beschrieben und die energetische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit geprüft. Für die durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurde zur dynamischen Betrachtung die Annuitäten-Methode verwendet und außerdem eine statische Betrachtung für die Amortisationszeit durchgeführt. Die betrachteten Potentiale konnten in die folgenden drei Bereich aufgeteilt werden:

- Potentiale zur Energieerzeugung
- Nutzung und Vermeidung von Abwärme
- Potentiale zur Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs

Im Folgenden werden einzelne Potentiale der aufgezeigten drei Bereich mit den technologischen Grundlagen beschrieben und die mögliche Anwendbarkeit im Unternehmen dargestellt werden.

#### 3.1 Potentiale zur Energieerzeugung

Ein Potential zur Verbesserung der Energieeffizienz wurde im Bereich der alternativen Druckluftherzeugung durch die Anwendung einer Druckluft-KWK Lösung untersucht. Dazu wurde die Nutzung von Druckluft-Heizkraftwerken betrachtet und das Potential dieser Anwendungen im Unternehmen betrachtet.

Die Anwendung eines Druckluft-Heizkraftwerks hat vergleichbare Komponenten, wie ein konventionelles Blockheizkraftwerk (BHKW), wie zum Beispiel einen erdgasbetriebenen Verbrennungsmotor. Im Unterschied zum BHKW, bei welchem der Motor einen Generator antreibt, um elektrische Energie zu erzeugen, treibt der Motor des DHKW einen Schraubenkompressor an, um Druckluft zu erzeugen. Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Energiefluss eines Druckluft-Heizkraftwerks.

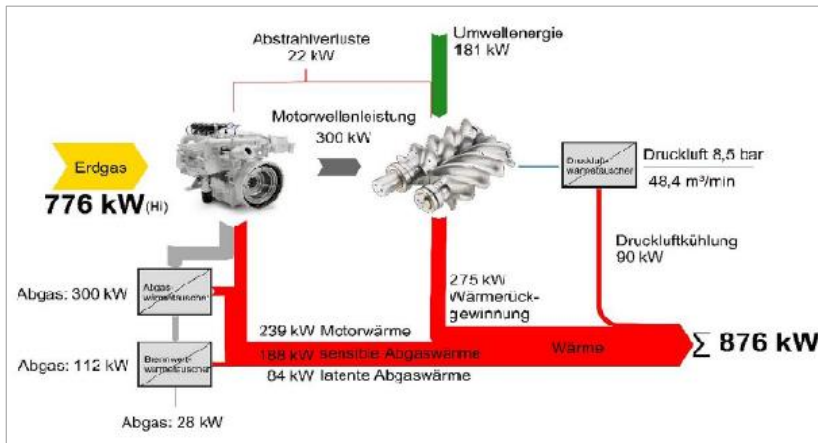


Abbildung 6: Energieflussdiagramm eines DHKW des Herstellers altAIRnative GmbH [1]

Die Betrachtung einer möglichen Anwendung von Druckluft-Heizkraftwerken zeigte anhand des großen Druckluftbedarfs des Unternehmens das Potential zur Nutzung von zwei DHKW mit einer Motorwellenleistung von 300 kW. Die Anlagen würden den Grundlastbedarf des Unternehmens während der Produktion abdecken und somit den elektrischen Energiebedarf im Bereich der Druckluftherzeugung erheblich senken. Wie die nachfolgende Tabelle 1 zeigt, kann durch die beschriebene Anwendung der beiden DHKW durch die erzeugte Druckluft die elektrische Energie um ca. 4.428 MWh/a reduziert werden. Weiterhin kann durch die Wärmeauskopplung auf verschiedenen Temperaturniveaus von bis zu 639 °C (Abgastemperatur) der Erdgasbezug des Unternehmens gesenkt werden.

Weiterhin zeigt die folgende Tabelle eine Zusammenfassung der ermittelten Werte für die energetischen und wirtschaftlichen Potentiale der weiteren betrachteten Anwendungen zur Energieerzeugung im Unternehmen. Dazu wurden im Bereich der Energieerzeugung durch die Anwendungen einer Anlage zur Wärmetransformation und der Nutzung eines Abhitzeessels Möglichkeiten zur Dampferzeugung aus Abwärmequellen, wie den DHKW untersucht und beschrieben.

Tabelle 1: Übersicht Potentiale/Maßnahmen zur Energieerzeugung

	Endenergie	potentielle Endenergieeinsparung	Energiekosteneinsparung	Investitionskosten	stat. ROI
		MWh/a	T€/a	T€	a
<b>Alternative Druckluftherzeugung</b>	el. Energie	4.428,8	595,4	680,0	1,1
	Erdgas	484,8			
<b>Anlage zur Wärmetransformation</b>	Erdgas	623,5	94,3	700,0	7,4
<b>Abhitzeessel</b>	Erdgas	1.639,1	52,7	90,0	1,7

	Endenergie	potentielle Endenergie-einsparung	Energiekosten-einsparung	Investitionskosten	stat. ROI
<b>Absorptionskältemaschine</b>	el. Energie	117,7	13,2	150,0	11,3
<b>Potential PV-Anlage</b>	el. Energie	51,9	3,4	72,0	21,1

### 3.2 Nutzung und Vermeidung von Abwärme

Bei einer Vielzahl von industriellen Prozessen zur Produktion oder Unterstützung der Produktion, entstehen große Mengen an Abwärme. Durch die energetische Optimierung dieser ablaufenden Prozesse können erhebliche Einsparungen an benötigter Energie und eine Verringerung an Energiekosten erreicht werden. Dazu wurden im Rahmen der Untersuchung verschiedene Potentiale zur Vermeidung und Nutzung anfallender Abwärme im Unternehmen erkannt. Im Bereich der Vermeidung von Abwärme wurde eine optimierte Isolierung der installierten Dampfleitung und weiterhin die Verbesserung der Kondensatableitung im Dampfsystem betrachtet.

Des Weiteren wurde eine unterdimensionierte Kondensatrückführung und fehlerhafte Kondensatwirtschaft in den verschiedenen Produktionshallen identifiziert. Aus diesem Grund wurde eine Erneuerung der Kondensatleitung aus den Produktionshallen zurück in den Prozess der Dampferzeugung untersucht. Durch die Erneuerung der Kondensatleitung ergeben sich weiterhin Möglichkeiten den anfallenden Entspannungsdampf bei der gesammelten Rückführung des Kondensats in Prozessen, wie der Wärmebehandlung der Formteile in Temperöfen zu nutzen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammenfassung der ermittelten Informationen für die betrachteten Potentiale zur Vermeidung und Nutzung von Abwärme im Unternehmen.

**Tabelle 2: Übersicht Potentiale/Maßnahmen Nutzung und Vermeidung von Abwärme**

	Endenergie	potentielle Endenergie-einsparung	Energiekosten-einsparung	Investitionskosten	stat. ROI
		MWh/a	T€/a	T€	a
<b>Isolierung der Dampfleitung</b>	Erdgas	155,3	5,2	40,5	7,8
<b>Optimierung Kondensatableitung</b>	Erdgas	1.090,0	50,2	27,0	0,5
<b>Verbesserung Kondensatrückführung</b>	Erdgas	2.786,7	191,7	275,8	1,4
<b>WRG aus der Druckluftherzeugung</b>	Erdgas	3.764,7	190,2	103,0	0,5
<b>Alternative Prozesswärmebereitstellung</b>	Erdgas	3.444,8	41,2	71,0	1,7

Im Rahmen der Betrachtungen zur Vermeidung und Nutzung von Abwärme im Unternehmen wurde zur Optimierung der Wärmenutzung und -Verteilung eines Wärmespeichers und -Verteilungssystems untersucht. Hierzu wurde ein sogenannter Schichtspeicher, durch welchen die Wärmemengen der verschiedenen Erzeuger auf den jeweiligen Temperaturniveaus gesammelt und gespeichert werden können, betrachtet und beschrieben. Die nachfolgende Tabelle zeigt die ermittelten möglichen

Wärmequellen und -Senken, welche durch die verschiedenen Potentiale und Maßnahmen im Speichersystem gespeichert bzw. versorgt werden können.

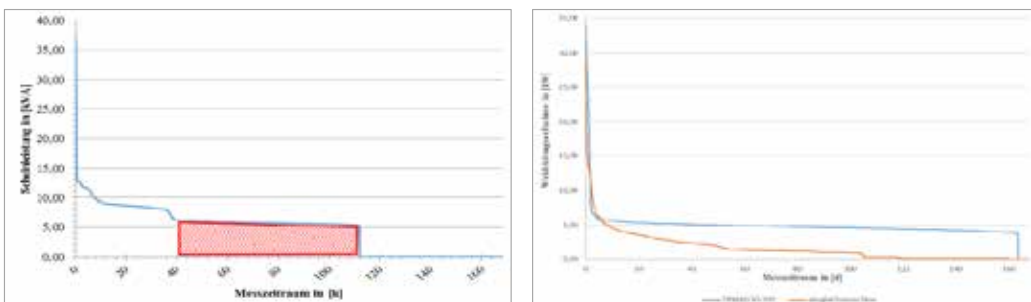
**Tabelle 3: Übersicht der potentiellen Wärmequellen und -senken**

Wärmequelle	Wärmesenke
WRG Kompressoren	Wasserbecken Extrusion
WRG Kühlwassersystem	Speisewasservorwärmung
Druckluft-Heizkraftwerk	Absorptionskälteanlage
Heizkessel	Wärmetransformation
	Heizung Verwaltung

### 3.3 Potentiale zur Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs

Zur weiteren Betrachtung zur Optimierung der Energieeffizienz im Unternehmen wurden verschiedenen Potentiale und Maßnahmen zur Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs identifiziert und betrachtet. Unter anderem wurde die Anwendung von effizienteren Beleuchtungssystemen auf Grundlage der LED-Technologie untersucht. Weitere Möglichkeiten wurden im Bereich der Druckluftherzeugung bzw. im Bereich des Druckluftbedarfs im Unternehmen erarbeitet. Dazu konnte ein Potential durch die Nutzung effizienterer Füllinjektoren an den Werkzeckammern der Formteilautomaten erkannt werden. Hierbei wurden Untersuchungen im Unternehmen durchgeführt und dabei der geringere Verbrauch an Druckluft durch verschiedene Füllinjektoren ermittelt. Weiterhin wurde ein Potential durch das Absenken des Druckniveaus im Druckluftnetz des Unternehmens während der produktionsfreien Zeiten (Wochenenden) untersucht und beschrieben.

Als ein weiteres Potential zur Verbesserung der Energieeffizienz wurde im Bereich der Einsparung elektrischer Energie die Anwendung von Frequenzumrichtern an den Formteilautomaten betrachtet. Die durchgeführten Messungen der Formteilautomaten und deren Hydraulikaggregaten zeigte einen verhältnismäßig großen Anteil des Energiebedarfs im Leerlaufbetrieb. Dies veranschaulicht die gezeigte Abbildung (links) mit der geordneten Dauerlinie der messtechnisch erfassten Leistungsaufnahmen des Hydraulikaggregats eines Formteilautomaten. Die Abbildung (rechts) zeigt eine durchgeführte Referenzmessung der elektrischen Leistung an einer vergleichbaren Anlage mit und ohne Frequenzumrichter. Auf der Grundlage der ermittelten Leerlaufanteile am Gesamtenergiebedarf der messtechnisch erfassten Formteilautomaten und den Ergebnissen der Referenzmessung konnte durch die Nachrüstung von Frequenzumrichtern an den Hydraulikaggregaten ein Potential zur Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs ermittelt und dargestellt werden.



**Abbildung 7: Dauerlinie Formteilautomat (links) und Referenzmessung mit/ohne FU**

Die Tabelle 4 zeigt die Zusammenfassung der betrachteten Potentiale und Maßnahmen zur Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs im Unternehmen.

**Tabelle 4: Übersicht Potentiale/Maßnahmen Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs**

	Endenergie	potentielle Endenergie- einsparung	Energiekosten- einsparung	Investitions- kosten	stat. ROI
		MWh/a	T€/a	T€	a
<b>Optimierung der Beleuchtung</b>	el. Energie	601,2	80,8	401,4	5,0
<b>Austausch Füllinjektoren</b>	el. Energie	1.721,9	198,0	432,0	2,2
<b>Absenkung Druckniveau Wochenenden</b>	el. Energie	23,5	2,7	1,9	0,7
<b>FU-Regelung der Hydraulikaggregate</b>	el. Energie	299,9	34,5	142,0	4,1

#### 4. Zusammenfassung und Darstellung der Soll-Situation

Im Rahmen der Untersuchung der Potentiale zur Verbesserung der Energieeffizienz im betrachteten Unternehmen konnte die energetische Ist-Situation dargestellt und beschrieben werden.

Aus diesen Ergebnissen der aktuellen Situation, konnte eine sogenannte Soll-Situation, durch die Umsetzung der betrachteten und empfohlenen Potentiale und Maßnahmen aufgezeigt werden. Würden alle in dieser Arbeit beschriebenen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz im Unternehmen umgesetzt, ließen sich knapp 13.988 MWh des Erdgasbezuges reduzieren und sich der Bedarf an elektrischer Energie um 7.244 MWh verringern. Durch diese potentielle Energieeinsparung könnte die verbrauchsbedingte CO<sub>2</sub>-Emission des Unternehmens um bis zu 7.886 Tonnen pro Jahr reduziert werden.

Die nachfolgende Abbildung 8 zeigt die Darstellung der thermischen Energie- und Stoffströme als Sankey-Diagramm für die potentielle Soll-Situation des Unternehmens nach der Umsetzung der aufgezeigten Potentiale. Das Diagramm zeigt, dass der gesamte Erdgasbezug des Unternehmens auf 78.242 MWh reduziert wurde und sich der Hauptbezug für Erdgas weiterhin nahezu vollständig mit 99,2 % auf das Hauptwerk verteilt.

Neben den Dampferzeugern wird nun ein Teil des Erdgasbezugs durch die Anwendung der Druckluft-Heizkraftwerke verbraucht. Weiterhin wird deutlich, dass die erzeugten Wärmemengen im angesprochenen Speichersystem zusammengeführt werden und anschließend zu den verschiedenen Verbrauchern, wie zum Beispiel der betrachteten Absorptionskälteanlage oder der Speisewasservorwärmung, geleitet wird.

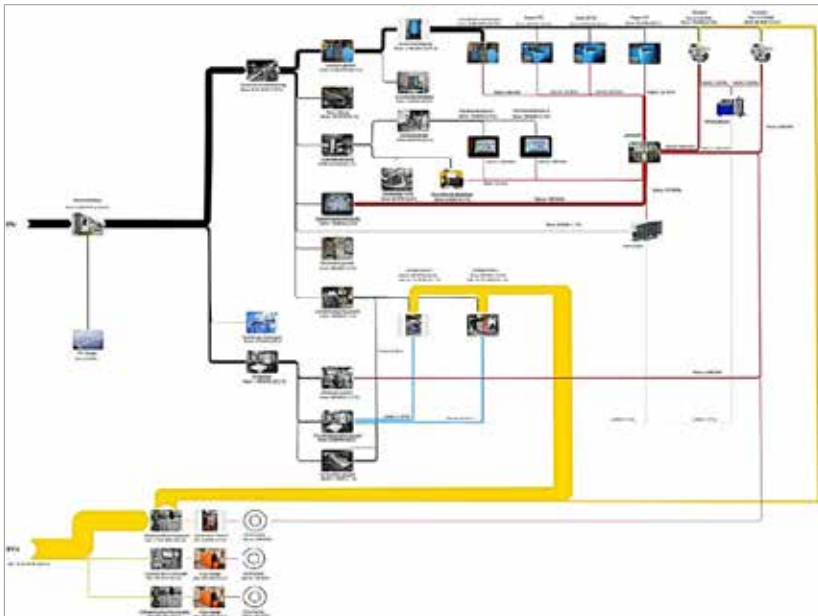


Abbildung 8: Sankey-Diagramm der thermischen Soll-Situation

## 5. Quellenverzeichnis

- [1] altAirtative GmbH, [www.altairnative.de](http://www.altairnative.de)

## Flexibilisierung von KWK-Anlagen für wachsende Herausforderungen einer sicheren Strom- und Wärmeversorgung

J. Wolf<sup>1</sup>, C. Pels Leusden<sup>1</sup>, S. Köhler<sup>1</sup>, J. Launer<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Beuth Hochschule für Technik Berlin

<sup>2</sup> Reiner Lemoine Institut Berlin

### Abstract

Durch den Einbau eines Wärme- oder Stromspeichers wird die Flexibilität einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage erhöht. Eine Eigenschaft von Kraftwerken, die an Bedeutung gewinnt, je größer der Anteil von volatilen erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist. In der vorliegenden Arbeit wird anhand von drei Szenarien aufgezeigt, welchen Einfluss Wärme- oder Stromspeicher auf die Flexibilität und den Brennstoffverbrauch eines großen KWK-Systems haben. Für jedes Szenario wird eine Einsatzoptimierung durchgeführt. Das dazu erstellte Modell ist in der Programmiersprache Python geschrieben und verwendet das Open Energy Modelling Framework (oemof). Das Modell ist frei verfügbar und kann auch zur Einsatzoptimierung eigener Szenarien verwendet werden.

### 1. Einleitung

Die Energieversorgung Deutschlands und Europas befindet sich in einem Wandlungsprozess. Dieser ist im Stromsektor am weitesten vorangeschritten. Zur Erreichung der Klimaschutzziele sind auch Veränderungen in den Sektoren Wärme und Mobilität erforderlich. Bei der Stromversorgung wird sich der Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen fortsetzen. Der Rückbau der Kernenergie ist zeitlich definiert, ein Kohleausstieg ist unvermeidlich, aber hinsichtlich der zeitlichen Ausgestaltung offen. Daraus ergeben sich Herausforderungen, die nur mit Unsicherheiten quantifizierbar sind: Die Versorgungssicherheit muss auch in Phasen langer Dunkelflauten gewährleistet werden. Es ist anzunehmen, dass hohe Lastgradienten zu beherrschen sind. Ferner ist mit stark fluktuierenden Residuallasten umzugehen. Das schließt auch negative Residuallasten (Stromüberschuss) mit ein [1].

Derzeit werden vielfältige Lösungen für die Bewältigung dieser Herausforderungen diskutiert. Dazu gehören Netzausbau, Speichertechnologien, Lastmanagement und die Flexibilisierung des verbleibenden Kraftwerksparks. Der Umsetzung sind Grenzen gesetzt (z.B. planungsrechtliche Verzögerungen beim Netzausbau, ungünstige wirtschaftliche und regulatorische Randbedingungen beim Einsatz von Speichern). Ferner besteht noch kein Konsens, wie ein Mix der genannten Maßnahmen in verschiedenen Phasen des Transformationsprozesses der Energiewende aussehen soll.

Der Kraftwerkspark wird sich während des Transformationsprozesses der Energiewende signifikant verkleinern. Insbesondere für die Versorgungssicherheit in Dunkelflauten und die Beherrschung dynamischer Lastgradienten werden Kraftwerke aber weiterhin erforderlich sein. Bei einem zunehmend dekarbonisierten System wird Erdgas sukzessive durch synthetisch erzeugte Brennstoffe beim Betrieb dieser Kraftwerke ersetzt [1,2].

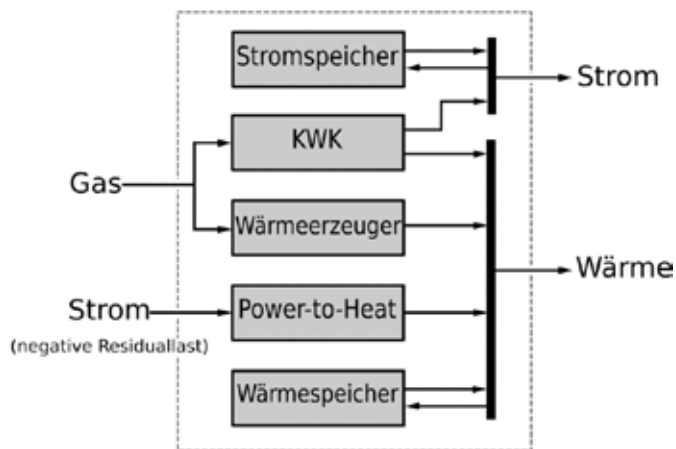
In dieser Arbeit wird die Eignung einer Kombination aus Sektorkopplung (Kraft-Wärme-Kopplung) und Kraftwerks-Flexibilisierung untersucht. Es wird beantwortet, welche Komponenten helfen, auf fluktuierende (ggf. negative) Residuallasten reagieren zu können. Dazu wird bei vorgegebenem Wärme- und Strombedarf der Betrieb für verschiedene Konfigurationen jeweils für ein Betriebsjahr stundenweise berechnet. Die hoch-dynamischen Fähigkeiten eines Kraftwerks im Sekundenbereich werden in diese Betrachtung nicht mit einbezogen, um den Berechnungsaufwand zu begrenzen.

## 2 Berechnungsgrundlage und Beschreibung der untersuchten Szenarien

Jedes Szenario setzt sich aus einer Konfiguration des Energiesystems (eingesetzte Komponenten) und den Zeitreihen der stündlichen Wärme- und Strombedarfe zusammen. Eine mögliche Konfiguration der Komponenten ist beispielhaft in Abbildung 1 dargestellt. Die Auswahl der Komponenten sowie deren Dimensionierung werden im folgenden Abschnitt beschrieben. Im Anschluss werden die in allen Szenarien verwendeten, identischen Zeitreihen für die Strom- und Wärmebedarfe erläutert. Die drei Szenarien unterscheiden sich lediglich in der Ab- und Anwesenheit eines Energiespeichers (ohne Speicher/mit Speicher) und in der Art des Speichers (Wärmespeicher/Stromspeicher).

### 2.1 Komponenten der untersuchten Energiesysteme

Heutige Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung bestehen in der Regel aus einem Wärme-Kraft-Prozess (Kolbenmotor, Dampf- oder GuD-Kraftwerk) und einem zusätzlichen Wärmeerzeuger. Abwärme des Wärme-Kraft-Prozess liefert die Grundlast der Wärme, der Wärmeerzeuger liefert die Spitzenlast und dient als Backup. Negative Residuallasten werden durch Power-to-Heat (P2H) in Wärme umgewandelt. Unter Einbeziehung von Speichern kann so ein hochflexibles Gesamtsystem entstehen.



**Abbildung 1: Schematische Darstellung des betrachteten Energiesystems. Hier beispielhaft dargestellt ist eine Konfiguration mit Strom- und Wärmespeicher**

In den vorhergehenden Arbeiten [3] und [4] wurden Potentialanalysen solcher flexibilisierter KWK-Anlagen durchgeführt. Für das Gesamtsystem wurde ein Kennfeld aller möglichen Betriebszustände erstellt und mit Hilfe einer Jahresganglinie die Häufigkeit unterschiedlicher Betriebszustände analysiert. Daraus wurde abgeleitet, welche Variation der Stromerzeugung bei gegebenem Wärmebedarfsprofil möglich ist. Ähnliche Arbeiten wurden von Wenzl [1] vorgelegt, wobei die Wärmeabgabe nicht quantifiziert wurde.

Im Rahmen dieser Arbeit wird nun eine stundengenaue Berechnung erstellt. Hierzu wird exemplarisch eine Anlage untersucht, die im Maximum einen Wärmebedarf von  $1\text{GW}_{\text{th}}$  und einen Strombedarf von  $1\text{GW}_{\text{el}}$  decken kann. Die Anlage ist somit repräsentativ für die Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes einer Großstadt. Die Gesamtanlage besteht, wie aus Abbildung 1 zu entnehmen ist, aus einer KWK-Einheit, einem Wärmeerzeuger (Kessel), einer P2H-Einheit sowie einem Strom- bzw. Wärmespeicher. Die Anlagendimensionen sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 zusammengefasst.

Die Parameter wurden aufgrund der nachfolgenden Überlegungen ermittelt: Für den Wärme-Kraft-Prozess wird eine GuD-Anlage mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine zugrunde gelegt. Die Berechnung erfolgte auf Basis von [4]. Die elektrische Maximalleistung richtet sich nach dem Maximalwert des Bedarfes  $1\text{GW}_{\text{el}}$ . Die Mindestlast von  $100\text{MW}_{\text{el}}$  ist ein Schätzwert. Der elektrische



Nennwirkungsgrad orientiert sich an dem heute verfügbaren Stand der Technik. Für den Mindestlastbetrieb wird gemäß [5] ein elektrischer Wirkungsgrad von 50% angesetzt. Die maximale Wärmeauskopplung ergibt sich aus den obigen Wirkungsgradannahmen, einer Mindestdampfmenge im Kondensator (Annahme: 10% der Nenn-Dampfmenge) und dem Wärmeverlust im Abgas (Annahme: 11,7%). Der Wärmeerzeuger wird so dimensioniert, dass die maximale Wärmeleistung des GuD und des Wärmeerzeugers zusammen 120% des Maximalbedarfs von  $1\text{GW}_{\text{th}}$  beträgt. Der Wirkungsgrad wird mit 90% angenommen. Dieser Ansatz ist analog zu [3] gewählt. Die P2H-Anlage wird wie in [3] auf 15% des maximalen Wärmebedarfs mit einem Wirkungsgrad von 99% dimensioniert.

**Tabelle 1: Systemkonfiguration und nicht-variierte Komponentengrößen und -eigenschaften**

Größe	Einheit	
Elektr. Nennleistung KWK	$\text{MW}_{\text{el}}$	1000
Elektr. Mindestleistung KWK	$\text{MW}_{\text{el}}$	100
Max. Leistung P2H	$\text{MW}_{\text{th}}$	150
Elektr. Nennwirkungsgrad KWK	%	60
Elektr. Wirkungsgrad bei Mindestleistung KWK	%	50
Max. Wärmeauskopplung KWK	$\text{MW}_{\text{th}}$	500
Elektr. Leistung KWK bei max. Wärmeauskopplung	$\text{MW}_{\text{el}}$	925

**Tabelle 2: Variation der Komponentengrößen in den untersuchten Systemkonfigurationen**

		ohne Speicher	mit Wärmespeicher	mit Stromspeicher
Wärmespeicher Kapazität	$\text{MWh}_{\text{th}}$	0	2500	0
Stromspeicher Kapazität	$\text{MWh}_{\text{el}}$	0	0	100

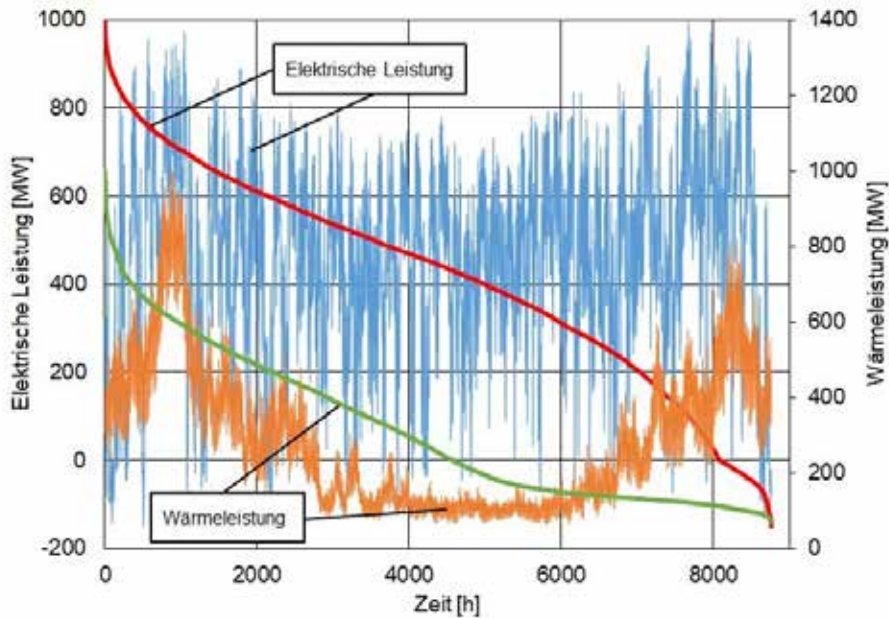
Die Kapazitäten der Strom- und Wärmespeicher werden je nach Szenario variiert. Die Dimensionierung des Stromspeichers richtet sich dabei nach dem Verhältnis der spezifischen Investitionskosten von Strom- und Wärmespeichern. Es wird angenommen, dass die spezifischen Speicherkosten von Stromspeichern um den Faktor 25 über den Kosten für Wärmespeicher liegen. Die Szenarien „mit Wärmespeicher“ und „mit Stromspeicher“ weisen dann gleiche Investitionskosten auf.

## 2.2 Bedarfsprofile

Für die drei Szenarien werden die gleichen Verläufe (stündlich aufgelöste Zeitreihen) für die Bedarfe von Strom und Wärme angesetzt. Das Wärmebedarfsprofil basiert auf Fernwärmelastdaten aus dem Jahr 2012. Die Daten wurden anonymisiert und normiert vom AGFW bereitgestellt [6]. Der absolute Wärmebedarf in jeder Stunde des Jahres ergibt sich aus der Multiplikation der normalisierten Zeitreihe (prozentuale Werte) mit der Nennlast von  $1\text{GW}_{\text{th}}$ . Die Wärmeleistung und die geordnete Jahresganglinie des Wärmebedarfs sind in Abbildung 2 dargestellt.

Um für den Strombedarf ein Szenario untersuchen zu können, welches repräsentativ für den fortschreitenden Ausbau regenerativer Einspeisung ist, wird eine Prognoserechnung für das Jahr 2040 zugrunde gelegt. Die Annahmen für die zukünftig installierte Nettostromerzeugungsleistung der erneuerbaren Energien (EE) basieren auf der Prognose für das Jahr 2040 des Basisszenarios der Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [7]. Strommarktdaten [8] liefern die Verlaufsprofile (prozentuale Werte) der Einspeiseleistung von Photovoltaik und Windkraft für das Jahr 2012. Aus den Profilen (Zeitreihen) der Einspeiseleistung und der prognostizierten installierten Stromerzeugungsleistung ergibt sich eine Deckung des Strombedarfs aus EE von 53,6%. Dabei wird angenommen, dass die Netzlast sowie die Einspeisungen aus Wasserkraft und Biomasse unverändert bleiben. Es ergibt sich eine verbleibende Last, die vom konventionellen Kraftwerkspark aufgebracht werden muss (Residuallast).

Bei dieser Betrachtung kommt es weniger auf die Jahreszahl an, sondern auf den Zustand und die Charakteristika des deutschen Stromversorgungssystems mit rund 50% EE-Anteil. Der betrachtete Zustand stellt somit einen Zwischenstand des Transformationsprozesses dar.



**Abbildung 2: Elektrische Leistung (blau) und Wärmeleistung (orange) mit geordneten Jahresganglinien für Strom (rot) und Wärme (grün)**

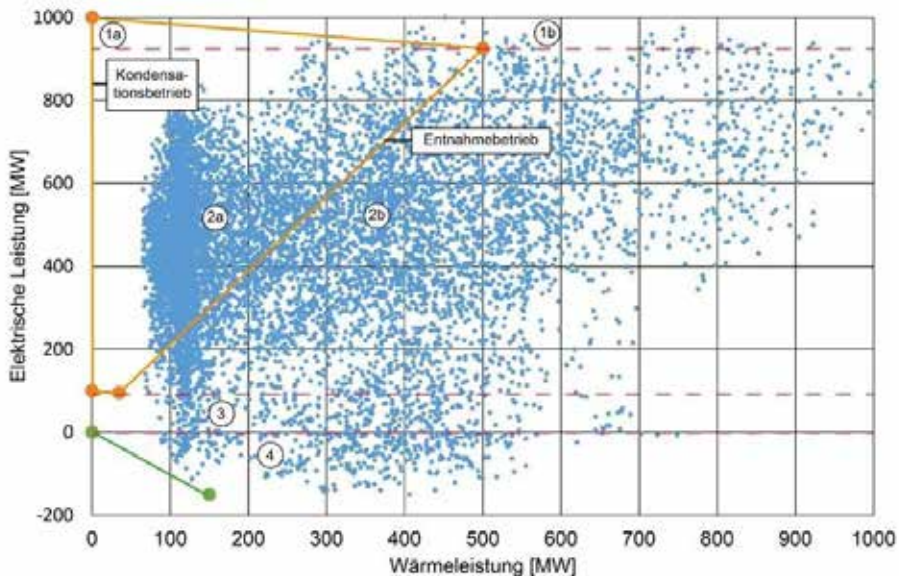
**Tabelle 3: Kumulierte Energiemengen der verwendeten Zeitreihen für Strom- und Wärmelast**

Größe	Einheit	
Jahreswärmebedarf	GWh <sub>th</sub>	2558
Kumulierte positive Residuallast	GWh <sub>el</sub>	3962
Kumulierte negative Residuallast	GWh <sub>el</sub>	18

Für die folgende Betrachtung ist nun noch festzulegen, wie sich das hier untersuchte Energiesystem mit einer maximalen elektrischen Leistung von 1GW<sub>el</sub> an der Deckung der berechneten Residuallast beteiligt. In der betrieblichen Realität würde sich dies durch die Marktbedingungen ergeben. Da die regulatorischen Randbedingungen und ein verlässliches Marktmodell nicht vorliegen, soll hier ein einfacher Ansatz zugrunde gelegt werden: Die Anlage soll linear zur Deckung der Residuallast beitragen. Hohe Residuallast bedeutet hoher Strombedarf aus konventionellen Anlagen und somit auch eine hohe Anlagenleistung der betrachteten Anlage. Für die Berechnungen wird von einer direkt proportionalen Zuordnung der Anlagenleistung zur Residuallast ausgegangen, wodurch sich der in Abbildung 2 blau dargestellte Lastverlauf für den Strombedarf ergibt. Die über das Jahr kumulierten Energiemengen der Stromlast (positive und negative Residuallast) sowie der Wärmelast sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

In Abbildung 3 ist der der Strombedarf über den Wärmebedarf für alle Stunden des Jahres aufgetragen. Negative Residuallasten sind dabei als negative elektrische Leistung definiert. Ferner ist in Abbildung 3 der Betriebsbereich der GuD-Anlage eingezeichnet (orangene Linien). Dieser erstreckt sich im Kondensationsbetrieb (keine Wärmeentnahme) von P<sub>el</sub>=100 bis 1000MW<sub>el</sub>. Bei Wärmeauskopplung

sinkt die maximale elektrische Leistung, da zur Wärmebereitstellung Dampf aus der Dampfturbine entnommen wird (Bereich 1a). Bei maximaler Wärmeentnahme (sog. Entnahmebetrieb) fällt die erzeugbare elektrische Leistung auf  $925\text{MW}_{\text{el}}$ . Elektrische Leistungen oberhalb dieser Grenze können nur durch reduzierte Wärmeentnahme bereitgestellt werden. Bei einer Stromerzeugung unterhalb von  $925\text{MW}_{\text{el}}$  sinkt im Entnahmebetrieb die maximal auskoppelbare Wärmeleistung des GuD kontinuierlich bis auf ca.  $35\text{MW}_{\text{th}}$ .



**Abbildung 3: Strom- und Wärmebedarf in den einzelnen Stunden des Jahres (blaue Punkte), Betriebsbereich GuD-Anlage (orange), Betriebslinie P2H (grün)**

Die entnommene Wärme kann durch sog. Mischbetrieb (nur Teilmenge an Dampf wird zur Wärmeauskopplung genutzt) beliebig nach unten reguliert werden (Bereich 2a). Höhere Wärmeleistungen (Bereiche 1b und 2b) erfordern einen zusätzlichen Wärmeerzeuger (Kessel und/oder Wärmespeicher). Die Betriebspunkte im Bereich 3 liegen unterhalb des Betriebsbereichs des GuD. Hier kann Strom durch das GuD nur über Bedarf erzeugt werden (Überschussstrom). Es ist zu erkennen, dass auch hier ein zusätzlicher Wärmeerzeuger erforderlich ist, um die Bedarfe zu decken. Bereich 4 umfasst die Betriebspunkte mit negativer Residuallast. Alle Wärmebedarfe in diesem Bereich liegen rechts von der Betriebslinie der P2H-Anlage (grüne Linie), so dass auch hier ein zusätzlicher Wärmeerzeuger zur Bedarfsdeckung erforderlich ist.

### 3. Modellierung

Das Modell des untersuchten Energiesystems besteht im Basisszenario („ohne Speicher“) aus einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK), einem Spitzenlast-Wärmeerzeuger (Kessel) und einer Power-to-Heat-Anlage (P2H). In den zwei weiteren Szenarien wird das System zusätzlich mit einem Fernwärmespeicher („mit Wärmespeicher“) oder einer Batterie („mit Stromspeicher“) ausgestattet. Zweck des Modells ist die Ermittlung der Reduktion des Brennstoffverbrauchs eines definierten KWK-Systems durch den Einsatz eines Energiespeichers bei angestrebter Deckung von vorgegebenen Strom- und Wärmebedarfen.

Bei der Berechnung handelt es sich um eine Einsatzoptimierung, die als gemischt ganzzahlig-lineares Programm (MILP) abgebildet wird. Dazu wird das *Open Energy Modelling Framework (oemof)* eingesetzt [9]. Das in der Programmiersprache Python entwickelte Open-Source-Werkzeug oemof

bietet Pakete zu Simulation und Optimierung von Energiesystemen. Die in dieser Arbeit von oemof verwendeten Pakete sind *oemof-network*, mit dem das Energiesystem als Netzwerk aus Komponenten und Bussen erstellt wird und *oemof-solph*, zum Erstellen und Lösen des Optimierungsproblems. Als Löser wird der Open-Source-Solver COIN Branch and Cut (CBC) verwendet. Die zu minimierende Zielfunktion ist die der Brennstoffverbrauch des Energiesystems. Die Zeitschrittlänge beträgt 1 Stunde. Berechnungszeitraum ist ein Kalenderjahr (beginnend am 1. Januar).

Das Modell verwendet drei Zeitreihen mit jeweils stündlich aufgelösten normierten Werten: das Wärmelastprofil, ein Stromlastprofil mit der positiven Residuallast und ein Stromlastprofil mit der negativen Residuallast. Die zwei erstgenannten Zeitreihen bilden die zu deckenden Bedarfe, im Modell werden sie als Energiesenken abgebildet. Die Zeitreihe mit der negativen Residuallast wird wie eine Ressource behandelt, und als Energiequelle abgebildet. Die zweite Energiequelle im Modell ist Erdgas. Sie steht dem System zeitlich unabhängig zur Verfügung. Stromübertragung und -verteilung sowie das Fernwärmenetz werden nicht modelliert. Verluste, Leitungseingänge o.ä., die sich bei der Verteilung ergeben könnten, werden im Modell nicht berücksichtigt. Ein möglicher Verkauf oder Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die Optionen der Optimierung für jeden Zeitschritt sollen hier kurz dargestellt werden. Zur Deckung des Wärmebedarfs stehen folgende Möglichkeiten und deren Kombinationen zur Verfügung: Wärme mit dem GuD erzeugen, Wärme mit dem Kessel erzeugen und/oder Wärme aus Speicher entnehmen, wenn dieser gefüllt ist (nur in Szenario „mit Wärmespeicher“ möglich). Die P2H-Anlage erzeugt in allen Zeitschritten Wärme, in denen negative Residuallast auftritt. Zur Deckung des Strombedarfs steht in den Szenarien ohne Stromspeicher nur das GuD zur Verfügung. Im Szenario „mit Stromspeicher“ besteht zusätzlich die Möglichkeit, Strom aus der Batterie zu entnehmen, wenn diese geladen ist.

Die Komponenten Kessel und P2H werden jeweils durch ein einfaches Transformer-Modell repräsentiert, bei dem Eingangs- und Ausgangswert über einen konstanten Umwandlungsfaktor, den Wirkungsgrad, im Verhältnis stehen. Die Energiespeicher müssen aus Bilanzgründen zu Beginn und am Ende einer Berechnung (hier ein Kalenderjahr) den gleichen Ladezustand aufweisen. Im Laufe der Untersuchungen hat sich gezeigt, dass eine Erhöhung der Be- und Entladeleistung des Stromspeichers (alle weiteren Parameter unverändert) zu einem starken Anstieg der Rechenzeit bei der Einsatzoptimierung führt. Beim Wärmespeicher wurde ein derartiges Verhalten nicht beobachtet. Als Konsequenz wurde die Be- und Entladeleistung des Stromspeichers auf 12,5 MW<sub>el</sub> begrenzt. Das Modell des GuD-Kraftwerks basiert auf dem Ansatz von [10], welches im generischen Modell für KWK-Anlagen des Pakets *oemof-solph* implementiert ist. Transientes Verhalten, wie bei Anfahrvorgängen oder beim Abkühlen und Aufwärmen werden im Modell nicht berücksichtigt.

Ein Steckbrief, ein sogenanntes Factsheet, des Modells mit umfangreichen Informationen findet sich unter dem Akronym *flexCHP* auf der OpenEnergy Platform [11]. Dort ist auch das Repository angegeben, auf dem der Programmcode eingesehen und das Modell heruntergeladen werden kann.

## 4. Ergebnisse

### 4.1 Ergebnisse der Betriebsoptimierung

Zunächst wird betrachtet, wie sich der Einsatz der Speicher auf die Betriebsführung auswirkt. Die Ergebnisse aus der Einsatzoptimierung der einzelnen Szenarien zeigt Tabelle 4. Alle drei Szenarien decken sowohl den Wärme- als auch den Strombedarf in jeder Stunde des Jahres. Dabei werden je nach Szenario 9 bis 15 GWh<sub>el</sub> Strom zu viel produziert, weniger als 0,5% der Jahresproduktion. Die Anwesenheit eines Energiespeichers (Szenarien „mit Wärmespeicher“ und „mit Stromspeicher“) wirkt

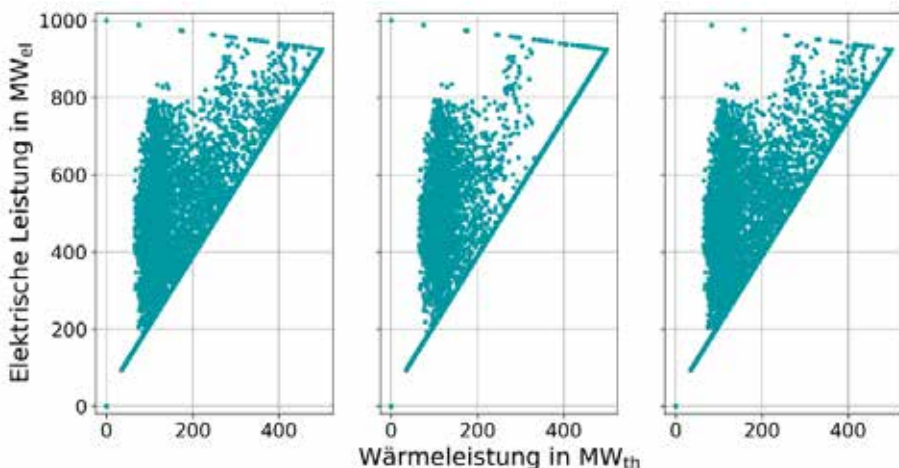
**Tabelle 4: Die Ergebnisse im Vergleich**

		ohne Speicher	mit Wärmespeicher	mit Stromspeicher
Wärmeproduktion des Systems	$\text{GWh}_{\text{th}}$	2558	2558	2558
- davon aus dem GuD	$\text{GWh}_{\text{th}}$	1587	1665	1593
- davon aus dem Kessel	$\text{GWh}_{\text{th}}$	953	877	947
- davon aus der P2H-Anlage	$\text{GWh}_{\text{th}}$	18	18	18
Eingespeicherte Wärme	$\text{GWh}_{\text{th}}$	0	77	0
Stromproduktion des Systems	$\text{GWh}_{\text{el}}$	3977	3977	3972
Eingespeicherter Strom	$\text{GWh}_{\text{el}}$	0	0	13
Jahres Gas-Verbrauch des Systems	$\text{GWh}_{\text{th}}$	8237	8172	8223
Betriebsstunden GuD	h	8346	8344	8312
Betriebsstunden Kessel	h	4715	3530	4618
Überschussstrom des Systems	$\text{GWh}_{\text{el}}$	15	15	9
Überschusswärme	$\text{GWh}_{\text{th}}$	0	0	0

sich nur geringfügig auf den Brennstoffverbrauch des Systems aus. Der Einsatz eines Wärmespeichers führt jedoch zur Reduktion der Betriebsstunden des Kessels um 25% und einer Reduktion des Wärmebezugs aus dem Kessel um ca. 8%. Durch den Einsatz des Stromspeichers wird der Wärmebezug aus dem Kessel um ca. 0,5% reduziert.

#### 4.2 Der Einfluss der Speicher auf den Betrieb der Anlage

Ein Energiespeicher im System ermöglicht dem GuD in einigen Stunden des Jahres seinen Betriebspunkt zu verändern. Das GuD kann die Wärme- oder Stromproduktion reduzieren oder erhöhen und in einen energetisch effizienteren Betriebspunkt fahren. Abbildung 4 zeigt die stündlichen Betriebspunkte des GuD in den drei unterschiedlichen Szenarien. Die Leistungen der weiteren Komponenten werden in dieser Darstellung nicht abgebildet.



**Abbildung 4: Betriebspunkte des GuD-Kraftwerks im betrachteten Jahr. Ohne Speicher (links), mit Wärmespeicher (mitte) und mit Stromspeicher (rechts)**

Deutlich zu erkennen sind das charakteristische Kennfeld der Betriebszustände des GuD, sowie dessen Begrenzungen, wie sie in Abbildung 3 (orangene Linien) dargestellt sind. Von besonderem Interesse ist die Linie des Entnahmebetriebs, da hier der höchste energetische Wirkungsgrad vorliegt.

Durch den Einsatz des Wärmespeichers (Abbildung 4, mitte) dünnt sich das Feld insbesondere oberhalb von  $Q=300\text{MW}_{\text{th}}$  und  $P_{\text{el}}=600\text{MW}_{\text{el}}$  aus. Im folgenden Abschnitt wird gezeigt, dass diese Punkte zur Linie des Entnahmebetriebs verschoben werden und das GuD häufiger in seinem Wirkungsgrad-Optimum gefahren wird. Auch der Einsatz eines Stromspeichers (Abbildung 4, rechts) bewirkt die Verschiebung einiger Betriebsstunden in Richtung des Entnahmebetriebs des GuD. Die Auswirkungen durch den Einsatz des Stromspeichers sind jedoch deutlich geringer als beim Wärmespeicher und zeigen sich erst bei einer detaillierteren Betrachtung (siehe Abs. 4.4).

### 4.3 Der Einfluss des Wärmespeichers

Ein Vergleich der Systeme „mit Wärmespeicher“ und „ohne Speicher“ zeigt den Einfluss des Wärmespeichers auf das Betriebsverhalten. Bildet man die Stromproduktion des GuD in jeder Stunde des Jahres über die Gesamtwärmeproduktion (GuD, Kessel und P2H zusammen) in den entsprechenden Stunden ab, erhält man eine Punktwolke, wie sie in Abbildung 5 und Abbildung 6 (Symbol: Kreise) im Hintergrund dargestellt ist. Die roten Striche in der Abbildung markieren alle Stunden der Punktwolke, in denen der Wärmespeicher be- oder entladen wird. Die türkisfarbenen Striche geben für die jeweils entsprechende Stunde des Jahres den Betriebspunkt des Systems „ohne Speicher“ an. Jeder türkisfarbene Marker korrespondiert daher mit einem roten Marker.

Es ist eine deutliche Verschiebung der Betriebspunkte nach rechts zum Entnahmebetrieb mit besserem energetischen Wirkungsgrads des GuD zu erkennen, wenn der Wärmespeicher beladen wird. Der Wärmespeicher wird in diesen Zeitschritten ausschließlich durch das GuD beladen. Diese Wärme ist energetisch günstiger als die im Kessel erzeugte.

Wird der Speicher entladen (Abbildung 6), so finden sich entsprechende Betriebspunkte rechts der Betriebslinie des Entnahmebetriebs. Hier führt die Entladung des Wärmespeichers zu einer Reduktion der Kesselleistung. Liegt der Betriebspunkt aufgrund der Speicherentladung im Kennfeld des GuD, kommt der zusätzliche Wärmeerzeuger, anders als im System „ohne Speicher“, nicht zum Einsatz. Die Betriebsstunden des Kessels werden dadurch reduziert (vgl. Tabelle 4).

Zusätzlich ist festzustellen, dass sich in vielen Betriebsstunden des Szenarios „mit Wärmespeicher“ keine Änderungen gegenüber dem Betrieb ohne Speicher ergeben (kreisförmige Marker im Hintergrund von Abbildung 5 und Abbildung 6 ohne zusätzliche rote oder türkisfarbene Markierung). Der Grund hierfür kann in Abbildung 7 analysiert werden. Die eingespeicherte Energie (rot) ist vergleichbar mit der ausgespeicherten Energie (grün). Die Wärmeentnahme erfolgt dabei meist kurz nach der Beladung. Zusätzlich ist in der Abbildung das Wärmepotential dargestellt. Darunter ist jene Wärmemenge zu verstehen, die bei Entnahmebetrieb des GuD eingespeichert werden könnte. Ab der Betriebsstunde ca. 2900, liegt das Potential merklich über der tatsächlichen Einspeicherung. In diesem Bereich wird folglich nur so viel Wärme eingespeichert, wie später wieder entnommen wird. Diese Menge richtet sich nicht nach dem Angebot, sondern nach der Entnahme und der Speichergröße. In diesem Zusammenhang ergibt die Lösung ein anderes Verhalten als in einer realen Betriebsführung. Dem Modell liegen die vollständigen Verbrauchsinformationen des gesamten Jahres vor (sog. perfect foresight), so dass eine Speicherfüllung nur soweit stattfindet wie eine spätere Entnahme sie erfordert. Im realen Anlagenbetrieb liegen Verbrauchsinformationen nur als Prognose für einen begrenzten Zeitraum vor. Verfügbares Wärmepotential wird daher in der Regel so lange zur Speicherfüllung eingesetzt bis die Kapazität voll ausgenutzt ist.

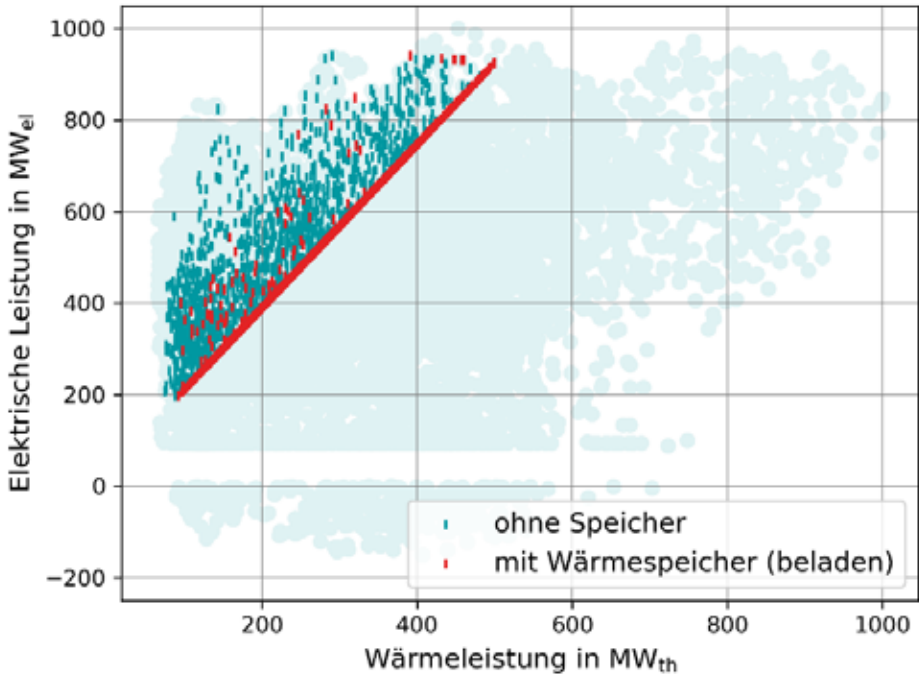


Abbildung 5: Stunden des Jahres in denen der Wärmespeicher beladen wird.

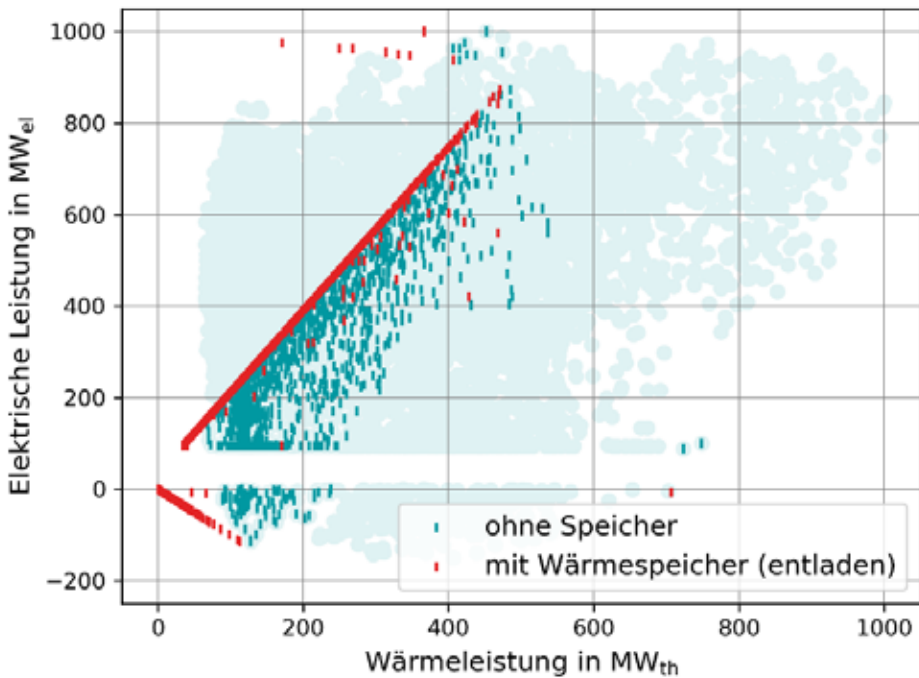
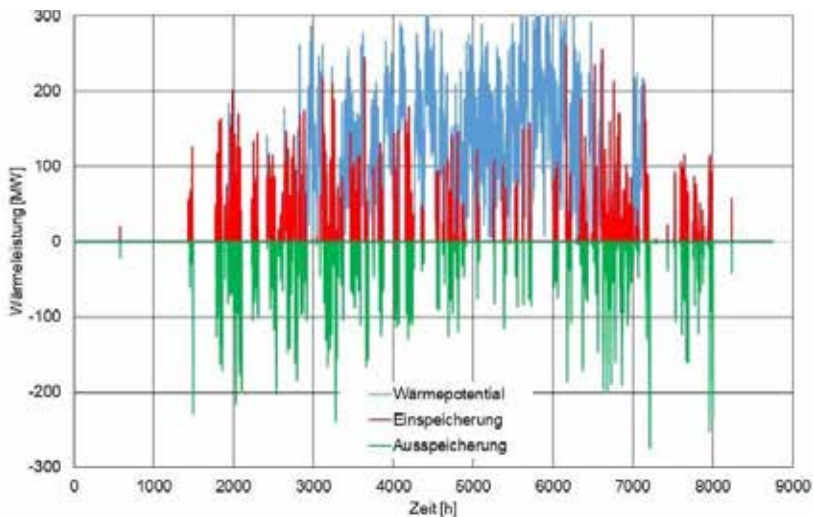


Abbildung 6: Stunden des Jahres in denen der Wärmespeicher entladen wird.



**Abbildung 7: Wärmepotenzial und berechneter Speicherbetrieb im Szenario „mit Wärmespeicher“**

#### 4.4 Der Einfluss des Stromspeichers

Vergleicht man die Betriebspunkte der Szenarien „ohne Speicher“ und „mit Stromspeicher“, analog zu Abschnitt 4.3, miteinander und markiert dabei die Betriebszustände all jener Stunden im Jahr, in denen im System „mit Stromspeicher“ der Stromspeicher beladen oder entladen wird, so ergeben sich die in Abbildung 8 (beladen) und Abbildung 9 (entladen) dargestellten Punktwolken. Das Beladen des Stromspeichers ermöglicht dem GuD im Entnahmebetrieb zwischen 100 und 925 MW<sub>el</sub> die Stromproduktion und damit auch die Wärmeproduktion zu erhöhen, wodurch die Leistung des Kessels reduziert werden kann. In Abbildung 8 ist dieser Effekt durch die vertikale Verschiebung von Betriebspunkten (von Türkis nach Rot) sichtbar. Die im Vergleich zum Wärmespeicher deutlich geringere Leistungsaufnahme des Stromspeichers (Wärmespeicher: 500 MW<sub>th</sub>, Stromspeicher: 12,5 MW<sub>el</sub>) schlägt sich in einer entsprechend geringeren Reduktion der Kesselbetriebsstunden nieder (vgl. Tabelle 4).

In Zeiten, in denen der Strombedarf unter der elektrischen Mindestleistung des GuD liegt, nimmt der Stromspeicher die überschüssige Leistung auf (rot markierte Betriebspunkte auf der Horizontalen bei P<sub>el</sub> = 100 MW<sub>el</sub>). Hier verändert die Anwesenheit des Stromspeichers nicht den Betrieb des GuD, sondern reduziert den Stromüberschuss des Gesamtsystems (vgl. Tabelle 4). Aus Abbildung 9 ist zu entnehmen, dass in einzelnen Stunden des Jahres mit geringem Strombedarf (P<sub>el</sub> < 100 MW<sub>el</sub>) der Stromspeicher das GuD vollständig substituiert (rot markierte Betriebspunkte auf der Horizontalen bei P<sub>el</sub>=0 MW<sub>el</sub>). Im Szenario „ohne Speicher“ läuft das GuD in diesen Stunden weiter auf Mindestlast (türkisfarbene markierte Betriebspunkte in Abbildung 9). Es ist davon auszugehen, dass ein Anheben der Be- und Entladeleistung des Stromspeichers zu einem deutlichen Anstieg der Zeitschritte führen wird, in denen der Stromspeicher das GuD substituiert.

## 5. Zusammenfassung

Für drei Szenarien werden Einsatzoptimierungen mit dem Open-Source-Werkzeug oemof durchgeführt. Die Energiesysteme in den Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Speicherart und -kapazität. Zentraler Bestandteil der Systeme ist ein hochflexibles GuD-Kraftwerk, das Fernwärme liefert und die Deckung der Residualstromlast sicherstellt, wenn über 50% der jährlichen Stromeinspeisung in Deutschland aus EE kommen.



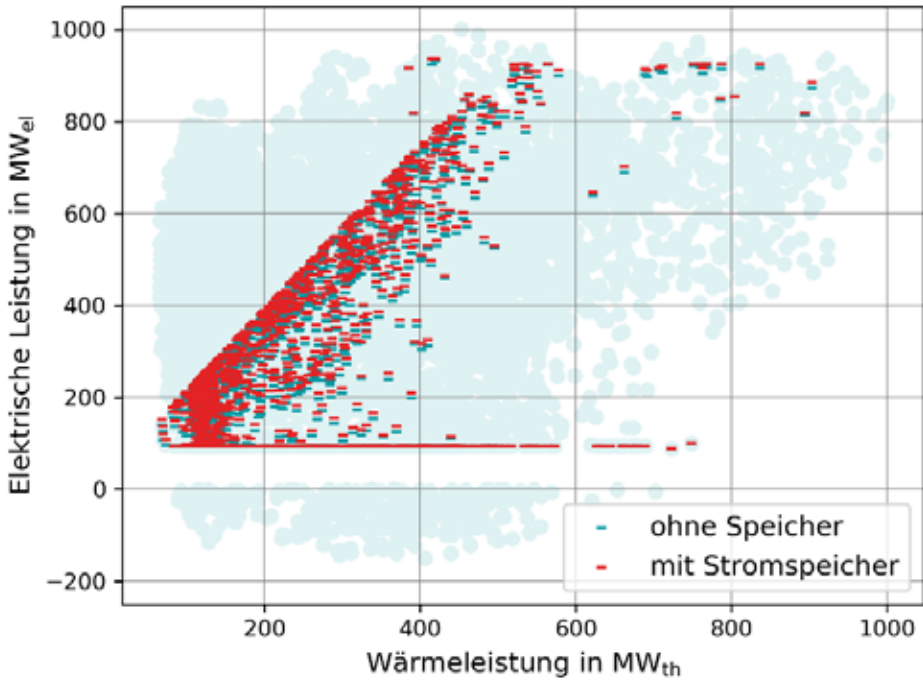


Abbildung 8: Stunden des Jahres in denen der Stromspeicher beladen wird.

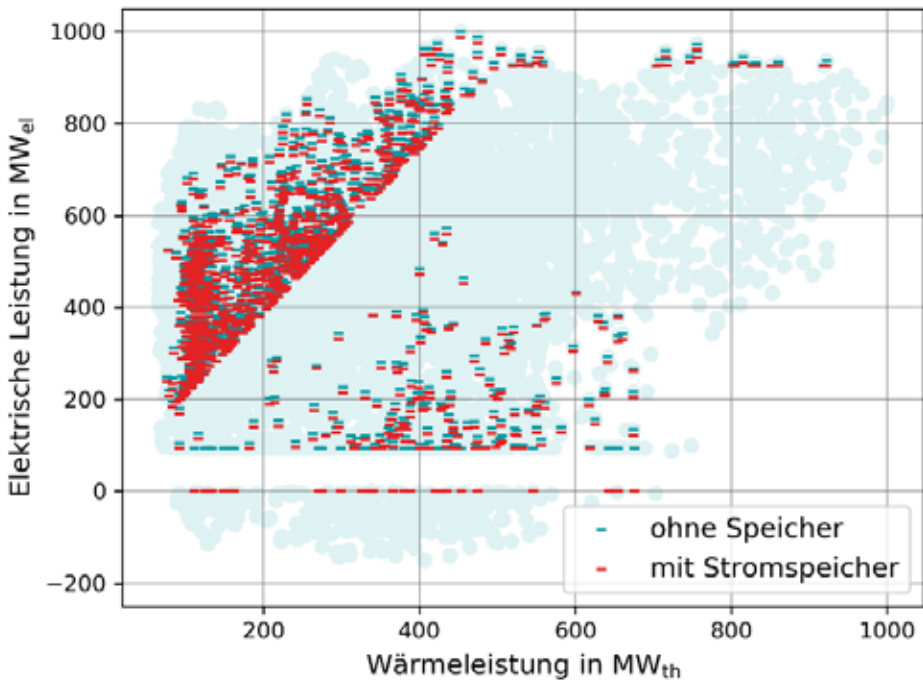


Abbildung 9: Stunden des Jahres in denen der Stromspeicher entladen wird.

Alle drei untersuchten Systeme können die Bedarfe für Strom und Wärme zu jeder Stunde decken. Der Einsatz eines Wärmespeichers führt zu Brennstoffeinsparungen, da das GuD in energetisch besseren Betriebszuständen betrieben wird. Der Effekt fällt jedoch gering aus, da die eingespeicherte Wärmemenge durch die Charakteristik einer energetisch optimierten Speicherentladung begrenzt wird. Auch der Stromspeicher erlaubt energetisch bessere Betriebszustände. Die Auswirkungen auf den Brennstoffbedarf sind aufgrund der geringeren Kapazität und Ladeleistung deutlich kleiner als beim Wärmespeicher. Dafür erlaubt der Stromspeicher die komplette Abschaltung des GuD bei geringem Strombedarf. Dadurch verringert sich der Stromüberschuss den das Energiesystem produziert.

Mit dem erstellten Modell lassen sich die Potentiale und Grenzen von komplexen Energiesystemen mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion aufzeigen. Durch die Wahl geeigneter Stromlastzeitreihen kann dadurch die Flexibilität der Anlage und ihr Beitrag zu einer sicheren Versorgung analysiert werden.

### 6. Literaturverzeichnis

- [1] H. Wenzl, "Die dominierende Rolle bivalenter Power-to-Heat-Anlagen im zukünftigen Energieversorgungssystem," in *VDE Dialogplattform Power to Heat*, 2018.
- [2] "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012.
- [3] S. Köhler and C. Pels Leusden, "Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen," Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden, 2014.
- [4] C. Pels Leusden and S. Köhler, "Provision of Balancing Power and Storage Capacity by Flexible CHP Systems," in *International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2013)*, 2013.
- [5] S. Meinke, "Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung," Universität Rostock, 2012.
- [6] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK eV, Fernwärmelastdaten (Persönliche E-Mail). 2013.
- [7] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ed., "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie," 2017.
- [8] "Open Power System Data." Data provided by Open Power System Data - Data Package Time series, version 2018-06-30. Primary data from European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). DOI: 10.25832/time\_series/2018-06-30, 2018.
- [9] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann, "The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modeling," *Energy Strateg. Rev.*, 2018.
- [10] E. Mollenhauer, A. Christidis, and G. Tsatsaronis, "Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants," *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 7, no. 2, pp. 167–176, 2016.
- [11] "OpenEnergy Platform - Model Factsheet: flexCHP." [Online]. Available: <https://openenergy-platform.org/factsheets/models/158/>.

Die Arbeiten werden im Rahmen des Projektes oemof\_heat, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FZK 03ET4047B), durchgeführt.

## Markgesteuerte Flexibilisierung der Netznutzung und netzorientierter Lastausgleich

Tobias Blenk<sup>1</sup>, Christian Weindl<sup>1</sup>, Timo-Alexander Hertlein<sup>1</sup>, Ivana Mladenovic<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institute of High Voltage Technology, Energy System & Asset Diagnostics, Coburg

<sup>2</sup> Siemens Corporate Technology, Erlangen

### Abstract

Die Integration Erneuerbarer Energien stellt vor allem die Netze vor immer neue Herausforderungen. Während bis in das Jahr 2000 eine weitestgehend vertikale Nutzung der Verteilnetzstrukturen vorherrschend war, werden diese bereits seit einigen Jahren aufgrund der zunehmenden Anzahl an regenerativen Erzeugungsanlagen innerhalb der unteren Verteilnetzebenen, sehr häufig und zyklisch auch zum horizontalen Energieaustausch genutzt. Dies führt dazu, dass die systembedingt schwächer ausgelegten unteren Verteilungsstrukturen, in welche mehr als 94% der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen einspeisen, zunehmend belastet werden. Im Zusammenspiel mit den fehlenden Möglichkeiten und der Bereitschaft der Bevölkerung zum Demand Side Management und den nach wie vor geringen Speichermöglichkeiten führt dies unter anderem dazu, dass die Betriebsmittel in diesen Bereichen stärker beansprucht werden.

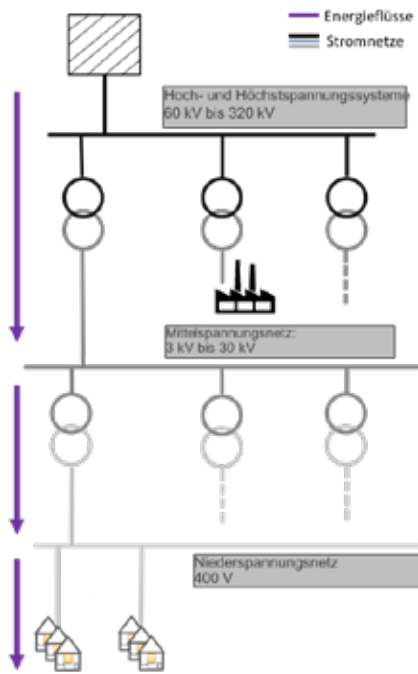
In dem nachfolgenden Artikel soll ein auf einem Direkt-Response-System basierendes Verfahren vorgestellt werden, mit welcher es möglich ist, die zu übertragende Leistung auf das physikalisch erforderliche zu beschränken, indem beispielsweise eingespeiste Energie möglichst lokal angewendet wird oder aber Lastverschiebungen in Schwachlastzeiten erfolgen. Zudem kann der hierfür notwendige Informationsaustausch auf ein Minimum beschränkt und in sicherer Weise realisiert werden.

### 1. Einleitung

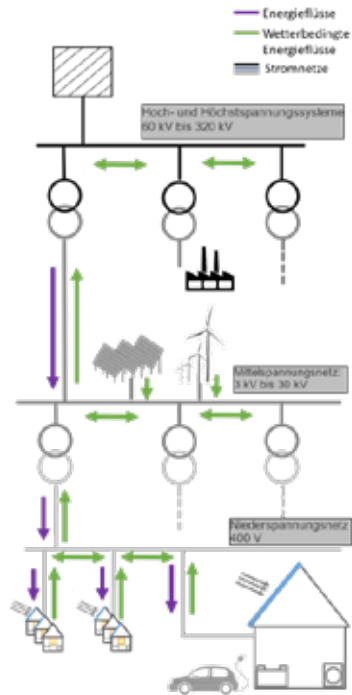
Die Versorgungsstrukturen in Deutschland sind das Resultat einer stetigen Entwicklung der Stromnetze. Sie weisen nach wie vor eine klare Struktur auf, bei welcher die Energie in den obersten Spannungsebenen (Hoch- und Höchstspannung) eingespeist wird und nach dem Transport in die unterlagerten Spannungsebenen (Mittel- und Niederspannung) weiterverteilt wird (vertikale Energieverteilung). Dabei unterscheidet man zwischen dem Übertragungsnetz (220/380 kV) und dem Verteilnetz (230/400 V bis 110 kV) (siehe auch Abbildung 1). Maßgeblich wurde und wird die elektrische Energie in Großkraftwerken erzeugt, welche schwerpunktmäßig an den Orten gebaut wurden, an welchen sich auch die größten Lasten befunden haben.

Durch das seit dem Jahr 2000 geltende erneuerbare Energiegesetz (EEG), hat sich die Versorgungsstruktur in Deutschland allerdings zusehends verändert. In zunehmenden Ausmaß speisen regenerative Energiesysteme in die Netze ein. Von den 111,9 GW (Stand 2017 [1]) speisen ca. 94 % der Anlagen ihre Energie vor allem in die unteren Netzebenen ein (siehe auch Tabelle 1) [2].

Da die vorwiegend in den unteren Spannungsebenen einspeisenden Regenerativen Energien von volatilen und häufig tageszeitabhängigen Systemen (wie Wind oder PV) abhängig sind, kann man in vielen Teilnetzen von einer zyklisch orthogonalen und von äußeren Gegebenheiten geführten Netznutzung (am Tage horizontal, zu nächtlichen Schwachwindphasen vertikal) reden, (siehe auch Abbildung 2). Eine Folge dieser sich zeitlich ändernden Energietransporte sind u.a. Phasen mit sehr hohen Auslastungsgraden, welche zum einen die Netzstabilität beeinflussen und zum anderen zu einer erhöhten Belastung der Betriebsmittel, wie Leitungen, Transformatoren etc. und zu erhöhten Verlusten, führen. Vor allem Wind- und PV-Systeme stellen die Netzbetreiber zunehmend vor Probleme, da die Netze bereits in vielen Regionen so ausgebaut werden müssen, dass diese die maximal zur Verfügung stehenden Einspeiseleistungen abnehmen können, welche allerdings über ein Jahr betrachtet, nur sehr



**Abbildung 1: Vorwiegend vertikale Netznutzung von Verteilstrukturen (bis 2000, heute: Nachts, Schwachwind)**



**Abbildung 2: Zyklische horizontale Netznutzung von Verteilstrukturen (vorwiegend lokale Energieanwendung)**

selten bereitgestellt werden. Der jährliche Monitoring Bericht der Bundesnetzagentur [3] gibt hierbei einen guten Überblick über den Zustand der Netze.

Um die bestehenden Netze an die neuen Erzeugungsstrukturen und die resultierenden Aufgaben anzupassen, sind vielerorts umfangreiche Maßnahmen zum Ausbau erforderlich, die mit erheblichen Kosten verbunden sind. Durch moderne informationstechnische Systeme können prinzipiell Maßnahmen getroffen werden, die zu einer Lokalisierung der Energieanwendung beitragen und es ermöglichen, Lastspitzen und Hochlastphasen zu vermeiden. Hierdurch besteht die Möglichkeit die Ausbaukosten teilweise erheblich zu reduzieren und so einen weiterhin zuverlässigen und wirtschaftlichen Netzbetrieb sicherstellen zu können. Ein neuartiges System mit welchem dies aus der Basis einer clusterorientierten Struktur und verteilter intelligenter Netzteilnehmer möglich ist, soll im Folgenden näher beschreiben werden.

**Tabelle 1: Installierte Anlagenleistung (MW) [2]**

Spannungsebene	Windenergie (Onshore)	Solarenergie	Sonstige EEG-Systeme
HöS	1.604	13	4.083
HöS / HS	250	1	159
HS	15.941	2.32	639
HS / MS	8.342	684	404
MS	19.217	13.597	7.066
MS / NS	71	1.076	334
NS	34	23.025	815

## 2. Anforderungen und Systementwurf

Analysiert man die Netztopologien, den derzeitigen Netzbetrieb und die zukünftige Entwicklung der Stromnetze in Deutschland, ergeben sich in den Studien je nach Szenario und den verwendeten Modelnetzen unterschiedliche Netzausbaubedarfe. Es kann allerdings nachgewiesen werden (zum Beispiel in den Studien [4] und [5]), dass durch die Verwendung von Demand-Side-Management-Systemen (DSM-Systeme) und intelligenten Netzsystemen (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren) der Netzausbaubedarf deutlich gesenkt werden kann. Falls im Rahmen des DSM auch ein Einspeisemanagement eingeschlossen wird, können auch die Kosten des Ausbaus hierdurch deutlich reduziert werden. Neben den DSM-Systemen können auch Demand-Response Systeme (DR-Systeme) zum Einsatz kommen, welche auf Grund Ihrer Funktionsweise keinen direkten Eingriff auf die Kundensysteme erfordern.

Bei der Abgrenzung von DR und DSM Systemen gibt es im Moment noch unterschiedliche Sichtweisen. Im Weiteren soll daher folgende Definition genutzt werden: „Während Demand Response die *Beeinflussung* der zeitlichen Energienachfrage mittels flexibler Tarife umfasst, wirkt *Demand Side Management* mit Hilfe fester *Steuerungssignale* aktiv und direkt auf die relevanten Prozesse aller angeschlossenen Verbrauchsanlagen ein. Im Kern kann der Unterschied zwischen beiden Anwendungen des Smart Markets durch das Wortpaar *Beeinflussung* (passiv) und *Steuerung* (aktiv) charakterisiert werden.“ [6, S. 29]

DR-Systeme gibt es bereits seit einiger Zeit, jedoch sind sie oftmals nur im Microgrid-Ansatz zu finden und benötigen einen bidirektionalen Informationsaustausch, wodurch eine Etablierung dieser erschwert wird. Hindernisse bilden zum einen datenschutzrechtliche Aspekte aber Akzeptanzgründe seitens der Kunden [7]. Der neu entwickelte Ansatz soll eine Strategie verfolgen, bei welcher zum einen die Kunden nicht verpflichtet sind, sich am System zu beteiligen und Informationen lediglich beziehen, ohne Informationen an überlagerte Systeme weiter zu geben. Zudem soll das entwickelte System hierarchisch den Netzebenen folgend in Cluster gegliedert sein und strukturell die gesamte Verteilnetzebene umfassen können.

Zusammenfassend werden an das System für den Netzeinsatz folgende Anforderungen gestellt:

- Das System muss die Netzparameter gemäß DIN EN 50 160 sicherstellen
- Eine Kommunikationsstruktur muss so ausgelegt werden, dass
  - diese auch in ländlichen Gebieten funktioniert
  - der Datenschutz nicht berührt wird
  - die TR-03100-1 des BSI erfüllt ist [8].
- Das System muss den Regelmarkt mitberücksichtigen
- Um eine effektive Anreizgestaltung vornehmen zu können
  - sollten die Netzentgelte so angepasst werden können, dass sie das Entnahme- bzw. Erzeugungsverhalten entsprechend anpassen
  - muss der Zustand des zu bilanzierenden Netzwerkes erfasst werden. Notwendige Größen sind (3-phasig zu messen):
    - Spannung
    - Strom
    - $\cos(\phi)$
    - Frequenz
  - sollten Prognosedaten mit eingebunden werden
  - müssen Gleichzeitigkeiten mitberücksichtigt werden

Aus den festgelegten Anforderungen kann ein integrales System abgeleitet und definiert werden, welches eine Struktur aufweist, wie sie auch in Abbildung 3 dargestellt ist. Dabei wird das Netz in Cluster aufgeteilt, wobei jedes Cluster durch bestimmte Anreize versucht, seine Energiebilanz möglichst neutral zu halten. Da das neu entwickelte System Anreizinformationen clusterbezogen als Service zur Verfügung stellt, wird es als „Energie-Cluster-Services“ (ECS) bezeichnet. Ein Hauptziel des entworfenen Systems ist es, den Strombezug und die elektrische Einspeisung so zu steuern, dass die Energie möglichst einer ortsnahen Anwendung zugeführt wird und auf diese Weise bei einer Entlastung möglichst vieler (überlagerter) Betriebsmittel, ein stabiler Netzbetrieb möglich wird.

### 3. Energie-Cluster-Service Systeme (ECS-Systeme)

Im ECS-System werden sogenannte ECS-Knoten an spezifischen Verteilpunkten installiert, an welchen sie den Energieaustausch Ihres unterlagerten Netzes (Clusters) überwachen und je nach Auslastung Preisanreize generieren.

Es gibt prinzipiell zwei unterschiedliche Arten von ECS-Clustern. Die Cluster, welche direkt bei den Abnehmern, Einspeisern bzw. Prosumern (ESC-L) installiert werden und die Cluster, welche in den Verteilnetzstationen und anderen Netzknotenpunkten installiert werden können (ESC-N).

Beide Clustertypen sollen die aktuell vom Cluster bezogenen Leistungen (Abnahmeleistung bzw. Einspeiseleistung) des gesamten unterlagerten Elektroenergiesystems registrieren können. Die ECS-L Cluster weisen im Unterschied zu den ECS-N Clustern eine zusätzliche Funktionalität in Form der direkten oder indirekten Steuerung der innerhalb des Bereichs liegenden und teilnehmenden Lasten, Einspeisungen, Speichersysteme oder Prosumer auf.

Um die Aufgabenstellung eines Clusterknotens erfüllen zu können, soll zumindest der vom Cluster benötigte Lastfluss erfasst oder diesem mittels eines lokalen oder auch entfernt liegenden Messsystems vermittelt werden. Während bei den ESC-N Clusterknoten entweder bereits vorhandene Messsysteme des Netzbetreibers oder aber zusätzlich zu installierende Messstellen genutzt werden, können bei den ESC-L Clusterknoten die in vielen Haushalten bereits verbauten „Smart Meter“ über entsprechende Schnittstellen genutzt werden. Moderne intelligente Zähler bieten die geforderten Größen in bereits berechneter Form und getrennt nach Erzeugung und Verbrauch zur Weiterverarbeitung an.

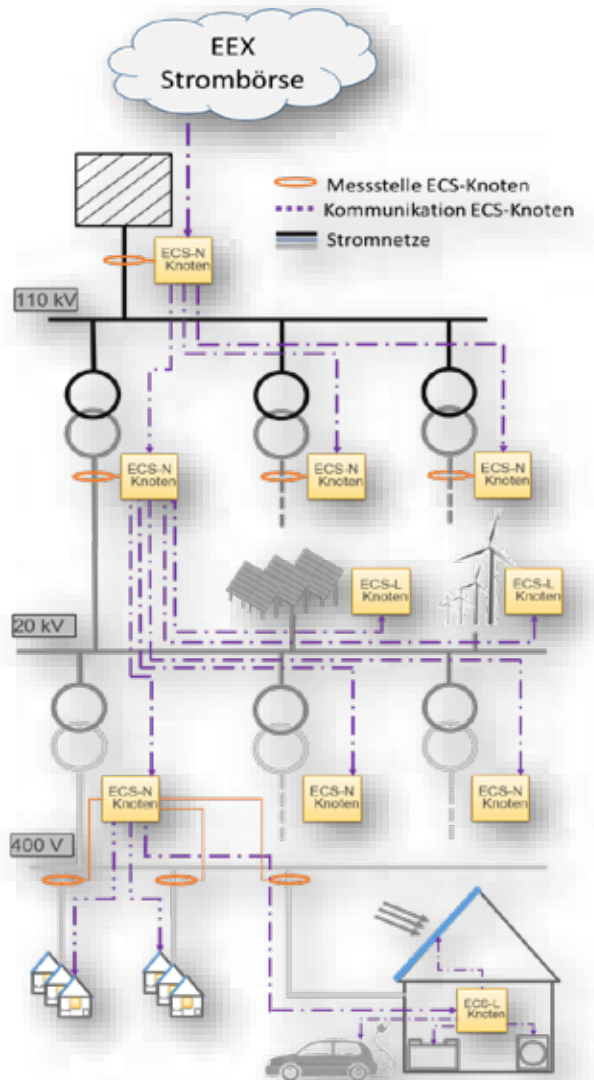
An den ECS-L Clusterknoten werden die beim Endkunden für die Laststeuerung freigegebenen Geräte angemeldet, und die entsprechenden Aktivierungsfunktionen und Schaltschwellwerte eingestellt, bei welchen die angeschlossenen Geräte zu- oder abgeschaltet werden. Nur dieser Knotentyp kann die Endgeräte direkt ansteuern. Der Knoten wird von den jeweiligen Teilnehmern bzw. Eigentümern verwaltet und somit sind keinerlei unzulässige Eingriffe von außen möglich.

Die ECS-N Clusterknoten leiten jeweils für Ihre Ebene die entsprechenden Anreize bzw. Preise ab, welche sich zum einen direkt aus

- dem Netzzustand (bestimmt durch die gemessene Auslastung des Clusterbereichs),
- den Vorhersagen,
- den zu kumulierenden Anreizen und weiteren Daten des übergeordneten Clusterknotens
- unter Berücksichtigung des (z. B. vereinbarten) Grundstrompreises

berechnen. Dabei ist zu beachten, dass die sich so ergebenden Anreize final zu keinen unzumutbaren preislichen bzw. kostentechnischen Belastungen für die angeschlossenen Endkunden führen. Eine der Randbedingungen des ECS-Systems bildet somit die Sozialverträglichkeit der Energiepreise. Hintergrund ist hierbei die Akzeptanz des ECS-Systems und dessen Integrierbarkeit in eine noch weitgehend konventionell arbeitende Energiewirtschaft (siehe auch Abbildung 5).

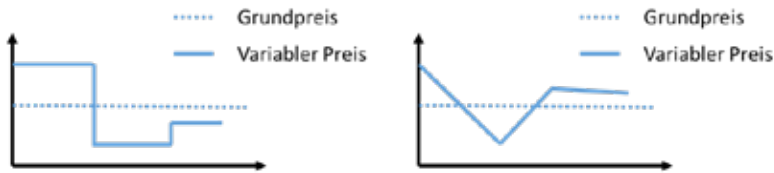
Das zu entwickelte System stellt also eine spezifische Methodik innerhalb des prinzipiellen Rahmens eines Direkt-Response-Systems (DR-System) dar, welches als Steuerungsgrundlage einen Preis generiert, auf welchen die unterlagerten Systeme (z.B. Kundenanlagen) reagieren sollen. Dieser Preis bewegt sich innerhalb eines Bandes um einen Grundpreis (siehe auch Abbildung 4). Analysiert man die Bestandteile, aus welchen sich der Strompreis zusammensetzt [3] erkennt man das die Variationsmöglichkeiten des Strompreises sich auf die EEG-Umlage und auf die Netzentgelte (Netzverluste), beschränken, wobei die Vermeidung der EEG-Umlage in Form von



**Abbildung 3: Grundstruktur des ECS-Systems (Ausschnitt eines Beispielnetzes)**

Energiemanagement-Maßnahmen Ausgleichszahlungen auf Grundlage von §15 EEG [9] hervorruft, welche nach §15, Abs. 2 EEG wieder auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Die anderen Bestandteile, aus der Energiebeschaffung, können nur durch gesetzliche Änderungen beeinflusst werden. Als Basis für die Preisgestaltung sollen Methoden aus dem Asset-Management angewandt werden, welche die Belastung der Betriebsmittel und der sich hieraus ergebenden Optionen zur

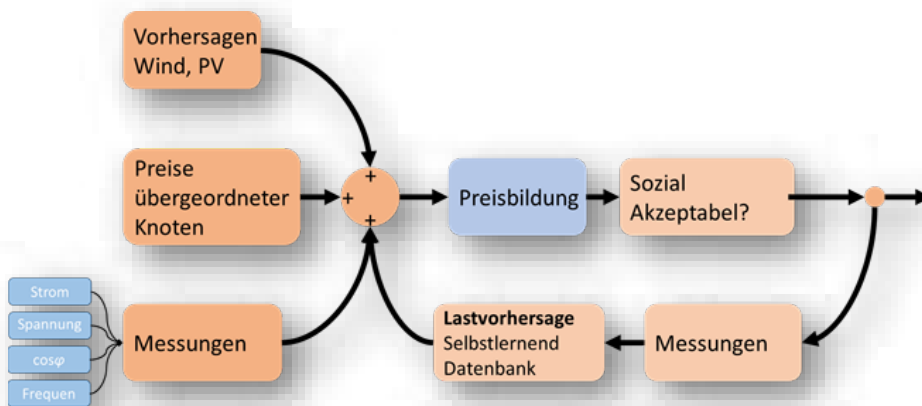
Verlängerung der zu erwartenden Lebens- bzw. Nutzungsdauern der Betriebsmittel mitberücksichtigen.



**Abbildung 4: Entwicklung des Strompreises; links: in Stufen, rechts: linear**

Eine der Besonderheiten des ECS-Systems besteht in der Kommunikationsstruktur, die unterschiedlichen übergeordneten Zielstellungen gerecht werden soll. Ein wichtiger Punkt aus Sicht des Datenschutzes ist hierbei, dass keinerlei Kundendaten übertragen werden. Die Grundstruktur der zur Anwendung kommenden Kommunikation weist hierbei folgende Eigenschaften auf:

- Jeder ECS-N Clusterknoten stellt die für seine Ebene gültigen Anreize bzw. die aktuelle Preisgestaltung zur Verfügung
- Unterlagerte Knoten können nur von ihren überlagerten Knoten Preise bzw. Anreize abrufen
- Der Informationsaustausch soll dabei einem Top-Down Modellansatz folgen
- Es soll ein Informationsaustausch vom übergeordneten Knoten zum untergeordneten Knoten stattfinden → Nur der untergeordnete Knoten kann von seinem übergeordneten Knoten Informationen/Anreize abrufen (lesen)
- Die Kommunikation soll so ausgelegt werden, dass diese prinzipiell auch mit dem G2 Mobilfunkstandard arbeiten kann, da dieser noch immer eine sehr hohe Verbreitung in Deutschland und Europa aufweist.



**Abbildung 5: Prinzip der Anreiz- und Preisgestaltung**

Die Entscheidung, welche Maßnahmen mittels Anreize in den unterlagerten Netzen gefördert werden, hängt im Netz (ECS-N - Knoten) maßgeblich von vier Größen ab:



- Aktuellen Last- bzw. Leistungsdaten
- Respektive: Spannungen, Ströme,  $\cos(\phi)$
- Nenndaten bzw. maximale Leistungsdaten der Betriebsmittel
- Prognosedaten und Erfahrungswerte (wiederkehrende Lastverläufe, Auslastungshistorie)

Aus diesen Eingangsgrößen können Empfehlungen für die Anreizgestaltungen abgeleitet werden. Im ersten Schritt soll hierbei zunächst immer versucht werden die Auslastungssituation abnehmerseitig, d.h. über Motivation oder Demotivation von Abnehmern zu optimieren. Falls dies nicht ausreicht, sollen die Ziele durch Motivation eines geeigneten Speichersystemeinsatzes und erst im letzten Schritt über einen motivierenden Eingriff auf die verteilte unterlagerten Stromerzeugung erfolgen. Die Anreize bzw. Preise sollen sich über die sich aus der Beteiligung der ECS-Teilnehmer ergebende Systemantwort einregeln. Die Art der Preisanpassung kann dabei wie in Abbildung 4 entweder in Stufen oder linear erfolgen. Ein Vorteil der linearen Anpassung könnte hierbei sein, dass diese regulär mit besseren Systemantworten und stabileren Anreizmustern verbunden sein wird.

**Tabelle 2: Schalteempfehlungen**

Art	Zustand/Ereignis	Phase 1	Phase 2	Phase 3	
		Verbraucher	Speicher	Erzeuger	
Prognose	hohe Einspeisung		Entladen Anreizen		
	normale Einspeisung				
	niedrige Einspeisung		Laden Anreizen		
	keine Einspeisung				
Spannung	zu hoch	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken	
	normal				
	zu niedrig	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen	
Strom	zu hoch	Einspeisung	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen
		Rückspeisung	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken
	normal	Einspeisung	Preise erhöhen	Entladen Anreizen	Preise erhöhen
		Rückspeisung	Preise senken	Laden Anreizen	Preise senken

Ein Beispiel für die sequentielle Anreizsteuerung kann Abbildung 6 entnommen werden. Ein Solarfeld speist mehr Energie ein als benötigt, was zu einem hohen Rücktransport von Energie in das überlagerte System führt (Phase 0). Zunächst können die Verbräuche in den Städten angereizt werden (Phase 1). Im zweiten Schritt würde die Einspeicherung von Energie angereizt (Phase 2) und erst im letzten Schritt, falls die rückwärtige Auslastung immer noch zu groß ist, würde versucht eine Drosselung der Energieeinspeisung zu motivieren.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass im Falle bestehender Überlastsituationen oder in Fällen, in denen die Systemstabilität gefährdet ist die Anreize so gekennzeichnet werden, dass die ECS-Teilnehmer sofort systemstabilisierende Maßnahmen einleiten. Hierdurch könnten in Ausnahmesituationen notwendige Schalthandlungen nahezu ohne Verzug eingeleitet werden ohne dass eine direkte und rechtlich z.T. problematische Außensteuerung von Kundenanlagen stattfindet.

Durch eine geschickte Anordnung der Knoten im Netzwerk, als auch einen gut ausbalancierten Informationsaustausch, kann zudem der Informationsgehalt des Netzes erhöht werden, ohne dass zusätzliche Messeinrichtungen notwendig werden. So ist es z.B. in Abbildung 6

möglich, nicht nur den Gesamtzustand des unterlagerten Netzes im Knoten 1 zu erfassen, sondern auch die Belastung zwischen den Knoten 2 und 3. So ist es erreichbar, die Zustände im Netz allumfassend zuzuordnen und möglichst verursachergerecht die entsprechenden Anreize weiterzureichen.

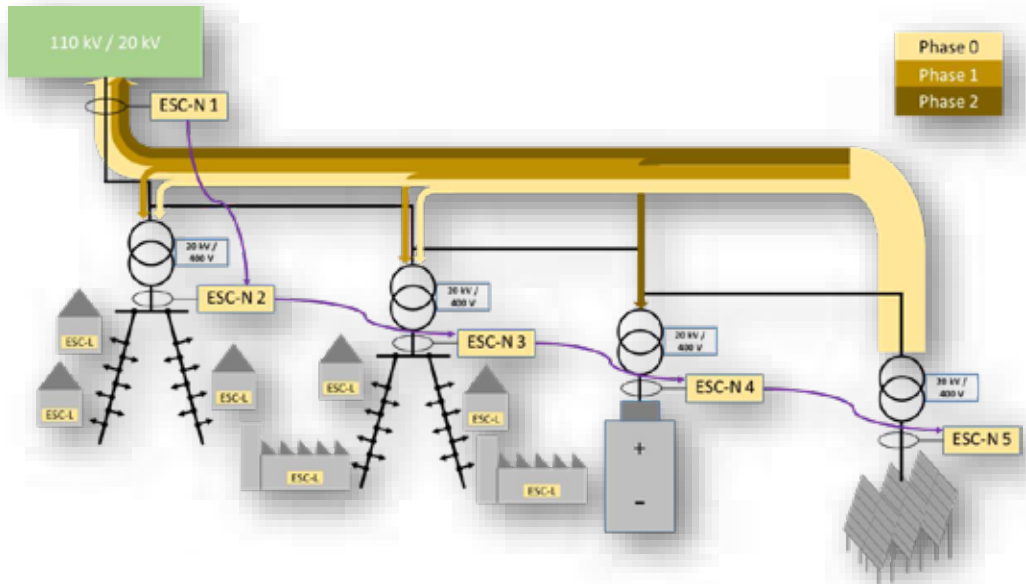
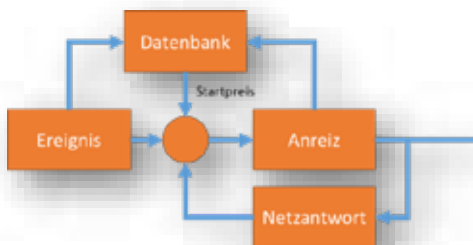


Abbildung 6: Funktionsbeispiel des ECS-Systems

Um in der Praxis möglichst schnell gewünschte oder notwendige Zielvorgaben erreichen zu können, wird anhand der jeweiligen Clustergesamtleistungen und weiterer clusterbezogener Informationen (z.B. Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement, Prognosedaten, Belastungsdatenbank) eine Anreizinformation für die Netznutzung innerhalb des Clusterabschnitts aus einer Datenbank ermittelt, welche der Regelung als Ausgangspunkt dient und anhand der Netzantwort fortlaufend angepasst wird



(siehe

Abbildung 7). Nachdem die Anreize im Zusammenwirken mit den z. B. vereinbarten Basispreisen den gewünschten Erfolg, d.h. eine Veränderung der Auslastungssituation, erzielt haben, wird die Datenbank entsprechend angepasst. Die veränderte Auslastung bewirkt in der Folge eine Anpassung der Anreize innerhalb der überlagerten Cluster, die ihrerseits eine weitere Veränderung der Auslastung (Netzantwort



Energieverteilnetze optimal genutzt werden können. Zudem ermöglicht es auf Grund seines strikten Informationskonzeptes ein Höchstmaß an Datensicherheit und reagiert zudem unempfindlich bei Ausfällen.

### Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Erneuerbare Energien in Zahlen 2017: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017“, 2018.
- [2] Bundesnetzagentur, *Zahlen Daten und Informationen zum EEG*. [Online] Verfügbar unter: <https://bit.ly/2ANFeNX>. Zugriff am: Mrz. 31 2018.
- [3] Bundesnetzagentur, *Monitoringbericht 2017*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht\\_2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Zugriff am: Aug. 01 2018.
- [4] E-Bridge Consulting GmbH, „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (*Verteilernetzstudie*). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). [Online] Verfügbar unter: <https://bit.ly/2ll8dLa>. Zugriff am: Aug. 01 2018.
- [5] B. Höflich, *Ergebniszusammenfassung der PSG zur dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ durch die Projektsteuergruppe*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen\\_und\\_Projekte/Energiesysteme/dena-Verteilnetzstudie/121210\\_denaVNS\\_Ergebniszusammenfassung\\_PSG\\_pdf.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Verteilnetzstudie/121210_denaVNS_Ergebniszusammenfassung_PSG_pdf.pdf). Zugriff am: Aug. 08 2018.
- [6] C. Aichele und O. D. Doleski, *Smart market: Vom smart grid zum intelligenten energiemarkt*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
- [7] T. Blenk, C. Weindl, A. Bauer und I. Mladenovic, „Market-driven flexibility of grid usage and network-oriented load balancing“ in *2018 Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostics): Parkhotel Pilsen, September 4-7, 2018*, 2018, S. 148–151.
- [8] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen“, [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- [9] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG*, 2014.

## Das Internet der Dinge (IoT) als treibende Kraft, um den Klimawandel zu Stoppen

Janine Karlein

Kaiserwetter Energy Asset Management GmbH, Hamburg

### Abstract

Das Internet der Dinge hilft dabei die Klimaziele einzuhalten und Investitionen abzusichern.

Um die Klimaziele aus dem Pariser Abkommen 2015 zu erreichen, sind Investitionen in erneuerbare Energien unabdingbar. Durch die Digitalisierung kann hier auf der Ebene der Risikoabsicherung des Investments mit Hilfe von Transparenz durch Datenströmen in Ist-Zeit Abhilfe geleistet werden.

Dank der IoT-Lösung ARISTOTELES können der Energiebranche ferne Finanzinstitute wie Banken oder Versicherungen Investitionen im großen Rahmen in erneuerbare Energien tätigen, da technische und finanztechnische KPI's direkt aufbereitet und in Form von Living Reports verfügbar werden.

ARISTOTELES ist eine Online Lösung für das Management von großen Portfolien mit Assets aus verschiedenen Disziplinen der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse. Kaiserwetter ist das erste EnerTech und Data as a Service (DaaS) Unternehmen weltweit.

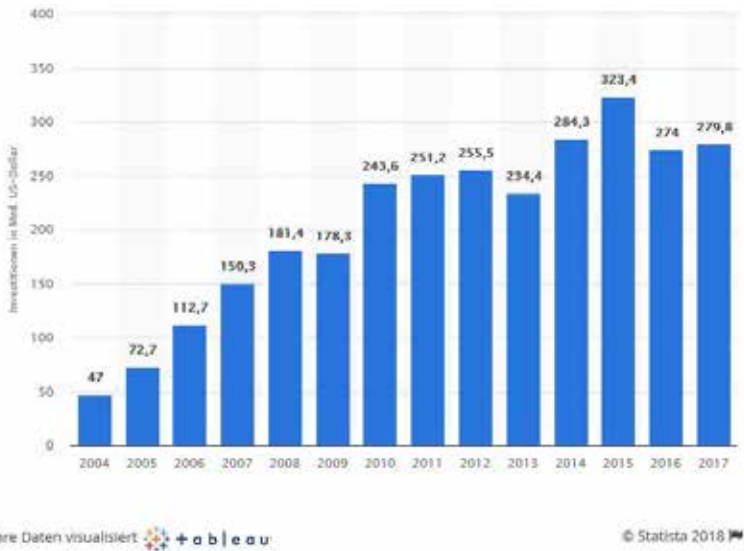
### 1. Klimaziele bis 2050

Die Bundesregierung will die Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 40 % gegenüber 1990 senken. Deutschland strebt an, bis zur Mitte des Jahrhunderts weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Der Klimaschutzplan 2050 nennt entsprechende Zwischen- und Sektorziele. Ziele für die deutsche Klimapolitik ergeben sich auch aus der UN-Klimarahmenkonvention sowie aus EU-Vereinbarungen.

Leitbild und Maßstab für die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung sind die Vereinbarungen der UN-Klimarahmenkonvention und ihrer Zusatzprotokolle, das Kyoto-Protokoll und das Übereinkommen von Paris. Für die laufende zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2012 – 2020) hat sich die Europäische Union verpflichtet, ihre Treibhausgas-Emissionen bis 2020 um 20 % gegenüber 1990 zu verringern. Dieses Ziel wollen die 28 EU-Staaten gemeinsam erfüllen. Deutschland trägt zu dieser Verpflichtung bei. [1]

Auf internationaler Ebene müssen die Länder, um eine Globale Erwärmung von unter 1.5°C zu erzielen, ihre CO2 Emissionen um 45% bis 2030 zum Vergleichswert aus 2010 reduzieren und im Jahr 2050 sollen diese bei null liegen. [2]

Diese Entwicklung bedeutet im Umkehrschluss Investitionen in erneuerbare Energien in Milliardenhöhe. Im Jahr 2017 betragen Investitionen in erneuerbare Energien weltweit rund 280 Milliarden US-Dollar, wie auf der folgenden Grafik zu sehen ist.



**Abbildung 1: Die Entwicklung der weltweiten Investitionen in erneuerbare Energien in den Jahren 2004 bis 2017 (in Milliarden US-Dollar) – www.statista.com**

Zwischen 2016 und 2050 sind laut IPCC Investitionen von USD 1.7 Billionen [3] in erneuerbare Energien nötig.

## 2. IoT - Das Internet der Dinge

Um in erneuerbare Energien getätigte Investitionen abzusichern, kann das Internet der Dinge Abhilfe leisten. Ein Netzwerk aus Energieerzeugungsanlagen entsteht und alle Produktions- und Messdaten werden in Ist-Zeit zur Verfügung gestellt und auf einer Plattform aggregiert. Im Internet der Dinge sind die Energieerzeugungsanlagen miteinander vernetzt und bilden eine globale Infrastruktur. Die virtuelle Repräsentation einer dem Internet ähnlichen Struktur der Netzpunkte wird über eine Online Plattform, welche die Daten in der Cloud abspeichert visualisiert.

Die von der Firma Kaiserwetter Energy Asset Management entwickelte Online Plattform mit dem Namen ARISTOTELES nutzt diesen Ansatz und speichert die produzierten Big Data in der hochleistungsfähigen SAP Hana II Cloud ab. Im ARISTOTELES Frontend in der Abbildung 2 sind die gespeicherten Daten in Form einer Internetseite abrufbar. Die Plattform verknüpft automatisch Informationen aus dem Energieerzeugungsanlagen Netzwerk und macht diese Online für den Anwender verfügbar. Hierbei fallen riesige Datenströme (Big Data) an, welche mit Hilfe von Data Mining systematisch mittels statistischer Methoden ausgewertet und anschließend in Living Reports mit Ist-Zeit Daten aufbereitet werden.



Abbildung 2.: ARISTOTELES Frontend - [www.aristoteles.energy](http://www.aristoteles.energy)

### 3. ARISTOTELES

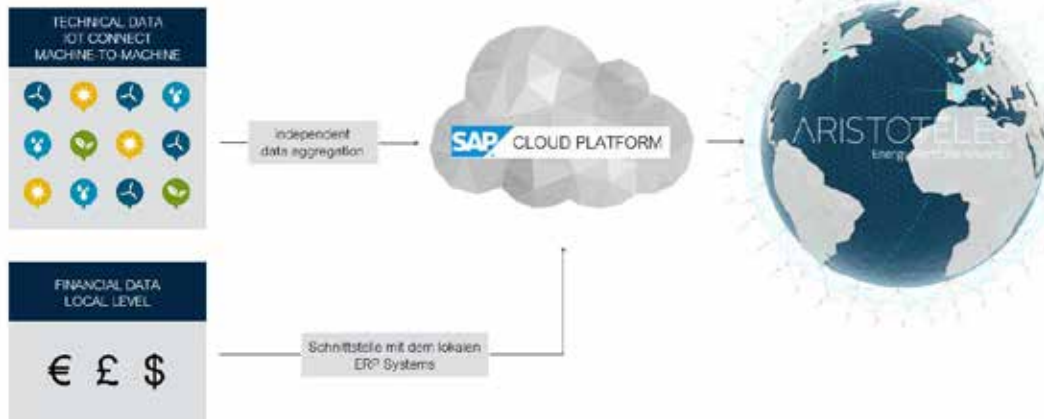
Um die Daten zu verarbeiten, werden in ARISTOTELES Smart Data Analytics Algorithmen angewendet. Des Weiteren werden Informationen mit Predictive Analytics ausgewertet und aufbereitet. Der Datenstrom ist in Abbildung 3 zu sehen.



Abbildung 3.: Datenstrom in ARISTOTELES – [www.kaiserwetter.energy](http://www.kaiserwetter.energy)

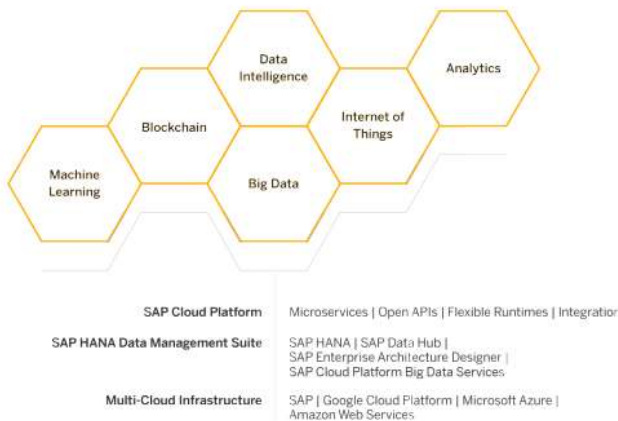
Wie in Abbildung 4 zu sehen sind die Datenströme in der SAP Cloud Plattform zu unterscheiden in technische und kaufmännische Daten. Schnittstellen dienen zur Anbindung und ermöglichen die Aggregation der Messdaten auf der Plattform. Das lokale ERP System ist ebenfalls über eine dieser

Schnittstellen mit ARISTOTELES verbunden. Die Datenformate sind standardisiert und werden anschließend mit den automatisierten Analysen und Auswertungen in Grafiken und Tabellen umgesetzt. Da ARISTOTELES Online via Internet aufrufbar ist, muss keine Software beim Anwender installiert werden, wodurch IT Infrastrukturen des Anwenders unberührt bleiben.



**Abbildung 4.: Aggregation der Finanz- und Technischen Daten – Kaiserwetter**

Kaiserwetter Energy Asset Management ist SAP Technologiepartner. SAP ist führend in IoT basierten Lösungen und hat im Big Data Management die höchsten Sicherheitsstandards der Welt. Durch SAP Leonardo, einem Pool aus innovativen Treibern und Tools wird das maschinelle Lernen und die Entwicklung neuer Analysewerkzeuge beschleunigt. [4] Die Kernkompetenzen von SAP Leonardo sind in Abbildung 5 zusammenfassend aufgeführt.



**Abbildung 5.: SAP Leonardo Kernkompetenzen - <https://www.sap.com/germany/products/leonardo.html>**

Für die Entwicklung der Big Data Analysis und der Umsetzung in Form von ARISTOTELES werden bei Kaiserwetter Data Scientists eingesetzt. Sie Evaluieren das System und ermitteln neue Auswertungsschemata, welche dann in automatisierter Form in ARISTOTELES Anwendung finden.



Kaiserwetter Experten arbeiten auf der ganzen Welt an der Implementierung von wissenschaftlichen Lösungen, wie auch auf Abbildung 6 zu sehen ist. Diese wissenschaftlichen Lösungen dienen in erster Linie der Maximierung der Produktion der Energieerzeugungsanlagen und der Risiko Prävention.



**Abbildung 6.: Data Experts Hubs der Firma Kaiserwetter Energy Asset Management weltweit - Kaiserwetter**

Dank Meteorologischer Daten und Benchmarking werden underperforming Assets identifiziert und es können unmittelbar Gründe und Strategien zur Verbesserung der Performance gefunden werden. ARISTOTELES ist ideal für Mischportfolien geeignet. So werden Global verstreute Energieerzeugungsanlagen verschiedener erneuerbarer Energien Ressourcen in einem Dashboard dargestellt. Auf dem Dashboard sind die Assets in entsprechender Form als technische und kaufmännische Portfoliostruktur abgebildet und somit in Ihrer Gesamtheit einfach überschaubar. Abbildung 7 zeigt einen Auszug des Dashboards auf kaufmännischer und technischer Ebene.



**Abbildung 7.: Dashboard mit kaufmännischen und technischen Daten – [www.aristoteles.energy](http://www.aristoteles.energy)**

Investitionsrisiken werden durch die Nutzung einer Struktur Datenbasis mit Smart Data Analytics reduziert. Durch Predictive Analytics werden operative Risiken früh erkannt. Muster, die anhand der Datenströme erkannt wurden, sind mit einem Tracker versehen. Anhand der Daten ist die volle Transparenz der Investition auch in Ländern mit einem hohen Risiko Profil, aber einer hohen Dichte an erneuerbaren Energien möglich. Global Data Pooling und Investment Grade Ratings geben den

Investoren durch anonymisierte Daten die volle Transparenz bezüglich Ihrer Investition. Das mit ARISTOTELES verbundene ERP System kann in einen lokalen Account implementiert werden, wodurch alle Finanzdaten online aggregiert werden können.

#### 4. ARISTOTELES in der Zukunft

ARISTOTELES ist eine Data as a Science (DaaS) Plattform Entwicklung mit einer digitalen Vision für die Zukunft. Seit dem 2. Quartal 2018 ist ARISTOTELES 2.0 mit Predictive Analytics Online. Für die kommenden Jahre sind jährlich Releases mit innovativen Weiterentwicklungen vorgesehen wie in Abbildung 8 zusammengefasst wird. ARISTOTELES 4.0 im Q2 2021 sieht bereits eine Erweiterung mit Connected Markets – Demand Side Power Generation mit Artificial Intelligence (AI) vor.



Abbildung 8.: Weiterentwicklung ARISTOTELES bis zum Jahr 2021 – Kaiserwetter

#### 5. Literaturverzeichnis

- [1] <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands> (12/2018)
- [2] Bundeswirtschaftsministerium (Hg.): Die Energiewende: unsere Erfolgsgeschichte. Berlin, im Januar 2017
- [3] [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/11/SR15\\_Chapter2\\_Low\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/11/SR15_Chapter2_Low_Res.pdf) Figure 2.27
- [4] <https://www.sap.com/germany/products/leonardo.html>





Hochschule Nordhausen  
Weinberghof 4  
99734 Nordhausen

Mit freundlicher Unterstützung:



ISBN 978-3-940820-14-3

