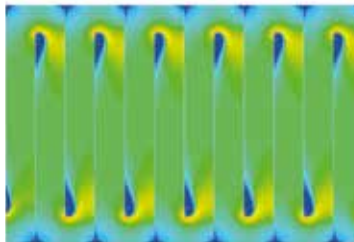




Tagungsband

**3. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen
13. - 14. Februar 2020**



Energiewende gestalten

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



Die ThEGA ist aktiv in den Bereichen



erneuerbare Energien,



Energie- und Ressourceneffizienz,



nachhaltige Mobilität,



kommunales Energiemanagement.

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

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





Tagungsband

**3. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen
13.-14. Februar 2020**

RET.Con 2020

3. 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

© 2020 by Hochschule Nordhausen

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-16-7



HOCHSCHULE NORDHAUSEN

University of Applied Sciences

INHALTSVERZEICHNIS

Keynotes	7
Spessert, B. Natürlich, endlos, frei – Sonnenenergie als Alternative zur Atomkraft	7
Kuhlmey, F., Schenk, M. Kommunale LED-Straßenbeleuchtung – Erfahrungen aus über 50 Straßenbeleuchtungsbera- tungen bei Thüringer Kommunen	17
Session Bioenergie und Wasserstoff	20
Mercker, O., Pärisch, P., Büchner, D. Simulationsstudie zum Potenzial netzdienlicher Betriebsweisen von Biomasse-Einzelraum- feuerstätten in TRNSYS – Methodik, Randbedingungen und Modelle	20
Hofmann, C., Plessing, T., Heinrich, M. Betriebsanalyse eines hackholzschnitzelbefeuerten Nahwärmenetzes	32
Haller, J., Link, T. Numerische Untersuchung der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff in einem Null- emissionsmotor	44
Session Photovoltaik 1	57
Schneider, S., Hüttl, B., Pflaum, D., Schnell, V., Schulze, A. Freifeldcharakterisierung von PV-Anlagen im Rahmen des Projektes PV-FeldLab – ein Status- bericht	57
Gerstenberg, L., Oberdorfer, A., Wesselak, V., Voswinckel, S. Degradationsuntersuchungen an Cadmiumtellurid-PV-Modulen im Rahmen des Projektes PV-FeldLab	65
Pflaum, D., Schneider, S., Arndt, R., Fritsche, J., Knothe, J., Hüttl, B. Messsystem zur Charakterisierung photovoltaischer CdTe-Zellen	72
Baier, M., Schüler, R. Betriebsergebnisse bifazialer Solaranlagen	78
Session Solar- und Geothermie	86
Jurack, A., Al Mamari, J., Al-Riyami, S., Scheuren, J., Schlatmann, R. Untersuchungen zum Einfluss von Verschmutzungen auf die solare Transmission von Solarglasscheiben im Oman	86
Kreuzer, M., Stark, O., Plessing, T. Entwicklung eines abgedeckten PVT-Isolierglaskollektors	96

Engeler, A., Duddek, M. Weiterentwicklung eines für Festgesteine etablierten Messverfahrens zur kontaklosen Bestimmung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinen	107
---	-----

Session Photovoltaik 2 & Wind 116

Fokuhl, E., Gebhardt, P., Naeem, T., Schmid, A., Philipp, D. Lichtinduzierte Degradationseffekte an Photovoltaikmodulen bei erhöhten Temperaturen – Ein Vergleich von Prüfmethoden	116
---	-----

Mühleisen, W., Neumaier, L., Hirschl, C., Löschnig, J., Bende, E., Zamini, S., Kubicek, B. Bifaziale Photovoltaik – Potenziale und Hürden für den Markteintritt	123
--	-----

Geiselsöder, S. Praxisorientierte Gestaltung und Bewertung von datengetriebenen Entscheidungsprozessen für die Windpark Instandhaltung	135
---	-----

Session Energiesysteme 137

Brockmann, R. Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten	137
--	-----

Nuschke, M. Frequenzstabilität bei Netzauftrennungen im umrichterdominierten Verbundsystem	144
---	-----

Münch, J., Reich, M., Adam, M. Entwicklung eines Tools zur automatisierten Optimierung von Energiesystemen durch Maschinelles Lernen	152
---	-----

Session Versorgungskonzepte 157

Vierke, H. Kommunales Energiemanagement – Ansätze, Stand und Entwicklungen in Thüringens Landkreisen und Kommunen	157
--	-----

Zunkel, F., Schmidt, T., Palzer, T. Innovatives Versorgungskonzept des Forschungsdemonstrators am IAB Weimar	165
---	-----

Koke, J., Schippmann, A., Zhang, X., Shen, J., Kaufmann, P., Krause, S. Regenerative Energiekonzepte zur Versorgung von Containergebäuden für verschiedene Klimazonen	167
--	-----

Ohrdes, T., Knoop, M., Schneider, E., Fries, A.-K., Bast, O., Franzen, L., Behnisch, J. Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier – Erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs	181
---	-----

Session Elektromobilität

188

Flemming, S., Naumann, S., Bretschneider, P. Energie- und Lademanagement für eine CO ₂ -neutrale Beladung von batterieelektrisch betriebenen Service-Fahrzeugen auf dem Flughafenvorfeld	188
Voss, L., Sommer, R., Gulden, J. ELMAR – Elektromobilität auf dem Wasser	197
Schmidt, C., Holoyad, T. Moderne Optimierungsansätze für elektrische Maschinen im Mobilitätssektor	206

Session Kältetechnik

229

Vandanapu, K., Mohan, V., Yadav, A. Low energy evaporative cooling system linked with ground water for hot and dry climate	229
Dözl, M., Schlosser, T., Schabbach, T. LOW GWP Kälteversorgung im Tiefkühlbereich durch kombinierte Anwendung von Kompressions- und Adsorptionskältetechnik	240

Natürlich, endlos, frei – Sonnenenergie als Alternative zur Atomkraft

Prof. Dr.-Ing. Bruno Spessert

Ernst-Abbe-Hochschule Jena

Abstract

Anfang der 1970er Jahre begannen innerhalb der deutschen Umweltbewegung einige enthusiastische Menschen mit der Suche nach Alternativen zur Nutzung nuklearer oder fossiler Energie. Sie entwickelten „alternative“ Technologien zur regenerativen Energiegewinnung und gründeten sogar Unternehmen zu ihrer Verbreitung. Erfolgreich waren sie vor allem bei der Propagierung der regenerativen Energiegewinnung: Auf unterschiedliche Art und Weise beeinflussten sie öffentliche Meinung und politische Entscheidungen und bereiteten dadurch die Energiewende vor.

1. Einleitung

„Natürlich, endlos, frei“ – der Titel dieses Beitrages ist dem Buch „Radical Technology“ [1] entnommen¹. Herausgegeben wurde dieses Buch vom Magazin „undercurrents“, das sich „journal of radical science and people’s technology“ nannte. Undercurrents befasste sich mit alternativen Lebensweisen, wozu auch die Nutzung alternativer Energien gehörte. Magazin und Buch hatten einen großen Einfluss auf die Umweltbewegung besonders in den USA, aber auch in Großbritannien und in der BRD² [2].

Das Buch „Radical Technology“ erschien 1976. Die „friedliche Nutzung der Nuklearenergie“ galt zwar noch allgemein als gefahrlose und saubere Lösung sämtlicher Energieprobleme - allerdings wurden schon Anfang und dann noch stärker Mitte der 1970er Jahre die Gefährlosigkeit und Sauberkeit der Atomenergienutzung angezweifelt, vor allem weil in immer größerem Umfang hochgiftige Abfälle produziert wurden, obwohl noch keine wirkliche Lösung für eine Beseitigung oder wenigstens für eine sichere Lagerung dieser atomaren Abfälle existierte.

Gleichzeitig war die Nutzung der Sonnenenergie als mögliche, ernst zu nehmende Alternative zur Atomkraftnutzung noch weitgehend unbekannt. Bis in die 1970er Jahren galten z.B. Windräder als historische Relikte, mit denen sich nur ausgesprochene „Spinner“ befassten. Mitte der 1970er Jahre begann jedoch ein Umdenkprozess auch in der BRD. An mehreren deutschen Hochschulen war damals die Ausstellung „Umdenken – Umschwenken“ der Schweizer „Arbeitsgemeinschaft Umwelt“ zu sehen [3]. Und 1977 erschien unter dem Titel „Die Rückkehr zum menschlichen Maß“ [4] die deutsche Ausgabe von Ernst Friedrich Schumachers Klassiker „Small is Beautiful“.

Dieser Beitrag für die 3. Regenerative-Energietechnik-Konferenz in Nordhausen soll daran erinnern, wie sich ein Teil der damals entstehenden Umweltbewegung schon in den 1970er Jahren mit der Nutzung der Sonnenenergie als Alternative zur Atomenergienutzung befasste. Und gleichzeitig wird untersucht, inwieweit dieser Teil der Umweltbewegung oder zumindest einige ihrer Vertreterinnen und Vertreter tatsächlich Einfluss auf den Einstieg in eine regenerative Energieversorgung und den damit verbundenen Ausstieg aus der Atomenergie genommen haben.

¹ „*Naturell, Endless, Free*“ – Überschrift des Kapitels „Wind Power“ [1]

² Der Aufsatz befasst sich ausschließlich mit der Umweltbewegung in der BRD und ignoriert dabei die Umweltbewegung in der DDR, weil dem Autor keine Informationen über ein Engagement für die Nutzung alternativer Energien in der DDR bekannt sind. Der Autor bittet diesbezüglich um Entschuldigung und Verständnis!

2. Der Vordenker: Ernst Friedrich Schumacher und seine Idee einer angepassten Technologie

Der deutsch-britische Wirtschaftswissenschaftler Schumacher (1911-1977) [5] formulierte 1962 als erster die Idee einer "intermediate technology", also einer „Zwischentechnologie“ für Entwicklungsländer, die später (auch von ihm selbst) als „appropriate technology“, also als „angepasste Technologie“ bezeichnet wurde [6]. Wichtigstes Merkmal dieser angepassten Technologie ist die Berücksichtigung örtlicher, kultureller und wirtschaftlicher Bedingungen, also der menschlichen, materiellen und kulturellen Ressourcen der Gemeinschaft. Dazu gehört die umweltfreundliche Nutzung örtlich verfügbarer Energiequellen, wo immer möglich.

Ende 1974 sprach Schumacher vor dem „Freundeskreis der Universität Kaiserslautern“, der eng mit der „Georg-Michael-Pfaff-Gedächtnisstiftung“ verbunden war. Auf Anregung Schumachers wurden der Pfaff-Stiftung zwei weitere Stiftungen zugestellt, und zwar die „Stiftung Ökologischer Landbau“, heute „Stiftung Ökologie & Landbau“, und die bis 1991 existierende „Stiftung Mittlere Technologie“, die alternative Technologien propagierte und förderte [7].

3. Beschäftigung mit alternativer Energiegewinnung: Vorbilder in Großbritannien und den USA

Anfang der 1970er Jahre begannen kleine Gruppen von Enthusiastinnen und Enthusiasten damit, Techniken der regenerativen Energiegewinnung für Industrieländer zu entwickeln. Diese Gruppen waren Teil der Umwelt- und der Anti-Atomkraft-Bewegung und wollten beweisen, dass die Gewinnung von Wärme und Elektrizität mit Hilfe von Sonne, Wind und Biomasse eine umweltfreundliche und sichere Alternative zur Nutzung der Atomkraft und auch zur Nutzung fossiler Energiequellen darstellt.

Bekannt sind das 1971 in Massachusetts, USA, gegründete „New Alchemy Institute“ [8][9] und das 1973 gegründete „Centre for Alternative Technology“ („CAT“) bei Machynlleth in Wales, Großbritannien (Abb. 1) [10]. Das „New Alchemy Institute“ bestand bis 1991; sein „Erbe“ bewahrt heute das „GreenCenter“ [11]. Das „CAT“ existiert als Demonstrations- und Ausbildungsort bis heute.



Abb. 1: Windgenerator des CAT um 1980 (Foto: Bruno Spessert)

Einige dieser Gruppen befassten sich außer mit der Verwendung regenerativer Energiequellen und z.B. mit ökologischem Garten- und Landbau auch mit radikalen gesellschaftlichen Änderungen. Utopien wurden diskutiert und Landkommunen gegründet. Eine Darstellung der Geschichte dieser Aktivitäten und ihres Einflusses würde den Rahmen dieses Aufsatzes aber bei weitem sprengen.

Allen Gruppen, und zwar egal ob sie sich eher mit der Lösung technischer Details oder eher mit gesellschaftlichen Utopien befassten, waren die Ziele einer möglichst geringen Umweltbelastung, einer weitgehenden Autonomie und einer vielfältigen, sinnvollen und befriedigenden Arbeit wichtig. Angestrebt wurde deshalb eine umfassende Selbstorganisation einschließlich einer Selbstversorgung mit Wasser, Nahrungsmitteln und Energie in kleinen, dezentralen und überschaubaren Einheiten, siehe z.B. [1][12][13].

4. Beschäftigung mit alternativer Energiegewinnung in der BRD: Beginn an den Hochschulen

Hochschulen sind ideale Orte für die Erprobung neuer Ideen. Das galt selbstverständlich auch für die Entwicklung alternativer Technologien zur Nutzung der Sonnenenergie.

Für Entwicklungsländer engagierte Menschen griffen bereits Mitte der 1960er Jahre an der TU Berlin Schumachers Ideen auf [14]. Aus studentischen Aktivitäten entstand dort die „Interdisziplinäre Projektgruppe für Angepaßte Technologie“ („IPAT“), die immerhin von 1976-1988 existierte [15][16]. Auf die Versuche der IPAT und vieler anderer Organisationen [17], angepasste Technologien für Entwicklungsländer zu entwickeln und dort einzuführen, kann hier leider nicht eingegangen werden.

Ebenfalls an der TU Berlin gründete 1977 Prof. Dr. habil. Robert Gasch (geb. 1936) an seinem „Institut für Luft- und Raumfahrt“ eine „Arbeitsgruppe Windkraftanlagen“ [18][19]. Gasch war durch den Bericht des „Club of Rome“ [20] motiviert; seine Studenten waren in der Umweltbewegung aktiv. So beteiligte sich Hermann Harders am Bau einer Windpumpe auf dem Gelände des heutigen Atommülllagers in Gorleben [19].

Angeregt von der bereits erwähnten Ausstellung „Umdenken – Umschwenken“ wurde 1977 an der damaligen Gesamthochschule und heutigen Universität Kassel die „Arbeitsgruppe Angepasste Technologie GH Kassel“ („AGAT Kassel“) gegründet (Abb. 2) [21]. Die AGAT Kassel befasste sich mit alternativen Technologien sowohl für Entwicklungs- als auch für Industrieländer.

Nicht alle Initiativen zur Verbreitung alternativer Technologien haben sichtbare Spuren hinterlassen. Als Beispiel dafür sei hier die „Arbeitsgruppe Angepasste Technik Aachen“ („AGATA“) genannt, die (angeregt von der Ausstellung „Umdenken – Umschwenken“) 1979 von Studentinnen und Studenten der Aachener Hochschulen gegründet wurde. Besonders die RWTH Aachen wurde damals aber noch durch Männer wie Prof. Dr. Rudolf Schulten³ (1923-1996) [22] geprägt. In dieser ausgesprochen „atomkraftfreundlichen“ Umgebung warb die AGATA für alternative Technologien, führte kleinere Projekte wie den Bau eines Sonnenkollektors und einer transportablen Kleinwindanlage (Abb. 3) durch, nahm Kontakt zu ähnlichen Gruppen auf und trat der AGÖF bei (s.u.). Leider wurde die AGATA dabei von keiner Hochschule unterstützt; den AGATA-Mitgliedern war höchstens die unbezahlte Mitarbeit an kleineren Projekten im Rahmen von Abschlussarbeiten möglich (z.B. [23]). Zaghafte Versuche einer selbständigen Tätigkeit einzelner Mitglieder scheiterten. Nachdem die meisten der Mitglieder ihr Studium abgeschlossen und Aachen verlassen hatten, löste sich die AGATA 1985 auf.

³ Schulten war 1964-1989 Inhaber des Lehrstuhls für Reaktortechnik und gleichzeitig Direktor am Institut für Reaktorentwicklung der vormaligen Kernforschungsanlage Jülich, also einer der profiliertesten Atomkraft-Befürworter und außerdem der „Vater“ des berühmten „Thorium-Hochtemperatur-Kugelhautenreaktors“.



Abb. 2: solar geheizte Aquakultur der AGAT Kassel, 1980 (Foto: Bruno Spessert)



Abb. 3: mobile Kleinwindanlage des Autors, um 1980 (Fotos: Bruno Spessert)

5. Exkurs: Beschäftigung mit alternativer Energiegewinnung außerhalb der Umweltbewegung

Zur Vermeidung eines Missverständnisses soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass selbstverständlich nicht alle Pioniere z.B. der Windenergienutzung gleichzeitig auch Mitglieder der Umweltbewegung waren (wie Gasch und seine Absolventen).

Z.B. hat sich Prof. Dr. habil. Ulrich Hütter (1910-1990) durch die Entwicklung fortschrittlicher Windkraftanlagen unzweifelhaft große Verdienste erworben [19][24][25]. Hütter war aber (zumindest als jüngerer Mann) auch Nationalsozialist, denn er trat schon am 1. Juli 1932 der NSDAP bei.

Hütters Beschäftigung mit der Aerodynamik von Windkraftanlagen begann während seiner Tätigkeit als Lehrer an der Ingenieurschule Weimar zwischen 1939 und 1943. Im Auftrag des berüchtigten Thüringer Gauleiters Fritz Sauckel ließ Hütter in Weimar ein Testfeld für Windgeneratoren aufbauen. Die Windgeneratoren, die Hütter in Weimar entwickelte, waren für die autarke Stromversorgung ukrainischer „Rittergüter“ vorgesehen; mit diesen Gütern sollten nach dem „Endsieg“ SS-Offiziere belohnt werden.

Nach Kriegsende beschäftigte Hütter sich weiter mit der Windenergienutzung durch schnelllaufende Windgeneratoren. Seine 1957 errichtete 100 kW-Anlage StGW-34 mit 34 m Rotordurchmesser gilt als „Urahn“ aller modernen Windkraftanlagen. Durch Hütters Tätigkeit an der TU Stuttgart (1959-1980) entstand dort eine andere Keimzelle des modernen Windgeneratorbaus – allerdings soweit dem Autor bekannt ohne Kontakt zur Umweltbewegung.

Um 1980 engagierte sich auch noch eine ganz andere Gruppe für die regenerative Energiegewinnung, deren Mitglieder sich wohl eher nicht Teil der Umweltbewegung sahen: Landwirte errichteten selbst Windkraft- und Biogasanlagen, benutzten dabei „Schrotteile“ wie ausrangierte Öltanks oder Lkw- und Traktor-Bauteile und verwendeten oft vorhandene Bauten wie Güllespeicher und Futtersilos (Abb. 4).



Abb. 4: vom Landwirt im Selbstbau hergestellter Windgenerator auf dem Futtersilo eines landwirtschaftlichen Betriebes, um 1980 (Foto: Bruno Spessert)

6. Beschäftigung mit alternativer Energiegewinnung in der BRD: Aufbau von Unternehmen

Hochschulen sind auch für den Wissenstransfer in die Gesellschaft ideale Ausgangspunkte, das gilt selbstverständlich auch für alternative Technologien. So entstanden aus dem Kreis der Absolventen von Gasch an der TU Berlin und mit seiner Unterstützung die Firmen „Wuseltronik“ (gegründet 1977) und „Südwind“ (gegründet 1982).

Die Fa. Südwind verkaufte zwar im November 1986 *„endlich ihre erste netzgekoppelte Windkraftanlage“*, konnte aber in den 1990er Jahren gegen die entstehende starke Konkurrenz nicht mehr bestehen. Der damalige Geschäftsführer Jochen Twele⁴ hatte während seiner IPAT-Tätigkeit (1982-1990) Erfahrungen mit dem Transfer angepasster Technologien gesammelt; für die relativ kleinen Südwind-Windgeneratoren sah er Chancen im außereuropäischen Raum und fand mit der indischen Fa. „Suzlon Energy Ltd.“ einen geeigneten Lizenznehmer. Auf Grund einer Liquiditätslücke zwang aber die Commerzbank am 13. Mai 1996 die Fa. Südwind in den Konkurs - trotz voller Auftragsbücher und kurzfristig zu erwartender Lizenzgebühren [19].

Südwind wurde von der Fa. „Nordex SE“ mit Stammsitz in Rostock übernommen [26]. Suzlon Energy Ltd. baute um Südwind-Mitarbeiter eine Entwicklungsabteilung auf, deren Hauptsitz sich seit 2003 ebenfalls in Rostock befindet [27]. Außerdem haben ehemalige Südwind-Mitarbeiter mehrere Ingenieurdienstleister gegründet [19].

Einige Südwind-Gründer hatten 1996 das Unternehmen aber bereits verlassen. *„Die Jahre der Selbstausbeutung am Rande des Existenzminimums hatten ihre Spuren hinterlassen. Außerdem gründeten die ersten Windwerker ... ihre eigenen Familien. „Dadurch änderten sich die Prioritäten“, weiß Harders. „Wir mussten langsam auch mal Geld verdienen, um Frau und Kinder zu ernähren.“ Hermann Harders stieg 1991 bei Südwind aus und übernahm eine Stelle beim Landesumweltamt Brandenburg.“*[19]

Die Fa. „Wuseltronik“ befasste sich u.a. mit Regelungskonzepten für Windenergieanlagen und Solarwechselrichtern zur Netzeinspeisung. Seit 2004 ist Wuseltronik Teil der Fa. „skytron energie“ [28].

Einer der „Wuseltronik“-Gründer war Reiner Lemoine (1949-2006), der mit Partnern 1996 den Solarmodulhersteller „Solon“ und 1999 den Solarzellenhersteller „Q-Cells“ gründete [29].

Die Fa. Solon musste Ende 2011 und nochmals 2014 ein Insolvenzverfahren beantragen. Heute hat sich das Unternehmen komplett aus Deutschland zurückgezogen, den Hauptsitz in die Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) verlegt und produziert dort als „Solon International LL FZE“ Solarmodule und Solarzellen [30].

Die Fa. Q-Cells produzierte ab 2001 in Thalheim, Sachsen-Anhalt, Solarzellen und galt 2007 als größter Solarzellenhersteller der Welt. Durch zunehmenden Wettbewerbsdruck asiatischer Konkurrenten musste Q-Cells aber erstmals 2011 Verluste ausweisen und 2012 ein Insolvenzverfahren beantragen. Im selben Jahr wurde Q-Cells von der südkoreanischen Hanwha-Gruppe übernommen. Heute befinden sich in Thalheim nur noch Forschung und Entwicklung, Qualitätsmanagement sowie Marketing und Vertrieb, die Produktion findet ausschließlich in Korea, Malaysia und China statt [31].

1978 wollten *„neun Studenten“* der TU Marburg Alternativen zur Atomenergienutzung aufzeigen. (Wie den alten Bildern auf der Firmen-Website zu entnehmen ist, waren tatsächlich aber mindestens zwei dieser neun Studenten weiblich.) Die Studentinnen und Studenten begannen mit der Entwicklung von

⁴ Prof. Dr.-Ing. Joachim Twele, heute HTW Berlin, Fachgebiet Windenergie, Energiewandler, Energie- und Anlagentechnik, Regenerative Energiesysteme

Sonnenkollektoren. 1979 gründeten sie das Unternehmen „Wagner & Co Solartechnik GmbH“, das zu einem der Pionierunternehmen auf dem Gebiet der Solartechnik wurde. Seit 2014 gehört die Firma als „Wagner Solar GmbH“ zur niederländischen „Sanderling Holding“ [32].

Ebenfalls 1978 gründeten in Frankfurt einige Schüler und Referendare eine Gruppe, die sich mit der Nutzung „sanfter Energie“ befasste. Aus diesem Projekt entstanden zunächst eine Ausstellung, danach eine Wanderausstellung (der „Arbeitsgemeinschaft Sanfte Energie“ in Bensheim an der Bergstraße) und schließlich das „Energie- und Umweltzentrum“ („EUZ“) in Springe-Eldagsen bei Hannover, gewissermaßen das deutsche Pendant zum „CAT“ [33][34]. Die EUZ-Wanderausstellung „Es geht auch anders“ (Abb. 5) wurde Anfang der 1980er Jahre an 30 Orten gezeigt und von über 250.000 Menschen besucht [35].



Abb. 5: EUZ-Wanderausstellung „Es geht auch anders“ (Foto: Bruno Spessert)

Im Umfeld des EUZ wurden mehrere Ingenieurbüros gegründet [33]. Auch im Umfeld der „AGAT Kassel“ entstanden mindestens ein Ingenieurbüro („Gesellschaft für umweltfreundliche Technologien“ [36]) und der „Ökobuch Verlag“ [37], der heute in Freiburg sitzt.

Zur Vernetzung der auf dem Gebiet der alternativen Technologien tätigen Firmen, Institute und Gruppen initiierte die „Stiftung Mittlere Technologie“ 1980 die „Arbeitsgemeinschaft Ökologischer Forschungsinstitute“ („AGÖF“), die am Standort des EUZ bis heute existiert⁵ [38].

7. Beschäftigung mit alternativer Energiegewinnung in der BRD: Politische Einflussnahme

Weitaus wichtiger als die im Rückblick doch eher bescheidenen wirtschaftlichen Erfolge war aber die politische Einflussnahme der Umweltbewegung und innerhalb dieser Bewegung der Menschen, die die Nutzung regenerativer Energiequellen propagierten.

Zu nennen ist in diesem Zusammenhang natürlich zunächst einmal die im Januar 1980 gegründete Partei „Die Grünen“, die zumindest im weitesten Sinne als eine Art Projekt der Umweltbewegung (und gleichermaßen auch weiterer Bewegungen wie z.B. der Frauen- und der Friedensbewegung) gesehen werden kann [39]. Ursprünglich definierte sich die heutige Partei „Bündnis 90/Die Grünen“ auch

⁵ Die AGÖF ist heute ein „Verband unabhängiger Beratungs- und Dienstleistungsunternehmen in den Bereichen Schadstoffmessungen, Innenraumanalytik, Produktprüfung sowie umwelt- und gesundheitsverträglicher Gebäudekonzepte“. [38]

tatsächlich als „parlamentarische Ergänzung“⁶ der Bewegungen. Und in der Gründungsphase, also Anfang der 1980er Jahre kamen viele Parteimitglieder auch noch aus den oben genannten Bewegungen – z.B. bildeten Mitglieder der sich gerade auflösenden AGATA den Kern des 1984 gegründeten Grünen Ortsverbandes Herzogenrath. Als zweites und prominenteres Beispiel sei hier Hans Mönninghoff genannt, der sich zunächst in der Umweltbewegung engagierte, dann (1981-1986) einer der Geschäftsführer des EUZ, danach (1986-1989) Grüner Landtagsabgeordneter und schließlich (1989-2013) Umwelt- und später zusätzlich Wirtschaftsdezernent der Stadt Hannover wurde [35]. Eine Darstellung und erst recht eine Bewertung der Geschichte dieser Partei würde aber den Rahmen dieses Aufsatzes völlig sprengen und muss daher unterbleiben.

Auch im engeren Sinne und im Unterschied zu den Grünen ist dagegen das „Öko-Institut“ ein eindeutig wirklich rundum gelungenes Projekt der deutschen Umweltbewegung: 1977 wurde es von 27 Gegnerinnen und Gegnern des in Whyll, Baden-Württemberg, geplanten Atomkraftwerkes gegründet. In den 1980er Jahren konnte das Öko-Institut sich als unabhängiges Umwelt-Forschungs-Institut etablieren und befasste sich dabei immer wieder auch mit den Risiken der Atomkraftnutzung und mit den Chancen der Nutzung regenerativer Energiequellen [41][42]. Im Laufe der Jahrzehnte hat sich das Öko-Institut einen großen Einfluss auf öffentliche Meinung und Politik erarbeitet. Eine Stellungnahme des Öko-Instituts ignoriert heute keine ernst zu nehmende Organisation mehr.

Aus der Umweltbewegung der 1970er Jahre entstand darüber hinaus eine „ökologische Community unter den Technikern“ [43], zu der letztlich auch die Teilnehmerinnen und Teilnehmer dieser Tagung gehören.

Am Schluss dieses Vortrages soll an ein herausragendes Mitglied dieser „Community“ und gleichzeitig die wohl einflussreichste Persönlichkeit bei der Verbreitung alternativer Technologien zur Energiegewinnung in Deutschland erinnert werden: Dr. Wolfhart Dürrschmidt arbeitete zunächst als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der AGAT Kassel, war anschließend Geschäftsführer der Stiftung Mittlere Technologie, danach wissenschaftlicher Mitarbeiter im Wissenschaftlichen Dienst des Deutschen Bundestages und stieg dann im Bundesumweltministerium bis zum Leiter des Grundsatz- und Strategiereferates für Erneuerbare Energien auf. Seit 2013 befindet er sich im Ruhestand. Für sein Engagement für die Nutzung regenerativer Energien wurde er vielfach ausgezeichnet [44][45].

8. Schlussbetrachtungen

Angeregt insbesondere von Schumachers Idee einer „intermediate technology“ für Entwicklungsländer fanden sich Anfang der 1970er Jahre vorzugsweise im Umfeld von Hochschulen engagierte Menschen zusammen, um als Alternative zur Nutzung nuklearer und fossiler Energien Technologien der regenerativen Energiegewinnung auch für Industrieländer zu entwickeln.

Aus diesem Engagement entstand eine Reihe von Unternehmen. Die Zahl ihrer heute noch existierenden Arbeitsplätze liegt innerhalb Deutschlands allerdings „nur“ im niedrigen vierstelligen Bereich. Unternehmen, die (wie ursprünglich angestrebt) von den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern „selbstverwaltet“ betrieben werden, scheinen überhaupt nicht mehr zu existieren.

Trotz ihres geringen wirtschaftlichen Erfolges waren die bei der Propagierung einer regenerativen Energiegewinnung aktiven Mitglieder der Umweltbewegung erfolgreich: Auf unterschiedliche Art und Weise beeinflussten sie die öffentliche Meinung und politische Entscheidungen; dadurch bereiteten

⁶ „Wir fühlen uns verbunden mit all denen, die in der neuen demokratischen Bewegung mitarbeiten: den Lebens-, Natur- und Umweltschutzverbänden, den Bürgerinitiativen, ... Wir halten es für notwendig, die Aktivitäten außerhalb des Parlaments durch die Arbeit in den Kommunal- und Landesparlamenten sowie im Bundestag zu ergänzen. Wir wollen dort unseren politischen Alternativen Öffentlichkeit und Geltung verschaffen. Wir werden damit den Bürger- und Basisinitiativen eine weitere Möglichkeit zur Durchsetzung ihrer Anliegen und Ideen eröffnen.“ [40]

sie die deutsche „Energiewende“ mit einer in hoffentlich näherer Zukunft CO₂-freien Energieerzeugung ohne Atomkraft vor.

Leider befindet sich diese „Energiewende“ immer noch in einem kritischen Stadium; Atomkraft- und Kohleausstieg sind zwar politisch beschlossen, aber noch lange nicht vollständig umgesetzt. Der Aus- und Aufbau von Netzen und Speichern kommt kaum voran. Und nach den deutschen Solarzellenherstellern droht nun auch den deutschen Windgeneratorherstellern wegen mangelnder politischer Unterstützung bzw. sogar Behinderung der wirtschaftliche Ruin.

Behindert wird auch immer noch die dezentrale Nutzung regenerativer Energiequellen – z.B. durch eine entsprechende Steuergesetzgebung: So ist solar erzeugte Elektrizität in Deutschland sogar dann zu versteuern, wenn sie selbst genutzt wird. In Deutschland ist solar erzeugte Elektrizität also zwar immer noch „natürlich und unendlich“, aber keinesfalls mehr „frei“.

Die damalige „technische Vision“ einer Energieversorgung mittels regenerativer Energien wurde zwar zumindest teilweise Realität, nicht aber die damit verbundene „gesellschaftliche Utopie“ ihrer dezentralen, kleinteiligen und selbstverwalteten Nutzung innerhalb stabiler, unempfindlicher und robuster Einheiten. Angesichts der nahenden Herausforderungen z.B. durch den Klimawandel sollte über diese Utopie erneut nachgedacht und diskutiert werden...

Literaturverzeichnis

- [1] G. Boyle, P. Harper: Radical Technology, Undercurrents Limited 1976, ISBN 0-394-73093-3
- [2] <http://www.radicaltechnology.org/>
- [3] Arbeitsgemeinschaft Umwelt beider Hochschulen/Arbeitsgemeinschaft Umwelt für die BRD: Umdenken Umschwenken, Achberger Verlag ISBN 3-88103-003-4
- [4] E.F. Schumacher: Die Rückkehr zum menschlichen Maß – Alternativen für Wirtschaft und Technik, Rowohlt Verlag Hamburg 1977
- [5] https://de.wikipedia.org/wiki/Ernst_Friedrich_Schumacher
- [6] https://de.wikipedia.org/wiki/Angepasste_Technologie
- [7] www.soel.de/ueber_die_soel/geschichte.html#de
- [8] N. J. Todd: The Book of the New Alchemists; E.P. Dutton New York 1977
- [9] https://en.wikipedia.org/wiki/New_Alchemy_Institute
- [10] <http://content.cat.org.uk>; http://archive.cat.org.uk/images/document_archive/Crazy_idealists.pdf
- [11] <http://www.thegreencenter.net/>
- [12] B. and R. Vale: The Autonomous House; Thames and Hudson, London 1975, ISBN 0 500 93001 5
- [13] H. and B. Olkowski, T. Javits et. al.: The Integral Urban House; Sierra Club Books, San Francisco 1979, ISBN 0-87156-213-8
- [14] Technische Universität Berlin: Potentiale Angepasster Technologien; TUB-Dokumentation Forschung Heft 2, Berlin 1979, ISBN 3798350027
- [15] H. Schmitz: Die Interdisziplinäre Projektgruppe für Angepaßte Technologie (IPAT); TU International 8/9 1989
- [16] W. Dürrschmitt: Bewegung in Zeiten des Stillstands; Ökologie und Landbau 1/2012

- [17] https://en.wikipedia.org/wiki/Appropriate_technology
- [18] https://de.wikipedia.org/wiki/Robert_Gasch
- [19] J. Oelker: Windgesichter – Aufbruch der Windenergie in Deutschland; Sonnenbuch Verlag Dresden 2005, ISBN 3-9809956-2-3
- [20] Die Grenzen des Wachstums. Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit. Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart 1972, ISBN 3-421-02633-5
- [21] J. Kuhnen: Wissenschaft – nein danke? in Arbeitsgruppe für Angepasste Technologie (Hrsg.): Technik für Menschen S. 27; fischer alternativ 1982, ISBN 3-596-24079-4
- [22] https://de.wikipedia.org/wiki/Rudolf_Schulten
- [23] B. Spessert, K. Schmillen: Möglichkeiten und Probleme der Biogaserzeugung aus Schlachthofabfällen; Die Fleischwirtschaft 65. Jahrgang, Heft 8 (August 1985)
- [24] https://de.wikipedia.org/wiki/Ulrich_W._Huetter
- [25] https://de.wikipedia.org/wiki/Geschichte_der_Windenergienutzung
- [26] https://de.wikipedia.org/wiki/Nordex_SE
- [27] https://de.wikipedia.org/wiki/Suzlon_Energy
- [28] https://cms.pv-guard.com/files/skytron_energy_imagebroschuere_de.pdf
- [29] Monika Maron: Bitterfelder Bogen – ein Bericht; Fischer Taschenbuch Verlag Frankfurt 2012, ISBN 978-3-596-17804-9
- [30] [https://de.wikipedia.org/wiki/Solon_\(Unternehmen\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Solon_(Unternehmen))
- [31] https://de.wikipedia.org/wiki/Q_Cells
- [32] <https://www.wagner-solar.com/de/ueber-uns/firmengeschichte>
- [33] <https://www.e-u-z.de/historie.html>
- [34] Rede von Herrn Dirk Schröder-Brandt (2. Vorsitzender des euz e.V.) zum 30jährigen e.u.(z.)-Jubiläum am 15.4.2011, leider inzwischen auf der euz-Website nicht mehr auffindbar
- [35] <http://www.leinehelden-jam.de/portfolio/hans-moenninghoff-ein-nachhaltigkeits-lebenslauf/>
- [36] <http://energietechnologien.die-testseiten.de/>
- [37] <https://www.oekobuch.de/>
- [38] <http://www.agoef.de/home.html>
- [39] <https://www.gruene.de/unsere-gruene-geschichte>
- [40] Bundesprogramm Die Grünen 1980,
https://www.boell.de/sites/default/files/assets/boell.de/images/download_de/publikationen/1980
- [41] <http://zeitreise.oeko.de/>
- [42] Florentin Krause, Hartmut Bossel, Karl-Friedrich Müller-Reißmann: Energie-Wende – Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran; Fischer Verlag, Frankfurt am Main 1980, ISBN 3-10-007705-9
- [43] Joachim Radkau: Technik in Deutschland; Campus Verlag 2008, ISBN 978-3-593-38689-8
- [44] <http://www.ioew.de/das-ioew/mitarbeiter/dr-wolfhart-duerrschmidt/>
- [45] https://www.neueenergie.net/sites/default/files/medien/hefte/02%202013/ne_02_13_seite_86.pdf

Kommunale LED-Straßenbeleuchtung - Erfahrungen aus über 50 Straßenbeleuchtungsberatungen bei Thüringer Kommunen

Frank Kuhlmeier, Michael Schenk

¹ Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA), Erfurt

Abstract

Viele Kommunen stellen ihre Straßenbeleuchtung inzwischen auf LED-Beleuchtung um. Die LED bietet neben zahlreichen bekannten positiven Effekten, wie der Reduzierung des Energiebedarfs im Betrieb auch negative Aspekte. Hier sei an den Verlust der Nacht, die Anlockwirkung auf Insekten, Störung des natürlichen Rhythmus von Mensch, Fauna und Flora gedacht. Die Umrüstung auf LED bietet heute die Chance auf energiesparendere und umweltfreundlichere Straßenbeleuchtung. Damit diese genutzt werden kann, müssen einige Faktoren berücksichtigt werden.

1. Einleitung

In kleineren und mittleren Kommunen ist die Straßenbeleuchtung oft für mehr als die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs der öffentlichen Hand verantwortlich. Dies ergab eine gemeinsame Querschnittsprüfung des Thüringer Rechnungshofes und der Landesenergieagentur ThEGA.

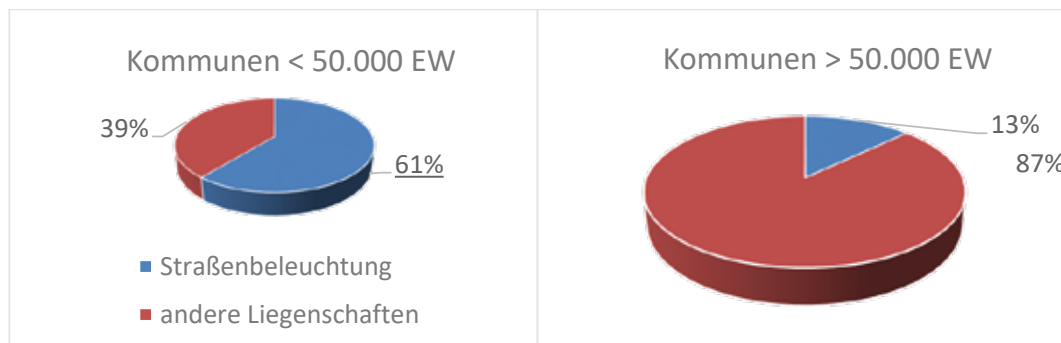


Abb. 1 – Energiekosten nach Kommunengröße

Die Thüringer Kommunen geben pro Einwohner durchschnittlich und jährlich etwa zehn Euro an Energiekosten für die Straßenbeleuchtung aus [1]. Hinzu kommen Ausgaben für das Modernisieren, Warten, Instandsetzen und Entsorgen der Straßenbeleuchtung.

Die Energiekosten der Straßenbeleuchtung können beim Einsatz von energieeffizienten Technologien um 50 bis 80 Prozent sinken. Das Einsparpotenzial für Thüringer Kommunen ist entsprechend groß, wenn energieeffiziente Technologien in Verbindung mit einem an den Bedarf angepassten Beleuchtungsniveau zum Einsatz kommen.

2. Planen

Um ein angemessenes Beleuchtungsergebnis bei möglichst geringem Energieverbrauch der Straßenlaterne zu erzielen, haben sich folgende Faktoren als maßgeblich herausgestellt:

- Abstimmen des Beleuchtungsniveaus auf die Bedeutung des Verkehrsweges (Orientierung bietet die DIN 13201 an Hand: Konfliktpotenzial der Verkehrssituation, Straßentyp, Komplexität der Sehaufgabe, etc.)
- Zeitliches Anpassen des Beleuchtungsniveaus an die Nutzungsintensität des Verkehrsweges (z.B. bei einer Anliegerstraße mit wenig Verkehrsaufkommen in der Nacht)
- Eine auf die Beleuchtungsaufgabe sowie den Straßentyp und die Mastgeometrie abgestimmte Abstrahlcharakteristik der Leuchte, Auswahl der optimalen Lichtverteilungskurve
- Technischer Zustand der Leuchtenoptik (Reflektoren, Abdeckung)
- Lichtausbeute des verwendeten Leuchtmittels
- Wirkungsgrad des Vorschaltgerätes

3. Konventionelle und LED-Beleuchtung

Am Markt finden sich noch zwei Beleuchtungstechnologien, sowohl die konventionelle Beleuchtung, als auch LED Beleuchtung. Beide Technologien bieten spezifische Vorteile. Die LED ist nicht per se die bessere Technologie. Viele Fragen bezüglich der Anwendung sind hier noch ungeklärt. Innerhalb der kommenden Jahre wird die LED-Beleuchtung die konventionelle Beleuchtung aber vollständig ablösen.

Konventionelle Beleuchtung in der Straßenbeleuchtung bietet die folgenden Vorteile:

- jahrzehntelang erprobtes, zuverlässiges System,
- gute Lichtausbeute bei Natrium- und Halogenmetallampfen,
- durch standardisierte optische, elektrische und mechanische Schnittstellen sind die verschiedenen Komponenten in den meisten Fällen herstellerunabhängig austauschbar,
- bei hohen Beleuchtungsstärken ist die NAV Beleuchtung alternativlos.

Ihnen stehen die Vorteile der LED-Technologie entgegen:

- langlebige, sehr energieeffiziente Lichttechnologie,
- verschiedene Lichtfarben möglich,
- präzise Lichtlenkung, geringer Streulichtanteil, diverse Lichtverteilungskurven
- sehr gut steuerbar,
- keine Anlaufzeit.

Die Vorteile der einen Technologie stellen überwiegend die Nachteile der anderen Technologie dar. Aktuelle Modernisierungsprojekte setzen fast vollständig auf die Umstellung von konventioneller auf LED-Beleuchtung. Betrachtet man ausschließlich den Energieeinsatz, ist es eine nachvollziehbare Entscheidung. Zur Erreichung einer kostengünstigen und umweltfreundlichen Beleuchtung muss der Fokus neben den Energie- auch auf den Ressourcenverbrauch gerichtet werden. Dazu gehören die Berücksichtigung der Lebensdauer und die Austauschbarkeit der Verschleißteile sowie die Verfügbarkeit und Kostensicherheit von technisch kompatiblen Ersatzteilen.

4. Schnittstellenproblematik im aktuellen LED-Markt

LED-Leuchten haben gegenüber konventionellen Leuchten den Nachteil der fehlenden Standardisierung der Schnittstelle zwischen Leuchte und Leuchtmittel. Es gibt also keinen Markt für Ersatzteile (insbes. LED-Module). Hieraus folgt eine Abhängigkeit des Leuchten-Betreibers vom jeweiligen Leuchten-Hersteller. Sollten LED-Modul oder LED-Treiber die häufig genannten hohen Betriebsstundenzahlen nicht erreichen (üblich sind Hersteller-Garantien über max. 5 Jahre (ca. 20.000

Betriebsstunden)) müsste bei fehlender Ersatzteilverfügbarkeit die komplette Leuchte entsorgt werden (Leuchten-Gehäuse aus Aluminium-Druckguss haben aber eine Lebensdauer von min. 30 Jahren).

Abhilfe schaffen hier nur eine Standardisierung der technischen Schnittstellen oder als zweitbeste Lösung langfristige Liefer- und Kostengarantien der Hersteller für technisch kompatible Ersatzteile. Die ThEGA hat eine Vergabehilfe für Thüringer Kommunen auf Basis errechneter Lebenszykluskosten entwickelt, bei der neben verschiedenen Qualitätsanforderungen auch die Austauschbarkeit der Verschleißteile, Systemlebensdauer- und Ersatzteil(kosten)-garantien gefordert werden.

Ein weiteres Problem zeichnet sich zudem ab. Oftmals lassen sich die, mit Kunstharz vergossenen, Bauteile nicht getrennt entsorgen. Das macht ein entsprechendes Recycling kaum möglich. Hier besteht noch vertiefender Entwicklungs- und Forschungsbedarf.

Der aktuelle LED-Markt erinnert in seiner Vielfalt an den PV-Markt vor etwa zehn Jahren. Es ist ein Käufermarkt, in dem zahlreiche Anbieter mit immer günstigeren Preisen um die Kunden werben. Dies kann auch zu Lasten der Qualität gehen, sodass die versprochenen Lebensdauerangaben oftmals nicht eingehalten werden können.

5. Lichtverschmutzung durch Blaulichtanteil des LED-Lichts

Ein weiterer Beratungsschwerpunkt in der Straßenbeleuchtung liegt auf dem Thema der Lichtverschmutzung. Hier bietet Thüringen deutschlandweit einmalige Förderbedingungen. Streulicht und Blaulicht strahlen besonders weit in die Atmosphäre und tragen zu ungewollten Lichtemissionen bei. Dieses Phänomen wird als Lichtverschmutzung bezeichnet. Neben der Verschlechterung der Beobachtung des Nachthimmels, wirkt dieses auch auf Menschen, Flora und Fauna, vorrangig aber auf nachaktive Insekten, Vögel und Fledermäuse.

Für Deutschland bestehen Abschätzungen von jährlich 180 Milliarden toten Insekten auf Grund der Außenbeleuchtung [2]. Die Insekten werden von den Lichtquellen angezogen, umfliegen diese viele Stunden und sterben entkräftet oder werden leichte Nahrung für andere Tierarten. Mit dem Einsatz von LED-Leuchten reduziert sich die Anlockwirkung auf Insekten, dies konnte zweifelsfrei nachgewiesen werden [3]. Der Anteil ungewollter Lichtemissionen nimmt ebenfalls ab, da die Lichtlenkung mit Linsenoptiken deutlich präzisere Lichtverteilungskurven ermöglicht. Jedoch haben LED-Leuchtmittel einen höheren Blaulicht-Anteil, der besonders weit in die Atmosphäre strahlt. Je wärmer die Farbtemperatur der LED ist, desto geringer ist dieser Blaulichtanteil und die Anlockwirkung auf Insekten [4]. Ein Grund warum Thüringen ausschließlich LED bis zu einer Farbtemperatur von 3000K fördert. [5]

Die Lichtverschmutzung im öffentlichen Raum konnte durch den gezielten Einsatz von LED verringert werden [6]. Dennoch steigt die Lichtverschmutzung in Deutschland mit jedem Jahr um 2%. Der Grund dafür ist vor allem in dem privaten- und gewerblichen Sektor zu suchen. Der geringe Stromverbrauch der LED führt aller Orten zur Erhöhung der Beleuchtungsstärken, ein Trend dem in der Straßenbeleuchtung auch entgegengetreten werden muss. Ein typischer Fall des Rebound-Effektes. [7]

6. Literaturverzeichnis

- [1] – Querschnittsprüfung Thüringer Rechnungshof und ThEGA, 2014
- [2] – Thomas Posch: Das Ende der Nacht. Probleme der Lichtverschmutzung. Wiley, 2009
- [3] – Eisenbeis, Studie zur Anziehung nachtaktiver Insekten an die Strassenbeleuchtung unter Einbeziehung von LEDs, 2011, W. Kohlhammer Verlag
- [4] – www.bund.net//insektenfreundliche_aussenbeleuchtung/, abgerufen 11.12.2019
- [5] – <https://www.thueringen.de/de/publikationen/pic/pubdownload1729.pdf>
- [6] – Thüringer Energieeffizienzpreis für das Beleuchtungskonzept Rossleben-Wiehe, 2019
- [7] – <https://www.fnp.de/hessen/fuehrungen-sternenpark-rhoen-sind-beliebt-10368194.html>, abgerufen am 11.12.2019

Simulationsstudie zum Potenzial netzdienlicher Betriebsweisen von Biomasse-Einzelraumfeuerstätten in TRNSYS – Methodik, Randbedingungen und Modelle

Oliver Mercker¹, Peter Pärisch¹, Daniel Büchner²

¹ Institut für Solarenergieforschung GmbH, Hameln

² Deutsche Biomasseforschungszentrum gGmbH, Leipzig

Abstract

Das dem Beitrag zu Grunde liegende Forschungsprojekt: „Optionen zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten“ (kurz: OptDienE) untersucht anhand von TRNSYS-Simulationen, welchen Beitrag die schon heute installierten und marktgängigen Einzelraumfeuerstätten zur Vermeidung von Lastspitzen im Strom und/oder Gasnetz leisten könnten. Hierfür werden typische Gebäude samt ihrer Wärmeversorgung in TRNSYS abgebildet und mit Einzelraumfeuerungen mit unterschiedlichen Betriebskonzepten ausgestattet. Der Vergleich des Strom und/oder des Gasbezugsprofils von Simulationen mit und ohne Einzelraumfeuerung gibt Aufschluss über das Potenzial zur Vermeidung von Lastspitzen, auf dessen Grundlage über Strategien zur Hebung dieses Potenzials diskutiert wird. Im vorliegenden Beitrag werden, neben Details zum Projekthintergrund, -ziel und -methode, das verwendete Gebäudemodell sowie die Anlagenmodelle und wesentliche Randbedingungen erläutert. Abschließend wird anhand erster Simulationsergebnisse die Analysemethode beschrieben.

1. Hintergrund

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

Da die Solarenergienutzung vor allem saisonal azyklische Erzeugungsmaxima in Bezug auf die Wärmebedarfsspitzen in Deutschland und auch die Windenergienutzung im Winter Lücken (zum Beispiel durch Hochdruckwetterlagen im Januar) aufweisen, braucht es für diese Zeiträume eine Absicherung der im Winter gleichzeitig hohen Bedarfe an Strom und Wärme – selbst bei einer sehr starken Zunahme der installierten Leistung an Erneuerbarer Energien.

Vor diesem Hintergrund wird meist über kosten- und investitionsintensive Speicherverfahren zur Überbrückung dieser Lücken diskutiert. Dabei wird das Potenzial der bereits im Markt etablierten Biomassefeuerungen als sektorenübergreifende Flexibilitätsoption übersehen, obwohl diese Anlagen aus technischer Sicht einen signifikanten Beitrag zur Deckung von Lastspitzen leisten könnten. Denn nach neuesten Angaben ist davon auszugehen, dass es in Deutschland rund 10 bis 11 Millionen Einzelraumfeuerungen¹ (ERF) gibt [Len17]. Das heißt, dass es im Schnitt in jedem zweiten Wohngebäude und in etwa einem Viertel aller Wohnungen eine ERF gibt. Bei einer konservativ geschätzten durchschnittlichen Heizleistung einer ERF von 8 kW steht eine thermische Leistung von 80 bis 90 GW im deutschen Wohngebäudebestand zur Verfügung, die schon heute regelmäßig zum (Zu-)Heizen oder aus Komfortgründen genutzt wird².

¹ Als Einzelraumfeuerstätten gelten entsprechend der 1. BImSchV Kamin- und Dauerbrandöfen, Pelletöfen sowie Heiz- und Kamineinsätze die dazu dienen, „vorrangig“ den Aufstellraum zu beheizen.

² Zum Vergleich: Von 675 TWh Endenergieverbrauch in privaten Haushalten im Jahr 2017 entfallen 68,8 % auf die Raumwärmebereitstellung. Würden diese ca. 464 TWh von verlustfreien Wärmeerzeugern im halbjährigen Dauerbetrieb mit konstanter Leistung geliefert werden, wäre eine Gesamtheizleistung von 106 GW notwendig.

2. Ziel und Methode

Ziel der Studie ist es, sowohl das derzeitige als auch das zukünftige Potenzial der Biomasse-ERF zur Vermeidung von Strombedarfsspitzen durch Kompressionswärmepumpen und Gasnachfragespitzen durch Gasfeuerungen für den Status Quo sowie für die Vergleichsjahre 2030 und 2050 zu ermitteln.

Dazu werden bis zu drei Gebäudetypen, die den heutigen und zukünftigen Gebäudebestand in Deutschland „repräsentieren“ sollen, inklusive einer Auswahl an ERF-Hybridwärmeversorgungskonzepten¹, wie bspw.: (i) ERF + Wärmepumpe (WP); (ii) ERF + WP + Solarthermie (ST); (iii) ERF + Gastherme; sowie (iv) ERF + Gastherme + ST, in der dynamischen Systemsimulationsumgebung TRNSYS modelliert. Anhand der damit simulierten Potenziale zur Vermeidung von Lastspitzen im Strom- und/oder Gasnetz werden in einem Folgeschritt die technische Machbarkeit von Instrumenten zur Aktivierung der Anlagenbetreibenden aufgezeigt und darauf aufbauende politische Handlungsempfehlungen abgeleitet.

3. Gebäudemodell

Das diesem Beitrag zu Grunde liegende Gebäudemodell bildet ein Einfamilienhaus in Bungalow-Bauweise ab, welches hinsichtlich seines Wandaufbaus und Zuschnitts der Bauweise im Zeitraum von 2010 bis 2015 entspricht [Log15]. Der Gebäudetyp wird als typisch für barrierearmes Wohnen betrachtet. Der Grundriss des Gebäudes sowie eine 3D-Ansicht sind in **Abbildung 1** zu sehen.

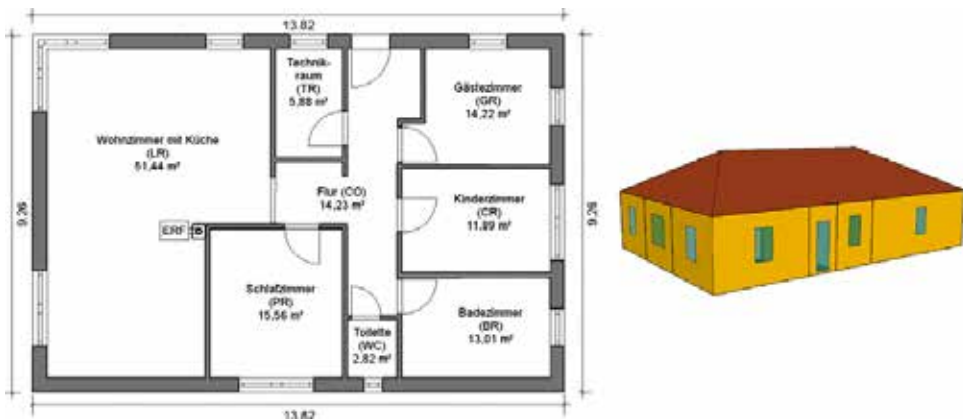


Abbildung 1: Grundriss und 3D-Ansicht des simulierten EFH in Bungalow-Bauweise

Die Grundfläche des EFH beträgt ca. 128 m² (geometrisch) und ca. 113 m² nach EnEV². Die Außenwandfläche beträgt ebenfalls ca. 127 m². Die Dachfläche beläuft sich auf rund 144 m². Die U-Werte der wesentlichen Außenflächen entsprechen den Angaben aus der TABULA-Datenbank für den Gebäudetyp DE.N.SFH.12.Gen: Bodenplatte = 0,35 W/(m² K); Außenwand = 0,28 W/(m² K) und Dachfläche = 0,20 W/(m² K) [Log15]. Die wärmeschutzverglasten Fenster haben einen U-Wert von 1,27 W/(m² K) und einen g-Wert von 0,591. Der Fensterflächenanteil beträgt rund 1/8 der Grundfläche (sowie der Außenwandfläche). Die Fensterhöhe beträgt jeweils 1,28 m und die Breite variiert mit der Grundfläche der einzelnen Zimmer, so dass jeweils etwa 1/8 der Grundfläche des Zimmers an Fensterfläche erreicht werden. Die Brüstungshöhe aller Fenster beträgt 0,90 m. Neben den sieben beheizten Räumen mit jeweils individuellen Raumsolltemperaturen werden ein unbeheizter Flur sowie ein Dachboden abgebildet.

¹ Die genannten Wärmeversorgungskonzepte weisen eine hohe Relevanz im heutigen (Gasbrennwertthermen) und/oder zukünftigen Wärmesektor (Wärmepumpen) auf, wobei das Potenzial der Solarthermie zur Steigerung der Wärmeversorgungseffizienz stets mitbetrachtet wird.

² Die Gebäudenutzfläche eines Wohngebäudes mit einer Geschosshöhe zwischen 2,5 und 3 m wird nach EnEV als 0,32-Faches des beheizten Gebäudevolumens V_e (einzusetzen in m³) bestimmt.

Der Luftwechsel in den einzelnen Räumen variiert zwischen einem Sockelwert von $0,4 \text{ h}^{-1}$ und einem Maximalwert von $1,2 \text{ h}^{-1}$ zur Abbildung von Fensterlüftung (siehe **Abschnitt 5**).

Da für das beschriebene EFH die UA-Werte von Bodenplatte und Außenwand annähernd identisch sind, wird die Relevanz des Wärmetransports durch die Bodenplatte genauer analysiert. Die transiente thermische Anbindung des Gebäudes an das Erdreich erfolgt mit dem Type 1244 (*Soil Model for Type 56 Floors*), der die Wärmeleitung durch die Bodenplatte in das bzw. aus dem Erdreich mit der Finite Differenzen Methode in jedem Zeitschritt berechnet. Somit wird die dynamische Wechselwirkung zwischen den einzelnen Räumen mit ihrer jeweiligen Temperatur und dem Erdreich ($\lambda = 2,42 \text{ W/(m K)}$; $\rho = 3200 \text{ kg/m}^3$; $c_p = 840 \text{ J/(kg K)}$) hinreichend berücksichtigt. Das Berechnungsgitter, mit welchem das Erdreich überzogen wird, weist eine minimale Gitterweite von $0,1 \text{ m}$ und einen Gitterfaktor¹ von 3 auf.

Da die Simulationsdauer mit Type 1244 signifikant ansteigt und der Einfluss unterschiedlich genauer Erdreichtemperaturen in Vergleichssimulationen als gering identifiziert wurde, wird die dynamische Wechselwirkung zwischen Gebäude und Erdreich nur für eine exemplarische Simulation (ideale Beheizung des Gebäudes auf je raumweise variable Solltemperatur) berechnet und im Folgenden mit dem damit gewonnen Erdreichtemperaturverlauf als „fixe“ Randbedingungen für alle weiteren Simulationen (anstelle von Type 1244) verwendet. Der Jahresverlauf der resultierenden (mittleren) Erdreichtemperatur am Standort Zürich – direkt an der Bodenplatte – sowie des gesamten Wärmestroms durch die Bodenplatte ist in **Abbildung 2** dargestellt. Der mittlere Wärmeverlust durch die Bodenplatte beträgt 341 W .

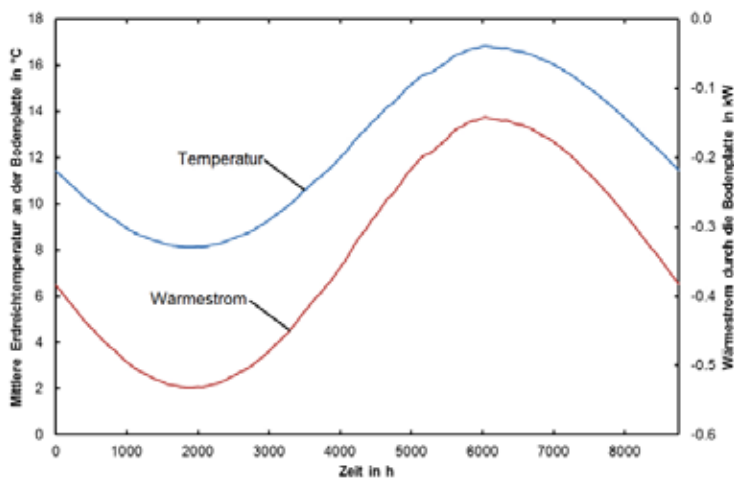


Abbildung 2: Verlauf der mittleren Erdreichtemperatur an der Bodenplatte sowie des Wärmestroms durch die Bodenplatte im zweiten Jahr der Simulation

4. Anlagenmodell

Zur Erzeugung von Trinkwarmwasser (TWW) und Raumheizwärme (RH) für das in **Abschnitt 3** beschriebene Gebäude werden die nachfolgend erläuterten Wärmeversorgungs-konzepte umgesetzt. Der grundsätzliche Aufbau der Wärmezentrale ist in **Abbildung 3** dargestellt, wobei je nach Konzept die Gasbrennwerttherme durch eine Luft-Wasser-Kompressionswärmepumpe ersetzt sowie die Solarthermieanlage und/oder die Einzelraumfeuerung hinzugenommen oder weggelassen wird.

¹ Der Gitterfaktor gibt an, um welchen Faktor der Abstand zwischen zwei Gitterpunkten bzw. -linien – ausgehend von der im Text genannten minimalen Gitterweite von $0,1 \text{ m}$ – vergrößert wird. An den Rändern unterschiedlicher thermischer Zonen (hier: Bodenplattenbereiche unter den einzelnen thermischen Zonen) entspricht der Gitterabstand jeweils der minimalen Gitterweite. Innerhalb der thermischen Zone vergrößert sich der Gitterabstand jeweils linear mit der Größe des Gitterfaktors.

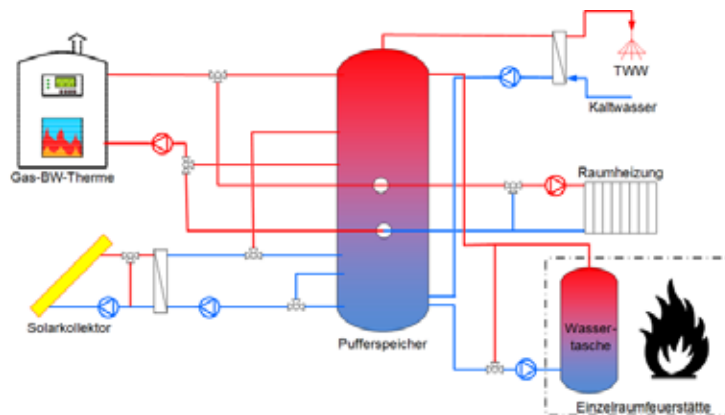


Abbildung 3: Schematische Darstellung des untersuchten Wärmeversorgungssystems

Betrachtet werden demnach sechs Wärmeversorgungskonzepte, die alle durch Ersetzung und/oder Weglassung einzelner Komponenten aus der obigen **Abbildung 3** hervorgehen:

- **Basisfälle:** Zentrale Wärmeversorgung mit WP oder Gasbrennwerttherme und zentraler TWW-Bereitung im Durchflussprinzip (Frischwasserstation)
- **Variation I:** Mit oder ohne Einzelraumfeuerung
- **Variation II:** Mit oder ohne Solarthermieanlage

Bei allen genannten Wärmeversorgungskonzepten steht der Pufferspeicher im Zentrum. Dieser wird – je nach Variante – von einem (monovalent) bis drei (multivalent) Wärmeerzeugern beladen. Dabei ist einerseits das im oberen Speicherbereich gelegene Bereitschaftsvolumen den Anforderungen der TWW-Bereitung gemäß auf Temperatur zu halten. Andererseits ist ein darunter liegendes Volumen für die jahreszeitlich variierenden Anforderungen der Raumheizung (außentemperaturgeführte Vorlauf-temperaturregelung) zu temperieren. Das weiter darunter befindliche verbleibende Speichervolumen dient zum einen der Einbindung des kalten Rücklaufs aus der Frischwasserstation zur TWW-Bereitung (zur Vermeidung von Durchmischung) sowie als Puffervolumen für den Teil des Solarwärmeangebots, der nur auf niedrigerem Temperaturniveau zur Verfügung steht.

Die Speicherbeladung mit Wärme aus der Gasbrennwerttherme oder der WP erfolgt über vier Speicheranschlüsse, sodass je nach Speichertemperaturverteilung und Erzeugertemperaturangebot unterschiedliche Speicheranschlüsse über Umschaltventile genutzt werden können. Dies verringert die Durchmischung im Speicher, was die Speichereffizienz erhöht. Dem Effizienzgewinn stehen jedoch ein höherer apparativer Aufwand (Umschaltventile, Regler, etc.) sowie höhere Speicheranschlussverluste [Kli14] gegenüber, weshalb Simulationsstudien zur Bewertung dieses Einbindungskonzepts erfolgen.

Eine weitere Besonderheit besteht in der Verwendung von T-Stücken am Speicher. Diese erlauben eine direkte Wärmelieferung an den Heizkreis bzw. eine Umgehung des Pufferspeichers. Sofern die Betriebsbedingungen es erlauben, wird der direkten Wärmenutzung somit vor der Speicherung Vorrang eingeräumt (vgl., [WPS17]). Die damit verbundenen Probleme bei der Umsetzung in TRNSYS (der Speicher-Type 340 erlaubt keine zwei Anschlüsse auf derselben Höhe) konnten gelöst werden.

Um die Einhaltung der Temperaturanforderungen des Bereitschaftsvolumens für die TWW-Bereitung sowie des Speichervolumens zur Raumwärmebereitstellung sicherzustellen, dienen die weitgehend flexiblen zentralen Wärmeerzeuger: Gasbrennwerttherme oder Kompressionswärmepumpe. Diese springen ein, wenn die Solarthermieanlage und/oder die ERF (mit Wassertasche) gerade keine Wärme liefern (können).

Die Anbindung der Solarthermieanlage an den Speicher erfolgt über einen externen Wärmetauscher. Die Einspeisung von in den Anbindeleitungen zwischen Kollektorausstritt und Wärmetauscher stehendem „kaltem“ Fluid kann somit vermieden werden, was wiederum der Speichereffizienz zu Gute kommt. Eine Einspeiseregulierung kann in diesem Fall auf die tatsächliche Vorlauftemperatur des Solarkollektors erfolgen – anstelle einer „einfachen“ Kollektortemperaturregelung.

Der Solarkollektor kann auf je zwei verschiedenen Speicherhöhen Wärme einspeisen und entnehmen, sodass eine – im Vergleich zu einem einfachen Anschluss – höhere Endenergieeinsparung erzielt werden kann. Gleichzeitig kann die Durchmischung des Speichers verringert werden, was die Effizienz des Speichers steigert. Zur Bewertung des damit verbundenen apparativen Zusatzaufwandes (zwei Umschaltventile plus Regler sowie zusätzliche Rohrstücke) und der erhöhten Speicheranschlussverluste [Kli14] werden im Projekt diesbezügliche Parameterstudien in TRNSYS durchgeführt.

Die TWW-Bereitung erfolgt im Durchlaufprinzip über eine Frischwasserstation, wodurch die Verluste eines zusätzlichen TWW-Speichers vermieden werden. Eine Zirkulation ist aufgrund der Unterschreitung des Rohrinhalts von 3 l zu jeder Zapfstelle nicht vorhanden.

Die Einbindung der Wärmelieferung der ERF mit Wassertasche erfolgt derart, dass durch ein Mischventil die Einhaltung einer Rücklauftemperatur von mindestens 55 °C sichergestellt wird (Rücklaufhochhaltung), sodass eine Kondensation des Rauchgases in der ERF sicher vermieden wird. Diese energetisch nachteilige Einbindung (kein Brennwertnutzen) schützt die ERF vor Korrosion.

Die Einzelraumfeuerungen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Technologie in automatisch startende Pelletöfen und händisch betriebene Scheitholzöfen (wahlweise jeweils auch mit einer Wassertasche). Hinsichtlich der Scheitholzbeschaffung kann ferner zwischen Selbstwerbern, die über kostengünstiges Scheitholz mit niedrigerem Heizwert verfügen, und Einkäufern, die über teureres Scheitholz mit höherem Heizwert verfügen, unterschieden werden. Zuletzt lassen sich die Betriebsführungen differenzieren, also bspw. hinsichtlich der Fragen, ob diese tageszeitliche (Betrieb morgens/abends oder ganztags) sowie saisonale (ganzjähriger Betrieb oder nicht) Besonderheiten aufweisen, wie viele Holzscheite pro Auflage verwendet werden und wie viele Auflagen je Ofenstart vorgenommen werden.

Die im TRNSYS-Softwarepaket enthaltenen Modelle zur Abbildung von ERF werden zur Berücksichtigung dieser Aspekte als ungenügend erachtet. Daher wurden am DBFZ eigene Modelle für einen automatisch betriebenen Pelletofen und einen händisch bestückten Scheitholzofen entwickelt [Pet14].

5. Randbedingungen

Um die Spezifik der Wärmeabgabe der ERF an eine Zone und die sich anschließende Wärmeverteilung im gesamten Gebäude realistisch abzubilden, wird eine detaillierte Zonierung und Modellierung des Luftwechsels angewendet. Ergänzend zu dem im TRNSYS-Gebäudemodell Type 56 vorgesehenen Luftwechsel, der als variable Eingangsgröße für jeden einzelnen Raum berücksichtigt werden kann, wurde daher ein Ansatz zur stark vereinfachten Abbildung der Fensterlüftung sowie des gebäudeinternen Wärmetransports durch Türen zwischen benachbarten Zonen implementiert. Im Folgenden werden diese beiden Modelle zur Berücksichtigung des konvektiven Wärmetransports kurz erläutert. Daran anschließend wird das Zusammenwirken bzw. die Priorisierung der beiden Lüftungsvarianten beschrieben.

Jeder thermischen Zone (und somit auch jedem Raum) des Gebäudemodells kann eine variable Luftwechselrate als Eingangsgröße aufgeprägt werden. Schon in vorangegangenen Gebäudesimulationen (wie bspw. in [Mer17]) wurde diese Eingangsgröße genutzt, um den Einfluss der Fensterlüftung stark vereinfacht abzubilden. Anstelle einer ganzjährig konstanten Luftwechselrate wird hierbei eine „zweistufige Luftwechselrate“ eingeführt, die zwischen einem Sockelwert von $0,4 \text{ h}^{-1}$ (vgl. [Mün03]) und einem Spitzenwert von $1,2 \text{ h}^{-1}$ (entspricht dem geöffneten Fenster, vgl. [Rec07]) wechseln kann.

Der Übergang zwischen diesen beiden Luftwechselraten hängt dabei von der Differenz zwischen dem

Soll- und dem Istwert der jeweiligen Raumtemperatur sowie der Höhe der Außentemperatur T_{amb} ab. In jedem Simulationszeitschritt wird die Differenz ΔT zwischen der Raumsolltemperatur $T_{R,\text{Soll}}$ und der Raumisttemperatur $T_{R,i}$ bestimmt. Wenn diese Differenz ΔT einen Wert $dT_{\text{over,vent}}$ von 2 K überschreitet (und somit eine Überhitzung vorliegt), wird geprüft, ob die Außentemperatur T_{amb} um einen Wert $dT_{\text{amb,vent}}$ von größer oder gleich 1 K unterhalb der Raumisttemperatur $T_{R,i}$ liegt – also, eine Abkühlung des Raumes durch Außenluftzufuhr erreicht werden kann. Wenn dies der Fall ist, so wird der Raumlftwechsel von einem Sockelwert von $0,4 \text{ h}^{-1}$ auf einen Spitzenwert von $1,2 \text{ h}^{-1}$ erhöht. Dieser Spitzenwert des Raumlftwechsels wird solange beibehalten bis die Temperaturdifferenz ΔT auf einen Wert $dT_{\text{under,vent}}$ von 0 K abgesunken ist – oder aber die Differenz zwischen Raumisttemperatur und Außentemperatur kleiner als $dT_{\text{amb,vent}}$ geworden ist. Ansonsten wird der Raumlftwechsel stets mit dem konstanten Sockelwert von $0,4 \text{ h}^{-1}$ simuliert. Dieses Regelkonzept für die Fensterlüftung ist im Folgenden nochmals in **Abbildung 4** dargestellt.

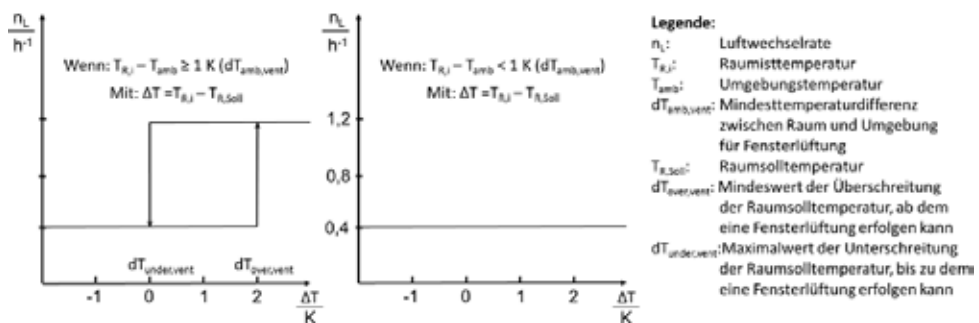


Abbildung 4: Raumlftwechselrate in Abhängigkeit der Raumsolltemperaturüberschreitung und der Differenz zwischen Raumist- und Umgebungstemperatur bei ausreichend geringer Umgebungstemperatur (links) und bei hoher Umgebungstemperatur (rechts).

Eine detaillierte Modellierung des thermohydraulischen Problems der konvektiven Wärmeübertragung durch große Öffnungen (hier: Innentüren), wie sie bspw. in [Maa92] erfolgt, ist in TRNSYS nicht praktikabel. Eine vereinfachte Abbildung mit der (unter anderem) hierfür entwickelten TRNSYS-Erweiterung TRNFLOW wird ebenso verworfen, da der Modellierungsaufwand den Projektfokus unzulässig verschieben würde.

In der Literaturstudie [Bar86] werden analytische Ansätze vorgestellt, die eine komfortable Einbindung in TRNSYS erlauben – wobei der hierfür zu schließende Kompromiss zwischen Berechnungszeit und –genauigkeit den Anforderungen des vorliegenden Projekts genügt. Der Wärmestrom zwischen zwei Räumen \dot{Q} kann demnach als Funktion der Breite der Türöffnung W , der Höhe der Türöffnung D , der Temperaturdifferenz zwischen beiden Räumen ΔT , der Erdbeschleunigung g und eines Koeffizienten C – dieser erlaubt die Anpassung des allgemeinen Berechnungsansatzes an ein konkretes Problem – sowie der thermischen Eigenschaften¹ der Luft gemäß **Gleichung 1** bestimmt werden:

$$\dot{Q} = C \cdot c_p \cdot \rho \cdot W \cdot \sqrt{g \cdot D^3 \cdot \beta \cdot \Delta T^3} \quad (1)$$

Laut [Bar82] kann der Koeffizient C Werte zwischen 0,2 und 0,4 annehmen. Um nun die Höhe des konvektiven Wärmetransports in den Simulationen nicht zu überschätzen², wird hier die untere Grenze

¹ Hierbei handelt es sich um die isobare spezifische Wärmekapazität c_p , die Dichte ρ und den Ausdehnungskoeffizienten β – für diesen wurde der Wert für ideale Gase von $0,00341 \text{ K}^{-1}$ bei 10 °C verwendet.

² Eine Überschätzung dieses Wärmetransportmechanismus ist hier deswegen zu vermeiden, da dies zu einer zu starken Dämpfung von Überhitzungen bspw. durch den ERF-Betrieb führen würde, was eine zu positive Bewertung des Energieeinsparpotenzials durch einen geeigneten ERF-Betrieb nach sich ziehen würde.

des angegebenen Wertebereichs von $C = 0,2$ angesetzt. **Abbildung 5** zeigt den resultierenden Wärmestrom für unterschiedliche Werte von C in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz ΔT zwischen zwei Räumen, wobei als feste Maße der Türöffnung $W = 0,83$ m und $D = 1,98$ m zu Grunde liegen:

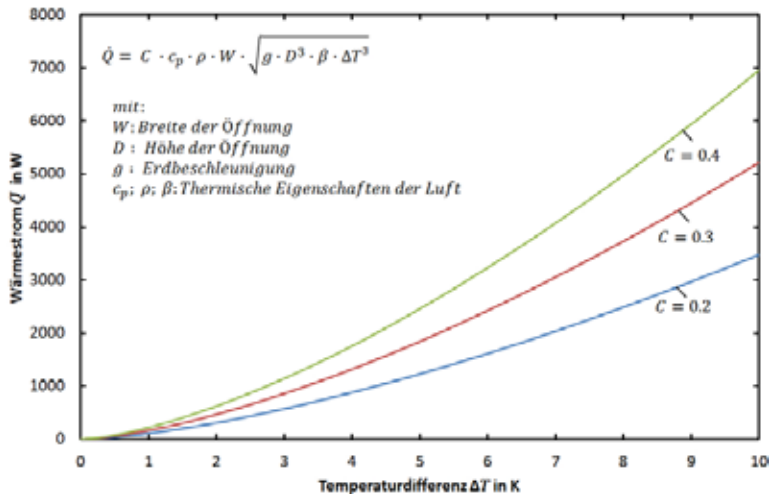


Abbildung 5: Wärmestrom durch eine Türöffnung mit einer Breiten von 0,83 m und einer Höhe von 1,98 m in Abhängigkeit der Temperaturdifferenz zwischen den benachbarten Räumen

Eine Temperaturdifferenz von 5 K, die bspw. dann auftreten kann, wenn im Wohnzimmer die ERF betrieben wird und die Tür zum unbeheizten Flur geöffnet wird, verursacht so einen konvektiven Wärmestrom von knapp 1 kW. Eine im Regelfall häufiger auftretende Temperaturdifferenz von 1 K sorgt hingegen lediglich für einen Wärmestrom von knapp 100 W.

Um darüber hinausgehend auch unterschiedliche Türstellungen berücksichtigen zu können, wird zusätzlich ein Türöffnungsgrad Δ_{door} eingeführt, der an die obige **Gleichung 1** heranmultipliziert wird. Der Türöffnungsgrad kann zwischen 0 und 100 % variieren – wobei hier eine geschlossene Tür mit einem Öffnungsgrad von 5 % berücksichtigt wird, da ein tatsächlich „dichter“ Abschluss als nicht realistisch betrachtet wird (bspw. aufgrund von Schlüsseloch und Türspalt).

Dieser Türöffnungsgrad wiederum ist dann die Größe, die durch eine separate Regelung beeinflusst wird. Diese prüft, ob die Raumsolltemperatur um einen Wert größer gleich 1 K überschritten wird. Herrscht zugleich im angrenzenden Raum eine um den Wert 0,5 K geringere Temperatur, so wird der Türöffnungsgrad von seinem Sockelwert von 5 % auf einen Wert von 100 % erhöht – solange bis die Raumisttemperatur wieder auf ihren Sollwert zurückgekehrt ist.

Zur Steigerung der Energieeffizienz eines Gebäudes¹ wäre eine gebäudeinterne Lüftung dem „Ab-lüften“ an die Umgebung vorzuziehen – also, erst die Türen zu angrenzenden Räumen öffnen und, wenn das nicht ausreicht, dann erst die Fenster öffnen. Die beiden Lüftungsvarianten sind somit mit einer Priorisierung versehen worden. Im Rahmen von Simulationsstudien lässt sich der Einfluss einer solchen Priorisierung quantifizieren.

Das Gebäudemodell erlaubt die Vorgabe von (jahres-)zeitlich variablen und raumweise unterschiedlichen Raumsolltemperaturen, da jeder Raum als separate thermische Zone abgebildet ist. Die Parametrierung der in **Abschnitt 6** diskutierten Referenzsimulationen sieht dabei ganzjährig konstante Raumsolltemperaturen vor, die in den Räumen Elternzimmer (PR) und Technikraum (TR) 17 °C, in

¹ Andere bauphysikalische Aspekte des Lüftens, wie bspw. die Abfuhr von Feuchte und/oder „verbrauchter“ Luft, werden in der vorliegenden Untersuchung vernachlässigt.

Wohnzimmer (LR), Kinderzimmer (CR) und Gästezimmer (GR) 20 °C sowie zuletzt in Toilette (WC) und Bad (BR) 23 °C betragen (in Anlehnung an [Mer17]). Die Erreichung dieser Raumsolltemperaturen durch einen geregelten Wärmeeintrag der Heizkörper oder eine aktive Kühlung durch Fensterlüftung und/oder Öffnung der Innentüren wird in den Referenzsimulationen ganzjährig angestrebt. Zudem wird angenommen, dass das Gebäude eine ganzjährig konstante Belegung durch zwei Personen aufweist, was zunächst ausschließlich in Form flächenspezifischer interner Gewinne von 2,1 W/m² sowie im TWW-Bedarf berücksichtigt wird [Log15].

Als meteorologische Randbedingungen werden die Wetterdaten aus den Testreferenzjahren für die Standorte Zürich (Breitengrad: 47.38°; Längengrad -8.57°; Höhe: 556 m) und Potsdam (Breitengrad: 52.39°; Längengrad: -13.06°; Höhe: 34 m) aus dem Jahr 2004 verwendet. In Anlehnung an [Hei07] sind in **Tabelle 1** die wesentlichen Kenngrößen dieser beiden Wetterdatensätze zusammengetragen.

Tabelle 1: Wesentliche Parameter der verwendeten Wetterdatensätze für Zürich und Potsdam

Standort	T _{mean} °C	T _{min} °C	T _{max} °C	I _{total} kWh/m ²	I _{beam} kWh/m ²	I _{diff} kWh/m ²	Relative Feuchte	Wind m/s
Zürich	9.07	-9.70	29.20	1086.5	456.8	629.7	75.3 %	2.2
Potsdam	8.75	-17.99	32.60	1001.0	424.9	576.1	75.8 %	4.6

Die zeitabhängige Kaltwassertemperatur T_{CW} wird nach [Hei07] durch eine Sinusfunktion gemäß **Gleichung 2** bestimmt. Hierin ist T_{CW,Av} der Jahresmittelwert der Kaltwassertemperatur (bspw. 9,7 °C in Zürich), dT_{CW,AMP} die Amplitude der sinusförmigen Schwankung der Kaltwassertemperatur im Jahresverlauf (bspw. 6,3 °C in Zürich) und dt_{CW,shift} der Zeitversatz bis zum Tag mit der niedrigsten Kaltwassertemperatur bezogen auf den 1. Januar (bspw. 60 Tage in Zürich).

$$T_{CW}(t) = T_{CW,Av} + dT_{CW,AMP} * \sin(360 * (t + 24 * (273.75 - dt_{CW,Shift})) / 8760) \quad (2)$$

Das Zapfprofil für das Einfamilienhaus wurde mit dem frei verfügbaren Programm DHWcalc (Version 2.02b) erstellt (siehe [Jor17]). Der Zeitraum, für den das Zapfprofil erstellt wurde, beträgt 365 Tage und beginnt mit dem ersten Tag des Jahres, wobei eine Zeitschrittweite von 1 min berücksichtigt wurde. Der Einfluss der Zeitumstellung wurde dabei vernachlässigt. Die durchschnittliche Zapfmenge eines Tages beträgt 95,3 Liter. Die Zapfereignisse verteilen sich auf 4 Kategorien gemäß **Tabelle 2**: Als minimale Zapfrate wird ein Wert von 1 l/h angesetzt, während das Maximum 1200 l/h beträgt.

Tabelle 2: Wesentliche Parameter der vier Kategorien von Zapfereignissen

Kategorie	1	2	3	4
Mittlere Zapfrate (Erwartungswert) in l/h	60	360	840	480
Dauer einer Zapfung in min	1	1	10	5
Anteil der Zapfkategorie an Gesamtzapfmenge in %	14	36	10	40
Streuung der Zapfraten-Normalverteilung (Sigma)	120	120	12	24

Zur Erzeugung des Zapfprofils wird die „Standard-Wahrscheinlichkeitsverteilung“ (GAUß-Verteilung) verwendet, wobei das Verhältnis der Zapfmenge an einem Tag am Wochenende zu der an einem Wochentag 120 % beträgt. Die saisonale Variation der täglichen Zapfmenge wird mit einer Sinusfunktion approximiert, die eine Amplitude von 10 % und ein Maximum am 45 Tag des Jahres aufweist.

Der Einfluss von Urlaubs-/Ferienzeiten wird in diesem Fall nicht berücksichtigt. Das sich ergebende Zapfprofil ist in **Abbildung 6** exemplarisch als Zapfrate über der Zeit für die erste Woche des Jahres dargestellt. Neben einer Häufung von Zapfungen zu Zeiten des Mittag- und Abendessens ist hierin eine geringere Zapfhäufigkeit in den Nachstunden erkennbar.

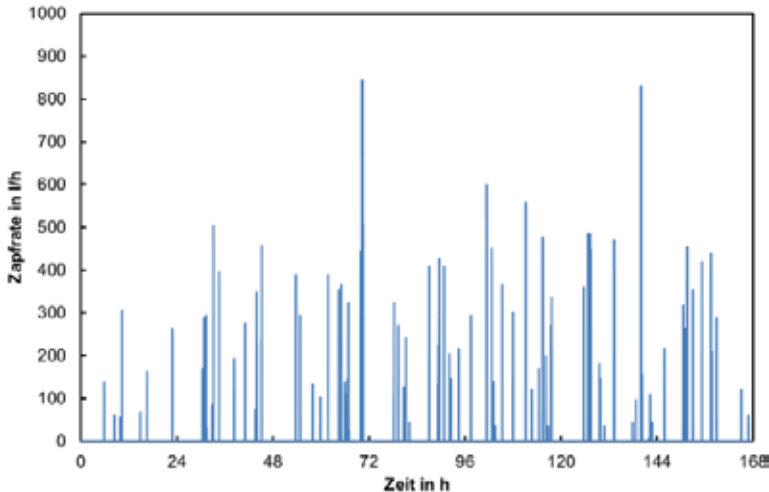


Abbildung 6: Zeitreihe der Zapfrate in der ersten Woche des Jahres

Entgegen alternativer Zapfprofile (wie bspw. in [DIN17]) sind den hier erzeugten Zapfraten keine Zapftemperaturen zugeordnet. Daher wird vereinfachend eine ganzjährig konstante Zapftemperatur von 45 °C unterstellt, wodurch die Vergleichbarkeit mit [Mer17] gewährt ist. Der TWW-Nutzenergiebedarf dieses Zapfprofils beträgt 12,8 kWh/(m² a), was rund 2,4 % über dem als Referenz angesehenen EnEV-Wert von 12,5 kWh/(m² a) liegt. Um diese Differenz zu nivellieren wird jeder einzelne Wert der Zapfraten des TWW-Zapfprofils abschließend nochmals mit einem Faktor von rund 0,976 skaliert.

6. Erste Ergebnisse

Die bisherigen Simulationsergebnisse beschränken sich auf das obige EFH in Bungalow-Bauweise, wobei anstelle der finalen Anlagentechnik zunächst noch eine idealisierte Wärmeversorgung (über wärmekapazitätslose Heizkörper mit unbeschränkter Heizleistung) ohne und mit ERF (konkret: Scheitholzofen ohne Wassertasche) berücksichtigt wurde. Diese Simulationen erlauben jedoch, neben grundlegenden Aussagen zum Gebäudeenergiebedarf und Plausibilitätsbetrachtungen, bereits eine erste Analyse des prinzipiellen Untersuchungsansatzes zur Vermeidung von Strom- und/oder Gasbezugsspitzen durch einen geeigneten Betrieb der ERF:

In **Abbildung 7** werden zuerst die Monatswerte der in das EFH eingetragenen Wärmemengen für Raumheizung und TWW zusammen mit der Wärmelieferung der ERF dargestellt, wobei die jeweils linken Balken die Simulation ohne ERF und die rechten Balken den Fall mit ERF repräsentieren. Trotz des idealisierten Wärmeabgabesystems sorgt der ERF-Betrieb für einen Mehrwärmeeintrag¹ von 3,4 % bzw. 442 kWh/a in das Gebäude – was (auch) dem noch simplen Betriebskonzept geschuldet ist: Die ERF wird täglich – unabhängig vom Wetter – von 16:30 bis 19 Uhr betrieben und gibt etwa 7,5 kWh/d an den Aufstellraum ab, womit die durchschnittliche Heizleistung während der ERF-Betriebszeit – eine Sommerpause von Mai bis September wird berücksichtigt – rund 3 kW beträgt. Der spezifische Heizenergiebedarf des Gebäudes ist mit rund 100 kWh/(m² a) relativ hoch, was jedoch wegen dem „schlechten“ A/V-Verhältnis der Bungalow-Bauweise des EFH und der teilweise „überdurchschnittlichen“ Raumsolltemperaturanforderungen von 23 °C als nicht unrealistisch bewertet wird.

¹ Der Mehrwärmeeintrag verursacht eine Erwärmung einzelner Zonen über die jeweilige Raumsolltemperatur.

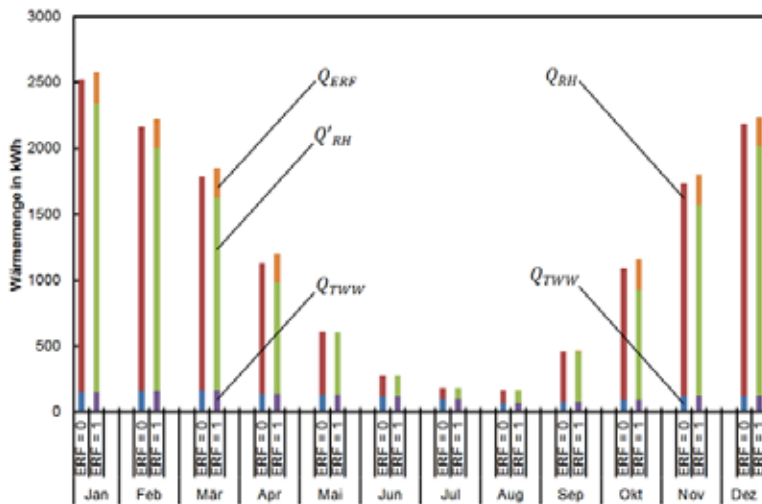


Abbildung 7: Vergleich der Wärmeeinträge in das EFH zur Bereitstellung von Raumheizwärme und TWW für eine Simulation ohne (linke Balken) und mit ERF (rechte Balken)

In der nachfolgenden **Abbildung 8** ist die Heizlast des Gebäudes (inkl. TWW) in Anlehnung an die Methode zur Energieanalyse aus dem Verbrauch dargestellt (siehe [Wol19]). Hierfür wird der Tagesmittelwert der Heizleistung (für Raumheizung und TWW) über dem jeweils zugehörigen Tagesmittelwert der Außentemperatur aufgetragen. Die Steigung des linken Kurvenabschnitts korreliert mit den aus der EnEV bekannten Wärmeverlusten durch Lüftung und Transmission) und beträgt hier ca. 189 W/K. Bezogen auf die Grundfläche des EFH ergibt sich ein Wert von 1,4 W/(m² K), was nach [Wol19] auf ein Gebäude mit „mittlerer“ Effizienz hindeutet. Der rechte Kurvenabschnitt wiederum gibt Aufschluss über die Höhe der Grundlast, die im vorliegenden Fall durch die TWW-Bereitung bestimmt wird – dabei ist zu beachten, dass sich der relativ geringe Wert von 200 W durch die Mittelung der TWW-Last über einen Tag ergibt. Zudem ist unmittelbar ersichtlich, dass die Unsicherheit bei der Bestimmung der Heizgrenztemperatur großen Einfluss auf die ermittelte Heizsteigung sowie die Grundlast hat. Dieser Einfluss sollte im Rahmen zukünftiger Simulationsstudien quantifiziert werden.

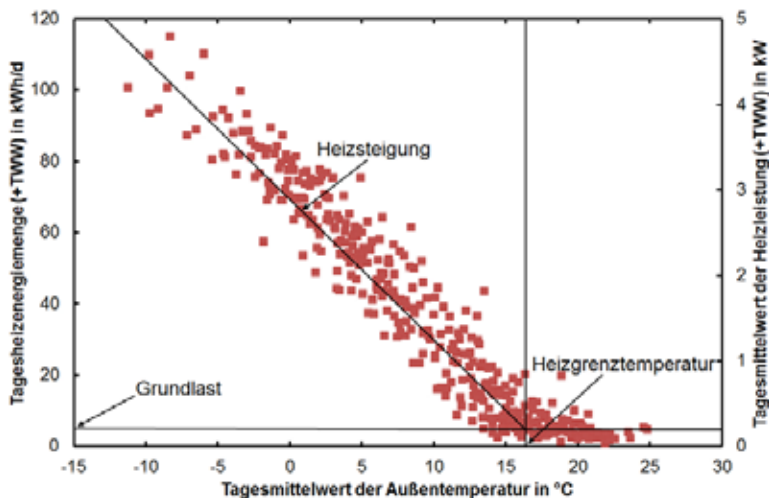


Abbildung 8: Tagesheizenergiemenge und -leistung in Abhängigkeit der Außentemperatur in Anlehnung an die Energieanalyse aus dem Verbrauch nach [Wol19]

Die nachfolgende **Abbildung 9** zeigt die geregelte Wärmeabgabe der Heizkörper sowie den Wärmeeintrag der ERF für den 15. Tag des Jahres am Standort Zürich – der den höchsten Minutenwert der Heizleistung aufweist – für eine Simulation mit sowie eine Simulation ohne ERF. Zudem ist der Verlauf der Umgebungstemperatur zusammen mit der Einstrahlung auf die Horizontale dargestellt. An diesem Tagesverlauf lässt sich die Projektidee exemplarisch darstellen. Während kurz nach 16 Uhr das Solarenergieangebot wegfällt und die Außentemperatur weiterhin deutlich unter 0 °C verbleibt, kann durch die Inbetriebnahme der ERF der Heizleistungsbedarf über die Heizkörper beinahe halbiert werden.

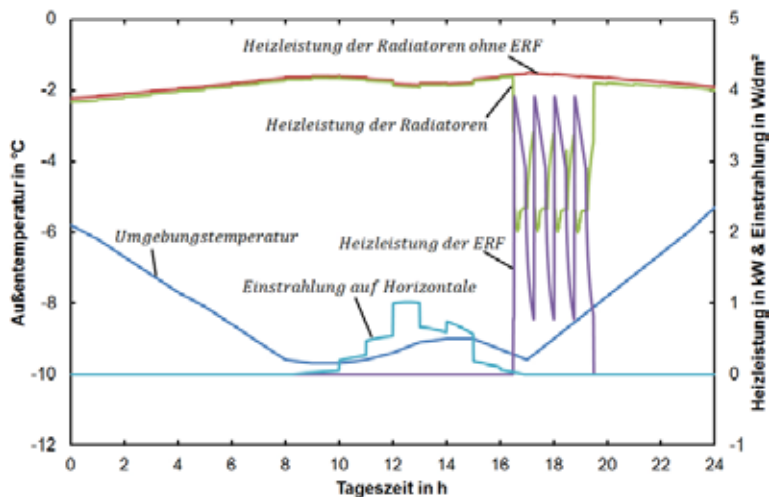


Abbildung 9: Geregelte Wärmeabgabe der Heizkörper einmal mit und einmal ohne Berücksichtigung einer ERF für den 15. Tag des Jahres am Standort Zürich

In der zu Grunde liegenden Simulation wurde noch keine Anlagentechnik gemäß **Abschnitt 4** (Pufferspeicher; WP oder Gasbrennwerttherme) berücksichtigt, weshalb noch keine Aussage über die zeitliche und quantitative Veränderung des Endenergiebezugs durch den Einsatz der ERF möglich ist. Dennoch belegen die gezeigten Verläufe die Plausibilität der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen bei der Modellbildung und Stellen somit die Voraussetzung zur Erreichung der in **Abschnitt 2** aufgeführten Projektziele dar.

6. Danksagung

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Verbundprojekt „Optionen zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten (OptDienE)“ wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 03KB138 A und B aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert.

Die Arbeiten erfolgen in Kooperation mit dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ). Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

7. Literaturverzeichnis

- [Bar87] **Barakat, S. A. (1987):** *Inter-Zone Convective Heat Transfer in Buildings: A Review.* Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 109/71
- [DIN17] **DIN EN 16147:** *Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern – Prüfungen, Leistungsbemessung und Anforderungen an die Kennzeichnung von Geräten zum Erwärmen von Brauchwarmwasser; Deutsche Fassung EN 16147:2017 + AC:2017.* Beuth Verlag, Berlin (2017)

- [Hei07] **Heimrath, R.; Haller, M.:** *The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32, A Report of IEA Solar Heating and Cooling programme - Task 32: "Advanced storage concepts for solar and low energy buildings"*. Report A2 of Subtask A. Institute of Thermal Engineering, Graz University of Technology, Graz (2007)
- [Jor17] **Jordan, U.; Vajen, K.:** *Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis*. Version 2.02b (März 2017), Universität Kassel (2017)
- [Kli14] **Kliem, F.; Steinweg, J.; Rockendorf, G.:** *Wärmeverluste durch Einrohrzirkulation*. Institut für Solarenergieforschung Hameln (2014)
- [Len17] **Lenz, V.; Müller-Langer, F.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, D.; Rensberg, N.; Rönsch, C.; Janczik, S.; Kaltschmitt, M.:** Erneuerbare Energien BWK 69 (2017) Nr. 5, S. 54-77
- [Log15] **Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N. und Born, R.:** *Deutsche Gebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Zweite erweiterte Auflage, Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt (2015)
- [Maa92] **van der Maas, J. (1992):** *Air flow through large openings in buildings*. Technical Report zum Annex 20: Air Flow Patterns within Buildings – Subtask 2: Air Flow between Zones. International Energy Agency, Lausanne (Schweiz)
- [Mer17] **Mercker, O.; Arnold, O.:** *Abschlussbericht zum Vorhaben: Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärmeverteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern*. Institut für Solarenergieforschung Hameln (2017)
- [Mün03] **Münzenberg, U.; et al.:** *Luftwechsel im Gebäudebestand*. Stuttgart (2003)
- [Pet14] **Petzold, J.; Büchner, D.; Ortwein, A.:** *Model development and experimental parameter identification for biomass pellet boilers in buildings*. 9th International Conference on System Simulation in Buildings, Liege (2014)
- [Rec07] **Recknagel, H.; Sprenger, E.; Schramek; E.:** *Taschenbuch für Heizung und Klima*. Oldenbourg Industrieverlag, München (2007)
- [Wol19] **Wolff, D.; Unverzagt, A.; Schünemann, A.; Rasche, S.:** *Entwicklung und Erprobung der Grundlagen für das Partnerschaftsmodell „Alliance Contracting“ in der Wohnungswirtschaft*. DBU-Projekt Abschlussbericht, Wolfenbüttel (2019)
- [WPS17] **WP Systemmodul:** *Effiziente Wärmepumpen mit System – Funktionsschemata*. URL: <https://www.wp-systemmodul.ch/files/Downloads%20DE/Installateure/Funktionsschemata--Vers.-27.04.2018.pdf>, Zuletzt abgerufen am: 11.12.2019, 15:19 Uhr

Betriebsanalyse eines holzhackschnitzelbefeuerten Nahwärmenetzes

Christoph Hofmann, M. Eng.; Prof. Dr.-Ing. Tobias Plessing, Monika Heinrich, M. Eng.

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

1 Das Demonstrationsobjekt im Überblick

Das iwe der Hochschule Hof befasst sich im Rahmen eines Forschungsprojekts zum Thema Mensch Maschine Interaktion mit der Analyse und Optimierung eines Nahwärmenetzes im oberfränkischen Markt Nordhalben im Landkreis Kronach. Innerhalb der Energievision Frankenwald e.V. errichtete die Bioenergie Nordhalben e.G. ein holzhackschnitzelbefeuertes Nahwärmenetz zur zentralen Wärmeversorgung der Anwohner.

1.1 Das Nahwärmenetz

Das Netz der Bioenergie Nordhalben e.G. erstreckt sich auf 1,7 km und umfasst 45 angeschlossene Objekte. Unter den angeschlossenen Parteien befinden sich auch das Rathaus, die Schule, die Bayerische Staatsforsten, Banken und ein Gasthof.

1.2 Das Heizwerk

Die beiden zentralen Wärmeerzeuger im Heizhaus bilden zwei Holzhackschnitzelkessel der Firma Gilles und HDG Bavaria. „Die Beheizung und Bereitstellung von Warmwasser sind Voraussetzungen für einen hohen Wohnkomfort, aber gleichzeitig auch verantwortlich für einen großen Teil des Verbrauchs an fossilen Energieträgern.“ [1] Als CO_2 -neutrale Energiequelle ersetzen die beiden Kessel im Heizhaus 45 Heizanlagen und tragen so zur CO_2 -Reduktion im Ort und der Region bei. Für die Heißwasser-Bevorratung stehend zwei 10.000 Literpeicher zur Verfügung. Über zwei Netzpumpen wird das Heißwasser durch das Netz geleitet.

2 Ist-Situation

Um weitere Einblicke in die aktuelle Betriebsweise des Nahwärmenetzes der Bioenergie Nordhalben zu erhalten, werden im Folgenden die Bereiche Heizhaus und Wärmenetz separat beleuchtet.

2.1 Ist-Aufnahme im Heizhaus

Innerhalb des Heizhauses werden nun die Themen „Feuerung“, „Holzhackschnitzel Lagerung“ und „Verluste im Heizhaus“ dargestellt.

2.1.1 Feuerung

Es sind zwei Kesselanlagen mit einer monovalenten Hackschnitzelfeuerung installiert. Die beiden Kessel werden normalerweise getrennt voneinander betrieben. Der große Kessel im Winter und der Kleine für Grundlasten im Sommer. Bei sehr kalten Tagen bzw. Spitzenlastanforderungen können beide im Parallelbetrieb laufen. Beide Kessel müssen manuell eingeschaltet werden. Es gibt keine übergeordnete Regelung, welche beiden Kessel miteinander vernetzt. Bei Abfall der Puffertemperatur wird der jeweilige zweite Wärmeerzeuger dazu geschaltet. Dabei bildet der Kessel der Firma Gilles, welcher primär für den Winterbetrieb zuständig ist, den größeren der beiden Kessel. In Abbildung 1 ist der schematische Aufbau des Gilles Kessels zu erkennen.

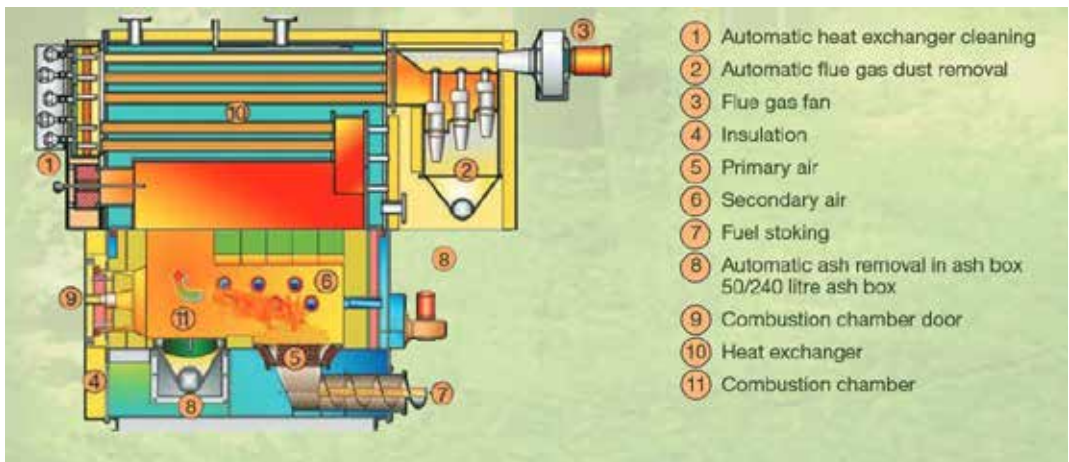


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Gilles-Kessels (Quelle: Fa. Gilles, 2017)

Die Steuerung der Kesselfeuerung erfolgt über die Einschubdauer. Die Primärluftzufuhr und die Soll-Kesseltemperatur sind dort ebenfalls einstellbar. Anhand dieser Parameter muss eine möglichst optimale Verbrennung generiert werden. Um dieses Verhältnis möglichst effizient einzustellen, braucht es einige Zeit sowie Erfahrung und sollte im Zuge von verschiedenen Betriebsweisen beobachtet werden. Die Kesselanlage tritt in den Modus der Glutbetherhaltung, wenn keine Wärmeanforderung verlangt wird. Das bedeutet, dass die Feuerung nicht völlig abgeschaltet ist, jedoch nur die Glut im Feuerraum durch Primärluftzufuhr erhalten wird. Bei Wärmeanforderung schaltet dieser automatisch in Normal-Betrieb um. Damit können lange Aufheizperioden und Verzögerungen eingespart werden. Die Temperatur des rechten Pufferspeichers beeinflusst die Brennereinstellungen der Anlage nicht. In folgender Tabelle 1 sind die technischen Daten des Kessels zu entnehmen.

Tabelle 1: Technische Daten des Gilles Kessels

Bezeichnung	Gilles
Modell	HPKI – K 550
Baujahr	2011
Nennwärmeleistung	550 kW
Wasserinhalt	1550 L
Kesselklasse	3
Max. Betriebstemperatur	95 °C
Max. Betriebsdruck	5 bar
Brennstoff	Hackschnitzel bis Größe 50 und Wassergehalt 20-35 %
Feuerungstechnischer Wirkungsgrad	Teillast ca. 80 %; bei Vollast ~ 90 % (nach Herstellerangabe 80 – 90 %)
Jahresnutzungsgrad	keine Angabe
Betriebsführung und Steuerung	Einschubgesteuert (Hackschnitzel) und durch Primärluftzufuhr
Heizperiode	Winterkessel: Grundlastkessel für Heizperiode bis 500-550 kW

Den kleinen Kessel und für den Sommerbetrieb gedacht bildet der Kessel der Firma HDG. Die technischen Angaben ergeben sich aus den Herstellerangaben bzw. den vorhandenen Typenschild am Kessel und befinden sich in folgender Tabelle 2.

Tabelle 2: Technische Daten des HDG Kessels

Bezeichnung	HDG
Modell	Compact 200 A rechts (Prototyp)
Baujahr	2016
Max. Nennwärmeleistung	200 kW (min. 60 kW)
Wassernhalt	450 L
Kesselklasse	5
Max. Betriebstemperatur	95 °C
Max. Betriebsdruck	3 bar
Brennstoff	Hackschnitzel B1 (Pellets C1)
Feuerungstechnischer Wirkungsgrad	Teillast ca. 60 %; bei Vollast ~ 75 % (nach Herstellerangabe 70 – 98 %)
Jahresnutzungsgrad	keine Angabe
Betriebsführung und Steuerung	Wärme gesteuert nach Pufferfühler (linker Puffer)
Heizperiode	Sommerkessel für Grundlast und Spitzenlast im Winter (parallel zu Gilles-Kessel)

Die Steuerung über die Wärmanforderung erfolgt über den Temperaturfühler im linken Pufferspeicher. Fällt die Temperatur des Fühlers herab, steuert der Kessel mit einer höheren Wärmezufuhr dagegen oder der andere Wärmeerzeuger wird zusätzlich eingeschaltet. Ein weiterer Unterschied zum Gilles-Kessel ist, dass der HDG-Kessel in einem Stand-by-Modus laufen kann. Wird keine Wärme gebraucht, fährt die Feuerung herunter und geht nicht in den Glutbeterhaltungsmodus (wie beim Gilles-Kessel). Dies spart Brennstoff, braucht aber auch mehr Zeit, um wieder den gewünschten Betriebspunkt zu erreichen. In Abbildung 2 wird die Wärmeerzeugung beider Kesselanlagen im Jahr 2017 auf die einzelnen Monate aufgeteilt. Es ist ersichtlich, dass im Januar und im November (wegen den Versuchen) die beiden Kessel gemeinsam zusammen im Betrieb waren. Völlig ausgeschaltet war der kleine Kessel im Februar, März, April sowie Oktober. Im Betrieb war der HDG -Kessel im Mai, Juni, Juli, August und September (orangene Linie). Der große Kessel (blaue Linie) lief nur in den Sommermonaten Juni, Juli und August nicht. Die graue Fläche zeigt den Betrag der Netzeinspeisung.

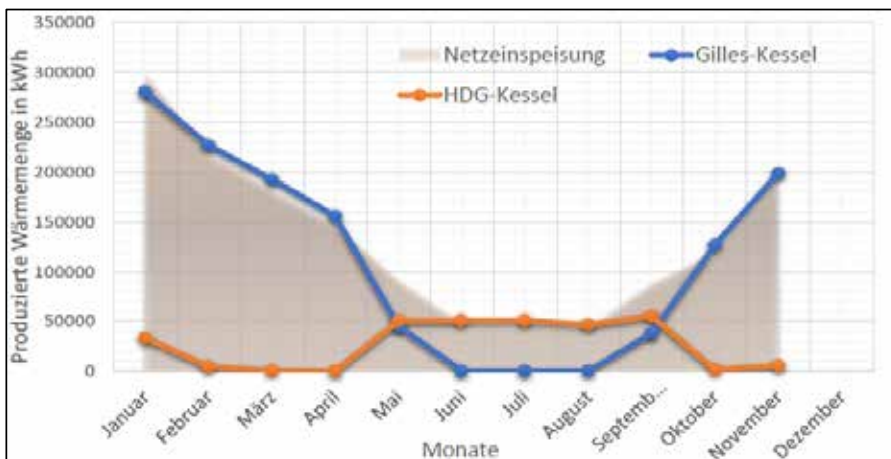


Abbildung 2: Produzierte Wärmemenge vom Gilles und HDG Kessel 2017

2.1.2 Verluste im Heizhaus

In Abbildung 3 werden die relativen Verluste in Abhängigkeit zu der produzierten Wärmemenge aufgetragen. Die Verluste setzen sich aus der Differenz der in den Kesseln angezeigten produzierten Wärmemengen und dem Wärmemengenzähler am Heizhausausgang zusammen. Dieses Defizit kann durch thermische Verluste im Heizhaus, sowie Speicherverluste bei den Pufferspeichern etc. entstehen. Der Mittelwert der Verluste über die elf Monate im Jahr 2017 beträgt 6,16 %.

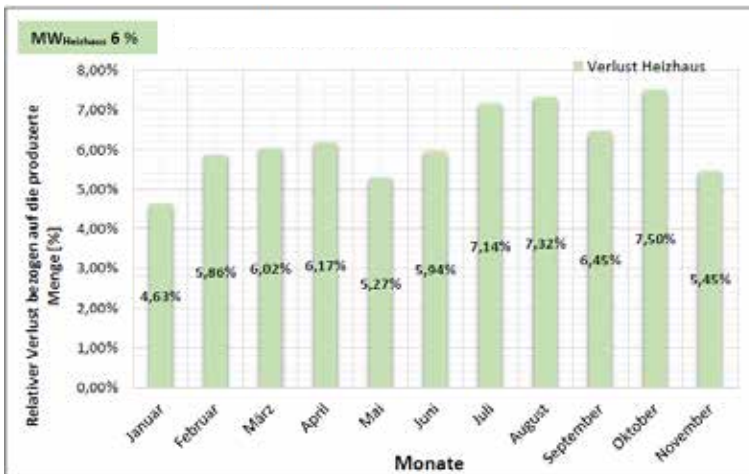


Abbildung 3: Relative Verluste im Heizhaus 2017

In Abbildung 4 werden die absoluten Verluste dargestellt. Es ist zu erkennen, dass diese Verluste direkt mit den produzierten Wärmemengen korrelieren (vgl. Abbildung 2). Der Mittelwert liegt bei errechneten 8,28 MWh.

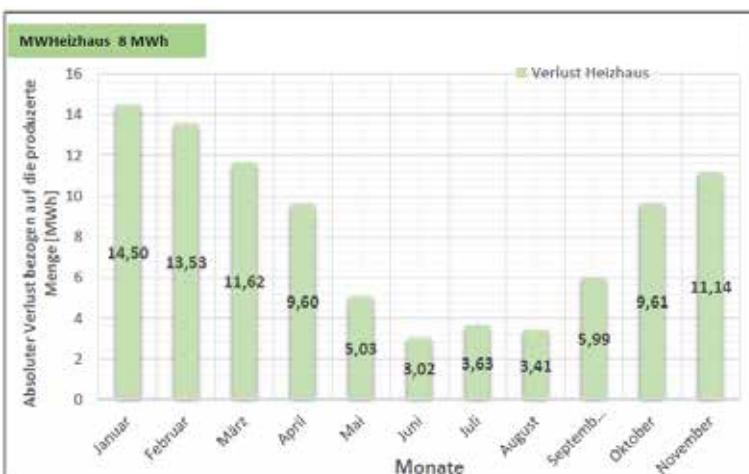


Abbildung 4: Absolute Verluste des Heizhauses im Jahr 2017

Die monetären Heizhausverluste sind in der Tabelle 3 aufgeführt. Dabei werden die prozentualen Verlustanteile mit dem Hackschnitzeleinkaufspreis verrechnet. Nicht berücksichtigt werden Kesselanlagen- oder Netzverluste. Der Dezember ist wegen der Erfassungsperiode nicht miteinbezogen.

Tabelle 3: Auflistung der Verluste im Heizhaus

Monat 2017	Verlust [%]	Hackschnitzpreis Einkauf [€]	Verlust [€]
Januar	4,63%	8.379 €	388 €
Februar	5,86%	6.888 €	403 €
März	6,02%	6.027 €	363 €
April	6,17%	4.305 €	266 €
Mai	5,27%	2.583 €	136 €
Juni	5,94%	1.701 €	101 €
Juli	7,14%	1.722 €	123 €
August	7,32%	1.470 €	108 €
September	6,45%	2.583 €	167 €
Oktober	7,50%	3.843 €	288 €
November	5,45%	6.447 €	351 €

Die kälteren Monate generieren einen höheren, finanziellen Verlust innerhalb des Heizhauses. Der monatliche Mittelwert der Verluste im Jahr 2017 beträgt 245 €.

2.1.3 Holzhackschnitzel Lagerung

Die Hackschnitzel wurden von 2012 bis 2015 unter einem Versorgungsmodell bezogen, welches sich nach dem Wärmeertrag der Kesselanlagen richtete. Also wurde nach entstandener Wärme bezahlt, nicht nach Kilogramm oder Schüttraummeter der Hackschnitzel. Das Hackgut bestand damals aus Ästen, Schnittgrün und Hackschnitzel sowie Sägewerksabfälle und hatte keinen festgelegten Wassergehalt. Beim Durcharbeiten der Logbücher, welche händisch geführt werden, war eine hohe Störungsrate bzgl. des Hackgutes aufgeführt. Seit Mitte 2015 wurde diese Kooperation (wegen dieser massiven Störungen) beendet und es wird mittlerweile einheitliches Hackgut gekauft. Die Feuerungen werden momentan mit 50 % Waldhackschnitzel (Fichte) mit Rinde (15 % Wassergehalt) und 50 % Sägewerkschnitzel 35 bis 40 % Wassergehalt somit Gesamtwassergehalt ~25 % betrieben. Bei stichprobenartigen Messungen der Hackschnitzel mittels eines Feuchtemessgeräts waren diese bei rund 20 % Feuchtegehalt, was eher einem 15 prozentigen Wassergehalt entspricht. Dadurch kann ein höherer Heizwert erzielt werden. Diese Lieferantenbeziehung ist bis heute bestehend. Die Lagerung erfolgt in einem Bunker unter dem Heizhaus mit einem Fassungsvermögen von ca. 110 srm und reicht im Sommer für 2-3 Wochen, im Winter für 2-3 Tage bis zu einer Woche. Das Hackgut ist wassergeschützt und durch die Lagerung kann eine homogenere Wasserverteilung erfolgen. Danach wird das Hackgut mit einem Rundausträger über die Förderschnecke zum Dosierbehälter gefördert. Dort wird es kurz zwischengelagert, bevor es in den jeweiligen Kessel gelangt und dort verbrannt wird. Mit einem Dosierbehälter ist es möglich, mehrere Feuerungen gleichzeitig ohne Verzögerungen zu versorgen.

2.2 Ist-Aufnahme im Netz

Wie auch im Falle des Heizhauses werden nun verschiedene Punkte des Netzes beleuchtet. Zunächst wird die Verrohrung des Netzes untersucht worauf im Anschluss die Netzverluste thematisiert werden. Auch wird die Datenaufnahme im Netz sowie die verbaute Haustechnik inklusive Hausübergabestationen erörtert.

2.2.1 Verrohrung des Netzes

Das Netz verläuft inmitten des Marktes Nordhalben und erstreckt sich mit 1670,10 m Rohrsystem. In folgender Tabelle 4 sind die Rohre aufgelistet und Anteilig der Länge in Prozent angegeben. Installiert wurden hier Rauthermex-Rohre der Fa. REHAU. Dabei wurden die Rohre nicht mit Sand umfüllt, sondern mit Bläh-Schiefer vom anliegenden Schieferbergwerk in Lehesten. Die von 2013 bis 2016 erbrachte, mittlere Wärmemenge der bisherigen Jahre, welche von den Genossen abgenommen wurde, sind 1510 MWh. Die Anschlussdichte wird aus der Summe der Wärmeabnehmer (1510 MWh) durch die Trassenlänge (1670,10 m) dividiert. Dabei ist über die genannten Jahre eine Anschlussdichte von 0,9 vorhanden, welche definitiv noch ausbaufähig ist. Am besten sind Anschlussdichten zwischen 1,2 und 1,9. [2] Die Mittelwerte in diesem Kapitel ergeben sich immer aus den monatlichen Verlusten durch die Anzahl der Monate dividiert.

Tabelle 4: Rohre anteilig der Gesamtlänge des Netzes

HA UNO	260,85 m	16%	HA...Hausanschluss
HL UNO	507,30 m	30%	HL...Hauptleitung
HA DUO	384,40 m	23%	DUO...zwei Rohre in einem Rohr
HL DUO	517,55 m	31%	UNO...Einrohrsystem

2.2.2 Netzverluste

Die Netzverluste werden ermittelt, indem die Daten der Wärmemengenzähler vom Heizhaus und der Abnehmer als Grundlage herangezogen werden. Die Verluste sind die Mittelwerte von den Jahren 2013 bis 2016. Vor allem in den Sommermonaten Juni bis September sind Verluste von über 40 % erkennbar. Im Mittelwert der Monate werden rund 25 % Netzverlust erreicht. (Abbildung 6). Im Falle der absoluten Werte treten Verluste im Bereich von 20,5 bis 28,0 MWh auf. Im Mittel sind dies ca. 25 MWh durchschnittlich im Monat (Abbildung 5).

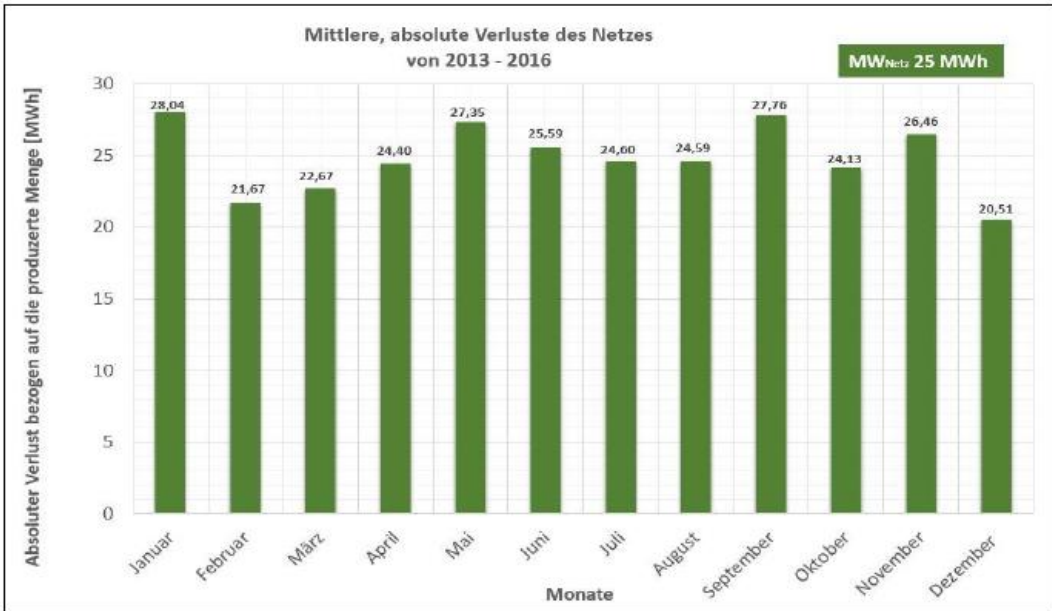


Abbildung 5: Absolute, mittlere Verluste des Nahwärmenetzes von 2013 - 2016

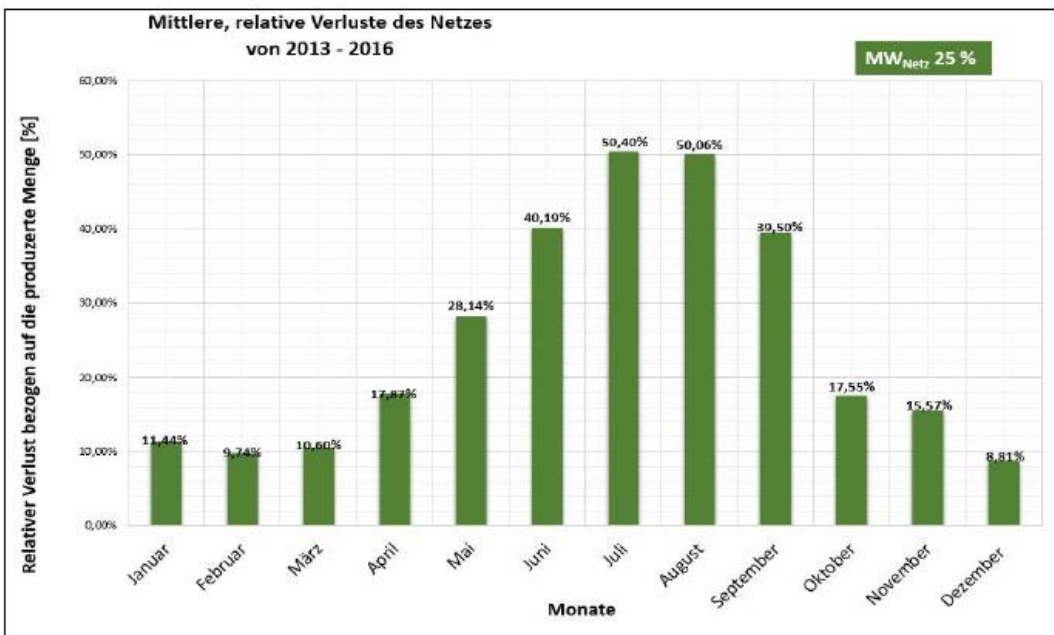


Abbildung 6: Relative, mittlere Verluste des Nahwärmenetzes von 2013 - 2016

In Tabelle 5 sind die monetären Verluste errechnet. Dabei sind die prozentualen Anteile der Netzverluste mit dem Hackschnitzzeleinkaufspreis verrechnet. Es sind keine Wirkungsgrade oder Verluste im Heizhaus berücksichtigt. Der Monat Dezember ist wegen des Erfassungszeitraumes hier nicht mit aufgeführt. Vor allem sind die Verluste im November und September am höchsten mit knapp 1000 €. Im Durchschnitt belaufen sich die monetären Netzverluste auf rund 796 € im Monat.

Tabelle 5: Auflistung der Netzverluste im Jahr 2017

Monat 2017	Verlust [%]	Hackschnitzpreis Einkauf [€]	Verlust [€]
Januar	11,44%	8.379 €	958 €
Februar	9,74%	6.888 €	671 €
März	10,60%	6.027 €	639 €
April	17,87%	4.305 €	769 €
Mai	28,14%	2.583 €	727 €
Juni	40,19%	1.701 €	684 €
Juli	50,40%	1.722 €	868 €
August	50,06%	1.470 €	736 €
September	39,50%	2.583 €	1.020 €
Oktober	17,55%	3.843 €	675 €
November	15,57%	6.447 €	1.004 €

2.2.3 Datenaufnahme

Die Erfassung der Daten über den drahtgebundenen M-Bus hat ergeben, dass dieser seit Einbau nie richtig funktioniert hat. Aus einem Protokoll zur Problembeseitigung geht hervor, dass bei der Errichtung des Hackschnitzelheizwerkes der Bioenergie Nordhalben e.G. zur Datenaufzeichnung und für die Abrechnung der einzelnen Hausanschlüsse bei den Wärmeabnehmern Wärmemessgeräte der Firma Kamstrup Typ 402 und 302 verbaut wurden. [3] „Diese wurden über Telefondrähte mit dem M-Bus im Hackschnitzelheizwerk verbunden. Im Heizhaus gibt es zwei Kabelstränge, die zwischen Schreibtisch und dem vorderen Schaltschrank zu einer Verteilerdose führen und dort zusammen verbunden werden. Von dort führt das Kabel weiter zu der Box M-Bus 80. Der M-Bus ist mit einem seriellen Kabel mit dem PC verbunden. Der PC speichert mit Hilfe der Software WinMiocs (pewoControl) der Firma Schneid die ausgelesenen Daten der Wärmehähler. Von den Kabelsträngen in der Verteilerdose führt einer zum Auslesen der drei Zähler im Heizhaus, der andere führt zu dem Verteilerkasten im Heizhauskeller hinter dem Hackschnitzelbunker. Dort werden drei Kabelstränge mit Telefonkabel aus dem Heizhaus zusammengeführt, die mit den Heizleitungen zu den 43 Hausanschlüssen führen.“ [3]

2.2.4 Hausübergabestationen

Um Teilbereiche des Netzes abschalten zu können, muss auf die Unterstation der Wärmeabnehmer zugegriffen werden können. Aktuell sind analoge Regelorgane eingesetzt, wodurch ein vordefinierter Zugriff nicht ermöglicht werden kann. Das Prinzip der Regelung einer analogen Übergabestation ist in Abbildung 7 dargestellt.

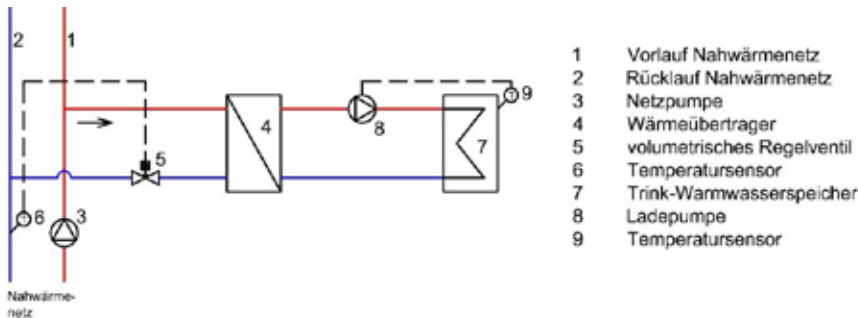


Abbildung 7: Schema einer analog geregelten Hausübergabestation

Das Nahwärmenetz wird von der Netzpumpe (3) betrieben. Das Heizwasser wird durch die Vorlaufleitung (1) an den Wärmeübertrager (4) gefördert. Im Wärmeübertrager wird die Wärme an das Abnehmernetz übertragen. Über die Rücklaufleitung (2) wird das abgekühlte Wasser in die Heizzentrale zurückgeführt. Die, an das Abnehmernetz übertragene, Wärme wird durch die Trinkwasser-Ladepumpe (8) in den Trinkwarmwasserspeicher (7) geladen. Der Speicher erwärmt sich so lange, bis der Temperatursensor (9) eine vorgegebene Temperatur erreicht hat. Die Pumpe schaltet ab. Da keine Wärme mehr abgenommen wird, steigt auf der Wärmenetz-Seite die Temperatur in der Rücklaufleitung an. Diese wird durch einen Temperatursensor (6) ermittelt. Steigt die Temperatur über einen Schwellwert an ist davon auszugehen, dass keine Wärme mehr abgenommen wird und das volumetrische Regelventil (5) schließt, um die Rücklauftemperaturen im Nahwärmenetz zu begrenzen. Das volumetrische Regelventil kann somit nicht komplett schließen. Es muss immer etwas geöffnet bleiben, so dass eine Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklaufleitung festgestellt werden kann. Im Sommer bedeutet das hohe Zirkulationsverluste. Da das Wärmenetz und das Abnehmernetz keine Daten untereinander austauschen können, muss seitens des Nahwärmenetzes die Wärmeversorgung immer aufrechterhalten werden.

3 Optimierungspotential

In diesem Abschnitt werden nun einige Ansätze thematisiert, welche die Betriebsweise der Anlage verbessern beziehungsweise die Effizienz steigern.

3.1 Hackschnitzeltrocknung

Durch die technische Analyse konnten enorme Verluste innerhalb des Heizhaus-Systems festgestellt werden. Ein Teil des Verlustes entsteht bei der Zwischenspeicherung der Wärme in den Pufferspeichern. Hierbei ist es schwierig, Energie einzusparen, da die beiden Pufferspeicher zusätzlich nochmals isoliert sind. Aus diesem Grund wurde eine rechnerische Abschätzung des Potentials aus dem Abgasvolumenstrom bei der Verbrennung durchgeführt.

Der Grundgedanke ist hierbei, die restliche Abwärme des Abgases nicht ungenutzt aus dem Schornstein zu schicken, sondern diese weiter für eine Hackschnitzelvortrocknung zu nutzen. Dabei kann die nebenstehende Garage als Vortrocknungspatz mit einem Anhänger genutzt werden. Dabei müssten die Hackschnitzel vorher in diesem Hänger getrocknet und anschließend in den unterirdischen Bunker befördert werden. Dieses Verfahren findet bereits privat Anwendung: Dabei werden Buchenholzhackschnitzel in einem umgerüsteten Anhänger mit rund 18 m^3 vorgetrocknet. Je nach Witterung dauert dies im Sommer zwei bis drei Tage und im Winter ca. eine Woche. Die Anwendung schafft es hierbei, die Hackschnitzel mit einem Wassergehalt von rund 25 bis 30 % auf unter 10 % zu trocknen. Alternativ wäre eine Einleitung des Wärmestroms in den bestehenden Hackschnitzelbunker möglich. Nach Berechnung des Sachverhalts wird deutlich, dass der jährlichen Einsparung durch Hackschnitzeltrocknung eine Investition von 15.000 € entgegensteht. Hierbei wird eine statische Amortisationsrechnung herangezogen, da eine momentane Niedrigzinslage herrscht. Bei kurzen Laufzeiten und der momentanen Zinslage, nähert sich die statische der dynamischen Amortisationsrechnung an. Die dynamische Rechnung beinhaltet einen Zinseszineffekt, der wegen der kurzen Dauer vernachlässigt wird [4] Die statische Amortisationsrechnung lautet wie folgt:

$$\text{Amortisationszeit} = \frac{\text{Investitionsbetrag [€]}}{\text{Gewinn } \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right] + \text{Abschreibungen } \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]} = \frac{\text{Investitionsbetrag [€]}}{\text{Rückfluss im Jahr } \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]} \quad [4]$$

$$AZ = \frac{15.000 \text{ €}}{2.500 \frac{\text{€}}{\text{a}}} = 6a$$

3.2 M-Bus Fehlerbehebung

Wesentlich bei der effizienten Betriebsweise eines Nahwärmenetzes ist die feine Aufzeichnung der Verbräuche der angeschlossenen Parteien. So können Lastprofile zu den Verbrauchern erstellt und Rückschlüsse auf deren Energiebedarfe getroffen und somit gezielt Energie ins Netz eingetragen werden. Im Zuge der Fehlerbehebung wurden diverse Änderungen am M-Bus durchgeführt. Eine erste Neverkabelung des kompletten Systems hat zunächst keine Verbesserung des Missstandes erbracht. Nach weiteren Untersuchungen und Tests wurden sämtliche Kabel im Heizhaus durch Kabel mit einer besseren Schirmung ersetzt und falls noch nicht geschehen wurden etwaige Systeme geerdet. Dies hat eine geringfügige Verbesserung erzielt, was daran auszumachen war, dass nun wieder die Signale einiger Verbraucher am PC im Heizhaus ankamen. Die vollständige Instandsetzung des M-Bus System geschah nach einer letzten, langwierigen Fehlersuche durch den Elektriker. Hier wurde aufgedeckt, dass der Frequenzumformer des Abzugsventilators des großen Kessels in das M-Bus System streut. Grund hierfür war ein falsch dimensionierter elektrischer Filter. Dieser war lediglich für eine Kabellänge von ca. 5 m ausgelegt. Nach Montage eines korrekten Filters funktioniert die Datenübertragung wieder lückenlos.

3.3 Umrüstung auf digitale Übergabestationen

Eine digitale Übergabestation bietet denselben Funktionsumfang, wie deren analoge Schwester, allerdings werden das Regelventil (5), der Temperatursensor im Rücklauf des Nahwärmenetzes (6), die Ladepumpe (8), der Temperatursensor im Speicher oben (9) und der Temperatursensor im Speicher unten (10) von einem dezentralen Controller (11) verwaltet (Abbildung 8).

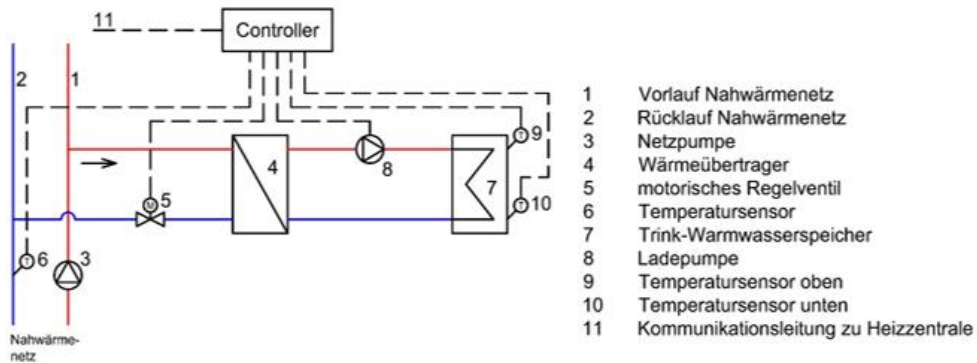


Abbildung 8: Schema einer digital geregelten Übergabestation

Da dem Controller alle notwendigen Daten vor und hinter dem Wärmeübertrager bekannt sind, kann dieser das Wärmenetz sofort abriegeln, sobald keine Wärme mehr benötigt wird. Dies geschieht über ein motorisches Regelventil (5), welches komplett schließt. Dadurch wird eine Eindämmung der Zirkulationsverluste geschaffen. Zudem ist der Controller über eine Datenleitung mit der Heizzentrale verbunden, wodurch alle notwendigen Daten geloggt und visualisiert werden können. Auch ein Fernzugriff ist möglich. Im Netz der Bioenergie werden vereinzelt solche digitalen Übergabestationen angeschafft und getestet. Lediglich die Implementierung in das Visualisierungstool der neuen Übergabestationen müssen durch Enerpipe durchgeführt werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das Nahwärmenetz der Bioenergie Nordhalben ist ein effektiver Beitrag zur CO_2 Reduktion, welcher jedoch Raum für Verbesserungen bietet. Eine Hackschnitzeltrocknung wurde erörtert, jedoch wegen der Investition und der Amortisationszeit von sechs Jahren zunächst bis auf weiteres ausgesetzt. Digitale Übergabestationen bieten die Möglichkeit einer zentralen Regelung des Netzes und somit die Chance auf eine Reduktion der Netzverluste. Durch die Funktionsweise der digitalen Stationen lassen sich diese komplett schließen, was keine ungewollte Erwärmung des Rücklaufes und somit eine Verbesserung der Spreizung im Netz erzeugt. Die zentrale Regelbarkeit bietet Nordhalben die Option, das Netz für ausgewählte Zeiträume ruhen zu lassen und vorgefertigte Beladeszenarien zu verwenden. Hierfür müssen jedoch alle Stationen umgerüstet werden, was eine erhebliche Investition nach sich zieht. Um dies zu untersuchen wird das iwe der Hochschule Hof Langzeitanalysen und Datenaufzeichnungen durchführen. Durch den wieder instandgesetzten M-Bus liegen von nun an wieder Echtzeit Daten der Verbraucher im 5 Minutentakt vor. Anhand dieser Daten können zum einen Ruhephasen des Netzes mit geringer Anforderung detektiert, zum anderen wetterabhängige Voraussagemodelle erstellt werden um den zukünftigen Energieeintrag ins Netz präzise vorausplanen zu können. Diese Voraussagemodelle bieten auch die Perspektive zur intelligenten Einbindung von Solarthermie. Anhand dieser Analysen und die dadurch simulierbaren Einsparpotenziale kann die Rechtfertigung der Investition von digitalen Übergabestationen für das gesamte Netz getätigt werden.

5 Literaturverzeichnis

- [1] Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme, „Planungshandbuch Fernwärme“, EnergieSchweiz, Ittigen, 2017.
- [2] Arbeitsgemeinschaft QM Holzheizwerke, „Planungshandbuch“ (Bd. 4), Straubing, 2008
- [3] Michael Köstner, „M-Bus-System>PDF-Datei: Protokoll M-Bus Bioenergie Nordhalben“, 2017
- [4] G. Groh, V. Schröer, Sicher zur Industriekauffrau/-mann - Der gesamte Prüfungsstoff in einem Buch, Merkur-Verlag Rinteln, 51. Auflage, 2014

Numerische Untersuchung der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff in einem Nullemissionsmotor

Johannes Haller, Thomas Link

Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen

Abstract

In dieser Arbeit wird ein Motorprozess für Blockheizkraftwerke vorgestellt, der eine effiziente, emissionsfreie Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff als Teil einer stationären Stromspeicherlösung ermöglichen soll. Durch Nutzung von Abgasenergie in einem kombinierten Dampf- und Verbrennungsprozess kann theoretisch ein effektiver Wirkungsgrad von über 50% mit vergleichsweise kostengünstiger Technologie erreicht werden.

Der vorgeschlagene Zweitaktprozess wird in drei aufeinander aufbauenden Modellebenen simuliert, um eine experimentelle Prototypenphase vorzubereiten: zunächst als thermodynamisches Vergleichsmodell, anschließend als zeitaufgelöstes quasi-dimensionales Zweizonenmodell und schließlich als detailliertes numerisches Strömungssimulationsmodell.

1. Ein kostengünstiges Power-to-Gas-System zur Flexibilisierung des Stromnetzes

Mit Fortschreiten des Ausbaus Erneuerbarer Energien wird die Stromnachfrage in Deutschland in absehbarer Zukunft hauptsächlich aus fluktuierenden Quellen gedeckt werden, allen voran aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen (PV) [1]. Um die Fluktuationen bei der Bereitstellung von Strom aus PV- und Windenergie sowohl kurz- als auch mittelfristig ausgleichen zu können, sind zukünftig Speicher- und Flexibilitätsoptionen für große Energiemengen und Zeiträume notwendig. Dies gilt umso mehr, als der notwendige Netzausbau zum räumlichen Ausgleich von Erzeugern und Verbrauchern weit hinter den Ausbauzielen zurückliegt. Die Energiespeicherung gilt daher neben dem Aufbau der Erneuerbaren Energien sowie des Stromnetzes als eine der Schlüsseltechnologien der Energiewende. Im Jahr 2019 lag der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen Stand Dezember 2019 bei 46% und darin der Anteil an Wind- und PV-Energie bei insgesamt fast 34% der Gesamtstromerzeugung [2]. Langzeitspeicher zur saisonalen Verschiebung dieser Energiemengen werden spätestens ab einem Anteil Erneuerbarer Energien von 60-80% am Strommix notwendig sein [3][4][5] bereits heute werden Redispatch- und Flexibilitätsoptionen zur Netzstabilisierung benötigt. Der hohe prognostizierte Speicherbedarf kann in Deutschland zukünftig voraussichtlich nur durch Power-to-Gas-Systeme basierend auf Wasserstoff oder Methan als Speichermedium gedeckt [6]. Für die Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse sowie dessen Speicherung in Druckgasflaschen oder unterirdischen Kavernen liegen heute technische Lösungen vor, die Rückverstromung des Wasserstoffs stellt derzeit jedoch noch eine technische und wirtschaftliche Herausforderung dar. Zwar besitzen Brennstoffzellen mit bis zu 60% einen vergleichsweise hohen elektrischen Wirkungsgrad, jedoch liegen die spezifischen Investitionen derzeit noch um ein Vielfaches höher als beispielsweise bei Verbrennungsmotoren [7]. Daher stellen Motor-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit bisher üblichen Wirkungsgraden um 45% im Leistungsbereich bis 5 MW derzeit und in naher Zukunft eine kostengünstige Technologie zur Rückumwandlung von Wasserstoff dar. Dies zeigt sich auch in der Verwendung von Motor-BHKWs zur Rückverstromung in den weltweit ersten Hybridkraftwerken in Werder/Kessin und Prenzlau [8][9][10]. Die dort jeweils parallel zu einem Windpark installierte Speicherlösung, bestehend aus einem Elektrolyseur, einer Verdichterstufe für Wasserstoff, einer Druckgasspeicherung und einer Rückverstromung über Motor-BHKWs hat das Potential, den eingespeisten Windstrom grundlastfähig zu machen. Dadurch können Schatten- und Reservekraftwerke sowie immer häufiger notwendige Redispatch-Maßnahmen zur Kompensation des schleppenden Netzausbaus eingespart werden bzw. die Abschaltdauern für Windkraftanlagen in Zeiten hoher Strombereitstellung und geringer Nachfrage reduziert werden.

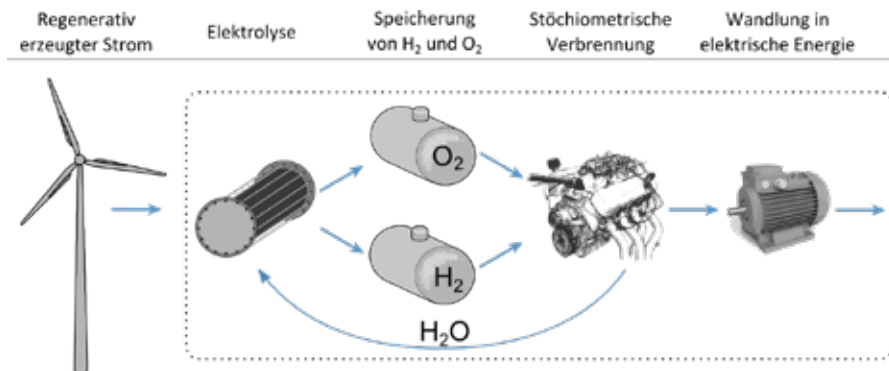


Abbildung 1: Die motorische Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff als Teil einer stationären Speicherlösung

Vor diesem Hintergrund wurde ein Brennverfahren entworfen, welches die Verbrennung von Wasserstoff mit dem bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoff mit einem hohen effektiven Wirkungsgrad von über 50% ermöglichen soll. Das dahinterliegende Speicherkonzept ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Aufgrund des verwendeten Zweitakt-Prinzips wird die Leistungsdichte des motorischen Brennverfahrens verglichen mit bisher realisierten Brennverfahren für Wasserstoff deutlich höher liegen. Die bei der motorischen Verbrennung von Wasserstoff mit Luft aufgrund hoher Verbrennungstemperaturen üblicherweise auftretenden Probleme mit Stickoxidbildung können bei dem hier dargestellten Nullemissionsmotor nicht auftreten, da als einzige chemische Elemente Wasserdampf, Sauerstoff und Wasserstoff an der Verbrennung beteiligt sind.

2. Konzept eines emissionsfreien Kreisprozesses für BHKW

Der entworfene Kreisprozess kombiniert die interne motorische Verbrennung von Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) mit einem externen Dampfkraftprozess. Durch den Einsatz von reinem Sauerstoff als Oxidationsmittel anstelle von Luft können Schadstoffemission prinzipiell vollständig vermieden werden. Wegen der sehr hohen Temperaturen bei der stöchiometrischen Verbrennung von Wasserstoff mit reinem Sauerstoff besteht die Notwendigkeit, das Brenngasgemisch zu verdünnen. Zu diesem Zweck wird dem Prozess vor Verbrennungsbeginn Wasserdampf beigemischt, welcher die Funktion des sonst in der Luft enthaltenen Stickstoffs als Ballastgas übernimmt und direkt aus dem Abgas gewonnen wird. Abbildung 2 zeigt links das Prinzip des Zyklus: Der Zylinder eines modifizierten Standard-Dieselmotors wird nahe des oberen Totpunktes mit überhitztem Dampf beschickt, er ist nun also zum Teil mit Ballastgas unter hohem Druck gefüllt. Auf diese Weise werden Ansaug- und Verdichtungshub überflüssig und die notwendige Verdichtungsarbeit wird im Vergleich zum Viertaktprozess deutlich auf die Leistungsaufnahme einer Pumpe und die Verdichtung von Wasserstoff und Sauerstoff reduziert. Anschließend werden Wasserstoff und Sauerstoff durch Hochdruck-Gasinjektoren in den Zylinder eingespritzt, so dass eine Ladungsschichtung mit einem zündfähigen Brenngasgemisch im Zentrum des Zylinders nahe der Zündkerze entsteht und Wandwärmeverluste reduziert werden. Das Gemisch wird am oberen Totpunkt des Kolbens durch eine Zündkerze entzündet, was zu einem Druck- und Temperaturanstieg im Zylinder führt; der Kolben wird durch den Verbrennungsdruck nach unten bewegt und überträgt die Kraft auf die Kurbelwelle. Das einzige Reaktionsprodukt ist Wasserdampf, der dann in ein externes System ausgeschoben wird. Der erste Takt dieses Zweitaktprozesses ersetzt somit sowohl Auslass- als auch Ansaugtakt, während der zweite Takt den Arbeitstakt bildet. Der Motorprozess zeigt daher Ähnlichkeiten mit einem klassischen Dampfexpansionsprozess wie er in Dampfmaschinen oder Dampfmotoren stattfindet, welcher mit einer internen Verbrennung kombiniert wird.

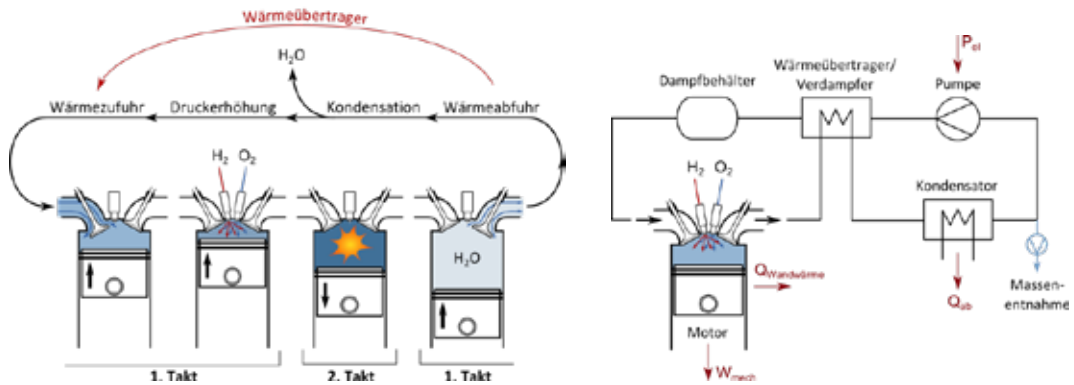


Abbildung 2: Prinzip (links) und Anlagenschema (rechts) des kombinierten Prozesszyklus [11]

Nachdem das Abgas (bestehend aus reinem Wasserdampf) aus dem Zylinder ausgeschoben ist, wird ihm in einem Wärmetauscher Wärme entzogen, anschließend wird der Dampf in einem Kondensator auskondensiert und schließlich durch eine Pumpe auf einen höheren Druck gebracht. Danach wird die vorher entnommene Wärme im Wärmetauscher wieder zugeführt und das Wasser verdampft und überhitzt. Der Dampf steht unter höherem Druck als das Abgas des Verbrennungstakts und kann nun wieder als Ballastgas für den nächsten Verbrennungstakt dienen. Die Masse, die dem Prozess während der Sauerstoff- und Wasserstoff-Injektion hinzugefügt wird, wird dem Prozess als flüssiges Wasser am Ende der Kondensation entnommen. Neben dem Verbrennungsmotor sind noch weitere Anlagenkomponenten zur Umsetzung des Prozesses notwendig, welche in Abbildung 2 rechts als Anlagenschema zu sehen ist. Eine mögliche Anordnung der motorischen Komponenten, bestehend aus Ventilen, Gasinjektoren und Zündkerze in der Brennkammer eines einzelnen Zylinders ist in Abbildung 3 links zu sehen. Auf der rechten Seite ist im Steuerdiagramm des 2-Takt-Brennverfahrens der Ablauf der Ventilbewegungen, Injektionszeiten und der Zündung in Bezug auf den Kurbelwinkel zwischen unterem Totpunkt (Bottom Dead Center – BDC) und oberem Totpunkt (Top Dead Center – TDC) zu sehen. Da aus thermodynamischen Erwägungen und zur Reduzierung der Wandwärmeverluste der Zündzeitpunkt früh gewählt werden sollte, muss der Dampfeinlass vor dem TDC während der Aufwärtsbewegung des Kolbens stattfinden. Durch die Kompression des Frischdampfes bei der weiteren Aufwärtsbewegung des Kolbens entsteht ein Leistungsverlust, der durch eine kurze Einblasdauer reduziert werden kann. Die Nocken der Ventilsteuerung werden so gestaltet, dass bei maximal zulässiger Ventilbeschleunigung ein möglichst kurzer Einblaszeitraum entsteht. Die Masse an eingeblasenem Wasserdampf wird über die Ventilfläche und den Einblasdruck bestimmt.

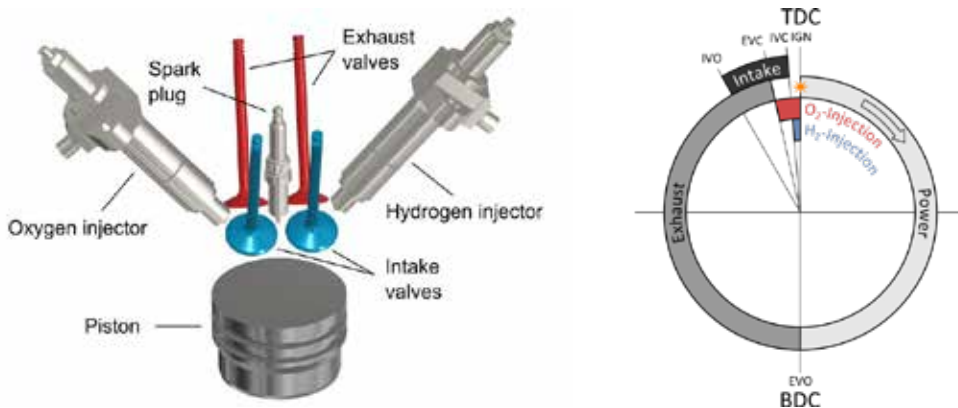


Abbildung 3: Anordnung der motorischen Komponenten in der Brennkammer (links) [11] und Steuerdiagramm des 2-Takt-Brennverfahrens (rechts)

Als Gemischbildungsstrategie wurde für den Prozess eine interne Gemischbildung mit Direkteinspritzung gewählt, um das Risiko für Rück- und Frühzündungen zu reduzieren, welche bei der Saugrohreinspritzung von Wasserstoff mit hoher Wahrscheinlichkeit auftreten können [12]. Dies ist vor allem für große Stationärmotoren mit großen Ladungsmengen sicherheitsrelevant.

3. Modellstufen zur numerischen Prozessuntersuchung

Der beschriebene Prozess wird in drei Stufen mit unterschiedlichem Detailgrad modelliert. Zunächst wurde der Prozess bilanziell als thermodynamisches Vergleichsmodell realisiert, um die Potentiale in Hinblick auf Wirkungsgrad und Leistungsdichte zu untersuchen. Im nächsten Schritt wird der Prozess zeitaufgelöst mit wenigen geometrischen Annahmen modelliert, um die Prozesssteuerung zu optimieren. Im letzten Schritt wird der im Zylinder stattfindende Teil des Prozesses mithilfe einer Strömungssimulationssoftware dreidimensional untersucht und Konstruktionsparameter optimiert. Diese drei Modellstufen decken wie in Abbildung 4 zu sehen die Konzept- und Konstruktionsphase der Motorenentwicklung ab [13] und sollen eine Prototypenphase mit Prüfstandtests vorbereiten.

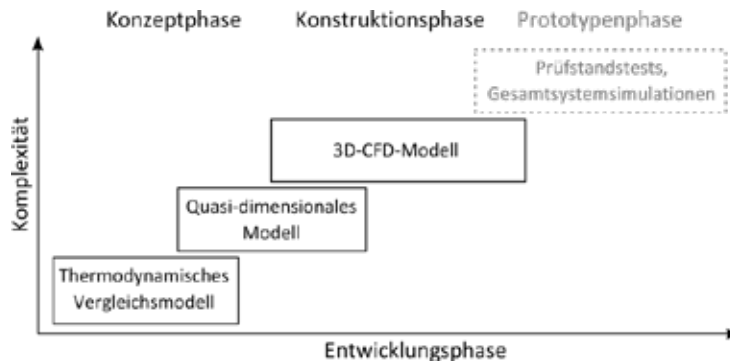


Abbildung 4: Einordnung der Modellstufen an die Phasen der Motorenentwicklung nach Pischinger [13]

3.1 Thermodynamischer Vergleichsprozess

Im ersten Schritt wurde der Prozess bilanziell als thermodynamischer Vergleichsprozess unter Einbeziehung der wichtigsten Verluste modelliert und mithilfe von Messdaten vergleichbarer Motoren validiert. Ziel dieser Modellebene ist eine Abschätzung von Wirkungsgrad und Leistungsdichte des entworfenen Motorprozesses auf Grundlage von Massen- und Energieerhaltung.

Die Zustandsänderungen, die das Arbeitsmedium im zylindrischen Verbrennungsprozess und im externen Dampfprozess erfährt, wurden unter typischen Annahmen thermodynamisch berechnet. Abbildung 5 gibt einen Überblick über das Prinzip der modellierten Zustandsänderungen beider Prozessteile in Druck-Volumen- und Temperatur-Entropie-Diagrammen. Der modellierte thermodynamische Kreisprozess beginnt mit dem Mischprozess von überhitztem Dampf mit Sauerstoff und Wasserstoff im stöchiometrischen Verhältnis (1→2), was zu einem Druckanstieg bei konstantem absoluten Volumen führt. Anschließend wird die Verbrennungswärme im Verhältnis 4:1 durch Gleichraumverbrennung (2→3) und der Gleichdruckverbrennung (3→4) zugeführt. Diese Annahme trägt der hohen Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff-Sauerstoff-Wasserdampfgemischen sowie einem nicht-idealen Brennverlauf Rechnung [11]. Nach vollständiger Verbrennung des Brenngasgemisches expandiert das heiße Abgas (4→5) und verursacht Wandwärmeverluste. Die modellierten Zustandsänderungen zwischen 2 und 5 finden im ersten Takt des Motors statt, im zweiten Takt öffnet sich das Auslassventil und der Abgasdampf wird auf den Druck des Kondensators unterhalb des Umgebungsdrucks gedrosselt (5→6). Anschließend wird das Abgas mit dem Aufwärtshub des Kolbens in den externen Kreislauf abgeführt. Die erforderliche Ladezyklusarbeit wird durch das Niedrighalten des Abgasdrucks deutlich reduziert.

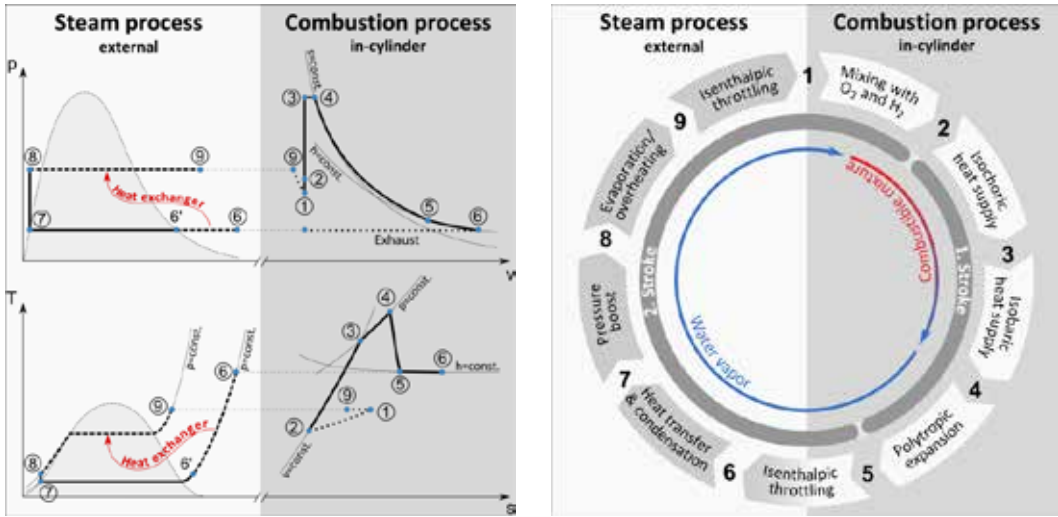


Abbildung 5: Thermodynamischer Vergleichsprozess: links als p-v-(oben) und T-s-Diagramm (unten), rechts als Abfolge der modellierten Zustandsänderungen [11]

Außerhalb des Motors wird bei konstantem Druck die sensible Wärme des Abgasdampfes durch einen Gegenstromwärmetauscher (6→6') abgeführt, und noch bei konstantem Druck wird die latente Wärme durch den Kondensator (6'→7) an die Umgebung abgeführt. Eine Hochtemperaturpumpe erhöht den Druck des nun flüssigen Wassers (7→8) von knapp unterhalb der Siedekurve auf das richtige Druckniveau an, so dass der Druck der anschließenden isobaren Verdampfung und Überhitzung (8→9) hoch genug ist, um nach der Füllung des Zylinders (9→1) den Zustandspunkt 1 zu erreichen. Diese Füllung des Zylinderspaltvolumens wird als isenthalpe Drosselung des Dampfes modelliert. Ein besseres Verständnis des Gesamtprozesses kann durch die Betrachtung der Energieflüsse über die Prozessgrenzen hinweg erreicht werden. In Abbildung 6 ist die Energiebilanz des Modells durch die zu- und abgeführten Energieflüsse und den Energieaustausch zwischen den beiden Teilprozessen des Modells dargestellt. Die Hauptverlustkomponenten in Verbrennungsmotoren sind Energieverluste durch Wandwärmeströme und mechanische Reibung. Die Wandwärmeverluste Q_{wall} wurden nach Annand modelliert und nach Demuyinck et al. [14] an die Verbrennung von Wasserstoff angepasst. Die mechanischen Reibungsverluste W_{fric} wurden über eine Berechnung des mittleren effektiven Reibungsdrucks nach Barnes-Moss [15] abhängig von der Drehzahl modelliert.

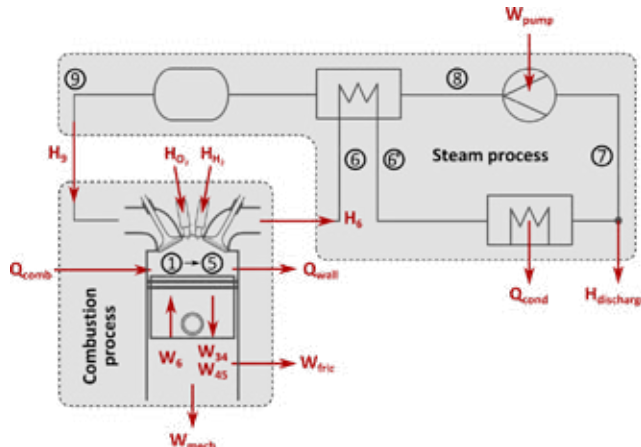


Abbildung 6: Energiebilanz pro Zyklus für beide Teilprozesse [11]

Die Berechnungen der ersten Modellstufe zeigen, dass der Prozess thermodynamisch geschlossen und somit als Kreisprozess wirksam ist. In Abbildung 7 ist links der modellierte thermodynamische Prozess als p-V- bzw. T-V-Diagramm abgebildet. Während moderne Dieselmotoren Drücke bis zu 200 bar [16] zulassen, wurde ein maximal zulässiger Verbrennungsdruck des Modells von 150 bar gewählt. Bei konventionellen Wasserstoff-Verbrennungsmotoren wird die maximale Verbrennungstemperatur vor allem durch die Bildung von thermischem NO_x [12] begrenzt. In dem hier vorgeschlagenen Prozess ist die maximale Temperatur nur durch Materialgrenzen des Kolbens und des Zylinderkopfes begrenzt. Die so modellierte Spitzentemperatur ist deutlich höher als bei fossil befeuerten Motoren, herrscht aber nur für sehr kurze Dauer. Keramische Beschichtungen auf Kolben, Zylinderwänden und Ventillflächen könnten eine Möglichkeit sein, die Wärmebelastung der am stärksten beanspruchten Teile zu reduzieren.

Die Ergebnisse geben ein hohes Potential im Hinblick auf Wirkungsgrad und Leistungsdichte des Nullemissionsmotors wieder. Abbildung 7 zeigt rechts den indizierten und den effektiven Wirkungsgrad sowie die mechanische Leistungsdichte des modellierten Brennverfahrens in Abhängigkeit der Temperatur des Frischdampfes. Die verschiedenen Kurven stehen für Frischdampftemperaturen von 400°C bis 900°C in Schritten von 100°C von unten nach oben. Die maximal mögliche Frischdampftemperatur wird durch die Temperaturbeständigkeit der Rohrleitungen und Wärmetauscher bestimmt. Mit der Annahme werkstofftechnischer und konstruktiver Grenzwerte moderner Dieselmotoren lässt sich so für einen 4-Liter-Motor unter Berücksichtigung von Wandwärme- und Reibungsverlusten ein indizierter Wirkungsgrad von 55,5 % und ein effektiver Wirkungsgrad von 51 % bei einem effektiven Mitteldruck von 20 bar erreichen [11].

Die Ergebnisse der ersten Modellstufe verdeutlichen folgende Vorteile des entworfenen Brennverfahrens gegenüber der in verschiedenen Forschungsprojekten bisher untersuchten Wasserstoffverbrennung mit Luft:

- Stickoxide, Kohlenwasserstoffe und Rußpartikel im Abgas werden vermieden
- Die Leistungsdichte des Zweitaktprozesses ist wesentlich höher als bei Viertaktprozessen
- Der Wirkungsgrad ist durch Einsparung eines Großteils der Ladungswechselarbeit und ein hohes mögliches Expansionsverhältnis deutlich höher

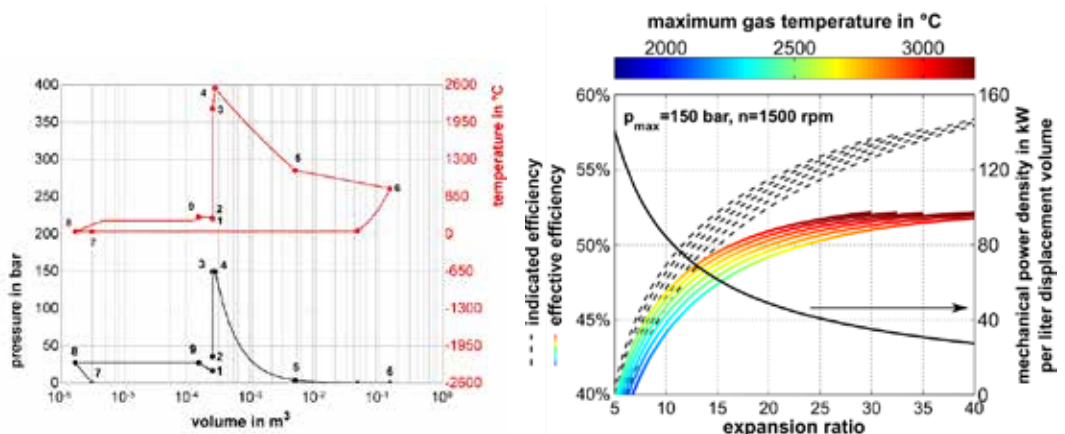


Abbildung 7: p-V und p-T-Diagramm (links) und berechnete indizierte und effektive Wirkungsgrade sowie mechanische Leistungsdichte (rechts) des modellierten Brennverfahrens [11]

3.2 Quasi-dimensionales Verbrennungsmodell

In einem derzeit entwickelten zweiten Schritt wird der Prozess zeitaufgelöst als quasi-dimensionales Modell abgebildet. Ziel dieses Modells ist es, den gesamten innerzylindrischen Prozess des 2-Takt-Zyklus mit hohem Detaillierungsgrad hinsichtlich der Wandwärmeverluste und des Verbrennungsfortschritts mit vertretbarem Rechenaufwand zu simulieren. Da die motorische Verbrennung von Wasserstoff-Sauerstoff-Dampf-Gemischen bisher nicht experimentell untersucht wurde, muss ein Bottom-up-Ansatz gewählt werden, um die gekoppelten Vorgänge von Thermodynamik, Gasdynamik, Turbulenz und chemischer Kinetik zu modellieren und den Druckverlauf im Zylinder berechnen zu können. Zu diesem Zweck wurde das auf die Arbeiten von Blizard und Keck [17] zurückgehende weit verbreitete fraktale *tubulent entrainment model* verwendet und angepasst. Mit diesem Ansatz ist eine plausible Modellierung der Verbrennung für jedes beliebige Gemisch auch ohne Messwerte möglich.

Dabei wird das Gas im Brennraum durch die Flammenoberfläche, angenommen als unendlich dünne Kugelfläche, in zwei Zonen für verbranntes und unverbranntes Gasgemisch wie in Abbildung 8 zu sehen eingeteilt (quasi-dimensional). Die Flamme breitet sich von der Zündkerze ausgehend in den Brennraum aus bis sie schließlich die Zylinderwände erreicht und erlischt. Die Zone innerhalb der kugelförmigen Flammenoberfläche enthält verbranntes Gas; die Zone jenseits der Flamme ist mit frischem Ladungsgemisch gefüllt. Beide Zonen werden als homogene Idealgase mit gleichmäßigen Eigenschaften modelliert, wobei davon ausgegangen wird, dass zwischen den beiden Zonen kein Wärmeübergang stattfindet. Während der Druck im gesamten Zylinder gleich ist, ist die Temperatur in jeder Zone eine Funktion der Masse, der Zusammensetzung, des Drucks, des Volumens und des Wärmeübergangs zu den Wänden und ist innerhalb der Zone gleichmäßig.

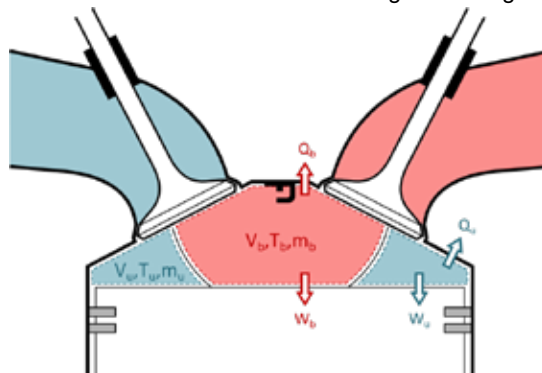


Abbildung 8: Brennräumeinteilung im quasi-dimensionalen Zweizonenmodell

Neben den Erhaltungsgleichungen für Energie und Masse werden in diesem Modell die Gasdynamik mit Reibungs- und Wärmeverlusten bei Ein- und Ausströmen des Dampfes durch die Ventile und bei Injektion von Wasserstoff und Sauerstoff sowie Wandwärmeverluste und die Interaktion zwischen chemischer Kinetik und Turbulenz unter Berücksichtigung der Flammenausbreitung modelliert.

Das Modell wird als Gleichungssystem in einem nichtlinearen Gleichungslöser mit thermodynamischer Datenbank (Engineering Equation Solver) implementiert und die Gleichungen werden iterativ für kleine Kurbelwinkelschritte gelöst. Alle Gleichungen wurden allgemein formuliert, um für den entworfenen Verbrennungsprozess und für einen Validierungsverbrennungsprozess zu gelten, bei dem Wasserstoff mit Luft verbrannt wird und für den Messwerte vorliegen. Das Modell ist in mehrere Untermodelle unterteilt, die in Abbildung 9 dargestellt sind.

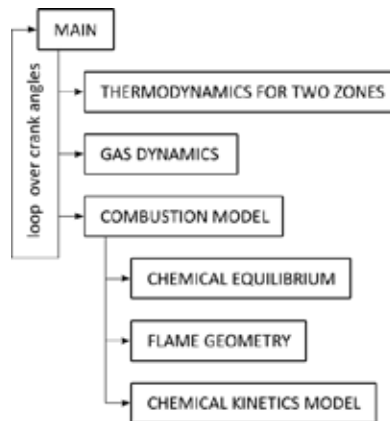


Abbildung 9: Programmaufbau des quasi-dimensionalen Simulationsmodells

Im Hauptprogramm werden alle Definitionen von Motorabmessungen, Gaseigenschaften und Randbedingungen vorgenommen. Das Teilmodell *thermodynamics* berechnet den thermodynamischen Zustand im Kurbelwinkelschritt, d.h. die Masse, das Volumen, die Temperatur und den Druck aus Energie- und Massenbilanzen für beide Zonen. Das *gas dynamics*-Teilmodell berechnet die durch die Ein- und Auslassventile in den Brennraum ein- und ausströmende Masse. Es basiert auf dem idealen Massenstrom für eine kompressible Strömung durch eine Blende und wird abhängig vom lokalen Strömungsmuster an die reale motorische Strömung angepasst. Im *combustion model* wird zunächst die Zusammensetzung des verbrannten Gases abhängig von Temperatur und Druck nach dem chemischen Gleichgewicht berechnet.

Anschließend werden die Oberfläche und der Radius der Flammenfront für den aktuellen Zeitschritt abhängig vom verbrannten Volumenanteil aus einer Matrix ausgelesen. Dazu wurde zuvor unter der Annahme einer kugelförmigen Ausbreitung der Flamme die Flammenoberfläche für jeden möglichen Kurbelwinkel und verbrannten Volumenanteil berechnet. Da eine analytische Beschreibung dieses Zusammenhangs nur für sehr einfach geformte Brennkammern möglich ist, wird hier ein numerische Ansatz gewählt. Diese Monte-Carlo-basierte Methode verwendet einen Point-in-Polygon-Test für eine große Anzahl von Zufallspunkten auf und innerhalb einer Kugel, die die Flammenoberfläche darstellt.

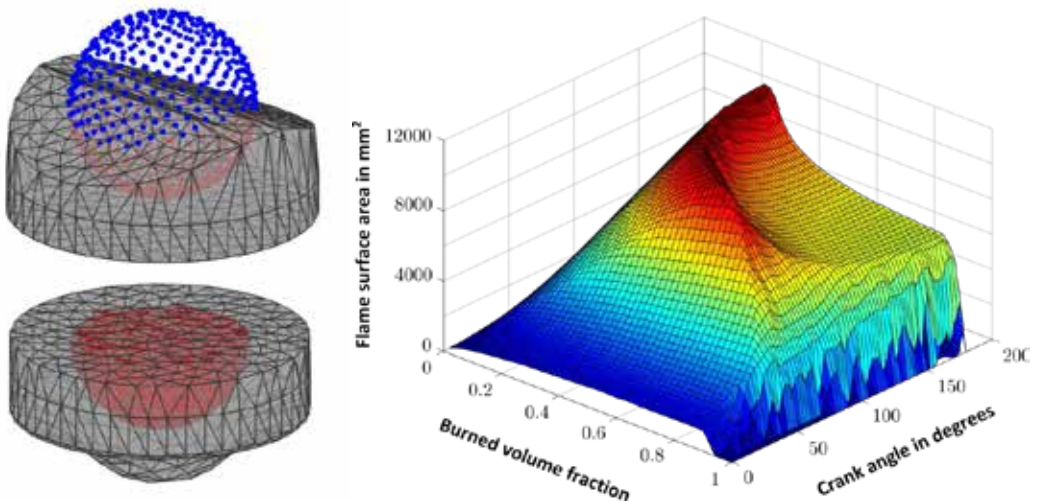


Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung des point-in-polygon-Tests für verschiedene Brennkammerformen (links) und die berechnete Matrix der Flammenoberfläche (rechts)

Für jeden möglichen Kurbelwinkel wird eine beliebig geformte Brennkammer mit einem Triangulationsalgorithmus vernetzt und der Radius der Kugel variiert. In jeder Iteration wird für alle Punkte auf und innerhalb der Kugel geprüft, ob sie innerhalb der Brennraumgeometrie liegen. Beispielhaft ist dies in Abbildung 10 links für zwei unterschiedliche Brennkammerformen dargestellt. Die Flammenoberfläche wird dann durch einfache Multiplikation des Anteils der innerhalb der Oberfläche liegenden Punkte auf der Kugeloberfläche mit der gesamten Kugeloberfläche approximiert. Die Werte der Flammenoberfläche werden für die entsprechende Form der Brennkammer in einer Matrix wie in Abbildung 10 rechts abgespeichert und können vom Modell über eine Lookup-Tabelle für beliebige Kurbelwinkel und Volumenanteile abgerufen werden.

Schließlich wird auf Grundlage des chemischen Kinetikmodells CANTERA mithilfe eines detaillierten Reaktionsmechanismus die Flammgeschwindigkeit abhängig von Temperatur und Druck des unverbrannten Gases im jeweiligen Kurbelwinkelschritt berechnet.

Mithilfe des Modells lassen sich bisher alle physikalischen Vorgänge des entworfenen Prozesses bis zum Verbrennungsbeginn modellieren. Beispielhaft ist in Abbildung 11 der Verlauf der Ventilhube von Einlass- und Auslassventil und die Massenströme der mit Überschallgeschwindigkeit injizierten Gase über dem Kurbelwinkel zu sehen. Der Winkel 0 entspricht dem oberen Totpunkt (TDC) und markiert den Verbrennungsbeginn. Die Massenströme und Ventilhubkurven wurden so gewählt, dass sich unter Berücksichtigung von Reibungs- und Wärmeverlusten die im vorherigen Modellschritt berechneten optimalen Massenverhältnisse einstellen.

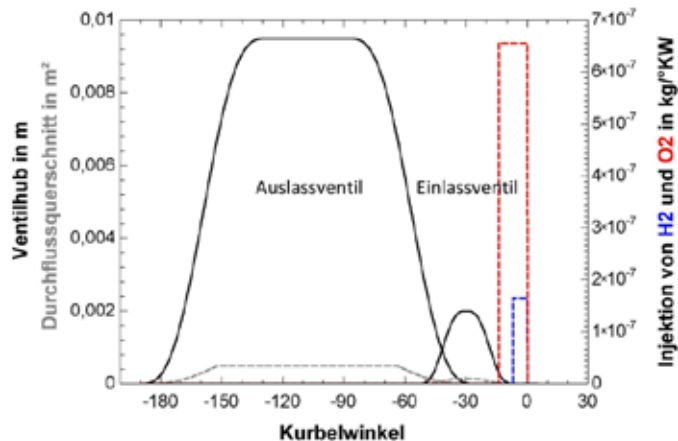


Abbildung 11: Ventilhub und injizierte Massenströme

Derzeit wird das gesamte Verbrennungsmodell mithilfe von Indiziermessdaten einer motorischen Wasserstoffverbrennung mit Luft validiert. Die Vorgänge vor Verbrennungsbeginn (Abgasauslass, Gemischansaugung, Verdichtung) lassen sich bereits mit hoher Genauigkeit abbilden. Der nach dem *turbulent entrainment model* berechnete Verbrennungsverlauf wird derzeit durch Anpassung der Modellkonstanten an die Messwerte angepasst. Nach Fertigstellung des validierten Modells lassen sich plausible Vorhersagen zu Druckverlauf, Wirkungsgrad und Leistung des Motorprozesses unter einfachen geometrischen Annahmen treffen.

3.3 Dreidimensionale Strömungssimulation (CFD)

Als dritte Ebene der Modellbildung wird die Verbrennung unter Einbeziehung geometrischer Einflussfaktoren dreidimensional mit einer Computational-Fluid-Dynamics-Methode (CFD) mithilfe der Software ANSYS CFX modelliert. Aus dem vorherigen Modellschritt sollen hier Erkenntnisse zur optimalen Prozesssteuerung einfließen und eine Optimierung von Konstruktionsparametern wie Injektordüsengeometrien und Injektionszeiten, Zündzeitpunkt und Brennraumgeometrie zu ermöglichen. Zudem lassen sich Betriebszustände identifizieren, die zu unerwünschten Verbrennungsphänomenen wie Motorklopfen führen.

Bisher wurden die auch für diese Modellebene notwendigen Validierungsberechnungen abgeschlossen. Ein wichtiger Schritt bei numerischen Strömungssimulationen stellt die sogenannte Netzkonvergenzstudie dar, welche die notwendige Auflösung der numerischen Gitter festlegt. Je feiner das Gitter aufgelöst wird, desto rechenintensiver wird die Lösung aller Erhaltungsgleichungen für jede der Zellen auf dem Gitter. Um die Gitterabhängigkeit zu untersuchen wurde der Brennraum eines lasermesstechnisch vermessenen Motors der TU Darmstadt wie in Abbildung 12 zu sehen unterschiedlich fein diskretisiert. Das Netz wird solange verfeinert, bis die Ergebnisse nicht mehr viel voneinander abweichen oder eine ausreichend genaue Übereinstimmung des simulierten mit dem gemessenen Strömungsfeld erreicht wird. Die Simulationsergebnisse in Abbildung 13 verdeutlichen, dass mit der mittleren Gittergröße das gemessene Strömungsfeld mit ausreichender Genauigkeit reproduziert werden kann. Sowohl die Strömungsgeschwindigkeiten, als auch die Lage der auffälligsten Wirbel werden so mit vertretbarem Rechenaufwand realitätsnah berechnet.

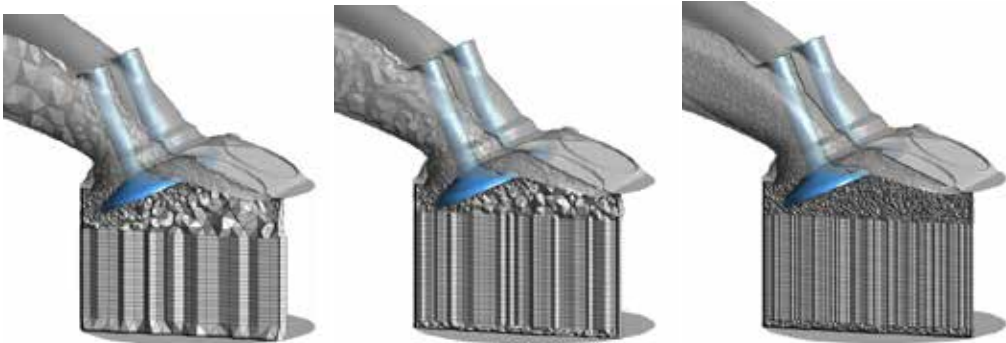


Abbildung 12: Netzkonvergenzstudie mit maximalen Elementgrößen von 8 mm, 4 mm und 2 mm

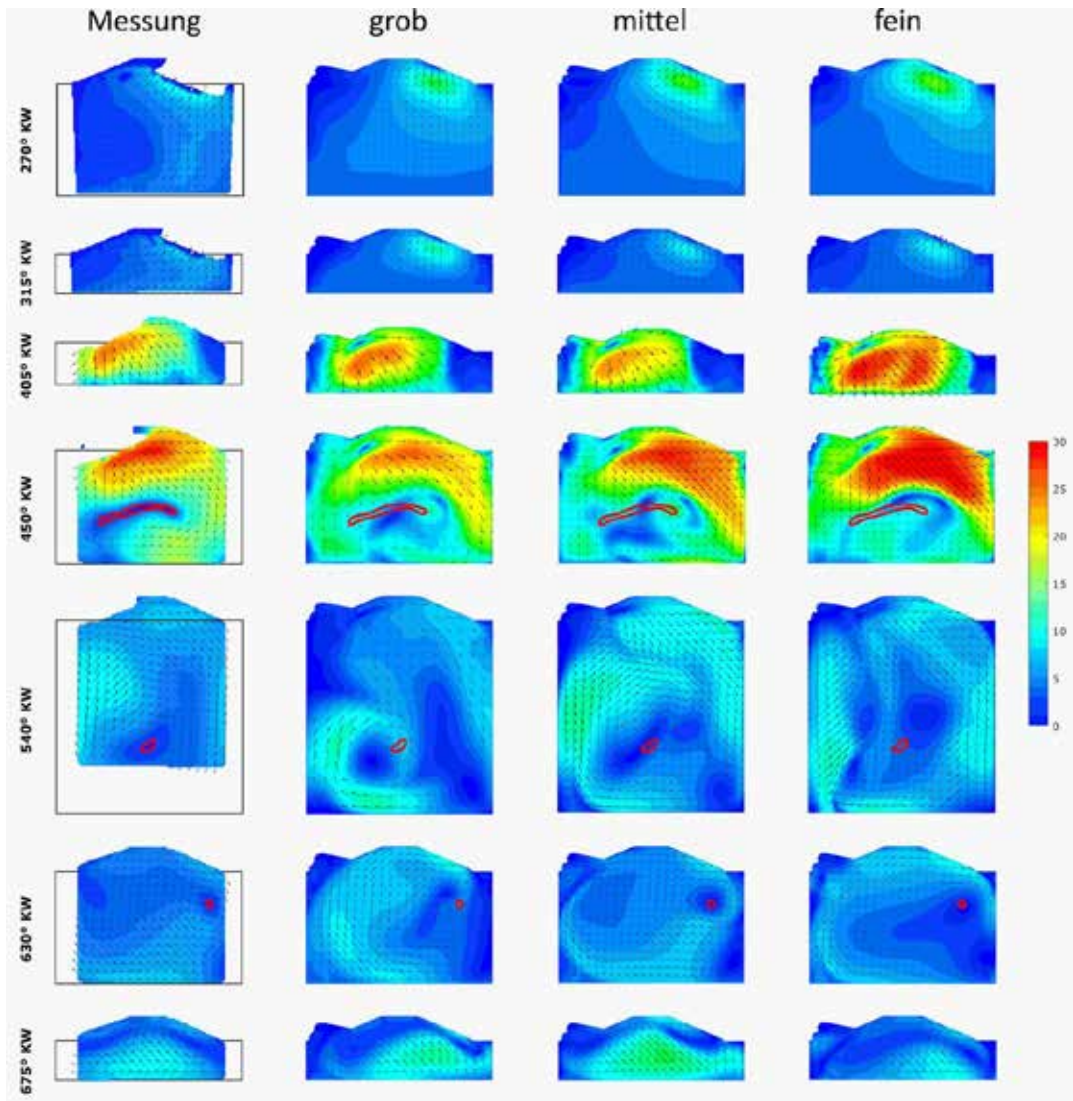


Abbildung 13: Vergleich von simulierten und gemessenen Strömungsfeldern bei verschiedenen Kurbelwinkeln

In einem weiteren Validierungsschritt wurden drei häufig verwendete Turbulenzmodelle untersucht und mit Lasermessdaten einer Wasserstoffinjektion in einem Motor der Sandia Labs (USA) verglichen. Die Simulationsergebnisse in Abbildung 14 zeigen, dass mit dem häufig verwendeten SST-Modell, eine Kombination des k-epsilon- und des k-omega-Modells, die tatsächliche Wasserstoffkonzentration während der Überschallinjektion gut getroffen werden kann.

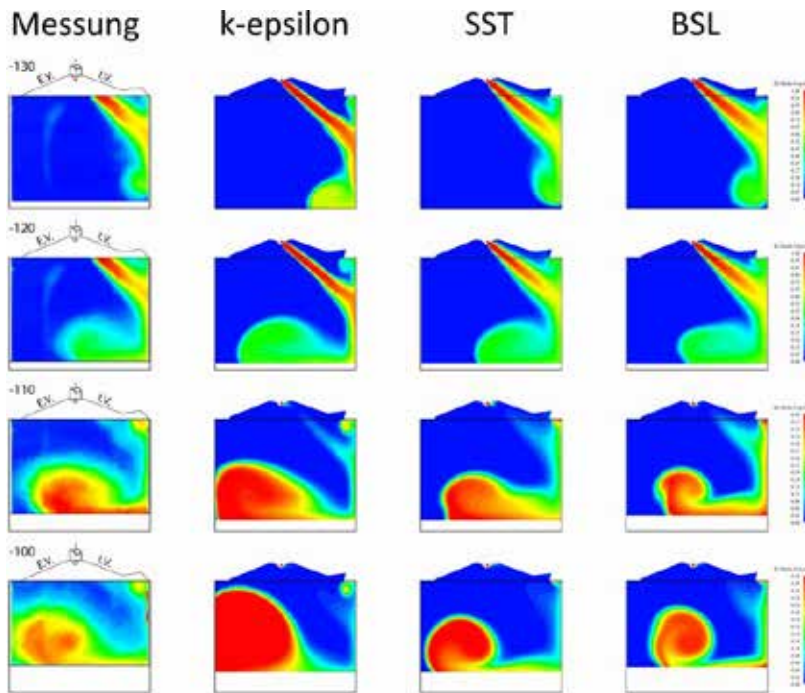


Abbildung 14: Vergleich von Simulationsergebnissen unter Verwendung verschiedener Turbulenzmodelle mit Messdaten zur Wasserstoffkonzentration

Mithilfe dieser und weiterer Validierungsrechnungen können die Teilmodelle und Annahmen des CFD-Modells so gewählt werden, dass in Zukunft eine realitätsnahe Simulation des entworfenen Motorprozesses und damit eine Optimierung der Motorkonstruktion möglich sein wird.

4. Fazit

Der Entworfenen Motorprozess zur Rückverstromung von gespeichertem Wasserstoff zeigt in den laufenden Untersuchungen bereits ein hohes Potential in Bezug auf Wirkungsgrad und Leistungsdichte und kann insofern zu einer kostengünstigen Flexibilitätsoption für das Stromnetz werden. Allerdings haben sich auch technische Herausforderungen gezeigt, insbesondere durch hohe Verbrennungstemperaturen, mögliche instabile Verbrennung, Schmierstoffdegradation, Ventildichtigkeit und Wasserstoffinjektion. In weiteren Untersuchungen werden die Prozessparameter und die geometrische Konstruktion optimiert. Die Modelle hierfür sind bereits vorbereitet und validiert.

5. Literaturverzeichnis

- [1] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, and M. Sterner, "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global," *Schlussbericht im Auftrag des BMU, bearbeitet von DLR (Stuttgart), Fraunhofer IWES (Kassel) und IfNE (Teltow)*, 2012.
- [2] F.-I. für Solare Energiesysteme ISE Freiburg, "Energy Charts - aktuelle Grafiken zu Stromproduktion und Börsenstrompreisen in Deutschland," www.energy-charts.de, Dez. 2019.
- [3] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer, 2014.

- [4] ETG Task Force Energiespeicherung, "Energiespeicher für die Energiewende–Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050," *VDE/ETG, Juni*, 2012.
- [5] T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, H. Lehmann, and K. Müschen, "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen," *Umweltbundesamt*, 2010.
- [6] M. Sterner, M. Thema, F. Eckert, T. Lenck, and P. Götz, "Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland," *Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg*, 2015.
- [7] J. Haller and T. Link, "Entwicklung eines effizienten emissionsfreien H₂-O₂-Verbrennungsmotors zur stationären Anwendung," *Tagungsband des 23. Symposium zur Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik, Stralsund*, 2016.
- [8] M. Weiße, D. Stolten, and T. Grube, "Projekt RH₂-WKA Making Wind Energy a Steady Power Source," *Proceedings of the World Hydrogen Energy Conference, Essen 2010*, 2010.
- [9] A. Miede, T. Luschinetz, M. Wenske, and F. Gamallo, "Wind-Hydrogen-Biomass - The Hybrid Power Plant of ENERTRAG AG," *Proceedings of the World Hydrogen Energy Conference, Essen 2010*, 2010.
- [10] G. Gahleitner, "Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 5, pp. 2039–2061, 2013.
- [11] J. Haller and T. Link, "Thermodynamic concept for an efficient zero-emission combustion of hydrogen and oxygen in stationary internal combustion engines with high power density," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017.
- [12] C. White, R. Steeper, and A. Lutz, "The hydrogen-fueled internal combustion engine: a technical review," *International journal of hydrogen energy*, vol. 31, no. 10, pp. 1292–1305, 2006.
- [13] R. Pischinger, M. Klell, and T. Sams, *Thermodynamik der Verbrennungskraftmaschine*. Springer-Verlag, 2009.
- [14] J. Demuyne, M. De Paepe, H. Huisseune, R. Sierens, J. Vancoillie, and S. Verhelst, "On the applicability of empirical heat transfer models for hydrogen combustion engines," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 975–984, 2011.
- [15] J. Heywood, *Internal combustion engine fundamentals*. McGraw-Hill New York, 1988, vol. 930.
- [16] P. Eilts, C. Stoeber-Schmidt, and R. Wolf, "Investigation of extreme mean effective and maximum cylinder pressures in a passenger car diesel engine," *SAE Technical Paper, Tech. Rep.*, 2013.
- [17] N. C. Blizard and J. C. Keck, "Experimental and theoretical investigation of turbulent burning model for internal combustion engines," *SAE Technical Paper, Tech. Rep.*, 1974.

Freifeldcharakterisierung von PV-Anlagen im Rahmen des Projektes PV-FeldLab

- ein Statusbericht -

S. Schneider, B. Hüttl, D. Pflaum, V. Schnell, A. Schulze*

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

samuel.schneider@hs-coburg.de

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

Abstract

Das Projekt PV-FeldLab verfolgt das Ziel, ein umfassendes Konzept für eine messtechnisch sehr präzise elektrische Freifeld-Charakterisierung von PV-Generatoren zu entwickeln. Es beinhaltet eine optische Untersuchung mittels drohnengestützter Thermografie und eine genaue elektrische Charakterisierung von PV-Anlagen im Freifeld, auch bei räumlicher Inhomogenität von Bestrahlungsstärke, Temperatur und bei variablen Aufbauwinkeln von Modulen im Strang. Die Verknüpfung der elektrischen und optischen Messdaten erlaubt eine effiziente Untersuchung von PV-Anlagen und ermöglicht eine Präzisierung von Ertragsanalysen. Dieser Bericht beschreibt den ersten Projektabschnitt, in welchem der Fokus vor allem auf der Initialisierung der messtechnischen Komponenten, sowie ersten Messungen und Analysen liegt.

1. Drohnenbasierte IR-Thermografie

Für die optische Untersuchung von PV-Anlagen wird im Projekt PV-FeldLab die drohnenbasierte IR-Thermografie, welche bereits sehr erfolgreich als effiziente Analyseverfahren eingeführt wurde [z.B. 1], eingesetzt. Die von uns genutzte Infrarotkamera besitzt eine Auflösung von 640 x 512 Pixeln mit einem 32° Öffnungswinkel. Die Anforderungen der DIN-IEC/TS 62446-3 können mit dieser Kamera bis auf die geforderte absolute Messgenauigkeit von ± 2 K erfüllt werden. Da der Fokus bei der optischen Auswertung vor allem auf der Registrierung relativer Temperaturunterschiede liegt, wurde auf die Erfüllung dieser Anforderung zugunsten einer kompakten Bauweise für den Drohneneinsatz verzichtet. Auch die von der Norm geforderte Mindestauflösung von 5x5 Pixel je 6"-Zelle kann bei einem maximalen Abstand zwischen Modul und Kamera von 24 m erreicht werden.



Abb. 1: Oktocopter mit IR- und Tageslichtkamera der HS-Coburg

Eine zusätzliche Tageslichtkamera in der Drohne garantiert eine bessere Flugorientierung und Dokumentation. Beide Kameras sind für eine optimale Bildstabilisierung auf einem Brushless-Drei-Achs-Gimbal montiert. Als Trägersystem kommt ein voll-redundanter Oktocopter (siehe Abb. 1) mit einem Abfluggewicht von 5 kg zur Anwendung. Mit Erteilung einer Sondergenehmigung und der Erfüllung aller rechtlichen Voraussetzungen (z.B. Kenntnissnachweis nach §21d LuftVO, Prüfung der Luftraumstruktur, etc.) wird die Möglichkeit geschaffen, nahezu alle Photovoltaik-Anlagen (auch nahe Autobahnen oder Wohneinrichtungen) untersuchen zu können.

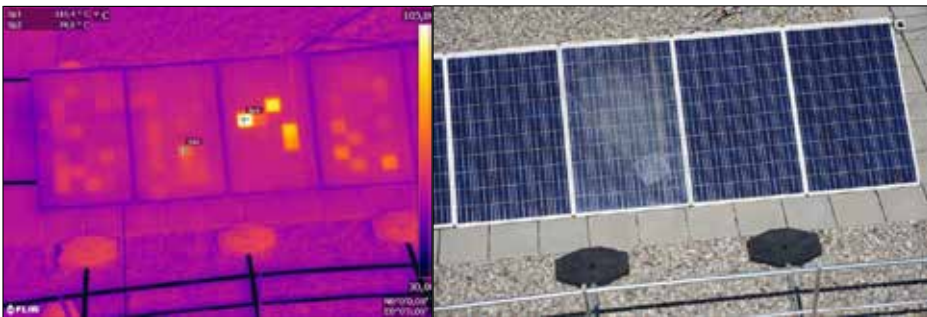


Abb. 2: Großflächig verschmutztes PV-Modul innerhalb eines Modulstrangs an der HS-Coburg

Da der Fokus des Projekts auf der Verknüpfung von elektrischen mit optischen Messungen liegt, wurden die ersten Untersuchungen mit dem Ziel vorgenommen, einen Fehler-, bzw. Leistungskartierungskatalog zu erstellen. Abbildung 2 zeigt aus dem Fehlerkatalog exemplarisch die Auswirkung von großflächiger Verschmutzung eines Moduls auf das thermische Verhalten eines Modulstrangs. Der Strang befand sich zum Zeitpunkt der optischen Messung im Kurzschluss.

Zusätzlich zur optischen Untersuchung wurde der Strang elektrisch vermessen (siehe Abb. 3). Es zeigt sich, dass durch die Verschmutzung eines einzelnen Moduls ein Minderertrag von 4,52 % für den ganzen Modulstrang herbeigeführt wird.

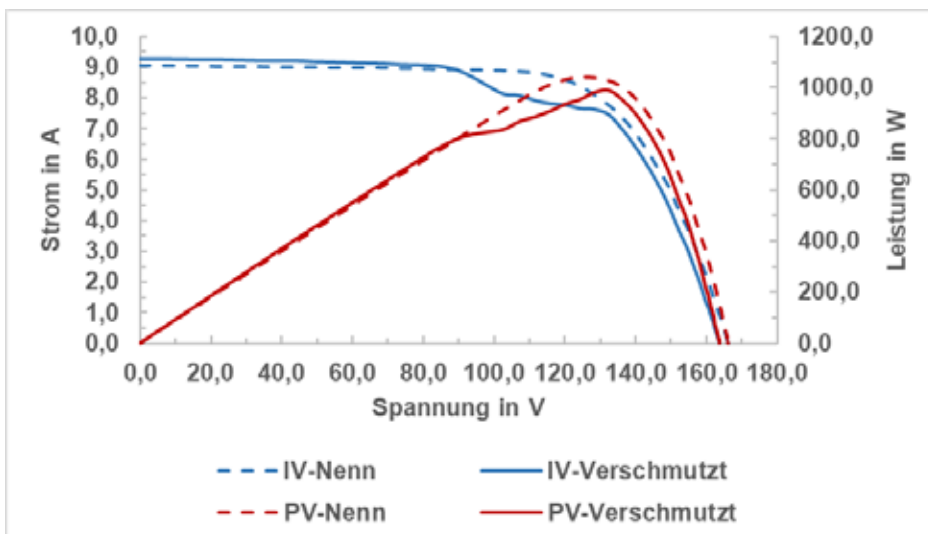


Abb. 3: IV- und PV-Messungen des Modulstrangs

Neben klassischer Verschmutzung von Modulen wurden auch weitere Fehlertypen wie Verschattung, Substränge von Modulen im Leerlauf oder Kurzschluss, Zelldefekte oder schadhafte Anschlussdosen untersucht und dem Fehlerkatalog hinzugefügt.

Darüber hinaus wurden erste optische Messungen an großflächigen Photovoltaikgeneratoren durchgeführt und ausgewertet. Abbildung 4 zeigt hierfür beispielhaft komplette Modulstränge, welche sich im Leerlauf befinden. In diesem speziellen Fall ist der Leerlauf der Stränge auf durch Nagetiere verursachte Erdschlüsse zurückzuführen. Die drohnenbasierte IR-Thermografie bietet hier, vor allem bei häufiger auftretenden Fehlern, eine effiziente Möglichkeit Großanlagen im Überblick zu begutachten und eine eher qualitative Vorklassifizierung vorzunehmen.



Abb. 4: PV-Generator mit einzelnen Modulsträngen im Leerlauf aufgrund von Erdschluss

Es ist geplant, im Laufe des Projektes den Fehlerkatalog stetig zu erweitern und eine möglichst umfassende Datenbank von elektrischen und optischen Fehlertypen zu erstellen.

2. Freifeld-Kurzschlussstromanalysen zur Kalibrierung von Strom-Spannungsmessungen

Die Basis für zukünftig sehr exakte elektrische Strom-Spannungsmessungen unter Freifeldbedingungen soll der sogenannte Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) [2, 3] sein. Im Projekt ist es geplant den SRA, welcher für Einzelmodule schon sehr erfolgreich eingesetzt werden konnte [2, 3], nun auch für eine Anwendung auf Modulstränge auszuwickeln. Basis jeglicher akkuraten elektrischen Messung ist dabei die exakte Bestimmung des Kurzschlussstroms I_{sc} . Die Messung des Kurzschlussstroms erfolgt in unserem Konzept mit Hilfe eines 2-achsigen-Modultrackers (siehe Abb. 5). Die exakte Strommessung erfolgt durch Shunt-Widerstände, sowie zusätzlich durch eine Milliampere-Stromzange. Dabei können sowohl Einzelmodule, als auch Modulstränge vermessen werden. Des Weiteren erfolgt die Erfassung der Modultemperatur (T_{meas}), der Bestrahlungsstärke in der Modulebene (G_{meas}) und des Spektrums ($E_{meas}(\lambda)$). Die Nutzung des nachgeführten Systems ermöglicht es, die Messung bei senkrechter Inzidenz der direkten Sonnenstrahlung (kontrolliert durch einen Lichtzeiger) und nahe der Standardtestbedingungen (STC) durchzuführen.

Der so gemessene Kurzschlussstrom $I_{sc, meas}$ wird im Anschluss durch Formel (1) auf den STC-Wert $I_{sc, STC}$ umgerechnet [3, 4].

$$I_{sc, STC} = I_{sc, meas} \cdot M_G \cdot M_T \cdot MMF \quad (1)$$



Abb. 5: Stationärer 2-Achsiger-Modultracker der HS-Coburg mit Pyranometer und Spektrometer in Modulebene

Dabei werden die unterschiedlichen Abweichungen der Bedingungen durch entsprechende Korrekturfaktoren korrigiert. Der Faktor für die Korrektur der Bestrahlungsstärke ergibt sich dabei aus Formel (2):

$$M_G = \frac{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{G_{\text{meas}}} \quad (2)$$

Neben der Bestrahlungsstärke wird auch die Temperaturabweichung von STC mittels Temperaturkoeffizient α durch M_T der Formel (3) korrigiert.

$$M_T = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{100\%} \cdot (T_{\text{meas}} - 25^\circ\text{C})} \quad (3)$$

Schließlich wird mit einem Korrekturfaktor MMF die eventuell vorhandene spektrale Abweichung von STC, gemäß Formel (4) korrigiert. In Formel (4) wird das Verhältnis des Standardspektrums und des gemessenen Spektrums mit der Spektralen Response des untersuchten Moduls (SR) gefaltet. Formel (4) berücksichtigt zudem die Normierung des gemessenen Spektrums auf 1000 W/m^2 .

$$\text{MMF} = \frac{\int \text{SR}(\lambda) \cdot E_{\text{AM1.5}}(\lambda) d\lambda}{\int \text{SR}(\lambda) \cdot E_{\text{meas}}(\lambda) d\lambda} \cdot \frac{G_{\text{meas}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (4)$$

Abbildung 6 zeigt exemplarisch ein gemessenes Sonnenspektrum im Vergleich zum AM1.5-Spektrum und den geringen Bedarf zur Korrektur. Zusätzlich ist hierbei beispielhaft die SR eines CdTe-Moduls aufgetragen.

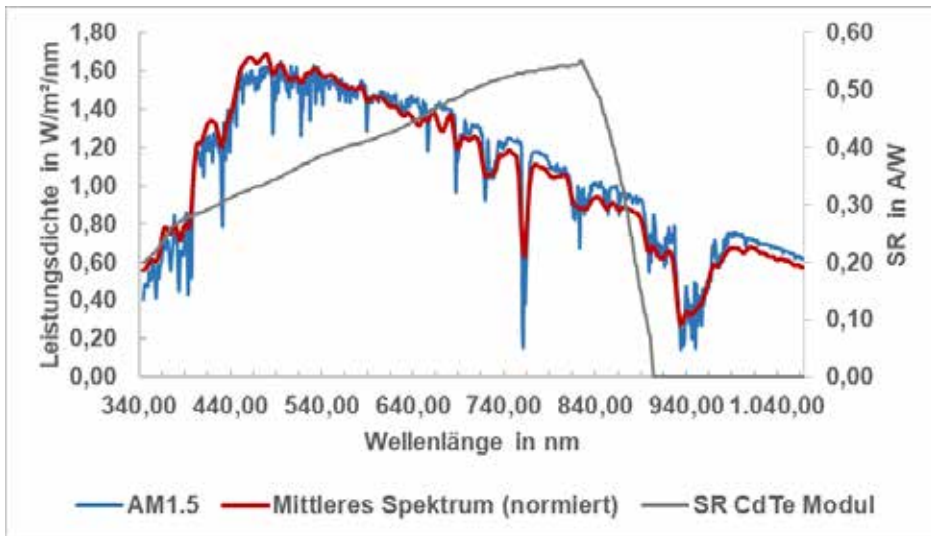


Abb. 6: Messung des Sonnenspektrums für Korrekturfaktoren auf AM1.5 (Mittelung über 5 Messungen in 30min)

Um den gemessenen und mit den Gleichungen (1) bis (4) korrigierten Kurzschlussstrom zukünftig auch auf einen ganzen Modulstrang übertragen zu können, müssen die lokalen Bedingungen des Modulstrangs ermittelt werden: Neben der Ausrichtung der Module (inklusive Variationen der Ausrichtung) werden zukünftig auch mögliche Inhomogenitäten der Bestrahlungsstärke und der Modultemperatur erfasst. Dazu wird ein verteiltes Netz von Sensoren zum Einsatz kommen. Zur Berücksichtigung der Ausrichtung des Modulstrangs zur direkten Sonneneinstrahlung wird es notwendig sein, die sogenannte „Angle of Incidence“ – Charakteristik (AOI) messtechnisch zu erfassen. Abbildung 6 zeigt exemplarisch experimentelle Daten der AOI unterschiedlicher Modultechnologien.

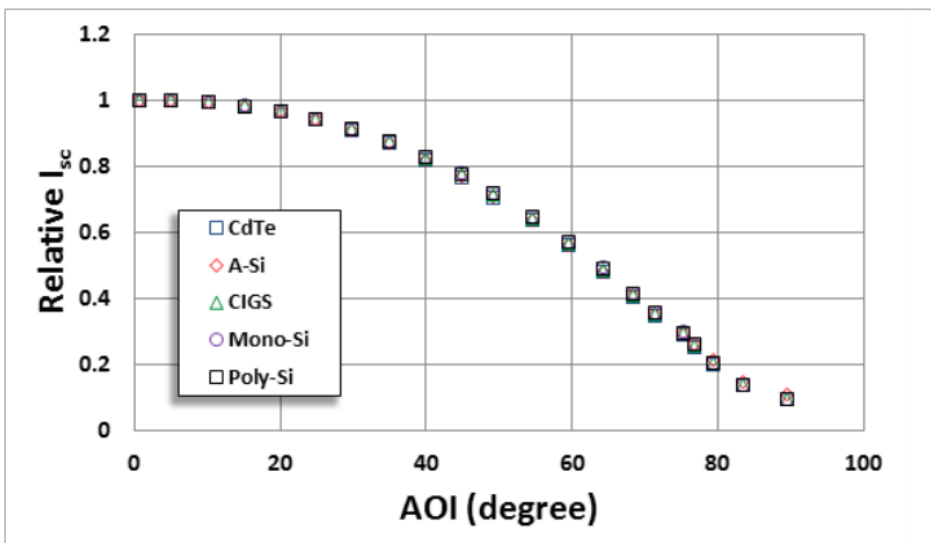


Abb. 7: Relativer I_{sc} in Abhängigkeit des AOI für verschiedene Modultechnologien [5]

Um möglichst alle Einflussfaktoren auf die AOI (z.B. Verschmutzung der Oberfläche) zu berücksichtigen wird die AOI zukünftig im Freifeld direkt am Ort des PV-Generators mittels eines mobilen Trackersystems experimentell bestimmt. Für diesen Zweck wurde ein sogenannter Widerstandsmesskoffer für die $I_{sc, meas}$ -Bestimmung erstellt, mit dem automatisiert und sehr präzise der Kurzschlussstrom eines Referenzmoduls (dem Modulstrang entnommen) in Abhängigkeit des Winkels bestimmt werden kann. Für die Strommessung werden vier Messshunts (0.015, 0.025, 0.1 und 0.68 Ω) für unterschiedliche Messbereiche (bis zu 20A) verwendet. Durch den Einsatz eines 24-Bit-Spannungsmessmoduls kann der Strom mit einer Unsicherheit von weniger als ± 5 mA auf zwei Dezimalstellen genau bestimmt werden.

3. Freifeld-Strom-Spannungsmessungen und Ertragssimulationen

Neben der exakten Kurzschlussstromkalibrierung hängen die Genauigkeit des SRA und die Ergebnisse der elektrischen Analyse natürlich auch von exakten Strom-Spannungsmessungen (IV) im Freifeld ab. Messtechnisch erfolgt hierbei die Erfassung der IV-Kennlinien über einen Kennlinienanalysator, welcher für einen möglichst dauerhaften Betrieb unter harschen Outdoorbedingungen bei hoher Repetition der elektrischen Messungen geeignet ist. Bei den Messungen werden die wesentlichen Modulparametern der IV-Kennlinien aufgezeichnet, gespeichert und mit Zeitstempel tabelliert (siehe Abb. 8). Derzeit ist der SRA noch nicht implementiert und die Daten der elektrischen Messungen werden bisher (wie es für Freifeldmessungen gängige Praxis ist) durch eine Korrektur der IV-Kennlinien auf Normbedingungen umgerechnet, was für eine gute Abschätzung der elektrischen Daten von Modulsträngen genügt. In Abbildung 8 sind Kennlinien eines Modulstranges einer PV-Anlage mit Standort in Coburg zu sehen. Dieser besteht aus 15 Modulen des Typs Kyocera 158 mit einer herstellerseitig angegebenen Nenn-Peakleistung von 2370,0 W. Durch die o.g. Korrekturrechnungen auf STC konnte eine Leistung des Modulstrangs von 2222,1 W ermittelt werden, was einem Leistungsdefizit von ca. 6 % entspricht, was für eine PV-Anlage mit 15-jähriger Betriebszeit durchaus akzeptabel erscheint.

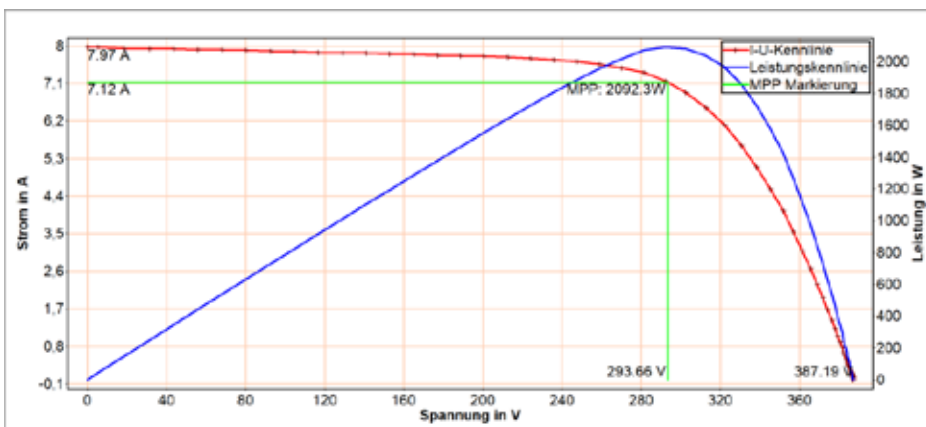


Abb. 8: Darstellung einer Modulstrang-IV-Kennlinienmessung

Für diese untersuchte PV-Anlage wurde folgend eine Ertragsanalyse mittels des Programms PVsyst durchgeführt (siehe Abb. 9). Als elektrische Eingabeparameter für die Simulation kamen dabei die Datenblattangaben des Herstellers zur Anwendung. Die Simulation basiert darüber hinaus auf den realen Wetterdaten der nächsten verfügbaren Wetterstation in Würzburg der vergangenen Jahre. Das am Standort vorliegende Verschattungsszenario wurde dabei abgebildet und bei der Simulation berücksichtigt. Die Abweichungen der einzelnen Jahre zwischen Simulation Ertragsdaten liegen zwischen 3,68 % und 10,98 %. Es zeigt sich, dass die untersuchte Anlage im Freifeld zwischen 2004 und 2016 in Summe über den betrachteten Zeitraum einen Minderertrag von 6,65 % im Vergleich zur

idealen, nicht degradierten Anlage aufweist, was mit Bezug zur vorgenommenen elektrischen Messung plausibel erscheint.

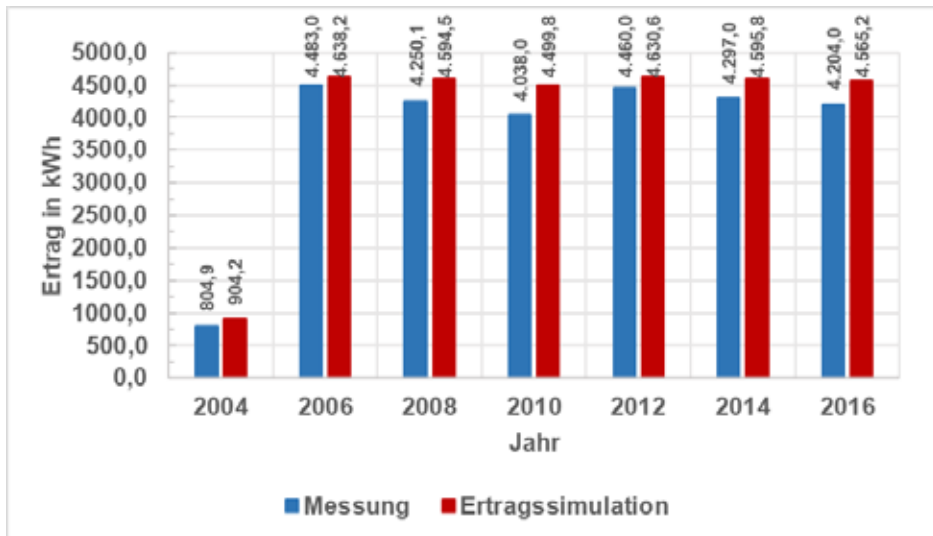


Abb. 9: Ertragssimulation für eine Coburger PV-Anlage im Vergleich zu gemessenen Ertragsdaten (simuliert auf Basis von IV-Nenndaten)

Zur Erhärtung dieser Korrelation wurde die Ertragsanalyse der PV-Anlage mit den experimentell bestimmten Messdaten durchgeführt, wobei die auf STC korrigierten elektrischen Messdaten der PV-Anlage verwendet wurden. Aus Abbildung 10 geht hervor, dass die Simulation nun erwartete Erträge der PV-Anlage erzeugt, welche in Bezug zu den gemessenen Erträgen zwischen 0,32 % und 4,72 % differieren. Da nun nicht wie in der oberen Simulation lediglich Mindererträge, sondern auch Mehrerträge festgestellt werden können, ergibt sich in Summe über alle Jahre ein geringfügiger Mehrertrag der Anlage von 0,13 %.

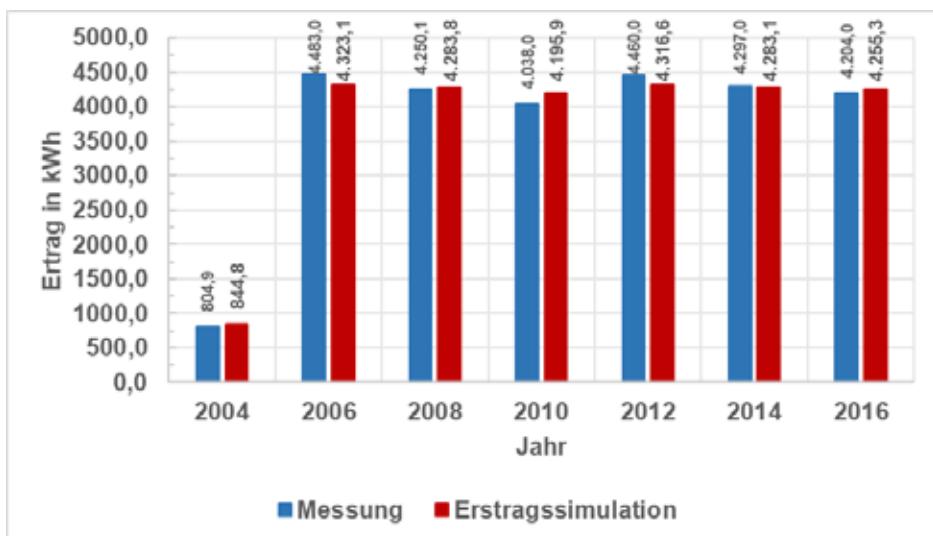


Abb. 10: Ertragssimulation für eine Coburger PV-Anlage im Vergleich zu gemessenen Ertragsdaten (simuliert auf Basis von IV-Messdaten)

Kritisch anzumerken ist, dass die interne Korrekturrechnung des Kennlinienanalysators zu STC eine Messunsicherheit von $\pm 5\%$ aufweist, welche zuzüglich weiterer Messunsicherheiten der meteorologischen Daten (Bestrahlungsstärke- und Temperatursensoren) weiter steigt.

Ziel des Projektes ist es, diese Messunsicherheiten mit Hilfe des oben erwähnten SRA deutlich zu reduzieren. Der SRA hat sich für Freifeldanalysen einzelner Module bereits bewährt und bietet die Möglichkeit, diese mit nahezu Laborgenauigkeit zu analysieren. Innerhalb des weiteren Projektverlaufs soll der SRA daher auf die Anwendung von ganzen Modulsträngen erweitert werden, um insbesondere die Daten der elektrischen Messung zu präzisieren.

4. Stand der Projektbearbeitung und zukünftige Ziele

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Ziele des ersten Projektabschnitts erreicht worden sind. Es wurden die drohnenbasierten IR-Thermografie und notwendigen elektrischen Messinstrumente in Betrieb genommen und die Beriebstauglichkeit konnte durch erste Messkampagnen validiert werden. Im kommenden Projektabschnitt liegt der Fokus der experimentellen Arbeiten auf der Erfassung der Inhomogenitäten von Bestrahlungsstärke und Temperatur bei synchroner Erfassung der elektrischen IV-Kenngrößen der Modulstränge von PV-Generatoren. Zudem werden noch weitere Verbesserungen für die der Kurzschlussstromkalibrierung der entnommen Einzelmodule (AOI-Bestimmung) fortgeführt und es wird die Übertragung der Kalibrierung auf Modulstränge entwickelt. Die Weiterentwicklung des SRA von Modulen auf Modulstränge wird vorangetrieben. Das Zusammenspiel des gesamten Messkonzeptes soll durch Messkampagnen an Testanlagen in Verbindung mit eingebrachten definiert degradierten Modulen getestet und validiert werden.

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

- [1] Buerhop C. et al. (2016): aIR-PV-check: A quality inspection of PV-power plants without operation interruption In: IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference, 16484035. DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749909
- [2] Mohring H.-D., Stellbogen D., Geyer D., Lechner P., (2011): Comparative Assessment of Different Thin Film Technologies from Outdoor I-V Characteristics In: 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4AV.2.46 pp. 3625 - 3628.
- [3] Hüttl, B.; Gottschalk, L.; Schneider, S.; Pflaum, D.; Schulze, A. (2019): Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions. In: *Solar Energy* 177, S. 737–745. DOI: 10.1016/j.solener.2018.12.002.
- [4] Wachter M., Gottschalk L., Simmler M., Schulze A, Becker F., Sayala M., Hüttl B. (2016): Short Circuit Current Measurements at Clear-Sky Conditions on Photovoltaic Modules: Basic for a Reliable Self-Reference Algorithm In: 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 5BV.4.16
- [5] Knisely, B.; Janakeeraman, S. V.; Kuitche, J.; TamizhMani, G. (2013): Validation of IEC 61853-2 standard (Draft): Angle of incidence effect on photovoltaic modules. In: IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 16 - 21 June 2013, Tampa, Florida, S. 675–680. DOI: 10.1109/PVSC.2013.6744239

Degradationsuntersuchungen an Cadmiumtellurid-PV-Modulen im Rahmen des Projektes PV-FeldLab

Lukas Gerstenberg, Amélie Oberdorfer, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinkel

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

Abstract

Für eine reproduzierbare Vermessung der Strom-Spannungs- (IV) Kennlinie von Cadmiumtellurid- (CdTe) Dünnschicht-PV-Modulen müssen diese vor der Messung stabilisiert werden. Der in DIN EN 61215-1 definierte Ansatz zur Stabilisierung wird vorgestellt und eine daraus abgewandelte Methode auf ihre Verlässlichkeit hin überprüft. Es zeigt sich, dass bereits nach einer Bestrahlungsdauer von acht Stunden bei 1000 W/m^2 (8 kWh/m^2) und einer Temperatur von 75 °C ein stabiler Modulzustand erreicht ist.

Bei Untersuchungen zur potentialinduzierten Degradation (PID) wird der fließende Leckstrom als ein Indikator für eine voranschreitende Schädigung der Module verwendet. Im zweiten Teil wird eine Methode zur Bestimmung der Leckstropfpfade vorgestellt. Für die verwendeten Superstrat Glas-Glas-Module fließt der wesentliche Anteil des Gesamtleckstroms durch das Frontglas. Die Bestimmung der Leckstropfpfade dient als Voruntersuchung für zukünftig folgende Freifeld- sowie Klimakammeruntersuchungen.

1. Einleitung

Die Leistung von Photovoltaik- (PV) Modulen wird in Form einer linear abnehmenden Leistungsgarantie seitens der Hersteller abgesichert. Dabei wird nach zehn Jahren Betrieb noch eine maximale Modulleistung von 90 Prozent und nach 20 Jahren noch eine maximale Modulleistung von 80 Prozent, bezogen auf die maximale Leistung im Auslieferungszustand, garantiert. Für eine Vermessung der IV-Kennlinie von PV-Modulen werden diese üblicherweise vom jeweiligen Einsatzort, sei es eine Dach- oder Freifeldanlage, zu einem Labor transportiert. Hier können reproduzierbar IV-Kennlinien, Elektrolumineszenzaufnahmen und weitere Messungen durchgeführt werden. Nach Durchführung aller Messungen werden die Module zum Einsatzort zurücktransportiert und wieder am PV-Generator montiert. Diese Prozedur verursacht neben hohen Kosten für den Transport und die Handhabung aller Module einen Ausfall des PV-Generators. Ziel des Projektes PV-FeldLab (Photovoltaik Feldlabor) ist die Entwicklung eines Gesamtkonzeptes zur reproduzierbaren Vermessung ganzer PV-Generatoren im Freifeld, wobei die Messung mit Laborgenauigkeit durchgeführt werden sollen.

An der Hochschule Coburg (HSCo) wird die Messtechnik zur Vermessung von PV-Strings weiterentwickelt. Hinzu kommt die Untersuchung der Korrelation zwischen String-IV-Messung und Thermographieaufnahmen von PV-Generatoren. An der Hochschule Nordhausen (HSN) wird die Alterung von PV-Modulen und Strings untersucht, um durch die Kenntnis des Alterungsverhaltens einen Rückschluss auf den Modulzustand zu schließen. Mit Hilfe von Freifelduntersuchungen und beschleunigten Degradationstests im Labor kann eine Bestimmung der Lebensdauer sowie eine genaue Analyse des Modulzustands erfolgen. Ebenfalls ist hier die Unterscheidung zwischen Degradation und metastabilen Zuständen bei Dünnschichtmodulen von großem Interesse. Durch eine Zusammenführung der Arbeiten beider Hochschulen wird es ermöglicht, bestehende Großanlagen mittels Freifeldmessungen in Gänze zu analysieren und schadhafte Module zu lokalisieren.

2. Metastabile Zustände von CdTe-Dünnschicht-PV-Modulen

Dünnschicht-PV-Module, insbesondere Cadmiumtellurid (CdTe) Dünnschicht-PV-Module weisen zeitlich instabile Modulparameter auf. Dies äußert sich vor allem in einer Veränderung der Leerlaufspannung von bis zu 9 Prozent und einer Änderung der Modulleistung von bis zu 20 Prozent [1]. Erschwerend kommt hinzu, dass neben den Modulparametern auch die Temperaturkoeffizienten für eine Umrechnung der IV-Kennlinie auf andere Temperaturen und Bestrahlungsstärken abhängig vom Modulzustand um bis zu 50 Prozent schwanken können [2]. Diese Metastabilen Zustände werden durch eindringendes Kupfer verursachte Defektstellen im CdTe-Absorber begründet, die eine Verschlechterung des Wirkungsgrades verursachen [3].

Für die Stabilisierung von PV-Modulen vor einer IV-Messung gibt es im Wesentlichen zwei Möglichkeiten. Beim Lightsoaking werden PV-Module bei einer definierten Temperatur und einer definierten Bestrahlungsstärke so lange bestrahlt, bis sich die Modulparameter nicht weiter verändern. Ähnliche Effekte lassen sich durch Bestromung der Module in Durchlassrichtung erzielen.

2.1 Lightsoaking

Eine allgemeine Vorgabe für das Lightsoaking ist in DIN EN 61215-1:2017 [4] gegeben. Die Parameter für die Bestrahlung sind wie folgt definiert:

- $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- $\vartheta_m = 50 \text{ °C}$
- $E = 43 \text{ kWh/m}^2$
- $\Delta P < 2 \%$
- Modulklemmen offen

Hierbei ist G die Bestrahlungsstärke, ϑ_m die Modultemperatur, E die Bestrahlungsmenge und ΔP die Leistungsänderung zwischen den Messungen. Das zu stabilisierende Modul wird zunächst im Anfangszustand vermessen. Anschließend erfolgt die Bestrahlung bei den gegebenen Parametern. Nach einer Bestrahlungseinheit von 43 kWh/m^2 wird das Modul auf 25 °C abgekühlt und erneut die IV-Kennlinie gemessen. Der Leistungsunterschied zur vorherigen Messung wird nach Gleichung (Gl.) (1) bestimmt. Die Prozedur wird so häufig wiederholt, bis die geforderte Leistungsänderung unterhalb des geforderten Wertes liegt.

$$\Delta P = \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{mean}} \quad (1)$$

In den technologiespezifischen Teilen der Norm sind angepasste Kennwerte für unterschiedliche Technologien genannt. Für CdTe-PV-Module sind die Kennwerte nach DIN EN 61215-1-2 [5] definiert:

- $G = 1000 \text{ W/m}^2$
- $\vartheta_m = 50 \text{ °C}$
- $E = 20 \text{ kWh/m}^2$
- $\Delta P < 2 \%$
- Modulklemmen offen
- STC Messung 30 bis 60 Minuten nach Stabilisierung

Im Gegensatz zur allgemeinen Beschreibung der Stabilisierung ist im technologiespezifischen Teil für CdTe-PV-Module die Zeit zwischen der Bestrahlung und der STC-Messung genau definiert. Eine Messung der IV-Kennlinie darf frühestens 30 Minuten nach der Bestrahlung erfolgen und muss spätestens 60 Minuten nach der Bestrahlung erfolgen. Hierdurch wird eine Abkühlung des Moduls innerhalb der 30 Minuten ermöglicht. Weiterhin wird sichergestellt, dass das Modul nicht beliebig lange dunkel gelagert wird, bis es vermessen wird.

Häufig weichen die Herstellerempfehlungen für die Stabilisierung der Module von der vorgestellten Norm ab. Im Falle der hier verwendeten CdTe-Module werden folgende Parameter zur Stabilisierung der Module empfohlen:

Tab. 1: Herstellerempfehlung für die Stabilisierung von CdTe-Modulen

Parameter	Einheit	Minimum	Median	Maximum
Temperatur	°C	70	75	80
Zeit	h	36	40	44
Strom	A	0	0	0
Bestrahlungsstärke	W/m ²	800	1000	1050
Temperaturhomogenität	%	0	2,5	5
Lichthomogenität	%	0	5	10

Für die Vermessung der IV-Kennlinien mehrerer Module einer Versuchsreihe ist eine zügige Stabilisierung notwendig, um den Zeitaufwand der Messreihen nicht weiter zu verlängern. Es muss das Optimum aus Stabilität der Kennwerte und dem minimalen Zeitaufwand gefunden werden. Hierzu wurden CdTe-Module bei der empfohlenen Temperatur von 75 °C und der empfohlenen Bestrahlungsstärke von 1000 W/m² in Abschnitten von 4 kWh (entspricht vier Stunden Bestrahlung) bestrahlt und anschließend die Kennlinie bei STC gemessen. Die gemessenen IV-Kennlinien sind beispielhaft für das Modul M2 in Abbildung (Abb.) 1 dargestellt.

Tab. 2: Leistungsänderung nach Gl.1 nach jeweils 4 kWh bei Bestrahlung eines CdTe-Dünnschichtmoduls bei 1000 W/m² und 75 °C

Bestrahlungsmenge	4 kWh/m ²	8 kWh/m ²	12 kWh/m ²
ΔP	14,9 %	1,6 %	0,8 %

Die IV-Kennlinie vor der Bestrahlung (rot) zeigt eine Leerlaufspannung des Moduls von 60,1 V. Die maximale Leistung beträgt 103,4 W und der Füllfaktor beträgt 63,9 %. Bereits nach der ersten Bestrahlungseinheit von 4 kWh ist eine Veränderung der Leerlaufspannung auf 63,5 V und eine Zunahme der Leistung auf 120,1 W zu erkennen. Die Änderung der Leistung nach Gl. (1) beträgt hier 14,8 % (Tab. 2). Nach weiteren vier Stunden Bestrahlung, also insgesamt nach acht Stunden Bestrahlung, beträgt die maximale Leistung des Moduls 122,0 W. Die Änderung der Leistung beträgt nun 1,5 %. Wendet man das Abbruchkriterium aus DIN EN 61215-1 an, so gilt das Modul bereits nach acht Stunden als stabilisiert. Bei weiterer Bestrahlung des Moduls für insgesamt zwölf Stunden zeigt sich in der IV-Kennlinie nur noch eine geringfügige Änderung der Leerlaufspannung. Die Leistungsänderung zwischen acht und zwölf Stunden beträgt noch 0,8 %. Für Messungen innerhalb von Versuchsreihen werden alle CdTe-Module für acht Stunden bei 1000 W/m² und 75 °C stabilisiert.

Insgesamt ist ein Abbruchkriterium von 2 % in Frage zu stellen, da nur die wenigsten Messeinrichtungen die Leistung eines PV-Moduls mit einer Messgenauigkeit von unter 2 % messen können.

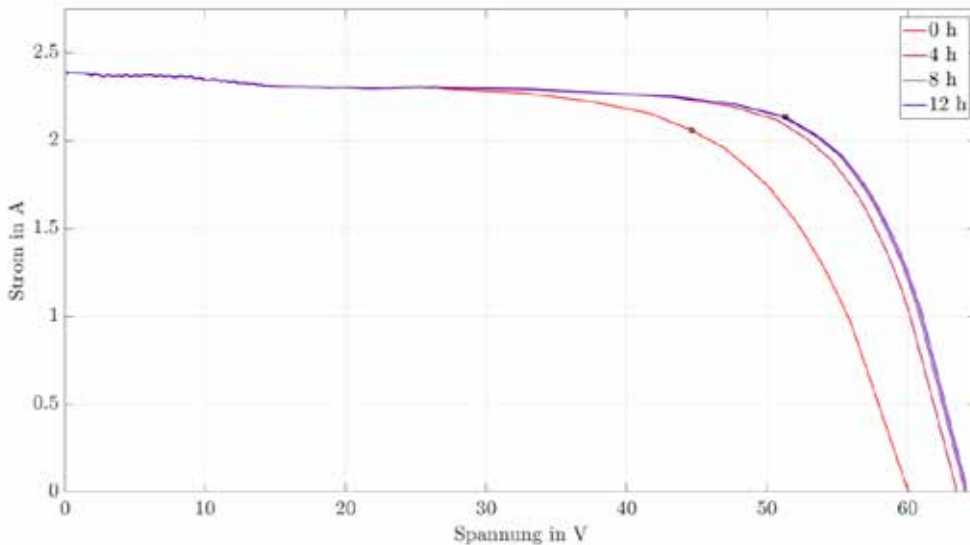


Abb. 1: IV-Kennlinien eines CdTe-Moduls nach jeweils 4 kWh/m² Lightsoaking

2.2 Bestromung

Als Alternative zum zeitintensiven Bestrahlen der Module kann eine Stabilisierung durch Bestromung der Module in Durchlassrichtung erfolgen. In [7] wurde folgender Ablauf untersucht:

- Aufheizen des Moduls auf 85 °C bei <180 K/h
- Beaufschlagung mit dem 0,9 bis 1,0-fachen der Leerlaufspannung für 1,5 h
- Bestromung beenden und Modul auf 25 °C abkühlen mit <180 K/h
- IV-Messung bei STC
- $\Delta P < 2 \%$

Der Ablauf wird wiederholt, bis sich auch hier eine Leistungsänderung von unter 2 % einstellt. Die Ergebnisse in [6] und [7] zeigen eine ähnliche Wirkung der Stabilisierung wie bei der Bestrahlung mit Licht. Allerdings verlieren die Module bei Dunkellagerung schneller und in höherem Maße an Leistung als Module, die durch Bestrahlung stabilisiert wurden. Im Projektverlauf wird dieses Verhalten durch eigene Untersuchungen überprüft. Hierbei wird die Möglichkeit überprüft, Module vor einer IV-Messung im Freifeld elektrisch zu stabilisieren. Sofern dies gelingt, kann eine Umrechnung der IV-Kennlinie auf andere Temperaturen mit geringeren Abweichungen erfolgen.

3. Leckstrompfadanalyse

3.1 Einleitung

Werden Photovoltaikmodule zu einem String in Reihe zusammengeschaltet, entstehen Systemspannungen von bis zu ± 1000 V. Zwischen der Aufständering und den aktiven Schichten eines Photovoltaikmoduls tritt eine Potentialdifferenz auf, die sich abhängig vom Wechselrichtertyp einstellt. Diese Potentialdifferenz verursacht einen Stromfluss I_{leak} , welcher als Leckstrom bezeichnet wird. Der Leckstrom, genauer gesagt die aufsummiert übertragene Ladungsmenge, wird bei Alterungsuntersuchungen als Indikator für eine voranschreitende potentialinduzierte Degradation eines Moduls verwendet.

Bei Superstrat-Dünnschicht-PV-Modulen äußert sich potentialinduzierte Degradation in Form einer TCO-Korrosion. Das transparente leitfähige Oxid (englisch: transparent conductive oxide, TCO) hat bei Superstratmodulen direkten Kontakt mit dem Frontglas. Liegt aufgrund der Anlagentopologie am Modulinneren ein negatives Potential an, so führt dies zu einer Wanderung von positiven Natrium-Ionen aus dem Frontglas in die die TCO-Schicht. Die Natrium-Ionen reagieren mit den freien Elektronen zu elementarem Natrium. Durch die Reaktion mit eindiffundiertem Wasser entsteht Natronlauge, welche

eine sichtbare Korrosion und Ablösung (Delamination) der TCO-Schicht hervorruft. Da nachgewiesen wurde, dass eine Korrelation zwischen der Höhe der beaufschlagten Spannung und dem mit der Degradation einhergehenden Leistungsverlust besteht, wird der Leckstrom als Indikator für das Voranschreiten von Mechanismen potentialinduzierter Degradation angesehen [8].

Es bilden sich verschiedene Pfade innerhalb des Moduls aus, über welche der Leckstrom fließen kann. Verschiedene Faktoren beeinflussen die Pfade. Dazu zählen:

- die Modulbauweise (ob mit Rahmen oder Rahmenlos),
- die Anordnung des Systems (Systemtopologie),
- die Verkapselungsmaterialien und die Antireflexbeschichtung,
- die Erdungsbedingungen des DC-Strangs und des Wechselrichters,
- Temperatur, Feuchtigkeit und Kondensation. [9]

Eine Leckstrompfadanalyse erlaubt eine Aussage über das Schadenspotential der einzelnen Leckstrompfade. Zusammen mit den Degradationsraten von beschleunigten künstlichen Alterungstests im Vergleich zum real auf dem Freifeld gemessenen Leckstrom ist eine Berechnung der Lebensdauer möglich.

3.2 Versuchsaufbau

Untersucht wurden im Rahmen des Projekts PV FeldLab die Leckstrompfade eines CdTe Moduls. Das Modul ist rahmenlos und besitzt eine Kantenversiegelung aus Butyl. In Abb. 2 sind die möglichen Leckstrompfade durch das Glas-Glas-Modul dargestellt. Als Kontaktpunkt für die Spannungsquelle ist eine Klemme eingezeichnet. Der Leckstrompfad I_1 führt von der Modulklemme über das Frontglas in die Zelle. Der Strompfad I_4 führt von der Klemme über das Rückglas durch die Verkapselung in die Zelle. Die Pfade I_2 und I_3 führen von dem Modulrand in die Zelle, wobei I_3 an der Grenzfläche zwischen Frontglas und Verkapselung bzw. Kantenversiegelung verläuft und I_2 sowohl die Kantenversiegelung als auch die Verkapselung durchdringt.

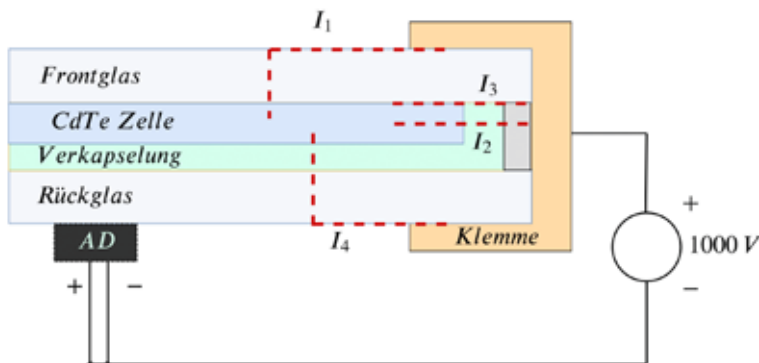


Abb.2: Leckstrompfade durch das Superstrat Glas-Glas-Modul

Zur gezielten Aktivierung der einzelnen Leckstrompfade wird ein Versuchsaufbau mit einem temperierten demineralisierten Wasserbad verwendet. Der Minuspol einer Gleichspannungsquelle wird mit den kurzgeschlossenen Modulklemmen verbunden und der positive Pol der Spannungsquelle wird mit dem Wasserbad verbunden. Der positive Pol des Spannungsnetzteils wird geerdet. Das Modul wird entweder mit dem Front- oder Rückglas oder komplett in das Wasserbad getaucht. Durch die vollflächige Kontaktierung des Frontglases, welche mit der Verwendung von Wasser gewährleistet ist, kann der Strompfad I_1 aktiviert werden, durch die vollflächige Kontaktierung des Rückglases der Leckstrompfad I_4 . Über das vollständige Eintauchen des Moduls lässt sich der Gesamtleckstrom I_{leak} messen. Bei diesem Laboraufbau lassen sich die Ströme über den Modulrand I_2 und I_3 nicht einzeln messen. Die Summe aus I_2 und I_3 ergibt sich nach Gl. (2).

$$I_2 + I_3 = I_{\text{leak}} - I_1 - I_4 \quad (2)$$

Da der Stromfluss temperaturabhängig ist, wird versucht, während der einzelnen Messung eine konstante Temperatur zu halten. Über den Leckstrom der einzelnen Pfade bei unterschiedlichen Temperaturen kann die Aktivierungsenergie E_A der einzelnen Leckstrompfade bestimmt werden. Die Aktivierungsenergie ist die notwendige Mindestenergie, die überschritten werden muss, damit die Reaktionspartner den energetisch günstigeren Zustand einnehmen können. Diese Energiebarriere muss bei vielen chemischen und physikalischen Reaktionen überwunden werden. Wird der Leckstrom logarithmisch über der inversen Temperatur aufgetragen, ist aus der Steigung des Arrheniusgraphen die Aktivierungsenergie ablesbar. Es wurden mehrere Temperaturen zwischen 15 °C und 50 °C eingestellt, um die Temperaturabhängigkeit auswerten zu können.

Die negative Spannung wurde bei der Untersuchung der einzelnen Leckstrompfade jeweils fünf Minuten eingeschaltet, sodass sich ein konstanter Strom einstellen konnte. Eine Kreislampe sorgte für eine gleichmäßige Temperaturverteilung des Wassers und somit für eine homogene Temperatur des Moduls.

3.3 Ergebnisse der Leckstrompfadanalyse

In Abb. 3 sind die verschiedenen Stromverläufe bei einer Modultemperatur von $\vartheta_M = 30\text{ °C}$ dargestellt. Der Strom I_1 durch das Frontglas ist in blau abgebildet. In rot ist der Strom I_4 durch das Rückglas zu erkennen. Über den Gesamtstrom I_{leak} , welcher gelb eingezeichnet ist, sind die Ströme I_2 und I_3 berechenbar. Ein stabiler Strom stellt sich erst nach einigen Minuten ein. Die stationären Stromwerte der einzelnen Messungen sind in Tab. 3 aufgeführt. Es fällt auf, dass der Strom bei Kontaktierung des Rückglases signifikant geringer ist als bei Kontaktierung des Frontglases. Der Strompfad I_1 durch das Frontglas ist demzufolge ausgeprägter als der Strompfad I_4 durch das Rückglas. Zu begründen ist das mit dem Vorhandensein der Verkapselungsfolie. Die Strompfade I_2 und I_3 durch den Rand des Moduls scheinen ein höheres Schadenspotential als der Strompfad I_4 zu haben, wobei dieser Effekt durch wiederholte Messungen zu bestätigen ist.

Tab. 3: Messwerte der Leckströme und Temperaturen bei der Leckstrompfadanalyse eines CdTe-Moduls. Stationärer Wert nach Einschwingvorgang aus Abb. 3

Strompfad	Strom in μA	Temperatur in $^{\circ}\text{C}$
I_{leak}	8,76	34,3
I_1	6,72	33,5
I_4	0,15	33,0
$I_2 + I_3$	1,89	-

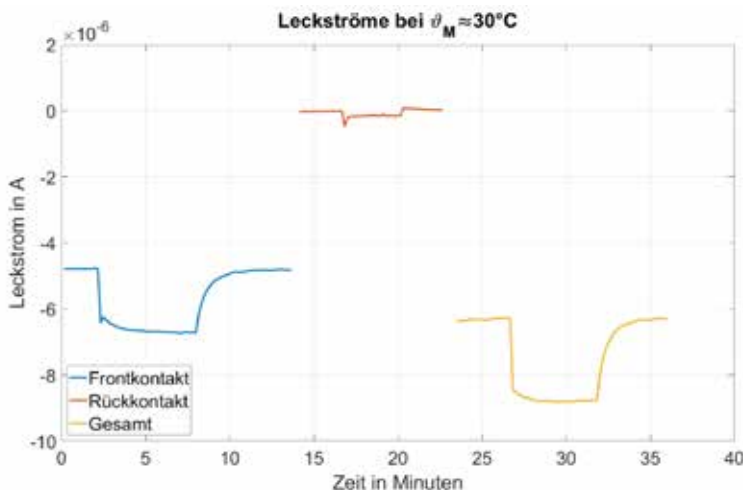


Abb. 3: Leckströme durch das CdTe-Modul. I_1 durch das Frontglas rot. I_4 durch das Rückglas gelb. Gesamtstrom I_{leak} blau

Bei der Installation der Module im Freifeld werden diese von Kautschukklemmen in Aluminiumschienen gehalten. Dabei hat die Klemme Kontakt zu allen Seiten des Moduls, insbesondere dem Frontglas. Die

Größe des Leckstroms bei Kontaktierung mit den Klemmen im Vergleich zum Leckstrom im Laborversuch müssen untersucht werden. Es ist davon auszugehen, dass eine Schädigung des Moduls durch potentialinduzierte Degradation an den Kontaktpunkten zwischen Modul und Klemme beginnt.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Die Untersuchung der CdTe-Module hinsichtlich der Stabilisierung hat gezeigt, dass die Module nach achtstündiger Bestrahlung mit 1000 W/m^2 bei 75 °C stabile Parameter aufweisen. Für zukünftige Laboruntersuchungen wie Klimakammertests und Zwischenmessungen von Modulen aus einem Freifeldaufbau kann so für jedes Modul reproduzierbar in verhältnismäßig kurzer Zeit eine IV-Kennlinie bei STC gemessen werden. Hierbei wird auf eine Umrechnung auf andere Temperaturen verzichtet. Im weiteren Verlauf wird eine Stabilisierung mittels Bestromung untersucht werden. Dieses Verfahren kann direkt im Freifeld eingesetzt werden, um Module vor einer IV-Messung im Freifeld zu stabilisieren. Durch die Leckstrompfadanalyse der CdTe-Module wurde der Leckstrompfad I_1 als wesentlicher Pfad mit dem höchsten Schadenspotential bestimmt. Bei Langzeituntersuchungen im Freifeld und bei beschleunigten Alterungstests in der Klimakammer wird diese Annahme überprüft werden. Weiterhin wird der Leckstromfluss bei einer Kontaktierung mit Modulklemmen ebenfalls im Laboraufbau überprüft und die Abhängigkeit von Temperatur und Feuchtigkeit ermittelt.

5. Literaturverzeichnis

- [1] Cornaro, C. et al.: Outdoor characterization of CdTe technology and seasonal performance analysis at different latitudes in Europe. In: 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2017
- [2] Deline C. et al.: Transient response of cadmium telluride modules to light exposure. In: 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, pp. 3113-3118, 2011
- [3] Guo, D. et al.: Cu Migration and its Impact on the Metastable Behavior of CdTe Solar Cells. MRS Proceedings, 2015
- [4] Norm DIN EN 61215-1:2017. Terrestrische Photovoltaik- (PV) Module – Bauarteignung und Bauartzulassung. Teil 1: Prüfanforderungen
- [5] Norm DIN EN 61215-1-2:2017. Terrestrische Photovoltaik- (PV) Module – Bauarteignung und Bauartzulassung. Teil 1-2 Besondere Anforderungen an die Prüfung von Photovoltaik(PV)-Dünnschichtmodulen aus Cadmiumtellurid (CdTe)
- [6] Deline, C. et al.: Metastable electrical characteristics of polycrystalline thin-film photovoltaic modules upon exposure and stabilization. In: J. Photon. Energy, 2012
- [7] Silverman, T. et al.: Performance Stabilization of CdTe PV Modules Using Bias and Light. 40th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2015
- [8] Lechner, P. et al.: Estimation of time to PID-failure by characterization of module leakage currents. In: Proc. 27th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., 2012, pp. 3152–3156
- [9] Luo, W. et al.: Potential-Induced degradation in photovoltaic modules: A critical review. Energy Environ. Sci., 2016

Messsystem zur Charakterisierung photovoltaischer CdTe-Zellen

D. Pflaum, S. Schneider, R. Arndt*, J. Fritsche*, J. Knothe*, B. Hüttl

Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, 96450
Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, Tel.: 09561 317171,
daniel.pflaum@hs-coburg.de

* TS Solar GmbH, 52070 Aachen, Grüner Winkel 10

Abstract

In diesem Artikel wird ein Messsystem vorgestellt, mit dem verschiedene elektrische und optische Eigenschaften von photovoltaischen Dünnschichtzellen bestimmt werden können. Ziel ist es, zukünftig die Entwicklung von Dünnschicht-Zelltechnologien mit den hier vorgestellten Analysemethoden zu begleiten und zu unterstützen. Photovoltaische Dünnschichtzellen direkter Halbleiter können optisch mit dem Verfahren der zeitaufgelösten Photolumineszenz (TRPL) charakterisiert werden, wobei die Lebensdauer der Minoritätsladungsträger und das Emissionsspektrum der Bandkantenemission bestimmt werden. Die elektrischen Messungen basieren auf Stromdichte-Spannungsmessungen (JV-Messungen) und auf Kapazitäts-Spannungsmessungen (CV- bzw. DLCP-Messungen). Mit diesen Methoden können verschiedene elektrische Parameter photovoltaischer Zellen überwacht werden.

1. Einleitung

Mit der Erzeugung von 45,75 TWh elektrischer Energie pro Jahr zählt die Photovoltaik in Deutschland mit zu den wichtigsten Produzenten erneuerbarer Energien [1]. Kristallines Silizium (c-Si) ist das am stärksten verbreitete Zellmaterial der Photovoltaik. Alternativ setzen sich zunehmend Dünnschichtmaterialien wie Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) in der technologischen und kommerziellen Verbreitung durch. In den vergangenen Jahren haben sich deren Zellwirkungsgrade deutlich gesteigert, auf 22,1% für CdTe und 23,4% für CIGS [2]. Die Dünnschichttechnologien sind insbesondere vorteilhaft, da sie geringere Herstellungskosten in der großtechnischen Produktion und einen geringen CO₂-Fußabdruck aufweisen.

Es besteht das Ziel, den Wirkungsgrad von Dünnschichtzellen weiter in Richtung des physikalischen Limits (ca. 29%) [4] zu entwickeln. Ein großes Potential liegt in der Erhöhung der Leerlaufspannung und der damit verknüpften Lebensdauer der Minoritätsladungsträger und des Kurzschlussstroms [3]. Die in diese Entwicklungen involvierten Firmen und Institute bearbeiten derzeit verschiedene Technologieschwerpunkte. Das Messsystem, welches in diesem Beitrag vorgestellt wird, ist sehr gut geeignet, solche technologischen Entwicklungsschritte messtechnisch zu begleiten. In diesem Beitrag werden exemplarisch CdTe-Dünnschicht untersucht. CdTe ist ein direkter Halbleiter mit einer Bandlückenenergie von etwa 1,49 eV und einem entsprechend hohen Absorptionskoeffizienten von mehr als 10⁴ cm⁻¹, was relativ geringe Absorberschichtdicken im Mikrometerbereich gestattet [5]. Typischerweise werden CdTe-Zellen in Superstrat-Anordnung hergestellt, basierend auf einer Heterostruktur (n⁺p) mit einer submikrometerdicken Fensterschicht (z.B. CdS) und der bereits erwähnten p-leitenden CdTe-Absorberschicht.

2. Zeitaufgelöste Photolumineszenz und Bestimmung der Minoritätsladungsträgerlebensdauer

Die Bestimmung der Lebensdauer der Minoritätsladungsträger im p-leitenden Absorber ist mittels der „Time-Resolved-Photoluminescence“ (TRPL) möglich. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau des TRPL-Messsystems. TRPL-Messungen basieren auf der optischen Anregung photovoltaischer Zellen mit schwachen und sehr kurzen Laserpulsen (< 90 ps). Die optische Anregung erzeugt im Absorber der photovoltaischen Zellen Ladungsträger bzw. Elektronen-Loch-Paare. Die Lebensdauer dieser Minoritätsladungsträger τ_n entspricht dabei der Summe der reziproken Zeitkonstanten verschiedener involvierter Rekombinationsprozesse [6]. Bei schwacher Anregung werden die

Lebensdauern der nichtstrahlenden Shockley-Read-Hall-(SRH) Rekombination und der strahlenden Rekombination der Elektron-Loch-Paare an der Bandkante (= Photolumineszenz oder PL) relevant. Die Lebensdauern beider Rekombinationsprozesse unterscheiden sich um mehrere Größenordnungen und die Gesamtlebensdauer τ_n wird in Folge von der SRH-Rekombination dominiert, es wird daher: $\tau_n \approx \tau_{SRH}$. Es werden Lebensdauern im Bereich von 0,1 bis 30 ns erwartet [6].

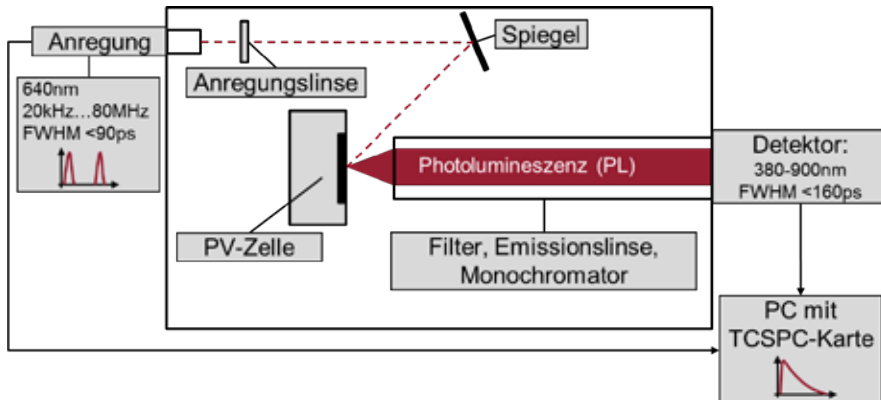


Abb. 1: Schematischer Aufbau des TRPL-Messsystems

Die messbare PL oder TRPL der strahlenden Bandkantenemission ist relativ schwach, daher ist das Messkonzept der TCSPC (time correlated single photon counting) sinnvoll einsetzbar, siehe Abb. 1. Das Prinzip basiert auf einer moderaten Einstellung der Laserpulsenergie, sodass höchstens ein PL-Photon den Detektor (Photomultiplier) pro Anregungspuls erreicht. Typischerweise wird diese Bedingung eingehalten, wenn bei etwa nur fünf Prozent der Laserpulse ein Photon erzeugt wird [7]. Folgend wird lediglich der Zeitpunkt des Eintreffens einzelner Photonen im Bezug zu den anregenden Laserpulsen mit der TCSPC-Karte gemessen (Abb. 1). Die Gesamtheit sämtlicher registrierten Eintreffzeiten der einzelnen Photonen wird schließlich in einem Histogramm zusammengefasst und dargestellt. Der resultierende Verlauf des PL-Signals entspricht dabei der SRH-dominierten Lebensdauer der Ladungsträger [6].

Die zeitliche Auflösung des Messverfahrens wird durch Entfaltung weiter gesteigert. Dazu wird die Apparatefunktion des Messsystems (IRF: instrument-response-function) unabhängig von der PL gemessen (siehe Abb. 2) und schließlich per „iterative reconvolution“ korrigierend einbezogen [7]. Auf diese Weise ist es möglich Lebensdauern zu bestimmen, welche nur 1/5 der IRF betragen. Die Zeitauflösung des genutzten Messsystems beträgt etwa 70 ps. Beim Verfahren „iterative reconvolution“ wird die gemessene TRPL durch Faltungsoption der IRF mit einer theoretischen Abklingkurve eines relevanten physikalischen Modells bestmöglich nachgebildet und angepasst.

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

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

Abb. 2 zeigt die TRPL und die IRF einer exemplarischen PL Messung an einer CdTe-PV-Zelle. Zusätzlich sind in Abb.2 die Lebensdauern τ_n der SRH-dominierten Rekombination (Minoritätsladungsträgerlebensdauer) und der Felddrift-Reduktionszeit τ_d durch exponentielle Anpassung hervorgehoben und dargestellt. Im Rahmen des durchgeführten Messprogramms wurden Minoritätsladungsträgerlebensdauern im Bereich von 0,5 bis 10 ns je nach Herstellungsprozedur der PV-Zellen gefunden. Es wurde eine Korrelation zwischen den Abklingzeiten τ_n und den elektrischen Parametern Leerlaufspannung V_{oc} und Füllfaktor FF gefunden.

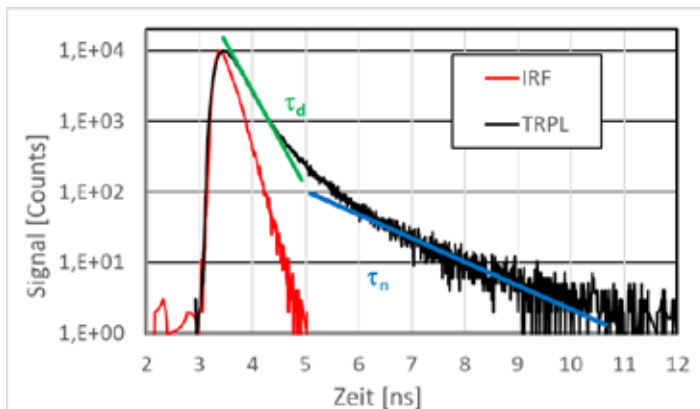


Abb. 2: Darstellung einer exemplarischen TRPL einer CdTe-PV-Zelle (schwarz) und der IRF des Messsystems (rot); Hervorhebung der exponentiell angepassten Rekombinationszeiten τ_n und τ_d des physikalischen Modells

3. Elektrische Messungen an den CdTe-Zellen

Photovoltaische Zellen können mit elektrischen Untersuchungsmethoden grundlegend charakterisiert werden. Die bevorzugten Methoden sind Strom-Spannungs- (IV) bzw. Stromdichte-Spannungs-Messungen (JV) und Kapazitäts-Spannungs-Messungen (CV) bzw. auch Drive-Level-Capacitance-Profiling-Messungen (DLCP). In Abb. 3 (links) wird dargestellt, dass die elektrischen Messungen mit Hilfe der Vierleitermessung durchgeführt werden, um die parasitären Einflüsse der Leitungs- und Kontaktierungswiderstände zu eliminieren. Da die zu detektierenden Ströme bis in den Nanobereich fehlerfrei aufgelöst werden sollen, werden die Zuleitungen (weitgehend) mittels TRIAX-Konzept geschirmt. Essentiell ist zudem eine zerstörungsfreie und punktgenaue elektrische Kontaktierung der druckempfindlichen photovoltaischen Zellen, siehe Abb.3 rechts. Die in Abb.3 dargestellte Probenhalterung wird in die Probenkammer des oben beschriebenen optischen Messsystems integriert. Das optische Messsystem enthält, neben den in Abb. 1 dargestellten Komponenten, zusätzlich noch eine Xe-Lampe, welche die photovoltaische Zelle definiert zu bestrahlen vermag. Somit sind sowohl elektrische Dunkel- als auch Hellmessungen möglich.

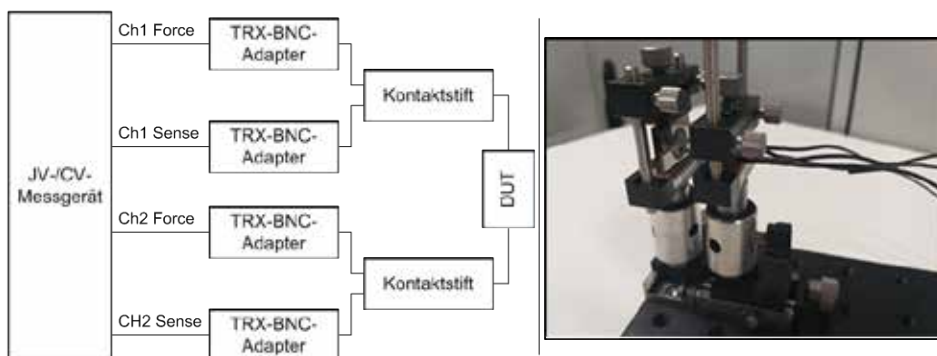


Abb. 3: Stromlaufplan und mechanischer Aufbau für elektrische Messungen

Für IV- bzw. JV-Messungen legt das sogenannte Sourcemeter eine Spannungsrampe an die zu untersuchende PV-Zelle und der resultierende Strom bzw. die resultierende Stromdichte wird vermessen. Aus den aufgezeichneten IV- bzw. JV-Kennlinien können verschiedene Kenngrößen der photovoltaischen Zellen hergeleitet werden. Die Parameterbestimmung wird zudem durch mathematische Anpassungen simulierter Kennlinien auf Basis von z.B. einem Zwei-Dioden-Modell nach Gleichung (2) an die gemessenen Kennlinien unterstützt [8, 9]:

$$I(V) = I_{ph} - I_{01} \cdot \left[\exp \frac{e \cdot (V + I \cdot R_s)}{n_1 \cdot kT} - 1 \right] - I_{02} \cdot \left[\exp \frac{e \cdot (V + I \cdot R_s)}{n_2 \cdot kT} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (2)$$

Wesentliche Parameter der Gleichung (2) und der experimentellen und analytischen Bestimmungen sind der Photo- oder Kurzschlussstrom I_{ph} , die Idealitätsfaktoren n_1 und n_2 , die Sättigungsströme I_{01} und I_{02} , der Serienwiderstand R_s , der Parallelwiderstand R_p , die Leerlaufspannung V_{oc} , der Füllfaktor FF, die maximale Leistung P_{mpp} und der Wirkungsgrad η . In Gleichung (2) sind noch die bekannten Naturkonstanten der Elementarladung e und der Boltzmannkonstante k und die verwendete Temperatur aufgeführt. In Abb. 4 ist exemplarisch eine JV-Hellkennlinie einer CdTe-PV-Zelle dargestellt. Aus solchen Kennlinien können unmittelbar V_{oc} , J_{ph} , FF und der Wirkungsgrad abgelesen werden. Die Verfolgung dieser unmittelbar zugänglichen Parameter ist sehr gut geeignet die Herstellung der Technologie zu optimieren.

Ein weiterer relevanter Aspekt für Dünnschicht-PV-Zellen ist die Lichtvorbehandlung der Zellen vor der elektrischen Analyse (Light Soaking bzw. LS). Diese Lichtvorbehandlung ist relevant, um unter Laborbedingungen die Bestrahlungsbedingungen des Freifeldes sicherzustellen. Der physikalische Effekt des LS, welcher bei den Dünnschichttechnologien CdTe und CIGS vorteilhaft wirksam ist, wird seit geraumer Zeit untersucht und wird durchaus verschieden interpretiert, z.B. [10]. Die Hellkennlinie der Abb. 4 wurde nach LS aufgenommen.

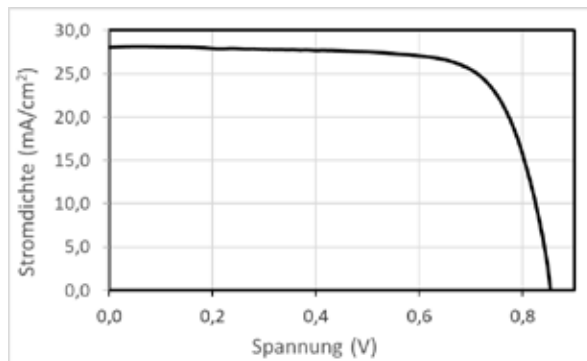


Abb. 4: Darstellung einer exemplarisch aufgenommenen Hell-JV-Kennlinie einer CdTe-PV-Zelle nach Light Soaking

Die Untersuchung von Dunkelkennlinien der PV-Zellen ist insbesondere vorteilhaft für die vorher angesprochenen Simulationen und Parameterbestimmungen von I_{01} , I_{02} , n_1 und n_2 . Die Anpassung einer simulierten Dunkelkennlinie an eine gemessene erfolgt nach Gleichung (2), wobei I_{ph} Null gesetzt wird. Abb. 5 zeigt die Dunkelkennlinien einer CdTe-PV-Zelle vor und nach LS in halblogarithmischer Darstellung.

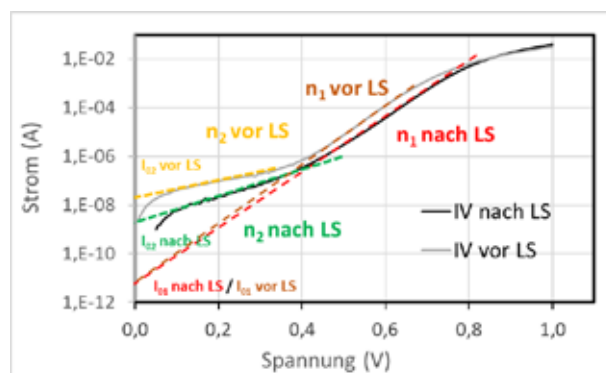


Abb. 5: Dunkel-IV-Kennlinien einer CdTe-PV-Zelle vor und nach Light Soaking

Die Kennlinie der PV-Zelle besitzt vor LS (hellgrau in Abb. 5) einen signifikant höheren Rekombinationsstrom als dieselbe PV-Zelle nach LS (schwarze Kennlinie). Die Signifikanz der Elektron-Loch-Rekombination bleibt mit/ohne LS unverändert. Diese Interpretation ist mittels Abb. 5 gut nachvollziehbar: Es sind zwei unterschiedliche lineare Anpassungen für die Idealitätsfaktoren n_2 (gelb und grün: vor und nach LS) vorzunehmen und die beiden unterschiedlichen Schnittpunkte der Anpassungsgeraden mit der y-Achse, welche die Sättigungsströme I_{02} (gelb und grün: vor und nach LS) angeben, sind um etwa eine Größenordnung verschieden. Diese Analyse stellt heraus, dass der Effekt des LS in CdTe unmittelbar mit der Reduktion der Rekombination von Ladungsträgern an Störstellen in der Raumladungszone verknüpft ist.

Mit Hilfe von CV-Messungen an PV-Zellen ist es möglich, die Konzentration von Akzeptoren N_A (und elektrische wirksamen Defekten) orts aufgelöst innerhalb der Absorberschicht zu bestimmen [z.B. 8, 9]. Zudem sind Aussagen über die Weite der Raumladungszone w in Abhängigkeit der angelegten Spannung V und über die Diffusionsspannung V_{bi} der PV-Zelle ableitbar. Betrachtet man die Raumladungszone der PV-Zelle vereinfacht wie einen Plattenkondensator, gibt es eine Beziehung der Raumladungszonenkapazität C in Abhängigkeit von V nach Gleichung (3):

$$\frac{1}{C^2} = \frac{2}{\epsilon\epsilon_0 N_A e A^2} (V_{bi} - V) \tag{3}$$

In Gleichung (3) sind ϵ und ϵ_0 die spezielle und relative Dielektrizitätskonstante und A ist die Fläche der PV-Zelle. Die Darstellung von $1/C^2$ als Funktion von V wird auch Mott-Schottky-Plot genannt. Aus Gleichung (2) kann durch mathematische Ableitung nach der Spannung die Akzeptorkonzentration N_A entlang des Ortes bzw. der Raumladungszonenweite w (als Funktion der angelegten Spannung V) bestimmt werden, siehe Gleichung (4) [z.B. 8, 9]:

$$N_A(w) = - \frac{2}{\epsilon\epsilon_0 A^2 e} \left(\frac{d(1/C^2)}{dV} \right) \quad \text{mit} \quad w = \frac{\epsilon\epsilon_0 A}{C} \tag{4}$$

Abb. 6 (links) zeigt exemplarisch zwei Mott-Schottky-Plots einer CdTe-Zelle, vor und nach LS-Behandlung. Der Verlauf von $1/C^2$ über V ist nur annähernd linear, wie es Gleichung (3) beschreibt. Die Abweichung vom linearen Verlauf ist sehr wahrscheinlich auf eine inhomogene Verteilung elektrisch aktiver Akzeptoren und Defekte in der Raumladungszone zurückzuführen.

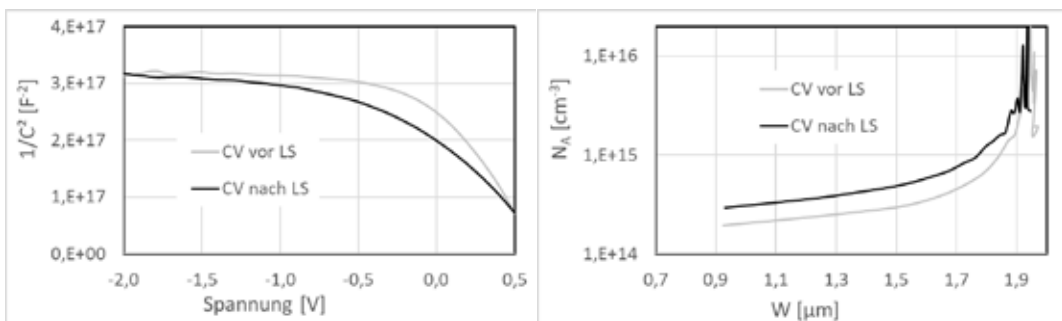


Abb. 6: Mott-Schottky-Darstellung (links) und Akzeptorkonzentration als Funktion des Ortes für eine CdTe-Zelle vor und nach dem Light Soaking

Abb. 6 (rechts) zeigt die nach Gleichung (4) hergeleiteten N_A -Ortsprofile der CdTe-Zelle vor und nach dem LS. Erkennbar ist, dass die Konzentration elektrisch aktiver Akzeptoren in Richtung Rückkontakt zunimmt, was gemäß dem Herstellungsprozess auch erwartet wird. Zudem ist erkennbar, dass das LS die Konzentration elektrisch aktiver Akzeptoren vorteilhaft beeinflusst. Innerhalb des gesamten p-leitenden Absorbers führt die Lichtaktivierung zur Anhebung des N_A . Weiterführende Untersuchungen zum Verständnis und der weiteren Qualifizierung des LS Effektes sind geboten und u.a. durch Ausweitung auf das DLCP-Verfahren geplant.

4. Aktueller Stand und zukünftige Weiterentwicklungen des Messsystems

Mit den ersten exemplarischen optischen und elektrischen Messungen an CdTe-Dünnschicht-PV-Zellen konnte die Messfähigkeit des aufgebauten Systems nachgewiesen werden. Es wurden die grundsätzlichen Abläufe der Mess- und Auswerteroutinen mit entsprechender Software erarbeitet. Es ist geplant, das Messsystem sowohl für die optischen und elektrischen Messungen durch Einbindung eines Kryostaten für den Temperaturbereich von 20 K bis 370 K zu erweitern. Die CV-Messungen werden zukünftig durch DCLP-Messungen erweitert. Es sind technologiebegleitende Untersuchungen zur weiteren Optimierung der Herstellung der Halbleiterschichten geplant.

Danksagung

Die Autoren danken der Deutschen Forschungsgemeinschaft (Wissenschaftliche Geräte und Informationstechnik) für die Förderung im Rahmen des Programms „Großgeräte der Länder“ unter GZ: INST 103/20-1 LAGG.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Burger, B.: „Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2018“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: https://ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/news/2019/Stromerzeugung_2018_3.pdf, (2019)
- [2] „Best Research-Cell Efficiency Chart“, The National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, (2019)
- [3] Glöckner M., Sankin I., Zhao Z.: “CdTe Solar Cells at the Threshold to 20% Efficiency” IEEE J. Photovoltaics, Vol. 3, No. 4, (2013), pp. 1389-1393
- [4] Mertens, K.: „Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis“, 4. Auflage, Hanser Verlag, München, ISBN: 978-3-446-44863-6, (2018)
- [5] Sites, J.R.: „Characterization and Analysis of CIGS and CdTe Solar Cells“, Subcontract Report, NREL/SR-520-44811, (2009)
- [6] Maiberg, M., Spindler, C., Jarzembowski, E. and Scheer, R. „Characterization of Cu(In,Ga)Se₂-solar cells by voltage dependent time-resolved photoluminescence“, Thin Solid Films, Vol. 582, pp.379-382, (2015)
- [7] Kapusta, P., Wahl, M., Erdmann, R.: „Advanced Photon Counting – Applications, Methods, Instrumentation“, Springer Nature, ISBN 978-3-319-15635-4, (2019)
- [8] Eisenbarth, T.: „Identifikation von Defekten und Metastabilitäten in Cu(In,Ga)Se₂-Dünnschicht-solarzellen“ Dissertation, https://refubium.fu-berlin.de/bitstream/handle/fub188/9343/Doktorarbeit_Eisenbarth.pdf?sequence=1, Fachbereich Physik der Freien Universität Berlin, (2010)
- [9] Keithley Technologies: „IV and CV Characterizations of Solar/Photovoltaic Cells Using the B1500A“, <https://www.keysight.com/de/de/assets/7018-02256/application-notes/5990-4428.pdf>, (2019)
- [10] Gostein M., Dunn L.: “Light Soaking Effects on Photovoltaic Modules: Overview and Literature Review”, Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (2011)

Betriebsergebnisse bifazialer Solaranlagen

Manuel Baier¹, René Schüler¹

¹ IBC SOLAR AG, Am Hochgericht 10, 96231 Bad Staffelstein

Abstract

Die Entwicklung und der Einsatz von bifazialen Solarmodulen sind ein effektiver Schritt der PV-Branche, um den Ertrag eines Solarparks bei gleichbleibender Flächennutzung zu steigern. Ein weiterer Ansatz für bifaziale Solarmodule, ist die Realisierung eines Ost/West-Systems. Entscheidend für die Planung eines Großprojektes sind Kenntnisse zur Abschätzung des Mehrertrags mit Hilfe kleinerer Feldversuche. Zur Analyse des Mehrertrags für bifaziale Solarmodule wurden drei Freiflächen-Südsysteme, zwei Freiflächen-Ost/West-Systeme und zwei Dachsysteme mit PERC-Solarmodulen installiert. Bei Felduntersuchungen zwischen monofazialen und bifazialen Südsystemen zeigten die bifazialen Solarmodule einen Mehrertrag von 8,97 %. Für einen Standort in Süddeutschland sollte weiterhin zur Ertragsmaximierung eine Ausrichtung nach Süden bevorzugt werden. Untersuchungen konnten zeigen, dass bei dem Vergleich zwischen Süd- und Ost/West-Ausrichtung für die letzte Aufstellungsart der Ertrag um 13,1 % sinkt. Des Weiteren zeigten die Untersuchungen, dass sich mit dem Einsatz von hellen Dachfolien der Ertrag eines bifazialen Systems steigern lässt.

1. Einleitung

Die Mehrzahl der in Deutschland installierten Freiflächensolarparks werden nach einer älteren Empfehlung nach Süden mit einem Neigungswinkel von 30° ausgerichtet [1]. Mit dem Erscheinen bifazialer Solarmodule, die neben der Sonneneinstrahlung auf der Vorderseite auch die Einstrahlung auf der Rückseite nutzen, könnte sich diese Vorgehensweise jedoch ändern. Bifaziale Solarmodule versprechen einen Mehrertrag bei gleichbleibender Flächenbeanspruchung gegenüber monofazialen Solarmodulen. Für den zusätzlichen Ertrag der Rückseite ist die am Untergrund diffus reflektierte Direkt- und Diffusstrahlung der Sonne essentiell. Die Rückstrahlkraft des Untergrunds, auch Albedo genannt, ist die entscheidende Größe für den möglichen Mehrertrag von bifazialen Solarmodulen.

Zusätzlich zu einer südlichen Ausrichtung könnte für die bifaziale Zelltechnologie auch die Option einer Ost/West-Aufstellung vielversprechend sein. Ein solches System würde die Sonneneinstrahlung in den Morgen- und Abendstunden nutzen und gleichzeitig eine Mehrfachnutzung der Solarparkfläche ermöglichen. Ein solches Beispiel für die Mehrfachnutzung wäre die Installation eines Ost/West-Systems auf einem Feld, auf dem zugleich Nutzpflanzen kultiviert werden.

Zur Beurteilung der Potentiale von bifazialen Solarmodulen werden deswegen bei der IBC SOLAR AG verschiedene Aufstellungskonzepte für bifaziale Solarmodule installiert, untersucht und ausgewertet. Für die Untersuchungen wurden neue Solarsysteme auf der hauseigenen Testanlage und dem Dach des Hauptgebäudes installiert. Insgesamt umfasst die Untersuchung drei Freiflächen-Südsysteme, zwei Freiflächen-Ost/West-Systeme und zwei Dachinstallationen. Um externe Einflüsse bei der Auswertung durch ältere elektronische Komponenten auszuschließen, wurde bei allen Systemen eine neue Verkabelung und ein neuer Wechselrichter eingesetzt. Des Weiteren wurde bei den Freiflächensystemen darauf geachtet, dass alle die gleiche Kabellänge aufweisen. Durch dieses Vorgehen sind die Kabelverluste für alle Systeme annähernd gleich und können so direkt miteinander verglichen werden. Als Halterung wurden für die Freiflächensysteme in Zusammenarbeit mit der Firma CWF zwei neuartige Einlegesysteme für bifaziale Solarmodule mit Süd- und Ost/West-Ausrichtung entwickelt. Für die beiden Dachsysteme wurde hingegen das hauseigene Montagesystem IBC AeroFix für Flachdächer eingesetzt.

2. Ergebnisse für Freiflächennutzung

Für die Untersuchungen der Freiflächensysteme wurden folgende Solarmodule eingesetzt:

- IBC MonoSol 320 VL-HC
Monofaziales Half-Cut-Solarmodul mit 320 Wp
- URE D6L295K3A
Bifaziales PERC-Solarmodul mit 295 Wp
- LONGi LR6-60HBD310M
Bifaziales PERC- und Half-Cut-Solarmodul mit 310 Wp
- JinkoSolar JKM320M-60H-TCV
Bifaziales PERC- und Half-Cut-Solarmodul mit 320 Wp

Für die Untersuchungen wurden jeweils sechs Solarmodule eines Typs zu einem String verschaltet. Die Auswertung der Untersuchungen erfolgte durch die Bestimmung des spezifischen Ertrags E durch die Formel (1). Bei dem spezifischen Ertrag handelt es sich um den Quotienten aus gewonnener elektrischer Energie E_{erzeugt} durch die Anzahl der Solarmodule in einem String n und der Gesamtmodulleistung P . Für die Auswertung wurde der spezifische Ertrag gewählt, da dieser Wert einen leistungsunabhängigen Vergleich zwischen zwei Systemen ermöglicht.

$$E = E_{\text{erzeugt}} / (n \cdot P) \quad (1)$$

Die Untersuchungen wurden jeweils in den Sommermonaten Mai bis September 2019 durchgeführt. Alle drei Südsysteme waren während der gesamten Zeit auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Die Leistungsdaten eines Solarsystems wurden durch den jeweiligen identischen Wechselrichter gemessen und an das Monitoring-Portal VCOM der Firma meteocontrol GmbH gesendet.

2.1 Mono- vs. bifaziale Solarmodule

In Kalenderwoche 21 wurde der Unterschied zwischen den nach Süden ausgerichteten monofazialen und bifazialen Solarmodulen untersucht. Als Untergrund diente zum Messzeitpunkt der Bestandsboden der Testanlage. Hierbei handelt es sich um einen Schotterboden mit einem hohen weißen Farbanteil. Unterbrochen wird der Bestandsboden durch gelegentlich auftretende Vegetation.

Innerhalb der einwöchigen Messung betrug der spezifische Ertrag der monofazialen Solarmodule 21,79 kWh/kWp. Der Ertrag der bifazialen Solarmodule lag bei 23,74 kWh/kWp. Der generierte Mehrertrag des bifazialen Systems gegenüber dem monofazialen System betrug somit 8,97 %. Trotz gleichbleibender Flächenbeanspruchung liefert das bifaziale Südsystem gegenüber dem monofazialen Südsystem einen deutlichen Mehrertrag. Für die Untersuchungen wurden Solarmodule mit PERC-Zelltechnologie eingesetzt. Die Verwendung von Zelltechnologien mit einem höheren Bifazialkoeffizienten könnten den Mehrertrag noch weiter steigern.

2.2 Albedo-Einfluss für ein bifaziales Südsystem

Im Zuge der Untersuchungen des Einfluss der Albedo auf den spezifischen Ertrag wurden die folgenden Untergründe eingesetzt: Bestandsboden, Kunstrasen und Mainkies. Für den Messzeitraum stand auf der Testanlage keine geschlossene Rasendecke zur Verfügung. Als Ersatz wurde ein Kunstrasen verwendet. Aufgrund des hohen weißen Farbanteils des Bestandsbodens wurde ein dunklerer Kies als Gegenpart gewählt. Abbildung 1 zeigt die drei eingesetzten Bodenarten unter jeweils einem der drei nach Süden ausgerichteten Systeme.



Abb. 1: Die drei Südsysteme mit den verschiedenen Bodenarten – Von links nach rechts: Kunstrasen, Bestandsboden, Mainkies

Die Messungen erfolgten in den Kalenderwochen 21 und 22. In der ersten Kalenderwoche wurde das System auf dem Untergrund Kunstrasen mit einem auf dem Bestandsboden installierten System verglichen. Das System mit dem Kunstrasen erzielte einen spezifischen Ertrag von 23,60 kWh/kWp. Der spezifische Ertrag des Systems mit dem Bestandsboden erreichte hingegen, aufgrund des höheren Albedo-Wertes, einen spezifischen Ertrag von 23,74 kWh/kWp. Der Mehrertrag des Systems mit dem Bestandsbodens gegenüber dem System mit dem Kunstrasen beträgt 0,618 %.

In der zweiten Woche wurde ein auf Mainkies installiertes System mit einem System auf Bestandsboden vermessen. Bei der Untersuchung erzielte der Mainkies einen spezifischen Ertrag von 29,77 kWh/kWp. Wie auch in der vorhergehenden Woche erreichte das System mit dem Bestandsboden einen höheren spezifischen Ertrag von 30,01 kWh/kWp. Der Mehrertrag des Bestandsbodens betrug somit 0,793 %. Für beide Untersuchungen liegt der Mehrertrag unter einem Prozent. Aufgrund der Untersuchungen kann davon ausgegangen werden, dass bei der Kombination aus natürlichem Boden (Vegetation, Kies und Erde) und der Montagehöhe von 1,2 m der Ertragsunterschied bei Freiflächenanlagen aufgrund des Untergrundes zu vernachlässigen ist. Auf eine zusätzliche Bodenbearbeitung mittels Gras oder Kies kann für bifaziale Freiflächenanlagen wegen der Unrentabilität wahrscheinlich verzichtet werden.

2.3 Transparente Rückseitenfolie

Für die Rückseite von bifazialen Solarmodulen setzen die meisten Hersteller eine Solarmodulglasscheibe ein, weshalb dieser Modultyp auch als Glas-Glas-Modul bezeichnet wird. Aufgrund der doppelten Verglasung besitzen bifaziale Solarmodule oftmals eine sehr hohe Masse, was die Installation der Module erschwert. Durch den Einsatz einer für den Spektralbereich der Photovoltaik transparenten Rückseitenfolie kann die Masse um bis zu 5 kg reduziert werden.

In der Kalenderwoche 34 fand deswegen eine Untersuchung statt, die bifaziale Solarmodule mit transparenter Rückseitenfolie mit bifazialen Glas-Glas-Modulen vergleicht. Am Ende der einwöchigen Messung kommt das Glas-Glas-Modul auf einen spezifischen Ertrag von 85,93 kWh/kWp und das Modul mit der Rückseitenfolie auf einen spezifischen Ertrag von 86,46 kWh/kWp. Der Ertragsunterschied betrug lediglich 0,608 %. Der geringe Mehrertrag der Module mit der transparenten Rückseitenfolie lässt sich wahrscheinlich durch eine lichtinduzierte Degradation (LID) der Glas-Glas-Module erklären, da diese Module bereits bei vorhergehenden Untersuchungen verwendet wurden.

2.4 Süd- vs. Ost/West-System

Abbildung 2 zeigt die beiden installierten Ost/West-Systeme. Der Vergleich zwischen einer Süd- und einer Ost/West-Ausrichtung erfolgte in den Kalenderwochen 30 und 31. Innerhalb dieser zweiwöchigen Untersuchung wurde ein Ost/West-System mit bifazialen Solarmodulen mit jeweils einem Südsystem mit monofazialen und bifazialen Solarmodulen verglichen. Während der Messung befand sich unter allen drei Systemen der Bestandsboden. In der Tabelle 1 sind die spezifischen Erträge der drei Systeme dargestellt.



Abb. 2: Ost/West-Systeme mit den Untergründen Bestandsboden und Mainkies

Tab. 1: Spezifische Erträge für die drei Systeme

System	Spezifischer Ertrag
Bifazial / Süd-Ausrichtung	62,77 kWh/kWp
Monofazial / Süd-Ausrichtung	56,35 kWh/kWp
Bifazial / Ost/West-Ausrichtung	54,55 kWh/kWp

Beim Vergleich zwischen monofazialen, nach Süden ausgerichteten Solarmodulen mit bifazialen, nach Ost/West ausgerichteten Solarmodulen erzielten letztere einen Minderertrag von 3,19 %. Wird das Ost/West-System mit einem bifazialen, nach Süden ausgerichteten System verglichen steigt der beobachtete Minderertrag auf einen Wert von 13,1 % an. Für die Untersuchung wurden auf allen drei Systemen Solarmodule mit PERC-Zelltechnologie eingesetzt. Diese Technologie erreicht einen Bifazialkoeffizienten von ca. 60-70 %. Der Einsatz einer Zelltechnologie mit einem Bifazialkoeffizienten größer als 90 % könnte bei einer Ost/West-Installation zu einem positiven Mehrertrag gegenüber eines monofazialen nach Süden ausgerichteten Systems führen. Eine solche Zelltechnologie wäre z. B. Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer (HIT) mit Bifazialkoeffizienten größer als 90 %. Für einen Standort in Süddeutschland sollten für eine optimale Ertragsmaximierung bifaziale Solarmodule weiterhin nach Süden ausgerichtet werden.

Unabhängig von dieser Erkenntnis bleiben jedoch zwei Vorteile einer Ost/West-Installation bestehen. Abbildung 3 verdeutlicht den ersten der zwei Vorteile. Im Gegensatz zu einer Südausrichtung liefert eine Ost/West-Ausrichtung im Laufe eines Tages zwei Leistungsmaxima und zwar in den Morgen- und Abendstunden. Eine bifaziale Ost/West-Installation stellt somit genau dann seine Leistungsmaxima zur Verfügung, wenn durch die nach Süden ausgerichteten Installationen nur sehr geringe Leistungen abgerufen werden können. Der zweite Vorteil ist die zu Beginn beschriebene Mehrfachnutzung der Solarparkfläche. Für zukünftige Projekte könnten dadurch Flächen erschlossen werden, die mit der bisherigen Aufstellungsart unrentabel waren. Des Weiteren könnten Solarparks in Kombination mit einer landwirtschaftlicher Flächennutzung die Akzeptanz der Bevölkerung für große Solarprojekte steigern.

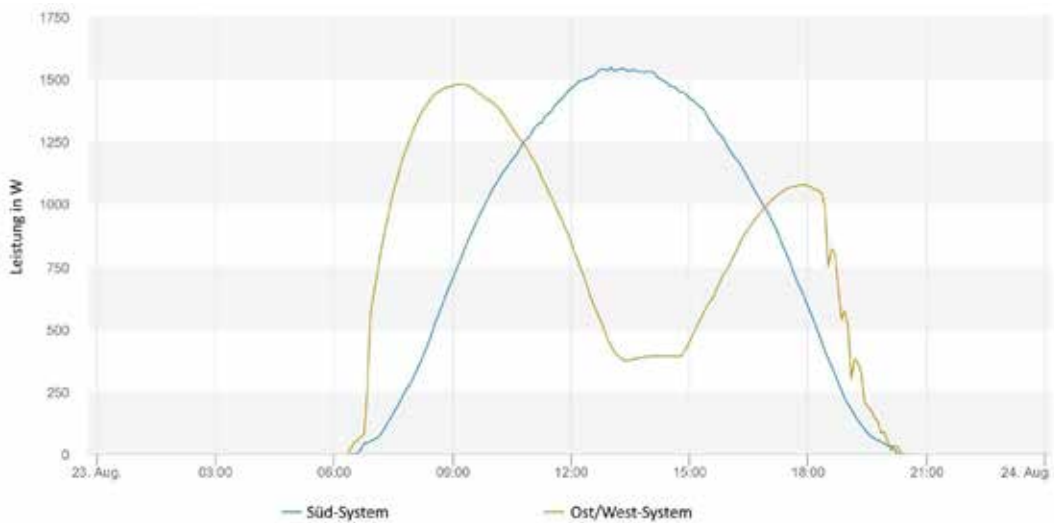


Abb. 3: Leistungskurven eines Süd- und Ost/West-Systems am 23. August 2019

Bei der Planung und Realisierung eines Ost/West-Systems sollte jedoch unbedingt berücksichtigt werden, dass sich die parallel installierten Modulreihen gegenseitig verschatten können. Ein zu geringer Reihenabstand würde die Leistung daher stark beeinflussen. Dabei sollte während der Planung besonders darauf geachtet werden, dass in den Wintermonaten die Sonne eine geringere Sonnenhöhe aufweist und dadurch die Schattenlänge zunimmt. Abbildung 4 zeigt die Leistungskurven zweier parallel installierter Ost/West-Systeme mit der Verschattungsproblematik. Hier zeigt sich, dass in den Morgenstunden mit einem östlichen Sonnenstand das System 2 durch das System 1 verschattet wird. In den Abendstunden mit einem westlichen Sonnenstand kommt es hingegen zu einer Verschattung von System 1 durch System 2. Neben der Verschattung durch andere Modulreihen sollten sich die Solarmodule und die Halterung möglichst in einer Ebene befinden, um Eigenverschattungen durch vorstehende Solarmodule zu verhindern.

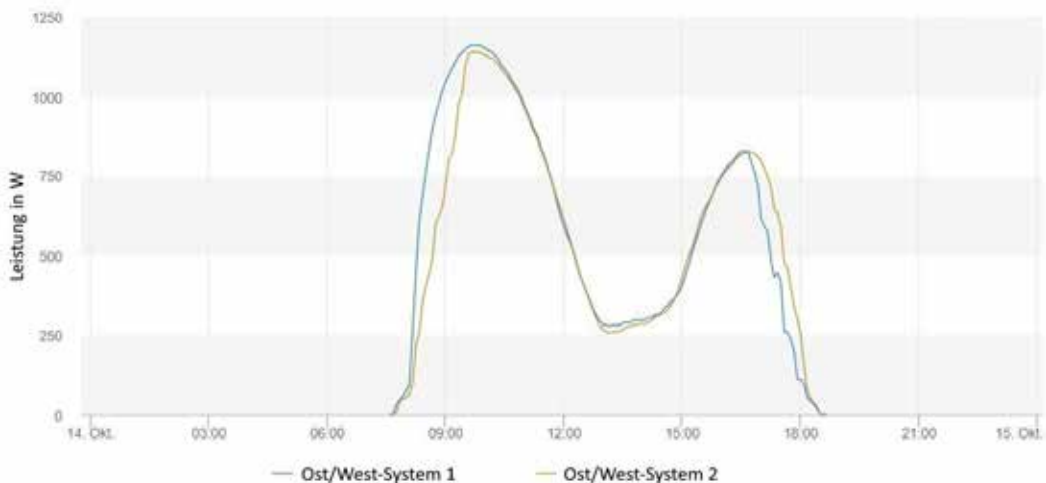


Abb. 4: Leistungskurven zweier paralleler Ost/West-Systeme am 14. Oktober 2019

2.5 Albedo-Einfluss für ein bifaziales Ost/West-System

Wie für die Südsysteme, wird auch für die Ost/West-Systeme der Einfluss der Albedo auf den Ertrag von bifazialen Solarmodulen untersucht. Für die Untersuchungen wurden die gleichen Untergründe wie in Kapitel 2.2 verwendet. Die Messungen erfolgten innerhalb von vier Wochen. Während in den Kalenderwochen 32 und 33 der Bestandsboden mit dem Kunstrasen verglichen wurde, fand in den Kalenderwochen 37 und 38 ein Vergleich zwischen Systemen mit dem Bestandsboden und dem Mankies statt. Bei den Messungen musste darüber hinaus berücksichtigt werden, dass sich die parallel installierten Solarmodule in den Morgen- und Abendstunden gegenseitig verschatten können. Aufgrund der Verschattungsproblematik wurden nur die Ertragswerte zwischen 9:00 und 17:00 Uhr ausgewertet. Wie auch in den Messungen der Südsysteme, liefert der Bestandsboden aufgrund seines weißen Farbanteils den besten Albedo-Wert und ist daher der profitabelste Untergrund für diese Systeminstallation. Tabelle 2 beinhaltet die gemessenen spezifischen Erträge für die beiden Messkonfigurationen.

Tab. 2: Spezifische Erträge der Ost/West-Systeme bei verschiedenen Untergründen

Kalenderwoche	Bestandsboden	Kunstrasen
32-33	30,56 kWh/kWp	29,61 kWh/kWp
	Bestandsboden	Mankies
37-38	32,24 kWh/kWp	31,23 kWh/kWp

Im Vergleich mit einem Kunstrasensystem erzielt das Bestandsbodensystem einen Mehrertrag von 3,12 %. Im direkten Vergleich zwischen Bestandsboden und Mankies liegt der Mehrertrag hingegen bei 3,14 %. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Einfluss der Albedo auf den Mehrertrag bei einer Ost/West-Ausrichtung größer ist, als bei einer konventionellen Südausrichtung.

2.6 Montagehöhe für ein bifaziales Ost/West-System

Für die Untersuchungen des Einflusses der Montagehöhe auf den Ertrag von bifazialen Solarmodulen wurden jeweils drei Solarmodule desselben Typs auf einer der beiden Ost/West-Systeme installiert. Verglichen wurden die beiden Montagehöhen 0,5 m und 1,5 m. Die Montagehöhe ist definiert als Höhe zwischen der Unterkante eines Solarmoduls und dem Untergrund. Die Messung erfolgte in den beiden Kalenderwochen 28 und 29. Als Untergrund befand sich unter den beiden Systemen der Bestandsboden, um Einflüsse durch verschiedene Albedo-Werte zu reduzieren. Die unterschiedlichen Montagehöhen haben jedoch zur Folge, dass es in den Abendstunden zu einem Schattenwurf auf das System mit der geringeren Montagehöhe kommt. Aufgrund der Verschattung werden daher für die Ertragsauswertung nur Daten vor 17:30 Uhr ausgewertet. Das System mit einer Montagehöhe von 0,5 m generierte einen spezifischen Ertrag von 30,44 kWh/kWp. Bei einer Montagehöhe von 1,5 m konnte hingegen ein spezifischer Ertrag von 31,35 kWh/kWp festgestellt werden. Das System mit der höheren Montagehöhe erzielt einen Mehrertrag von 2,97 %. Sowohl die Direkt- als auch die Diffusstrahlung fällt zu gleichen Anteilen auf die Solarmodule mit den unterschiedlichen Montagehöhen. Eine Erklärung für den Zugewinn am Ertrag wäre der gesteigerte Einfall von Reflexionsstrahlung durch eine höhere Montagehöhe.

In Zusammenhang mit der geschilderten Verschattungsproblematik in 2.4 ist eine besonders hohe Installation der Module jedoch nicht empfehlenswert. Eine große Installationshöhe führt unweigerlich zu einer Zunahme der Verschattung bei gleichbleibenden Reihenabstand sowie zu einer erhöhten

Windanfälligkeit. Daraus folgt unweigerlich, dass bei großen Montagehöhen weniger Module pro Fläche und weniger kWp pro Fläche installiert werden kann. Dadurch wird sich der Mehrertrag durch die höhere Installation ab einem gewissen Zeitpunkt ins Negative kehren.

3. Ergebnis für Dachflächen

Bei der Untersuchung der Anwendungsmöglichkeiten für bifaziale Solarmodule auf Flachdächern wurden jeweils 15 Solarmodule mit einer silbernen Dachfolie und 15 Solarmodulen mit einer schwarzen Dachfolie miteinander verglichen. Als Halterung wurde das hauseigene Montagesystem IBC AeroFix Ost-West 10° verwendet.

Die Messung erfolgte in den Kalenderwochen 34 und 35. Die Solarmodule mit der silbernen Untergrundfolie erreichten in der zweiwöchigen Messung einen spezifischen Ertrag von 171,24 kWh/kWp. Die Solarmodule mit der schwarzen Folie erreichten hingegen nur einen spezifischen Ertrag von 177,35 kWh/kWp. Innerhalb des Messintervalls kann daher ein Mehrertrag von 3,57 % bei der Verwendung von bifazialen Solarmodulen mit einer silbernen Rückseitenfolie und dem AeroFix-System erreicht werden. An besonders sonnenreichen Tag beträgt der Mehrertrag einer weißen Dachfolie sogar bis zu 4,24 %.



Abb. 5: Flachdachanlage mit bifazialen Solarmodulen und verschiedenfarbigen Dachfolien

4. Ausblick und Zusammenfassung

Die Untersuchungen von IBC SOLAR AG konnten zeigen, dass sich mit bifazialen Solarmodulen und einer Südausrichtung ein deutlicher Mehrertrag erzielen lässt. Im Vergleich zwischen monofazialen und bifazialen Solarmodulen betrug der Mehrertrag 8,97 %. Durch den Einsatz einer Zelltechnologie mit einem höheren Bifazialkoeffizienten könnte der Mehrertrag noch gesteigert werden. Für die typischen Freiflächenböden fällt der Ertragsunterschied nur sehr gering aus und liegt hier bei unter einem Prozent. Bei neuen Anlagenprojekten mit derartiger Bodenbeschaffenheit und einer Aufstellungshöhe von 1,2 m kann demnach auf eine Anpassung des Bodens verzichtet werden.

Aufgrund der noch gängigen Praxis der vorder- und rückseitigen Verglasung von bifazialen Solarmodulen können solche Module eine Masse von bis zu 25 kg aufweisen. Durch den Einsatz einer entsprechenden transparenten Rückseitenfolie kann die Gesamtmasse eines Solarmoduls um bis zu 5 kg gesenkt werden. Das vereinfacht wiederum die Montage und reduziert die Installationskosten. Zudem belegten die Untersuchungen, dass eine entsprechende transparente Rückseitenfolie im Vergleich zu einem bifazialen Glas-Glas-Modul keinen Minderertrag aufweist. Um eine optimale Ertragsmaximierung zu erhalten, ist für einen Standort in Süddeutschland eine Südausrichtung der

bifazialen Solarmodule empfehlenswert. Im direkten Vergleich zwischen monofazialen und nach Süden ausgerichteten Solarmodulen mit bifazialen Ost/West-Modulen, wurde ein Minderertrag von 3,19 % festgestellt. Der Minderertrag könnte sogar mit Hilfe einer anderen Zelltechnologie als PERC, die einen höheren Bifazialkoeffizienten aufweist weiter reduziert werden. Trotz des geringeren Ertrags der Ost/West-Systeme bleiben die beiden Vorteile der Mehrfachflächennutzung und der Leistungsmaxima in den Morgen- und Abendstunden bestehen. Bei der Planung einer entsprechenden Anlage sollte jedoch die mögliche Verschattung durch die einzelnen Reihen und der Halterung berücksichtigt werden. Für eine umfänglichere Auswertung ist es notwendig, dass die durchgeführten Untersuchungen in den Wintermonaten nochmals reproduziert werden. Hierbei kann das Verhalten der verschiedenen bifazialen Systeme bei einem flacheren Lichteinfall bzw. einen höheren Diffusanteil durch eine starke Bewölkung näher untersucht werden. Schlussendlich können die gewonnenen Erkenntnisse als Grundlage für die Planung und Realisierung von Pilotprojekten genutzt werden.

5. Literaturverzeichnis

[1] Jantsch M., Roth W. & Schmidt H.: Nationales Symposium für Photovoltaik und Solarenergie, Tagungsband 7, Seite 217, Bad Staffelstein (1992)

Untersuchungen zum Einfluss von Verschmutzungen auf die solare Transmission von Solarglasscheiben im Oman

Andreas Jurack¹, Jasim Al Mamari², Sausan Al-Riyami^{2,3}, Jörn Scheuren¹, Rutger Schlatmann^{1,3}

¹ University of Applied Sciences, Berlin (Germany)

² Institute of Advanced Technology Integration (IATI) / The Research Council (TRC), Muscat (Oman)

³ Helmholtz-Centre, PVComB, Berlin (Germany)

Abstract

Verschmutzungen und die Akkumulation von Staub auf der Oberfläche von Solargläsern haben einen negativen Einfluss auf die solare Transmission. Sie führen zu einem schlechteren optischen Wirkungsgrad und können so die thermische Effizienz von solarthermischen Kollektoren verringern. Verschiedene internationale Studien haben gezeigt, dass der Einfluss von Staub und Verschmutzung auf die Leistungsfähigkeit von Solaranlagen stark vom Standort und dem lokalen Klima abhängt. Das Sultanat Oman hat sich zum Ziel gesetzt, mehr erneuerbare Energieressourcen, insbesondere die Solarenergie, zu nutzen. Das hier vorgestellte Projekt untersucht für den Standort des „Innovation Park Maskat“ die Abnahme der solaren Transmission an unterschiedlichen Kollektorabdeckungen über einen Zeitraum von sechs Monaten. Hierzu wurde ein Messkonzept entwickelt, welches auf die besonderen Anforderungen des heißen Wüstenstandorts abgestimmt ist. Als ein zentrales Ergebnis nahm die solare Transmission je nach Kollektorabdeckung zwischen März und Oktober 2019 mit einer Rate von 0,3 bis 0,5% pro Tag ab. Als Höchstwert nahm die solare Transmission innerhalb von fünf Monaten um insgesamt 45% ab. Somit ist eine Reinigung von Kollektorfeldern an diesem Standort absolut notwendig.

1. Einleitung

In einem internationalen Kooperationsprojekt zwischen dem Geoforschungszentrum Potsdam (GFZ), der Technischen Universität Berlin (TUB), dem Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB), der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, dem Institute of Advanced Technology (IATI) im Sultanat Oman und KBB Kollektorbau GmbH (KBB) werden verschiedene Konzepte der solaren Kühlung am Standort des Innovation Park Muscat (IPM) entwickelt, bewertet und optimiert (Cordes et al., 2018). Finanziert wird das Projekt mit einer Laufzeit bis zum Jahr 2020 von der omanischen Einrichtung „The Research Council (TRC)“.

Im Rahmen des Projektes soll ein Nicht-Wohngebäude ganzjährig mithilfe einer Absorptionskältemaschine gekühlt werden. Die Antriebsenergie wird durch ein solarthermisches Kollektorfeld mit einer Fläche zwischen 2500 und 3500 m² bereitgestellt, je nachdem wie die Designparameter Autarkiegrad, Speichergrößen und solarer Deckungsgrad letztendlich gewählt werden (Cordes et al., 2018). Die Ablagerung von Staub und Schmutz auf der Oberfläche der Kollektorabdeckungen beeinflusst deren optische Eigenschaften und damit die Effizienz des Kollektorfeldes. Der größte negative Einfluss entsteht durch die Reduzierung der solaren Transmission der Glasabdeckung. Die Literatur zeigt, dass dieser Einfluss je nach Standort stark variiert (Duffie und Beckman, 2013; Sarver et al., 2013). So reduziert sich die Transmission in Boston (MA, USA) nur um wenige Prozent über ein Jahr (Hottel und Woertz, 1942), wohingegen andere Regionen, speziell auf der arabischen Halbinsel, Transmissionsverluste mit Raten von bis zu 50% in wenigen Monaten zeigen (Al-Hassan und Ghoneimi, 2005).

Für die Auslegung des konkreten Kollektorfeldes ist es notwendig, mehr Informationen über die Verhältnisse am Standort des Innovation Park Maskat zu erlangen. Hiervon abhängig ist die Größe des Kollektorfeldes sowie die Planung der Reinigungszyklen und der Reinigungsmethode, um einen sicheren Betrieb der Gesamtanlage zu gewährleisten. Ein reduzierter Ertrag infolge von Umwelteinflüssen muss entweder durch eine größere Kollektorfläche kompensiert werden oder durch ein

kontinuierliches und effizientes Reinigungsverfahren verhindern werden. Für diesen Standort gibt es bislang kaum wissenschaftlichen Untersuchungen zur Verschmutzungsneigung von transparenten Oberflächen, insbesondere fehlen Untersuchungen an solarthermischen Kollektorfeldern.

2. Standort und Klima

Der Standort des geplanten Kollektorfeldes befindet sich auf dem Gelände des Innovation Park Maskat (IPM) in den westlichen Ausläufern der Hauptstadt des Sultanats Oman im Nordosten der arabischen Halbinsel. Er ist gelegen auf Meereshöhe zwischen dem Golf von Oman im Norden und dem Al Hajar Gebirge im Süden. Hinter diesem Gebirgszug befindet sich mit der Rub-al-Chali die größte Sandwüste der Erde. Diese Wüste ist eine markante Quelle für Staub und andere Partikel, welche über Winde bis zum Standort getragen werden. Unter bestimmten Bedingungen können sich schwere Sandstürme bilden, welche große Mengen an Material durch die Luft transportieren. Im Zeitraum der vorliegenden Arbeit kam es allerdings nicht zu solchen Extremereignissen.

Maskat liegt in einem heißen Wüstenklima. Es ist gekennzeichnet durch sehr wenig Niederschlag im Winter und keinem Niederschlag in Sommer. Ungewöhnlicher Weise kam es im Sommer 2019 allerdings zu einigen größeren Regenereignissen, welche die Untersuchungen beeinflussten. Die Temperaturen liegen im Winter um die 21°C und können im Sommer bis zu 50°C erreichen. Durch den Klimawandel wird auch das Wetter im Oman extremer. Am 26. Juni 2018 sank in Quryat, rund 20 km südlich von Maskat, die Temperatur innerhalb von 24 Stunden nicht unter 42,6°C, was einen neuen Temperaturweltrekord darstellt. Im Sommer wird die Region durch den Sommermonsun beeinflusst, welcher sehr feuchte Luftmassen zum Standort trägt. Durch die sehr hohen Temperaturen regnet es in der Regel nicht, aber die relative Luftfeuchte erreicht Werte zwischen 60% und 90%, was zur Bildung von Tau auf nachtkalten Oberflächen führt. Die gesamte Nordküste des Oman ist außerdem durch die Shamal-Winde beeinflusst. Dies ist ein trockener Luftstrom aus Nordwesten, welcher Staub und anderes Material aus Jordanien und Syrien bis in den Irak und zu den Golfstaaten transportiert.

Das Gebiet, in der sich der Innovation Park Maskat befindet, ist im ständigen Wandel und umgeben von einigen Baustellen. Außerdem hat die wachsende Stadt ein hohes Verkehrsaufkommen, insbesondere der Individualverkehr mit großen Autos ist sehr beliebt und sorgt für eine hohe Feinstaubbelastung. Trotz der modernen Entwicklung sind Ziegenherden immer wieder in der Nähe der Anlage, die ebenfalls Staub aufwirbeln und für eine hohe Aerosoldichte sorgen. Ein Luftbild der lokalen Umgebung des Untersuchungsstandortes ist in Abb. 1 dargestellt. Die Kombination aus taunassen Oberflächen und der zu erwartenden hohen Staubbichte am Standort legen die Vermutung nahe, dass die Staub-Akkumulation auf den Kollektorabdeckungen signifikant ist.

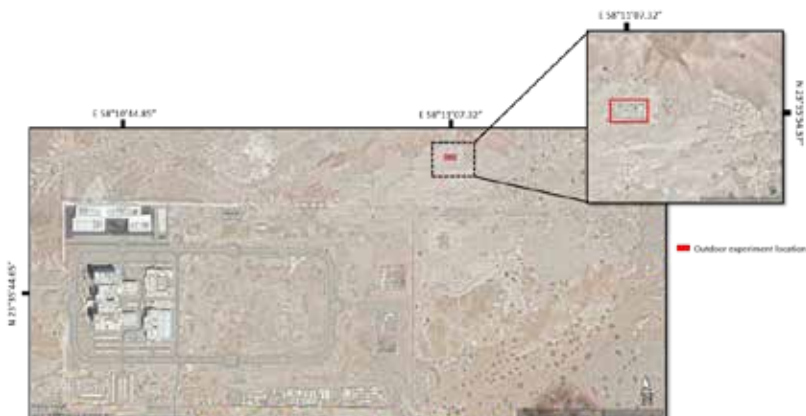


Abb. 1: Luftaufnahme des Standortes des Innovation Park Maskat (zurzeit in Bau) sowie Markierung des Aufstellortes der untersuchten Kollektorscheiben

3. Versuchsaufbau

Zur Bestimmung der Verschmutzungsneigung am Untersuchungsstandort wurden insgesamt acht Kollektorabdeckungen mit Kollektorrahmen installiert (Abb. 2).



Abb. 2: Übersicht des Versuchsfeldes mit acht unterschiedlichen Kollektorabdeckungen mit Rahmen und der Wetterstation mit Sensoren für relative Luftfeuchte, Temperatur, Windrichtung und Windstärke und Globalstrahlung

Die durchgeführten experimentellen Untersuchungen sollten die folgenden Fragen beantworten:

a) Wie ändert sich die solare Transmission infolge von Staub- und Schmutzablagerungen?

Es wird angenommen, dass die Effizienz des Kollektors vor allem dadurch abnimmt, dass die Kollektorabdeckung mit Staub und Schmutz belegt wird. Es wird angenommen, dass der Absorber geschützt ist und seine Eigenschaften nicht durch Umwelteinflüsse negativ beeinflusst werden. Der Fokus des Versuchs liegt daher auf der solaren Transmission der Kollektorabdeckung. Neben dem Einfluss der Akkumulation von Staub und Schmutz wird darüber hinaus untersucht, welchen Einfluss Schäden an der Oberfläche der Gläser und/oder der Beschichtung der Gläser haben können. Diese Schäden können durch Partikel, die mit hohen Windgeschwindigkeiten auf die Oberfläche treffen oder durch den Reinigungsprozess hervorgerufen werden. Durch regelmäßige Messung der solaren Transmission der Gläser soll der Verlust der Effizienz über die Zeit quantifiziert und bewertet werden.

b) Welchen Einfluss hat der Anstellwinkel des Kollektors?

Ein steilerer Anstellwinkel bewirkt eine stärkere Hangabtriebskraft, welche auf Partikel und auf Flüssigkeiten auf der Oberfläche der Gläser wirkt und somit den Effekt der Akkumulation von Partikeln beeinflusst. Ein anderer Effekt könnte sein, dass Tauwasser eher in Tropfen am Glas herunterfließt und Partikel abspült und so die Gläser reinigt. In den Experimenten sollen zwei identische Gläser mit Anstellwinkeln von 20° und 35° miteinander verglichen werden.

c) Mit welcher Rate verändert sich die solare Transmission in Abhängigkeit vom Grad der Verstaubung?

Staub und Schmutz könnten sich auf sauberen Gläsern anders akkumulieren, als auf bereits belegten. Daher wird die Hälfte der Kollektorproben in regelmäßigen Abständen gereinigt, während die andere Hälfte erst nach einem vollen Jahr gereinigt werden soll.

d) Welchen Einfluss haben unterschiedliche Oberflächenmerkmale der Solargläser?

Die zwei typischen Oberflächen für Solargläser sind strukturiert oder glatt. Daher wird eine Hälfte der Proben mit strukturiertem Glas ausgestattet, während die andere eine ebene Glasoberfläche haben wird, um eventuell Unterschiede bei der Verschmutzungsneigung nachzuweisen.

e) Wird die Oberfläche der Gläser durch Staub, Schmutz und/oder Reinigung beschädigt?

Durch regelmäßige Sichtprüfung wird untersucht, ob die Exposition bei Wind und Staub und/oder die trockene Reinigung der Scheiben die Oberfläche beschädigt. Kratzer oder Oberflächenrauheiten können einen Einfluss auf die solare Transmission der Abdeckungen haben.

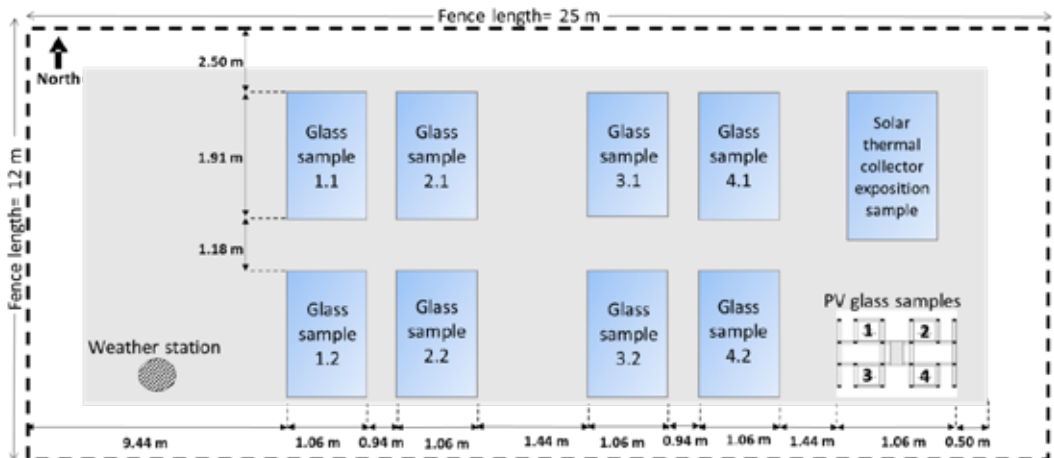


Abb. 3: Schematische Übersicht des Versuchsaufbaus im IPM

Zur Untersuchung der genannten Fragen werden acht Kollektorabdeckungen mit einem typischen Kollektorrahmen am Standort des IPM exponiert (Abb. 3). Die Proben wurden von der Firma KBB Kollektorbau GmbH aus Berlin zur Verfügung gestellt. Die Kollektorrahmen werden auf einem Betonfundament aufgeständert, welches durch einen Zaun vor größeren Tieren und Manipulation durch Menschen geschützt ist. Zusätzlich ist eine Wetterstation Teil des Versuchstandes, welche Sensoren für relative Luftfeuchte, Temperatur, Windrichtung, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung beinhaltet. Die Eigenschaften der acht Scheibenproben sind in Tab. 1 zusammengefasst.

Tab. 1: Übersicht der exponierten Glasproben und ihrer Eigenschaften. Die Ergebnisse der Proben 3.1, 3.2, 4.1 und 4.2 werden hier vorgestellt.

Probe	Winkel	Oberfläche	Beschichtung	Reinigung
1.1	20°	glatt	keine	jährlich
1.2	35°	glatt	keine	jährlich
2.1	20°	strukturiert	keine	jährlich
2.2	20°	strukturiert	keine	monatlich
3.1	20°	glatt	antireflex	jährlich
3.2	20°	glatt	antireflex	monatlich
4.1	20°	strukturiert	antireflex	jährlich
4.2	20°	strukturiert	antireflex	monatlich

4. Datenaufnahme

Im Vergleich zur Photovoltaik nutzen solarthermische Anwendungen ein breiteres Solarstrahlungsspektrum. Daher wurden im Versuch zwei Breitband-Pyranometer CMP11 der Firma „Kipp & Zonen“ verwendet. Diese messen die Solarstrahlung im Spektralbereich von 285 bis 2800 nm. Für beide Messgeräte wurden eine Kalibrierung vorgenommen. Die Nutzung der Pyranometer verkompliziert den Prozess allerdings im Vergleich zu einfachen Photozellen, da die teuren Geräte nicht dauerhaft am Versuchsstand installiert werden können. Außerdem kann nicht jede Probe dauerhaft mit Sensoren ausgestattet werden, sodass es notwendig ist, dass ein Mitarbeiter die Messungen manuell vor Ort durchführt. Das führte im heißen Klima des Standorts zu notwendigen Anpassungen und Vereinfachungen des Messablaufs.

Um sicher zu stellen, dass beide Messgeräte in derselben Ebene liegen und diese auch in jedem Messgang vergleichbare Werte liefern, werden beide Messgeräte auf einem Arm montiert, welcher in einer Führung am Rahmen der Proben angebracht wird (Abb. 4). Dies verringert den Fehler, der durch die manuelle Montage der Messgeräte entsteht.



Abb. 4: Die zwei Pyranometer werden auf einem Arm montiert und an einer Haltvorrichtung am Rahmen fixiert

Ein typischer Messtag beginnt mit einer Referenzmessung. Dazu werden die beiden Pyranometer auf den Arm montiert und horizontal auf dem Betonfundament platziert. Nun wird über drei Minuten die Globalstrahlung gemessen. Abweichungen, die durch geringe Differenzen in der Ausrichtung hervorgerufen werden, werden mithilfe eines Korrekturfaktors korrigiert. Im Anschluss wird der Arm mit den Messgeräten an jeder Glasprobe installiert und die Solarstrahlung in Kollektorebene neben und mittig unter der verschmutzten Glasscheibe gemessen. Über insgesamt drei Minuten werden insgesamt 450 Einzelwerte aufgenommen und zu einem Mittelwert zusammengefasst.

Um zu verhindern, dass die Mitarbeiter, welche die Messungen durchführen, zu lange hohen Temperaturen und Einstrahlungen ausgesetzt sind, beginnen die Messungen bereits in den frühen Morgenstunden. Am Vormittag steht die Sonne noch recht tief über dem Horizont, was zu sehr großen Einfallswinkeln (Angle of Incidence – AOI) führt. Große AOI wiederum bedingen große „Incident Angle Modifier“-Werte (IAM-Werte). Der IAM-Wert ist ein Faktor, der unter anderem beschreibt, wieviel Strahlung infolge des Einfallswinkels reflektiert wird. Um diese Effekte zu kompensieren, wird mit der Uhrzeit der Messungen der AOI bestimmt. Mit diesen Werten und den Angaben der Hersteller zu den optischen Eigenschaften der Gläser wird der jeweilige IAM-Wert des Messpunktes bestimmt. Ist dieser kleiner als 0,9, was bei AOI über 50° der Fall ist, so wird der Messpunkt nicht in die Analyse aufgenommen. Daher beschränkt sich die Auswertung in diesem Beitrag auf die Proben 3.1, 3.2, 4.1 und 4.2 da dieses jeweils zuletzt an den Messtagen untersucht wurden.

5. Datenauswertung

Das Pyranometer hinter der Glasabdeckung misst die Globalstrahlung G_{glas} , welche durch das Glas transmittiert wird. In der selben Ebene der Kollektorabdeckung misst das zweite Pyranometer die Globalstrahlung G_{ref} , welche den Kollektor erreicht. Die Position i der Messung wird in der Mitte der Glasabdeckung mit symmetrischen Abständen zu allen Kanten durchgeführt. Jede Messung dauert drei Minuten und erzeugt ca. 450 Einzelmessungen aus denen die Mittelwerte $\bar{G}_{\text{glas}, i}$ und $G_{\text{ref}, i}$ gebildet werden.

Da die beiden Pyranometer an jedem Messtag manuell auf dem Arm montiert werden, entstehen leichte Abweichungen in der Ausrichtung der Instrumente. Daher wird zu Beginn eine „Null-Messung“ durchgeführt, bei der beide Instrumente bereits montiert sind und horizontal ausgerichtet werden. Die relative Abweichung wird in einem Korrekturfaktor k ausgedrückt (1).

$$k = \frac{\bar{G}_{\text{ref}, 0}}{\bar{G}_{\text{glas}, 0}} \tag{1}$$

Da die Messungen nicht stets beim gleichen Sonnenstand durchgeführt werden, wird eine Korrektur mittel IAM-Bestimmung durchgeführt. Dazu wird zunächst über die Uhrzeit der Messung und den exakten Standort der Einfallwinkel relativ zur Kollektorebene – Angle of Incidence oder AOI – bestimmt. Aus dem Einfallwinkel und den optischen Eigenschaften der Gläser (Tab. 2) wird der physikalische IAM berechnet. Dazu wurde die Funktion „*physicaliam()*“ aus der Programmbibliothek PVLlib für Python verwendet (Holmgren et al., 2013). Diese Funktion implementiert die Fresnel’schen Formeln und das Lambert-Beer’sche Gesetz zur Bestimmung des winkelabhängigen IAM Faktors (De Soto et al., 2006).

Tab. 2: Physikalische Eigenschaften der in der Auswertung verwendeten Gläser. Dargestellt sind die solare Transmission τ , der Brechungsindex n , der Extinktionskoeffizient K sowie die Scheibendicke d .

Probe	Oberfläche	Beschichtung	τ	n	K / m^{-1}	d / mm
3.1 / 3.2	glatt	antireflex	96 % \pm 0.5 %	1,35	4	3,2
4.1 / 4.2	strukturiert	antireflex	96 % \pm 0.5 %	1,35	4	3.2

Mit Hilfe des Korrekturfaktors k und des IAM-Faktors $K_{\tau\alpha}$ kann die solare Transmission der Probe i bestimmt werden (1).

$$\tau_{\text{sol}, i} = \frac{1}{k} \frac{1}{K_{\tau\alpha}} \frac{\bar{G}_{\text{glas}, i}}{\bar{G}_{\text{ref}, i}} \tag{2}$$

6. Ergebnisse

3.1 Der Effekt von Tau auf die Akkumulation von Staub

Aufgrund der sehr hohen relativen Luftfeuchte, insbesondere im Sommer, ist Taubildung ein sehr typischer Effekt in den Nachtstunden. Die Glasoberflächen strahlen ihre Wärme an den Nachthimmel ab, so dass ihre Temperatur unter die Taupunkttemperatur fällt und sich auf diese Weise Tau bildet. Dieser Tau hat zwei antagonistische Effekte auf die Akkumulation von Staub.

Zum einen führt Feuchtigkeit dazu, dass die Adhäsionskräfte zwischen Staubpartikeln und der Glasoberfläche verstärkt werden. Es bleibt also mehr Staub an der Oberfläche haften. (Sarver et al., 2013). Dies hat einen eindeutigen negativen Einfluss auf die solare Transmission. Zum anderen bildet sich häufig im Laufe der Nacht so viel Tau auf den Glasoberflächen, dass sich Tropfen bilden. Wenn diese Tropfen eine kritische Größe erreichen, rinnen sie entlang der Oberfläche hinab und nehmen dabei Partikel von der Oberfläche auf. Dies führt zu charakteristischen Feuchtemustern in der Staubschicht und reinigt einen Teil der Kollektorabdeckungen vom Staub (Abb. 5) Am unteren Rand

des Kollektorrahmens sammelt sich diese Flüssigkeit mit den Schwebstoffen, wo sie tagsüber verdampft und die Partikel zurücklässt (Abb. 6). Dieser Prozess kann als Selbstreinigung bezeichnet werden.



Abb. 1: Es bildet sich regelmäßig so starker Tau, dass dieser Tropfen bildet, welche aufgrund der Gravitation herabrinnen und typische Muster erzeugen



Abb. 6: Dabei nehmen diese Tropfen Staub und andere Partikel auf und transportieren diese an den unteren Rand des Kollektorrahmens, wo sie nach dem Verdampfen des Wassers verbleiben

3.2 Einfluss von Staub und Schmutz auf die solare Transmission

In Abb. 7 sind die zentralen Ergebnisse der Transmissionsmessungen im Zeitraum vom März bis Oktober 2019 zusammenfassend graphisch dargestellt.

Der Expositionsversuche begannen am 06. März 2019 mit einer gründlichen Reinigung der Glasproben mit destilliertem Wasser. Die erste Messung bestätigte die Werte, welche durch die Glashersteller angegeben wurden (vgl. Tab. 2). Dadurch bestätigte sich auch die Datenerfassung und -auswertung als korrekt. In der ersten Phase bis zur ersten Reinigung nahm die solare Transmission der Probe 3.1 von 0,96 ab auf 0,83. Dies entspricht einer Rate von ca. 0,3% pro Tag.

Nach 38 Tagen wurden die Proben 3.2 und 4.2 erstmals trocken gereinigt. Zur Reinigung wurde ein einfacher Lappen genutzt. Die Trockenreinigung konnte die Transmission der Scheiben nicht vollständig wiederherstellen. Stattdessen wies Probe 3.2 nach der Trockenreinigung eine um 1,45 % geringere solare Transmission im Vergleich zum Beginn der Messung auf. Probe 4.2 verschlechterte sich um 1,39 % im Vergleich zur Nassreinigung.

Für die Region und die Jahreszeit untypisch kam es im April zu mehreren Starkregenereignissen. Zunächst regnete es für vier Tage zwischen dem 11. und dem 14. April. Dieser Regen hatte einen starken reinigenden Effekt auf die beiden Proben 3.1 und 4.1, welche zuvor nicht gereinigt wurden. Diese wiesen nach dem Regen fast wieder ihre ursprüngliche solare Transmission zu Messbeginn auf. Der zweite Starkregen ereignete sich während des Ramadans am 19. und 20. Mai. Da die Messungen während des Fastenmonats ausgesetzt wurden, gibt es für diese Tage keine Messwerte. Allerdings ist

davon auszugehen, dass die Glasproben vergleichbar mit dem ersten Regenereignis deutlich gereinigt wurden.

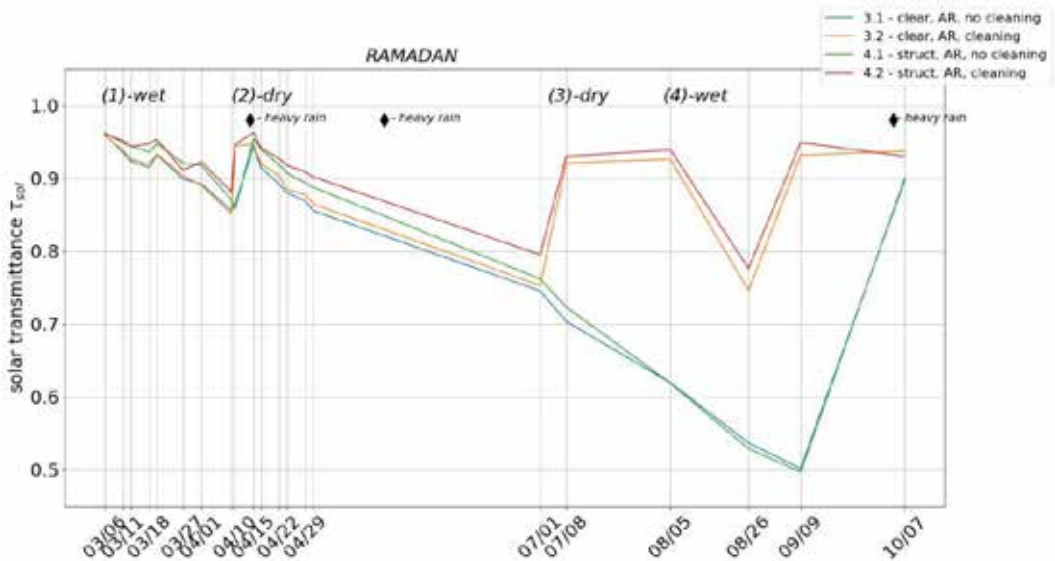


Abb. 7: Dargestellt ist die solare Transmission der vier Proben mit Antireflex-Beschichtung über der Zeit. Jede vertikale Linie entspricht einem Messtag. Der Versuch begann mit einer gründlichen Nassreinigung (1). Im Anschluss wurden die Proben 3.2 und 4.2 regelmäßig gereinigt (2) bis (4). Die Proben 3.1 und 4.1 wurden nicht gereinigt. Drei starke Regenereignisse sind mit einem schwarzen Diamantsymbol gekennzeichnet. Während Ramadan wurden die Messungen unterbrochen.

Zwischen der ersten Reinigung und der letzten Messung vor Ramadan nahm die solare Transmission der Probe 3.1 von 0,94 auf 0,87 ab. Dies entspricht einer Rate von ca. 0,5% pro Tag. In der dritten Phase der kontinuierlichen Messungen, welche mit dem Ende des Ramadans begann und zum dritten Starkregenereignis am 9. September endete, nahm die solare Transmission von Probe 3.1 von 0,76 auf 0,50 ab. Dies entspricht einer Rate von ca. 0,4% pro Tag.

Beim dritten Tag der Reinigung zeigte sich, dass die Trockenreinigung nur bedingt geeignet ist. Sie spart zwar Wasser und Material für das Reinigungssystem, allerdings verloren die Proben rund 2% (4.2) bzw. 4% (3.2) ihrer solaren Transmission im Vergleich zu den Herstellerangaben. Da die Gläser nur ein halbes Jahr exponiert waren, ist davon auszugehen, dass diese Verschlechterung auf Staub und Schmutz zurückzuführen ist, welcher nicht bei der Trockenreinigung entfernt werden konnte.

Die geringste solare Transmission wurde am 9. Oktober gemessen. Sowohl die strukturierte, als auch die glatte Scheibe wiesen hier eine solare Transmission von lediglich ca. 50% auf, was einer Transmissionsabnahme von ca. 45% in nur fünf Monaten entspricht.

Darüber hinaus scheint es so, dass die strukturierten Gläser im Allgemeinen eine geringere Transmissionsminderung als die ebenen Gläser zeigen. Allerdings liegen die Unterschiede noch im Rahmen der Messungenauigkeiten, sodass eine belastbare Aussage darüber noch nicht getroffen werden kann. Tab. 3 fasst die zentralen Ergebnisse nochmals zusammen.

Tab. 3: Dargestellt sind die gemessenen solare Transmissionen am Tag der Reinigung. Die Proben 3.1 und 4.1 wurden nicht gereinigt. Die Wertepaare der Proben 3.2 und 4.2 bezeichnen die Messwerte vor und nach der Reinigung. Die Zahlen in Klammern beziehen sich auf die Markierungen in Abb. 7

Probe	(1) Nassreinigung	(2) Trockenreinigung	(3) Trockenreinigung	(4) Nassreinigung
3.1	96,06%	85,64% / -	74,57% / -	61,97% / -
3.2	95,94%	85,15% / 94,49%	75,30% / 92,09%	86,40% / 92,62%
4.1	96,24%	87,07% / -	76,20% / -	61,91% / -
4.2	96,04%	88,15% / 94,64%	79,53% / 93,03%	85,18% / 93,91%

6. Zusammenfassung

Die Ablagerung von Staub und Schmutz auf der Oberfläche der Kollektorabdeckung hat einen stark negativen Einfluss auf die solare Transmission der Gläser und damit auf die Effizienz eines solarthermischen Kollektorfeldes. Bei den hier vorgestellten Untersuchungen am Standort im Oman wurde eine Abnahme der solaren Transmission mit einer Rate von 0,3 bis 0,5% pro Tag gemessen. Als Höchstwert nahm die solare Transmission innerhalb von fünf Monaten um insgesamt 45% ab. Somit ist eine Reinigung von Kollektorfeldern an diesem Standort absolut notwendig.

Der Effekt ist sehr stark abhängig vom Wetter, insbesondere von Regen und der Bildung von Tau. Ein Starkregenereignis reinigt dabei die Kollektorabdeckung fast so effektiv wie eine Trockenreinigung mit Lappen. Während der Dauer der Untersuchung kam es nicht zu Sand- oder Staubstürmen, welche typisch für die Region sind. Es ist davon auszugehen, dass solch ein Wetterereignis große Mengen an Staub auf den Gläsern ablagert und einen sehr großen negativen Effekt hat. Da es zusätzlich zu untypisch häufigen Starkregenereignissen kam, ist davon auszugehen, dass die gemessenen Raten der Verringerung der Transmission eher als konservativ zu betrachten sind.

Die Methode der Trockenreinigung erfüllte zwar die Bedingung der wasserlosen und manuellen Reinigung, erwies sich aber als nicht optimal und führte zu signifikanten Verlusten bei der solaren Transmission im Vergleich zur Nassreinigung mit destilliertem Wasser. Ein starker Regen hatte hingegen einen sehr ausgeprägt reinigenden Effekt, welcher in etwa vergleichbar mit der manuellen Trockenreinigung ist. Für diesen speziellen Standort empfiehlt es sich weitere Arbeit in die Entwicklung eines Reinigungssystems zu investieren, welches im Abstand weniger Tage reinigt und dabei möglichst wenig oder kein Wasser verbraucht. Bei Verschmutzungsraten von 0,5% pro Tag bedeuten bereits wenige Tage ohne Reinigung signifikante Ertragsverlust.

8. Danksagung

Die Autoren danken insbesondere Tom Cordes für seine Arbeit während des Projekts und seinen Ideen bei der Erstellung des Versuchs. Außerdem Mazin Al Saadi und Amrou Al Alawi für ihren Einsatz bei der Durchführung der Messungen und der Datenerfassung. Besonderer Dank geht an Dr. Najah Al Mhanna für die Unterstützung bei Arbeiten in der Werkstatt und Mohammed Al Salmi für die kontinuierliche Unterstützung bei der Verbesserung der technischen Einrichtung des Versuchsstands. Außerdem sei KBB Kollektorbau GmbH gedankt für die Beratung und die Bereitstellung der Glasproben und der Kollektorrahmen. Der Versuch wurde finanziell unterstützt durch The Research Council des Oman.

9. Literaturverzeichnis

- Al-Hasan A.Y., Ghoneim A.A. (2005): A new correlation between a photovoltaic panel's efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface; *International Journal of Sustainable Energy* 2005;24:187–97
- Cordes T., Al Riyami S., Scheuren J., Schlatmann R. (2018); Simulations of Solar Thermal Cooling System in the Oman climate: Case study for a Building at Innovation Park Muscat; EuroSun 2018
- De Soto W., et al. (2006): Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, vol 80, pp. 78-88, 2006
- Duffie J., Beckman W. (2013): *Solar Engineering of Thermal Processes*; Fourth Edition; Solar Energy Laboratory; University of Wisconsin-Madison
- Holmgren W. F., Hansen C. W., Mikofski M. A. (2018): pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29), 884, (2018)
- Hottel H.C., Woertz B.B. (1942): The performance of flat plate solar heat collectors; *ASME Transactions* 1942; 64:91–104
- Sarver T., Al-Qaraghuli A., Kazmerski L. (2013): A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches; *Renewable and Sustainable Energy Review*; 22; 698 - 733

Entwicklung eines abgedeckten PVT-Isolierglaskollektors

Matthias Kreuzer B.Eng. / Oliver Stark M.Sc. / Prof. Dr. Tobias Plessing

Institut für Wasser und Energiemanagement (iwe), Hochschule Hof, Alfons-Goppel-Platz-1, D-95028 Hof

Abstract

Der neuentwickelte PVT-Isolierglas-Flachkollektor, in abgedeckter Bauweise, kann im Vergleich zu herkömmlichen PVT-Kollektoren sogar bei winterlichen Außentemperaturen ausreichend Wärmeenergie, auf einem höheren Temperaturniveau, zur Verfügung stellen. Dies wird durch einen innenliegenden und höchst effizienten Absorber erreicht. Der erzeugte Strom kann direkt verbraucht werden oder den Netzbezug einer Wärmepumpe verringern. Durch seine Konstruktion wird eine direkte Heizungsunterstützung/Brauchwassererwärmung möglich. Marktverfügbare PVT-Kollektoren entziehen ihre Energie häufig aus der Umgebungsluft, dies schränkt ihre Verwendung während der Heizperiode stark ein. Außerdem befinden sich die PV-Zellen des neuentwickelten Kollektors gut geschützt, einlaminiert zwischen zwei Scheiben, was einen Einsatz bei aggressiven Umweltbedingungen möglich macht, z.B. im landwirtschaftlichen Bereich.

1. Motivation

Während der Heizperiode benötigen Gebäude sowohl Wärme als auch Strom. Der Großteil entfällt hierbei auf den Wärmesektor. Im Durchschnitt werden in Deutschland pro Jahr 108 kWh Energie pro Quadratmeter in Mehrfamilienhäusern und 116 kWh pro Quadratmeter in Einfamilienhäusern, für die Beheizung der Wohnfläche, verbraucht (Durchschnittswert 2014). Der mittlere Stromverbrauch von Haushalten in Ein- und Mehrfamilienhäusern betrug 2017 hingegen nur 3.000 bis 4.000 kWh. Die erneuerbaren Energien hatten 2016 im Wärmesektor dabei lediglich einen Anteil von 13,5 % (siehe Abbildung 1). [1] [2] [3]

Bis zum Jahr 2050 will Deutschland weitestgehend treibhausgasneutral werden (Klimaschutzplan 2050). [4]

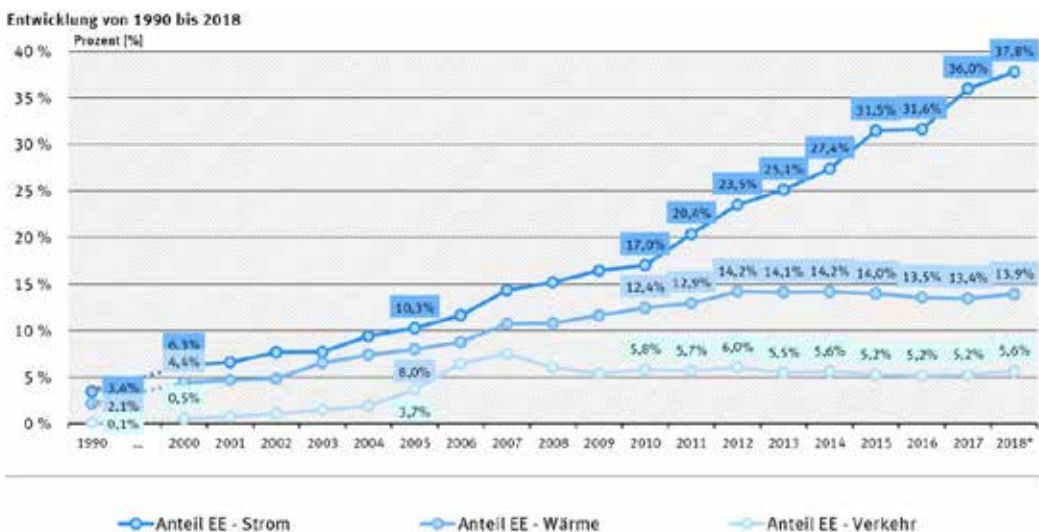


Abbildung 1: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [3]

„Die gebäuderelevanten CO₂-Emissionen, die nach dem Verursacherprinzip ermittelt werden, summierten sich im Jahr 2016 auf insgesamt 215 Megatonnen CO₂. Dies entsprach rund 28,2 % der energiebedingten CO₂-Emissionen. Wohngebäude haben daran einen Anteil 23 %, Nicht-Wohngebäude 14 % und Sonstige 63 %.“ [5] [6]

Wenn Hausbesitzer, Gewerbetreibende oder die Industrie Investitionen in erneuerbare Energien beschließen, entscheiden Sie sich meist aus monetären Gründen für eine reine PV-Anlage. Einzig das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) sorgt für einen gewissen Absatz von solarthermischen Kollektoren.

Durch den Einsatz von PVT-Kollektoren, die neben Strom auch Wärme produzieren, soll die Akzeptanz von solarthermischen Anlagen weiter gefördert werden. Je nach Einsatzzweck und Kollektortyp liegt der Fokus entweder auf der Stromproduktion oder auf der Gewinnung von Wärmeenergie. Durch die Kombination mit einer Wärmepumpe und einem Eisespeicher kann im Sommerbetrieb ein Kühleffekt erreicht werden, der einen Mehrertrag von 5 % im Vergleich zu herkömmlichen PV-Modulen zur Folge hat, außerdem könnten Dach- und Fassadenflächen effizienter genutzt werden. Durch das hochtransparente abgedeckte PV-Absorber-Element wirkt das äußere Erscheinungsbild, verglichen mit herkömmlichen Modulen, sehr modern und lässt sich auch in anspruchsvolle Architektur, z.B. im Fassadenbereich, integrieren.

2. Aufbau des Kollektors

Abbildung 2 zeigt die Vorder- und Rückansicht des PVT-Kollektors. Auf der Rückansicht sind die harfenförmige Verrohrung und die Anschlussstücke zu erkennen, durch die das Wärmeträgerfluid fließt. Die Vorderseite zeigt den Absorber mit seinen 50 einlamierten PV-Zellen.

Technische Daten:

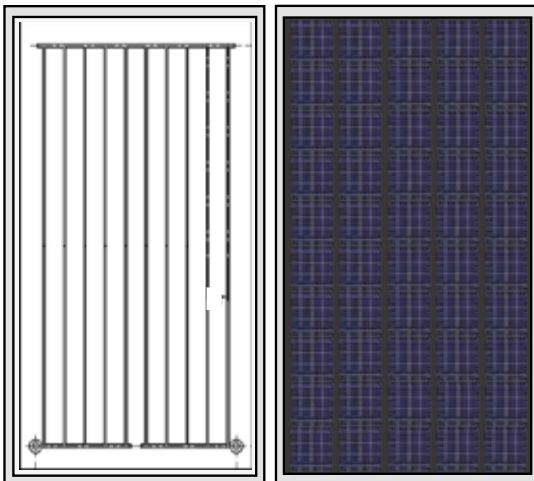


Abbildung 2: PVT-Kollektor Rück- und Vorderansicht

Allgemein:

- Länge 1723 mm
- Breite 1023 mm
- Tiefe 63 mm
- Gewicht 69 kg

Solarthermie:

- Bruttofläche 1,77 m²
- Aperturfläche 1,61 m²
- Absorberfläche 1,57 m²
- Durchflussrate > 60 l/h

Photovoltaik (STC):

- MPP-Spannung 27 V
- MPP-Stromstärke 7,5 A
- Maximale Leistung 202 W
- Fläche PV-Zellen 1,22 m²

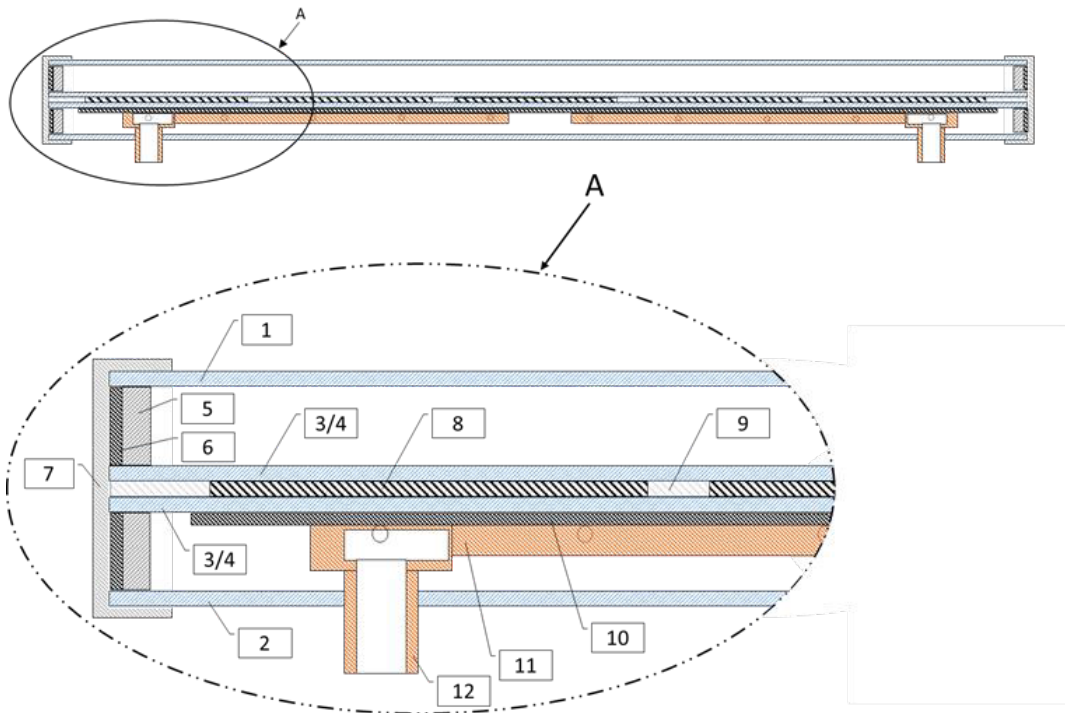


Abbildung 3: Prototyp des PVT-Isolierglaskollektors in abgedeckter Bauweise als Schnittzeichnung (obere Abbildung) mit Detailansicht (untere Abbildung).

Die äußere Glasabdeckung **(1)** besteht aus einer thermisch gehärteten Solarglassscheibe mit 3 mm Stärke, die mit einer Anti-Reflexbeschichtung versehen ist. Die rückseitige Scheibe ist 4 mm stark und besitzt ebenfalls obige Eigenschaften. Die fünfzig monokristallinen PV-Siliziumzellen **(8)** sind zwischen zwei 2 mm dicken Solarglassscheiben **(3/4)** einlaminiert, verklebt und abgedichtet mit transparentem Spezialsilikon **(9)**.

Die Abstandhalter (Spacer) **(5)** aus Aluminium bilden einen wesentlichen Teil des Isolierglasscheiben-Verbundes. Im Inneren sind sie mit Trockenmittel gefüllt und besitzen eine Buthyldichtung, die den Scheibenzwischenraum abdichtet. Um den Scheibenverbund zusätzlich zu stabilisieren und das Austreten des Argongases aus dem Scheibenzwischenraum langfristig zu verhindern, wird eine Polysulfid-Abdichtung **(6)** angebracht. Das eingebrachte Argon verringert konvektive Wärmeverluste und verhindert das innenseitige Beschlagen.

Der Aluminiumrahmen **(7)** besteht aus vier verschraubten Einzelelementen und muss alle Gewichtskräfte aufnehmen können. Er bildet das Bindeglied zwischen Kollektor und Montagesystem.

Punkt **(8)** zeigt eine monokristalline Siliziumzelle im Schnitt, die von Spezialsilikon **(9)** umschlossen ist, und so vollständig vor schädlichen Umweltbedingungen geschützt ist. Ein zuverlässiger und beständiger Feuchteschutz ist für die VDE-Konformität zwingend erforderlich.

Der eigentliche Absorber **(10)** besteht aus Aluminiumblech, das mit einer Spezialbeschichtung versehen ist. Er wandelt die Strahlung der Sonne, die direkt auf die Zell-Zwischenräume fällt, in Wärme um. Außerdem muss er die Wärme zu den harfenförmigen Rohren **(11)** leiten und für eine Wärmeabfuhr an

den Siliziumzellen sorgen. Die harfenförmigen Rohre führen das Wärmeträgerfluid und wurden mit Hilfe des Rollschweißverfahrens am Absorberblech befestigt.

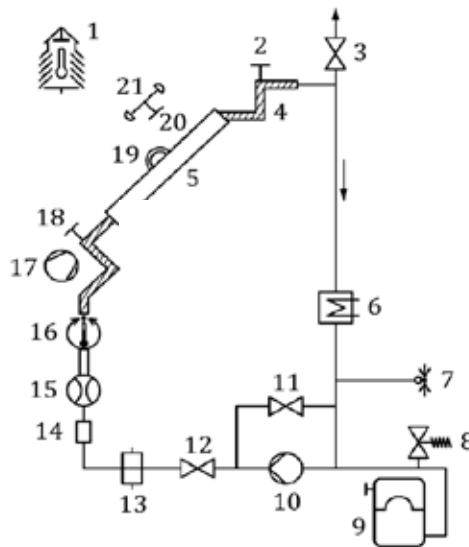
Das Anschlussstück (**12**) besitzt einen metallisch konisch-dichtenden Anschluss (3/4 Zoll) und wurde eigens entwickelt, um das Austreten des Argons während der gesamten Lebensdauer zu verhindern. Durch seine intelligente Konstruktion ist eine Beschädigung des Glases, durch ein zu starkes Drehmoment, während des Montageprozesses ausgeschlossen.

Vorteile bei der Montage: Nach dem das PV-Absorberpaket vorgefertigt wurde, kann der Zusammenbau mit einem hohen Automatisierungsgrad kostengünstig in einer Isolierglaslinie erfolgen.

3. Thermische Leistungsmessung

Am „Bayerischen Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.“ (ZAE Bayern) wurde die thermische Leistungsfähigkeit des PVT-Kollektors zur Bestimmung der Kollektorkennlinie in einer Freilandmessung ermittelt, in Anlehnung an die DIN EN ISO 9806:2018-04. Abbildung 4 zeigt den generellen Messaufbau [7]

Messaufbau



Legende

- | | |
|--|------------------------------------|
| 1 Umgebungsluft-Temperaturfühler | 12 Durchflussregelventil |
| 2 Temperaturfühler (θ_a) | 13 Filter (200 μm) |
| 3 Entlüftung | 14 Schauglas |
| 4 wärmeisoliertes Rohr | 15 Durchflussmessgerät |
| 5 Sonnenkollektor | 16 sekundärer Temperaturregler |
| 6 Heizer/Kühler für die primäre Temperaturregelung | 17 Windgenerator |
| 7 Druckmessgerät | 18 Temperaturfühler (θ_m) |
| 8 Sicherheitsventil | 19 Pyrheliometer |
| 9 Expansionsspeicher | 20 Pyranometer |
| 10 Pumpe | 21 Anemometer |
| 11 Umgehungsventil | |

Abbildung 4: Prüfkreislauf (DIN EN ISO 9806:2018-04) [7]

Abbildung 5 zeigt den PVT-Prüfstand am ZAE in Garching mit montiertem PVT-Kollektor. In der linken Bildhälfte ist der nachführbare Messaufbau („solar tracker“) zu erkennen, während in der rechten Bildhälfte die Messtechnik und der Thermostat zu sehen sind.



Abbildung 5: PVT-Prüfstand mit „solar tracker“ am ZAE Garching

Kollektorleistung nach dem stationären Prüfverfahren (SST) [7] [8]

Die Betriebsbedingungen, wie die Bestrahlungsstärke G und die Kollektorein- und Austrittstemperatur ($T_{F,in}/T_{F,out}$), dürfen während der Messung in nur sehr engen Grenzen schwanken. Vergleiche Tabelle 1 und Tabelle 2. Die Nutzleistung \dot{Q} wird wie in Gleichung (1) angegeben gemessen:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_f \cdot (T_{F,in} - T_{F,out}) = \dot{m} \cdot c_f \cdot \Delta T \quad (1)$$

Die Energiebilanz kann wie folgt angegeben werden:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,hem} \cdot K_{hem}(\theta) \cdot G - a_1 \cdot (T_m - T_a) - a_2 \cdot (T_m - T_a)^2 \\ - a_3 \cdot u \cdot (T_m - T_a) + a_4 \cdot (E_L - \sigma \cdot T_a^4) - a_6 \cdot u \cdot G \\ - a_7 \cdot u \cdot (E_L - \sigma \cdot T_a^4) - a_8 \cdot (T_m - T_a)^4 \end{aligned} \quad (2)$$

Dabei ist,

$$a_4 = \eta_{0,hem} \cdot \frac{\epsilon}{\alpha} \quad \text{und} \quad a_6 = \eta_{0,hem} \cdot b_u \quad \text{und} \quad a_8 = \eta_{0,hem} \cdot b_u \cdot \frac{\epsilon}{\alpha} \quad (3)$$

Die Parameter a_3, a_4, a_6, a_7 und a_8 können bei einem abgedeckten Kollektor vernachlässigt werden. Aus Gleichung (2) folgt: [8]

$$\frac{\dot{Q}}{A_G} = \eta_{0,hem} \cdot G - a_1 \cdot (T_m - T_a) - a_2 \cdot (T_m - T_a)^2 \quad (4)$$

Bei senkrechter Einstrahlung, mit einem hohen Direktstrahlungsanteil, kann der Einfallswinkelkorrekturfaktor $K_{hem}(\theta)$ vernachlässigt werden. $\eta_{0,hem}$ ist der theoretische hemisphärische Spitzenwirkungsgrad des Kollektors. Die Wärmedurchgangskoeffizienten werden durch $a_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$ und $a_2 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K^2} \right]$ repräsentiert. Für den Wirkungsgrad kann folgender Term angegeben werden [8]:

$$\eta = \frac{\dot{Q}}{G \cdot A_G} = \eta_{0,hem} - a_1 \cdot \frac{(T_m - T_a)}{G} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad (5)$$

Grundlegende Anforderungen an die Messung [7]

- Kollektorfläche (A_G) > 1 m²
- Mittlere Bestrahlungsstärke (G) > 700 W/m² ± 1 %
- Senkrechter Strahleneinfall ± 2 °
- Keine Beeinflussung durch reflektiertes Licht und Infrarotstrahlung
- Geschwindigkeit Umgebungsluft (u) parallel zur Kollektorebene 3 m/s ± 1 m/s
- Vorbehandlung des Kollektors durch Freilandbewitterung
- PV-Module im MPP-Betrieb
- Turbulente Rohrströmung $Re > 2300$
- Erfassung von mind. vier Datenpunkten
- zulässige Abweichungen und Messunsicherheiten siehe Tabelle 1 und Tabelle 2)

Tabelle 1: Größte zulässige Messunsicherheiten (DIN EN ISO 9806:2018-04) [7]

Parameter	Messwert	Standardunsicherheit
\dot{V}	Volumenstrom	± 1 %
θ_{th}	Temperatur des Luftstroms an der Messeinrichtung zur Bestimmung des Volumenstroms	± 1 K
p_{abs}	Absolutdruck der Umgebungsluft	± 50 Pa
\dot{m}	Massenstrom	± 2 %

Tabelle 2: Zulässige Abweichungen der gemessenen Parameter während einer Messperiode (DIN EN ISO 9806:2018-04) [7]

Parameter	Zulässige Abweichung vom Mittelwert	
	Flüssigkeitskollektor	Luftkollektor
Hemisphärische solare Bestrahlungsstärke	± 50 W/m ²	
Thermische Bestrahlungsstärke (ausschließlich WISC)	± 20 W/m ²	
Umgebungslufttemperatur	± 1,5 K	
Wärmeträgermassenstrom	± 1 %	± 2 %
Wärmeträgertemperatur am Kollektoreintritt	± 0,1 K	± 1,5 K
Wärmeträgertemperatur am Kollektorausritt	± 0,4 K	± 1,5 K
Luftgeschwindigkeit in der Umgebung	± 1,0 m/s Abweichung vom eingestellten Wert	

Berechnung der Wärmekapazität [7]

Die effektive Wärmekapazität des Kollektors C wird als Summe der Gesamtwärmekapazitäten $m_i c_i$ aller Kollektorbestandteile (Glas, Absorber, enthaltene Flüssigkeit und Wärmedämmung) berechnet, die durch einen allgemeinen Faktor p_i gewichtet werden:

$$C = \sum_i p_i \cdot m_i \cdot c_i \tag{6}$$

Der Gewichtungsfaktor p_i (zwischen 0 und 1) berücksichtigt die Tatsache, dass bestimmte Bauteile nur teilweise an der thermischen Trägheit des Kollektors beteiligt sind. Die Werte von p_i sind in Tabelle 3 angegeben. Sämtliche Teile des Kollektors, die in direkten Kontakt mit dem Wärmeträgerfluid (Flüssigkeit oder Luft) kommen, müssen mit dem Faktor $p_i = 1$ gewichtet werden. [7]

Tabelle 3: Werte für die Gewichtungsfaktoren [7]

Bauteile	p_i
Absorber	1
Wärmedämmung	0,5
Wärmeträgerfluid	1
Äußere Abdeckung	$0,01 \cdot a_1$
Zweite Abdeckung	$0,2 \cdot a_1$

Auswertung

Abbildung 6 zeigt beispielhaft einen Messzyklus einer Freilandmessung mit der Einstrahlung in Kollektorebene in W/m^2 (G_{hem} - hellblaue Linie) und der Umgebungstemperatur in $^{\circ}C$ (orangene Linie). Die dunkelblaue Kurve stellt die mittlere Kollektortemperatur in $^{\circ}C$ dar. Es wurden jeweils Messungen bei einer mittleren Kollektortemperatur T_m von 10, 20, 40 und 50 $^{\circ}C$ durchgeführt. Nur die stationären Bereiche können ausgewertet (gepunktet) werden. Der Abfall der Globalstrahlung bei ca. 12.000 bis 16.500 Sekunden ist auf einen Fehler im Tracker zurückzuführen. Abbildung 7 zeigt die Kollektorkennlinie. Der Wärmedurchgangskoeffizient a_1 lässt sich aus der Steigung direkt ablesen. In Abbildung 8 ist die berechnete thermische Wirkungsgradkennlinie bei drei verschiedenen Einstrahlungsbedingungen dargestellt. Die Photovoltaik arbeitet dabei im MPP-Betrieb.

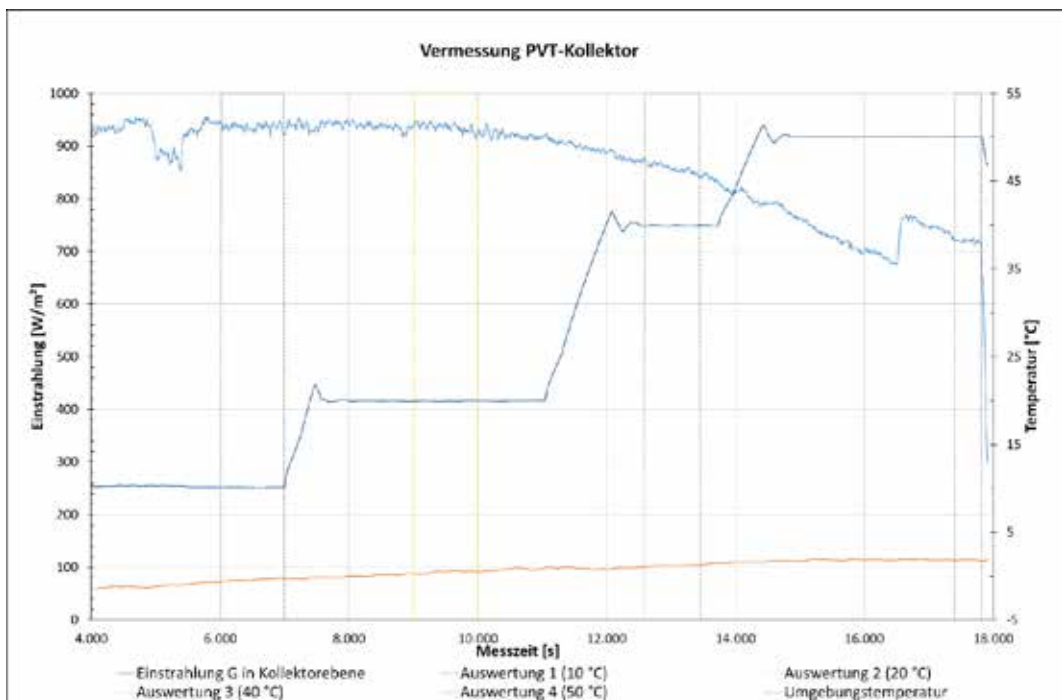


Abbildung 6: Messzyklus - Einstrahlung, Umgebungstemperatur, mittlere Kollektortemperatur

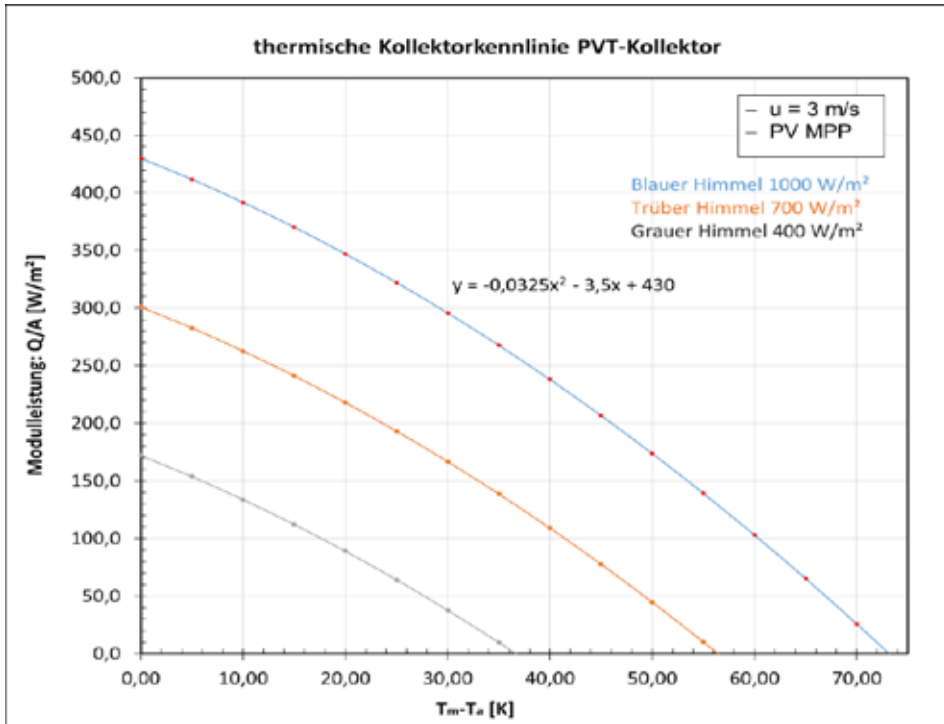


Abbildung 7: Kennlinie PVT-Kollektor

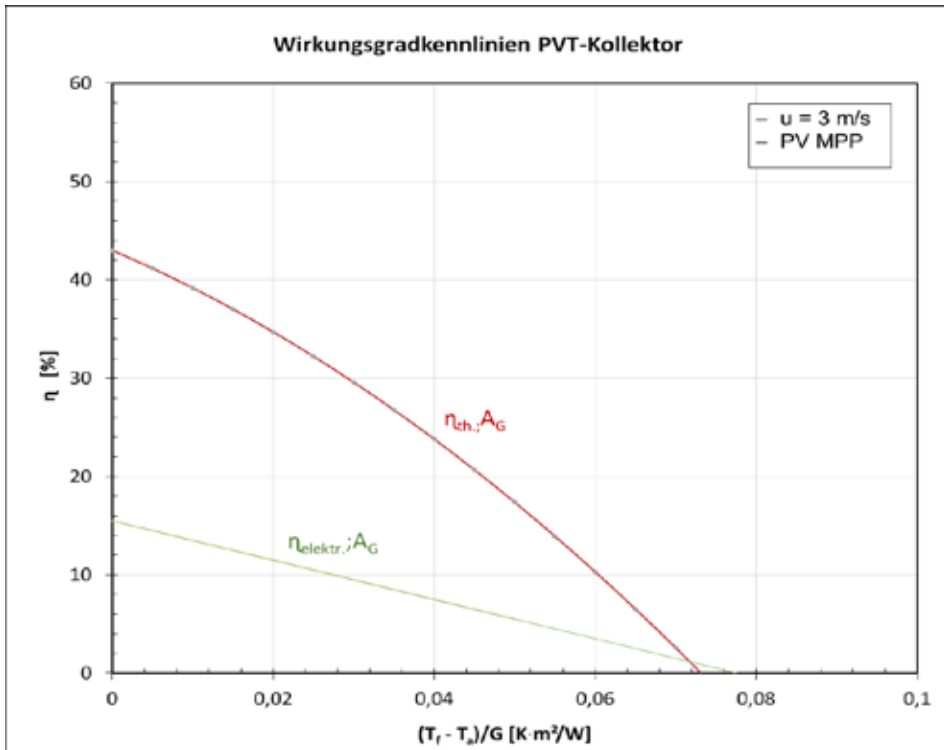


Abbildung 8: Thermische und elektrische Wirkungsgradkennlinie PVT-Kollektor

Ergebnisse

Die Koeffizienten $\eta_{0, \text{hem}}$, \dot{Q}_{peak} , a_1/a_2 sowie die Stillstandstemperatur wurden nach der graphischen Methode ermittelt. Für die Berechnung der Stillstandstemperatur ist die Umgebungstemperatur zu berücksichtigen. Außerdem ist der Absorber ca. 20 K heißer als das Fluid. Aus Gleichung 7 wird der Absorptionskoeffizient α errechnet.

$$\eta_{0, \text{hem}} = \tau \cdot \alpha \tag{7}$$

Die Wärmekapazität wurde nach Formel (6) berechnet. Der Transmissionskoeffizient für die Frontglas-Kombination beträgt 0,82.

Tabelle 4: Technische Daten PVT-Kollektor

Parameter (* im MPP-Betrieb)	Wert	Einheit
Thermischer Spitzenwirkungsgrad η_0^*	0,43	-
Transmissionskoeffizient τ	0,82	-
Absorptionskoeffizient α^*	0,52	-
Wärmedurchgangskoeffizient a_1^*	3,50	$\frac{W}{m^2 \cdot K}$
Wärmedurchgangskoeffizient a_2^*	0,033	$\frac{W}{m^2 \cdot K^2}$
Peakleistung Kollektor \dot{Q}_{peak} ($G=1000 \text{ W/m}^2$)*	430	W
Stillstandstemperatur ($G=1000 \text{ W/m}^2$ und $T_a=30 \text{ }^\circ\text{C}$)*	120	$^\circ\text{C}$
Effektive Wärmekapazität C	20 ± 3	$\frac{KJ}{K}$

4. Fazit

Fertigung / Zusammenbau

Fertigungstechnisch ist der Kollektor als unproblematisch einzustufen. Die verwendeten PV-Glas-Glas-Module sind erprobt und zuverlässig und schützen die PV-Zellen, selbst wenn die Frontabdeckung, z.B. durch einen Hagelschlag, zerstört wurde. Die Endmontage kann in einer gewöhnlichen Isolierglasfertigungslinie erfolgen. Optimierungspotential ist beim Wärmetauscher vorhanden. Im Serienmodell könnte durch einen vollflächig durchströmten Wärmetauscher die Montage vereinfacht werden. So können Kosten eingespart werden und es sind weitere Leistungssteigerungen im thermischen und elektrischen Bereich zu erwarten.

Transport / Montage

Das hohe Gewicht von ca. 69 kg pro Modul erschwert das Handling der Module bei der Dach- oder Fassadenmontage. Mechanische Hilfsmittel, wie z.B. ein kleiner Kran, sind zu empfehlen. Außerdem sollte bei der Montage auf die Glasrückseite geachtet werden. Die hydraulischen und elektrischen Anschlüsse sind noch weiter zu optimieren. Eine PV-Anschlussbox und seitlich angebrachte Verschraubungen oder Steckverbinder sind denkbar.

Funktion und Aufbau

Der Kollektor ist nicht nur für den Wärmepumpenbetrieb, sondern auch für die direkte Heizungsunterstützung und/oder für eine Brauchwassergewinnung gedacht. Der thermische Wirkungsgrad im MPP-Betrieb, verglichen mit anderen auf dem Markt erhältlichen Modellen, ist überdurchschnittlich. Üblicherweise fallen bei anderen PVT-Kollektoren die Wirkungsgradkurven schneller ab. Im direkten Wärmepumpen- oder im Eisspeicherbetrieb kann er jedoch seine Stärken ausspielen, dort kommt ihm auch sein träges Verhalten zu Gute. Wird die Sonne für ein paar Minuten

durch Wolken verdeckt, kann der Kollektor immer noch Energie abgeben und so den Weiterbetrieb einer Wärmepumpe für eine gewisse Zeit sicherstellen. Kombiniert mit Eisspeichern oder Erdwärmesonden liefern die Kollektoren selbst bei stark bewölktem Himmel (Einstrahlung $< 250 \text{ W/m}^2$) noch Energie.

Durch seinen mehrschichtig aufgebauten Absorber, der aus zwei 2 mm Gläsern und den PV-Zellen besteht, die direkt mit dem Absorberblech mittels Silikons verklebt sind, lässt sich der große Wärmedurchgangskoeffizient a_1 und die hohe Wärmekapazität erklären. Normalerweise liegt der Absorptionskoeffizient α bei ca. 0,9 (herkömmlicher Flachkollektor). Die verwendeten Solargläser stellen für Wellenlängen von 300 bis 2500 nm keine große Barriere dar. Die PV-Zellen und das verwendete Silikon, das sich zwischen den beiden Innenscheiben und zwischen dem Absorberblech und der zweiten Scheibe befindet, absorbieren bereits einen Teil der eingestrahlten Energie. Dabei entsteht Wärme, die durch Wärmeleitung zunächst bis zum Absorberblech gelangen muss. Auch die thermische Ankopplung an das Wärmeträgerfluid ist noch zu optimieren. Die Photovoltaikzellen heizen sich dadurch weniger auf und liefern mehr elektrische Energie. Da die Stillstandstemperatur nur bei ca. $120 \text{ }^\circ\text{C}$ liegt, ist mit keiner Schädigung des Silikons oder des Wärmeträgerfluides zu rechnen. Aufgrund der Wärmeausdehnung des Absorberblechs, kann es zu kleineren Ablösungen kommen, die bei ausreichender Silikonüberdeckung (mind. 2 mm) zu vermeiden wären, was allerdings zu Lasten der Wärmeleitung gehen würde.

Es könnte gezeigt werden, dass das entwickelte Konzept durchaus Zukunft hat. Wird das noch vorhandene Optimierungspotential ausgenutzt, kann ein ernst zu nehmendes Produkt mit Marktauglichkeit entstehen.

5. Danksagung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben „Entwicklung eines PVT-Isolier-/Nurglas-Flachkollektor“ wurde in Kooperation mit der Firma IPS-solar GmbH, der Firma SUNOVATION Produktion GmbH und mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Zentrales Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) unter dem Förderkennzeichen ZF4084707GM7 aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Besonderen Dank gilt außerdem auch dem Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V. (ZAE Bayern) und der Firma Glas-Dreisbusch GmbH & Co. KG. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

6. Literaturverzeichnis

- [1] S. Bundesamt, „Heizenergie - Verbrauch in Deutschland nach Gebäudetyp 2014 im Jahresvergleich 2006 und 2014,“ 20 September 2018. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/245455/umfrage/heizenergieverbrauch-in-mehrfamilienhaeusern-in-deutschland/>. [Zugriff am 19 Dezember 2019].
- [2] B. (Strompreisinitiative), „Jährlicher Stromverbrauch eines 4-Personen-Haushalts in Deutschland nach Gebäudetyp im Jahr 2017,“ April 2017. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/558288/umfrage/stromverbrauch-einen-4-personen-haushalts-in-deutschland/>. [Zugriff am 19 Dezember 2019].
- [3] UBA, (Umweltbundesamt), „Erneuerbare Energien in Zahlen,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>. [Zugriff am 28 August 2019].
- [4] BMU, (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz un, „Der Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie,“ 27 August 2019. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/>. [Zugriff am 19 Dezember 2019].
- [5] (. F. I. 2. u. B. UBA, „Energieeffizienz in Zahlen,“ BMWi, Berlin, 2018.
- [6] IWU, „Anteil der CO²-Emissionen durch Gebäude im Jahr 2010,“ *Capital 11/2010*, p. 27, Oktober 2010.
- [7] D. D. I. f. N. e. V, *DIN EN ISO 9806*, Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2018.
- [8] V. Wesselak, *Handbuch Regenerative Energietechnik*, Berlin: Springer Vieweg, 2017.

7. Symbole

A_G	Brutto-Kollektorfläche nach ISO 9488	m^2
a_1	Wärmedurchgangskoeffizient	$J/(m^2 \cdot K)$
a_2	Temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	$J/(m^3 \cdot K^2)$
a_3	Von der Windgeschwindigkeit abhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	$J/(m^3 \cdot K)$
a	Von der Himmelstemperatur abhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	-
a_6	Von der Windgeschwindigkeit abhängiger Konversionsfaktor	s/m
a	Von der Windgeschwindigkeit abhängiger IR-Strahlungsaustausch	$W/(m^2 \cdot K^4)$
a_8	Strahlungsverluste	$W/(m^2 \cdot K^4)$
b_u	Kollektorwirkungsgradfaktor (windabhängig)	s/m
C	Effektive Wärmekapazität des Kollektors	J/K
c_i	Spezifische Wärmekapazität	$J/(kg \cdot K)$
$\eta_{0, hem}$	Spitzenwirkungsgrad des Kollektors ($\eta_{0, hem}$ bei $T_m - T_a = 0 K$), basierend auf der hemisphärischen solaren Bestrahlungsstärke G_{hem}	-
G	Bestrahlungsstärke Kollektor	W/m^2
$T_{F, in}$	Temperatur des Fluids bei Kollektor Eintritt	$^{\circ}C$
$T_{F, out}$	Temperatur des Fluids bei Kollektor Austritt	$^{\circ}C$
T_m	Mittlere Temperatur des Wärmeträgerfluides	K
ΔT	Temperaturdifferenz Kollektor Ein- Austritt	K
T_a	Umgebungslufttemperatur	K
u'	Reduzierte Geschwindigkeit der Umgebungsluft $u' = u - 3 m/s$	m/s
\dot{Q}	Nutzleistung des Kollektors	W
\dot{m}	Massenstrom des Wärmeträgerfluides	kg/s
ΔT	Temperaturunterschied zwischen Fluidaustritt und -eintritt ($T_{F, in} - T_{F, out}$)	K
c_f	Spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgerfluides	$J/(kg \cdot K)$
$\tau \cdot \alpha$	Effektives Transmissionsgrad-Absorptionsgrad-Produkt	-
E_L	Langwellige Bestrahlungsstärke ($\lambda > 3 \mu m$)	W/m^2
\dot{V}	Volumenstrom	m^3/s
ϑ_{in}	Temperatur des Luftstroms an der Messeinrichtung zur Bestimmung des Volumenstroms	K
p_{abs}	Absolutdruck der Umgebung	Pa
ϵ	Emissionsgrad	-
m	Masse	kg
$K_{hem}(\theta)$	Einfallswinkelkorrekturfaktor	-
p	Bauteile	-
η	Wirkungsgrad	-
α	Absorptionskoeffizient	-
σ	Stefan-Bolzmann-Konstante	$W/(m^2 \cdot T^4)$
u	Windgeschwindigkeit	m/s
τ	Transmissionsgrad	-

Weiterentwicklung eines für Festgesteine etablierten Messverfahrens zur kontaktlosen Bestimmung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinen

Alexander Engeler, Dipl. Geol.; Martin Duddek, Dipl.-Ing. (FH)

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG)

Abstract

Am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie wurde ein primär für Festgesteine etabliertes Messverfahren mit Hilfe des Thermal Conductivity Scanners (TCS) so weiterentwickelt, dass nun die kontaktlose Bestimmung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinsproben nach der Optical-Scanning-Messmethode möglich ist.

Die Ergebnisse zeigen, dass mit der weiterentwickelten Messmethode im Vergleich zu etablierten Messmethoden (z.B. Nadelsondenmessungen) ein bedeutend höherer Probendurchsatz bei übereinstimmenden Messergebnissen erreicht werden kann. Die hierbei erreichte Messgenauigkeit und Reproduzierbarkeit entspricht derer von Nadelsondenmessungen bei Korngrößen bis einschließlich Mittelsand.

1. Einleitung/Veranlassung

Das Potential oberflächennaher geothermischer Quellenanlagen, d.h. der im Untergrund für die Aufnahme der Erdwärme einbauten Anlagen, wird maßgeblich durch die spezifische Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes beeinflusst. Im Rahmen der rechnerischen Dimensionierung der Quelle kommen häufig, speziell im Bereich der Lockergesteine, sehr heterogene Literaturdaten zum Einsatz. Die Spanne der potentiellen spezifischen Wärmeleitfähigkeit einzelner Lockergesteine ist hierbei z.T. größer als $\pm 1 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Für die Planung von geothermischen Anlagen ist eine bedarfsorientierte Quellendimensionierung ohne die genaue Kenntnis der im Untergrund vorliegenden Wärmeleitfähigkeit nur bedingt möglich, da sich in bisher veröffentlichten Literaturwerten lithologische Unterschiede der einzelnen Gesteine kaum widerspiegeln. Daher sind valide Wärmeleitfähigkeits-Messwerte für die Dimensionierung von geothermischen Anlagen von großer Bedeutung (Stober & Bucher, 2012).

Auch für die Bestimmung der Belastbarkeit von Böden durch Erwärmung und Austrocknung bedarf es der Kenntnis der Wärmeleitfähigkeit (Brakelmann & Jarass, 2019). Um Überhitzungen an erdverlegten Gleichstromleitungen zu verhindern, wird die Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Bodenmaterials benötigt, da ggf. Einbettungsmaterial zur besseren Wärmeableitung eingebracht werden muss.

Zur Ermittlung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinen kommen häufig Nadelsonden zum Einsatz. Hierbei wird eine nadelförmige Sonde in einen Probekörper gestochen und die Wärmeleitfähigkeit am Einstichpunkt in mehreren Durchgängen ermittelt.

Durch den meist heterogenen Aufbau des Probenkörpers ist hierbei ein ermittelter Einzelmesswert in Bezug auf die Gesamtprobe nicht zwingend repräsentativ. Zudem ist durch das händische Einführen der Nadelsonde der durchgehende Kontakt des Probenmaterials an der Messnadel nicht immer zu gewährleisten, wodurch die Genauigkeit der Messung leidet. Aus diesem Grund besteht die Erfordernis zur Wiederholung des oben beschriebenen Verfahrens an weiteren Messpunkten des Probekörpers.

Der Zeitaufwand zur Durchführung einer Messung an einem Messpunkt kann erfahrungsgemäß zwischen 2 Minuten und bis zu 45 Minuten betragen. Faktoren, wie die thermische Anbindung der Nadelsonde an die Probe oder auch die zeitliche Änderung der Temperatur innerhalb des Probekörpers beeinflussen die Messzeit hierbei maßgeblich. Auf dieser Basis kann die Ermittlung eines belastbaren

Wärmeleitfähigkeitswertes für einen Bohrkern von einem Meter Länge einen ganzen Arbeitstag erfordern. Die flächendeckende Ermittlung spezifischer Wärmeleitfähigkeiten typischer niedersächsischer Lockergesteine für geothermische Anwendungen aber auch für den Bau von erdverlegten Stromkabeln stellt sich unter Berücksichtigung großer Probenmengen sowie lithologisch heterogener Proben als sehr aufwändig dar.

Aus diesem Sachverhalt heraus ergab sich die Fragestellung, ob ein bestehendes Verfahren zur schnellen und gleichzeitig genauen Ermittlung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Festgesteinen auch für die Messung von Lockergesteinen geeignet sei, was nachfolgend betrachtet wurde.

2. Material und Methoden

Am Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie wurde ein primär für Festgesteine etabliertes Messverfahren mit Hilfe des Thermal Conductivity Scanners (TCS) so weiterentwickelt, dass nun die kontaktlose Bestimmung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinsproben nach der Optical-Scanning-Messmethode, entwickelt von Prof. Y. Popov (Popov, 1983; Popov et al., 1983; Popov et al., 1985; Popov, 1997; Popov et al., 1999), mittels von oben über die Probenkörper fahrender Zwei-Kanal-Infrarot-Temperatursensoren möglich ist. Der Fokus lag dabei auf der Generierung repräsentativer Mittelwerte größerer Probenkörper und der Minimierung der Messzeit gegenüber anderen, am Markt verfügbaren, Messverfahren, bei gleichzeitiger Wahrung einer hohen Messgenauigkeit und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse.

Die Wärmeleitfähigkeit kann hierbei sowohl bei Fest- als auch bei Lockergesteinen gemessen werden. Der Messbereich liegt dabei zwischen 0,2 W/(m*K) und 25 W/(m*K) bei einer Messgenauigkeit von 3 %. Die maximale Probenlänge beträgt 1 m, so dass Bohrkern im geöffneten Kunststoffliner gemessen werden können. Dabei ist eine Auflösung von einem Messwert pro mm möglich.

Für die Messung von Festgesteinsproben ist eine Standardkonfiguration vorgesehen. Hierbei werden die zu messende Gesteinsprobe und zwei Referenzkörper, mit bekannter Wärmeleitfähigkeit, von oben auf die Messschiene aufgelegt und von der Sensoreinheit von unten abgefahren. Diese Sensoreinheit ist mit zwei Zwei-Kanal-Infrarot-Temperatursensoren bestückt, in deren Mitte eine Heizlampe angeordnet ist. Der vorlaufende Temperatursensor misst zunächst die unbeeinflusste Probentemperatur. Nachdem dies erfolgt ist, erfolgt der Eintrag einer definierten Wärmemenge in die Probe durch Bestrahlung dieser mittels einer Heizlampe mit definierter Leistung. Der nachlaufende Temperatursensor misst anschließend die resultierende Probentemperatur nach der Erwärmung. Die Referenzkörper dienen hierbei zur Kalibration des Messgerätes und zur Interpretation der gemessenen Temperaturwerte. Wenn Referenzkörper (R) mit bekannter Wärmeleitfähigkeit λ_R und Probekörper (P) mit unbekannter Wärmeleitfähigkeit λ_P in einer Linie liegend, nacheinander gescannt werden, so kann die Wärmeleitfähigkeit λ_P nach folgenden Gleichungen bestimmt werden (Popov et al. 1999):

$$\Theta = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot \chi \cdot \lambda} \quad (1)$$

$$\lambda_P = \lambda_R \cdot \left(\frac{\Theta_R}{\Theta_P} \right) \quad (2)$$

Θ : Temperaturdifferenz [°C bzw. K]

χ : Entfernung zwischen Wärmequelle und Temperatursensor [m]

λ : Wärmeleitfähigkeit [W * m⁻¹ * K⁻¹]

R : Referenzkörper

P : Probekörper

Q : Heizleistung der Wärmequelle [W * m⁻¹]

Zur Bestimmung der spezifischen Wärmeleitfähigkeit von Lockersedimenten wurde der Betrieb des TCS, unter Berücksichtigung einiger baulicher Änderungen an dem Messgerät, im „Überkopfmodus“ getestet. Diese Maßnahme war erforderlich, da im Rahmen der Messung von Lockergesteinsproben bei Betrieb in der Standardkonfiguration die Bestandteile des Sediments in die Sensoreinheit fallen würden. Basierend auf dieser Modifikation wurde die Möglichkeit eröffnet, einen Wärmeleitfähigkeitsscanner auch zur Messung von Lockersedimenten zu verwenden (s. Abb. 1-3).



Abb. 1: TCS Überkopfkonfiguration für die Messung eines Lockersedimentbohrkerns



Abb. 2: Sensoreinheit, Temperatursensoren vorn (1) und hinten (2), Heizlampe (3) in der Mitte



Abb. 3: Befestigungsklammer für Referenzkörper

Die spezifische Wärmeleitfähigkeit von Lockergesteinen wird bisher üblicherweise mit berührenden Messmethoden, wie Nadelsonden, ermittelt.

Das Wärmeleitfähigkeitsmessgerät TK 04 nähert sich im Messverfahren an die idealisiert unendlich lange Heizquelle mittels einer Nadelsonde von 5 bis 7 cm Länge an. Diese wird in die Probe gesteckt und mit konstanter Leistung erhitzt. Ein Thermoelement, das in der Sonde eingebracht ist, registriert die relative Veränderung der Temperatur zum Startwert in der Wärmequelle mit einer Genauigkeit von bis zu $1 \cdot 10^{-3}$ K und zeichnet sie auf. Die Aufheizzeit der Sonde wird bei üblichen Messungen auf 80 s festgelegt. Die Auswertung der Aufheizkurve beginnt nach ca. 20 s. Die Heizleistung kann an die erwartete Wärmeleitfähigkeit des Materials angepasst werden (Stegner, 2016).

Das Wärmeleitfähigkeitsmessgerät KD2Pro verfügt über eine 2-Nadelsonde. Hierbei wird über einen definierten Zeitraum Wärme über eine Nadel in die Probe eingebracht. Die zweite Nadel ist 6 mm von der ersten Nadel angeordnet und zeichnet die thermische Reaktion der Probe auf die Wärmezufuhr sowie die Abkühlphase auf. Anhand der aufgezeichneten Daten wird nachfolgend, unter Berücksichtigung der Umgebungstemperatur, die spezifische Wärmeleitfähigkeit des Probenkörpers ermittelt (KD2Pro: Decagon Devices, 2011).

3. Ergebnisse und Diskussion

Zur Validierung des Messverfahrens mit dem TCS wurden unterschiedliche Referenzkörper, jeweils zwei Körper pro Wärmeleitfähigkeits-Messbereich (a und b), eines zweiten TCS des LIAG sowie ein Keramik-Körper und ein Kalibrierungsprobenkörper mehrfach gemessen, die Ergebnisse ausgewertet und die Abweichungen dargestellt. Die spezifische Wärmeleitfähigkeit aller gemessenen Körper war hierbei bekannt. Dabei wurden die verwendeten Körper 25-mal in der Überkopfkongfiguration und 15-mal in der Normalkongfiguration gemessen und davon der Mittelwert ermittelt. Anschließend wurden die ermittelten Messwerte der Normalkongfiguration denen der Überkopfkongfiguration gegenübergestellt und der prozentuale Fehler im Vergleich zu der am Referenzkörper angegebenen Wärmeleitfähigkeit dargestellt.

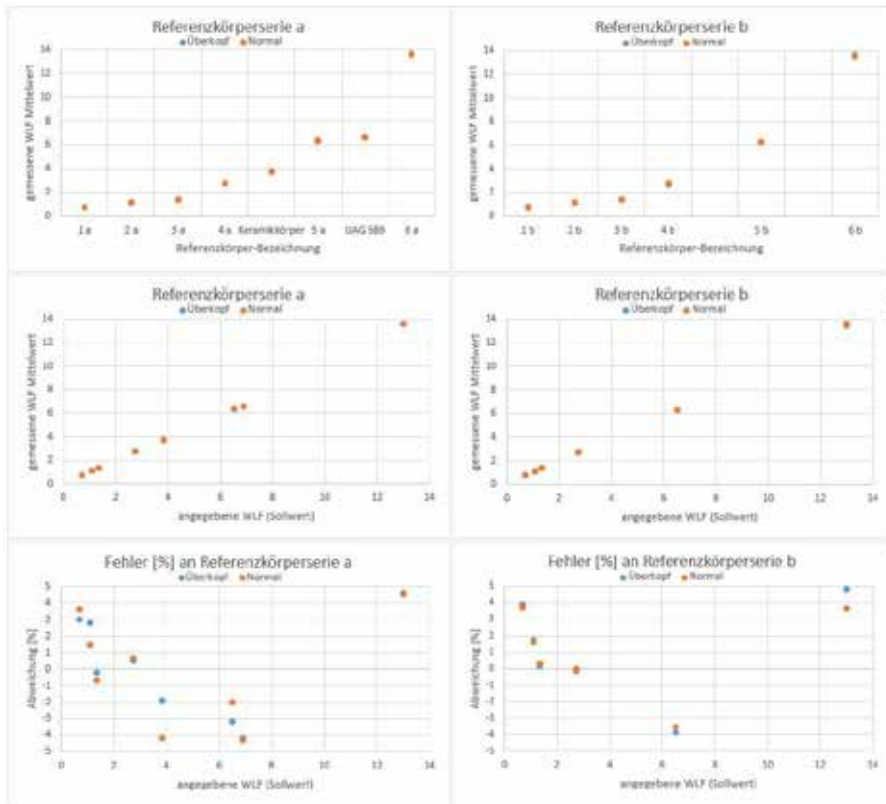


Abb. 4: Vergleich der Messergebnisse in der Normal- und Überkopfkongfiguration, Prozentuale Abweichung vom Sollwert

Die gemessene Abweichung gegenüber der angegebenen Wärmeleitfähigkeit der Referenzkörper (= Sollwert) liegt bei maximal $\pm 5\%$, was unter Berücksichtigung einer Toleranz der Referenzkörper von $\pm 2\%$ innerhalb der Messtoleranz des Gerätes liegt. Die Abweichung ist bei der WLF von $1,35 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ und $2,76 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ am geringsten (s. Abb. 4) und steigt mit zunehmender WLF an. Es zeigt sich, dass die Ergebnisse der Überkopfmessung über das gesamte Spektrum nur in geringem Maß von denen der Standardkonfiguration abweichen.

Im direkten Vergleich mit den Messwerten der Nadelsonde des KD2Pro konnte eine grundsätzliche Übereinstimmung verifiziert werden, was aus Abb. 5 und 6 ersichtlich wird. Abweichungen der Messwerte beider Verfahren können bspw. aus einer schlechten thermischen Probenanbindung der Nadelsonde (z.B. durch Lufteinschlüsse oder kleinere Gerölle innerhalb des Probenkörpers) und der unterschiedlichen Eindringtiefe resultieren. Die Ergebnisse zeigen, dass mit der weiterentwickelten TCS-Messmethode im direkten Vergleich mit etablierten Nadelsondenmessungen, bei übereinstimmenden Messergebnissen, ein bedeutend höherer Probendurchsatz erreicht werden kann. Dies resultiert zum einen aus der Messgeschwindigkeit eines TCS aber auch aus der Tatsache heraus, dass im Rahmen eines Messdurchgangs auf einem Meter Probenlänge bis zu 1000 Messpunkte generiert werden können. Der Messfortschritt von ca. 1 m Messstrecke je Stunde (bei einer Abtastrate von 2 mm und 10 Messungen je Kern) ermöglicht die hochauflösende Abbildung einer Bohrung mit 30 m Teufe in weniger als drei Tagen.

Die hierbei erreichte Messgenauigkeit und Reproduzierbarkeit der Messergebnisse entsprechen mindestens denen der Nadelsondenmessungen bei Korngrößen bis einschließlich Mittelsand (Abb. 5 u. Abb. 6).

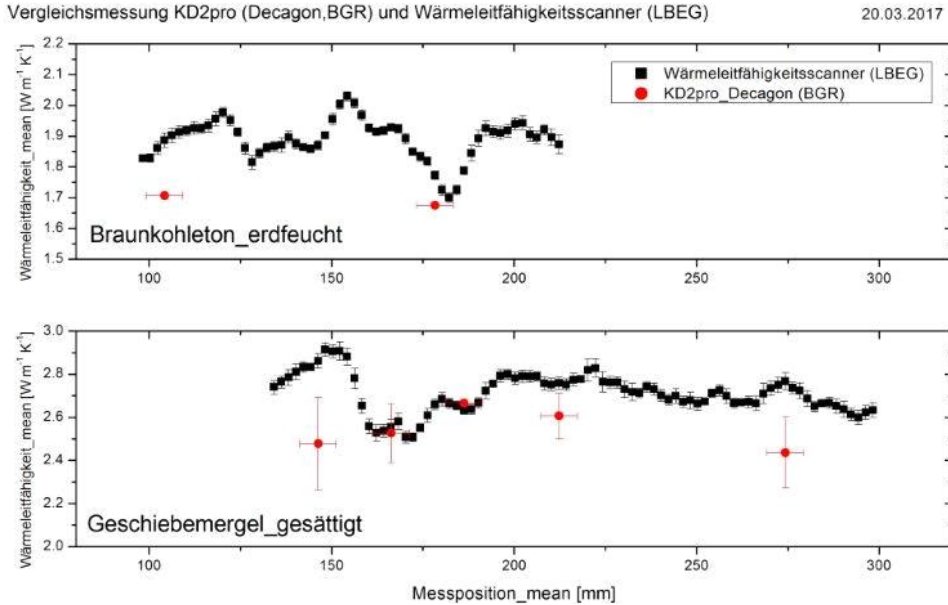


Abb. 5: Vergleichsmessungen KD2Pro mit TCS (Kurve)

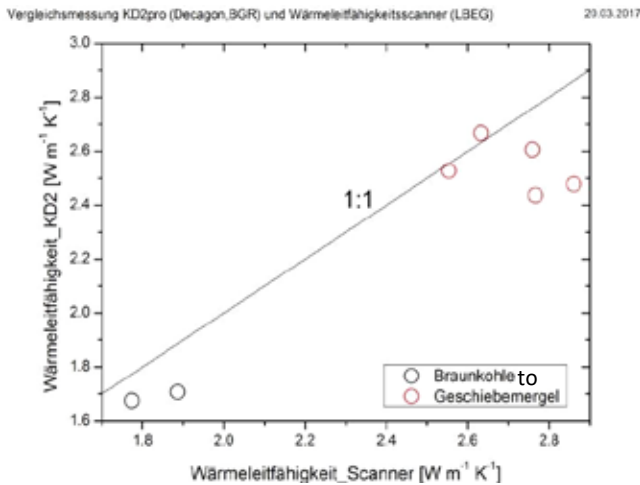


Abb. 6: Vergleichsmessungen KD2Pro mit TCS (Gegenüberstellung)

Da innerhalb eines zu messenden Probenstücks petrografische Eigenschaften wie z. B. Mineralbestand, Kohlenstoffgehalt oder die Porosität und des damit einhergehenden Porenwassergehaltes sehr

heterogen verteilt sein kann, schwankt auch damit die Wärmeleitfähigkeit gleichermaßen, da sich beispielsweise mit variierendem Wassergehalt die Wärmeleitfähigkeit grundsätzlich ändert (Bachmann, 2005). Ein millimetergenauer NMR-Scan (Nuclear Magnetic Resonance) eines Bohrkerns zeigt die starke Wassergehaltsschwankung innerhalb eines Meters. Ein TCS hat eine ebenso hohe Auflösung für die Wärmeleitfähigkeit. Dies wird bei direktem Vergleich der Graphen des Porenwassergehaltes und der Wärmeleitfähigkeit (s. Abb. 7) ersichtlich. Er besitzt das Potenzial, eine Auflösung von bis zu 1.000 Messpunkten je Meter Messstrecke abzubilden und auf diese Weise eine repräsentative Aussage über die Wärmeleitfähigkeit zu geben. Mit Nadelsonden wäre dies nur bedingt und mit großem Zeit- und Arbeitsaufwand möglich, hier einen ähnlich hochauflösenden Vergleich zu ziehen, da für einen direkten Vergleich 500 bis 1000 Einstiche an einem Bohrkern von 1 m Länge vorgenommen werden müssten.

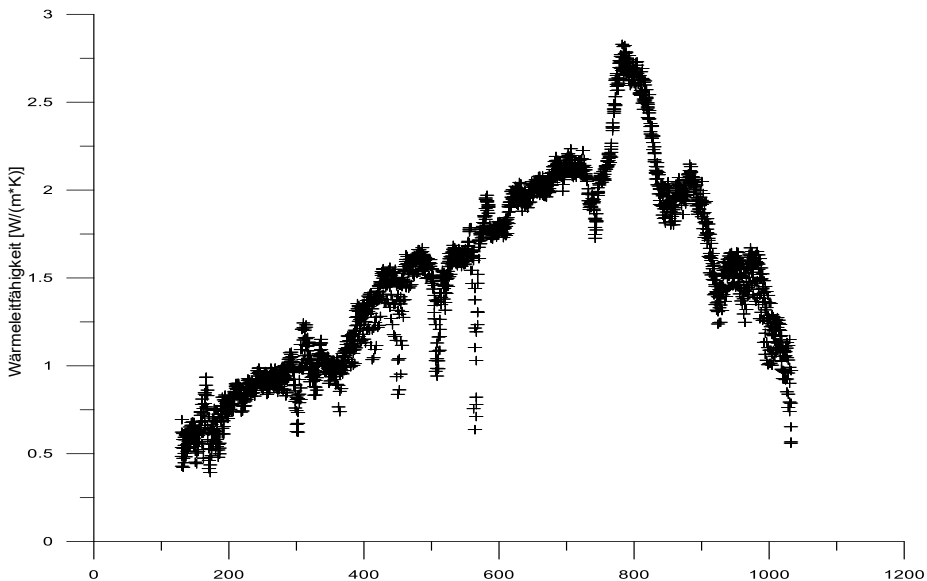


Abb. 7: Vergleich von Wärmeleitfähigkeit (TCS) zu Wassergehalt (ermittelt durch NMR)

4. Schlussfolgerungen

Es wurde nachgewiesen, dass die Messwerte der Überkopfkonfiguration mit denen der Standardkonfiguration korrelieren. Das modifizierte Verfahren funktioniert für die Messung von Lockergesteinen unter Wahrung einer vergleichbaren Messgenauigkeit wie sie von etablierten Nadelsondenmessungen bekannt ist.

Im Rahmen der Verfahrensvalidierung hat sich gezeigt, dass die Durchführung von Wärmeleitfähigkeitsmessungen mit dem neuen Verfahren bedeutend schneller möglich ist, als mit Nadelsonden unter Berücksichtigung einer mindestens vergleichbar hohen Genauigkeit. Zudem bildet die kontinuierliche Messung mit bis zu 1.000 Messungen je Meter die natürliche Heterogenität der Lockergesteinsproben besser ab, als dies mit Einzelmessungen möglich ist (s. Abb. 8). Durch die hohe Messgeschwindigkeit und die hervorragende Reproduzierbarkeit der Messergebnisse können auch Messkampagnen größeren Umfangs innerhalb relativ kurzer Zeit realisiert werden. Gerade für die Gewinnung landesweiter Daten der geologischen Dienste, aber auch für den Bereich großer oberflächennaher Erdwärmelanlagen oder

für Spezialanwendungen wie den Gleichstromtrassenbau und die damit verbundenen Fragestellungen bezüglich der thermischen Einträge ins Erdreich ist das Verfahren daher von großem Wert.



Abb. 8: Wärmeleitfähigkeit bildet die natürliche Heterogenität eines Schluff-Bohrkerns ab

Die Wärmeleitfähigkeitsmessung mit dem überkopparbeitenden TCS hat das Potential, zum Standardlabormessverfahren auch für Lockergesteine in Niedersachsen etabliert zu werden.

5. Danksagung

Die Autoren danken Raphael Dlugosch (Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik – LIAG) für die Bereitstellung der NMR-Daten und Axel Lamparter (Bundesanstalt f. Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR) für die Bereitstellung der KD2Pro-Daten.

6. Literatur

Bachmann, J. (2005): Thermisches Verhalten der Böden. – In: BLUME, H.-P. (Hrsg.) (1990): Handbuch des Bodenschutzes. – 22. Erg.-Lfg. 08/05; Ecomed, Landsberg/Lech.

Brakelmann, H., Jarass, L. J. (2019): Erdkabel für den Netzausbau: Höchstspannungskabel, Drehstrom und Gleichstrom, Minimaltrassen, Zuverlässigkeit, Kosten. BoD – Books on Demand

Decagon Devices, 2011: KD2 Pro thermal properties analyzer operator's manual. Decagon Devices Inc., Pullmann.

Lippmann and Rauen GbR: Thermal Conductivity Scanning – <http://www.geophysik-dr-rauen.de/tcscan/vorteile.html> (abgerufen am 18.12.2019)

Popov, Y. A., Pribnow D. F. C., Sass J. H., William C. F. & Burkhardt H. (1999): Charakterization of rock thermal conductivity by high-resolution optical scanning. Geothermics 28, 253-276.

Popov, Y. A (1997): Optical scanning technology for nondestructive contactless measurements of thermal conductivity and diffusivity of solid matters. In: Experimental Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics. Proceedings of the 4-th World Conference. Brussels, Belgium, 1, 109-117.

Popov, Y. A., Berezin, V. V., Semionov, V. G. & Korosteliov, V. M. (1985): Complex detailed investigations of the thermal properties of rocks on the basis of a moving point source. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 1, 64-70.

Popov, Y. A., Semionov, V. G., Korosteliov, V. M. & Berezin, V. V. (1983): Non-contact evaluation of thermal conductivity of rocks with the aid of a mobile heat source. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 19, 563-567.

Popov, Y. A (1983): Theoretical models of the method of determination of the thermal properties of rocks on the basis of moveable sources. *Geologiya I Razvedka (Geology and Prospecting)*, p(I), 97-103.

Stegner, J (2016): Bestimmung thermischer Materialkennwerte von Erdkabelbettungen (Diss.). TU Darmstadt, 186 S.

Stober, I. & Bucher, K. (2012): *Geothermie*. Springer, Berlin, Heidelberg

Lichtinduzierte Degradationseffekte an Photovoltaikmodulen bei erhöhten Temperaturen – Ein Vergleich von Prüfmethode

Esther Fokuhl, Paul Gebhardt, Tayyab Naeem, Alexandra Schmid, Daniel Philipp

Fraunhofer Institut für Solare Energie Systeme, Freiburg

Abstract

„Light and elevated Temperature Induced Degradation“ (LeTID) ist ein relativ neuer Degradationseffekt, der zu signifikanter Degradation von PERC-Modulen im Feld führen kann. Im Gegensatz zu dem bekannteren Mechanismus „Boron-Oxygen Light Induced Degradation“ (BO-LID) tritt der Effekt nur bei erhöhten Temperaturen auf und der Degradationsprozess kann sich unter Feldbedingungen über Jahre erstrecken. Für Modulprüfungen ergeben sich durch die LeTID-Kinetik vergleichsweise zeitaufwendige Prüfabläufe. Am TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE wurde eine gängige LeTID-Prüfmethode, welche auch für den neuen Standard der Normenreihe IEC 61215 vorgeschlagen wurde, mit Ergebnissen eines Schnelltests verglichen. Der Schnelltest scheint für die Bewertung der LeTID-Sensitivität multikristalliner PERC-Module mit geringerem Prüfaufwand geeignet zu sein. Insbesondere bei monokristallinen Technologien besteht jedoch ein hohes Risiko, dass nicht die gesamte feldrelevante Degradation detektiert wird. Erste Ergebnisse eines Freifeld-Teststands in Freiburg im Breisgau zeigen die Relevanz von LeTID für den Ertrag von Photovoltaikanlagen in Deutschland.

1. Einleitung

1.1 Lichtinduzierte Degradation (LID)

Der Begriff „Lichtinduzierte Degradation“ (LID) beschreibt verschiedene Degradationsmechanismen, die durch eine Beleuchtung der Zelle mit einer Photonenenergie oberhalb der Bandlücke oder eine externe Vorwärtsspannung hervorgerufen werden. Im Fall von kristallinen Silizium-Photovoltaikmodulen ist der bekannteste Effekt „Bor-Sauerstoff-LID“ (BO-LID) und tritt hauptsächlich an monokristallinen Modulen auf, deren Zellen aus im Czochralski-Verfahren hergestellten Ingots gewonnen wurden. Durch die Aktivierung von BO-Defekten nimmt während der ersten Stunden unter Licht die Rekombination von Minoritätsladungsträgern zu, wodurch typischerweise der Kurzschlussstrom und die Leerlaufspannung abnehmen [1]. Es existieren bereits Verfahren zur Stabilisierung der BO-Defekte [2], welche bei der Herstellung handelsüblicher Photovoltaikmodule angewandt werden können. Eine Anfangsdegradation durch BO-LID kann in Ertragsprognosen während der Planungsphase einer Photovoltaikanlage berücksichtigt werden. Somit ist BO-LID ein kalkulierbares Problem.

1.2 Light and elevated Temperature induced Degradation (LeTID)

Einen relativ neuen Effekt stellt „Light and elevated Temperature Induced Degradation“ (LeTID) dar. Im Jahr 2012 entdeckten Ramspeck et al. [3] bei Light-Soaking Experimenten unter erhöhten Temperaturen ungewöhnlich hohe Degradation an multikristallinen „Passivated Emitter and Rear Contact“ (PERC)-Solarzellen, welche nicht durch bekannte Effekte wie BO-LID erklärt werden konnte. Da der Effekt nur bei Temperaturen oberhalb von 50 °C beobachtet wurde, bekam er später die Bezeichnung LeTID. In der wissenschaftlichen Fachliteratur wurde von signifikanten Leistungsverlusten im Bereich von 7 % berichtet [4] und Ergebnisse aus Labortests lassen Verluste im Bereich von 10 % und höher möglich erscheinen. Im Gegensatz zu BO-LID verläuft die Degradation deutlich langsamer, wodurch es im Anlagenbetrieb je nach Standort Jahre dauern kann, bis die maximale Degradation erreicht ist [4]. Betroffene Technologien sind nicht nur multikristalline PERC-Solarzellen (Multi-PERC)

sondern auch Zellen auf Basis von monokristallinem Silizium (Mono-PERC) sowie „Aluminium Back Surface Field“ (Al-BSF) Solarzellen, wenn auch letztere in geringerem Ausmaß.

Auch wenn die Ursachen für die Degradation noch nicht vollständig bekannt sind, wurde bereits Wasserstoff als eine Komponente für die Defektbildung identifiziert [5]. Weiterhin wird LeTID stark durch die Prozessbedingungen, wie die maximale Feuerungstemperatur, Heiz- und Kühlrampen und Annealing beeinflusst [6–8]. Eine Minimierung der Degradation durch Anpassung der Prozessbedingungen erscheint daher möglich.

1.3 Bekannte Zustandswechsel bei LeTID

Die Degradation wird bei LeTID wie auch bei BO-LID durch eine Generation von Überschussladungsträgern ausgelöst. Dies kann entweder durch Beleuchtung oder eine extern angelegte Vorwärtsspannung geschehen, weshalb auch von CID für „Carrier Induced Degradation“ gesprochen werden kann. Im Fall von LeTID findet die Degradation nur bei $T > 50\text{ °C}$ statt. Für die Geschwindigkeit der Degradation wurde eine Arrhenius-Abhängigkeit festgestellt [9]. Weiterhin besteht eine lineare Abhängigkeit der Degradationsgeschwindigkeit zur Anzahl der injizierten Ladungsträger, welche in direktem Zusammenhang mit der Spannung im Arbeitspunkt der Zelle steht [10]. Nach Abschluss der Degradationsphase kann unter denselben Bedingungen Regeneration beobachtet werden (siehe Abb. 1), welche zur nahezu vollständigen Rückgewinnung der ursprünglichen Leistung führen kann [11]. Auch der Regenerationsprozess ist Temperatur- und Injektionslevel-abhängig, findet jedoch im Vergleich zur Degradation deutlich langsamer statt. Werden Ladungsträger bei niedrigen Temperaturen (z.B. $T = 25\text{ °C}$) injiziert, kann dies zu Erholungseffekten von aktiven Defekten und somit Leistungsrückgewinn führen, dieser Zustand ist jedoch nicht stabil [12].

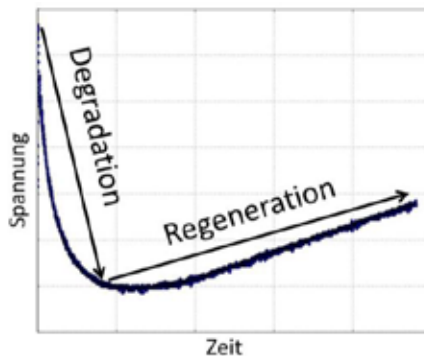


Abb. 1: Typischer Verlauf der Spannung während eines Indoor LeTID-Tests, bewusst ohne Skala dargestellt

2. LeTID-Indoor-Prüfungen

2.1 Testbedingungen

Da LeTID nur bei erhöhten Temperaturen auftritt und im Gegensatz zu BO-LID unter Feldbedingungen langsam voranschreitet, handelt es sich bei LeTID-Tests um beschleunigte Prüfungen. Die beschleunigenden Faktoren sind dabei die Zelltemperatur und das Injektionslevel, welches durch die Spannung beeinflusst wird. Der aktuelle Prüfstandard IEC 61215-2:2016 beinhaltet noch keine LeTID-Prüfprozedur. Für den neuen Standard IEC 61215-2 wurde jedoch ein Entwurf für den Test „MQT 23“ (Module Quality Test 23) untersucht, welcher auf einem Vorschlag von Hanwha Q CELLS basiert [11] und auf welchen nachfolgend mit der Bezeichnung „IEC-Entwurf“ referenziert wird. Bei diesem Test werden die Ladungsträger statt mit einer Lichtquelle durch Bestromung im Dunklen injiziert. Die gewählte Stromstärke beträgt $I_{SC-IMPP}$, wodurch die anliegende Vorwärtsspannung in der Nähe von U_{MPP} liegt. Die Modultemperatur wird in einer Klimakammer auf 75 °C geregelt. Im Anschluss an den

Degradationstest folgt im Normenvorschlag ein stärker beschleunigter LeTID-Regenerationstest bei 85 °C und I_{sc} . Im Rahmen dieser Arbeit wird nur auf die Bedingungen des Degradationstests Bezug genommen.

Am TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE wurde weiterhin ein beschleunigter Test bei einer Modultemperatur von 85 °C und der Stromstärke I_{MPP} durchgeführt. Dieser wird nachfolgend als „Schnelltest“ bezeichnet.

Nachfolgend werden Ergebnisse, welche mit den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs sowie dem Schnelltest am TestLab PV Modules an kommerziellen Modulen verschiedener Hersteller generiert wurden, vorgestellt und miteinander verglichen. Unter Berücksichtigung der maximalen Temperaturdifferenzen im stationären Zustand waren die Prüfbedingungen:

- IEC-Entwurf: 75 °C ± 3 K, I_{sc} - I_{MPP}
- Schnelltest: 85 °C ± 7 K, I_{MPP}

Die relativ hohe Angabe für die Temperaturabweichungen im Schnelltest ist auf zwei Testintervalle zurückzuführen, in denen die maximale Modultemperatur aufgrund der hohen Stromstärke bis zu 91.5 °C betrug. In den meisten Testintervallen konnte die Modultemperatur im stationären Zustand auf 85 ° ± 3 K geregelt werden.

Änderungen in der Modulleistung wurden in regelmäßigen Zwischenmessungen im CalLab PV Modules bei Standardtestbedingungen mit einer relativen Messunsicherheit von 1,8 % und einer Langzeitreproduzierbarkeit unter ± 0,5 % festgestellt.

2.2 Ergebnisse

Die relativen Leistungsänderungen kommerzieller Photovoltaikmodule unterschiedlicher Hersteller während eines LeTID-Tests mit den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs (75 °C, I_{sc} - I_{MPP}) sind in Abb. 2 dargestellt. In den Vergleich wurden Module der Zelltechnologien Mono-PERC, Multi-PERC, Cast-Mono-PERC und Al-BSF aufgenommen. In der Abbildung kennzeichnen volle und halb gefüllte Symbole derselben Form Module des gleichen Typs. Der Test führt bei allen getesteten Modulen zu Degradation mit einem für LeTID typischen zeitlichen Verlauf. Während der Prüfdauer zeigen die Mono-PERC-Module mit maximalen Leistungsverlusten von -2,0 % bis -3,7 % eine geringere Empfindlichkeit als die untersuchten Multi-PERC-Module (-3,8 % bis -7,7 %). An je einem Modul der Mono-PERC Typen B und C wird nach 648 h bzw. nach 810 h keine weitere Leistungsabnahme festgestellt. Es kann angenommen werden, dass für diese beiden Module das Degradationsmaximum erreicht wurde und weitere Prüfintervalle zu einer langsamen Regeneration führen würden. Bei allen anderen getesteten Modulen führt jedes Intervall bis zum Testende nach 861 h bzw. nach 972 h zu weiterer Degradation.

Im Schnelltest bei 85 °C und I_{MPP} werden an multikristallinen PERC-Modulen die in Abb. 3 (links) dargestellten relativen Leistungsänderungen erreicht. Ergebnisse von Multi-PERC-Modultypen, von denen auch Ergebnisse bei anderen Prüfbedingungen existieren sind in der Abbildung blau (IEC-Entwurf) bzw. orange (Freifeld-Test) dargestellt. Durch die Beschleunigung kann bei allen getesteten Multi-PERC-Modulen nach spätestens 300 h Prüfdauer der Beginn der Regenerationsphase beobachtet werden. Die maximal festgestellte Degradation variiert zwischen -1,5 % (Typ P) und -9,2 % (Typ G). Unter den langsameren Prüfbedingungen wurden für zwei Module von Typ G nach 972 h maximale Leistungsänderungen von -6,2 % und -7,7 % gemessen (vgl. Abb. 2). Da das Degradationsmaximum in dem langsamen Test vermutlich noch nicht erreicht war, ist es wahrscheinlich, dass bei weiteren Prüfintervalen das empfindlichere Modul des Typs G einen vergleichbaren Leistungsverlust zeigen wird, wie die beiden Module in dem Schnelltest.

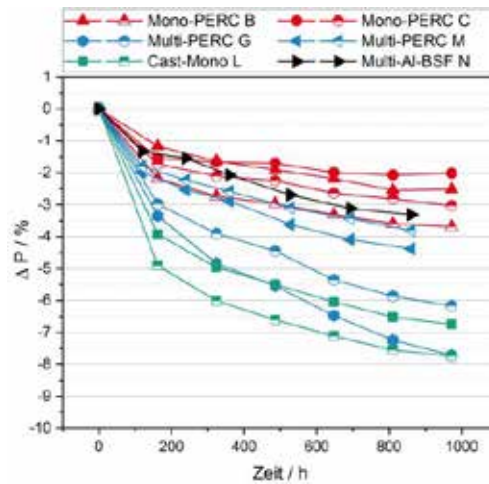


Abb. 2: Relative Änderungen der STC-Leistung kommerzieller Photovoltaikmodule während einer LeTID-Prüfung bei 75 °C, $I_{SC-I_{MPP}}$

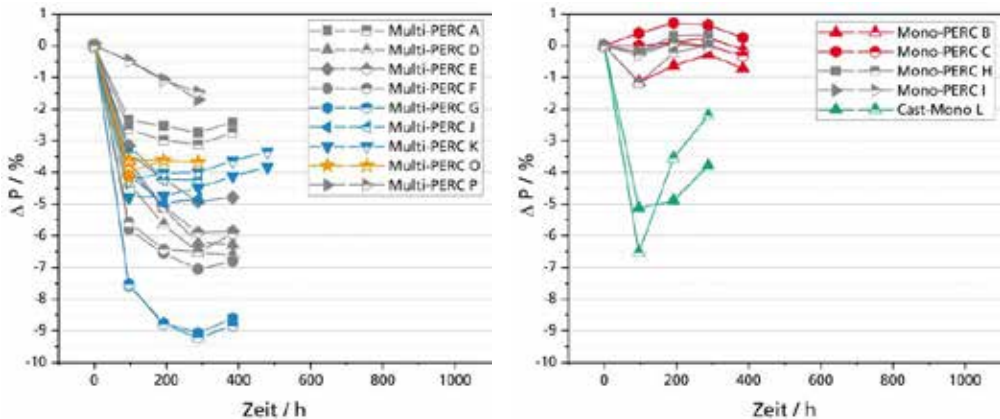


Abb. 3: Relative Änderungen der STC-Leistung kommerzieller multikristalliner PERC-Photovoltaikmodule (links), sowie monokristalliner PERC-Module und Cast-Mono-PERC-Module (rechts) während einer LeTID-Prüfung bei 85 °C, I_{MPP}

Abb. 3 (rechts) zeigt Ergebnisse von Mono-PERC und Cast-Mono-PERC Modulen im LeTID-Schnelltest bei 85 °C und I_{MPP} . Die Temperatur der Module vom Typ Cast-Mono L erreichte im zweiten Prüfindervall aufgrund des injizierten Stroms einen Wert von ca. 94 °C. Da die maximale Leistungsdifferenz bereits nach dem ersten Prüfindervall gemessen wurde, werden die Ergebnisse dennoch in den Vergleich aufgenommen. Mit -5,1 % und -6,5 % liegen die Werte für die maximalen Leistungsverluste etwas unterhalb der maximalen Degradation in dem langsamen Test (vgl. Abb. 2). Die während des Tests in-situ gemessene Vorwärtsspannung, welche benötigt wird, um den gewünschten Strom von I_{MPP} zu erreichen (nicht abgebildet) zeigte im ersten Testintervall ein Minimum nach ca. 20 h. Es kann also angenommen werden, dass für diesen Modultyp die maximale Degradation bereits während des ersten Prüfindervalls erreicht wurde und bei höherer Auflösung der Zwischenmessungen ein größerer Leistungsverlust festgestellt worden wäre. Im Vergleich mit den untersuchten Multi-PERC-Modulen zeigt der Modultyp Cast-Mono L eine signifikant höhere Beschleunigung der Degradation und Regeneration im Schnelltest.

Bei den getesteten Mono-PERC-Modulen wurde bei 85 °C und I_{MPP} keine signifikante Degradation festgestellt. Die maximalen Leistungsverluste von -1,1 % und -1,2 % wurden an zwei Modulen der Typen B und H in der ersten Zwischenmessung nach 96 h Prüfdauer gemessen. Die während des Tests in-situ gemessene Vorwärtsspannung lieferte in diesem Fall keinen Hinweis auf signifikante Degradation während des ersten Prüfintervalls. Da monokristalline Module der Typen B und C unter den Prüfbedingungen des IEC-Entwurfs höhere Degradation im Bereich von -2,1 % bis -3,7 zeigten (vgl. Abb. 2), wird angenommen, dass durch die Erhöhung des Injektionslevels und der Temperatur die Regeneration so stark beschleunigt wurde, dass weniger Degradation erreicht wurde.

2.3 Schlussfolgerungen

Aufgrund der langen Zeitdauer ist es nicht praktikabel, mit den Prüfbedingungen des IEC-Normen-Entwurfs die gesamte Degradationskurve eines Moduls bis zum maximalen Leistungsverlust abzubilden, um die Sensitivität eines Modultyps gegenüber LeTID zu bewerten. Ein Stopp-Kriterium kann die maximale Prüfzeit reduzieren, könnte jedoch je nach Degradationsgeschwindigkeit zu einer Über- oder Unterbewertung einzelner Modultypen führen.

Eine Erhöhung der Temperatur und des Stroms auf 85 °C und I_{MPP} führt zu einer Beschleunigung, die es bei multikristallinen PERC-Modulen ermöglicht, innerhalb von 300 h das Degradationsmaximum zu erreichen. Erste Vergleiche weisen darauf hin, dass für Multi-PERC-Technologien mit beiden Methoden vergleichbare Ergebnisse für die maximale Degradation erreicht werden können. Bei monokristallinen PERC-Modulen konnte mit den Bedingungen des Schnelltests keine signifikante Degradation festgestellt werden. Als Grund wird eine zu starke Beschleunigung des Regenerationsprozesses vermutet.

Die Ergebnisse zeigen unter den Multi-PERC-Modulen verschiedener Hersteller eine hohe Varianz. Wir schließen daraus, dass einzelne Modulhersteller bereits in der Lage sind, durch eine Anpassung ihrer Prozesse Verluste durch LeTID zu begrenzen. Die teilweise sehr hohen Verluste zeigen die hohe Relevanz von LeTID-Prüfungen auf Modulebene. Die getesteten monokristallinen PERC-Module zeigen einen Trend zu niedrigerer Degradation als multikristalline Technologien. Ein möglicher Grund für diesen Trend ist die Anwendung von BO-LID-Stabilisierungsprozessen während der Herstellung, die auch die Degradation durch LeTID verringern können [13].

3. LeTID-Freifeld-Test

3.1 Aufbau



Abb. 4: Installierte Module auf dem Tracker (links); Isolation der Rückseite eines der beiden Module (rechts) [14]

Zwei multikristalline PERC-Module vom Typ Multi-PERC O sind seit April 2019 auf einem Dach des Fraunhofer ISE in Freiburg im Breisgau auf einem zweiachsigen Tracker der PSE AG installiert (siehe Abb. 4, links). Um eine höhere Modultemperatur zu erreichen wurde ähnlich wie in [11] die Rückseite eines der beiden Module unter Verwendung von Styrofoam™ und Kupferklebefolie thermisch isoliert (siehe Abb. 4, rechts). Beide Module werden durch ein MPP-Tracking-System in ihrem Punkt maximaler Leistung betrieben. Die Modultemperaturen werden mit jeweils drei PT-100 Sensoren aufgezeichnet. Weiterhin werden die Einstrahlung und die Windgeschwindigkeit gemessen.

3.2 Ergebnisse der ersten fünf Monate

Eine Häufigkeitsverteilung der mittleren Modultemperatur (Mittelwert der Messwerte der drei Sensoren) der installierten Module während des Zeitraums 18.04.2019 bis 01.10.2019 ist in Abb. 5 links dargestellt. Durch die thermische Isolierung der Modulrückseite ist die Anzahl der Stunden, in der die Modultemperatur größer als 60 °C ist, deutlich höher als bei dem frei hinterlüfteten Modul (528 h vs. 43 h). An beiden Modulen betrug die Modultemperatur während mehr als 800 h 40 °C oder höher. Wie Abb. 5 rechts entnommen werden kann, führt die höhere Modultemperatur des isolierten Modules zu einer schnelleren Degradation. Nach 151 Tagen auf dem Tracker zeigen die beiden Module relative Leistungsänderungen von -3,0 % und -4,6 %. Die Degradation des isolierten Moduls ist somit bereits nach fünf Monaten im Freifeld höher als der im LeTID-Schnelltest gemessene maximale Leistungsverlust von -4,2 %. Auch die Degradation des nicht isolierten Moduls erscheint im Vergleich zu Literaturwerten vom Standort Thalheim relativ hoch [4]. Ein möglicher Grund für die vergleichsweise schnelle Degradation im Freifeld-Test ist der Zeitraum der Exposition. Da die Module im April installiert wurden, stammen die bisherigen Ergebnisse aus dem wärmsten Zeitraum des Jahres. Weiterhin ist es möglich, dass der Schnelltest bei dem vorliegenden Modultyp nicht die gesamte feldrelevante Degradation auflösen konnte.

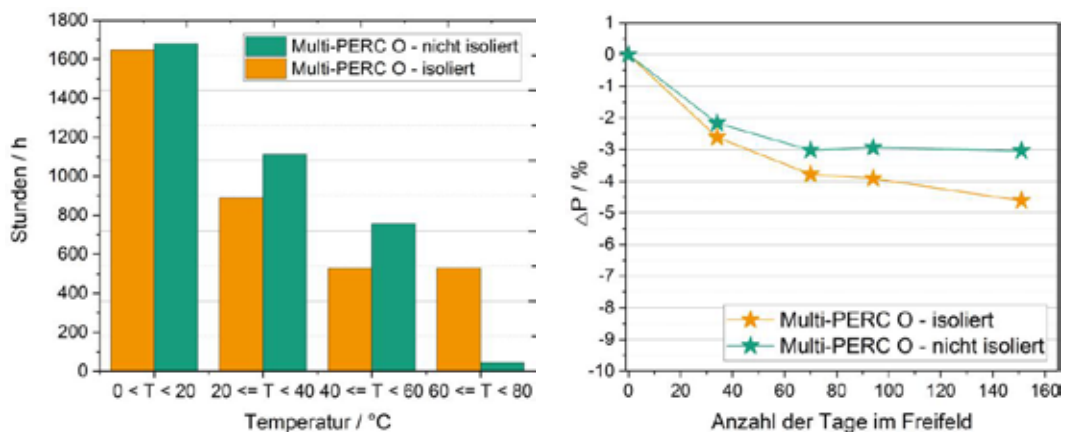


Abb. 5: Häufigkeitsverteilung der mittleren Modultemperatur des isolierten und des nicht isolierten Moduls auf dem Tracker (links); Relative Leistungsänderungen der auf dem Tracker montierten Multi-PERC Module während Freifeld-Exposition (rechts); Zeitraum: 18.04.2019 bis 01.10.2019 [14]

4. Zusammenfassung und Ausblick

LeTID kann an kommerziell erhältlichen PERC-Modulen zu signifikanter Degradation im Feld führen. Ergebnisse aus Laborprüfungen im TestLab PV Modules des Fraunhofer ISE zeigen eine hohe Varianz der Empfindlichkeit verschiedener Modultypen mit einem Trend zu geringerer Sensitivität von

monokristallinen Technologien. Dieser Trend sollte unter Berücksichtigung der Anzahl verschiedener Modultypen nicht für den gesamten Markt verallgemeinert werden.

Ein am TestLab PV Modules untersuchter Schnelltest, mit dem bei 85 °C und einer Dunkelbestromung mit I_{MPP} die maximale Degradation innerhalb von 300 h erreicht werden kann, scheint bei multikristallinen PERC-Modulen für eine Bewertung der LeTID-Sensitivität geeignet zu sein. Bei monokristallinen Technologien besteht jedoch ein hohes Risiko, nicht die gesamte feldrelevante Degradation zu detektieren. Eine mögliche Alternative, welche eine geringere Beschleunigung gegenüber den Bedingungen des IEC-Entwurfs (75 °C, $I_{SC} - I_{MPP}$) darstellt, wird aktuell am TestLab PV Modules untersucht. Bei dieser Prüfmethode wird nur die Temperatur auf 85 °C erhöht, während das Injektionslevel durch eine Bestromung mit $I_{SC} - I_{MPP}$ annähernd gleich gehalten wird, wie bei den langsameren Prüfbedingungen.

Erste Ergebnisse eines LeTID-Freifeld-Teststands zeigen die hohe Relevanz von LeTID für den Ertrag im Anlagenbetrieb. Während der kommenden Wintermonate ist bei niedrigen Außentemperaturen bei gleichzeitiger Bestrahlung mit Erholungseffekten zu rechnen. Der Freifeld-Test wird weiter fortgeführt und möglicherweise in Zukunft um weitere Modultypen erweitert.

5. Literaturverzeichnis

- [1] J. Lindroos, H. Savin, *Sol Energ Mat Sol C* **2016**, *147*, 115 – 126.
DOI: 10.1016/j.solmat.2015.11.047.
- [2] A. Herguth, G. Schubert, M. Kaes, G. Hahn, 940 – 943. DOI: 10.1109/WCPEC.2006.279611.
- [3] K. Ramspeck, S. Zimmermann, H. Nagel, A. Metz, Y. Gassenbauer, B. Birkmann, A. Seidl **2012**. DOI: 10.4229/27THEUPVSEC2012-2DO.3.4.
- [4] F. Kersten, F. Fertig, K. Petter, B. Klöter, E. Herzog, M. B. Strobel, J. Heitmann, J. W. Müller, in *Proceedings of the 7th International Conference on Crystalline Silicon Photovoltaics (SiliconPV 2017)* **2017**.
- [5] T. Niewelt, F. Schindler, W. Kwapil, R. Eberle, J. Schön, M. C. Schubert, *Prog Photovolt Res Appl* **2018**, *26* (8), 533 – 542. DOI: 10.1002/pip.2954.
- [6] R. Eberle, W. Kwapil, F. Schindler, S. W. Glunz, M. C. Schubert, *Energy Procedia* **2017**, *124*, 712 – 717. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.082.
- [7] C. E. Chan, D. N. R. Payne, B. J. Hallam, M. D. Abbott, T. H. Fung, A. M. Wenham, B. S. Tjahjono, S. R. Wenham, *IEEE J. Photovoltaics* **2016**, *6* (6), 1473 – 1479.
DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2606704.
- [8] C. Chan, T. H. Fung, M. Abbott, D. Payne, A. Wenham, B. Hallam, R. Chen, S. Wenham, *Sol. RRL* **2017**, *1* (2), 1600028. DOI: 10.1002/solr.201600028.
- [9] D. Bredemeier, D. Walter, J. Schmidt, *Sol Energ Mat Sol C* **2017**, *173*, 2 – 5.
DOI: 10.1016/j.solmat.2017.08.007.
- [10] W. Kwapil, T. Niewelt, M. C. Schubert, *Sol Energ Mat Sol C* **2017**, *173*, 80 – 84.
DOI: 10.1016/j.solmat.2017.05.066.
- [11] F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, A. Stekolnikov, T. Lindner, F. Stenzel, M. Bartzsch, A. Szpeth, K. Petter, J. Heitmann, J. W. Müller, *Sol Energ Mat Sol C* **2015**, *142*, 83 – 86.
DOI: 10.1016/j.solmat.2015.06.015.
- [12] F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, F. Stenzel, K. Petter, T. Lindner, A. Szpeth, M. Bartzsch, A. Stekolnikov, M. L. D. Scherff, J. Heitmann, J. W. Mueller, in *31st European PVSEC: Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition* **2015**.
- [13] F. Fertig, R. Lantsch, A. Mohr, M. Schaper, M. Bartzsch, D. Wissen, F. Kersten, A. Mette, S. Peters, A. Eidner, J. Cieslak, K. Duncker, M. Junghänel, E. Jarzembowski, M. Kauert, B. Faulwetter-Quandt, D. Meißner, B. Reiche, S. Geißler, S. Hörnlein, C. Klenke, L. Niebergall, A. Schönmann, A. Weihrauch, F. Stenzel, A. Hofmann, T. Rudolph, A. Schwabedissen, M. Gundermann, M. Fischer, J. W. Müller, D.J.W. Jeong, *Energy Proced* **2017**, *124*, 338 – 345.
DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2017.09.308.
- [14] T. Naeem, Degradation and Regeneration of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules under Elevated Temperature and Carrier Injection, *Master Thesis*, Hochschule Anhalt **2019**.

Bifaziale Photovoltaik – Potenziale und Hürden für den Markteintritt

W. Mühleisen¹, L. Neumaier¹, C. Hirschl¹, J. Löschnig², E. Bende³, S. Zamini⁴, B. Kubicek⁴

¹ Silicon Austria Labs GmbH, Europastr.12, 9524 Villach, Österreich

² KIOTO Photovoltaics GmbH, Wernersdorf 111, 8551 Wies, Österreich

³ TNO - Solar Energy, Westerduinweg 3, 1755 LE Petten, The Netherlands

⁴ Austrian Institute of Technology GmbH, Giefinggasse 6, 1210 Wien, Österreich

Abstract

Bifaziale Photovoltaik ist 2019 schon eine leistungsstarke Technologie sowohl in Nischenanwendungen als auch auf Flachdächern. Eine durchgeführte Recherche, welche Möglichkeiten sich bieten zeigt auf, dass bereits Ideen und Ansätze in Form von Anlagen umgesetzt sind. Zusätzlich hat sich gezeigt, dass Produkte oder Systeme noch Verbesserungspotenzial haben und die Industrie noch mehr mit der Wissenschaft zusammenarbeiten sollte. Durchgeführte Versuche auf Minimodulbasis mit verschiedenen Materialkombinationen sowie Designideen führten letztendlich dazu große Standardmodule mit transparenter Rückseitenfolie zu bauen und den bisher genutzten Herstellungsprozess für Standardmodule minimal anzupassen. Im Testaufbau mit einer höher aufgeständerten Ost-West Anlage unter realistischen Bedingungen konnte nachgewiesen werden, dass bei einem bifazialen PV Modul gegenüber einem monofazialen Standardmodul ein Mehrertrag bis in den zweistelligen Prozentbereich möglich ist. Ein Einsatz solcher Systeme mit hohen bifazialen Erträgen wird aber nur gelingen, wenn alle im Paper genannten Hürden überwunden und Potenziale unter Einhaltung der Wirtschaftlichkeit genutzt werden.

1. Einführung und Problemstellung

Bifaziale Photovoltaik hat sich 2019 und in den davor 3-4 zurückliegenden Jahren stark weiterentwickelt. Im EU-Projekt „BIFACE“ sind Forschungsaktivitäten hinsichtlich Design bifazialer PV Module sowie dem Gesamtsystem betrieben worden. Sowohl die Technologie als auch Kostensenkungen und neue Einsatzfelder geben genug Potenzial für einen raschen Zuwachs an Marktanteilen für die zweiseitige Lichtnutzung [1]. Diskussionen über die Verbauung landwirtschaftlicher Flächen können mit der 90° Ost-West Aufstellung oder Aufstellung auf Wasserflächen neu aufgerollt werden (Abb. 1 & Abb. 2) [2,3].



Abb. 1: 90° aufgeständerte bifaziale PV Module im Feld (Quelle Next2Sun, D)



Abb. 2: Aufgeständerte bifaziale PV Module auf Wasseroberfläche (Quelle Sunfloat, NL)

Sehr großes Potenzial besteht bei Industriedächern, welche mithilfe reflektierender Untergründe, wie weißen Dachfolien oder Farbanstrichen, mehr Licht auf die lichtnutzenden Rückseiten bifazialer Photovoltaikmodule werfen und somit zusätzliche Energie produzieren. Bisher genutzte Standardmodule könnten somit durch effizientere bifaziale Paneele ersetzt werden, wobei sich die geringen System-Mehrkosten bereits nach kurzer Laufzeit amortisiert haben. Unterkonstruktionen für bifaziale PV Module unterscheiden sich zu Systemen für monofaziale Standardmodule insofern, dass höhere Aufständungen und Abstände zum Untergrund eingesetzt werden, oder auf störende Querstreben hinter den Modulen konstruktiv verzichtet wird [4] (Abb. 3, Abb.4).



Abb. 3: Skizze aufgeständerte bifaziale PV Module auf Flachdach (Quelle: Opsun, USA)



Abb. 4: Foto aufgeständerte bifaziale PV Module auf Flachdach (System G+: Alumero, AT)

Bifaziale Photovoltaik muss jedoch sorgfältiger geplant und die Komponenten aufeinander abgestimmt werden, damit ein prognostizierter Mehrertrag gegenüber Standardaufbauten auch genutzt werden kann. Genau bei diesem Abstimmungspunkt muss angesetzt werden. Es wird am Markt beobachtet, dass 2018 auf der europäischen Intersolar-Messe noch mehr suboptimale bifaziale PV Module ausgestellt waren als 2019. Nichtsdestotrotz sind aber immer noch Optimierungen im Moduldesign bei einigen Modulproduzenten oder späteren Anlagenaufbauten nötig.

In diesem Punkt besteht die Notwendigkeit einer stärkeren Zusammenarbeit von Forschung und Industrie, da die Problematik bereits in wissenschaftlichen Veröffentlichungen von 2017 und früher aufgedeckt, aber offensichtlich nicht vollständig umgesetzt worden ist. Die ausgestellten Produkte der Intersolar-Messen 2018/2019 wurden in Abb.5 markiert. Die rot eingekreisten Bereiche zeigen kein gut gewähltes Design, grün eingekreiste Bereiche gelten als in Ordnung. Aber auch wenn bifaziale PV Module im Design optimal sind und keine Anschlussdosen oder Rahmenteile die Zellen abschatten [5], können immer noch Querstreben einer falsch gewählten Unterkonstruktion oder im Bereich der Zellen geführte Anschlusskabel eine Verschattung verursachen. Eine Auswahl geeigneter Unterkonstruktionshersteller sowie ein Verständnis für bifaziale Photovoltaik seitens Montageteam ist zusätzlich erforderlich. Auch eine Verwendung von Moduloptimierern kann von Vorteil sein, da gerade Reflexionen auf die Modulrückseiten nicht immer bei allen Modulen gleich homogen sind.

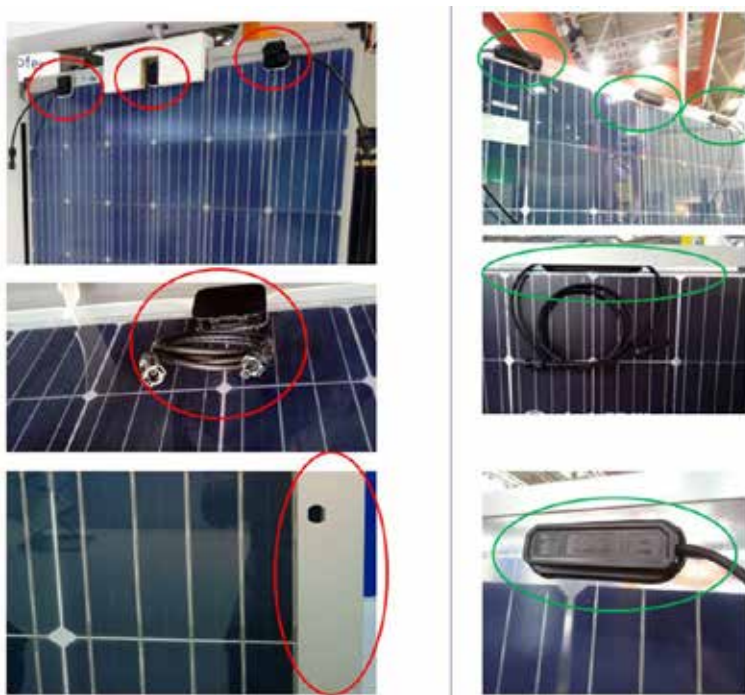


Abb. 5: Ausgestellte bifaziale PV Module auf der Intersolar 2018/19

2. Verschiedene Designs und Technologien

Für bifaziale PV Module gibt es verschiedene Design-Möglichkeiten. Es gibt Module mit oder ohne Rahmen, mit zentraler oder dreigeteilter Anschlussdose, mit ganzen oder halben Zellen, mit n-typ (PERT Technologie) oder p-typ Zellen (PERC Technologie), als Glas-Folien oder Glas-Glas Modul, mit Einbettungsmaterial Ethylvinylacetat (EVA) oder Polyolefin (PO), mit großem oder kleinem Zellzwischenabstand oder mit dicken oder dünnen Gläsern, um die meisten Variationsmöglichkeiten zu

nennen. Um eine Entscheidung zu treffen, welche Materialkombination sowie welches Design zum Einsatz kommt, wurden über 60 Proben im 6-Zell-Minimodulaufbau hergestellt und untersucht.



Abb. 6a: links – Herstellung 6er Modul; rechts – Variation Zellabstand

Bei der Variation des Zellabstandes in Abb. 6a hat sich gezeigt, dass es keinen Mehrertrag bringt die Zellen weiter als zwei bis drei Millimeter auseinander zu platzieren, um beispielsweise von den durchgedrungenen und wieder reflektierten Lichtstrahlen im Zellzwischenraum zu profitieren. Für ästhetische Zwecke oder Verschattungselemente sind Module mit mehr Zellzwischenraum dennoch eine gute Wahl.

Der Einsatz von halben Zellen, wie in Abb. 6b links dargestellt, erfordert in der Herstellung einen Schritt mehr und verursacht erst einmal Kosten sowie Zeitaufwand. Dies steht einer reduzierten Verlustleistung im späteren Solarmodul entgegen, womit höhere Leistungsklassen erzielt werden können. Die Verschaltung von Halbzellen erfordert ein anderes Modulkonzept und gilt als aufwendiger, weshalb die Entscheidung Vollzellen zu verbauen, getroffen wurde.

In der Untersuchung, ob eine reduzierte Glasdicke Vorteile bringt, sind Untersuchungen mit verschiedenem Einkapselungsmaterial bei Glas-Glas beziehungsweise Glas-Folien Aufbauten erfolgt (Abb. 6b rechts). Je dünner ein Glas ist desto biegsamer wird es und die Gefahr eines Herausrutschens aus der Befestigungsklemme steigt. Deswegen sollten Glas-Glas Module mit zwei Millimeter Glasdicke gerahmt verbaut werden. Für Glas-Folien Module eignet sich der Standardaufbau mit 3,0 mm dickem Frontglas und transparenter Rückseitenfolie. Es wird am Markt auch beobachtet, dass zu 2,5 mm dicken Gläsern gewechselt wird, was aber die Gefahr des Zellbruchs bei Hagelwetter erhöht. Dennoch, könnten Dünnglasmodule aufgrund des leichten Gewichts für Campinganwendungen oder ähnliches eingesetzt werden und hier den Vorteil der guten Handhabbarkeit ausspielen. In Sachen Glasdickenunterschied ist der Transmissionsgewinn zwischen einem 2,5 mm Glas zu einem 3,2 mm Glas kaum von Bedeutung. Was beobachtet wurde, ist der Unterschied von Glas-Glas zu Glas-Folienaufbauten. Für Glas-Folien Laminat zeigte sich eine reduzierte Transmission von – 3 % gegenüber Glas-Glas Laminaten. Das bedeutet, dass durch die transparente Rückseitenfolie im Vergleich zu einem Glas drei Prozent weniger Licht hindurchdringt und somit die dahinter liegenden bifazialen Solarzellen auch drei Prozent weniger Leistung für den Rückseitenanteil abgeben. Die Wahl des Einkapselungsmaterials zwischen EVA oder PO zeigte keinen gravierenden Unterschied im Lichtdurchlässigkeitsverhalten. Es wurden zwar Unterschiede für die Durchlässigkeit von blauem bis UV- Licht beobachtet, dennoch hatte ein unterschiedlicher „cut-off“ keinen nennenswerten Einfluss auf die Leistung. Die Entscheidung, welche Einbettung geeigneter ist, sollte je nach eingesetzter Materialkombination durch Alterungstests geprüft werden.



Abb. 6b: links – Variation ganze oder halbe Zellen; rechts – Variation Glasdicke

Bei der Auswahl für p-Typ PERC oder n-Typ PERT Technologie (Abb. 6c) spielt der Preis, die Ausbeute, Ästhetik und Verfügbarkeit letztendlich eine Rolle. Die Bifazialität, also das Verhältnis zwischen der Leistung bzw. dem Strom von Rück- zu Vorderseite (IEC TS 60904-1-2:2019), beschreibt wieviel durch die Rückseite im Vergleich zur Vorderseite bei gleicher Einstrahlung gewonnen werden kann. Die gemessene Bifazialität für PERC lag bei 63 % und für PERT bei 93 %. Für ein angenommenes bifaziales Modul mit 300 Wp Frontleistung und einer rückseitig reflektierten Einstrahlung von 1000 W/m² wäre die erzeugte Leistungsdifferenz von PERT zu PERC bei 81 W, bei realistischeren 200 W/m² reflektierter Rückseiteneinstrahlung aber nur noch bei 16,2 W. Je höher also die rückseitige Einstrahlung ist desto mehr lohnt sich die PERT Technologie mit höherer Bifazialität.



Abb. 6c: links –PERC Technologie vorne und hinten; rechts – PERT Technologie vorne und hinten

Die Minimodule sind auf einem Prüfstand getestet worden, welcher die Einstrahlung von der Vorder- und Rückseite sowie den Kurzschlussstrom des Moduls misst (Abb. 7).



Abb. 7: Verschiedene Designs im Test als Entscheidungsgrundlage zum Bau eines Großmoduls

Aufgrund der Erkenntnisse aus den 6-Zell-Minimodulen wurden 60-Zell-Module gebaut, laminiert und kontaktiert (Abb. 8). In einem weiteren Versuch wurde der Einfluss einer zellverschattenden Dose näher untersucht (Abb. 9).



Abb. 8: Bau der bifazialen 60-Zell-Module in der Fertigungslinie



Abb. 9: Bauweisen mit einer verschattenden Anschlussdose reduziert Bifazialität um 25 %

Kleinere und geteilte Anschlussdosen bieten den Vorteil die bifazialen Zellen auf der Modulrückseite weniger abzudecken, dennoch ist auch hier die Abschattung nachteilig (Abb. 10). Ein starker und umfangreicher Rahmen ist ein weiterer Schattenspendler und sollte optimiert werden (Abb. 11). Im weiteren Verlauf wurden schmale Anschlussdosen und ein schlanker Rahmen ausgewählt, so dass die Abschattung auf der Rückseite eines bifaziale PV Moduls nicht mehr ein Problem darstellt. In Abb.12 sind die Verbesserungsschritte von links nach rechts dargestellt. Es sei erwähnt, dass ein Belastungstest zur Stabilitätskontrolle und Normerfüllung, einer durch die Norm IEC 61215 vorgegebene Schneelast mit dem neuen Rahmen, durchgeführt werden muss.

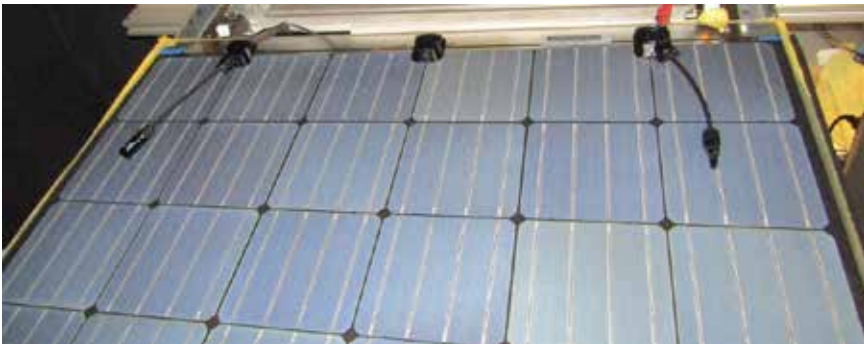


Abb. 10: Bauweisen mit drei verschattenden Anschlussdosen reduzieren Bifazialität um 10 %



Abb. 11: Bauweise mit drei verschattenden Anschlussdosen & Rahmen reduzieren Bifazialität um 18 %



Abb. 12: Optimierungsschritte von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität

3. Planung und Betrieb einer Testanlage mit bifazialen PV Modulen

Bevor die hergestellten bifazialen PV Module getestet und verglichen werden können ist eine Planung, wie und was gemessen werden soll erforderlich. Oft auf Konferenzen gesehen oder in der Literatur veröffentlicht wird meist nur eine Reihe oder sogar nur ein einzeln aufgestelltes bifaziales PV Modul gezeigt, um das Potenzial der Technologie zu demonstrieren. Dabei werden oft steile Aufstellwinkel oder meterhohe Aufständerungen gezeigt [6, 7], die mit umliegenden hoch reflektiven Folien noch zusätzlich Streulicht von allen Seiten auf die Modulrückseite bekommen. Mit so einem Konzept werden dann Leistungssteigerungen gegenüber einem nur frontseitig angestrahlten Modul im Bereich 20-30 % erzielt. Andere Forschergruppen erzielen beim Austausch von Standardmodulen gegen bifaziale Module in einer Freiflächenanlage mit Gras als lichtreflektierendes Medium um 5-8 % Mehrgewinn. Im Projekt BIFACE sollte ein kommerziell erhältliches Montagesystem, welches Module etwas höher als knapp über dem Boden aufständern kann und kostenoptimiert ist, eingesetzt werden. Die Module sind bei dem ausgewählten System (Aerocompact G+) in einer Höhe von 40 cm Modulunterkante zum Boden unter einem Winkel von 10° aufgestellt. Zusätzlich soll die CE-zertifizierte Unterkonstruktion mit Modulen und Ballastierung nicht zu schwer sein, um die Reserven für Wind- und Schneelasten noch einhalten zu können (EN 1991-1-4; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen – Windlasten; EN 1991-1-3; Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten; es sei angemerkt, dass die frühere DIN 1055 zurückgezogen wurde).

Um einen realistischen Aufbau für eine typische Ost-West Aufstellung realisieren zu können, sind zusätzlich Dummy Module um die zu vermessenden Module platziert worden (Abb. 13). So wird gewährleistet, dass zufällige Reflexionen auf Außenrandbereiche vermieden werden [8]. Für die Vermessung sind sechs Module zwischen den Dummy Modulen mit Moduloptimierern eingebaut und die Testanlage auf weiß reflektierendem Boden installiert (Abb. 14). Zur Auslesung der Leistungs- und Ertragsdaten wird ein Monitoringsystem genutzt. Aufgrund dessen, dass die Module vorab einzeln mit einem kalibrierten Industrieflasher (Berger) vermessen worden sind, lässt sich ein gewisser Offsetfehler herausrechnen. Verglichen werden jeweils drei Module pro Reihe zueinander. Um den Ertragsgewinn für ein bifaziales Modul mit transparenter Rückseitenfolie zu erhalten, ist ein baugleiches Modul mit

einer schwarzen und lichtundurchlässigen Rückseitenfolie als Referenz verbaut worden. In einem zweiten Vergleich werden bifaziale Module mit transparenter Rückseitenfolie verglichen, die einmal p-PERC und n-PERT Technologie mit unterschiedlicher Bifazialität verwenden. Die Untersuchung wurde gedoppelt ausgeführt, um mindestens zwei Paare vergleichen zu können also einmal für den ost-ausgerichteten und einmal für den west-ausgerichteten Generator. Die beiden Randmodule (C2E, C2W) zur Nordseite hin werden mit vermessen, gelten aber auch als Dummy Module.



Abb. 13: Skizze vom Aufbau der bifazialen Testanlage



Abb. 14: Vorbereiten der reflektierenden Bodenfläche sowie Untersicht eines Moduloptimierers

Beim vollständigen Aufbau zeigt die Sicht unter den Generator, dass sowohl die Auflager der Unterkonstruktion, die Anschlussdosen und auch der Modulrahmen keine Abschattung der rückseitigen bifazialen Zellen zur Folge haben (Abb. 14 & 15). Ein vollständiger Aufbau des gesamten Systems ist in Abb. 16 dargestellt.



Abb. 15: Optimierung von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität



Abb. 16: Optimierung von verschattenden Anschlussdosen, Rahmen und Bifazialität

Um eine Auswertung für den Mehrertrag über zwei Monate darzustellen sind in nachfolgender Tabelle einerseits die gemessenen STC Leistungswerte von Vorder- und Rückseite, sowie die Erträge für den Zeitraum 15.8.2019 – 15.10.2019 eingetragen. Diese Zahlen sind als „Einschätzung“ für den Effekt zwischen einerseits dem Vergleich von mono- und bifazialen Modulen, sowie dem Vergleich von 63 % und 93 % Bifazialität zu verstehen. Als „Einschätzung“ deswegen, da einerseits Moduloptimierer toleranzbedingt Abweichungen in der Leistungsmessung aufweisen können, andererseits bei den

Modulen Schwankungen in den STC-Front- und Rückleistungsmessungen beobachtet wurden. Eine Kompensation für die Erträge (kWh) mithilfe der STC-Front- und Rückleistungen ist eine Möglichkeit. Da aber keine Einstrahlungswerte vorliegen, wird das System so betrachtet wie es steht.

Tab. 1: STC-Leistungswerte sowie unkorrigierte Erträge im relativen Vergleich zueinander

Technologie	STC-Wert Frontseite	STC-Wert Rückseite	Bifazialität	Ertrag 15.8--15.10.19
Modul A1E (nach Osten ausgerichtetes p-PERC bifaziales Modul)	299 Wp	187 Wp	63 %	71,4 kWh
Modul D1E (nach Osten ausgerichtetes p-PERC monofaziales Modul)	301 Wp	--	--	61,1 kWh
Modul C1E (nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul)	268 Wp	249 Wp	93 %	73,7 kWh
Modul C2E (nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul)	278 Wp	256 Wp	92 %	70,7 kWh
Modul A1W (nach Osten ausgerichtetes p-PERC bifaziales Modul)	300 Wp	190 Wp	63 %	72,3 kWh
Modul D1W (nach Osten ausgerichtetes p-PERC monofaziales Modul)	291 Wp	--	--	63,7 kWh
Modul C1W (nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul)	283 Wp	262 Wp	93 %	73,8 kWh
Modul C2W (nach Osten ausgerichtetes n-PERT bifaziales Modul)	270 Wp	249 Wp	92 %	72,5 kWh

Mit Hilfe dieser Messwerte kann aus den Untersuchungen geschlossen werden, dass bei dem gewählten Aufbau eine Verbesserung des Ertrags im Bereich von 13,5 – 16,8 % durch den Tausch von monofazialen zu bifazialen Modulen erzielt werden kann. Eine zusätzliche und ähnliche Verbesserung kann durch den Tausch von bifazialen p-PERC Modulen (63 % BF) durch n-PERT Technologie (93 % BF) erreicht werden. Dieser Schluss resultiert aus der Tatsache, dass die n-PERT Module im Schnitt noch etwas mehr Ertrag als die p-PERC Module geliefert haben, trotz einer geringeren STC-Frontleistung von 20-30 Wp.

5. Zusammenfassung

Das Projekt „BIFACE“ beschäftigte sich mit verschiedenen Verbesserungsmöglichkeiten rund um das bifaziale Photovoltaik-Modul, sowie einem Einsatz auf Industrieflächdächern. Um einen aktuellen Stand zu erhalten, wurden Recherchen in wissenschaftlicher Literatur sowie bei Messebesuchen durchgeführt.

Hierbei wurde festgestellt, dass die als „neues Design“ präsentierten bifazialen Solarpaneels nicht durchgehend optimiert waren, was aber Jahre zuvor in der Wissenschaft bereits als „bad practise“ behandelt worden ist. In einer eigens durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchung wurden über 60 Stück verschiedene 6-Zell-Minimodule getestet und drei Designs für große 60-Zell-Module ausgewählt. Das Ziel ein Industrieflachdach mit einer geeigneten kommerziellen Unterkonstruktion und gut designten bifazialen Modulen (Vergleich monofazial p-PERC, bifazial p-PERC und bifazial n-PERT) auszurüsten und zu testen wurde Mitte August 2019 erreicht. Das System, aufgebaut mit bifazialen Glas-Folien Modulen und schlanker Unterkonstruktion, wurde über einen Zeitraum von 15.8.219 bis 15.10.2019 mittels Moduloptimierer in einem Monitoring System erfasst und ausgewertet. Eine Verbesserung durch den Einsatz von bifazialen PV Modulen konnte durch Ertragsgewinne im zweistelligen Prozentbereich ermittelt werden.

6. Danksagung

Diese Arbeit ist im Rahmen des Projekts “BI-FACE” entstanden. Das “BI-FACE” Projekt wird unterstützt durch SOLAR-ERA.NET und kofinanziert von FFG und RVO. SOLAR-ERA.NET wird von der Europäischen Kommission innerhalb des EU Rahmenprogrammes für Forschung und Innovation HORIZON 2020 unterstützt (Co-fund ERA-NET Action, N° 28).

7. Literaturverzeichnis

- [1] I. Romijn, “Bifacial solar cells - a brief overview”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [2] H. Hildebrandt, “Next2Sun - 3 MWp vertical E-W oriented system in Germany”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [3] R. Kreiter “Floating bifacials - Reflections on power”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [4] N. Eisenberg et al. “Comparison of different bifacial systems Design parameters influence analysis”, BIFI Workshop Konstanz, Deutschland, October 2017
- [5] J. Lopez-Garcia et al., “Temperature coefficients of n-type bifacial silicon PV modules under natural and simulated sunlight”, 4th bifPV workshop, Konstanz, 26th October 2017
- [6] C. Hansen et al., “A Detailed Performance Model for Bifacial PV Modules”, PVSEC33, 6BV.2.35, 2017
- [7] J. S. Stein et al. “Field Performance of Bifacial PV Modules and Systems”, 8th PVPMC Performance Modeling and Monitoring Workshop, Santa Anna Pueblo, New Mexico, 2017
- [8] I. Shoukry et al. “Modelling of bifacial gain for stand-alone and in-field installed bifacial PV modules”, Energy Procedia 92, 6th International Conference on Silicon Photovoltaics (SiliconPV), 2016

Praxisorientierte Gestaltung und Bewertung von datengetriebenen Entscheidungsprozessen für die Windpark Instandhaltung

Simon Geiselsöder

Deutsche Windtechnik X-Service GmbH, Osnabrück

Abstract

In modernen Windenergieanlagen (WEA) werden bereits große Mengen an Betriebsdaten in hoher zeitlicher Auflösung erfasst, die durch Entwicklungen in der Messtechnik und der Digitalisierung zukünftig noch weiter zunehmen werden. Diese Daten werden bisher nur sehr unvollständig und oft nur in Form von 10-Minuten-Mittelwerten archiviert und ausgewertet. Die Nutzung zeitlich hochaufgelöster Betriebsdaten ist demgegenüber ein vielversprechender Ansatz. Die gewinnbringende Nutzung dieser Daten erfordert neue Methoden des Datenmanagements und der Datenanalyse. Eine große Herausforderung der „Big Data“ Forschung liegt darin, das Potenzial der in diesen Daten enthaltenen Information zu identifizieren und zu erschließen. Neben dem noch beträchtlichen Forschungsbedarf in diesem Bereich ist auch eine ausgefeilte Beschreibung und Modellierung der bei den Datennutzern (Hersteller, Betreiber, Serviceunternehmen etc.) vorherrschenden Entscheidungsprozesse notwendig, um die Möglichkeiten der wachsenden Datenmengen gewinnbringend für die Verbesserung der Leistungsfähigkeit von Windenergiesystemen zu nutzen und so auch zur Digitalisierung der Energiewende beizutragen.

1. Stand von Wissenschaft und Technik

Die Zustandsüberwachung von WEA ist stark abhängig vom Alter und somit der technischen Ausstattung. Die Instandhaltung von WEA reagiert, insbesondere bei alten WEA, auf bereits eingetretene Fehler. Dabei findet die jeweilige Fehleranalyse meist erst vor Ort in der jeweiligen WEA statt. Teilweise kann durch Subsysteme (s.g. CMS) und mit den Subdienstleistern vereinbarte Schwellenwerte auf mögliche bevorstehende Ausfälle von Komponenten hingewiesen werden. Die Datenerfassung sowie das Datenhandling sind dabei ausgelagert. Somit werden verschiedene Statusmeldungen von WEA an verschiedenen räumlich und inhaltlich voneinander getrennten Stellen erfasst und fließen nur bedingt in einem gemeinsamen System zusammen. Insbesondere das Datenhandling, von der Speicherung, Aufbereitung bis hin zur Interpretation von hochaufgelösten Betriebsdaten schreckt heutzutage viele Betreiber, Hersteller oder Instandhaltungsunternehmen davon ab diese zu erfassen und ganzheitlich in den Entscheidungsprozess der Instandhaltung mit einfließen zu lassen. Durch einen wachsenden Preisdruck, sowohl durch das EEG 2017 als auch für WEA nach dem 20. Betriebsjahr nimmt die Fehlerfrüherkennung einen wichtigen Parameter in den Kosten der Instandhaltung sowie gesamtheitlich in der Wirtschaftlichkeitsbewertung ein. Hieraus wird der Forschungsbedarf zur Erfassung und Verarbeitung von hochaufgelösten Betriebsdaten deutlich, da bisher kein umfassender Erfahrungsschatz im Umgang mit hochaufgelösten Betriebsdaten vorliegt.

Höher aufgelöste Daten werden insbesondere durch die Arbeitsbedingungen bei allgemein turbulenten Windverhältnissen als stark verrauscht klassifiziert, ohne genauer auf die tiefere Struktur des Rauschens einzugehen. Dieses Rauschen erschwert zu erkennen, ob mehr Datenkanäle auch zusätzliche neue Informationen liefern, oder ob signifikante Systemänderungen sich schon in den verrauschten Daten ankündigen. Die gewinnbringende Nutzung dieser Daten erfordert neue Methoden des Datenmanagement und der Datenanalyse, die insbesondere mit der Struktur des Rauschens umgehen können. Es ist eine große Herausforderung der „Big Data“ Forschung, die Möglichkeiten der wachsenden Datenmengen gewinnbringend für die Leistungsfähigkeit der Windenergiesysteme zu

nutzen und so auch zur Digitalisierung der Energiewende beizutragen. Während beim technischen Umgang mit großen Datenmengen in der jüngeren Vergangenheit große Fortschritte erreicht wurden, fehlen nach wie vor speziell für hochfrequente Betriebsdaten der Windenergieanwendung geeignete Analyseverfahren zur Umsetzung in Softwares der Fernüberwachung als auch in der Instandhaltungspraxis. Demgegenüber steht eine Vielzahl von neuen Methoden und Erkenntnissen der Daten- und Systemanalyse, die in der grundlagenorientierten Forschung ausgearbeitet wurden, aber nicht oder nur kaum Verwendung in der Windenergiebranche finden. Für die Windenergie besteht hier aus Unternehmenssicht ein dringender Handlungsbedarf, um das vorhandene Potenzial dieser bereits vorliegenden Daten und entwickelter Analysemethoden zur Optimierung des Betriebs und zur Senkung der Lebensdauerkosten nutzbar zu machen.

2. Herausforderung und Motivation

Die Deutsche Windtechnik ist ein Spezialist für die Instandhaltung von WEA an Land und auf dem Meer. Seit 2004 wächst das Aufgabenfeld der Deutschen Windtechnik parallel zu den technischen Möglichkeiten der Überwachungssysteme für WEA. Durch den stetigen technischen Fortschritt, die wachsende Nennleistung sowie Komplexität von WEA kommen der Instandhaltung immer neue Aufgaben hinzu. Moderne WEA erfassen, speichern und vermitteln eine Vielzahl von Systeminformationen. Zur effizienten Planung von Instandhaltungsmaßnahmen müssen die einzelnen Datenkanäle aufbereitet und interpretiert werden. Dabei wird oftmals deutlich, dass die Erfassung von Statusmeldungen im 10-Minuten Raster, die für den richtigen Instandhaltungsansatz nötigen Informationen im Mittelwert verliert. Daher werden teilweise schon 1 Hz-Daten von einzelnen Subsystemen ausgewertet. Eine ganzheitliche Erfassung von hochaufgelösten System- sowie Statusmeldungen findet bisher, aufgrund eines fehlenden Datenmanagements, jedoch nicht statt.

Mittels der Analyse von zeitlich hochaufgelösten Betriebsdaten (1 Hz-Daten) zur Fehlerfrüherkennung und -diagnose von WEA sollen zukünftig die Entscheidungen in der Instandhaltungsplanung und -durchführung von WEA im On-/Offshore Bereich noch besser unterstützt werden. Dazu werden einerseits Methoden, die sich auf Basis von 10-minütlich gemittelten Betriebsdaten bewährt haben, zur Anwendung auf zeitlich hochaufgelöste Daten ausgearbeitet und erprobt und andererseits werden neuartige Methoden zur Fehlerfrüherkennung in die Windenergieanwendung überführt. Die erarbeiteten und erprobten Methoden werden einer praxisorientierten, quantitativen und vergleichenden Bewertung unterzogen. Darauf aufbauend wird eine automatische Auswahl der geeignetsten Methoden für den jeweiligen Anwendungsfall angestrebt. Für die gemeinsame Datenverwaltung, Analyse und Bewertung soll eine allgemeine Soft- und Hardwareplattform als Kernsystem aufgebaut werden. Leistungsfähige Methoden sollen für die industrielle Nutzung in einen Demonstrator umgesetzt werden, um eine vorausschauende Instandhaltung und detaillierte Analyse von Betriebsergebnissen zu ermöglichen. Durch die Anbindung an das Kernsystem soll ermöglicht werden, auch zukünftig weitere innovative Methoden zur Fehlerfrüherkennung in den Demonstrator zu integrieren und dadurch eine langfristige Nutzbarkeit zu erlauben.

3. Ausblick

Innerhalb interdisziplinärer Teams aus Wissenschaft und Wirtschaft mit Expertise auf den Gebieten der Datenanalyse, der Turbulenz, der IT-Hard und Softwaretechnik sowie der Anlagentechnik, dem Betrieb und der Instandhaltung von WEA nimmt man sich gemeinsam dieser Herausforderung an, um so einen Brückenschlag zwischen der Methodenerprobung und deren Anwendung im operativen Geschäft der Windbranche zu erreichen. Die jeweiligen konkreten Projektergebnisse können gerne in den folgenden Jahren präsentiert werden.

Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten

Robert Brockmann

Hochschule Stralsund / Institut für Regenerative Energiesysteme

Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Kontakt: Robert.Brockmann@Hochschule-Stralsund.de

Schlüsselwörter: Wärmepumpe, Eisspeicher, Kalte Nahwärme, Biogasanlage, Biogas, Wasserstoff, Methanisierung, Mikrogasnetz

1. Einleitung

Etwa 40% der eingesetzten Primärenergie wurde in Deutschland im vergangenen Jahr für die Bereitstellung von Wärme bzw. Kälte benötigt, davon wiederum 46% für Raumheizung und weitere 9% für Warmwasser in Haushalten, Industrie und Gewerbe. Für die Erreichung der Klimaschutzziele ist in Deutschland bis zum Jahr 2050 eine Verringerung des Energiebedarfes im Wärmesektor auf 1/6 der gegenwärtigen Energiemenge vorgesehen [1]. Dafür bedarf es nicht nur umfangreicher Anstrengungen im Bereich der Gebäudesanierung. Die Umstellung der häuslichen Wärmeversorgung mit Wärmepumpen bedingt das Wärmesysteme derart projektiert und betrieben werden, dass im Winter kein zusätzlicher Bedarf an Strom von zentralen thermischen Kraftwerken benötigt wird. Zudem, dass im Winter der benötigte Strom für Wärmepumpen durch lokale thermische Stromerzeugungsanlagen, wie z. B. Stirlingmotoren, erzeugt wird. Optimalerweise wird der Brennstoff durch organische Rohstoffe aus der Landwirtschaft (Biogas) oder Windkraftanlagen (Wasserstoff) gewonnen.

2. Auslegung von Eisspeicherheizungen

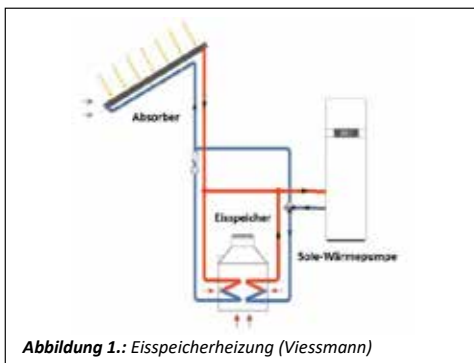


Abbildung 1.: Eisspeicherheizung (Viessmann)

Bei der häuslichen Eisspeichertechnologie wird mit einer Sole-Wärmepumpe Wärme zum Beheizen eines Gebäudes bei Außentemperaturen größer als -2°C über einem häuslichen Dachabsorber und bei Außentemperaturen unter -2°C aus einem häuslichen Eisspeicher bezogen. Bei Umgebungstemperaturen oberhalb von 0°C wird vom Dachabsorber zur Regeneration des Eisspeichers Wärme zugeführt. Dadurch kann die Wärmepumpe einer derartigen häuslichen Eisspeicherheizung mit einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von mindestens fünf betrieben werden, da die Temperaturdifferenz zwischen Eisspeicher und Heizungsanlauf im Winter im Mittel bei 30 K liegen wird (Abbildung 1).

Der häusliche Eisspeicher wird auch als Latentwärmespeicher bezeichnet. Dieser erlaubt über den Phasenübergang beim Erstarren einer Flüssigkeit bei konstanter Temperatur Heizwärme zu beziehen.

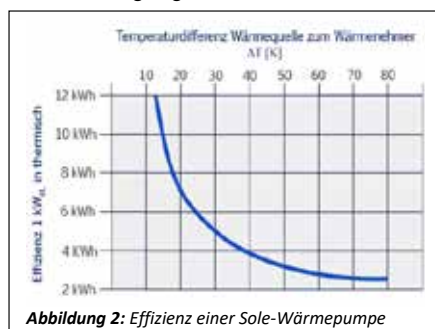


Abbildung 2: Effizienz einer Sole-Wärmepumpe

Die Energiemenge beim Erstarren des Wassers entspricht etwa der Energiemenge, die erforderlich ist, um die gleiche Wassermenge von 0°C auf 80°C zu erwärmen. Die Erstarrungsenthalpie von Wasser beträgt 334 kJ/kg , die spezifische Wärmekapazität $4,19 \text{ kJ/kg}$. Ein häuslicher Eisspeicher mit einer maximalen Heizleistung 10 kW wird derart projektiert, dass dieser ca. 10% des jährlichen Wärmebedarfes für ein Einfamilienhaus abdecken kann. Bei einer häuslichen Eisspeicherheizung mit 10 m^3 ist dieses eine Energiemenge, die einem Heizwert von 11 Litern Heizöl entspricht. Der Speicher liefert in einem Zyklus maximal 900 kWh Wärme, er kostet mit Einbringung

etwa 10 T€. Hinzu kommen die Kosten für die Sole-Wärmepumpe und den Dachabsorber von ca. 12 T€ bis 17 T€, womit sich die Gesamtkosten auf 22 – 27 T€ belaufen. Sehr wichtig ist zudem, bei der Projektierung von Eisspeicherheizungen, die Herabsenkung der Vorlauftemperatur des Heizkreises (zum Beispiel durch Fußbodenheizung bzw. Wandheizungen). Wird die Temperaturspreizung zwischen der Primär- und der Sekundärseite der Sole-Wärmepumpe um 1 K verringert, reduziert sich der Strombezug einer Sole-Wärmepumpe um etwa 3% (Abbildung 2) [2].

3. Quartier-Wärmeversorgung mit geclusterten Eisspeichern

Aufgrund der gesetzlichen Anforderungen der EnEV 2016 werden Einfamilienhäusern zunehmend mit Luft-Wärmepumpen beheizt. Dieses bedeutet, dass das zugehörige Stromnetz in einem Quartier für den Lastfall extremer Winterperioden ausgelegt werden muss. Pro Gebäudeeinheit mit einer Luft-Wärmepumpe muss die Kapazität des Stromnetzes im Quartier um mindestens 5 kW erhöht werden [3]. Bei niedrigen Außentemperaturen sinkt durch die Temperaturspreizung der COP der Luft-Wärmepumpen auf etwa 2, so dass bei -15°C mit 1 kW Strom nur 2 kW Heizwärme erhalten werden.

Zur Bereitstellung dieser elektrischen Leistung für die verbauten Luft-Wärmepumpen muss eine entsprechende (elektrische) Kraftwerkskapazität für extreme Winterperioden vorgehalten werden, die i.d.R. nur fortlaufend für maximal 20 Tage benötigt wird. Würde man die Kosten der Vorhaltung dieser (quasi thermisch bedingten) Kraftwerkskapazität für Luft-Wärmepumpen umlegen, könnten Luft-Wärmepumpen überhaupt nicht wirtschaftlich betrieben werden!

Werden die Gebäude hingegen mit Eisspeicherheizungen beheizt, kann die benötigte (Winter-) Kraftwerkskapazität minimiert werden, da die hier eingesetzten Sole-Wärmepumpen bei Außentemperaturen unter -2°C die Wärme aus dem Eisspeicher mit 0°C entnehmen. Der dadurch erreichte COP von 4 erlaubt letztlich eine Halbierung der zugeordneten (Winter-) Kraftwerkskapazität.

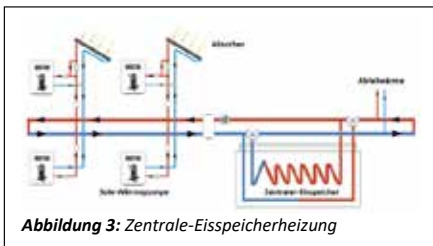


Abbildung 3: Zentrale-Eisspeicherheizung

Beziehen Gebäudeeinheiten im Winter ihre Wärme nicht aus häuslichen Eisspeichern, sondern aus einem gemeinsamen Eisspeicher, können die Kosten für häusliche Eisspeicher deutlich reduziert werden. Zu etwas höheren Kosten als ein häuslicher Eisspeicher von 10 m³ kann ein zentraler Eisspeicher mit den Abmessungen einer Fertigarage und mit einem Volumen von ca. 50 m³ für die Versorgung von fünf typischen Einfamilienhäusern errichtet werden (Abbildung 3). Dieses erlaubt es die Kosten für eine Eisspeicherheizung pro Gebäudeeinheit auf 15 – 20 T€ zu reduzieren. Zudem kann bei einem zentralen Eisspeicher zusätzliche Wärme über ein Erdkollektorleitungsnetz aus dem Erdreich bezogen werden. Auch besteht die Möglichkeit dem kalten Nahwärmenetz Abfallwärme zuzuführen, zum Beispiel die Abwärme einer Lithium-Ionen-Batterie.

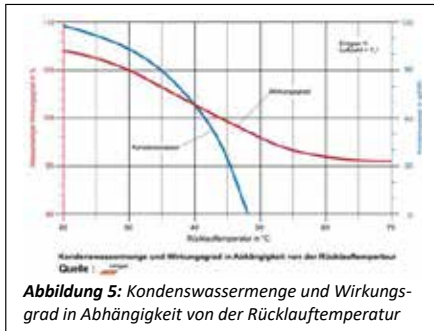
reduzieren. Zudem kann bei einem zentralen Eisspeicher zusätzliche Wärme über ein Erdkollektorleitungsnetz aus dem Erdreich bezogen werden. Auch besteht die Möglichkeit dem kalten Nahwärmenetz Abfallwärme zuzuführen, zum Beispiel die Abwärme einer Lithium-Ionen-Batterie.



Dieses erlaubt es die Effizienz der häuslichen Eisspeicher durch eine Anhebung der Vorlauftemperatur zu den häuslichen Sole-Wärmepumpen zu erhöhen (Abbildung 4)[4].

Abbildung 4: Kalte Nahwärme mit einem Stromspeicher

4. Boosterung eines kalten Nahwärmenetzes mit Gasheizungen

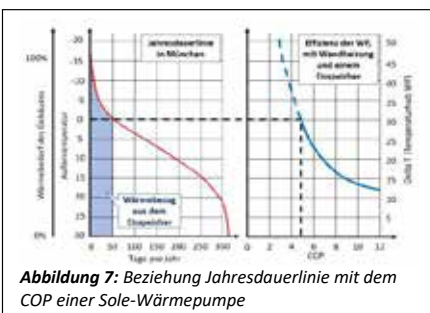


Neben einer Boosterung eines kalten Nahwärmenetzes mit der Abwärme eines Stromspeichers besteht auch die Möglichkeit das kalte Nahwärmenetz durch die Abfallwärme einer zentralen fossilen Heizungsanlage zu boostern, zum Beispiel mit der Kondensationswärme einer Gasheizung (Brennwerttechnik). Bei der Brennwerttechnik wird durch die Abkühlung des Abgases die im Abgas enthaltene Kondensationswärme weitgehend zurückgewonnen. Wird das Abgas auf eine Temperatur von 20°C abgekühlt, so liegt der Wirkungsgrad bezogen auf den Heizwert bei 107% und bezogen auf den Brennwert bei 96% (Abbildung 5)[5][6]. Dieses Vorgehen erlaubt es den Eisspeicher mit Kondensationswärme der Gasheizung zu beladen. Aus technischer Sicht kann die Abgastemperatur einer Gasheizung bis auf eine Temperatur von 0°C abgesenkt werden. Zudem besteht die Möglichkeit durch die Gasheizung das kalte Nahwärmenetz mit Wärme zu boostern. Die Boosterung erlaubt es im Winter den Strombezug der häuslichen Sole-Wärmepumpen in Phasen mit einer Unterversorgung von regenerativem Strom zu minimieren. Es besteht hierdurch die Möglichkeit durch die Boosterung Sole-Wärmepumpen mit einem COP von bis zu 7 zu betreiben. Vorteilhafterweise sollte der Strom für die Sole-Wärmepumpe im Winter durch Gasheizungen mit Stirlingmotoren erzeugt werden.



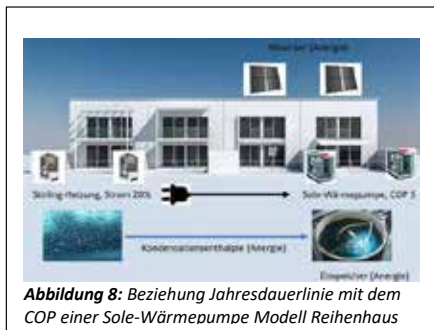
Im Jahr 2010 begannen die Hersteller Brötje, Vaillant, Remeha und Viessmann Gasheizungen mit Stirlingmotoren zu vertreiben (Abbildung 6). Der EcoGen WGS 20.1 der Firma Brötje erreicht seine elektrische Maximalleistung von einem Kilowatt bei einer Wärmebereitstellung von 5 kW. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 20%. Der EcoGen WGS 20.1 wurde im Jahr 2012 mit einem Pufferspeicher von 400 zum Preis von 14.500 Euro angeboten [7][8]. Die Rudolf Schmid AG aus der Schweiz entwickelt des Weiteren seit einigen Jahren einen

Resonanzstirlingmotor. Der elektrische Wirkungsgrad des Resonanzstirlingmotors ist größer als 30%. Bei einer thermischen Leistung von rund 6 kW wird eine elektrische Leistung von 2 kW erzeugt [9]. Gleichfalls entwickelte die Firma Frauscher Thermal Motors einen Stirlingmotor mit einem Wirkungsgrad von 38%, bezogen auf die eingetragene Wärmeleistung zur mechanischen Wellenleistung [10]. Diese Entwicklungen zeigen, dass Strom mit einer gleichen Effizienz wie mit einem BHKW erzeugt werden kann. Der Vorteil der Stirlingmotortechnologie ist gegenüber einem BHKW, sowie der Brennstoffzellentechnologie, die hohe Robustheit. Aber auch, dass ein Stirlingmotor im Gegensatz zu einem BHKW kaum gewartet werden muss.



Bei einer Berücksichtigung einer linearen Abhängigkeit zwischen Außentemperatur und Wärmebedarf kann über die Lufttemperatur der Wärmebedarf eines Gebäudes bestimmt werden (Abbildung 7). Die für die Berechnung benötigte Norm-Außentemperatur (t_{Norm}) wird entweder dem Regelwerk DIN4710 entnommen oder von Wetterdiensten bezogen. Die Norm-Außentemperatur wird nach der DIN EN 12831 bestimmt. Berechnet wird die Norm-Außentemperatur über das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur eines Ortes, das zehnmal in 20 Jahren erreicht wurde. Mithilfe der Norm-Außentemperatur kann der Norm-Wärmeverbrauch (Jahresdauerlinie) der

Gebäudeeinheit berechnet werden. Die Jahresdauerlinie erlaubt es zudem zu bewerten, wie effizient eine Eisspeicherheizung (kalte Nahwärme) betrieben werden kann [11]. Je höher die Anzahl der Tage unter 0°C ist, desto höher ist die Effizienz einer Eisspeicherheizung gegenüber einer Luft-Wärmepumpe. Zudem kann eine Gasheizung mit einem Stirlingmotor hervorragend mit einer Eisspeicherheizung kombiniert werden. Grund ist, dass die Sole-Wärmepumpe einer Eisspeicherheizung mit einer

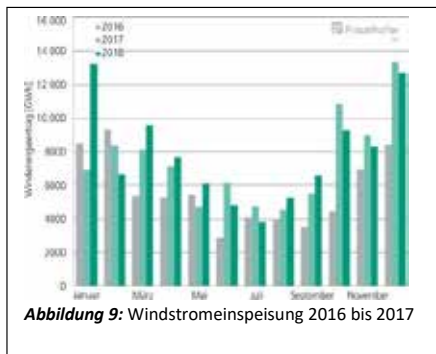


Wandheizung im Winter bei Temperaturen unterhalb von 0°C mit einem COP von 5 betrieben werden kann. Dieses bedeutet, dass mit 1 kW_{ele} 5 kW_{therm} energetische Wärme auf ein Temperaturniveau gefördert werden kann, mit dem ein Haus beheizt werden kann. Eine Gasheizung mit einem Stirlingmotor erzeugt genau die Strommenge, die von der Sole-Wärmepumpe einer Eisspeicherheizung benötigt wird. Wird zum Beispiel in zwei Gebäudeeinheiten eines Reihenhauses die Heizwärme mit Stirlingmotor-Gasheizungen und bei zwei Gebäudeeinheiten mit Eisspeicherheizungen erzeugt, so wird kein Netzstrom im Winter zum Betrieb der Sole-Wärmepumpen benötigt (Abbildung 8). Dieses bedeutet,

dass auch in einer Region, bei einer richtigen Balancierung von Eisspeicherheizungen und Stirlingmotor-Gasheizungen, kein Netzstrom zum Betrieb von Sole-Wärmepumpen im Winter benötigt wird.

5. Betrieb von Stirlingmotor-Gasheizungen mit Biogas

Der Vorteil eines Stirlingmotors ist, dass dieser auch mit Biogas betrieben werden kann. Die Wärme- und Kältebereitstellung aus Biogas und Biomethan erreichte 2018 einen Anteil von gut 11% des Endenergieverbrauchs an Wärme aus erneuerbaren Energien [12]. Studien zeigen aber, dass das spezifische Biogutaukommen saisonal schwankt. Die Analyse einer Biogasvergärungsanlage zeigte, dass das spezifische Biogutaukommen je Bürger zwischen ca. 3 kg_{Einwohner/Monat} in den Wintermonaten und 9 kg_{Einwohner/Monat} in den Sommermonaten schwankt [13]. Aus diesem Grund sollte das Biogas nicht in einem BHKW, sondern das Biogas einem Mikrogasnetz mit Stirlingmotor-Gasheizungen zugeführt werden [14][15]. Der Vorteil eines Mikrogasnetzes mit Gasheizungen mit Stirlingmotoren ist, dass dieses auch mit Wasserstoff betrieben werden kann.

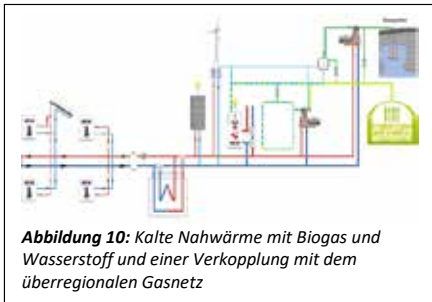


Somit besteht die Möglichkeit dem lokalen Mikrogasnetz unbegrenzt Wasserstoff beizumischen. In Phasen mit überschüssigem Strom wird Wasserstoff im Quartier erzeugt und dieser dem Mikrogasnetz zugeführt. Auswertungen zeigen, dass im Winter mehr Windstrom als im Sommer erzeugt wird (Abbildung 9)[16]. Somit besteht die Möglichkeit im Sommer die Stirlingmotor-Gasheizungen ausschließlich mit Biogas und im Winter mit einem Gasgemisch aus Biogas und Wasserstoff zu betreiben. Außerdem besteht die Möglichkeit mit der Abfallwärme bei der Elektrolyse das kalte Nahwärmenetz im Winter zu boostern. Der chemische Wirkungsgrad bei der Erzeugung von Wasserstoff liegt bei ca. 70% bis 80%.

6. Verkopplung von lokalen Gasnetzen mit dem überregionalen Gasnetz

Um die Kapazität des lokalen Gasnetzes zu erhöhen, sollte das Mikrogasnetz mit dem überregionalen Gasnetz verkopplert werden. Der Grund ist, dass das überregionale Gasnetz es erlaubt Erdgas kostengünstig in Salzkavernen zu speichern. Auch besteht die Möglichkeit im Winter aus dem überregionalen Gasnetz dem Mikrogasnetz Erdgas zuzuführen (Abbildung 10). Es gibt einige verfahrenstechnische Verfahren, um Biogas auf die Qualität von Erdgas durch eine CO₂-Abtrennung zu veredeln, zum Beispiel durch die Aminwäsche, der Druckwasserwäsche, der Druckwechseladsorption oder der Membrantechnik. Das am meisten verbreitete Verfahren zur Methan-anreicherung von Biogas ist die Druckwasserwäsche. „Das Verfahrensprinzip beruht auf der unterschiedlichen Löslichkeit von Methan und Kohlendioxid in Wasser. Bei dem Verfahren rieselt möglichst kühles Wasser von oben dem aufwärts strömenden Rohbiogas entgegen, wobei sich beim Kontakt der beiden Medien basische und

saure Bestandteile des Rohbiogases im Wasser lösen. Je kühler das Wasser und je höher der Druck ist, desto mehr CO₂ kann im Wasser gelöst werden.

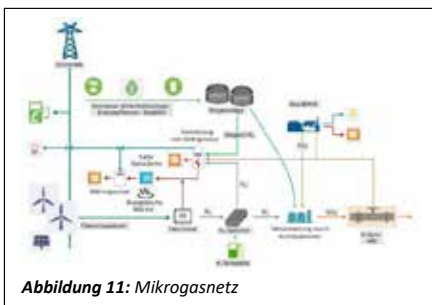


Das gereinigte Gas ist wassergesättigt und muss noch in einem Gastrockner getrocknet werden. Nach der Aufbereitung hat das Gas einen Methangehalt von bis zu 96%. Das CO₂ reiche Wasser wird anschließend in eine Entspannungskolonnen übergeführt, in der das CO₂ aus dem Wasser entweicht. Bei diesem Verfahren bestehen relativ viele Erfahrungen und es ist keine Chemikalienentsorgung nötig. Der hohe Stromverbrauch wirkt sich jedoch negativ aus“ [17].

Ein weiteres Verfahren mit dem Biogas zur Bio-Erdgas veredelt werden kann, sind mikrobiologische Verfahren mit Archebakterien (Archaeen). Das Verfahren beruht darauf, dass man methanbildenden Bakterien Biogas und Wasserstoff zuführt. Der Vorteil einer biologischen Veredelung von Biogas zu Bio-Erdgas durch Archaeen von Biogas zu Bio-Erdgas ist die hohe Toleranz des Verfahrens gegenüber Eduktgasen. Nach den Angaben der Firma Krajete GmbH besteht die Möglichkeit das Kohlenstoffdioxid im Rohbiogas durch Bakterien gänzlich zu methanisieren. Zudem erlaubt das mikrobiologische Verfahren, dass das Biogas auch nach längeren Stillstandszeiten des Reaktors zu Methan veredelt werden kann. Selbst nach einer Stillstandszeit von 500 Stunden konnte nach dem Wiederaufstart des Reaktors keinerlei Auswirkung auf die Produktivität, nach den Angaben der Firma Krajete GmbH, beobachtet werden. Dieses bedeutet, dass das Verfahren sehr dynamisch betrieben werden kann [18]. Das Verfahren ist in der Art ausgereift, dass es durch die Firma Krajete GmbH und der Viessmann Group (Microbenergy) beworben wird [19][20]. Wird zum Beispiel am Standort einer Biogasanlage über einen Elektrolyseur aus überschüssigen Strom Green-Wasserstoff generiert und in einem Gasspeicher zwischengespeichert, so besteht die Möglichkeit Biogas bedarfsgerecht zu methanisieren, um dieses dem Erdgasnetz zuzuführen. Seit März 2015 speist die erste mikrobiologische Power-to-Gas-Anlage Green-Methan in das öffentliche Gasnetz in Allendorf (Eder) ein. Die Anlage läuft mit einer Leistung von 15 Nm³/h, was 400.000 kWh pro Jahr entspricht. Betreiber der Anlage ist die MicrobEnergy GmbH der Viessmann Group.

Vorteil des mikrobiologischen Verfahrens mit Archebakterien ist, gegenüber verfahrenstechnischen Verfahren, dass dem Reaktor auch ein Gasgemisch mit Wasserstoff zugeführt werden kann, zum Beispiel ein Gasgemisch aus Biogas und Wasserstoff. Es besteht nur die Notwendigkeit, bei einer zu geringen Wasserstoffkonzentration im Mischgas, dem Reaktor Wasserstoff zu Methanisierung zuzuführen. Auch ist es kein technisches Problem, bei einem Überschuss von Wasserstoff im Gasgemisch, dem Erdgasnetz Wasserstoff zuzuführen. Somit besteht mit dem mikrobiologischen Verfahren die Möglichkeit, dass lokale Gasnetz mit dem überregionalen Erdgasnetz sehr vorteilhaft zu verknüpfen.

7. Ausblick und Zusammenfassung



Wird ein lokales Gasnetz als Mischgasnetz betrieben bedingt dieses, dass der Brennwert des Mischgases stetig bestimmt werden muss. Beim Stand der Technik ist es zudem kein Problem über eine Datenkommunikation den Heizwert bzw. den Brennwert des Gasgemisches dem Wärmeerzeuger zu übermitteln. Aus technischer Sicht besteht somit kein Problem einem Mikrogasnetz Biogas oder Wasserstoff zuzuführen. Dieses bedingt aber, dass im Versorgungsgebiet des Mikrogasnetzes nur Wärme beim Stand der Technik mit Gasheizungen oder mit Stirlingmotor-Gasheizungen erzeugt werden kann (Abbildung 11). Zwar besteht die theoretische Möglichkeit

im Mikrogasnetz ein BHKW zu betreiben, aber beim Stand der Technik gibt es keine Angaben von Herstellern, ob zum Beispiel BHKWs mit einer Mikroturbine auch mit Mischgas betrieben werden kann. Obwohl beim Stand der Technik der elektrische Wirkungsgrad von Stirlingmotor-Gasheizungen nur bei

ca. 20% liegt, zeigt sich, dass ein Quartier mit Wärme mit einem geringen ökologischen Fußabdruck versorgt werden kann. Auch wird die Möglichkeit bestehen keramische Brennstoffzellen mit Mischgas zu betreiben, deren elektrischer Wirkungsgrad bei 50% bis 70% liegt. Zurzeit gibt es keine Publikation, die es erlauben zu bewerten, ob Feststoffbrennzellen auch mit Mischgas betrieben werden können.

Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt: Energiedaten 2016-2018, <https://www.umweltbundesamt.de/daten>, abgerufen am 28.09.2019
- [2] Brockmann, R.: Sektorkoppelung durch Eisspeicher und kalte Nahwärme, Tagungsband 26. Energie – Symposium, 6. – 8. November 2019, Hochschule Stralsund
- [3] Zander, H.: Planung und Bemessung von Hauptstromversorgungssystemen nach DIN 18015-1 und TAB 2000, <https://www.voltimum.de/sites/www.voltimum.de/files>, abgerufen am 28.09.2019
- [4] KI-Portal: Aldi Nord und Viessmann stellen gemeinsames Energieprojekt vor: Innovatives Kälte-Wärme-Verbund- System im Discount-Filialnetz, https://www.ki-portal.de/wp-content/uploads/2017/04/KI_2017_04_Messe_Euroshop_Viessmann.pdf, abgerufen 01.10.2019.
- [5] Heizungs-Betrieb: Was bedeuten Brennwert und Heizwert?, <https://www.heizungsbetrieb.de/de/brennwert.html>, abgerufen 01.10.2019.
- [6] Wolf, Dieter; Teuber, Peter; Budde; Jörg, Jagnow, Kati: Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertkeseln, Fachhochschule Braunschweig Wolfenbüttel, Fachbereich Versorgungstechnik, Institut für Heizungs- und Klimatechnik, Wolfenbüttel, April 2004, http://www.delta-q.de/export/sites/default/de/downloads/bericht_cd.pdf, abgerufen 01.10.2019.
- [7] BHKW-Forum, Brötje EcoGen WGS 20.1 in Betrieb, <https://www.bhkw-forum.de/diskussion/thread/5362-brötje-ecogen-wgs-20-1-in-betrieb/>
- [8] BRÖTJE Heizung, EcoGen -System, <http://www.akvt.de/ft2011/unterlagen/A2-Broetje.pdf>, abgerufen 01.10.2019.
- [9] Rudolf Schmid AG: Eigenschaften Stirling, <https://www.stirling.ch/eigenschaften/>, abgerufen 01.10.2019.
- [10] Frauscher thermal motors GmbH, Unternehmen, <https://www.frauscher-motors.com/de/unternehmen/>, abgerufen 01.10.2019.
- [11] Kretschmar Haustechnik GmbH, Betriebsarten von Wärmepumpen, http://www.kht-dresden.de/index.php?view=HEATING_pump-mode, abgerufen 01.10.2019
- [12] M. Nelles, R. Glowacki, I. Hartmann, V. Lenz, J. Liebetrau, F. Müller-Langers, S. Narra, D. Thrän; Aktuelle energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland, 13. Rostocker Bioenergieforum, 1. und 14. Juni 2019, Universität Rostock, Seite 16,
- [13] J. Sprafke, N. Engler, M. Nelles, A. Schüh, Bioabfallvergärung - Prozessoptimierung durch Substratmanagement , 13. Rostocker Bioenergieforum, 1. und 14. Juni 2019, Universität Rostock, Seite 138
- [14] Zwischenevaluierung 2019, Netz-Stabil, AG Bioenergieanlagen und Speicher - AG Sektorkopplung, Rostock, Dr. Schüch
- [15] Hülsken, Christina: RENEWES SPEZIAL NR. 86 / Januar 2019 - Verknüpfung von Strom, Wärme und Verkehr im Energiesystem der Zukunft: Die Rolle der Bioenergie in den Sektoren, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., https://www.forum-synergiewende.de/wp-content/uploads/2019/01/AEE_86_Renews_Spezial_Sektorenkopplung_Jan19-web.pdf, , abgerufen 01.10.2019
- [16] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Windstromeinspeisung, http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/2_Netzintegration/1_einspeisung-und-ertraege/1_Windstromeinspeisung/

[17] Kompost & Biogas Verband: Gasaufbereitung, <https://www.kompost-biogas.info/biogas/biomethan/gasaufbereitung/>, abgerufen 01.10.2019

[18] Krajete: Prozess, unter: <https://www.krajete.com/technologie/prozessmethanogenese> abgerufen am 28.09.2019

[19] Petersen, N. H.: Kleine Helfer, Power-to-Gas – Mikroben sollen Kosten senken, Hzwei 10/15, Seite 14-15

[20] Petersen, N. H.: Power-to-Gas – Mikroben sollen Kosten senken, <https://www.hzwei.info/blog/2015/12/03/power-to-gas-mikroben-sollen-kosten-senken/>, abgerufen 01.10.2019

Frequenzstabilität bei Netzauffrennungen im umrichterdominierten Verbundsystem

Maria Nuschke

Fraunhofer Institut IEE, Kassel

Abstract

Steigende Anteile von erneuerbaren Energieanlagen, die über Umrichter mit dem Netz gekoppelt sind, wirken sich auf die Stabilität des Energieversorgungsnetzes aus. Dieser Beitrag beleuchtet den Begriff der Trägheit in Zusammenhang mit dem elektrischen Stromnetz und stellt eine Analyse der Frequenzstabilität mit steigenden Anteilen umrichtergekoppelter Energieanlagen vor. Dabei werden neben den üblicherweise am Netz eingesetzten stromeinprägenden Umrichtern auch spannungseinprägende Umrichter untersucht, welche bisher nur in Inselnetzen und Mikronetzen ohne Verbindung zum Verbundnetz eingesetzt werden.

1. Einleitung – Was ist Trägheit im elektrischen Energiesystem?

Wachsende Anteile umrichterbasierter Erzeugung im Stromnetz auf Übertragungs- und Verteilungsebene wirken sich auf die Stabilität des Stromnetzes aus. Bei steigenden Anteilen an umrichtergekoppelten, erneuerbaren Energieanlagen und einer damit perspektivisch einhergehenden, abnehmenden Erzeugung durch rotierende Generatoren sinkt die synchron gekoppelte Trägheit im Energiesystem. Die Trägheit im Energiesystem hat Einfluss auf das transiente Frequenzverhalten im Netz. Die Bewegungsgleichung (1) und (2) einer Synchronmaschine spiegelt dieses Verhalten wieder [1].

$$\frac{d\omega}{dt} \frac{S_N T_N}{\omega_0} = P_{mech} - P_{el} \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (2)$$

Mit:

$\frac{d\omega}{dt}$	Drehzahländerung pro Zeit
ω_0	Nenn Drehzahl
δ	Rotorwinkel
S_N	Nennscheinleistung Generator
T_N	Anlaufzeitkonstante
P_{mech}	Mechanische Antriebsleistung der Turbine
P_{el}	Elektrische Bremsleistung

Der Rotor beschleunigt dann, wenn die Antriebsleistung die Bremsleistung übersteigt und damit der Generator weniger belastet wird als Antriebsleistung erbracht wird. Die Drehzahländerung, bzw. Rotorwinkelbeschleunigung, hat dann ein positives Vorzeichen. Im umgekehrten Fall hat die Rotorwinkelbeschleunigung ein negatives Vorzeichen und der Rotor wird abgebremst. Die Drehzahl eines Generators hat unmittelbar Einfluss auf die elektrische Frequenz. Wie schnell der Rotor nach einer Störung beschleunigt oder abgebremst wird, wird durch die Anlaufzeitkonstante T_N maßgeblich mitbestimmt. Die Anlaufzeitkonstante wird auch als Trägheitszeitkonstante bezeichnet und ist die kinetische Rotationsenergie E_{kin} des Generators und der Turbine bei Nenn Drehzahl bezogen auf die Nennscheinleistung, Gleichung (3). Die kinetische Energie wird durch das Trägheitsmoment J und die Drehzahl bestimmt.

$$T_N = \frac{E_{kin}}{S_N} = \frac{J\omega_0^2}{2 S_N} \quad (3)$$

Diese Gleichungen gelten sowohl für einen einzelnen Generator-Turbinen-Satz als auch für eine kohärente, zusammenhängende Generatorgruppe und damit für ein synchrones Netzgebiet. Daher sind diese Gleichungen grundlegend für die Bewertung der Kurzzeit-Frequenzstabilität eines Netzgebietes geeignet. Kriterien der Kurzzeit-Frequenzstabilität sind die Einhaltung der Grenzwerte für die maximal auftretende Frequenzabweichung und die Frequenzänderungsrate nach einer Störung. Folgende Grenzwerte müssen zur Gewährleistung der Frequenzstabilität eingehalten werden:

- Die transient auftretenden Frequenzen f_{min}, f_{max} verbleiben zwischen 47,5Hz und 51,5 Hz, nach [2]. In bezogenen Größen ausgedrückt: zwischen 0,95 p.u. und 1,03 p.u.. Verlässt die Frequenz diesen Rahmen, besteht keine Anforderung an Generatoren zum Verbleib am Netz und damit können Ausfallkaskaden zum vollständigen Netzausfall führen.
- Der Anlagenschutz von Generatoren sieht zum mechanischen Schutz der Antriebswelle eine Schutzfunktion bzgl. Frequenzänderungen vor. Die verträglichen Grenzwerte können je nach Generatortyp unterschiedlich sein. In [2] wird ein Grenzwert von 2Hz/s im Europäischen Verbundnetz angesetzt.

Abbildung 1 zeigt einen qualitativen Frequenzverlauf nach einem Leistungsdefizit, z.B. nach einem Generatorausfall.

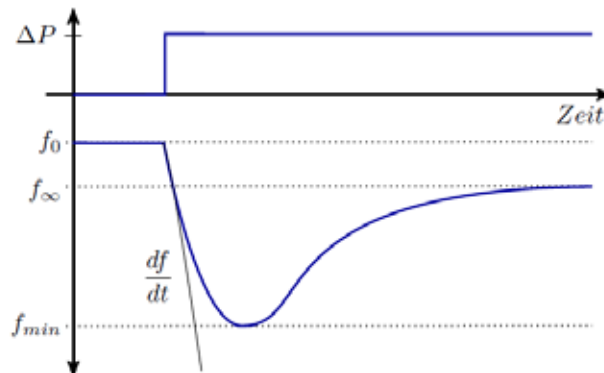


Abb. 1: Frequenzverlauf nach einer Störung

Je weniger Trägheit im Energiesystem vorhanden ist, desto höher und steiler werden Frequenzausschläge nach Leistungsungleichgewichten. Die Grenzwerte dieser Indikatoren können zunehmend häufiger auch schon bei kleineren Leistungsungleichgewichten überschritten werden. Die Aktivierungsdauern von aktuellen Regelleistungsprodukten zur Frequenzhaltung und -rückführung wurden mit der Trägheit eines Energiesystems auf Basis von Synchronmaschinen dimensioniert. Es stellt sich also die Frage, welche Trägheit für die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung vorzuhalten ist.

2. Soll-Ist-Abgleich – Wie viel Trägheit brauchen wir und was ist verfügbar?

Wird die Bewegungsgleichung (1) auf ein synchrones Netzgebiet übertragen, so sind direkte Einflussfaktoren ablesbar:

$$\frac{df_{max}}{dt} \frac{T_{N,min,res}}{f_0} = \frac{\Delta P}{S_N} \quad (4)$$

Die Höhe der zu bewältigenden Störung ΔP unter Einhaltung eines Grenzwertes für die maximale Frequenzänderungsrate erfordert eine resultierende Mindestträgheit $T_{N,min,res}$. Die resultierende

Trägheitszeitkonstante ist dabei das gewichtete Mittel der Trägheitszeitkonstanten aller im Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, Gleichung (5).

$$T_{N,res} = \frac{\sum v_i T_{N,i} \cdot S_{N,i}}{\sum v_i S_{N,i}} \tag{5}$$

Die zu bewältigende Störung ist eine Designfrage welche in der Verantwortung der Netzbetreiber liegt. Legt man bisher geschene Störungen zu Grunde, changieren die Störungen zwischen 20% Leistungsdefizit (Italien 2003) und 40% Leistungsüberschuss (Türkei 2016) [3]. Abb. 2 stellt den Betrag der Mindestträgheit über der Störgröße bei 2Hz/s nach Gleichung (4) dar. Die Störgröße wurde auf die verbleibende Last bezogen.

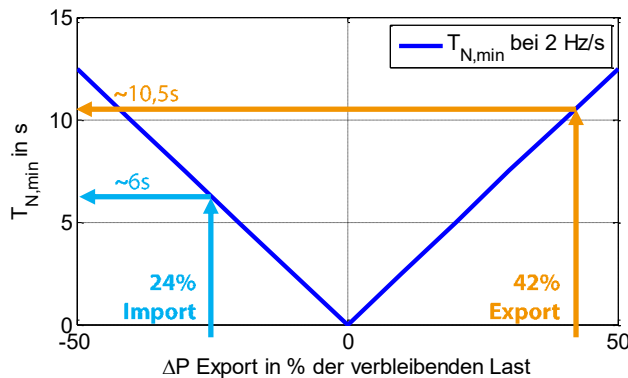


Abb. 2: Mindestträgheit über Höhe der Störung bei einer erlaubten maximalen Frequenzänderungsrate von 2Hz/s, nach Gleichung (4)

Die eingezeichneten Störungen in Abb. 2 lassen überschlägig auf erforderliche Mindestträgheiten zwischen 6 und 10,5s schließen. Dabei wurden Dämpfungseffekte wie bspw. die frequenzabhängige Wirkleistungsaufnahme von Lasten, der sog. Netzselbststregereffekt, vernachlässigt. Deren Einfluss auf die erforderliche Mindestträgheit ist jedoch nicht entscheidend. Im direkten Vergleich ist in Abb.3 die geschätzte vorhandene Trägheit in Deutschland als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Dort lässt sich ablesen, dass im Jahr 2030 zu keiner Zeit im Jahr die erforderliche Trägheit zur Bewältigung der Störung von 2016 bereitsteht!

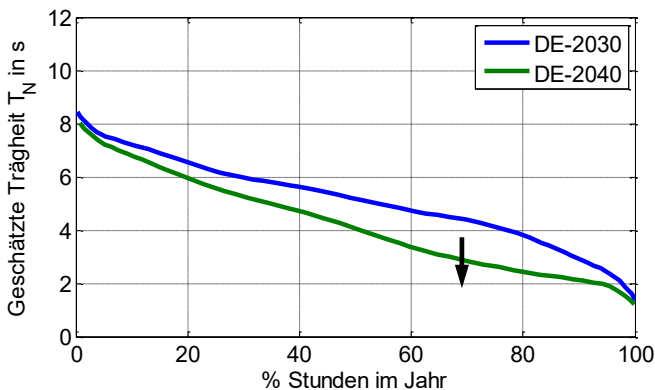


Abb. 3: Geordnete Jahresdauerline der geschätzten Trägheit in 2030 und 2040 nach [4]

Es besteht also dringender Handlungsbedarf zur Weiterentwicklung der Konzepte zur Netzregelung. Hier wird die Bereitstellung von Trägheit durch Umrichter untersucht.

3. Testsystem zur simulativen Untersuchung

Im folgenden Abschnitt werden das verwendete Testnetz, die untersuchten Umrichterregelungsansätze sowie die Testszenarien beschrieben.

3.1 Testnetz

Das verwendete Testnetz wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern [5] erarbeitet und für eine Untersuchung zu Netzauftrennungen auf Basis von Momentanwertsimulationen durchgeführt. Das Testnetz besteht aus zwei großen, aggregierten Umrichterparcs in jeweils 50km Entfernung zu einem aggregierten Lastzentrum und einer aggregierten, lastnahen Synchronmaschine. Die Verbindung zum vorgelagerten Netz wird für die Simulation der Netzauftrennung geöffnet. Die Last wird als konstante Impedanzlast modelliert. Die Synchronmaschine trägt im Testsystem nur zur Trägheit bei, alle weiteren Regeleinheiten zur Spannungs- und Frequenzhaltung werden nicht berücksichtigt.

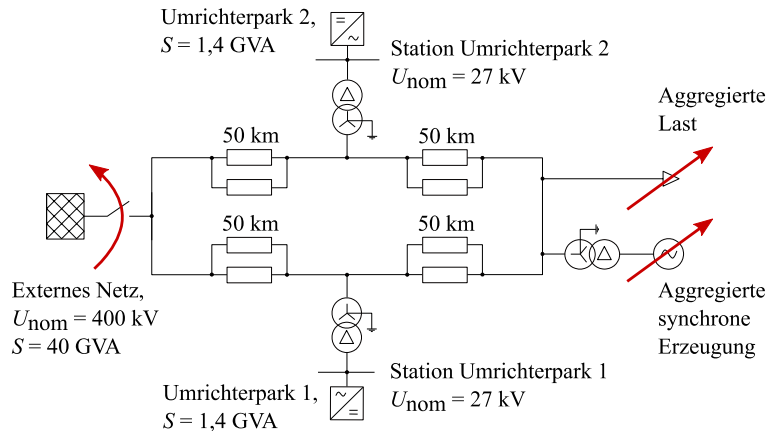


Abb. 4: Testnetz zur Bewertung der Stabilität nach Netzauftrennungen

3.2 Regelverfahren der Umrichterstationen

Die Umrichter wurden für die Simulationen jeweils als stromeinprägende oder spannungseinprägende Umrichter betrachtet. Dabei sind unter stromeinprägenden Regelverfahren jene Verfahren zu verstehen, welche die Stellgröße (Spannung der inneren Spannungsquelle) so führen, dass Sollwerte für Wirk- und Blindstrom bei der gemessenen Spannung am Netzanschlusspunkt (*engl.: Point of Common Coupling, PCC*) eingehalten werden. Damit werden die Ströme eingepreßt, siehe Abb. 4. Dieses Verfahren wird derzeit im Verbundnetz verwendet. Dem gegenüber stehen spannungseinprägende Verfahren, welche direkt die Spannungsamplitude und -frequenz bzw. den Spannungswinkel der (inneren) Spannungsquelle führen. Die Stellwerte für Amplitude und Frequenz der Spannung werden entsprechend der Messwerte von Wirk- und Blindleistung am PCC angepasst. Bei sog. virtuellen Synchronmaschinen wird der Spannungswinkel entsprechend der Bewegungsgleichung einer Synchronmaschine, siehe Gleichungen (1) und (2), angepasst. Damit erhält der Spannungszeiger ein Beharrungsvermögen gegenüber netzseitigen Änderungen und weist so eine parametrierbare Trägheit auf.

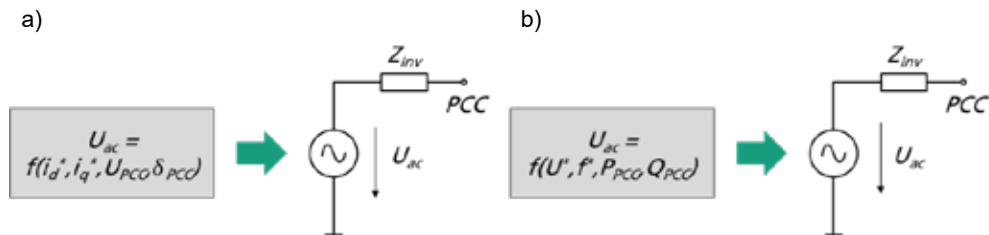


Abb. 4: Verallgemeinerte Darstellung Regelverfahren Umrichter:
a) stromeinprägend (konventionell), b) spannungseinprägend.

Die stromeinprägenden Umrichter wurden nach dem herstellerübergreifenden, generischen WECC Modell [6, 7] modelliert. Für die spannungseinprägenden Umrichter wurde ein Regelungsansatz nach [8] implementiert.

3.3 Testszenarien

Die Untersuchung zeigt den Einfluss von reduzierter, synchron gekoppelter Trägheit auf die Frequenzstabilität im Fall einer Netzauftrennung. Dazu wurden Simulationen mit Netzauftrennung durchgeführt und jeweils die installierte Leistung der Synchronmaschine reduziert. Die Einspeisung der Umrichter wurde über alle Simulationen konstant gehalten. Die Last wurde so dimensioniert, dass sich vor Netzauftrennung eine Austauschleistung mit dem vorgelagerten Netz entsprechend der gewählten Störung einstellt. Als Störgröße wurde exemplarisch 40% Leistungsüberschuss bezogen auf die aktuelle Einspeisung gewählt. Damit ergibt sich ein Überfrequenzfall und die Umrichterstationen müssen die Einspeiseleistung reduzieren, um wieder ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Last herzustellen.

Es wurden getrennt voneinander die in Abschnitt 3.2 erläuterten Regelverfahren eingesetzt.

4. Ergebnisse

Die folgenden Untersuchungen wurden als Momentanwertsimulation mit dem Netzberechnungsprogramm DigSILENT/PowerFactory 2018 durchgeführt.

4.1 Ergebnisse bei Einsatz von stromeinprägenden Umrichtern

Abb. 5a) zeigt Simulationsergebnisse für Frequenz und Spannung am Netzanschlusspunkt von Umrichterpark 1 für alle simulierten Umrichteranteile mit einem Parametersatz gemäß Herstellerangaben für den Auslieferungszustand und entsprechend Stand der Technik sowie aktuell geltenden Netzanschlussbedingungen. Je dunkler die Kurven, desto höher der Umrichteranteil (Ratio). Die grau eingefärbten Flächen zeigen Bereiche mit Verletzung der Stabilitätskriterien an. Die Frequenzverläufe verdeutlichen einen maximalen Umrichteranteil von 20% ohne Verletzung der maximal erlaubten Frequenz von 1,03p.u.. Insbesondere die Simulationsergebnisse der Spannung bei einer Durchdringung von 50% zeigen Unregelmäßigkeiten, welche auf mangelnde Blindleistungsreserven und Betriebsführungsaspekte der Umrichter zurückzuführen sind. Mit entgegenwirkenden Parameteranpassungen können höhere Umrichteranteile erzielt werden. Folgende Anpassungen wurden durchgeführt:

- Verringerung der Einregelzeit für die Wirkleistungsregelung auf Parkebene von 10s auf 1s
- Aktivierung einer Blindleistungsregelung auf Parkebene mit Spannungsvorgabe
- Bei Unterschreiten der Spannung am PCC von 90% des Nominalwertes wird die dynamische Spannungsstützung aktiviert. Die aktuellen Netzanschlussbedingungen [9–11] fordern, nach Fehlerklärung den Arbeitspunkt vor dem Fehler anzufahren. Dazu werden die Sollwerte auf Parkebene festgehalten und die Regelungsfunktionen Überfrequenz-Leistungsreduktion und Blindleistungsregelung auf Parkebene werden blockiert. Diese Blockierung wurde aufgehoben.

Abb. 5b) zeigt die Simulationsergebnisse mit den obigen Anpassungen. Damit kann die maximale Durchdringung der Umrichter ohne Verletzung der maximal erlaubten Frequenz auf 60% erhöht werden.

Die gezeigte Kurve für 70% überschreitet diesen Grenzwert. Das Blindleistungsdefizit kann nun durch die Umrichter gedeckt werden und die Spannung bleibt entsprechend innerhalb des tolerablen Bereichs.

Um jedoch Durchdringungen von über 60 % zu erreichen, sind Erweiterungen im Funktionsumfang der stromeinprägenden Umrichterregelung notwendig. Spannungseinprägende Regelungsverfahren sind eine weitere Möglichkeit, die Umrichteranteile zu erhöhen. Im nächsten Abschnitt werden Simulationsergebnisse unter Einsatz von spannungseinprägenden Umrichtern vorgestellt.

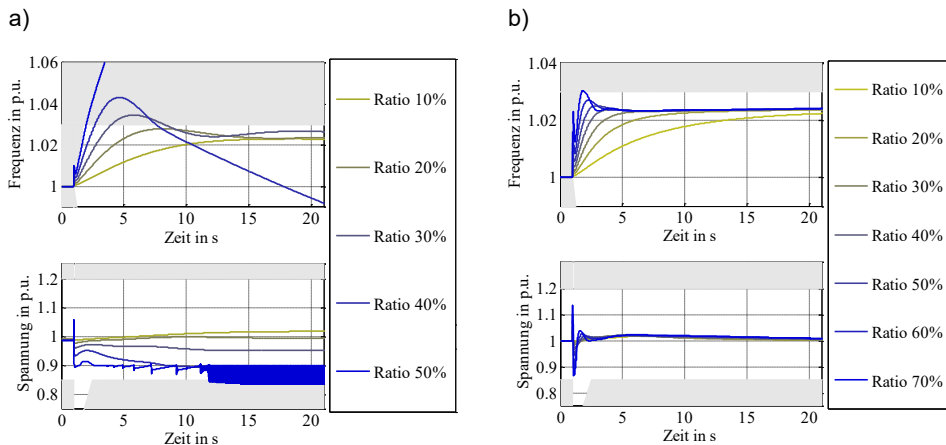


Abb. 5: Simulationsergebnisse Frequenz und Spannung am PCC Umrichterpark 1 bei stromeinprägender Umrichterregelung und steigender Umrichterdurchdringung:
a) Default Parameter Hersteller ohne stationäre Blindleistungsbereitstellung,
b) Angepasste Parametrierung mit stationärer Blindleistungsbereitstellung.

4.2 Ergebnisse bei Einsatz von spannungseinprägenden Umrichtern

Wie in Abbildung 6a) ersichtlich, kann die maximale Umrichterdurchdringung unter Verwendung von spannungseinprägenden Umrichtern ohne Einbußen in der Frequenzstabilität auf 100 % gesteigert werden. Das Frequenzverhalten nach der Netzauftrennung ist bei allen simulierten Durchdringungsszenarien gut gedämpft und ohne Überschwingen oder transiente Ausgleichsvorgänge. Auch die Spannungsabweichungen bleiben gegenüber denen aus den vorherigen Simulationen in Abbildung 5 vernachlässigbar. Damit kann aus den hier gezeigten Simulationsergebnissen geschlossen werden, dass spannungseinprägende Umrichter im untersuchten Testsystem für den Fall der Netzauftrennung ein netzdienliches Verhalten aufweisen und höhere Durchdringungsgrade erzielt werden können, als es mit bisher im Netz üblichen netzstützenden Umrichtern der Fall ist. Ähnliche Schlussfolgerungen konnten auch in [12] gezogen werden.

Weiter kann die Trägheitskonstante der Umrichter im gewählten spannungseinprägenden Regelungsansatz als Parameter vorgegeben werden. Die Systemträgheit wird durch die Trägheitskonstanten der am Netz befindlichen Anlagen bestimmt. Eine Minderung der Systemträgheit durch Reduzierung der Anschlusskapazität von Synchrongeneratoren kann damit durch eine Erhöhung der Trägheitskonstante der Umrichter kompensiert werden. Dazu müssen die notwendigen Energie- und Leistungsreserven bereitstehen. Für die Ergebnisse in Abb. 6b) wurde die Trägheitskonstante der Umrichter mit steigenden Durchdringungen so erhöht, dass das Trägheitsmoment im System für alle Simulationen gleich des Trägheitsmomentes aus dem Fall von 10% Umrichtern ist. Die Frequenzverläufe liegen daher übereinander.

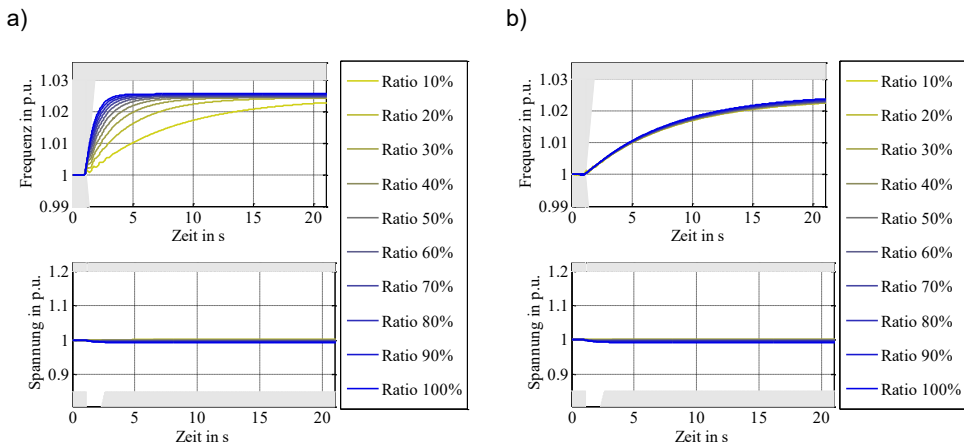


Abb. 6: Simulationsergebnisse Frequenz und Spannung am PCC Umrichterpark 1 bei spannungseinprägender Umrichterregelung und steigender Umrichterdurchdringung:
a) Konstante Trägheitszeitkonstante für Umrichter, sinkendes Trägheitsmoment System
b) Konstantes Trägheitsmoment im System, angepasste Trägheit der einzelnen Umrichter.

5. Schlussfolgerungen

1. Um auch zukünftig Störereignisse in der Größenordnung bisher geschehener bewältigen zu können, ist eine Trägheitszeitkonstante von mindestens 10s erforderlich.
2. In Deutschland allein ist diese Mindestträgheit zu keiner Zeit des Jahres vorhanden. Zukünftig wird die synchrongekoppelte Trägheit weiter sinken. Es besteht daher dringender Bedarf an zusätzlicher Trägheit.
3. Spannungseinprägende Umrichter stellen Trägheit bzw. Momentanreserve bereit.
4. Es stehen spannungseinprägende Verfahren zur Verfügung, bei denen die Trägheit direkt parametrisiert werden kann. Die notwendigen Energiereserven müssen zur Bereitstellung von Trägheit vorhanden sein.
5. Momentanreserve als Systemdienstleistung zusammen mit der Formulierung von Anforderungen an Momentanreservebereitstellung von Umrichtern ist ein möglicher Lösungsansatz.

6. Förderhinweis

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0350023A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Netzregelung 2.0 wieder.

7. Literaturverzeichnis

- [1] P. S. Kundur and N. J. Balu, Eds., *Power system stability and control*. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [2] ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors," RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, 2016.
- [3] D. Duckwitz, *Power System Inertia: Derivation of Requirements and Comparison of Inertia Emulation Methods for Converter-based Power Plants*: Universität Kassel, 2019.

- [4] ENTSO-E, “European Power System 2040: Completing the map: Technical Appendix,” [Online] Available:
https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDRP%20documents/TYNDRP2018/System_Need%20Report.pdf. Accessed on: Jun. 28 2019.
- [5] K. Vennemann *et al.*, “Systemic Issues of Converter-based Generation and Transmission Equipment in Power Systems,” *Wind Integration Workshop*, vol. 17., Stockholm, Sweden, 2017.
- [6] WECC Renewable Energy Modeling Task Force, “WECC Solar Plant Dynamic Modeling Guidelines,” 2014. [Online] Available:
<http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/PCC/TSS/MVWG/Shared%20Documents/MVWG%20Approved%20Documents/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf>.
- [7] G. Lammert, L. D. P. Ospina, P. Pourbeik, D. Fetzer, and M. Braun, “Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DigSILENT PowerFactory,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, pp. 1–5.
- [8] A. Engler, *Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen*. Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2001. Berlin: dissertation.de, 2002.
- [9] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*, VDE-AR-N- 4130:2018-11, 2018.
- [10] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE-AR-N 4110:2018-11, 2018.
- [11] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, VDE-AR-N 4120:2018-11, 2018.
- [12] S. Laudahn, J. Seidel, B. Engel, T. Bülo, and D. Premm, “Substitution of Synchronous Generator Based Instantaneous Frequency Control Utilizing Inverter-coupled DER: Vancouver, Canada,” *IEEE PEDG*, 2016.

Entwicklung eines Tools zur automatisierten Optimierung von Energiesystemen durch Maschinelles Lernen

M.Sc. J. Münch, M.Sc. M. Reich, Prof. Dr.-Ing M. Adam

Hochschule Düsseldorf, ZIES – Centre of Innovative Energy Systems

Abstract

Die Autoren präsentieren ein Auslegungstool zur automatisierten Optimierung von komplexen Energiesystemen. Anwendung findet dieses Tool bislang vor allem für die Auslegung von Energiesystemen zur Wärme-, Kälte- und Stromversorgung im kommunalen und industriellen Bereich. Der entwickelte Optimierer basiert auf einer Kombination von Versuchsplanungsmethoden und probabilistischer Modellbildung und hat zum Ziel, nicht-lineare und eventuell multikriterielle Probleme zu lösen. Ein Ergebnis der Optimierung kann beispielsweise die Ermittlung einer Pareto Front sein, welche die bestmöglichen Systemkonfigurationen in Abhängigkeit einer ökologischen und einer ökonomischen Zielgröße darstellt.

1. Einleitung und Motivation

Vor dem Hintergrund der Problemfelder Klimawandel, Luftverschmutzung und Endlichkeit von fossilen Energieträgern wird eine möglichst effiziente Nutzung von Energien immer unabdingbarer. Energetische Effizienzmaßnahmen im industriellen und kommunalen Bereich sind jedoch oftmals komplex und durch einen hohen Gestaltungsspielraum gekennzeichnet. Der wünschenswerte und notwendige Einsatz von erneuerbaren Energien, sowie die Nutzung von Abwärme aus Prozessen oder Abwässern, verstärkt diese Problematik weiter. Für Planer ist deshalb die Abwägung zwischen den Kosten und dem Nutzen im Vorfeld nur bedingt möglich. Dies stellt ein starkes Hemmnis für die Einbindung von erneuerbaren Energien und für die Nutzung von Abwärme dar. Oftmals fällt die Entscheidung im Sinne der Versorgungssicherheit und aufgrund von Erfahrungswerten auf ein simpleres, konventionelles System.

Das Zentrum für Innovative Energiesysteme an der Hochschule Düsseldorf möchte mit einem flexiblen, schnellen und einfachen Planungstool Abhilfe schaffen. In dem durch die Weesbachstiftung geförderten Projekt Fast-Energy-Design entsteht ein Planungstool zur automatisierten Auslegung und Optimierung der Struktur und Dimensionierung von Energiesystemen. Nach Eingabe der wichtigsten Randbedingungen, wie beispielsweise die vorstellbaren minimalen und maximalen Nennleistungen der Wärme-/Kälte-/Stromerzeuger, Lasten etc., werden die bestmöglichen Systemkonfigurationen mit Hilfe einer Pareto Front dargestellt.

2. Umsetzung und Methodik

Das Planungstool setzt sich aus einer grafischen Benutzerschnittstelle, dem Rechenkern und dem Optimierer zusammen. Über die grafische Benutzerschnittstelle werden sämtliche Eingabeparameter, wie beispielsweise Lastgänge, Auswahl möglicher Systemkomponenten, Variationsbereich der Einflussgrößen etc., vom Nutzer an den Rechenkern übergeben. Der Rechenkern kann beliebige Systemkonfigurationen simulieren und dadurch hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Zielgrößen bewerten. Da eine direkte Optimierung des Systems über den Rechenkern zu lange dauert und deshalb nicht praxistauglich ist (>>100.000 Evaluierungen des Systems für die Optimierung notwendig), wird das Systemverhalten über Methoden des Maschinellen Lernens approximiert. Für diese Approximation werden automatisch systematisch ausgewählte Einstellungen vom Optimierer an den Rechenkern

Anwendungsfall (Gewerbe, Ein-/ Mehrfamilienhausbebauung etc.) als Eingabe benötigt. Sollten keine eigenen Wetterdaten vorhanden sein, greift das Tool auf einen hinterlegten Wetterdatensatz zurück.

Nachfolgend wird in Abbildung 2 ein Ausschnitt der dynamischen Benutzerschnittstelle dargestellt, für den Fall einer Optimierung (Standard) zur Abdeckung (nur) einer Wärmelast mit Primärenergiefaktor und Gestehungskosten als Zielgrößen. Die Auswahl der unterschiedlichen Modi erfolgt dabei über Auswahl-Reiter. Die zu berücksichtigenden Systemkomponenten (Wärmeerzeuger, Speicher) können jeweils über ein Kontrollkästchen an- bzw. abgewählt werden mit nachfolgender Parametrierung über separate Eingabe-Masken. Diese werden mit einem Klick auf die jeweilige symbolische Darstellung geöffnet.

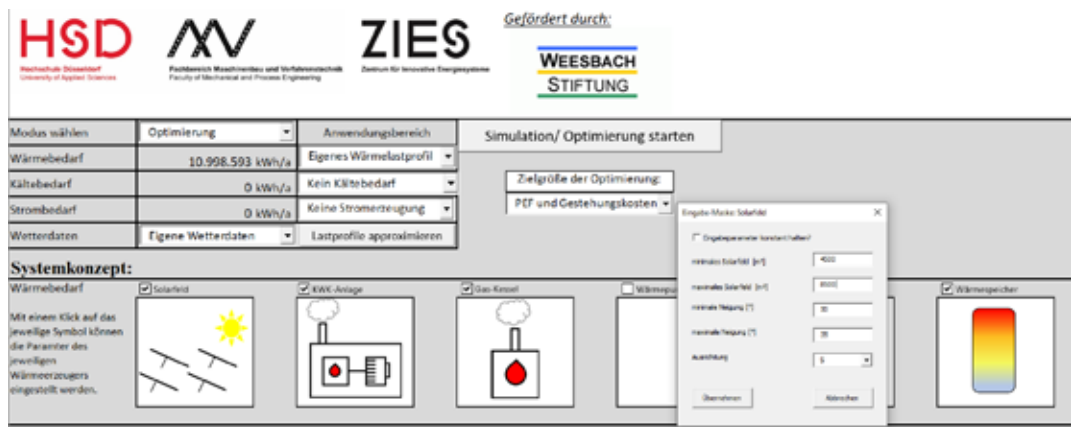


Abb. 2: Ausschnitt aus der dynamischen Benutzerschnittstelle

4. Rechenkern

Die Jahressimulationen werden in einer stündlichen Auflösung durchgeführt. Dies ermöglicht auch die Durchführung von komplexeren Optimierungen bei einer hinreichenden Genauigkeit und annehmbarer Optimierungsdauer.

Implementiert wurden unterschiedliche Energieerzeuger zur Wärme-, Kälte- und Stromerzeugung. Die Abbildung der Energieerzeuger erfolgt sowohl energetisch in Form von Energiebilanzen bzw. Wirkungsgradkurven als auch wirtschaftlich, beispielsweise über spezifische Investkostenfunktionen. Das Simulationsmodell bildet dabei auch mögliche Synergieeffekte, wie gleichzeitige Erzeugung und Verbrauch von Strom z.B. durch eine Photovoltaikanlage und eine Wärmepumpe, ab. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt unter anderem die erzeugerspezifischen Einspeisevergütungen, die EEG-Umlage für Stromeigennutzung sowie die Kapital-, Brennstoff-, Instandhaltungs- und Wartungskosten sämtlicher Systemkomponenten, der Verrohrung und der Energieversorgungszentrale.

Neben den Erzeugern bietet das Planungstool zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Bedarf Modelle für dynamische Wärme-/ Kältespeicher und Stromspeicher. Analog zum entwickelten Optimierer wurden diese Modelle aufgrund des erhöhten Rechenaufwandes in einer geeigneteren Programmiersprache umgesetzt und als Excel-Addin in den Rechenkern integriert. Der erhöhte Rechenaufwand resultiert unter anderem beim Wärme-/Kältespeicher aus der Unterteilung des Speichers in mehrere Volumina mit jeweils eigenen Zustandswerten (Temperatur etc.). Dabei werden physikalische Effekte wie Auf-/Abströmungen, Dichteunterschiede, Speicherverluste und infolge dessen

Wärmeübertragungen durch Mischung/Wärmeleitung zwischen den einzelnen Volumina und der Umgebung berücksichtigt. Darüber hinaus ermöglicht diese Aufteilung in unterschiedliche Volumina die Ein- und Auspeisung auf unterschiedlichen Speicherhöhen, sowie die simultane Einspeisung mehrerer Erzeuger in einen Speicher. Eine direkte Umsetzung eines solch komplexen Modells in VBA hätte eine wesentlich höhere Simulationszeit zur Folge gehabt. Ein komplexes Optimierungsproblem mit einer Vielzahl an Einflussgrößen wäre damit nur bedingt umsetzbar gewesen. Das Modell des Wärme-/Kältespeichers wird in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

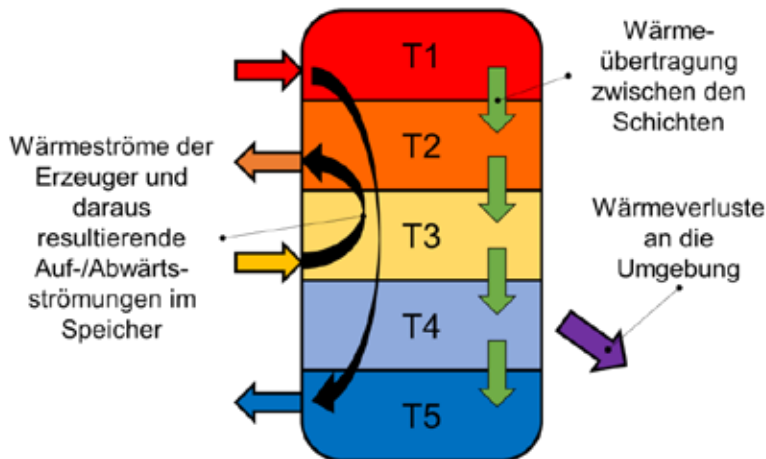


Abb. 3: schematische Darstellung des Speichermodells

5. Optimierer

Aufgrund des hohen Rechenaufwands einer einzelnen Simulation basiert die automatisierte Optimierung auf einer geschickten Kombination von Versuchsplanungsmethoden und probabilistischer Modellbildung, was eine effiziente (multikriterielle) Optimierung erlaubt. Nachdem der Nutzer die interessierenden Parameter (z.B. die Dimensionierungsgrenzen einer Systemkomponente) ausgewählt hat, erstellt der Optimierer geeignete Versuchspläne, um den durch den Anwender definierten Versuchsraum möglichst effizient abzutasten. Konkret werden zwei Versuchspläne erstellt: Der erste Versuchsplan wird für die eigentliche Modellbildung genutzt. Der zweite Versuchsplan wird für einen unabhängigen Test des erstellten Modells genutzt und beinhaltet Parametereinstellungen, die möglichst gleichverteilt im Versuchsraum liegen. Der Optimierer gibt im Folgenden diese Versuchspläne an den Rechenkern weiter und stößt dadurch eine Mehrzahl an Simulationen an. Die so gesammelten Informationen, d.h. die Werte der zu untersuchenden Zielgrößen in Abhängigkeit vorgegebener Einflussgrößenkombinationen, werden schließlich für die probabilistische Modellbildung verwendet. Über diese lässt sich nicht nur eine Prognose des Mittelwerts der Zielgröße ermitteln, sondern auch die dazugehörige Unsicherheit. Sofern das Modell keine ausreichende Prognosegüte an den unabhängigen Testdaten erzielt, wird die Einflussgrößenkombination mit der größten Unsicherheit im Versuchsraum über den Rechenkern zusätzlich simuliert und die Modellbildung wiederholt. Es entwickelt sich eine iterative Vorgehensweise, die aktives Lernen genannt wird. Um die Modellbildung zusätzlich effizienter zu gestalten, wird über eine globale Sensitivitätsanalyse eine Bewertung der Wichtigkeit der Einflussgrößen vorgenommen, was zu einer Reduzierung der Freiheitsgrade führen kann. Die Optimierung erfolgt letztlich über eine Partikelschwarmoptimierung.

6. Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse der Optimierung werden bei Auswahl mehrerer Zielgrößen über die sogenannte Pareto Front dargestellt, siehe Abbildung 4. Hier werden als Zielgrößen der Primärenergiefaktor als ökologische und die Gestehungskosten als ökonomische Zielgröße betrachtet. Die Pareto Front enthält alle Systemvarianten bzw. Einflussgrößenkombinationen, die die bestmöglichen Kompromisse der beiden Zielgrößen erreichen. Die Pareto Front teilt also den Ergebnisraum in nicht optimale Lösungen und unmögliche Lösungen. Der Nutzer kann anhand seiner Prioritäten die für ihn bestmögliche Systemkonfiguration auf der Pareto Front auswählen. Durch die Berücksichtigung der Energiebedarfsdeckung als Randbedingung der Optimierung werden nur Ergebnisse dargestellt, die eine vollständige Energiebedarfsdeckung gewährleisten.

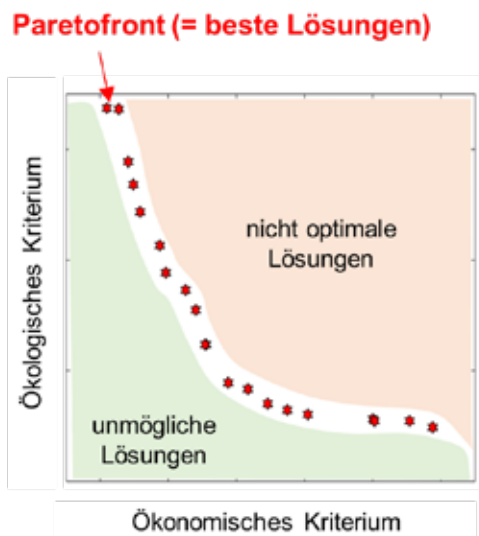


Abb. 4: schematische Darstellung eines Pareto-Diagrammes

Für jeden Punkt auf der Pareto Front kann sich der Anwender Systemkonfiguration und Ergebnisse der Jahressimulation detailliert anzeigen lassen. Dazu gehören typische energetische Kenngrößen, wie beispielsweise solarer Deckungsgrad, Speicherverluste, Anlagenwirkungsgrad etc., als auch ökonomische Kenngrößen, wie beispielsweise Investitionskosten der einzelnen Komponenten, Gestehungskosten etc.

7. Ausblick

Weiterführend muss das Planungstool intern und anwendungsbezogen getestet werden, um etwaige Fehlerquellen aufzudecken. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf der dynamischen Benutzerschnittstelle, die eine Vielzahl an unterschiedlichen Eingabevarianten abdecken muss. Auch die Validierung der einzelnen Komponenten (Erzeuger, Speicher etc.) anhand von detaillierten Jahressimulationen konventioneller Simulationsumgebungen ist noch nicht vollständig abgeschlossen.

8. Literaturverzeichnis

- [1] TU München: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile (2003)

Kommunales Energiemanagement – Ansätze, Stand und Entwicklungen in Thüringens Landkreisen und Kommunen

Hannes Vierke

¹ Thüringer Energie- & GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA), Erfurt

Abstract

In Zeiten der Fridays-for-Future-Bewegung und Effizienzsteigerung müssen auch die Kommunen beweisen, dass sie Ihre Vorreiterrolle bei der Umsetzung der Bundes- und Landesziele annehmen und ihren Teil zum Gelingen der Energiewende beitragen.

Doch durch teils klapprige Haushaltskassen haben Städte und Gemeinden oft nicht viel Spielraum diese Rollen, wie gewünscht, ausfüllen zu können bzw. haben andere Prioritäten gesetzt. Dadurch ist es für sie umso wichtiger, verantwortungsvoll mit den vorhandenen Ressourcen umzugehen. Da ein erheblicher Anteil der kommunalen Ausgaben und CO₂-Emission aus der Bewirtschaftung der kommunalen Liegenschaften und dem damit einhergehenden Verbrauch von Wärme, Strom und Wasser resultiert, ist auch auf diesen Bereich ein besonderes Augenmerk zu legen.

Auf diesen Punkt baut das kommunale Energiemanagement (KEM) auf. Hierbei steht die energetische Optimierung der eigenen Verbrauchsstellen im Vordergrund. Vor allem bei der Einführung eines KEM sollen dabei Potenziale ausschließlich durch organisatorische und nicht- bzw. geringinvestive Maßnahmen identifiziert und gehoben werden. Hierbei unterstützt die ThEGA als Landesenergieagentur des Freistaats Thüringen die Thüringer Gemeinden, Städte und Landkreise bei der Einführung eines KEM sowie den Aufbau eines Energiemanagementsystems nach Kom.EMS.

1. Bestandteile eines kommunalen Energiemanagements

Die zu bearbeiteten Themenfelder [1] eines KEM sind dabei durchaus sehr vielseitig und werden im weiteren Verlauf beschrieben.

Aufbau eines Energiemonitorings inkl. Energiecontrolling und Berichtswesen

Ein wesentlicher Bestandteil des Energiemanagements ist der Aufbau eines funktionierenden Verbrauchsmonitorings. Dies umfasst die regelmäßige, mindestens monatliche, Erfassung der Zählerstände für Energie (Strom, Wärme) und Wasser sowie die Kontrolle der Verbrauchsentwicklung. Um eine gebäudescharfe Zuordnung gewährleisten zu können, müssen die Haupt- und Unterzähler aller Medien erfasst werden.

Die manuelle Erfassung der Zählerstände vor Ort kann durch den Hausmeister oder Gebäudenutzer erfolgen. Hier muss zusätzlich auch die Art und Weise der Übermittlung der Daten organisiert werden (z.B. über Pendellisten). Komfortabler, aber bei weitem nicht in allen Kommunen realisiert, ist das Aufschalten der Zähler auf eine DDC-Anlage, GLT oder Datenlogger, so dass die Zählerstände automatisch übertragen werden können.

Die erfassten Verbräuche werden in einem Energiebericht aufgeführt und grafisch dargestellt. So können Defekte oder Mängel zeitnah erkannt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden oder auch investive Maßnahmen abgeleitet werden.

Betriebsoptimierung bestehender Anlagen

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des KEMs ist der energieeffiziente Betrieb der eigenen Anlagen beispielsweise zur Gebäudebeheizung. Oftmals sind Anlagen überdimensioniert und passen nicht bzw.

nicht mehr zum aktuellen Bedarf oder der aktuellen Nutzung. Auch beim Betrieb der Anlagen ist teils ein enormes, leicht zu hebendes, Einsparpotenzial vorhanden, sei es durch zu geringe bzw. fehlende Absenkung der Raumtemperaturen in oder der unnötige Betrieb der RLT- und Beleuchtungsanlagen während der Nichtnutzungszeit.

Wichtig dabei ist, dass sich die Optimierung in erster Linie auf Effizienzmaßnahmen beschränken, welche keinen Komfortverlust für die Nutzer nach sich ziehen.

Vor der Optimierung der Anlage ist die Erhebung einiger Daten notwendig. So sollt zunächst das Nutzerprofil des Gebäudes erfasst werden und über einen längeren Zeitraum eine Temperaturverlaufsmessung stattfinden.

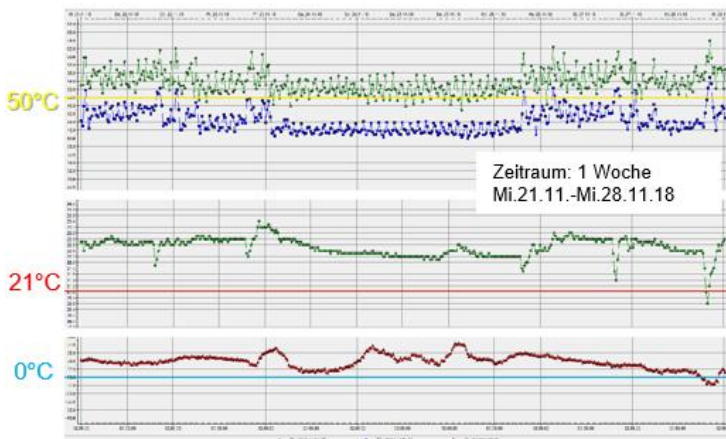


Abb. 1 Temperaturverlaufsmessung Kita Ist-Stand [2]

In der Abb. 1 ist die Auswertung einer solchen Verlaufsmessung grafisch dargestellt. Hier handelt es sich um einen Kindergarten. Erkennbar ist, dass weder eine ausreichende Nachtabsenkung noch Wochenendabsenkung in der Regelung hinterlegt sind. Gemäß der Regelung sind zwar Absenkezeiten vorhanden, aufgrund der geringen Absenktemperatur wird diese jedoch nicht wirksam. Dies wird vor allem bei den Raumtemperaturen ersichtlich, welche nahezu konstant deutlich über 21°C liegen.

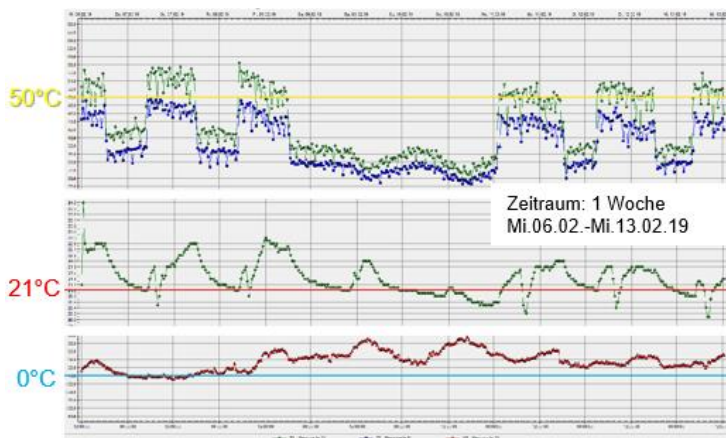


Abb. 2 Temperaturverlaufsmessung Kita nach Optimierung [3]

Auf den Grundlagen des erfassten Nutzungsprofils und der aufgenommenen Temperaturdaten kann die Optimierung der Regelungseinstellung erfolgen.

So wurden in der Kita die Betriebszeiten leicht angepasst sowie die Temperaturabsenkung angehoben. Das spiegelt sich auch in der Temperaturverlaufsmessung nach dem ersten Schritt der Optimierung wieder (Abb. 2). Sowohl im Temperaturverlauf des Heizkreises, als auch bei der Raumtemperatur sind deutliche Absenkezeiten zu erkennen.

Neben der Optimierung der Regelungseinstellung ist auch eine regelmäßige Instandsetzung sowie systematische Wartungen für die Sicherstellung eines energieeffizienten Anlagenbetriebes unerlässlich.

Schulung des technischen Betriebspersonals

Als Ansprechpartner vor Ort ist es wichtig den Hausmeister bzw. das technische Betriebspersonal von Anfang an in den Prozess „KEM“ einzubinden. Neben der regelmäßigen Zählererfassung sind sie auch in den Betrieb der Anlagen (bedarfsgerechte Beleuchtung und Lüftung, Regelungseinstellung Heizung) einzuweisen. Durch die Einweisung des Personals in die Anlage und die Regelung, können diese selbstständig auf Gegebenheiten in ihren Gebäuden reagieren und den energieeffizienten Betrieb sicherstellen.

Rechnungscontrolling (Tarifanalyse, Vertragsanpassung, Zählerwesen)

Ein oftmals unterschätzter und vernachlässigter Baustein im KEM ist ein ordentliches Rechnungscontrolling. Hier wird zwar keine Energie eingespart, jedoch kann das Kosteneinsparpotenzial für die Kommune sehr hoch ausfallen.

Durch eine Tarifanalyse wird sich ein Überblick darüber verschafft, welche spezifischen Kosten für jede Verbrauchsstelle anfallen. Auf Grundlage dieser Übersicht können Verträge nachverhandelt und angepasst werden. Nicht selten haben Kommunen für die Gebäude beim selben Versorger, oftmals das eigene Stadtwerk, jeweils einen unterschiedlichen Arbeitspreis. Hier lohnt sich eine Nachverhandlung und Angleichung der Preise.

Auch bei der Zählerstruktur können die Kosten reduziert werden. Oftmals sind beispielsweise Wasserzähler deutlich überdimensioniert. Durch eine Reduzierung der Zählergröße können bei der jährlichen Grundgebühr teils Kosten von mehreren hundert Euro je Verbrauchsstelle eingespart werden.

Sensibilisierung und Motivierung der Gebäudenutzer

Als zentrales Handlungsfeld eines KEM und einen langwierigen Prozess stellt die Sensibilisierung der Gebäudenutzer dar. Die Wirksamkeit der Optimierungsmaßnahmen ist zum großen Teil von der Akzeptanz und dem Verhalten der Gebäudenutzer abhängig. Bereits zu Beginn der Optimierungen sollten bei den Nutzern ein Bewusstsein für ein energiesparendes und ressourcenschonendes Handeln geschaffen werden. So kann das volle Einsparpotenzial ausgeschöpft sowie Protesten und Ängste seitens der Nutzer vorgebeugt werden. Um dies zu gewährleisten, sollten diese frühzeitig in den KEM-Prozess eingebunden werden.

Die strukturierte und gezielte Bearbeitung dieser Themen lohnt sich für die Kommunen, da hierdurch der Verbrauch, und somit auch die Kosten sowie die CO₂-Emission, in den Liegenschaften um 10 – 20% gesenkt werden kann. Somit ist das KEM eine der wirtschaftlichsten Arten, um Kosten und CO₂-Emissionen beim Betrieb kommunaler Liegenschaften zu reduzieren. Dies zeigen auch die Projekte, welche in Thüringen im Bereich KEM durchgeführt werden. Um das Thema in den Thüringer Städten, Gemeinden und Landkreisen präsenter zu machen und um auf die Wichtig- und Sinnhaftigkeit eines funktionierenden KEM hinzuweisen, unterstützt die ThEGA seit 2012 Kommunen bei der Einführung und Verstärkung eines KEM.

2. Projekt „Einführung in das kommunale Energiemanagement“

Dieses Projekt führt die ThEGA gemeinsam mit der Klimaschutzstiftung Jena seit 2012 durch. Um den Kommunen einen einfachen Einstieg in das Thema Energiemanagement zu ermöglichen, erfolgt die Einführung am Beispiel von fünf bis sechs ausgewählten Liegenschaften. Dabei wird sich im ersten Schritt ausschließlich auf die Durchführung von organisatorischen und nichtinvestiven Maßnahmen beschränkt. Ziel dabei soll sein, dass die Teilnehmer durch die im Projekt erzielten Einsparerfolge motiviert werden, ein ganzheitliches Energiemanagement-System aufzubauen.

2.1. Aufbau und Inhalte

Das Projekt zieht sich über 18 Monate und besteht aus 3 Bausteinen.

Workshopreihe – Schulung eines kommunalen Mitarbeiters zum Energiemanager

Im Zuge der praxisorientierten Workshopreihe wird den Teilnehmern das theoretische Grundwissen zum Thema vermittelt. Hierzu zählen:

- Organisation des Energiemanagements in der Verwaltung
- Aufbau eines Verbrauchs-Controllings und Vertragsoptimierung
- Optimierung des Anlagenbetriebes
- Erstellung und Präsentation von Energieberichten
- Identifizierung und Umsetzung investiver Einspar-Maßnahmen
- Nutzersensibilisierung

Energiemonitoring

Im Zuge des Aufbaus des Monitorings in fünf Gebäuden wird durch den kommunalen Energiemanager (kEMer) zunächst die Zählerstruktur erfasst. Im weiteren Verlauf werden die monatlich erfassten Verbrauchsdaten für Wärme, Wasser und Strom in eine bereitgestellte Arbeitshilfe eingepflegt. Anhand daraus generierbarer monatlicher Berichte kann die Kommune die Entwicklung des Energieverbrauchs verfolgen sowie Einspar-Maßnahmen ableiten und bewerten.

Coaching (Begehung, Optimierung)

Für das Coaching wird dem kEMer ein erfahrener Energieberater zur Seite gestellt. Mit diesem erfolgt eine erste vor Ort Begehung in drei Gebäuden. Hier wird die vorhandene heizungstechnische Anlage sowie die Regelungseinstellung erfasst. Weiterhin wird eine Temperaturverlaufsmessung über Datenlogger vorbereitet. Im Zuge von drei Coachingterminen werden die aufgezeichneten Temperaturverläufe ausgewertet. Auf deren Grundlagen erfolgt die Optimierung der Regelungseinstellung der Heizungsanlage z.B. durch Anpassung der Heizzeiten, des Heizniveaus etc.

2.2. Bisherige Durchgänge und Ergebnisse

Im September startete der 7. Durchgang des Projektes. Bisher nahmen insgesamt 64 Thüringer Kommunen/Landkreise teil und ließen einen kommunalen Energiemanager (kEMer) ausbilden (Abb. 3). Darunter befanden sich:

- 12 Landkreise
- 5 kreisfreie Städte
- 15 Städte > 10.000 EW
- 32 Städte/Gemeinden < 10.000 EW bzw. Verwaltungsgemeinschaften

In den bisherigen 5 abgeschlossenen Durchgängen konnten im Bereich des Wärmeverbrauchs (Erdgas, Öl, Fernwärme, Pellets) über 3,7 GWh und im Bereich des Stromverbrauchs über 425 MWh an Energie eingespart werden. Somit konnten im Zuge des Projekts CO₂-Emissionen mehr als 1.200 t vermieden werden [5]. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Zahlen lediglich auf das jeweilige Umsetzungsjahr

beziehen und die Einsparungen, wenn die Kommunen den Projekt-Endstand halten können, jährlich weiter steigen.

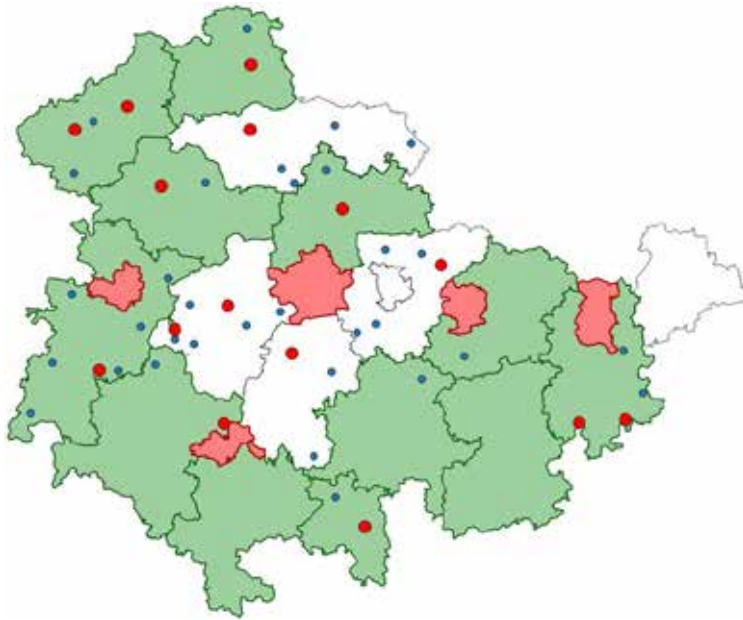


Abb. 3 Übersicht Projektteilnehmer ThEGA [4]

Warum das KEM nötig ist, zeigt das folgende Projekt-Beispiel in Abb. 4:

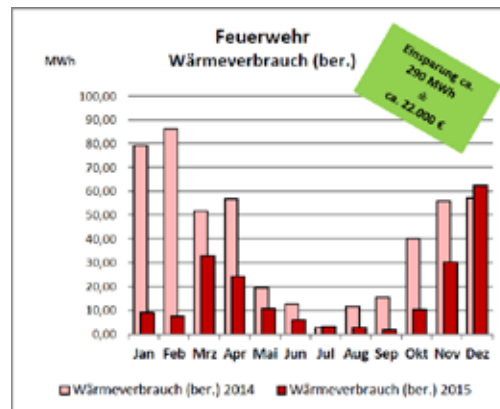


Abb. 4 Monatlicher Verbrauchsverlauf Feuerwehr [6]

Hier wurden die Heizungsmischer durch die Kameraden der Feuerwehr manuell außer Betrieb genommen und eine gewünschte Raumtemperatur von 30°C eingestellt. Das wurde über eine Temperaturmessung durch den kEMer identifiziert. Das Wiederherstellen der Regelbarkeit der Anlage und die Anpassung des Heizniveaus an den Bedarf, verbunden mit der Ansprache der Nutzer führten zu einer deutlichen Senkung des Wärmeverbrauchs in diesem Gebäude. Dieses und noch viele weitere Beispiele aus den Projektdurchgängen sind keine Einzelfälle und zeigen, teils auf erschreckende Weise, wie leichtfertig mit den Ressourcen in kommunalen Liegenschaften umgegangen wird. Durch diese

Einsicht und den im Projekt erzielten Einsparerfolgen soll die kommunale Verwaltung zur Verstetigung des KEM motiviert werden.

Doch trotz nachweisbarer Einsparerfolge sowie dem Aufzeigen des vorhandenen Potenzials tun sie sich noch schwer, ein dauerhaftes KEM zu implementieren.

3. Kom.EMS – Kommunales Energiemanagement-System

Die Erfahrung, dass einmalige Impulse auch nach nachweisbaren Einsparerfolgen in den meisten Fällen nicht ausreichen, um den Aufbau eines dauerhaften Energiemanagements auszulösen, haben auch die Energieagenturen aus anderen Bundesländern mit ähnlichen Projekten gemacht. Soll ein KEM dauerhaft funktionieren, bedarf es

- der Rückendeckung der Verwaltungsleitung,
- klare personelle Zuständigkeiten sowie entsprechende Ressourcen,
- einer methodischen Einführung,
- der Verstetigung der Prozesse
- sowie einer Qualitätssicherung.

Aus diesem Grund entschlossen sich die Landesenergieagenturen Baden-Württembergs (KEA), Sachsens (SAENA), Sachsen-Anhalts (LENA) und Thüringens (ThEGA), ein Angebot zu entwickeln, welches den kommunalen Verwaltungen beim systematischen Aufbau, der Qualitätssicherung und der Verstetigung des KEMs hilft. Aus dieser Idee entstand nach zwei Jahren Entwicklungszeit das Qualitätssicherungstool und die Web-Applikation „Kom.EMS“.



Abb. 5 Logo Kom.EMS [7]

Dies wird den Kommunen kostenfrei zur Verfügung gestellt. Kom.EMS soll alle Verwaltungen ansprechen, unabhängig von deren Ausgangslage im Bereich KEM.

Unterstützt werden sie dabei durch vier entwickelten Instrumente.

Kom.EMS Check

Mit dem Kom.EMS Check kann die kommunale Verwaltung anhand von 33 Fragen die Qualität ihres bestehenden Energiemanagements prüfen. Die Arbeitshilfe zeigt anhand der eingegebenen Antworten Stärken und Schwächen in den einzelnen Handlungsfeldern auf, sensibilisiert für die Inhalte des Energiemanagements und bildet die Grundlage für das Anregen von Verbesserungsprozessen.

Kom.EMS Qualitätssicherung

Herzstück von Kom.EMS und der Web-Applikation ist die Kom.EMS Qualitätssicherung. Hier wird der Nutzer anhand von praxisnahen Fragen und Anforderungen durch die einzelnen, für das KEM relevanten Handlungsfelder geführt (Abb. 6)

Im Zuge des Prozesses kann der Nutzer abhaken, welche Anforderungen bereits abgearbeitet worden sind. Bei der Abarbeitung kann er auf verschiedene interaktive Elemente in der Web-Applikation zurückgreifen (z.B. Festlegung eines Bearbeiters inkl. Deadline, Notizfunktion, Upload-Funktion für relevante Dokumente).

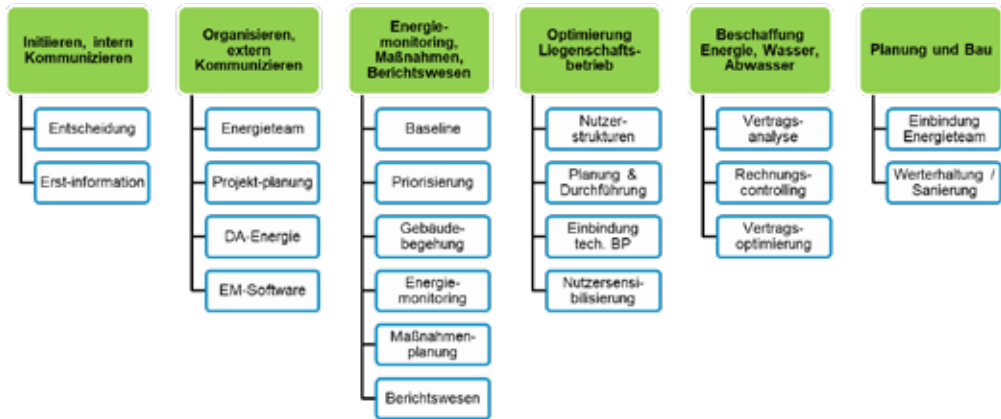


Abb. 6 Handlungsfelder und Unterpunkte der Kom.EMS Qualitätsstufe Basis [8]

Jedem Prozessschritt sind dabei auch unterschiedliche, praxisorientierte Arbeitshilfen zugewiesen, welche bei der Umsetzung helfen und diese vereinfachen sollen (z.B. Stellenbeschreibung Energiemanager, Checkliste Anforderungen Energiebericht, Wirtschaftlichkeitsrechner, Muster-Dienstanweisung Energie, Anleitungen zur Heizungsoptimierung, ...). Die Arbeitshilfen werden unterschieden in unverbindliche Empfehlungen (Kann-Arbeitshilfen) und verbindliche Vorgaben (Muss-Arbeitshilfen). Die Muss-Arbeitshilfen stellen eine Mindestqualität neuralgischer Prozessschritte sicher.

Um der unterschiedlichen Leistungsfähigkeit kommunaler Verwaltungen Rechnung zu tragen und auch „Einsteigern“ den Start zu erleichtern, wird in die 3 Qualitätsstufen „Basis“, „Standard“ und „Premium“ unterschieden. Anhand eines transparenten Bewertungsverfahrens kann das Energiemanagement-System von der kommunalen Verwaltung selbst (internes Audit) und auch durch externe Akteure (externes Audit) bewertet und zertifiziert werden.

Die Zertifizierung bietet Anlass für die öffentlichkeitswirksame Auszeichnung der Kommune, die so die Wahrnehmung ihrer Vorbildfunktion nach außen dokumentieren kann.

Kom.EMS Leitfaden

Der Kom.EMS Leitfaden stellt eine verständlich und praxisnah aufbereitete, systematisch gegliederte Schritt-für -Schritt -Anleitung zum Aufbau des Energiemanagement-Systems dar. Die fachlichen Hintergründe der einzelnen Prozessschritte werden detailliert erläutert. Der Leitfaden ist auf dem Portal als Download verfügbar.

Kom.EMS Wissensportal

Das Kom.EMS.Wissensportal stellt einen Fundus aller für das Energiemanagement benötigten Arbeitshilfen sowohl aus dem technischen als auch dem organisatorischen Bereich dar. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Musterformulare für Verwaltungsprozesse, Berechnungshilfen für die Gebäudetechnik oder Checklisten für die Durchführung des Energiecontrollings. Diese sind den einzelnen Fragestellungen zugewiesen. Insgesamt sind 182 Arbeitshilfen hinterlegt.

Im Zuge eines Praxistests wurde der Kom.EMS-Ansatz in 5 Thüringer Gebietskörperschaften erprobt. Im Pilotprojekte sollte das bereits vorhandene Energiemanagement in den Städten und Landkreisen auf den Prüfstein gestellt und gemäß den Kom.EMS Anforderungen optimiert werden. In Thüringen konnten somit die Stadt Sömmerda als 1. Stadt über 20.000 Einwohnern und der Saale-Holzland-Kreis als 1. Landkreis Deutschlands mit der Kom.EMS Qualitätsstufe Basis zertifiziert werden.

Literatur- & Quellenverzeichnis

- [1] Kom.EMS Leitfaden – Energiemanagement in Kommunen. Eine Praxishilfe. (Hg.): KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt GmbH (LENA), Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH, Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA). Karlsruhe, Magdeburg, Dresden, Erfurt (2018)
- [2] Projektdaten Teilnehmer „Einführung in das kommunale Energiemanagement“ Durchgang 6, ThEGA (2019)
- [3] Projektdaten Teilnehmer „Einführung in das kommunale Energiemanagement“ Durchgang 6, ThEGA (2019)
- [4] Eigene Grafik, ThEGA (2019)
- [5] Das kommunale Energiemanagement in Thüringen – Vom Pilotprojekt zum etablierten Werkzeug in Thüringens Kommunen. Eine Analyse der Möglichkeiten, Chancen und Potenziale in den Thüringer Kommunen. Masterarbeit H. Vierke. Jena (2015)
- [6] Projektdaten Teilnehmer „Einführung in das kommunale Energiemanagement“ Durchgang 3, ThEGA (2016)
- [7] Kom.EMS. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH, Landesenergieagentur Sachsen-Anhalt GmbH (LENA), Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH, Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA). Karlsruhe, Magdeburg, Dresden, Erfurt (2018)
- [8] Projektdaten Kom.EMS. ThEGA (2018)

Innovatives Versorgungskonzept des Forschungs demonstrators am IAB Weimar

Florian Zunkel M. Eng., Dipl.-Ing. (FH) Torsten Schmidt, Dr.-Ing. Ulrich Palzer

IAB – Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gGmbH,

99428 Weimar, E-Mail: kontakt@iab-weimar.de

Abstract (Arial 11pt fett)

Die IAB – Institut für Angewandte Bauforschung Weimar gemeinnützige GmbH (IAB Weimar gGmbH) realisierte von August 2017 bis Mai 2018 im Rahmen eines ersten Bauabschnittes ein beispielhaftes Demonstrationsvorhaben für die Nutzung von regenerativen Energien und Prozessabwärme zur Umsetzung einer quasi autarken Energieversorgung für den IAB-Institutscampus (Abbildung 1).

Dieses Projekt soll nachweisen, mit welchem Anlagenkonzept die Zusammenführung von PV-Strom, BHKW-Strom und regenerativer Wärme aus dem Betrieb von Wärmepumpen, unter Nutzung von Wärme- und Elektrospeichern, energetisch optimal und daher auch wirtschaftlich realisiert werden kann. Aktuell sind für die Auslegung der Anlagenkomponenten keine fachlich untersetzten Verfahren bekannt.

1. Anlagentechnik

Die Erzeugung der regenerativen Energien wird durch eine Solarthermie-Anlage (10 kW), eine Luft-/Wasser-Wärmepumpe (35 kW), zwei Sole-/Wasser-Wärmepumpen (18/10 kW) mit 6 Erdwärmesonden á 50 m (Abbildung 2), eine PV-Anlage mit 70 kWp (Abbildung 3) und eine gasbetriebene BHKW-Anlage (30 kW ther./15 kW elektr.) realisiert. Weitere wesentliche Komponenten sind ein thermischer Pufferspeicher (Abbildung 4)) mit einer Speicherkapazität von 31 m³ Heizwasser und eine Batteriespeicheranlage mit einer Kapazität von 112 kWh. Zudem besteht die Möglichkeit, PV-Strom mittels 3 Heizpatronen á 12 kW in Form von Wärmeenergie im Pufferspeicher einzuspeisen.

Für die Erzeugung von Klimakälte wurde eine Adsorptions-/Kompressionskältemaschine als Hybridanlage errichtet. Die Kälte kann sowohl über einen elektrisch als auch über einen thermisch angetriebenen Verdichter erzeugt werden. In den Sommermonaten, wenn keine geothermische Wärme benötigt wird, besteht die Möglichkeit, eine passive Kühlung des Gebäudes per Geothermie zu realisieren. Durch diese Fahrweise werden die Räumlichkeiten gleichzeitig gekühlt und die geothermischen Erdsonden regeneriert. Eine weitere Form zur Regenerierung der Erdsonden bietet der Eintrag von überschüssiger Wärme aus dem Pufferspeicher in die geothermischen Erdsonden. Dies gestattet eine effizientere Nutzung der Sonden im Winter. Im Gesamtkonzept der vorgenannten Teilanlagen wird die energetische Wirtschaftlichkeit auch durch die konsequente Umsetzung der Kraft-Wärme-Kältekopplung bei der Energieversorgung maßgeblich unterstützt.

2. Verbrauchssituation

Die Energieverbraucher sind im neu errichteten Bürogebäude und im neuen Technikum II als Niedertemperatur-Flächenheizungen ausgelegt. Das Bürogebäude wird über eine Betonkernaktivierung beheizt und gekühlt und das Technikum II über eine Industriebodenheizung versorgt. Als weiterer Verbraucher wurde über eine Nahwärmetrasse die neue Recyclinghalle angeschlossen, welche ebenfalls über eine Industrieboden- und eine klassische Fußbodenheizung erwärmt/temperiert werden soll. Um die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung für den gesamten Institutscampus zu optimieren ist geplant, das Hauptgebäude in der Übergangszeit mit zu beheizen und in den Sommermonaten den

Veranstaltungsbereich zu kühlen. Die gesamte Anlage wird gegenwärtig im semiautomatischen Betrieb in der Heizperiode 2018/2019 getestet. Alle Teilanlagen, die noch nicht vollautomatisch betrieben werden, können über die Visualisierung vom PC aus gesteuert werden. Weiterhin wird das Betriebsverhalten und die Energiewirtschaftlichkeit über ein entsprechendes technisches Monitoring überwacht und für eine spätere Auswertung aufgezeichnet.

3. Regelung/Ziel

In einem zweiten Bauabschnitt ist die Umstellung der Anlage in den vollautomatischen Zustand geplant. Dies beinhaltet die Entwicklung und Umsetzung von intelligenten, sich selbst optimierenden und prädikativen Steuerungen der Teilanlagen, unter Berücksichtigung des tages- und jahreszeitlichen sowie des witterungs- und verbraucherabhängigen Energiebedarfs und dessen Abdeckung aus dem regenerativen Energieaufkommen und der Prozessabwärme diverser Versuchseinrichtungen.



Abbildung 1: Teil des IAB-Institutscampus - Technikum II, Büro- und Laborgebäude



Abbildung 2: Geothermiesondenverteiler



Abbildung 3: PV-Anlage auf Technikum II



Abbildung 4: Großpufferspeicher (31 m³)

Regenerative Energiekonzepte zur Versorgung von Containergebäuden für verschiedene Klimazonen

J. Koke¹, A. Schippmann¹, X. Zhang², J. Shen², P. Kaufmann³, S. Krause³

¹ Hochschule Osnabrück, Campus Lingen

² Höskolan Dalarna, Borlänge, Schweden

³ Institut für Strukturleichtbau und Energieeffizienz gGmbH, Chemnitz

Abstract

Leichtbauanwendungen auf Basis des Containerbaus bieten ökologische und ökonomische Potenziale für das Bauwesen und sind daher relevant innerhalb der Energiewende zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes. Daher werden hier verschiedene Anwendungen in unterschiedlichen Klimazonen behandelt.

Dazu werden zunächst die globalen Klimazonen analysiert und containerbasierte Leichtbaulösungen mit ihren Energiebedarfen und Nutzerprofilen vorgestellt. Durch bautechnische Optimierungen wird nahezu ein Passivhausstandard hergestellt. Auf Basis dieser Eingangsdaten werden verschiedene Energiekonzepte diskutiert, bei denen Solar- und Windenergie, aber auch Biomasse als regenerative Energieträger integriert werden. Die Konzepte werden allesamt mit der Software Polysun® simuliert und analysiert. Die verschiedenen Ansätze werden insbesondere in Bezug Energieautarkie, aber auch in Bezug auf Umsetzbarkeit verglichen und bewertet. Beispielsweise können mit einem Konzept bestehend aus einer Photovoltaik-Anlage, Wärmepumpe zur Wärme- und Kälteerzeugung sowie integriertem Batteriespeicher, Wärme- und Kältespeicher sehr gute Ergebnisse erzielt werden.

Schließlich wird noch der Einfluss der verschiedenen Klimazonen auf die erforderliche energietechnische Gebäudeausstattung sowie Potenziale für andere Anwendungskonzepte beschrieben.

1. Einleitung

Die Ausgangssituation ist gekennzeichnet durch die globale Forderung nach energieeffizienten Gebäuden zur Erreichung der im Pariser Klimaabkommen festgelegten Punkte. Weltweit entfallen ca. 9% der fossilen CO₂ Emissionen auf den Gebäudesektor [1]. Diese Emissionen lassen sich auf verschiedene Ursachen zurückführen, die regional sehr unterschiedlich sein können. In Deutschland entstehen beispielsweise im Bereich Wohnen 61% der CO₂-Emissionen durch Raumwärme, 17% durch Elektrogeräte und Beleuchtung und 12% durch Warmwasser [2]. Neben den klassischen Wohngebäuden machen auch Nichtwohngebäude einen Anteil von 37 % des Anteils an Gebäudeenergieverbrauch aus [3]. In manchen Ländern bzw. Klimazonen hingegen spielt die Raumwärme gegenüber der erforderlichen Kühlung keine Rolle.

Eine weitere Herausforderung ist die globale demographische Entwicklung, die zu einem kontinuierlich steigenden Bedarf an preiswertem Wohnraum führt. Vorgefertigte und modulare Gebäude stellen einen zielführenden Beitrag zur Deckung dieser Bedarfe dar, und in den letzten Jahren wurden erhebliche Fortschritte bei der Anwendung vorgefertigter Gebäude und modularer Architektur erzielt [4]. Gegenüber dem konventionellen Massivbau ergeben sich Vorteile wie geringe Baukosten, hoher Vorfertigungsgrad und damit einhergehende kurze Montagezeiten, nachhaltig und ressourcenschonender Einsatz recycelter Materialien, sowie ein geringes Schadenspotenzial. Die Nutzung von ausgedienten Seecontainern, die oft tausendfach zur Verfügung stehen, bietet ein großes ökologisches Potenzial, da der verbaute Stahl nicht erst energieaufwändig eingeschmolzen werden muss [4].

Die aus dem Leichtbauprinzip resultierenden bauphysikalischen Nachteile der geringen Wärmedämmung und Speichervermögen, sowie des geringen Schallschutzes treten bei Containerbauwerken auf und werden teilweise durch erhöhten Materialaufwand verringert. Wesentliche Auswirkungen auf die Umwelt im Gebäude-Lebenszyklus sind allerdings auf die Nutzungs- und Betriebsphase zurückzuführen. Zum Beispiel berichten Ramesh et al. [5], dass die Nutzungsphase in den meisten Gebäuden 80% des Primärenergieverbrauchs im Lebenszyklus ausmacht. Dadurch entsteht Handlungsdruck für energieeffiziente Gebäude unter Einbeziehung energiesparenderer Technologien [6–9].

2. Vorgehensweise

Im ersten Schritt werden charakteristische Standorte für die Klimazonen definiert und anhand von Kennwerten miteinander verglichen. Im Schwerpunkt werden für drei Standorte unterschiedliche Nutzungsarten bzw. Anwendungsfälle festgelegt, die die aktuelle politische und demografische Entwicklung berücksichtigen. Für alle Nutzungsarten werden Gebäudekonzepte auf Basis von Containerelementen entwickelt und für die jeweilige Klimazone angepasst. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf einer effizienten Wärmedämmung der Objekte. Die Gebäudemodelle werden anschließend in der Gebäudesimulationssoftware IDA ICE implementiert, sodass die Energiebedarfe für Heizung und Kühlung ermittelt werden können. Außerdem werden die Wärmebedarfe für Trinkwarmwasser sowie die Strombedarfe für elektrische Haushaltsgeräte ermittelt. Auf Basis dieser Energiebedarfe werden für jede Nutzungsart verschiedene Energieversorgungskonzepte entwickelt und in die Software Polysun übertragen. Die Energiekonzepte basieren alle auf einer erneuerbaren Versorgung der Gebäude und sollen dabei einen möglichst hohen Autarkiegrad erreichen. Als Autarkiegrad wird in folgendem das Verhältnis aus der Eigenversorgung und dem gesamten Stromverbrauch verstanden. Dabei ist die Eigenversorgung der Stromverbrauch, der durch eigene Produktion gedeckt wird.

Zur Bewertung der Konzepte werden neben dem Autarkiegrad noch weitere wichtige Kennzahlen für betrachtet. Beispielsweise den für die Wärmeerzeugung nötigen Strombedarf (Pumpen und Wärmepumpe), die erzeugte elektrische Energie oder der in ein Stromnetz eingespeiste und vom Stromnetz bezogene Strom. Abschließend wird mit einem vereinfachten Prinzipmodell der Einfluss der Klimazonen auf die Autarkiegrade bei unterschiedlichem Stromverbrauch, unterschiedlicher Batteriegröße und Wärmedämmung untersucht.

3. Klimazonen

Das Klima der Erde lässt sich im Wesentlichen in 6 verschiedene Klimazonen einteilen: polare, subpolare, kaltgemäßigte, kühlgemäßigte, subtropische und tropische Zone (siehe Abbildung 1). Zur Analyse in Bezug auf die Energieversorgung der zu planenden Gebäude wurden zunächst charakteristische Städte für die unterschiedlichen Klimazonen definiert und charakterisiert. Die polare Zone wird hier nicht weiter betrachtet. Für die kühlgemäßigte Zone wurden Berlin und Taschkent ausgewählt, wobei sich das usbekische Taschkent durch ein besonders kontinentales Klima mit jahreszeitlich bedingten großen Temperaturschwankungen und besonders hoher Sonneneinstrahlung auszeichnet. Für die kaltgemäßigte Zone wurden Stockholm und Kiruna ausgewählt, wobei das schwedische Kiruna deutlich nördlicher liegt und daher geringere Temperaturen und Sonneneinstrahlung hat. Für die subpolare Zone wurden Murmansk und Reykjavik betrachtet, die ein vergleichbares Klima haben. Mumbai zeichnet sich durch ein tropisches Klima mit besonders hohen mittleren Temperaturen aus, wohingegen das subtropische Addis Abeba besonders hohe Sonneneinstrahlung erfährt und durch ein sogenanntes Tageszeitenklima geprägt ist, bei dem die mittleren Temperaturunterschiede zwischen Tag und Nacht größer sind als die Temperaturunterschiede zwischen den einzelnen Monaten.

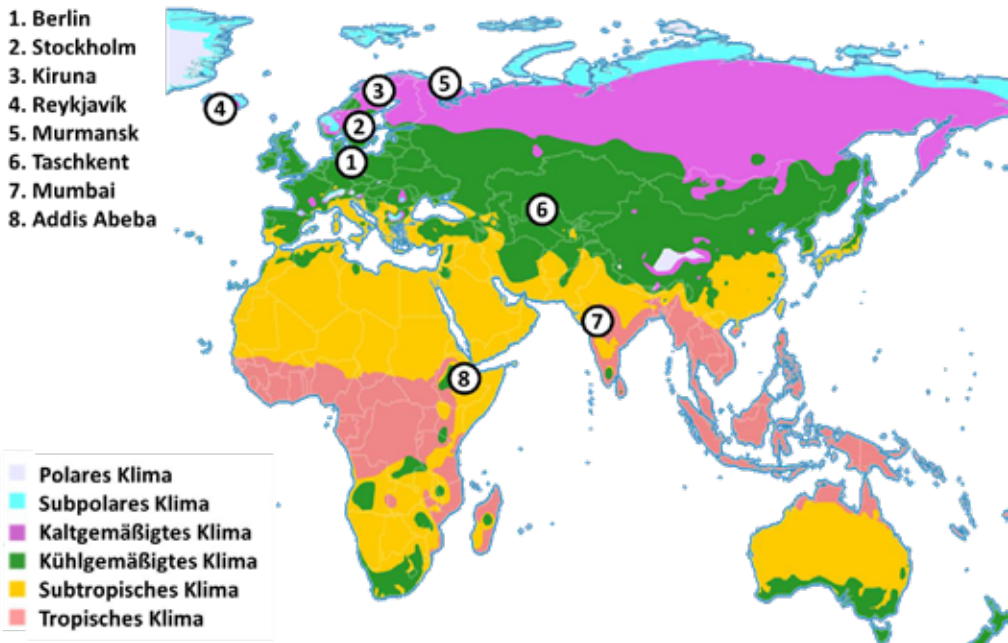


Abb. 1: Klimazonen und betrachtete Standorte

Die mittleren, minimalen und maximalen Temperaturen und deren tägliche Schwankungen werden in Tabelle 1 mit einander verglichen. Zusätzlich wird noch die jährliche Globalstrahlung, die mittlere Windgeschwindigkeit und die Anzahl Sonnstunden dokumentiert. (Die Spitzenwerte sind jeweils rot, die Minimalwerte grün hinterlegt).

Tab. 1: Klimatische Kennwerte für die betrachteten Standorte

	Klimazone	Mittlere Außen-temp.	Min. Außen-temp.	Max-Außen-temp.	Mittlere tägliche Temp.-differenz	Strahlung Global	mittlere Windgeschwindigkeit	Sonnenstunden im Jahr
		°C	°C	°C	°C	kWh/m ²	m/s	h
1. Berlin	kühlgemäßigt	9,9	-8,8	33,1	7,0	985,5	4,2	2175,0
2. Stockholm	kaltgemäßigt	6,6	-16,9	27,1	6,7	921,8	3,4	2256,0
3. Kiruna	kaltgemäßigt	-0,87	-29,13	22,64	7,62	747,81	3,78	1239,00
4. Reykjavik	subpolar	4,7	-9,6	18,6	4,7	780,5	6,0	1163,0
5. Murmansk	subpolar	1,8	-34,4	28,7	6,9	816,9	2,9	1708,0
6. Taschkent	kühlgemäßigt	14,7	-10,9	40,5	11,6	1710,3	1,6	2638,0
7. Mumbai	tropisch	27,1	12,5	40,0	7,6	1829,6	2,1	1944,0
8. Addis Abeba	subtropisch	16,2	0,6	28,2	11,4	2033,7	3,9	2421,0

Die charakteristischen Strahlungskollektive lassen sich am besten durch die Häufigkeitsverteilung für die tägliche Strahlungsenergie analysieren (Abbildung 2). Insbesondere Mumbai und Addis Abeba zeichnen sich durch einen besonders großen Anteil an einstrahlungsstarken Tagen aus. Die anderen Standorte haben Ihr Maximum bei niedrigen und das Minimum bei hohen Einstrahlungswerten.

Taschkent hebt sich trotz des kühlgemäßigten Klimas mit überdurchschnittlich vielen strahlungsreichen Tagen ab.

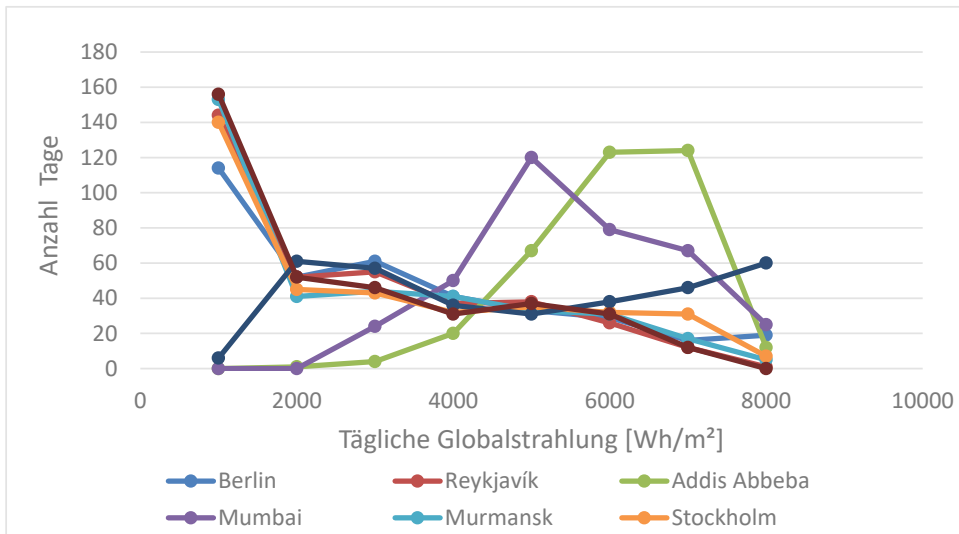


Abb. 2: Häufigkeitsverteilung der täglichen Globalstrahlung für verschiedene Städte

Schließlich wird noch eine Kenngröße entwickelt, mit der der Heiz- und Kühlbedarf für die jeweiligen Orte bewertet werden kann. Dazu werden die Temperatur-Zeitkurven integriert, und zwar einmal als Integral oberhalb der Temperatur 23°C und einmal unterhalb der Temperatur von 20°C (Abbildung 3). Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass bei Außentemperaturen größer 23°C ein theoretischer Kühlbedarf besteht und unterhalb von 20°C ein Heizbedarf. Auch wenn Heiz- und Kühlbedarf in besonderem Maß von den Gebäude- und Nutzungsgegebenheiten abhängen, so lässt sich über dieses Verfahren eine unabhängige Kenngröße zur Charakterisierung des klimatischen Verhältnisse in Bezug auf die Energieversorgung ableiten. Bis auf Mumbai überwiegen in allen Standorten die kalten Temperaturen deutlich, sodass das Heizen von übergeordneter Bedeutung ist. In Addis Abeba besteht das ausgeglichene Verhältnis zwischen warmen und kalten Temperaturen, weshalb Addis Abeba für eine energieautarke Versorgung gute Voraussetzungen bietet. Im folgenden werden die Standorte Berlin, Stockholm und Addis Abeba für konkrete Container-Anwendungen untersucht.

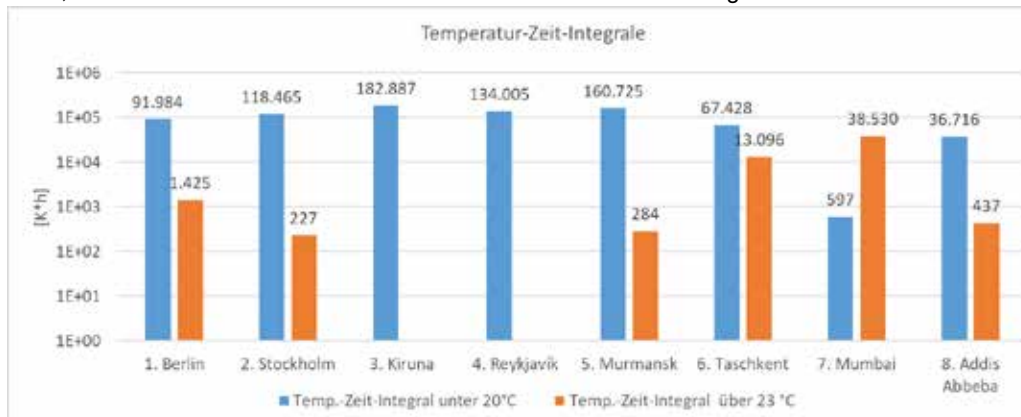


Abb. 3: Temperatur-Zeit Integrale für verschiedene Städte. Temperaturen oberhalb 23°C (Kühlen) und unterhalb 20°C (Heizen)

4. Anwendungsfälle

Es wurden drei Anwendungsfälle zur vertiefenden Analyse betrachtet, für die je eine Nutzungsanwendung einem Standort zugeordnet wird:

- Einfamilienhaus für den Standort Stockholm
- Mehrfamilienhaus für den Standort Berlin
- Schule für den Standort Addis Abeba

Einfamilienhaus, Stockholm, Schweden

Für den Standort Stockholm wird das Einfamilienhaus betrachtet, das aufgrund des verfügbaren Flächenangebots und dem derzeitigen Wunsch der schwedischen Bevölkerung nach nachhaltigem Wohnraum ausgewählt wurde.

Die Abb. 4 zeigt das Einfamilienhaus. Es ist sowohl für eine urbane als auch für eine ländliche Gegend geeignet. Das Gebäude hat eine Nettogrundfläche von 208 m² (17,06 m * 12,18 m) und bietet auf einer Wohnfläche von 188 m² Platz für eine Familie mit bis zu 5 Personen. Es werden drei 20' HC und vier 40' HC ISO-Container verbaut. Der Heiz- und Kühlbedarf wird in diesem Fall durch den Passivhausstandard vorgegeben. Damit ergibt sich ein maximaler Heiz- und Kühlbedarf von jeweils 2.820 kWh [10]. Für den Strombedarf der elektrischen Ausstattung des Gebäudes wird ein niedriger (3.000 kWh/a) und ein hoher (6.000 kWh/a) durchschnittlicher Bedarf eines Einfamilienhauses aus Deutschland angesetzt [11]. Der Strombedarf wird auf mehrere Lastprofile, die dem ASHRAE Handbuch [12] entnommen sind, verteilt. Hinzu kommt noch der Strombedarf einer Lüftungsanlage, der mit 1.301 kWh/a angesetzt wird. Diese Werte beinhalten jeweils noch nicht den Strombedarf für die Wärme- und Kälteerzeugung (Wärmepumpe, Heizkreispumpen, etc.).

Einfamilienhaus	
Standort	Stockholm, Schweden
Nutzfläche	208 m ²
Container	3 * 20' HC 4 * 40', HC
Wärmebedarf	max. 2.820 kWh/a*
Warmwasserbedarf	4.450 kWh/a
Kühlbedarf	max. 2.820 kWh/a*
Strombedarf	3.000/6.000 kWh/a

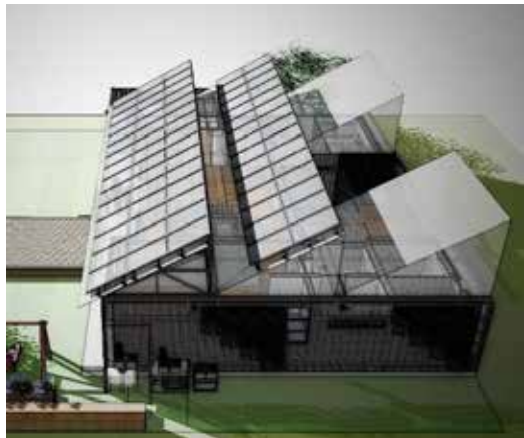


Abb. 4: Daten und grafische Darstellung des Einfamilienhauses

(* gemäß Passivhaus-Standard)

Schule, Addis Abeba, Äthiopien

Für den Standort in Addis Abeba wird eine Schule geplant. Die Bevölkerung in Äthiopien hat sich in den letzten 30 Jahren mehr als verdoppelt, und die Wachstumsrate nimmt nicht ab [13]. Der Bedarf nach Bildung ist dementsprechend hoch. Abbildung 5 zeigt das geplante Containergebäude für eine Schule. Diese ist vor allem für ländliche Bereiche gedacht. Die Schule bietet in der gezeigten Variante Platz für 30 Schüler mit Verwaltungsräumen und einer Küche, sowie Cafeteria. Durch den modularen Aufbau der Container kann die Nutzfläche durch Aufstellen weiterer Container erhöht werden. Aufgrund des milden

Klimas in Äthiopien ist für die Schule keine Heizung der Räume vorgesehen. Für den Warmwasserbedarf werden 4.100 kWh/a veranschlagt. Der Kühlbedarf liegt bei 9.600 kWh/a im Jahr. Der Strombedarf für die elektrische Ausstattung und Lüftung des Gebäudes liegt bei 11.085/a kWh. Der Schulbetrieb wird zwischen 8 Uhr und 18 Uhr mit zweistündiger Mittagspause stattfinden. Dabei werden fünf Unterrichtstage pro Wochen und fünf Wochen Ferien berücksichtigt.

Schule	
Standort	Addis Abeba, Äthiopien
Kapazität	30 Schüler
Container	1 * 20' 7 * 40'
Wärmebedarf	0 kWh
Warmwasserbedarf	4.100 kWh/a
Kühlbedarf	9.600 kWh/a
Strombedarf	11.085 kWh/a



Abb. 5: Daten und grafische Darstellung der Schule

Mehrfamilienhaus, Berlin, Deutschland

Wegen des geringen Platzangebots innerhalb von deutschen Großstädten und der großen Nachfrage nach bezahlbarem Wohnraum wurde für Berlin ein Mehrfamilienhaus für vier Familien definiert. Abbildung 6 zeigt dieses Gebäude mit insgesamt 440m² Nutzfläche. Aufgrund des Klimas in Deutschland ergab die Simulation mit IDA ICE keinen Kühlbedarf. Der Wärmebedarf liegt bei 27.045 kWh/a davon 20.899 kWh/a für Warmwasser. Der Strombedarf für die elektrische Ausstattung beträgt 13.435 kWh/a und für die Lüftung 4.758 kWh/a.

Mehrfamilienhaus	
Standort	Berlin, Deutschland
Nutzfläche	440 m ²
Container	8 * 20' HC 9 * 40' HC
Wärmebedarf	27.045 kWh
Warmwasserbedarf	20.900 kWh/a
Kühlbedarf	0 kWh/a
Strombedarf	13.435 kWh/a



Abb. 6: Daten und grafische Darstellung des Mehrfamilienhauses

Abbildung 7 zeigt den Wand- und Decken Aufbau für alle drei Gebäude, der als Basis für die Gebäudesimulationen benutzt wird. Dieser wurde nach dem schwedischen Stand der Technik erstellt. Dabei wird die Wandkonstruktion an die bestehende Containerwand angebaut. Für den Boden ist ein Betonfundament und eine 0,18 m dicke Dämmung aus Polystyrol unterhalb des Containerbodens

vorgesehen. Der gewünschte Bodenbelag für die Inneneinrichtung kann direkt auf den vorhandenen Containerboden verlegt werden.

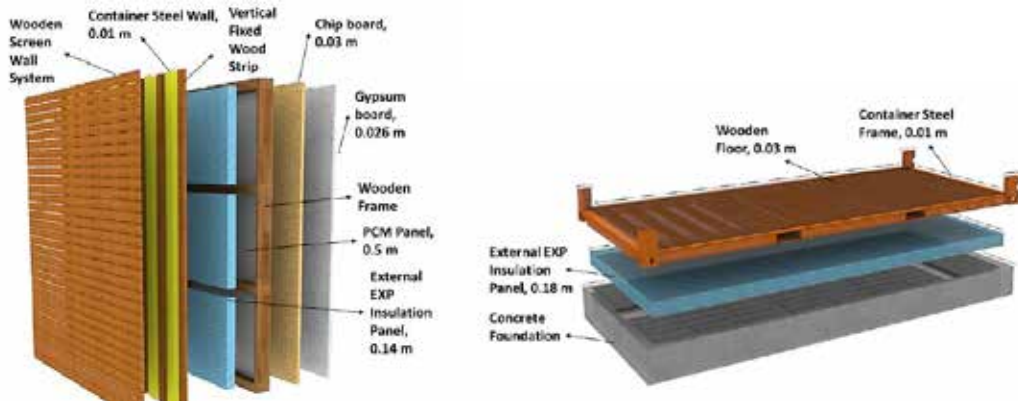


Abb. 7: Wand- und Bodenaufbau für Mehrfamilienhaus und Schule

Beim Einfamilienhaus reicht dieser Wandaufbau aufgrund des ungünstigen Oberflächen-/Volumenverhältnisses jedoch nicht aus, um den Passivhaus-Standard zu erreichen. Durch den Einsatz von Vakuum-Isolations-Paneelen (VIP) kann dieser Standard erreicht werden. Abbildung 8 zeigt den geplanten Wand- und Dachaufbau mit deutlich verbesserten U-Werten. Abbildung 9 zeigt den Bodenaufbau des Containers. Diese Wandaufbauten sind für den Neubau von Containerlösungen geplant, lassen sich aber auch auf bestehende Seecontainer anwenden.

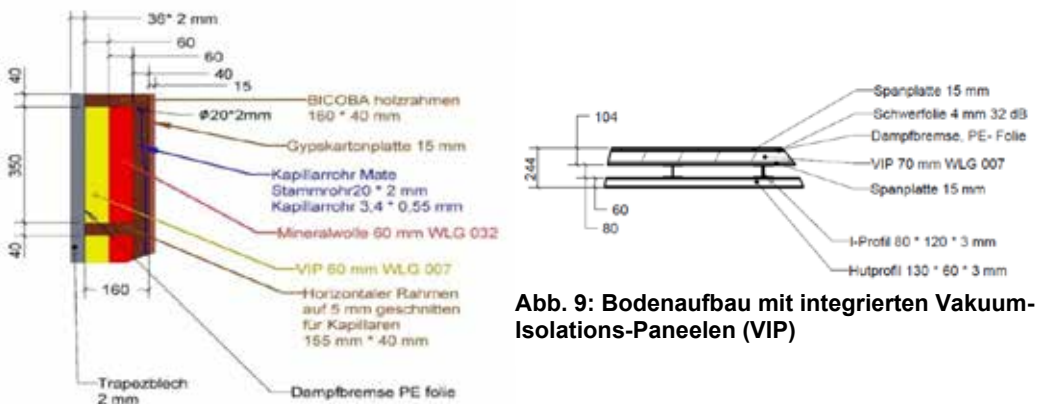


Abb. 9: Bodenaufbau mit integrierten Vakuum-Isolations-Paneelen (VIP)

Abb. 8: Wandaufbau mit integrierten Vakuum-Isolations-Paneelen (VIP)

5. Energiekonzepte

Auf Basis der ermittelten Energiebedarfe entstehen die folgenden Energieversorgungskonzepte, bei denen die Maximierung des Autarkiegrades im Vordergrund steht. Alle Konzepte werden jeweils für die drei Anwendungsfälle ausgelegt.

- 1) Luftwärmepumpe mit Photovoltaik: Eine Luft-Wärmepumpe zur Bereitstellung von Wärme und Kälte wird mit je einem Wasserspeicher für Wärme und Kälte kombiniert. Die Photovoltaik Anlage nutzt die gesamte zur Verfügung stehende Dachfläche. Als Stromspeicher fungiert eine DC-

Batterie. Um den Autarkiegrad noch weiter zu erhöhen, ist im Speicher ein elektrischer Heizstab integriert, der den Speicher oberhalb der Arbeitstemperatur der Wärmepumpe mit überschüssigem, selbst erzeugtem Solarstrom weiter belädt.

- 2) Erdwärmepumpe mit Photovoltaik: Eine Erdwärmepumpe stellt die Wärme bereit. Als Wärmespeicher wird ein Wasserspeicher eingesetzt. Die Kühlung erfolgt direkt über einen Wärmeübertrager, der mit der Sole aus der Erdsonde durchströmt wird. Photovoltaik, Batterie und Heizstab kommen wie in Konzept 1 zum Einsatz.
- 3) Blockheizkraftwerk mit Photovoltaik: Ein mit Biogas betriebenes Blockheizkraftwerk erzeugt Wärme und Strom. Um die Laufzeiten des BHKWs vor allem im Sommer zu verlängern, wird als Kälteerzeuger eine Absorptionskältemaschine eingesetzt. Es werden je ein Wasserspeicher für Wärme und Kälte eingesetzt. Da das BHKW auf einem höheren Temperaturniveau arbeitet als die Wärmepumpe, kommt kein elektrischer Heizstab zum Einsatz. Photovoltaik und Batteriespeicher sind wie in Konzept 1 integriert.
- 4) Luftwärmepumpe mit Solarthermie und Photovoltaik: Im Gegensatz zu Konzept 1 wird die Fläche der Photovoltaik Anlage verringert, um Platz für eine kleine Solarthermie Anlage zur Verfügung zu stellen (bis zu 8 Kollektoren oder 16 m²).
- 5) Luftwärmepumpe mit Hybridkollektoren (PVT) und Photovoltaik: Die Solarthermiekollektoren aus Konzept 4 werden durch Hybridkollektoren ersetzt
- 6) Luftwärmepumpe mit Hybridkollektoren: Die gesamte Dachfläche wird mit Hybridkollektoren belegt. Ansonsten wie Konzept 1. Ausnahmen Mehrfamilienhaus: Nur die Balkonbrüstung wird mit Hybridkollektoren belegt.
- 7) Luftwärmepumpe mit Photovoltaik und Windkraftanlage: Zusätzlich zu allen Komponenten aus Konzept 1 wird eine 3,5 kW Windkraftanlage integriert.

6. Ergebnisse

Im Folgenden werden die 7 Konzepte für die 3 Anwendungsfälle simuliert. In allen Fällen wird der Strombedarf für Wärmeerzeugung, Autarkiegrad, Stromerzeugung mittels Photovoltaik, Stromeigenversorgung und der Netzbezug ausgewertet.

Einfamilienhaus, Schweden

Es werden zwei Verbraucherszenarien mit unterschiedlichem Strombedarf für elektrische Geräte simuliert: niedriger Strombedarf 3000 kWh; hoher Stromverbrauch 6000 kWh. Folgende Spezifikationen kommen für die Konzepte 1 bis 7 für das Einfamilienhaus zum Einsatz:

- Wärmepumpe: Leistung 8 kW + 2x Wasserspeicher 1000 l
- Photovoltaik: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 45°, Leistung 22,5 kWp (Konzept 1-3,7) /19,2 kW (Konzept 4+5), Polykristallin, Nennleistung STC 300 W
- Solarthermie: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 45°, Bruttogesamtfläche 16 m², Flachkollektoren
- Hybridkollektoren: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 45°, Bruttogesamtfläche 17 m², Leistung 2,95 kWp (Konzept 5) / 22,1 kWp (Konzept 6)
- Batterie: Kapazität 20 kWh, Li-Ion

Tab. 2: Ergebnisse der Polysun Simulation für das Einfamilienhaus bei einem Strombedarf der elektrischen Ausstattung von 3000 kWh und 6000 kWh

Einfamilienhaus		Luft-WP + PV	Erd-WP + PV	BHKW + PV	Luft-WP + Solarthermie + PV	Luft-WP + PVT + PV	Luft-WP + PVT	Luft-WP + PV + Wind
Stockholm 3000 kWh								
Strombedarf für Wärmeerzeugung	kWh	6850	4.996	169	5.596	6.815	332	6.561
Autarkiegrad	%	80,2	74,3	84,5	72,8	75,2	72,2	80,3
Erzeugung PV (AC)	kWh	22.439	22.439	22.439	19.163	20.532	12.649	22.439
Eigenversorgung	kWh	8794	6.908	3.776	7288	8.380	3366	8.684
Netzbezug	kWh	2210	2.504	721	2.709	2.777	1313	1.183
6000 kWh								
Strombedarf für Wärmeerzeugung	kWh	6.807	4.915	169	5.463	6.729	332	6.492
Autarkiegrad	%	76,5	64,2	92,3	69,9	71,7	67,5	75,1
Erzeugung PV (AC)	kWh	22.439	22.439	22.439	19.163	20.532	12.649	22.439
Eigenversorgung	kWh	10.827	7.843	6.894	8.951	10.093	5.191	10.372
Netzbezug	kWh	3.325	4.523	635	3.868	3.992	2506	1.875

Tabelle 2 zeigt die Simulationsergebnisse für das Einfamilienhaus bei niedrigem und hohem Strombedarf. Die Photovoltaik Anlage liefert für den Standort in Schweden einen Ertrag von ca. 1000 kWh/kWp, sodass mit Konzept 1 bei niedrigem Strombedarf ein Autarkiegrad von 80 % möglich ist. Auffallend ist, dass der Autarkiegrad nur um wenige Prozentpunkte sinkt, obwohl der Strombedarf sich im zweiten Szenario verdoppelt. Dies ist unter anderem auf die sehr groß dimensionierte Photovoltaikanlage und den Speicher zurückzuführen. Bei dem niedrigen Stromverbrauch werden mehr als 60 % des erzeugten Stroms in das Netz eingespeist. Bei doppelt so hohem Stromverbrauch sind es immer noch knapp 50 %.

Konzept 3 (BHKW + PV) erreicht mit 84,4 % bei dem niedrigen Stromverbrauch einen hohen Autarkiegrad. Der Vorteil des BHKWs, die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme, kann allerdings aufgrund des niedrigen Stromverbrauches kaum genutzt werden. Mehr als die Hälfte der durch das BHKW erzeugten Energie muss ins Stromnetz eingespeist werden. Dies ändert sich bei dem höheren Strombedarf, sodass in diesem Fall ein noch höherer Autarkiegrad von 92,3 % möglich ist. Zu beachten bleibt dabei aber, dass es sich bei der Autarkie nur um eine elektrische Autarkie handelt. Der biogene Brennstoffverbrauch des BHKWs bleibt dabei unberücksichtigt.

In weiten Teilen Schwedens wäre der Betrieb einer Windkraftanlage aufgrund der guten Windverhältnisse denkbar. Konzept 7 (Luft-WP + PV + Windkraftanlage) erreicht mit Hilfe einer 3,5 kW Windkraftanlage einen Autarkiegrad von über 80 %. Allerdings ist dieser nur unwesentlich höher als in Konzept 1. Unter wirtschaftlichen Aspekten wird eine Windkraftanlage in der derzeitigen Situation keine sinnvolle Lösung darstellen.

Das Konzept 6, bei dem das gesamte Dach mit Hybridkollektoren bedeckt ist, erweist sich für den Autarkiegrad als nicht optimal, da die erzeugte Wärme der Kollektoren aufgrund des niedrigen Bedarfs nicht abgeführt werden kann. Die Kollektoren erhitzen sich stark und der Wirkungsgrad der

Stromerzeugung sinkt stark.

Schule, Äthiopien

Folgende Spezifikationen der Komponenten gelten für die Konzept 1-7 für die Schule:

- Wärmepumpe: Leistung 5 kW + 2x Wasserspeicher 1000 l
- Photovoltaik: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 20°, Leistung 12,6 kWp (Konzept 1-3,7) /9,9 kW (Konzept 4+5), Polykristallin, Nennleistung STC 300 W
- Solarthermie: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 20°, Bruttogesamtfläche 16 m², Flachkollektoren
- Hybridkollektoren: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 20°, Bruttogesamtfläche 17 m², Leistung 2,95 kWp (Konzept 5) / 12,39 kWp (Konzept 6)

Die Dachfläche des Gebäudes reicht aus, um eine Photovoltaik Anlage mit 12,6 kWp zu installieren. Im Gegensatz zum Einfamilienhaus soll das Warmwasser nur zum Händewaschen genutzt werden, sodass die Warmwassertemperatur an den Zapfstellen auf 40°C reduziert wird.

Tab. 3: Ergebnisse der Polysun Simulation für die Schule

Schule		Luft-WP + PV	Erd-WP + PV	BHKW+ PV	Luft-WP Solarthermie + PV	Luft-WP PVT + PV	Nur PVT	Luft-WP + PV + Wind
Addis Abeba								
Strombedarf für Wärmeerzeugung	kWh	6.903	4.910	854	4.036	5.244	1.150	6.085
Autarkiegrad	%	84,2	79,4	91,7	75,6	81,7	64,7	85,1
Erzeugung PV (AC)	kWh	18.906	18.906	18.906	14.850	17.112	10.609	18.906
Eigenversorgung	kWh	15.146	12.696	10.948	11.432	13.338	7.912	14.285
Netzbezug	kWh	2.873	3.365	1.010	3.731	3.052	4.359	2.936

Die Photovoltaik kann aufgrund der guten Wetter- und Klimaverhältnisse einen um 50 % besseren Ertrag als in Schweden erzeugen. Der Ertrag liegt bei ca. 1500 kWh/kWp. Da durch den Schulbetrieb der gesamte Bedarf nur Tagesüber anfällt, können 80 % des Photovoltaikstroms direkt genutzt werden. Außerdem begünstigt die Lage am Äquator die Autarkie deutlich. Die Sonneneinstrahlung ist bereits nach wenigen Tagestunden hoch, und dies gilt das ganze Jahr über.

Obwohl die Photovoltaik in Konzept 1 nur knapp 1000 kWh mehr produziert hat als im ganzen Jahr nötig waren, ist ein bemerkenswert guter Autarkiegrad von 84,2 % möglich.

Wie schon bei dem Einfamilienhaus reicht der Wärmebedarf nicht aus, um die Wärme der Hybridkollektoren aus Konzept 6 abzuführen. Das Konzept erreicht den schlechtesten Autarkiegrad.

In Äthiopien haben nur 4,8 % der Menschen auf dem Lande, wo der Großteil der Menschen lebt, Zugang zum öffentlichen Stromnetz [14]. Deswegen soll untersucht werden, zu welchen Tageszeiten mit Einschränkungen in der Energieversorgung zu rechnen ist, falls kein Anschluss an das Stromnetz vorhanden ist. Dazu werden für einen Jahresgang die Autarkiegrade zu jeder Tageszeit betrachtet. Die jeweilige Abweichung zur vollständigen Energieautarkie wird in Prozentpunkten ermittelt und für jede Tageszeit aufsummiert. Abbildung 10 stellt die Jahressumme der Prozentpunkte über der Tageszeit dar. Eine hohe Abweichung bedeutet, dass nicht genug Strom für den regulären Betrieb der Einrichtung zur Verfügung steht. Die größte Abweichung befindet sich in der ersten Stunde des Schulbetriebs. Über den Tag verteilt halten sich die Abweichungen dann im Vergleich dazu sehr gering. Erst abends ist ein weiterer Anstieg zu sehen.

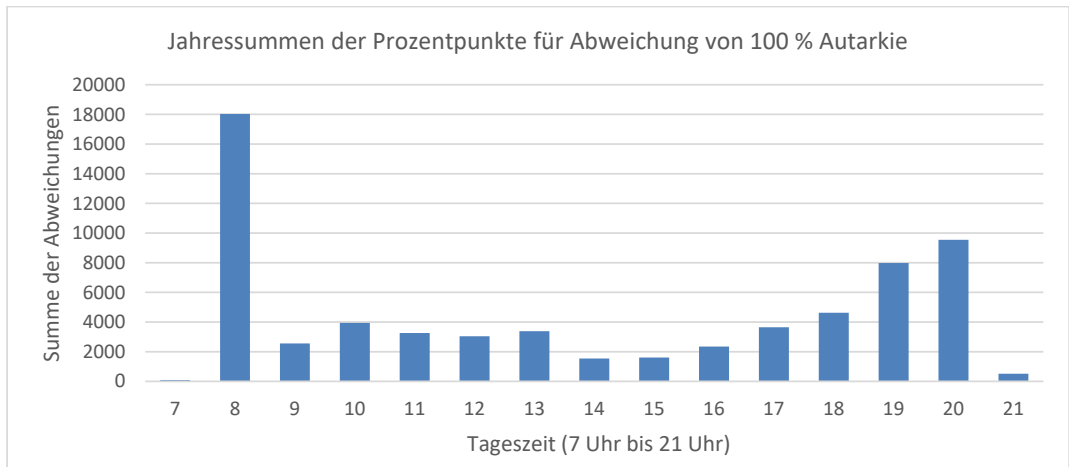


Abb. 10: Jahressumme der Abweichungen von 100 % Autarkie für die Stunden in denen Schulbetrieb stattfindet (Konzept 1).

Mehrfamilienhaus, Deutschland

Das Mehrfamilienhaus in Deutschland hat aufgrund seiner Bauform im Verhältnis zur Nutzfläche nur eine geringe Dachfläche, sodass auch die Balkonbrüstung als Energieumwandlungsfläche genutzt werden sollen. Je nach Konzept wurden diese mit Photovoltaik-, Solarthermie- oder Hybridkollektoren ausgestattet.

Folgende Spezifikationen kommen für die Konzepte 1 bis 7 für das Mehrfamilienhaus zum Einsatz:

- Wärmepumpe: Leistung 5 kW + 2x Wasserspeicher 1000 l
- Photovoltaik (Dach): Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 30°, Leistung 15 kWp (Konzept 1-4,6+7) /12 (Konzept 5), Polykristallin, Nennleistung STC 300 W
- Photovoltaik (Balkonbrüstung): Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 90°, Leistung 6 kWp (Konzept 1-3,5,7) /12
- Solarthermie: Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 90°, Bruttogesamtfläche 36 m², Flachkollektoren
- Hybridkollektoren (Dach): Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 30°, Bruttogesamtfläche 17 m², Leistung 2,95 kWp
- Hybridkollektoren (Balkonbrüstung): Ausrichtung 0°, Anstellwinkel 90°, Bruttogesamtfläche 34 m², Leistung 5,9 kWp

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für das Mehrfamilienhaus. Bei Nutzung der gesamten zur Verfügung stehenden Dachfläche und der Balkonbrüstung durch Photovoltaik lassen sich so 19.233 kWh Strom erzeugen, das entspricht 915 kWh/kWp.

Der so erzeugte Strom reicht bei weitem nicht aus, um den gesamten Bedarf zu decken. Lediglich Konzept 3 (BHKW) erreicht bei diesen Randbedingungen einen Autarkiegrad von 84,5 %. Ohne ein BHKW ist derzeit nur ein Autarkiegrad von 45 % möglich. Um diesen noch weiter zu erhöhen ist geplant, noch weitere Fassadenfläche zur energetischen Nutzung mit Photovoltaik auszustatten.

Tab. 4: Ergebnisse der Polysun Simulation für das Mehrfamilienhaus

Mehrfamilienhaus Berlin		Luft-WP + PV	Erd-WP + PV	BHKW + PV	Luft-WP Solarthermie + PV	Luft-WP PVT + PV	PVT Balkon	Luft-WP + Wind + PV
Strombedarf für Wärmeerzeugung	kWh	31.425	11.322	51,2	31.390	32.650	70,5	28.222

Autarkiegrad	%	30,8	39,7	84,5	25,2	29,7	45,6	38,3
Erzeugung PV (AC)	kWh	19.233	19.233	19.233	14.878,6	18.848	17.888	19.233
Eigenversorgung	kWh	15.272	11.703	15.416	12.604	15.104	8.331	13.770
Netzbezug	kWh	34.397	17.876	2.908	37.025	35.789	9.995	32.694

Prinzipmodell Einfamilienhaus in verschiedenen Klimazonen

Abschließend wird der Einfluss aller eingangs betrachteten Standorte auf die Energieautarkie untersucht. Für diese Bewertung wird in Polysun ein vereinfachtes Prinzipmodell verwendet, welches das energetischen Verhalten des oben beschriebenen Einfamilienhauses abbildet. Dieses basiert auf einer dynamischen Berechnung anhand der Wetterdaten und der Gebäudedaten. Da für die drei Anwendungsfälle am festgelegten Standort der Wärmebedarf bereits zur Verfügung stand, basiert die Simulation dieser konkreten Fälle auf der Heizlast, sodass es zu geringen Abweichungen zwischen den Ergebnissen für Prinzip- und Detailmodell kommen kann.

Für die Standorte werden zusätzlich die Parameter Batteriergröße, Stromverbrauch und Wärmdämmung variiert. In Abb. 10 sind Ergebnisse dargestellt für elektrische Stromverbräuche von 3000 kWh/a und 6000 kWh/a sowie für Batteriespeichergößen von 10kWh und 20kWh. Generell sollte der Autarkiegrad mit abnehmender Speichergöße abnehmen. Der Effekt ist bei allen Standorten, bis auf Reykjavik, erkennbar und bei Standorten mit wenig Sonneneinstrahlung weniger ausgeprägt (Kiruna, Murmansk). Dort kann der Batteriespeicher kleiner ausgelegt werden. Sollte der Stromverbrauch besonders hoch sein, sinkt der Autarkiegrad erwartungsgemäß. Die Auswirkung der Speichergöße ist in sonnenreichen Standorten besonders ausgeprägt (Mumbai, Taschkent).

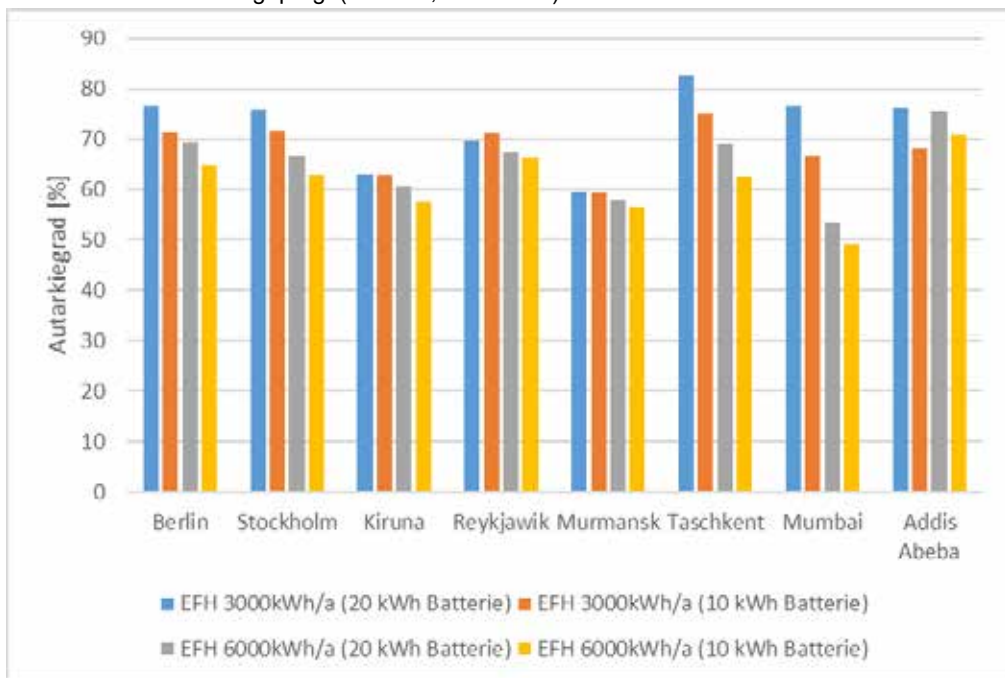


Abb. 11: Vergleich des Autarkiegrades bei unterschiedlichen Stromverbräuchen und Batteriespeichergößen für mehrerer Standorte (Einfamilienhaus)

Der in den vorhergehenden Untersuchungen verwendete Passivhausstandard ist aufgrund der aufwändigen Technik mit Vakuum-Isolations-Paneelen relativ kostenintensiv. Daher soll auch noch der Einfluss solcher Wärmedämmsysteme für unterschiedliche Klimazonen simuliert werden. Dazu wird das Containergebäude im Passivhaus-Standard (hier $U=0,12 \text{ W/m}^2\text{K}$) mit einem konventionell mit Glaswolle gedämmten Containergebäude ($U=0,27 \text{ W/m}^2\text{K}$) simuliert. Die Wärmekapazität des konventionell gedämmten Gebäudes sei hier 30% geringer. Man stellt fest, dass eine besondere Hochwärmedämmung in den warmen und sonnenreichen Standorten nicht vorteilhaft ist, sodass die Gebäude hier ökonomisch günstiger ausgeführt werden können. Die Autarkiegrade unterscheiden sich hier kaum (Taschkent, Mumbai, Addis Abeba). In den anderen Fällen reduziert sich der Autarkiegrad um ca. 3-8 Prozentpunkte.

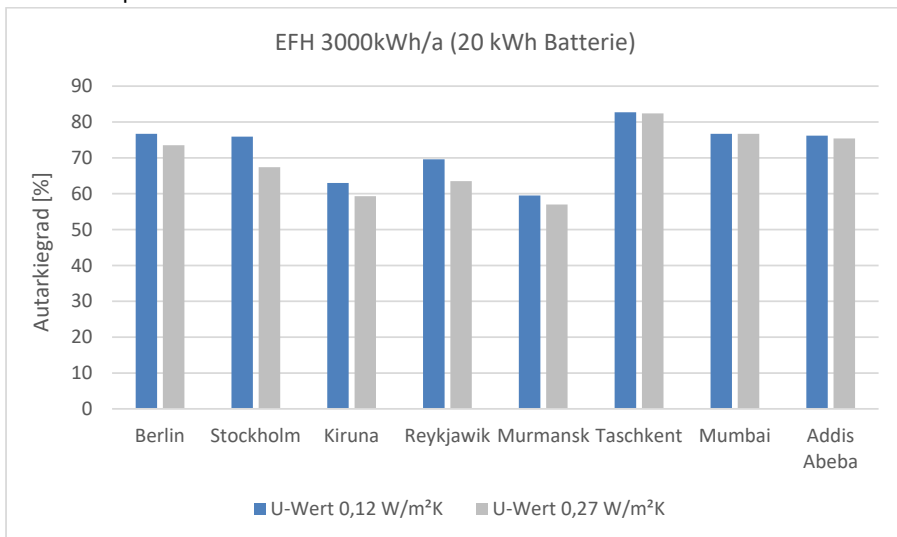


Abb. 12: Autarkiegrad für mehrere Standorte bei verändertem U-Wert des Gebäudes (Einfamilienhaus)

7. Fazit und Ausblick

In dieser Studie wurden drei verschiedene Typen von Containergebäuden für unterschiedliche Klimazonen definiert und mittels Simulation bewertet. Containergebäude besitzen aufgrund der Leichtbauweise eine günstige Ökobilanz, was durch einen hohen Recyclinganteil noch günstiger wird. Die ausgewählten Standorte unterscheiden sich teilweise gravierend bezüglich der klimatischen Verhältnisse. Daher wurden systematisch für alle Anwendungsfälle Energieversorgungskonzepte erarbeitet, die einen möglichst hohen Autarkiegrad ermöglichen sollten, wobei ein Autarkiegrad von ca. 80% als realistische Zielgröße betrachtet werden kann. Die höchsten Autarkiegrade für das Einfamilienhaus in Schweden sowie die Schule in Addis Abeba wurden durch ein System mit Luft-Wärmepumpe/Photovoltaik oder aber ein Blockheizkraft/Photovoltaik erreicht, wobei das System Wärmepumpe/Photovoltaik aus ökonomischer Sicht vorteilhaft ist.

Für das Mehrfamilienhaus in Deutschland ist bei den gegebenen Verhältnissen ein hoher Autarkiegrad um die 80% nur mit einem BHKW zu erreichen.

Um den Einfluss der Klimazonen auf das Energiesystem zielgerichtet zu untersuchen, wurde ein Prinzipmodell, das in etwa dem Einfamilienhaus entspricht, erstellt und für alle vorgestellten Standorte simuliert. Aus den Ergebnissen ist ableitbar, dass die Wärmedämmung und Speichergröße individuell an die klimatischen Verhältnisse angepasst werden müssen. Insgesamt ist Addis Abeba aufgrund des ausgeglichen Klimas für eine Energieautarkie besonders günstig.

Mit den Erkenntnissen dieser Studie werden die Containergebäude sowie deren Energiesysteme weiter optimiert, insbesondere auch unter ökonomischen Aspekten.

8. Literaturverzeichnis

- [1] IEA - CO2 Emissions From Fuel Combustion 2018, Seite 12 (2018)
- [2] Umwelnutzung und Wirtschaft - Tabellen zu den umweltökonomischen Gesamtrechnungen – Teil 2: Energie, Tabelle 3.3.6.5 (2018)
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Dena Gebäudereport 2016: Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand (2016)
- [4] Ch. Dara, C. Hachem-Vermettea, G. Assefab G.; Life cycle assessment and life cycle costing of container-based single-family housing in Canada: A case study; Building and Environment 163 (2019)
- [5] T. Ramesh, R. Prakash, K. Shukla; Life cycle energy analysis of buildings: an overview, Energy Build. 42 (2010)
- [6] C. Hachem-Vermette, Multistory building envelope: creative design and enhanced performance, Sol. Energy 159 (2018)
- [7] R. Beckett, C. Hachem, Building envelope energy optimization for multistory buildings, Canada Conf. Build. Sci. Technol. (CCBST 2017), Vancouver, Canada (2017)
- [8] Y. Bichiou, M. Krarti, Optimization of envelope and HVAC systems selection for residential buildings, Energy Build. 43 (2011)
- [9] S.B. Sadineni, S. Madala, R.F. Boehm, Passive building energy savings: a review of building envelope components, Renew. Sustain. Energy Rev. 15 (2011) 3
- [10] Passivhaus Institut. Kriterien für den Passivhaus-, EnerPhit- und PHI Energiesparhaus-Standard, Version 9f (2016)
- [11] co2online gemeinnützige GmbH. Stromspiegel für Deutschland 2019, 1.Auflage (2019)
- [12] American Society of Heating, Refrigerating. (2005, 7 1). 2005 ASHRAE HANDBOOK FUNDAMENTALS. Retrieved 3 13, 2019,
- [13] Laenderdaten.info. Äthiopien,
<https://www.laenderdaten.info/Afrika/Aethiopien/bevoelkerungswachstum.php>
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Länderprofil Äthiopien: Informationen zur Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien für Unternehmen der deutschen Branche, (2014)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier – Erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs

Tobias Ohrdes¹, Michael Knoop¹, Elisabeth Schneider¹, Ann-Kathrin Fries², Oliver Bast³,
Lion Franzen³, Joachim Behnisch⁴

¹ Institut für Solarenergieforschung Hameln, Emmerthal

² Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme der TU Clausthal, Clausthal

³ STIEBEL ELTRON GmbH & CO. KG, Holzminden

⁴ Energieservice Westfalen Weser GmbH, Kirchlengern

Abstract

Erneuerbar betriebene Wärmepumpen haben erhebliches Potential zur Primärenergieeinsparung in Quartieren. Am Beispiel von zwei realen Quartieren werden in diesem Beitrag die Potentiale einer erneuerbaren Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen aufgezeigt. Es wird ein Simulationsmodell für Wärmepumpenquartiere vorgestellt, das mittels Messdaten validiert wurde. Die Simulation verschiedener Versorgungskonzepte und Betriebsstrategien zeigt, dass unter Verwendung handelsüblicher Speicher und Wärmepumpen durch die Nutzung von lokalem Photovoltaik- (PV) und Windkraft- (WK) Strom erneuerbare Deckungsanteile von nahe 90 % erreicht werden können.

1. Einleitung

Die erneuerbare Energieversorgung von Gebäuden und Quartieren ist für eine Reduktion der CO₂-Emissionen eine wichtige Voraussetzung. Während der Strom in Deutschland zu 45 % [1] aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, liegt der Wärmesektor noch weit dahinter zurück. In privaten Haushalten entfallen 83 % [2] der Endenergie auf Raumwärme und Trinkwarmwassererzeugung wobei der Anteil erneuerbarer Wärme am Endenergieverbrauch derzeit lediglich 14 % [3] beträgt.

Wärmepumpen (WP) gelten als Schlüsseltechnologie für die Energiewende im Wärmebereich, da sie ein großes Potenzial zur Senkung der CO₂-Emission bieten. Dieses Potenzial kann nur ausgeschöpft werden, wenn der Strom für Wärmepumpen zeitgleich aus erneuerbaren Energien durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen gedeckt wird. Eine koordinierte Betriebsstrategie von WP kann Angebot und Nachfrage in Übereinstimmung bringen und so die Stromnetze entlasten. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier“ wird ein Modell entwickelt, das die Strom- und Wärmebedarfe im Quartier gebäudescharf abbildet und die Leistungsflüsse im elektrischen Verteilnetz dynamisch im Jahresverlauf bestimmt. Das Modell ermöglicht so die Bewertung von Betriebsstrategien für WP hinsichtlich einer Entlastung elektrischer Verteilnetze und der Reduktion des Primärenergiebedarfs im Quartier. Auf Basis von Messdaten von realen Quartieren werden die Ergebnisse des Modells validiert.

2. Quartiere

2.1 Solarsiedlung am Ohrberg bei Hameln

Die Solarsiedlung am Ohrberg bei Hameln in Niedersachsen ist ein um das Jahr 2000 entstandenes Quartier bestehend aus 70 Niedrigenergie-Einfamilienhäusern [4]. Alle Gebäude sind mit Solarthermieanlage, Trinkwarmwasserspeicher und einer Wasser-Wasser-Wärmepumpe, die an ein

kaltes Nahwärmenetz angeschlossen ist, ausgestattet. Das kalte Nahwärmenetz ist eine Besonderheit in diesem Quartier: Es stellt das gesamte Jahr über eine relativ konstante Temperatur von mindestens 10 °C für die Wärmepumpen als Quelle zur Verfügung. Um detaillierte Aussagen über den Stromverbrauch der Wärmepumpen und Haushalte treffen zu können, wurden mehr als die Hälfte aller Gebäude mit Messtechnik ausgestattet, die es ermöglicht in Intervallen von 10 Sekunden die elektrische Leistungsaufnahme jeder Wärmepumpe und aller restlichen Stromverbraucher jedes Gebäudes zu erfassen. Zusätzlich wurden lokale Photovoltaikanlagen, der Ortsnetztransformator und das kalte Nahwärmenetz mit Messtechnik ausgestattet. Wetterdaten sowie Daten von lokalen Windkraftanlagen vervollständigen das gesamte energetische Monitoring des Quartiers.

2.2 Effizienzhaus-Plus-Siedlung in Hügelschart

Das zweite Quartier bildet die 2016 erbaute Effizienzhaus-Plus-Siedlung Hügelschart bei Friedberg in Bayern [6]. Gegenüber der Solarsiedlung am Ohrberg dient hier kein zentrales Wärmenetz als Quelle, sondern die Umgebungsluft. Auch die Gebäudetechnik unterscheidet sich weitgehend zur Ohrbergsiedlung: Jedes der 13 Gebäude ist mit einer Luft-Wärmepumpe, einem Heizungs- sowie Trinkwarmwasserspeicher ausgestattet. Zusätzlich verfügt jedes Gebäude über eine Photovoltaik-Anlage mit Batteriespeicher. Ein Energiemanagementsystem sorgt dafür, dass die thermischen und elektrischen Speicher optimal genutzt werden, um den lokal erzeugten Strom der Photovoltaik-Anlage möglichst im eigenen Haus zu verwenden. Auch in diesem Quartier werden umfangreiche Messdaten aus der Gebäudetechnik erhoben, die eine Bewertung der Wärmepumpen, der Speichernutzung und des Energiemanagements zulassen.

3. Quartiersmodell

Zur Analyse von Wärmepumpenquartieren und Bestimmung von Optimierungspotenzialen, wurde im Rahmen des Projekts ein Simulationsmodell für Wärme und Strom im Quartier entwickelt. Das Modell ermöglicht es auf Gebäudeebene alle wichtigen Komponenten der Gebäudeenergieversorgung mit deren dynamischen Verhalten abzubilden und diese in ein elektrisches Verteilnetz auf Quartiersebene einzubinden. Die Quartierssimulation erfolgt in minütlichen Schritten für einen beliebigen Zeitraum. Hierfür werden gemessene Wetterdaten, Haushaltlastprofile und Trinkwarmwasserzapfprofile (generiert mit DHWcalc [5]) als Input verwendet. Die Wärmelastgänge der einzelnen Gebäude und die elektrische Last am Ortsnetztransformator werden in der Simulation ermittelt. Unter dynamischen Bedingungen können so Steuerungen auf Gebäude- und Quartiersebene für unterschiedliche Quartiersstrukturen und Gebäudeenergiesysteme untersucht und bewertet werden.

3.1 Gebäudemodell

Das thermische Gebäudemodell wird durch ein 3-Knotenmodell, das das Heizsystem einschließt, dargestellt. Das Gebäudemodell basiert auf wenigen Parametern (in Abbildung 1 grün markiert), die entweder aus bauphysikalischen Daten bestimmt oder mittels automatisiertem Verfahren aus Messdaten ermittelt werden, und wurde experimentell validiert [6].

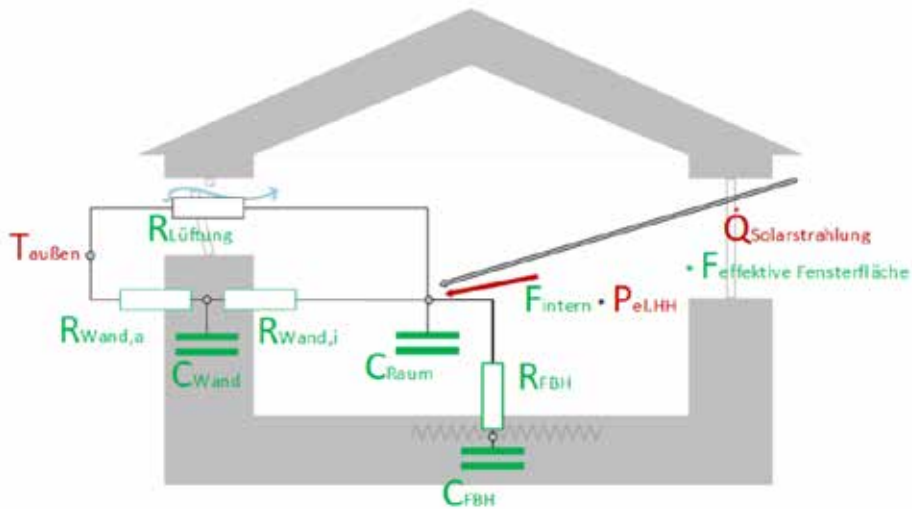


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Gebäudemodells. Die Parameter zur Definition eines Gebäudes sind grün markiert. Zeitreihendaten, die als Input in der Simulation dienen, sind rot markiert.

Die Komponenten der Gebäudeenergieversorgung, wie Wärmepumpe, thermische und elektrische Speicher und PV- und Solarthermieanlagen werden ebenfalls durch vereinfachte Kennfeld- oder Knotenmodelle abgebildet und können für jedes Gebäude separat definiert werden.

3.2 Energiemanagement

Die Steuerung aller Komponenten wird in einem Energiemanagement-Modul definiert. Dies ermöglicht die Implementierung von Betriebsstrategien auf Gebäude- und Quartiersebene. Betriebsstrategien bezeichnen in diesem Beitrag Steuerungen von Wärmepumpen, die einer definierten Zielgröße folgen. Im Quartier Hügelschart sorgt zum Beispiel das Gebäudeenergiemanagement dafür, dass die Wärmepumpe vorrangig zu Zeiten läuft, in denen Strom aus der Photovoltaikanlage zur Verfügung steht. Die Wärmepumpe verwendet hierfür den Heizungswasserspeicher, um PV-Strom zur Raumwärmenutzung zu speichern. Diese Betriebsstrategie verfolgt als Zielgröße die Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom. Im Modell wird diese Strategie mit einer prognosebasierten Steuerung für Wärmepumpen auf Basis des PVProg-Algorithmus [7], der ursprünglich für Batteriespeichersysteme entwickelt wurde, umgesetzt. Für ganze Quartiere kann es aber auch sinnvoll sein, alle Gebäude in eine Steuerung einzubeziehen. So könnte z.B. mit einer zentral koordinierten Steuerung vermieden werden, dass alle Wärmepumpen gleichzeitig laufen, wodurch eine zusätzliche Belastung des elektrischen Verteilnetzes vermieden wird. In quartiersweiten Betriebsstrategien können auch andere erneuerbare Energien z.B. aus lokalen Windkraftanlagen einbezogen werden, die insbesondere im Winter (zu Zeiten hohen Wärmebedarfes) höhere Erträge als PV-Anlagen liefern.

3.3 Elektrisches Verteilnetz

Alle Gebäude eines Quartiers werden in das elektrische Verteilnetz eingebunden. Die Modellierung der Netztopologie erfolgt mittels Knotenadmittanz-Verfahren. Es wird eine Leistungsflussberechnung

(Newton-Raphson-Algorithmus) zur Bestimmung von stationären Spannungen, Strömen und Leistungsflüssen durchgeführt. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Netztopologie der Siedlung am Ohrberg. Die blau markierten Knoten zeigen Gebäude mit Messstellen an. Die gleichmäßige Verteilung über das gesamte Ortsnetz ermöglicht eine Validierung des Modells mittels Messdaten.

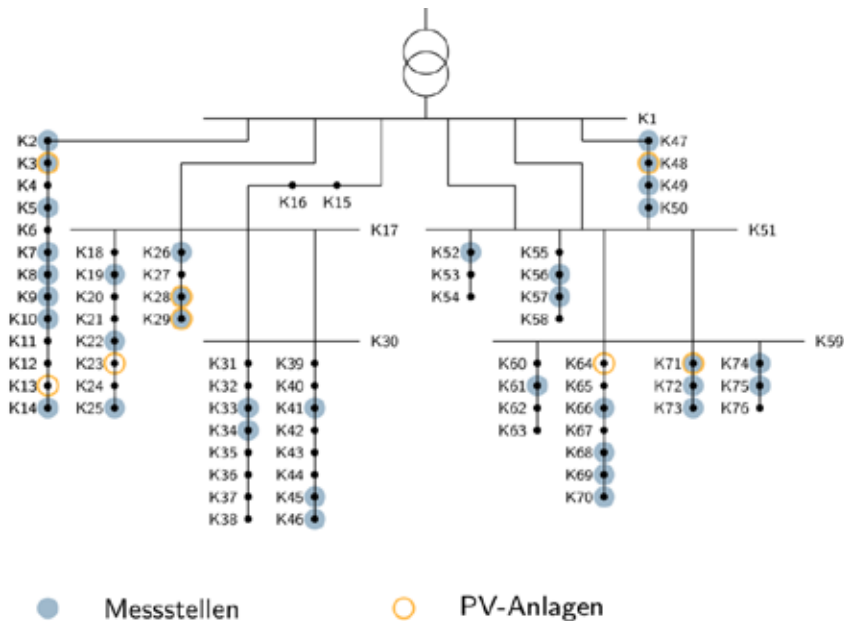


Abbildung 2: Niederspannungsnetz der Siedlung am Ohrberg mit 76 Knoten und 71 angeschlossenen Haushalten

3. Messergebnisse aus den Quartieren

Am Beispiel der Siedlung am Ohrberg sind in Abbildung 3 (links) die gemessenen Stromverbräuche der Wärmepumpen und Haushalte pro Tag über ein Jahr dargestellt. Der Haushaltstromverbrauch (ohne Wärmepumpe) weist nur geringe jahreszeitliche Schwankungen auf. Der Energieverbrauch der Wärmepumpen folgt erwartungsgemäß der Außentemperatur. Im Sommer gibt es nur einen geringen Wärmepumpeneinsatz. Hier erfolgt die Trinkwarmwasserbereitung im Wesentlichen über die Solarthermieanlagen, bei unzureichender Solarstrahlung wird das Trinkwasser mittels Wärmepumpe erwärmt.

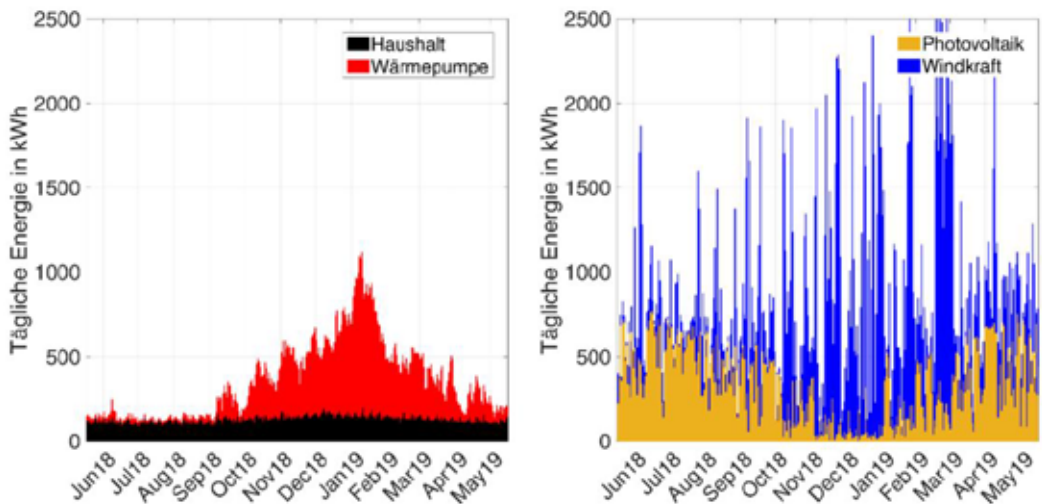


Abbildung 3: *Links:* Messdaten der Energie für Wärmepumpen- und Haushaltsstrom pro Tag für 20 Gebäude der Siedlung am Ohrberg. *Rechts:* Tägliche erzeugte Energie aus 100 kW Windkraftanlage und 100 kW_p PV-Anlage. Berechnet auf Basis von Wetterdaten der Siedlung am Ohrberg.

Die im gleichen Zeitraum verfügbare Energie aus WKA und PV-Anlagen wurde auf Basis von Wetterdaten ermittelt und ist in Abbildung 3 (rechts) dargestellt. Photovoltaik und Windkraft ergänzen sich im Jahresverlauf gut, sichtbar werden aber auch Tage, an denen sowohl Wind als auch PV nur geringe Erträge liefern. Um zu bewerten, zu welchem Anteil der Stromverbrauch aus erneuerbaren Quellen zu jeder Zeit gedeckt werden kann, wird der erneuerbare Deckungsanteil bestimmt. In der Siedlung am Ohrberg sind derzeit nur 8 der 70 Gebäude mit PV-Anlagen ausgestattet. Diese erreichen minütlicher Betrachtung auf Gebäudeebene einen solaren Deckungsanteil von 24 %. Daraus ergibt sich ein solarer Deckungsanteil des Stromverbrauchs der gesamten Siedlung durch die vorhandenen PV-Anlagen von 6,3 %. Würde jedes Gebäude mit einer 5 kW_p PV-Anlage ausgestattet sein, könnten 22 % des Stromverbrauchs der Siedlung regenerativ gedeckt werden, wobei der Ertrag der PV-Anlagen nach Jahresbilanz etwa 80 % des Stromverbrauchs beträgt.

In der Siedlung Hügelschart wurden - im Gegensatz zur Ohrbergsiedlung - bereits von Beginn an alle Gebäude mit rund 10 kW_p PV-Anlagen ausgestattet. Hierbei wird die verfügbare Dachfläche vollständig ausgenutzt. Außerdem verfügen diese Gebäude auch über einen Batteriespeicher mit 6,4 kWh Kapazität und ein Energiemanagementsystem für Wärmepumpen. In den zwei bislang vermessenen Betriebsjahren konnte so im Durchschnitt ein solarer Deckungsanteil des Stromverbrauchs der Gebäude von mehr als 60 % erreicht werden.

4. Szenarien für eine erneuerbare Quartiersversorgung

Weitere Potentiale zur erneuerbaren Energieversorgung können mit dem im Projekt entwickelten Simulationsmodell aufgezeigt werden. Grundlage für die folgenden Ergebnisse bildet die Gebäudestruktur, wie sie in der Siedlung am Ohrberg vorzufinden ist. Die Wärmepumpen werden in der Simulation durch technisch aktuelle Wärmepumpen ersetzt. Die Gebäudetechnik wird in fünf Szenarien sukzessive um weitere Komponenten, wie einem Energiemanagement für Wärmepumpen oder Batteriespeicher ergänzt. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wird angenommen, dass

die verfügbare Dachfläche der Gebäude mit PV-Anlagen belegt wird. Hieraus ergibt sich eine durchschnittliche PV-Anlagengröße von 5 kW_p pro Gebäude. Für jedes Gebäude wird zusätzlich eine anteilige Leistung einer WKA von ebenfalls 5 kW zu Grunde gelegt. Das Verhältnis von 1:1 in Bezug auf die Leistung von WKA und PV hat sich in eigenen Energiesystemmodellierungen für Niedersachsen als ökonomisches Optimum erwiesen [7]. Insgesamt wird mit dieser Anlagenleistung ca. 2,7 Mal so viel Strom im Quartier erzeugt, wie verbraucht wird. Die mit den folgenden Szenarien erreichbaren erneuerbaren Deckungsanteile des Stromverbrauchs im Quartier sind in Abbildung 4 dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass sich der erneuerbare Deckungsanteil nur auf den Anteil der elektrischen Energie beziehen. Bei einer gesamtenergetischen Betrachtung, bei der auch von den Wärmepumpen genutzte regenerativen Umweltenergie einzubeziehen ist, würden weit höhere erneuerbare Deckungsanteile erreicht werden.

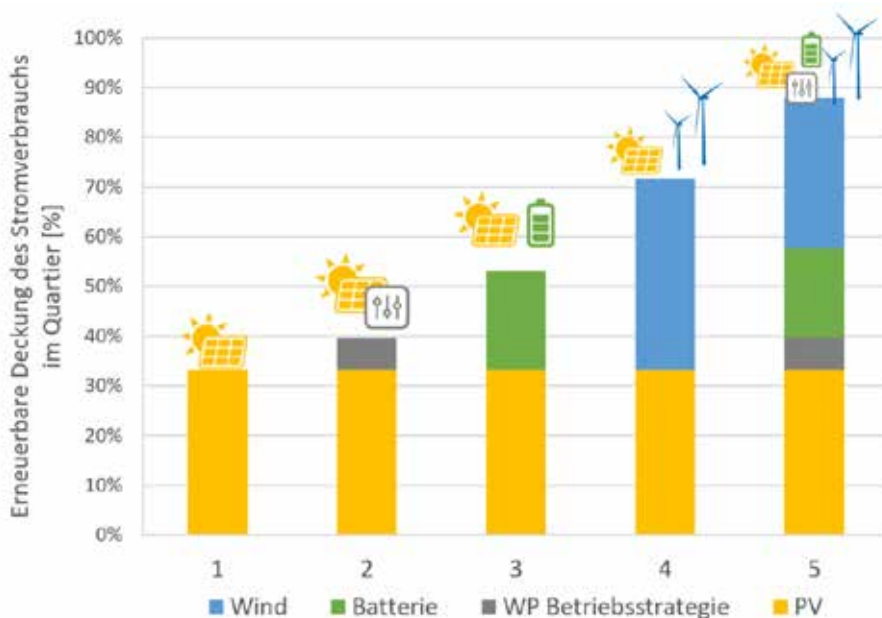


Abbildung 4: Erneuerbare Deckungsanteile des Stromverbrauchs im Quartier für verschiedene Szenarien.

1. In Szenario 1 wird jedes Gebäude mit einer PV-Anlage mit einer Größe von 5 kW_p ausgestattet. Hierdurch wird auf Quartiersebene ein erneuerbarer Deckungsanteil von 33 % erreicht.
2. In Szenario 2 werden die Gebäude zusätzlich mit einem Energiemanagement ausgestattet, das die Wärmepumpen prognosebasiert steuert. Die Wärmepumpe wird dann vorrangig zu Zeiten, in denen PV-Leistung zur Verfügung steht betrieben. Der überschüssige PV-Strom wird auf diese Weise in Wärme umgewandelt und in den thermischen Speichern des Heizsystems gespeichert. So kann der erneuerbare Deckungsanteil auf fast 40 % gesteigert werden.
3. In Szenario 3 wird der PV-Anlage ein 5 kWh Batteriespeicher mit eigenverbrauchsoptimierender Steuerung beiseitegestellt. Überschüssiger PV-Strom wird

dann im Batteriespeicher gespeichert und in Zeiten ohne PV-Strom wieder ausgespeichert. Der erneuerbare Deckungsanteil wird so auf 53 % gesteigert.

4. In Szenario 4 werden pro Gebäude 5 kWp PV und 5 kW Wind angenommen. Hiermit wird bereits ein Deckungsanteil von über 72 % ohne Nutzung zusätzlicher Speicher erreicht.
5. In Szenario 5 werden schließlich alle Erweiterungen der vorherigen Szenarien vereint. Auf diese Weise werden lokale erneuerbare Deckungsanteile von 88 % möglich. Hierbei ist zu beachten, dass Batteriespeicher sowie die Wärmepumpenregelung nur die Überschüsse der PV-Anlagen nutzen, da es zur Einspeicherung von Windstrom derzeit an rechtlichen Grundlagen fehlt.

5. Zusammenfassung

Es wurde ein Quartiersmodell entwickelt, das die Strom- und Wärmebedarfe im Jahresverlauf simulieren kann. Es bietet die Möglichkeit verschiedene Versorgungskonzepte und Betriebsstrategien zu bewerten. Die Messergebnisse aus den existierenden Quartieren zeigen, dass bereits heute eine zu hohen Anteilen erneuerbare Energieversorgung von Quartieren mit Wärmepumpen und PV-Anlagen möglich ist. Die Simulationen zeigen, dass bereits der Einsatz geringinvestiver Maßnahmen wie einem Energiemanagement mit intelligenter WP-Steuerung und Wetter-Prognose den Anteil erneuerbarer Energien im Gebäude steigert. Unter Verwendung handelsüblicher Speicher und Einbeziehung der Windenergie ist eine vollständige erneuerbare Deckung in greifbarer Reichweite.

6. Danksagung

Die dieser Veröffentlichung zugrunde liegenden Arbeiten des ISFH wurden im "EnEff:Stadt Verbundvorhaben: Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier" mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET1444A aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer ISE, "Energy Charts." [Online]. Available: <https://energy-charts.de>. [Accessed: 26-Nov-2019].
- [2] AG Energiebilanzen e.V., "Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017," Berlin, 2019.
- [3] AG Energiebilanzen e.V., "Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland." 2019.
- [4] L. Toelle, J. Otto, and D. D. Christoffers, "Qualitätssicherung mit Informations- und Beratungskampagne bei der Realisierung einer Solarsiedlung," Emmerthal, 2002.
- [5] U. Jordan and K. Vajen, "DHWcalc." Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik, Kassel, 2017.
- [6] E. Schneider, M. Littwin, M. Knoop, P. Pärtsch, O. Kastner, and T. Ohrdes, "Entwicklung und messwertbasierte Parametrierung eines vereinfachten Gebäudemodells für die Quartiersmodellierung," in *Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme 2019*, 2019.
- [7] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, "PVprog-Algorithmus." Berlin.

Energie- und Lademanagement für eine CO₂-neutralen Beladung von batterieelektrisch betriebenen Service-Fahrzeugen auf dem Flughafenvorfeld

Sebastian Flemming, Steffi Naumann, Peter Bretschneider

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

Abstract

Im Projekt: ALEC (Alternation * Light * Electric * Constructions) ist eine der Zielstellungen die Realisierung einer CO₂-neutralen elektrischen Nachladung von batterieelektrisch betriebenen Service-Fahrzeugen auf dem Flughafenvorfeld zu ermöglichen. Für die Umsetzung der obenstehenden Zielsetzung stellen die Autoren ihr Konzept und den Umsetzungstand zum Zusammenspiel zwischen lokalem Lademanagementsystem (LMS) und überlagertem Energiemanagementsystem (üEMS) vor. Das LMS übernimmt hierbei die Funktion der Datenaufbereitung und -aggregation verschiedener Informationen der einzelnen Elektrofahrzeuge. Unter Verwendung der aggregierten Informationen aus den LMS und der erwarteten Energiebereitstellung aus lokalen, erneuerbaren Quellen ermittelt das üEMS die optimale, CO₂-minimale elektrische Nachladung der Elektrofahrzeugflotte auf dem Flughafenvorfeld. Der auf diesem Weg generierte Flottenladefahrplan wird abschließend im LMS disaggregiert und fahrzeugspezifische Ladefahrpläne generiert.

1. Motivation

Im Bereich des Flughafenvorfelds kommt eine Vielzahl an Nutzfahrzeugen für verschiedenste Aufgaben zum Einsatz. Dabei handelt es sich derzeit überwiegend um dieselgetriebene Spezialfahrzeuge mit entsprechenden aufgabenbezogenen Aufbauten. Der Einsatzbereich bzw. auch der Einsatzradius der Fahrzeuge ist dabei im Gegensatz zu anderen urbanen Fahrzeugflotten auf einen relativ kleinen Bereich beschränkt und durch zyklisch wiederkehrende Aufgaben und Aktivitäten der Fahrzeuge gekennzeichnet und dadurch zeitlich relativ gut planbar. Dies bietet ideale Voraussetzung für das geplante Vorhaben zur Elektrifizierung von Arbeitsfahrzeugen und der Vorbereitung einer zukünftig autonomen Arbeitsfähigkeit der Fahrzeugflotte auf dem Flughafenvorfeld.

2. Hintergrund und Zielstellung

Für die Erreichung der Ziele der Bundesregierung zur Reduktion von CO₂-Emissionen steht insbesondere die Energiebereitstellung für den Verkehrssektor vor großen Veränderungen. Im Koalitionsvertrag vom Februar 2018 haben sich CDU und SPD zum Pariser Klimaschutzabkommen bekannt. Des Weiteren wurden bereits in der vorhergehenden Legislaturperiode die Klimaschutzziele für die einzelnen energierelevanten Sektoren beschlossen. Für den Verkehrssektor bedeutet dies eine Reduktion der klimarelevanten Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2030. Aufgrund der in den letzten Jahren im Verkehrsbereich leicht gestiegenen CO₂-Emissionen stellen die formulierten Ziele eine immense Herausforderung dar. [1]

Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen des Projektes ein universeller batterieelektrischer Geräteträger mit Arbeitsgeräte-Wechselsystem für Einsatzwechsellätigkeit auf dem Flughafenvorfeld elektrifiziert. Eine Möglichkeit die energiebedingten Emissionen im Verkehrsbereich zu reduzieren stellt der Einsatz von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen dar. Eine CO₂-neutrale Beladung kann allerdings nur

dann erfolgen, wenn die hierfür notwendige elektrische Energie aus regenerativen Quellen bzw. Erneuerbaren Energien Anlagen stammt. Zur Sicherstellung einer ökologisch elektrischen Nachladung der E-Fahrzeugflotte soll ein Energiemanagementsystem in Verbindung mit einem lokalen Lademanagement zum Einsatz kommen. Zur Unterstützung der Weiterverbreitung der Elektromobilität können gewerblich genutzte Fahrzeugflotten eine Vorreiterrolle einnehmen, die gleichzeitig eine Vorbildfunktion für den Individualverkehr bilden.

Das mittelständisch geprägte Konsortium beabsichtigt daher die Entwicklung eines universellen batterieelektrischen Geräteträgers für Flughafenvorfelddanwendungen mit:

- einem universellen Wechselsystem für Arbeitsgeräte als An-, Auf- oder Vorbau,
- einer standardisierten Energie- und Steuerungsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Arbeitsgerät,
- einer Vorbereitung für vollautomatisierte Fahrfunktionen sowie
- einem fahrzeug- und flottenübergreifenden Energiemanagement für Fahr- und Arbeitsaufgaben.

3. Ansatz

Die Abteilung Energiesysteme des Fraunhofer IOSB-AST entwickelt im Rahmen des Vorhabens das Energie- und Lademanagementsystem zur Bewirtschaftung der E-Fahrzeugflotte auf dem Flughafenvorfeld am Flughafen Erfurt/Weimar.

Die Aufteilung der Managementaufgabe zur nachhaltigen Beladung der Elektrofahrzeugflotte zwischen einem lokalen Lademanagementsystem (LMS) und übergeordneten Energiemanagementsystem (üEMS) soll der Anonymisierung fahrzeug- bzw. fahrerspezifischer Informationen, sowie der Bedarfs-, Einspeise- und Einsatzprognosen weiterer flexibler Betriebsmittel des Flughafens und zur Performanceverbesserung der Optimierungsaufgabe dienen. Hierzu erscheint das Management und die optimierte Beladung mehrerer, verteilter Elektrofahrzeugflotten mittels eines übergeordneten Energiemanagementsystems zweckmäßiger realisierbar, als jede Fahrzeugbeladung einzeln zu optimieren. Hierzu soll das lokale LMS die energierelevanten Daten der Einzelfahrzeuge der Elektrofahrzeugflotte auf dem Flughafenvorfeld sammeln, aufbereiten und zusammengefasst dem üEMS zu Verfügung stellen. Mit den Informationen aus dem LMS und der prognostizieren Energiebereitstellung aus den am Flughafen installierten Erneuerbaren Energieanlagen soll das üEMS einen Flottenladefahrplan u.a. zur optimalen, CO₂-minimalen Beladung generieren.

4. Übersicht des Gesamtsystems

Die Abbildung 1 gibt einen Überblick über die teilhabenden Projektpartner und den jeweils bearbeiteten Teilsysteme. Dargestellt ist ein Schema zur Visualisierung der Schnittstellen und des Zusammenspiels der einzelnen Systeme zur Integration und optimalen Beladung von Elektrofahrzeugen auf dem Vorfeld des Flughafen Erfurt/Weimar.

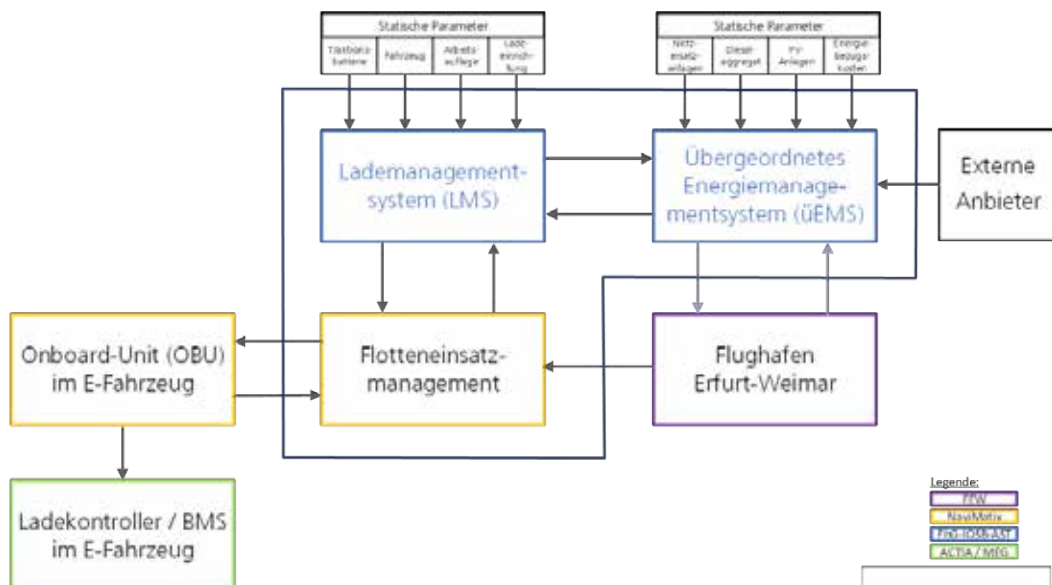


Abbildung 1: Übersicht des Gesamtsystems

Im Folgenden liegt der Fokus auf dem Zusammenspiel zwischen den Systemen des Flotteneinsatzmanagements (NaviMatix), Lademanagementsystems (Fh-IOSB-AST) und Energiemanagementsystems (Fh-IOSB-AST), die in Abbildung 1 durch blaue Umrahmung gekennzeichnet sind.

5. Vorgehen und Umsetzung

Zur Umsetzung des Ansatzes und zur sinnvollen Verteilung der Managementaufgabe zwischen Lademanagementsystem und übergeordnetem Energiemanagementsystem zur optimalen elektrischen Nachladung von Elektrofahrzeugflotten wurde sich für das nachfolgend beschriebene Vorgehen und Umsetzung entschieden. Der Ansatz gliedert sich in 3 Schritte:

- Ermittlung der Flottenflexibilität,
- Ermittlung des optimalen Flottenladefahrplans und
- Disaggregation des Flottenladefahrplans zur Generierung fahrzeugspezifischer Ladefahrpläne,

die im Folgenden beschrieben werden.

1. Lademanagement – Ermittlung der Flottenflexibilität

Das LMS ermittelt in einem ersten Schritt die Flexibilität, die die Einbindung von Elektrofahrzeugen auf der Verbrauchsseite des Flughafens bietet. Die fahrzeugspezifischen Flexibilitäten basieren auf den auf den Flugplan abgestimmten Fahrzeugeinsatzplänen, Zustandsdaten und statischen Parametern der Elektrofahrzeuge. Diese Informationen werden dem LMS aus dem Flotteneinsatzmanagement zu Verfügung gestellt.

Abbildung 2 visualisiert die über das Flotteneinsatzmanagement bereitgestellten fahrzeugspezifischen

Daten. Die Daten enthalten Informationen zu Zeiträumen während denen die Elektrofahrzeuge nicht im Einsatz sind und prinzipiell für eine Beladung an einem Ladepunkt zur Verfügung stehen. Des Weiteren sind Informationen enthalten zum erwarteten Ladegrad (eSoC – expected state of charge) der Traktionsbatterie zu Beginn eines Ladefensters (bzw. bei Ankunft am Ladepunkt) und die ladepunktspezifische, maximal mögliche Ladeleistung sowie die zur Abarbeitung der Fahr- und Arbeitsaufträge erforderliche Energie.

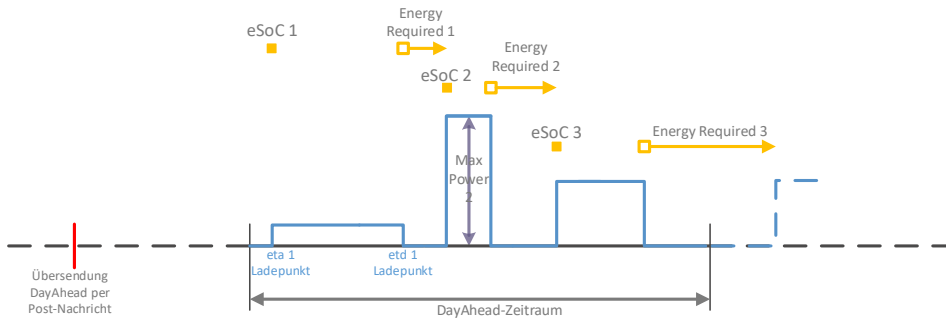


Abbildung 2: Visualisierung der Daten aus dem Flotteneinsatzmanagement

Mit den Daten aus dem Flotteneinsatzmanagement werden durch das Lademanagement die fahrzeugspezifischen Informationen vorverarbeitet und zu einer Flottenflexibilität zusammengefasst. Aus den zur Verfügung stehenden Informationen und statischen Parametern zum Fahrzeug sowie der Ladeeinrichtung erfolgt die Ermittlung der fahrzeugspezifischen Flexibilität. Hierzu werden aus dem erwarteten Ladegrad der Traktionsbatterie bei Ankunft eines Elektrofahrzeugs am Ladepunkt und dem Energiebedarf zur Abarbeitung der nachfolgenden Einsätze, die minimal erforderliche Beladung und die maximal mögliche Beladung jedes Elektrofahrzeugs ermittelt und mit dem Ladefenster verknüpft. Abbildung 3 visualisiert exemplarisch die in diesem Schritt ermittelten Daten am Beispiel von 2 Ladefenstern.

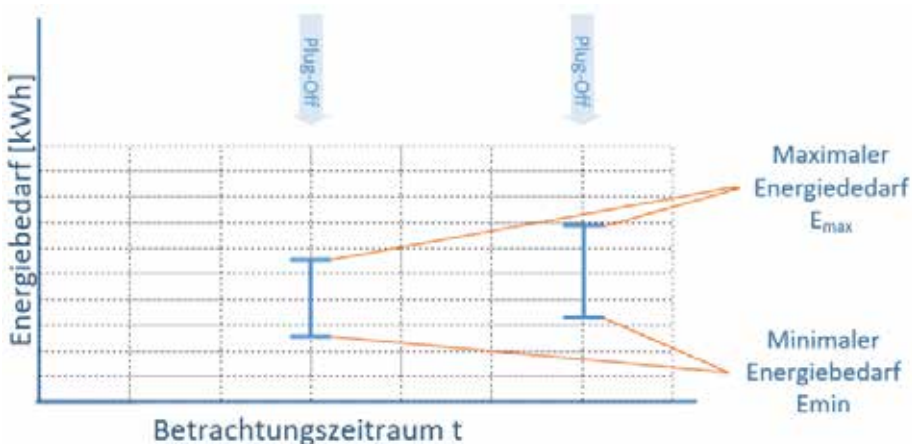


Abbildung 3: Minimale erforderliche Beladung und maximale mögliche Beladung

Des Weiteren werden aus den erwarteten Ankunfts- und Abfahrtszeiten sowie der am jeweiligen

Ladepunkt zur Verfügung stehenden maximalen Ladeleistung fahrzeugspezifische Ladefensterzeitreihen generiert. Somit wird die Flexibilität, die die Elektrofahrzeuge auf dem Flughafenvorfeld bieten, aus der flexiblen Beladung zwischen dem Mindestenergiebedarf und der maximal möglichen Beladung jedes Fahrzeuges, den Zeiträumen währenddessen die Fahrzeuge grundsätzlich für eine Beladung zur Verfügung stehen und der am jeweiligen Ladepunkt verfügbaren, maximalen Ladeleistung beschrieben. Nach dem Aufbereiten der Informationen zu fahrzeugspezifischen Flexibilitäten werden diese durch das LMS aggregiert und zu einer Flottenflexibilität zusammengefasst und dem üEMS zur Verfügung gestellt. Abbildung 4 dient der qualitativen Darstellung einer aggregierten Flottenflexibilität und der enthaltenen Informationen.

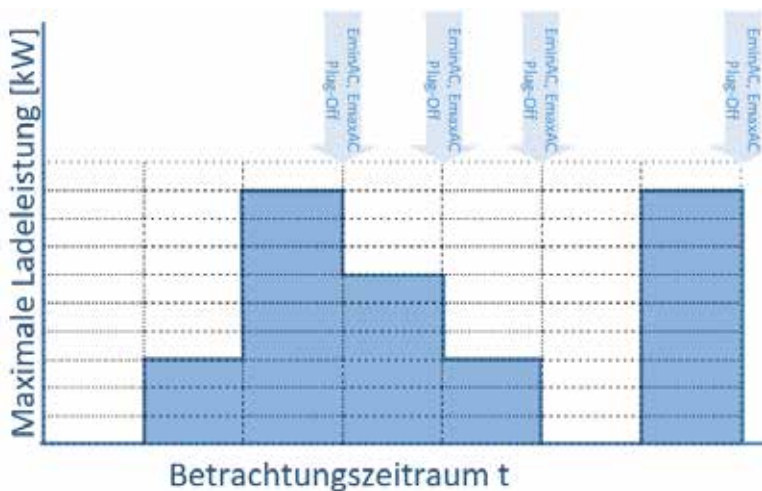


Abbildung 4: Visualisierung der Flexibilitätsaggregation durch LMS

2. Übergeordnetes Energiemanagement – Ermittlung des optimalen Flottenladeplans

Das üEMS dient u.a. der Optimierung der Beladung der Elektrofahrzeugflotte und ermittelt einen optimalen Ladefahrplan für die gesamte E-Flotte. Entsprechend der Zielstellung einer CO₂-neutralen bzw. CO₂-minimalen Flottenbeladung soll im Rahmen des Projektes die elektrische Energie aus lokalen Dach-Photovoltaikanlagen zum Einsatz kommen, welche auf mehreren Gebäuden auf dem Flughafengelände installiert sind. Die Zielfunktion der Optimierung zur Generierung des optimalen Flottenladefahrplans für diesen Anwendungsfall verfolgt die Zielstellung der optimalen Ausnutzung der Energiebereitstellung aus lokalen PV-Anlagen zur Beladung der Elektrofahrzeuge auf dem Flughafenvorfeld. Abbildung 5 zeigt die im üEMS einlaufenden Daten zur Ermittlung des optimalen Flottenladefahrplans auf Basis von Testdatensätzen für 3 elektrisch betriebene Servicefahrzeuge. Hierzu zählen die Prognose der erwarteten Bereitstellung elektrischer Energie aus den am Flughafen installierten PV-Anlagen und das zur Beladung nutzbare, aggregierte Ladefenster im Betrachtungszeitraum. Des Weiteren ist der aus den Eingangsdaten, in Verbindung mit der Zielfunktion ermittelte optimale Ladefahrplan der Elektroflotte dargestellt.

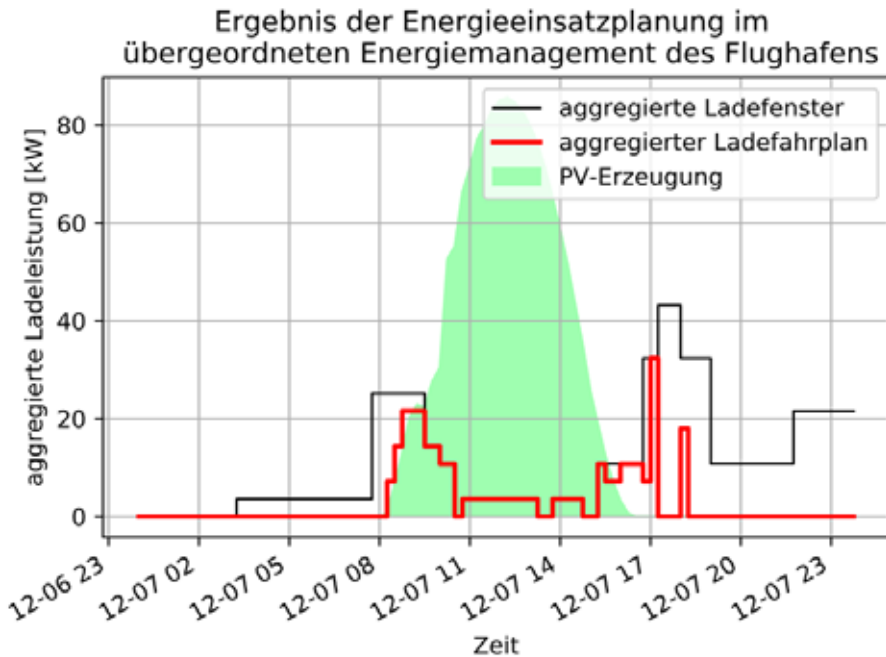


Abbildung 5: Visualisierung der Eingangsdaten der Optimierung (aggregierte Ladefenster und prog. Energiebereitstellung PV-Anlage) und der im üEMS generierte optimale Flottenladefahrplan

Es wird deutlich, dass der Ladefahrplan für die gesamte Fahrzeugflotte vorrangig für die Zeiten generiert wird in der die Versorgung bzw. die Beladung der Elektrofahrzeuge über die lokalen PV-Anlagen erfolgen kann. Des Weiteren ist zu sehen, dass auch Beladungen in Zeiten erfolgt, wenn keine Energiebereitstellung aus den PV-Anlagen zur Verfügung steht. Aus Sicht des üEMS und den dort einlaufenden aggregierten Informationen aus dem LMS ist eine Beladung außerhalb der Zeiten der PV-Erzeugung notwendig, um die Mindestbeladung zu gewährleisten und die Betriebsfähigkeit der Elektrofahrzeuge zur Erfüllung der Fahr- und Einsatzaufträge aufrechtzuerhalten. Eine Bewertung des Flottenladefahrplans kann erst nach Durchführung der Disaggregation des Flottenladefahrplans zu fahrzeugspezifischen Ladefahrplänen erfolgen.

3. Lademanagement – Disaggregation des Flottenladeplans zur Generierung fahrzeugspezifischer Ladefahrpläne

Das LMS erhält vom üEMS den optimalen Flottenladefahrplan. Zur Beladung der einzelnen Fahrzeuge ist der Flottenladefahrplan zu disaggregieren und in fahrzeugspezifische Ladefahrpläne zu überführen. Die Disaggregation erfolgt auf Basis eines Prioritätsansatzes, bei dem das Fahrzeug mit der höchsten Priorität beladen wird. Als Prioritätskriterium wurde die theoretisch erforderliche Ladeleistung gewählt, die benötigt wird, um die minimal erforderliche Fahrzeugbeladung (Mindestenergiebedarf) bis zum erwarteten Plugoff zu bedienen. Das Prioritätskriterium wird für alle Fahrzeuge bestimmt, welche sich im betrachteten Zeitschritt an einem Ladepunkt befinden und einen Mindestenergiebedarf aufweisen. Anschließend wird für das E-Fahrzeug mit der höchsten Priorität die Ladestufe erhöht. Darauf aufbauend erfolgt die Prüfung, ob sich das Fahrzeug, in Folge der Erhöhung der Ladestufe weiterhin Prior darstellt oder ob ein anderes Fahrzeug nun eine höhere Priorität besitzt. Auf diesem Weg werden

die im optimierten Flottenladefahrplan verfügbaren Ladestufen auf die einzelnen Fahrzeuge verteilt, die sich im betrachteten Zeitschritt an einem Ladepunkt befinden. Sobald die Energiebedarfe zur minimal erforderlichen Beladung bedient wurden und noch Ladestufen im optimierten Flottenladefahrplan verteilbar sind, werden die Energiebedarfe zur maximal möglichen Beladung der Fahrzeuge bedient, bis entweder die fahrzeugspezifische Traktionsbatterie vollständig geladen wurde, das Ladefenster endet oder im optimalen Flottenladefahrplan keine Ladestufen zur Verfügung stehen.

Zur Verdeutlichung dienen die nachfolgenden Darstellungen. Die Abbildung 6 visualisiert das aggregierte Ladefenster, den aggregierten, optimalen Flottenladefahrplan und die kumulierten Ladeleistungen der disaggregierten, fahrzeugspezifischen Ladefahrpläne und dient zur visuellen Plausibilisierung der Ergebnisse.

Aggregiertes Ladefenster (LMS) und aggregierter Ladefahrplan (üEMS) mit kumulierter Ladeleistung aller eFahrzeuge

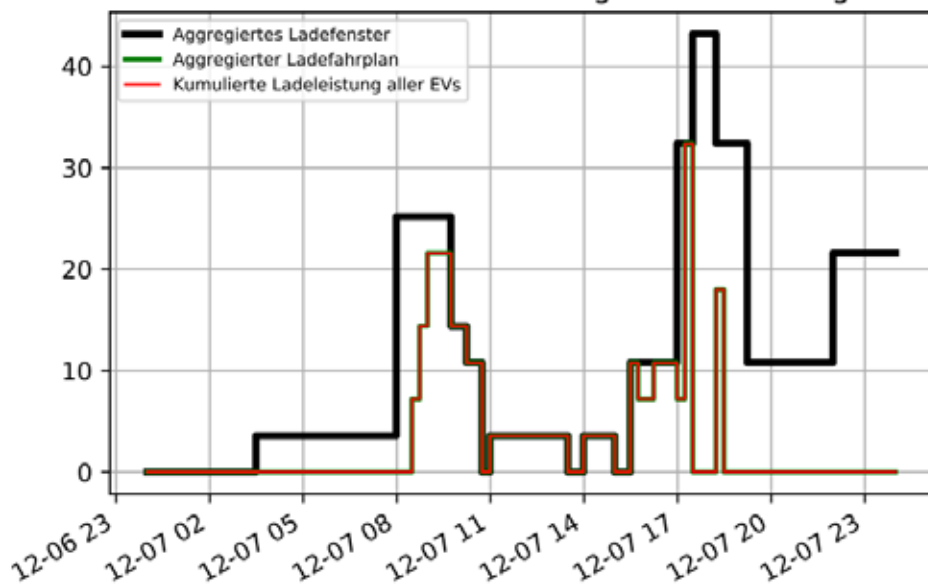


Abbildung 6: Darstellung des aggregierten Ladefensters, des aggregierten, optimalen Flottenladefahrplan sowie die kumulierten Ladeleistungen der disaggregierten, fahrzeugspezifischen Ladefahrpläne

Es wird deutlich, dass der aggregierte, optimale Flottenladefahrplan (grün) einen Teil des aggregierten Ladefensters (schwarz) nutzt und die kumulierte Ladeleistung der disaggregierten, fahrzeugspezifischen Ladefahrpläne (rot) dem aggregierten, optimalen Flottenladefahrplan (grün) entspricht. Somit wird der vom üEMS vorgegebene Flottenladefahrplan vom LMS eingehalten und konnte auf die einzelnen Fahrzeuge verteilt werden.

Zur weiteren Plausibilisierung des Zusammenspiels zwischen üEMS und LMS dienen Abbildung 7 bis Abbildung 9. Für jedes Fahrzeug wurde die zur Beladung nutzbaren Ladefenster und die im LMS generierten fahrzeugspezifischen Ladefahrpläne (blau), sowie die dynamische Entwicklung der Mindestbeladung (orange), die maximal mögliche Beladung (grün) und des Prioritätskriteriums (rot) dargestellt.

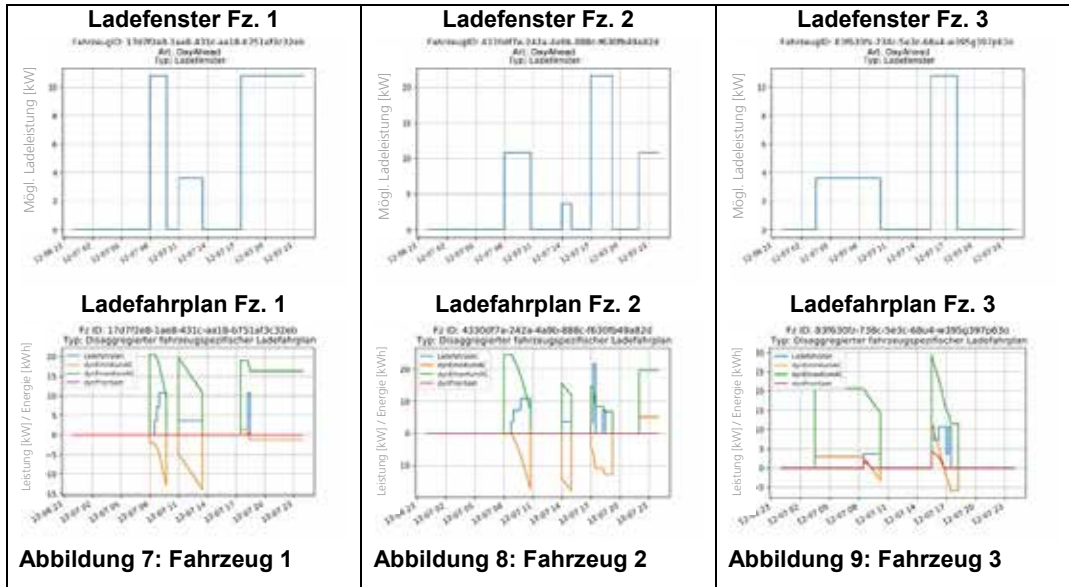


Abbildung 7: Fahrzeug 1

Abbildung 8: Fahrzeug 2

Abbildung 9: Fahrzeug 3

Der aggregierte Flottenladefahrplan aus dem üEMS stellt 08:30 Uhr zum ersten Mal im Betrachtungszeitraum eine Ladeleistung von 7,2 kW (2 Ladestufen) zur Verfügung (vgl. Abbildung 6). Daraufhin erfolgt unter Einbeziehung der zuvor beschriebenen Kriterien die Generierung individueller, fahrzeugspezifischer Ladepläne durch das LMS. Weil Fahrzeug 3 (Abbildung 9) als einziges Fahrzeug einen Mindestenergiebedarf (orange) aufweist, der vor dem Plug-Off des Fahrzeugs bedient werden muss, um den nachfolgenden Einsatz erfüllen zu können, wird für das Fahrzeug das Prioritätskriteriums (rot) berechnet. Da lediglich für Fahrzeug 3 das Prioritätskriteriums berechnet wird, ist das Fahrzeug automatisch Prior. Somit wird bei der Generierung der fahrzeugspezifischen Ladefahrpläne (blau) die Ladestufe (+3,6 kW) für Fahrzeug 3 erhöht. Aus dem Ladefenster des Fahrzeuges 3 (Abbildung 9 oben) geht hervor, dass am Ladepunkt keine höhere Ladeleistung bzw. weitere Ladestufe zur Verfügung steht. Die im aggregierten Flottenladefahrplan noch verfügbare Ladestufe in diesem Zeitschritt wird auf das Fahrzeug 1 (Abbildung 7) verteilt und damit die Energie der maximal möglichen Beladung bedient. 8:45 Uhr stehen im aggregierten Flottenladefahrplan 4 Ladestufen zur Verfügung. Aufgrund der Prioeren Beladung des Fahrzeugs 3 wird die Beladung aufrechterhalten. Für das Fahrzeug 1 wird die Ladung um eine weitere Ladestufe erhöht und das Fahrzeug 2 beginnt die Beladung. Durch die Beladung der Fahrzeuge wird der fahrzeugspezifische Mindestbedarf als auch die maximal mögliche Beladung beeinflusst. Des Weiteren beeinflusst die in einem Ladefenster tatsächlich geladene Energie den Mindestenergiebedarf und die maximal mögliche Beladung in den nachfolgenden Ladefenstern eines Fahrzeugs. Besitzt der Mindestenergiebedarf (organe) einen negativen Wert, ist das jeweilige Elektrofahrzeug ausreichend zur Bewältigung des nachfolgenden Einsatzes beladen. Erreicht die maximal mögliche Beladung (grün) 0 kWh ist die Traktionsbatterie des Elektrofahrzeugs vollständig geladen.

Es wird deutlich, dass die Fahrzeuge 1 und 2 in ihrem ersten Ladefenster keinen Mindestenergiebedarf besitzen, dennoch werden sie sinnvollerweise aufgrund der einsetzenden PV-Erzeugung (vgl. Abbildung 5) beladen und damit die Energie der maximal möglichen Beladung bedient. Aufgrund dieser Beladung haben beide Fahrzeuge auch zu Beginn des zweiten Ladefensters keinen Mindestenergiebedarf. Vor dem Hintergrund der PV-Erzeugung in dem Zeitbereich und der möglichen weiteren Beladung beider Fahrzeuge, werden diese mit der jeweils am Ladepunkt verfügbaren Ladeleistung (bzw. Ladestufe) weiter beladen.

Das beschriebene Zusammenspiel zwischen LMS und üEMS und dem verfolgten Ansatz der

Datenaggregation im LMS bedingt einen Informationsverlust, wodurch Unschärfen entstehen. Bei der Generierung des optimalen Flottenladefahrplans im üEMS und der Generierung fahrzeugspezifischer Ladefahrpläne im LMS wird dies deutlich. Die Optimierung sieht eine Beladung der Fahrzeuge auch außerhalb der Zeiten der PV-Erzeugung vor, um die Mindestenergiebedarfe der Fahrzeuge zu bedienen. Das üEMS hat lediglich Informationen zu einzelnen Ladefenstern, jedoch nicht darüber welches Fahrzeug zum betrachteten Ladefenster gehört. Dies führt dazu, dass eine Beladung eines Fahrzeuges in einem früheren Ladefenster über den minimalen Energiebedarf hinaus, in einem späteren Ladefenster im üEMS nicht berücksichtigt werden kann ohne die minimale Beladung aller Fahrzeuge zu jedem Zeitpunkt zu gefährden. In Folge wird an dem gezeigten Beispiel deutlich, dass auch Fahrzeugbeladungen außerhalb der Energiebereitstellung durch die PV-Anlagen vorgesehen werden, die bei fahrzeugspezifischer Betrachtung zum Teil nicht notwendig sind. Somit besteht beim gewählten Ansatz noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich einer CO₂-minimalen Beladung von Elektrofahrzeugflotten.

Die dargestellten Ergebnisse stellen einen ersten Umsetzungsstand dar. Das Verhalten des Zusammenspiels zwischen LMS und üEMS ist noch mit weiteren Ladeszenarien zu untersuchen.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Agora Verkehrswende: „Klimaschutz im Verkehr: Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030.“. [Online]. Available: <https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimaschutz-im-verkehr-massnahmen-zur-erreichung-des-sektorziels-2030/>. [Zugriff am 23.10.19]

ELMAR – Elektromobilität auf dem Wasser

Liane Voss, Romy Sommer, Johannes Gulden

Institut für Regenerative EnergieSysteme - IRES
Hochschule Stralsund, Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund

Abstract

Elektrische Antriebe für Sportboote, Yachten und Fähren gibt es nicht erst seit gestern. Bereits 1886 fuhr das Fährschiff „Elektra“ auf der Spree in Berlin. Das damalige Knowhow kam aus dem Hause Siemens. Bis heute haben sich elektrische Antriebe vorzugsweise im Bereich der Sport- und Freizeitschifffahrt sowie bei Fahrgastschiffen etabliert, zum Beispiel die FährBären I - IV in Berlin oder die Wolfsburg-Cat. Diese Fähren sind sogar in das ÖPNV-Netz integriert. Bisher konzentrieren sich die Bestrebungen auf die Binnengewässer.

In der Schifffahrt der Seegewässer stehen die elektrischen Antriebe noch am Anfang. Angesichts steigender Treibstoffkosten und strengerer Umweltauflagen beginnen die Reedereien umzudenken. Dabei reicht es nicht aus, nur die Schiffe der See- und der Binnengewässer mit elektrischen Antrieben zu versehen, sondern es ist eine entsprechende landseitige Ladeinfrastruktur zu schaffen. Unter den Aspekten der Versorgungssicherheit und des Speicherplatzbedarfs an Bord des Schiffes muss landseitig geprüft werden, welche Energieversorgungsinfrastruktur für einen reibungslosen Schiffsbetrieb in den einzelnen Häfen notwendig sein wird: elektrische Ladeeinrichtungen, Wasserstoff- und/oder Biokraftstoff-Tankstellen und vielleicht sogar eine Versorgung mit Ammoniak.

1. Einführung und Hintergrund

Das EU-Interreg South Baltic Projekt ELMAR arbeitet mit Projektpartnern aus Litauen, Polen sowie aus Mecklenburg-Vorpommern zusammen. Inhaltlich befasst sich das Projekt damit, Boots- und Schiffbauunternehmen im südlichen Ostseeraum bei der Anpassung an die maritime E-Mobilität zu unterstützen. Hierbei soll bei der Förderung von Anwendungen der maritimen Elektromobilität (E-Boote/Schiffe, zugehörige Produkte und Dienstleistungen) der Zugang zu internationalen Märkten unterstützt werden. Zudem soll die Entwicklung für einen emissionsfreie Boots- und Schiffsverkehr im südlichen Ostseeraum als Heimatmarkt vorangetrieben werden. Denn die südliche Ostseeregion hat eine lange Tradition und einen starken Schiff- und Bootsbausektor:

- große Schiffs- und Bootsbauunternehmen (z.B. HanseYachts in Greifswald)
- zahlreiche kleine und mittelständische Unternehmen, die auf Ausflugs- und Fahrgastschiffe oder Freizeitboote und Yachten spezialisiert sind. (Manche dieser Unternehmen verwenden traditionelle regionale Bootsdesigns, zugeschnitten auf die typischerweise flachen Gewässer der Meeresbuchten (z.B. Kurenkahn in Litauen))
- regionalen Forschungsinstitute (z.B. die Schiffs- und Meerestechnik-Forschungsabteilungen und Fakultäten der Hochschulen Stralsund, Szczecin, Gdańsk, Klaipėda)

Einige der Schiffs- und Bootsbauer der südlichen Ostseeregion haben bereits mit der Produktion von elektro- und hybridangetriebenen Schiffen und Booten begonnen, z.B. die E-Fahrgastschiffe „FährBären“ der Berliner Verkehrsbetriebe/Förde Rederei Seetouristik, die von Formstaal in Stralsund gebaut wurden. Zudem stieg auch das Interesse im touristischen Sektor an, z.B. ablesbar am Verleih von Elektro-Booten auf dem Achterwasser und in der mecklenburgischen Seenplatte.

Eine weitere Verbreitung der E-Mobilität für maritime Anwendungen steht jedoch noch aus, einhergehend mit der Entwicklung von Ladeinfrastrukturen und der Verbesserung von Reichweiten.

2. Häfen in Mecklenburg-Vorpommern

ELMAR strebt die Unterstützung des Schiffs- und Bootsbausektors in der südlichen Ostseeregion an. Dabei soll der Vertrieb von Booten und Schiffen mit Elektro- oder Hybridantrieben innerhalb und außerhalb des südlichen Ostseeraumes gefördert werden. Darüber hinaus können Marktpotenziale erweitert und besser ausgeschöpft werden.

Um die Marktentwicklung entsprechen zu befördern, sind Basisstudien als Grundlage notwendig. Eine dieser Studien befasst sich mit der E-Ladeinfrastruktur an den Küsten von Rostock-Warnemünde bis zum Stettiner Haff einschließlich des Achterwassers und des Greifswalder Boddens. Für eine bessere Zuordnung der Anlaufpunkte von der Seeseite her wurde unterschieden, ob es sich um Industrie- und Wirtschaftshäfen, Marinas/Sportboothäfen oder Naturhäfen/Etappenhäfen sowie Nothäfen handelt. Die Abbildung 1 stellt eine Übersicht des Hafennetzes der Industriehäfen in Mecklenburg-Vorpommern dar. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existieren 13 Industriehäfen in MV. Davon befinden sich 10 allein in der zu untersuchenden Region.



Abb. 1: Übersicht des Industrie-Hafennetzes in Mecklenburg-Vorpommern [1]

In der Abbildung 2 wird die räumliche Einteilung der Küstenregion erkennbar. Hierbei wurde der Küstenbereich in fünf regionale Teilbereiche unterteilt. Durch die geografischen Gegebenheiten erfolgte die Unterteilung anhand der Inseln: Hiddensee, Rügen, Usedom und die Halbinsel Fischland Darß-Zingst. Die landseitige Segmentierung erfolgte als einfacher Küstenstreifen von Rostock über Stralsund bis nach Ueckermünde.

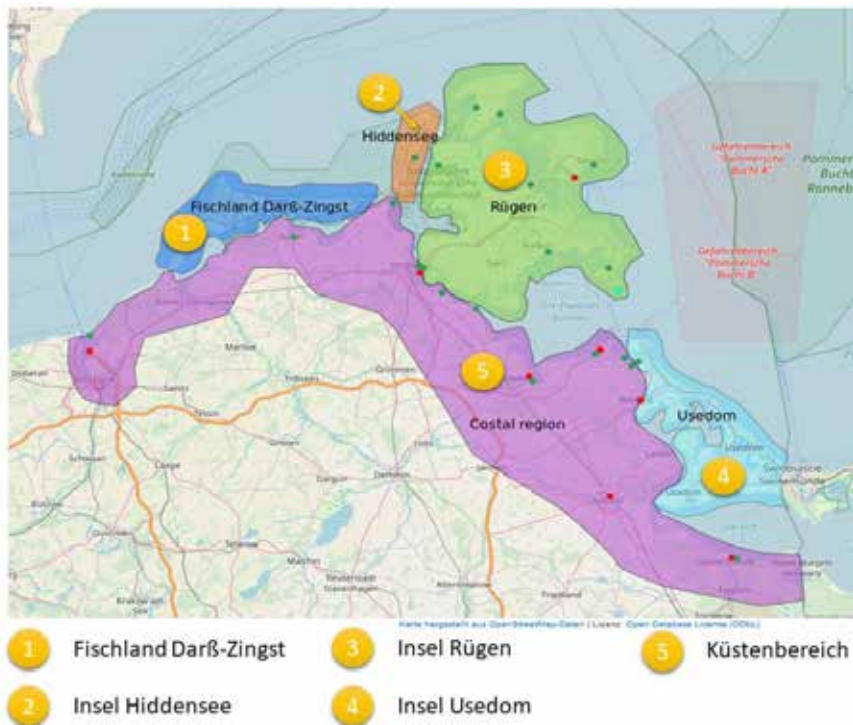


Abb. 2: Einteilung des Küstenraums für die Untersuchung der E-Ladeinfrastruktur [2]

3. Einstufung der Hafenstruktur

Die Klassifizierung der Häfen erfolgte nach folgenden in Tabelle 1 dargestellten Kriterien/Eigenschaften. Dabei wurde sich unter anderem auf die Merkmale Lage des Hafens zur Küste, die Wassertiefe für den max. Tiefgang des Schiffes sowie die vorhandene landseitige Infrastruktur konzentriert. Bei Offshore-Häfen für Windparks sind die Klassifizierungen andere. Hierbei werden die Häfen in drei große Hauptgruppen unterteilt - den Großkomponentenhafen, Service- und Wartungshäfen sowie Forschungshäfen. [3]

Für die Erfassung der Ladeinfrastruktur wurden die Häfen nach anderen Gesichtspunkten kategorisiert. Hierbei waren wichtige Aspekte die Kapazitäten der Liegeplätze, Wassertiefen des Hafenbeckens sowie die Stromversorgung an den Stegen. Weiterhin wurden die landseitige Infrastruktur und die seeseitigen Zugänge berücksichtigt. Bei den seeseitigen Zugängen wurde die Länge der Revierfahrt als Kriterium zugrunde gelegt. Die Revierfahrt ist die Strecke, die ein Schiff bzw. Boot zurücklegt, um die offene See zu erreichen. Dabei wird die gesamte Strecke vom Liegeplatz bis zum Erreichen der See gemessen. [4]

Dabei entstand folgende Klassifizierung:

- Industriefähren, Seehäfen oder Fährhäfen
- Basishäfen mit konventioneller Ladeinfrastruktur für Benzin- oder Dieselmotoren
- Etapenhäfen oder netzergänzende Häfen

Tab. 1: Übersicht der Kriterien

Klasse	Name	Kriterien
I	Industriehafen, Seehafen, Fährhafen	<ul style="list-style-type: none"> • Kurze seeseitige Revierfahrt • Hauptsächlich Berufsschifffahrt • Wassertiefe > 1,80 m in Hafen und Zufahrt • Ausreichend Liegeplätze • Sehr gute Hafen-Infrastruktur
II	Basishafen	<ul style="list-style-type: none"> • Längere seeseitige Revierfahrt • Wassertiefe > 1,80 m in Hafen und Zufahrt • gute technische und sanitäre Ausstattung • Ausreichend Liegeplätze • Weniger Berufsschifffahrt, mehr Freizeitschifffahrt
III	Etappenhafen	<ul style="list-style-type: none"> • Hafen, der die Kriterien für I und II nicht vollständig erfüllt, aber eine Wassertiefe von > 1,80 m in Hafen und Zufahrt aufweist.
IV	Netzergängender Hafen	<ul style="list-style-type: none"> • Hafen, der die Kriterien von I, II und III nicht vollständig erfüllt, da er nur über eine Wassertiefe von < 1,80 m im Hafen und in der Zufahrt verfügt oder die Zufahrt durch ein niedriges seeseitiges Hindernis stark eingeschränkt ist
V	Nothafen	<ul style="list-style-type: none"> • Hafen, der nur im Notfall angelaufen werden darf • Wassertiefe > 1,80 m in Hafen und Zufahrt

Die Abbildung 4 zeigt den Hafen Barhöft, der inmitten des Nationalparks Vorpommersche Boddenlandschaft liegt. Der Hafen soll als Beispiel für die Einstufung als Basishafen dienen. Der Hafen kann in zwei größere Bereiche unterteilt werden. Der erste Bereich steht der Berufsschifffahrt, den Fischern sowie den Rettungskreuzern zur Verfügung. Im zweiten Hafenabschnitt befindet sich die Freizeitschifffahrt für Segel- und Motorboote. Zudem bietet der Hafen einen Kran (max. Last 6,3 t) sowie eine Slipanlage und eine Bootstankstelle für Diesel und Superbenzin. Das Hafenbecken ist zulässig für Boote bzw. Schiffe mit einem max. Tiefgang von 2,5 m. Die Wassertiefe im Hafenbecken wird mit 3 bis 5 m angegeben [5][6]. Die Revierfahrt von Barhöft in die Ostsee verläuft zunächst auf einer Länge von rund 6 km nur als sehr schmale Rinne, die von Kielbooten nicht verlassen werden sollte. Ohnehin sind beträchtliche Teile im Boddenrevier sowie in den Außenküstenbereichen Vorpommerns mit Einschränkungen versehen, die das Befahren aller Wasserfahrzeuge ohne Ausnahmen (in Abbildung 3 rot gekennzeichnete Flächen) bzw. unter Einschränkungen verbieten (in Abbildung 3 grün gekennzeichnete Flächen).

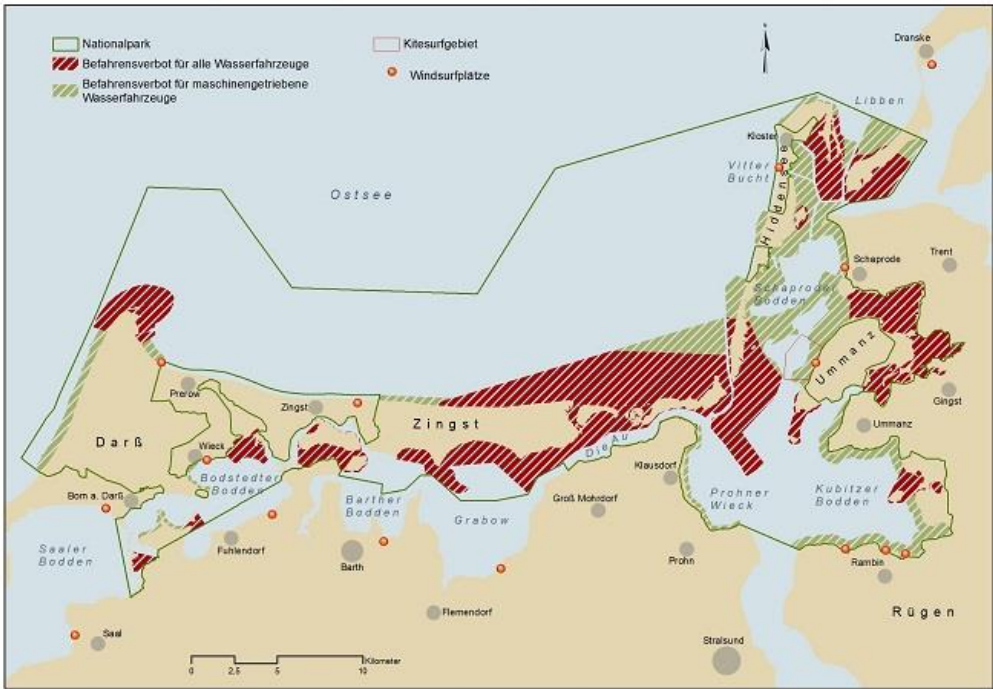


Abbildung 3: Befahrungsregelung des Nationalparks Vorpommersche Boddenlandschaft [7]



- 1 Regionale Bootseigner
- 2 Lotsen- und Zollboote, Rettungskreuzer und Versorgungsboote
- 3 Fischer und Berufsschifffahrt

Abbildung 4: Übersicht des Hafens Barhöft [8]

4. Gegenwärtiger Bestand an Hafenanlagen / Marinas

Die Bestandsaufnahme erfolgte durch die Auswertung von öffentlich zugänglichen Hafeninformatoren, Open-Source Seekarten und Befragungen der Betreiber. Dabei entstand eine Hafen-Analyse, die als Grundlage für die Bewertung der vorhandenen Ladeinfrastruktur genutzt wurde.

An der Küste im Untersuchungsraum wurden 10 Häfen, 94 Wassersportanlagen sowie ein Nothafen registriert. Sie verteilen sich wie folgt auf die 5 definierten Kategorien:

Tab. 2: Bestand an maritimen Anlagen

Kategorie	Anzahl der Häfen
Industriehafen, Seehafen und Fährhafen	10
Basishafen	16
Etappenhafen / netzergänzender Hafen	78
Nothafen	1
GESAMT	105

5. Netzbezogene Bewertung

Obwohl in den letzten Jahren Verbesserungen im Hafennetz durchgeführt wurden, weist das Netz noch Verdichtungsdefizite auf. Für die Zukunft gilt es, das Netz engmaschiger zu gestalten und somit eine bessere Erreichbarkeit/Zugänglichkeit bei kurzfristigen Routenänderungen zu erlauben. Hiermit ist besonders die Außenküste gemeint, die durch schnelle Wetteränderungen und bei zu großen Distanzen zwischen den Häfen große Gefahren birgt. In der nachfolgenden Tabelle werden die bestehenden Netzlücken zwischen den Häfen dargestellt.

Tab. 3: Netzlücken im Hafennetz an der Küste Vorpommerns [9]

Netzlücke	Seemeilen
Warnemünde-Darßer Ort	Ca. 28 sm (51,86 km)
Darßer Ort-Barhöft	Ca. 26 sm (48,15 km)
Darßer Ort-Hiddensee	Ca. 30 sm (55,56 km)
Hiddensee-Glowe	Ca. 26 sm (48,15 km)
Sassnitz-Thiessow	Ca. 22 sm (40,74 km)
Greifswald-Kröslin	Ca. 19 sm (35,19 km)
Freest-Swinemünde	Ca. 33 sm (61,12 km)

6. E-Ladeinfrastruktur

Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass eine Ladeinfrastruktur in den Häfen und Marinas bereits zu einem großen Anteil für den derzeitigen Bedarf der Bordstromversorgung vorhanden ist. Alle Häfen und Marinas besitzen eine Strom- und Trinkwasserversorgung auf den Stegen. Derzeit ist als Standard eine 3-polige CEE-Steckdose mit 230V und 16A in den Versorgungssäulen des Steges bzw. der Kaimauer vorzufinden. Jedoch sind die Simultanität (bei gleichzeitigem Laden mehrere Nutzer) und die Leistung bisher nicht für eine flächendeckende Nutzung ausgelegt. Darüber hinaus stellt das künftige Potenzial an steigenden E-Bootnutzern und Ladebedarfen eine neue Herausforderung dar. Die Reichweitenangaben der Hersteller für E-Antriebe geben einen ersten Einblick in die künftigen Bedarfe. In den Tabellen 4 und 5 sind exemplarisch Übersichten von den Herstellern Torqeedo und Kräutler, die sich auf Elektromotoren für die Freizeitschiffahrt fokussiert haben, dargestellt.



Abbildung 5: Stadthafen Neustrelitz [10]

Tab. 4: Motorenbeispiele von Torqeedo [11]

Motoren Typ	Antriebsleistung	Verwendbar für Bootstypen	Reichweitenangaben sm (km)
Cruise 2.0 TS	2 kW (ca. 5 PS VM) 24 V - System	Für Dinghies oder Segelboote < 3 t	Mit 1x 3,5 kWh Batterie: Langsame Fahrt bei 2,7 kn: RW 21 sm (40 km) @ 8 h Vollgas bei 6 kn: RW 10,5 sm (19 km) @ 1:45 h
Cruise 10.0 TS	12 kW Peak-Leistung und 10 kW Dauerleistung (ca. 20 PS VM) 48V - System	Motorboote und Segelboote < 10 t	mit 2x 5,3 kWh Batterien: Langsame Fahrt bei 4,2 kn: RW 32 sm (60 km) @ 6 h Vollgas bei 14 kn: RW 14 sm (26,5 km) @ 1h
Deep Blue 25 R	33 kW Peak Leistung (ca. 40 PS VM) 48V - System	für Boote mit Hochvolt-Antrieben: Segelyachten < 40 m, größere Motorboote, Wassertaxis / Fähren (gewerblich), für Naturschutzgebiete	Mit 1x 30,5 kWh Batterie: Langsame Fahrt bei 5kn: RW 24 bis 78 sm (44 - 144 km) @. 6:25 h bis 19:15 h Vollgas bei 10 kn: RW für 12 sm (22 km) @ 1:15 h

Tab. 5: Motorenbeispiele von Kräutler [12]

Motoren Typ	Antriebsleistung	Verwendbar für Bootstypen	Reichweitenangaben sm (km)
ACA 2,0	2,6 kW (ca. 3,5 PS VM) 24V-System	Für Motorboote oder Segelboote < 2 t	kA
ACR 8,0	9,7 kW (ca. 13 PS VM) 48V-System	Für Motorboote < 3,2 t und Segelboote < 8,0 t	kA
SDKH-D 25	28 kW (ca. 38 PS VM mit Wasserkühlung) 96V-System	Für Motorboote < 10 t oder Segelboote < 25 t	kA

Legende: VM – Verbrennungsmotor
RW – Reichweite mit Laufzeit

7. Fazit

Die ersten Schritte im Bereich der maritimen E-Mobilität wurden unternommen. Nun heißt es, diese fortzuführen und Vorhandenes zu verbessern. Insbesondere sind eine versorgungssichere Ladeinfrastruktur aufzubauen und größere Netzlücken zu schließen. Die in Tabelle 3 angegebenen Entfernungen und die in Tabelle 4/5 aufgeführten Antriebe mit den dazugehörigen Batterien zeigen, dass es derzeit möglich ist, an der Küste von Rostock bis Ueckermünde mit elektrischen Antrieben zu fahren. Mit der Basisvariante von Torqeedo sowie einer energiesparenden Fahrweise ist eine Netzlücke von 19 sm (Greifswald-Kröslin) zu bewältigen. Es bliebe allerdings lediglich eine Reserve von 3 sm Reichweite, um in den Hafen zu kommen. Diese Reserve ist bei weitem nicht ausreichend, wenn es zu Wetteränderungen auf See kommt und der Bootsführer schnell – im ungünstigsten Fall auf der Hälfte der Strecke - den nächsten Hafen ansteuern muss. Hier ist eine Verdopplung der Batteriekapazität auf 2x 3,5 kWh zu empfehlen, um sicher in den nächsten Hafen zu kommen. Es verbleibt dann noch theoretisch ¼ der Batteriekapazität als Reserve für eine ungünstige Wettersituation, z.B. Gegenwind. Bei der mittleren Variante von Torqeedo können nur zwei Häfen des Außen-Küstenbereichs laut Tabelle 3, mit einer Reserve von 10 bis 13 sm sicher befahren werden. Somit wird eine kurzfristige Kursänderung bei Wetterumschlägen möglich und die Gefährdung auf offener See verringert.

Zudem sollten die Ladezeiten für die Batterien beachten werden:

- Bei einer 3,5 kWh Batterie beträgt die Ladezeit 14 h @ 10 A; 2 h @ 60 A
- Bei einer 5,3 kWh Batterie beträgt die Ladezeit 10 h @ 13 A; 2 h @ 60 A

Ferner muss zum Laden der Batterien an den Stegen ein längerer Aufenthalt eingeplant werden, da die meisten Marinas nur über ein 16 A-Ladesäulensystem verfügen.

Darüber hinaus sollen weitere Analysen mit verschiedenen Batterieherstellern durchgeführt werden, um die Ergebnisse besser mit weiteren am Markt verfügbaren Produkten verifizieren zu können. Außerdem ist der künftige Ladebedarf bei steigender Anzahl von Elektrobooten in den Marinas zu eruieren.

8. Literaturverzeichnis

- [1] <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Infrastruktur/Seeverkehr/> abgerufen am 03.12.2019
- [2] <https://www.openstreetmap.de>, Zugriff auf das Kartenmaterial am 03.12.2019
- [3] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Wirtschaftliche_Aspekte/Haefen/haefen.html abgerufen am 04.12.2019
- [4] <https://de.wikipedia.org/wiki/Revierfahrt> abgerufen am 04.12.2019
- [5] <https://www.mein-ostseehafen.de/seegebiete/mecklenburg-vorpommern/strelasund/barhoeft.html> abgerufen am 04.12.2019
- [6] <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/Offshore-Windenergie/Karte-Haefen/barhoeft.html> abgerufen am 05.12.2019
- [7] http://www.nationalpark-vorpommersche-boddenlandschaft.de/vbl/index.php?article_id=153 abgerufen am 09.12.2019
- [8] <https://www.openseamap.org>, Zugriff auf das Kartenmaterial am 05.12.2019
- [9] Standortkonzept für Sportboothäfen an der Ostseeküste, Planco-Consulting GmbH, 2004 <https://www.regierung-mv.de/Publikationen/?id=531&processor=veroeff> abgerufen am 06.12.2019
- [10] <https://www.neustrelitz.m-vp.de/stadthafen-neustrelitz/#> aufgerufen am 06.12.2019
- [11] <https://www.torqueedo.com/de/produkte/aussenborder> aufgerufen am 06.12.2019
- [12] <https://www.kraeutler.at/motoren/bootsmotoren/> aufgerufen am 06.12.2019

Moderne Optimierungsansätze für elektrische Maschinen im Mobilitätssektor

Christoph Schmidt¹, Taras Holoyad

¹ Institut für Regenerative Energietechnik, Nordhausen

Abstract

Einer der wichtigsten Trends auf dem deutschen Technologiemarkt wird von der Entwicklung elektrisch angetriebener Straßenfahrzeuge ausgemacht. Für elektrische Antriebe sprechen hohe Effizienz, die Nutzung von regenerativen Energien, ein großer Betriebsbereich in allen vier Quadranten und eine instantane Bereitstellung des Drehmomentes [1].

Die Anforderungen an elektrische Maschinen im Kraftfahrzeugsektor sind hoch. Hierbei lassen sich elektrische Antriebe in Hinblick auf mehrere Zielgrößen auslegen und optimieren. Derartige Optimierungsparameter könnten die geringe Drehmomentwelligkeit, die maximale Drehmomentdichte, der maximale Wirkungsgrad, die minimalen Kosten und das minimale Gewicht sein.

Das Optimierungsproblem elektrischer Maschinen lässt sich aus mehreren Blickpunkten betrachten. Im hiesigen Paper soll sich auf das elektromagnetische sowie thermische Verhalten konzentriert werden. Diesbezüglich sollen für beide Blickpunkte aktuelle Modelle aufgestellt, sowie Optimierungsansätze vorgestellt werden.

Sowohl die elektromagnetische, als auch die thermische Modellierung elektrischer Maschinen profitieren von der steigenden Leistungsfähigkeit heutiger Computer. So ist es möglich, die genaue Geometrie der Maschine mittels CAE-Software einzulesen und das entsprechende Verhalten zu simulieren. Diesbezüglich wird hauptsächlich die Finite Elemente Methode (FEM) sowie die Finite Volumen Methode (FVM) angewendet. In beiden Fällen handelt es sich um Lösungsverfahren zur Diskretisierung der nicht-linearen Differentialgleichungen, welche den entsprechenden Problemen zugrunde liegen. Es werden vielversprechende Ansätze aufgezeigt, wie eine elektrische Maschine auf verschiedene Zielkriterien hin optimiert werden kann.

1. Einleitung

Der Drang der Bundesregierung zu umweltfreundlicheren Antrieben schafft neuen Gestaltungsfreiraum in der Entwicklung eines elektrifizierten Antriebsstrangs. Aufgrund von Konkurrenz- und Kostendruck sind die Anforderungen an Hersteller und Zulieferer von Komponenten elektrischer Antriebssysteme hinsichtlich Fehlertoleranz und Zuverlässigkeit der Hard- und Softwaresysteme größer denn je.

Über numerische Simulationsverfahren, wie die Methoden der finiten Volumen, finiten Differenzen und finiten Elemente, können auf Basis einer exakten Geometrie mathematische Modelle der Strömung von Fluiden sowie thermischer und elektromagnetische Felder für unterschiedliche Betriebspunkte berechnet werden. Hierbei lassen sich elektrische Antriebe in Hinblick auf mehrere Zielgrößen wie geringe Drehmomentwelligkeit, maximale Drehmomentdichte, maximaler Wirkungsgrad, minimale Kosten, guter Wärmeübergang und minimales Gewicht auslegen und optimieren.

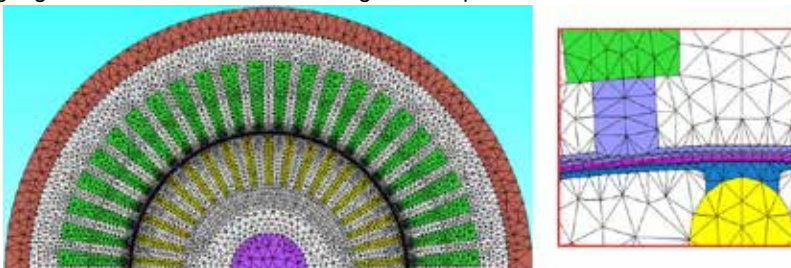


Abb. 1: Vermaschung einer Asynchronmaschine [2]

Beispielsweise erfolgt bei der Methode der finiten Elemente eine Aufteilung einer Geometrie in Teilbereiche mit endlich vielen Zellen (Vermaschung). Darauffolgend werden für jede Zelle elektromagnetische Parameter auf Basis von Differentialgleichungen berechnet, welche für die Beschreibung statischer und veränderlicher elektromagnetischer Felder relevant sind. In Abbildung 1 ist dazu die Hälfte des Querschnitts einer vermaschten Asynchronmaschine abgebildet.

Unter Einbezug nichtlinearer Materialeigenschaften wie Daten zu Permanentmagneten und Blechen sowie Simulationseinstellungen wie Strangstrom, Drehzahl, Vorkommutierungswinkel und Polpaarzahl, lassen sich über eine numerische Simulation Ergebnisse zu Parametern wie abgegebene mechanische Leistung, Drehmoment sowie verschiedenen Verlustmechanismen ermitteln. In Abbildung 2 ist als Simulationsergebnis die Verteilung der magnetischen Flussdichte bei einer Asynchronmaschine aufgezeigt.

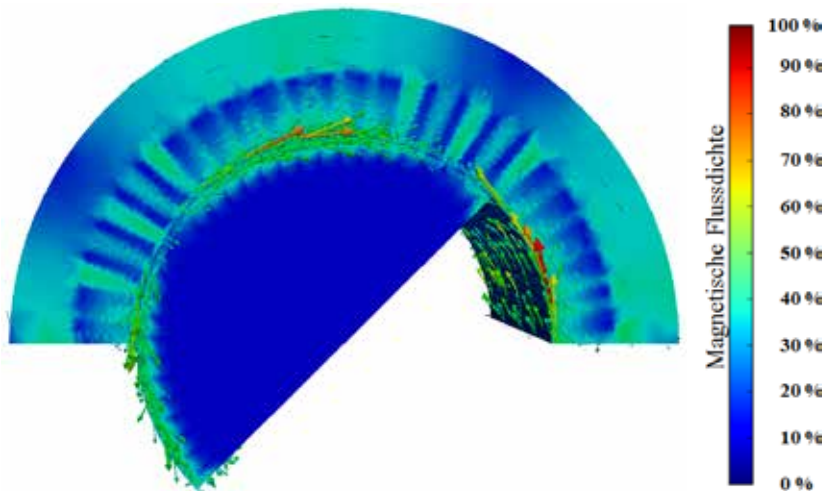


Abb. 2: Verlauf der magnetischen Flussdichte einer Asynchronmaschine [3]

Die Notwendigkeit einer stetigen Verbesserung der thermischen, elektromagnetischen und mechanischen Eigenschaften bei möglichst geringem finanziellen Aufwand erfordert eine gleichzeitige Optimierung einer Maschine nach mehreren Kriterien.

Damit können über wissensbasierte Optimierungsstrategien [4] sowie multikriterielle Optimierungsverfahren [5] mehrere Zielgrößen wie Wirkungsgrad, Magnetmasse, Drehmoment, Wärmeübergangskoeffizient und Maschinenabmessungen gleichzeitig minimiert oder maximiert werden. Innerhalb eines Zielvektors wirken zu optimierende Funktionswerte bei gleichzeitiger Optimierung in den meisten Fällen entgegengesetzt zueinander [6]. Vor diesem Hintergrund kann ein Zielvektor meistens nur über eine Kompromisslösung eindeutig berechnet werden, sodass über die Optimierung einer Zielgröße Einbußen bei Nebengrößen gemacht werden müssen.

Im hiesigen Papier ist der Fokus auf die Optimierung des Drehmoments und von relevanten thermischen Parametern gelegt.

2. Überblick: Aktuelle elektrische Maschinen für Straßenfahrzeuge

In Abhängigkeit von der Gewichtung einer der oben genannten Anforderung resultieren aus einer Auslegung charakteristische geometrische Strukturen. Heutzutage werden in den meisten elektrisch angetriebenen Straßenfahrzeugen permanenterreichte Synchronmaschinen mit im Rotor eingebetteten Magneten (IPMSM = Interior Permanent Magnet Synchronous Motor) aus dem Material NdFeB (Neodym-Eisen-Bor) eingesetzt. Charakteristisch für diese Topologie ist eine hohe Drehmomentdichte der Maschine, welche auf eine hohe Remanenzflussdichte der Permanentmagnete sowie eine magnetische Asymmetrie des Rotors (Reluktanz) zurückzuführen ist.

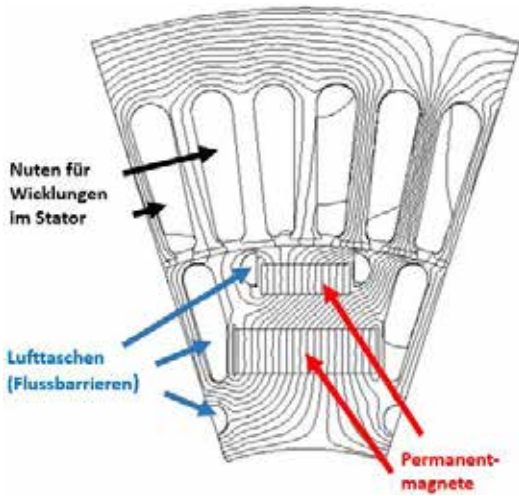


Abb. 3: VW e-Golf (IPMSM) [8]

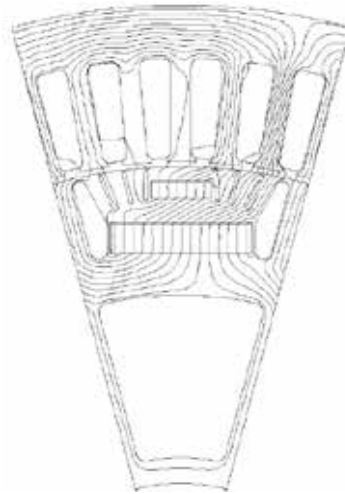


Abb. 4: BMW i3 (IPMSM) [8]

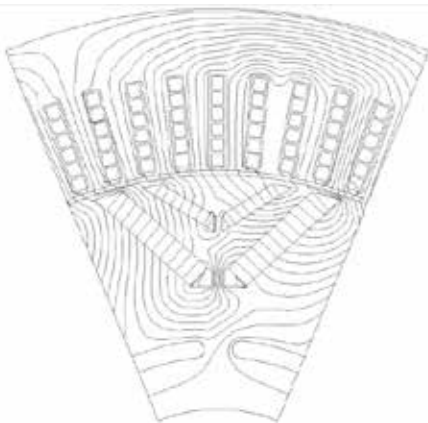


Abb. 5: Chevrolet Bolt EV (IPMSM) [8]

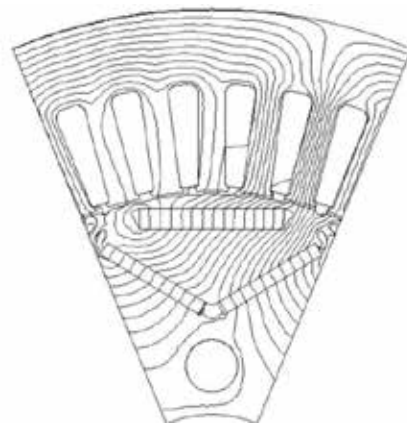


Abb. 6: Nissan Leaf (IPMSM) [8]

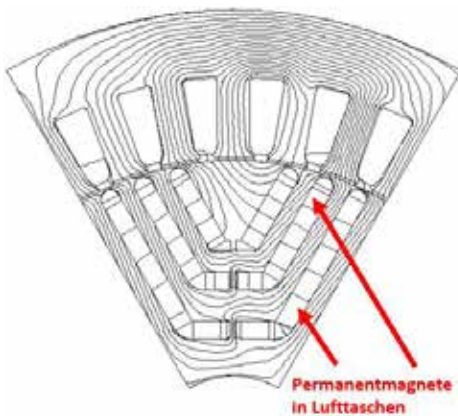


Abb. 7: MOBY (FASRM) [8]

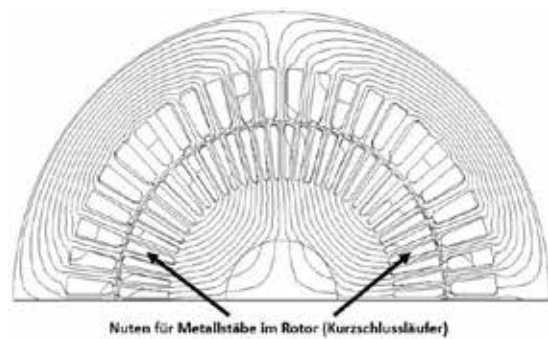


Abb. 8: Tesla Model S (IM) [8]

Bei dieser Maschinentopologie sind im Rotor, neben Permanentmagneten, Aussparungen mit Lufttaschen eingebracht, welche als Flussbarrieren dienen (Abbildung 3). Ziel ist es, über die Flussbarrieren möglichst viel Fluss in den Luftspalt zu befördern, sodass dessen Streufelder so weit wie möglich vermieden werden können. Dadurch soll einerseits die drehmomentbildende Kraft erhöht und andererseits die Drehmomentwelligkeit abgesenkt werden.

Über die Aussparungen wird eine magnetische Anisotropie innerhalb des Rotors geschaffen, sodass ein Gewinn des stellbaren Drehmoments über das zusätzlich entstehende Reluktanzmoment realisiert werden kann [7]. In diesem Fall trägt die Reluktanzkraft neben der Lorentzkraft zur drehmomentbildenden Kraft im Luftspalt bei und erhöht damit die Drehmomentdichte der Maschine. Eine Erzeugung des Drehmoments, mit kombinierten Beiträgen aus Lorentz- und Reluktanzkraft über den Einbezug von Permanentenerregung und magnetischer Asymmetrie des Rotors, wurde innerhalb der Konzepte realisiert, die in den Abbildungen 3 – 7 dargestellt sind.

Bei permanentenerregten Synchronmaschinen für Straßenfahrzeuge ist eine Polpaarzahl von 4 bis 6 üblich. Im Vergleich dazu werden Asynchronmaschinen mit weniger Polpaaren ausgelegt. Topologieübergreifend werden bei elektrischen Maschinen verteilte oder konzentrierte Wicklungen verwendet, welche in Nuten eingebracht sind.

In den Abbildungen 3 bis 6 sind Blechschnitte von permanentenerregten Synchronmaschinen mit vergrabenen (im Rotor eingebetteten) Magneten (Interior Permanent Magnet Synchronous Machine: IPMSM) der Modelle e-Golf, BMW i3, Chevrolet Bolt EV und Nissan Leaf mit Verläufen der magnetischen Flüsse dargestellt. Abgebildet ist jeweils ein Pol [8].

Die Abbildungen 7 und 8 zeigen Blechschnitte der Synchron-Reluktanzmaschine mit Permanentenerregung (Ferrite Assisted Synchronous Reluctance Machine: FASRM) eines von der EU geförderten Projektes mit dem Titel „MOBY“ und der Asynchronmaschine (Induction Machine: IM) des Modells Tesla Model S.

In Tabelle 1 sind zu den Blechschnitten aus den Abbildungen 3 bis 8 die folgenden maschinenspezifischen Eigenschaften vorgestellt: Leistung, Drehmoment, Batteriekapazität und Reichweite.

Tab. 1: Auflistung der Kenndaten vorgestellter Elektrofahrzeuge [8]

Modell	Leistung (kW)	Drehmoment (Nm)	Batteriekapazität (kWh)	Reichweite (km)
VW e-Golf	100	290	35,8	220*
BMW i3	125	250	33	183*
Chevrolet Bolt EV	150	360	60	383*
Nissan Leaf	80	254	30	172*
Tesla Model S, mit Frontantrieb	193	330	90	473*
MOBY	7,5	31,5	12	150

* Nach EPA (United States Environmental Protection Agency) - Zyklus

In Tabelle 2 sind elektrische Maschinen vorgestellt, welche mit einer Flüssigkeitskühlung am Außenmantel ausgeführt sind [9]. Hier wird der Vorteil der permanentenerregten Synchronmaschine über die Kriterien Maximales Drehmoment, Motormasse und Reichweite hervorgehoben. Die Vorteile der Asynchronmaschine sind über eine bessere Drehmomentwelligkeit sowie geringere Ummagnetisierungsverluste und Kosten ausgewiesen.

Der heutige Trend liegt beim Einsatz von permanentenerregten Synchronmaschinen in Straßenfahrzeugen, welche eine hohe Drehmomentdichte sowie einen hohen Wirkungsgrad innerhalb von Ankerstell- und Feldschwähebereich aufweisen. Allerdings verschlechtert die das Feld der Permanentmagnete abschwächende d-Komponente des Strangstroms im Fall der permanentenerregten Synchronmaschine den Wirkungsgrad im Feldschwähebereich. Dagegen erfolgt die Feldschwächung in den Fällen der

Asynchron- und geschalteten Reluktanzmaschinen über eine Absenkung des Strangstroms mit der damit verbundenen Abschwächung des magnetischen Flusses am Rotor. Dies hat bei hohen Drehzahlen im Feldschwächebetrieb einen positiven Einfluss auf den Wirkungsgrad der Fahrmaschine. Darüber hinaus wird bei der permanenterregten Synchronmaschine über die magnetische Erregung des Permanentmagneten bei drehendem Rotor in der Wicklung eine Spannung induziert, was im Fehlerfall, wie beispielsweise bei Windungsschlüssen, zu Fehlerströmen führen kann. Des Weiteren wird während der Traktion eines Fahrzeugs bei abgeschalteter permanenterregter Synchronmaschine und offener Statorwicklung im Falle eines rotierenden Rotors ein Bremsmoment gestellt. Das Bremsmoment ist auf Eisenverluste (Hysterese- und Wirbelstromverluste) im Statorblech zurückzuführen [9].

Im Vergleich dazu können klassische Asynchron- und geschaltete Synchron-Reluktanzmaschinen ohne die Erzeugung eines Bremsmoments bei rotierendem Rotor mitgeschleppt werden [9]. Dies trifft zu, wenn im Rotor keine magnetische Permanenterregung existiert.

Tab. 2: Vergleich: Asynchron-, permanenterregter Synchron- und geschalteter Reluktanzmotor [9]

		Asynchron- motor	Permanenterreg- ter Synchronmotor	Geschalteter Reluktanz- motor
Leistung	kW	25	25	25
Maximales Drehmoment	Nm	130	150	130
Maximale Drehzahl	min ⁻¹	13.500	11.500	13.500
Motormasse	kg	59	55	65
Ständerdurchmesser	mm	235	235	235
Ständerlänge	mm	125	125	125
Luftspaltbreite	mm	0,5	1	0,4
Reichweite für Hybridan- triebe (ECE-Norm)		100 %	105 %	102,5 %
Maximaler Wechselrichter- strom	A	400	600	400
Drehmomentwelligkeit		2,5 %	3 %	10 bis 15 %
Elektromagnetische Gerä- usche		Gering, abhän- gig von Nutzahl	Gering, anhängig von Polkanten	Hoch, insbe- sondere bei hoher Dreh- zahl
Erforderliche spezifische Ummagnetisierungsver- luste im Statorblechpaket	W/kg, 50 Hz, 1,5 T	3,2 – 5,3 bei Standardmate- rial	3,2 – 5,3 bei höherwertig- em Material	2,0 bei hochwer- tigem Mate- rial
Systemkosten bei 10.000 Antrieben pro Jahr		100 %	120 %	108 %

3. Drehmomentoptimierung

Neben Kosten- und Energieeinsparungspotentialen ist bei einer elektrischen Maschine in Hinblick auf Leistung und Einsatzzweck auch die Drehmomentwelligkeit von Bedeutung. Ein nicht ideal glatter, sondern schwingender Drehmomentverlauf repräsentiert die am Rotor angreifende und drehmomentbildende Kraft, deren Absolutwert in Abhängigkeit von der Rotorlage oder der Zeit nicht konstant ist [10], siehe Abbildung 16. Der nicht konstante, sondern schwingende Verlauf des Drehmoments ist eine Folge

der Einwirkung von parasitären Kräften, deren Vektoren in radiale und tangential Richtungen von Stator und Rotor gerichtet sind. Demzufolge ist bei der technischen Auslegung eines Antriebs Wert zu legen auf hör- und spürbare Schwingungen, welche zu akustischer Rauigkeit und Vibrationen führen. Die Schwingungen werden über den Antriebsstrang ins Fahrzeuginnere übertragen, was zu einem unangenehmen Fahrempfinden und einer abnehmenden Lebensdauer von elektronischen Komponenten wie Verbindungen durch Bonddrähte führen kann.

Die Überlagerung des konstanten Drehmomentverlaufs durch parasitäre harmonische Wellen ist unumgebar. Einerseits kann die Drehmomentwelligkeit während der Auslegung des leistungselektronischen Systems, der elektrischen Maschine und der mechanischen Antriebskomponenten beeinflusst werden. Andererseits können über regelungstechnische Maßnahmen störende Momentenbeiträge während des Maschinenbetriebs abgesenkt werden. Letzteres erfolgt beispielsweise über den Einsatz eines Drehmomentreglers, welcher der Stromregelung überlagert ist [11]. Mit Blick auf den elektrischen Antrieb, kann die Einkopplung von parasitären Schwingungen auf mechanische, elektrische sowie magnetische Ursachen zurückgeführt werden. Parasitäre mechanische Einflüsse können unter anderem eine Folge von Exzentrizität des Rotors durch Toleranzen sein oder durch Reibung und Verspannungen in Lagern, Führungen sowie Wellenverbindungen [12] herbeigeführt werden. Elektrische Einflüsse lassen sich seitens der Leistungselektronik auf Schaltzustände während der Pulsweitenmodulation des Wechselrichters zurückführen, was sich in einer nicht idealen Stromkurvenform äußert. Die elektrischen und magnetischen Einflüsse seitens der E-Maschine werden im Kapitel 3.1 diskutiert.

Des Weiteren werden im Kapitel 3.2 maschinenspezifische (PMSM, FASRM, IM) Maßnahmen zur Drehmomentoptimierung über die Beeinflussung der Geometrie von Rotor und Stator diskutiert, darunter:

Maßnahmen im Rotor

- Aussparungen (Flussbarrieren)
- Variation der Magnetanordnung
- Schrägung

Maßnahmen im Stator

- Werkstoffstreuung (Flussbarrieren)
- Änderung der Zahnkopfgeometrie
- Polumschaltung

3.1 Drehmomentwelligkeit bei elektrischen Maschinen

Die Drehmomentwelligkeit hervorrufenden Kräfte entstehen aufgrund von harmonischen Wellen, welche die drehmomentbildenden Tangential- und Radialkomponenten der magnetischen Flussdichte im Luftspaltfeld zwischen Rotor und Stator überlagern [13]. Als Folge dessen ist das Drehmoment von harmonischen Schwingungen überlagert und keine ausschließlich konstante Größe. Nach einer Fourier-Analyse hat ein Drehmomentspektrum ohne parasitäre Einflüsse ausschließlich ein Drehmoment mit der Ordnungszahl 0. Davon abweichend haben parasitäre Einflüsse höhere Ordnungszahlen, siehe Abbildung 38 b). Die Einkopplung der parasitären harmonischen Wellen wird einerseits als Folge von Unterschieden des magnetischen Widerstandes zwischen Rotor und Stator in Abhängigkeit der Rotorlage hervorgerufen. Andererseits sind parasitäre harmonische Schwingungen auf Wicklungsauslegung, magnetische Erregung des Rotorfeldes und Art der Stromeinspeisung zurückzuführen [12].

Über die Analyse von Form und Verlauf des magnetischen Luftspaltfeldes zwischen Stator und Rotor, lassen sich Betrachtungen zur betriebspunktabhängigen Performance einer elektrischen Maschine vollziehen. Die Betrachtungen sind unabdingbar, da Drehzahlstellung und Drehmomentbildung aus der Wechselwirkung zwischen magnetischen Feldern von Stator und Rotor resultieren [10]. Anhand des Luftspaltfeldes können Größen wie drehmomentbildende Kraft, Laufruhe, Drehmomentwelligkeit, Geräusche und Vibrationen bewertet werden.

Mit numerischen Simulationen von Betriebspunkten kann das Luftspaltfeld und basierend darauf der Verlauf des Drehmoments in Abhängigkeit von Rotorwinkel und Zeit ermittelt werden. Die maschinenspezifischen Formalismen für die Ermittlung des Drehmoments in Abhängigkeit von Größen wie Strangstrom, magnetische Erregung, Polpaarzahl und Induktivitäten sind in Quelle [10] dargelegt. Über

eine Optimierung einer Maschine auf Drehmomentwelligkeit können, durch unerwünschte Schwingungen, herbeigeführte Effekte wie Vibrationen, Geräusche und Wirkungsgradeinbußen abgesenkt sowie negative Einflüsse auf Regelkreise vermindert werden.

Für eine geringe Drehmomentwelligkeit ist unter anderem Wert zu legen auf Phasenzahl, Wicklungsfaktor, Polbedeckungsfaktor, Lochzahl, Wicklungsart und einen symmetrischen Aufbau der mechanischen und elektrischen Komponenten der Maschine.

a) Drehmomentwelligkeit im Leerlauf (Rastmoment)

Innerhalb einer permanenterregten Synchronmaschine bedingt der magnetische Einfluss im Leerlauf (nicht bestromte Statorstränge) das Rastmoment. Am Beispiel einer PMSM mit Oberflächenmagneten wird am Rotor ein Drehmoment erzeugt, bis der magnetische Fluss der Permanentmagnete den geringsten magnetischen Widerstand durch den Stator erfährt. Hierbei wird eine Vorzugsstellung der Rotormagnete über einer möglichst großen Überdeckung von Statorzahnköpfen pro Pol erzwungen. In den Abbildungen 9 und 10 ist der Effekt an einer permanenterregten Synchronmaschine mit Magneten an der Rotoroberfläche illustriert.

Aufgrund von Unterschieden des magnetischen Widerstandes zwischen Zahnkopf und Nut entsteht bei nicht symmetrischer Ausrichtung zwischen Rotormagnet und Zahnköpfen die Tangentialkraft F_T (Abbildung 9). Die Tangentialkraft führt das Rastmoment M_{Rast} herbei (Abbildung 9), bis eine symmetrische Ausrichtung des Rotors unterhalb der Zahnköpfe und damit der Zustand des geringsten magnetischen Widerstandes aus Abbildung 10 erreicht ist.

Bei nicht stromloser Wicklung wird das Drehmoment unter Last vom Rastmoment überlagert, was die stromabhängige Drehmomentwelligkeit, welche in den Unterpunkten 3.1 b) und c) vorgestellt ist, verstärkt [10].

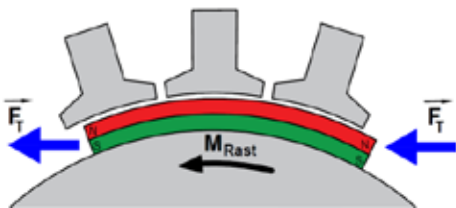


Abb. 9: Bewegung des Rotors in Vorzugsstellung [10]

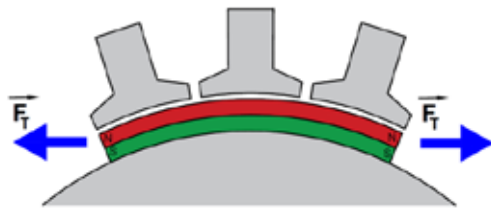


Abb. 10: Vorzugsstellung des Rotors [10]

b) Drehmomentwelligkeit bei magnetischer Anisotropie im Rotorblech

Im Fall einer Anisotropie des magnetischen Widerstandes im Rotorblech, wird im bestromten Fall eine Rotorbewegung während des Flussverlaufs der verketteten magnetischen Flussdichte aufgrund des Reluktanzmoments forciert. Die Bereitstellung des Reluktanzmoments ist in den Maschinen der Abbildungen 3 – 7 zur Stellung des Nutmoments beabsichtigt. Auch hier bewegt sich der Rotor in eine Vorzugsstellung, in welcher der verkettete Fluss dem geringsten magnetischen Widerstand im Blech entgegensteht. Allerdings schwingt das Reluktanzmoment aufgrund der ständigen Änderung des magnetischen Widerstandes in Abhängigkeit des Rotorwinkels, was sich in einem schwingenden Drehmomentverlauf widerspiegelt und zur Erhöhung der Drehmomentwelligkeit beiträgt [10]. Da das Reluktanzmoment über die Einprägung der d-Stromkomponente ermöglicht wird [7], hat die Drehmomentwelligkeit in diesem Fall neben dem magnetischen Einfluss der Rotorgeometrie auch eine elektrische Ursache.

c) Drehmomentwelligkeit bei idealer sowie nicht idealer Stromkurvenform

Die Drehmomentwelligkeit wird auch durch Oberwellen im Magnetfeld herbeigeführt, welches über Statorströme bereitgestellt wird. Hierbei handelt es sich um Pulsationsmomente. Diese entstehen bei Last im Falle einer idealen sowie nicht idealen Stromkurvenform [10].

Bei einer *idealen, rein sinusförmigen* Stromkurvenform ohne Stromrippel ist der Verlauf der Durchflutung entlang der Wicklungsstränge nicht ideal sinusförmig, sondern treppenförmig (Abbildung 11). Dies bedingt einen treppenförmigen Verlauf der magnetischen Flussdichte im Luftspalt, was sich in Oberwellen im Drehmomentverlauf äußert. Die Treppenform der Durchflutung ist für Wicklungen charakteristisch, welche in Nuten eingebracht sind [10].

Eine *nicht ideale* Stromkurvenform (reale Maschine) weist aufgrund der Umrichtertaktung einen Verzerrungsanteil auf und ist von Stromrippeln überlagert. Aufgrund dessen verfügt diese im Vergleich zur idealen Stromkurvenform über einen hohen Anteil an Oberschwingungen [10]. Der Formfaktor der Durchflutung bei einer nicht idealen Stromkurvenform repräsentiert einen ebenfalls treppenförmigen Verlauf der davon bereitgestellten magnetischen Flussdichte, welche ebenfalls Oberwellen führt [10]. Dazu ist am Beispiel des Tesla Model S der Verlauf der magnetischen Flussdichte in Abhängigkeit einer elektrischen Periode in Abbildung 12 dargestellt.

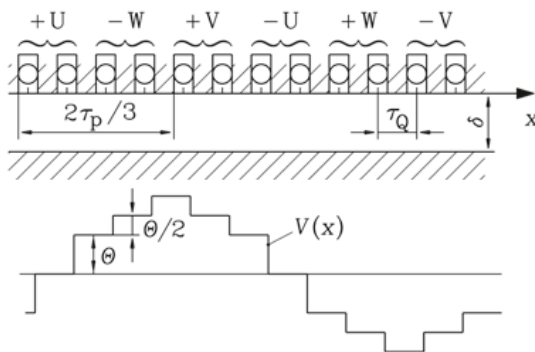


Abb. 11: Durchflutung Θ bei drei Phasen [10]

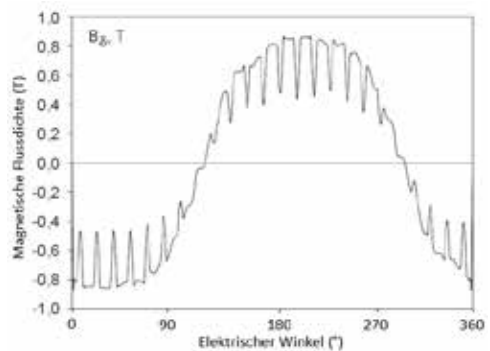


Abb. 12: Magnetische Flussdichte: Tesla Model S [8]

Ein vom Rotor bereitgestelltes, rotierendes Drehfeld induziert in den Statorsträngen ebenfalls eine Spannung, welche Oberschwingungen neben der Grundwellenschwingung enthält. Die resultierende magnetische Flussdichte im Luftspalt führt damit auch aufgrund des parasitär beeinflussten magnetischen Rotorfeldes Oberwellen. Die Oberwellen tragen zur Erhöhung der Drehmomentwelligkeit bei, da diese die parasitären Einflüsse von Stator durchflutung und Rastmoment überlagern [10].

3.2 Optimierung einer permanenterrregten Synchronmaschine

3.2.1 Flussbarrieren

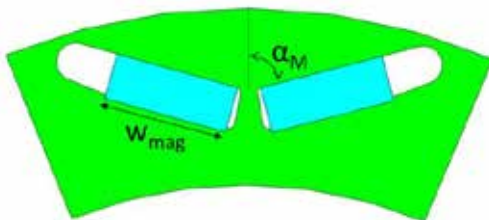


Abb. 13: Abmessungen von V-Magneten [14]

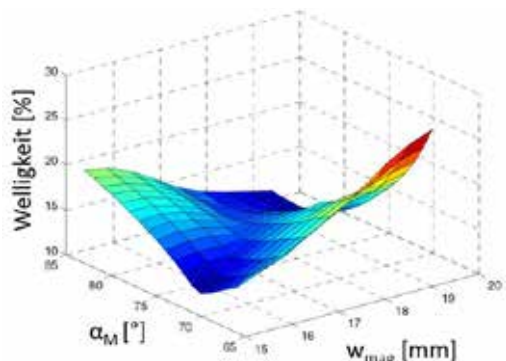


Abb. 14: Drehmomentwelligkeit in Abhängigkeit von α_m und w_{mag} [14]

Über den Einsatz unsymmetrischer Flussbarrieren am Rotor, lässt sich die Drehmomentwelligkeit (zeitlich nicht konstanter Drehmomentverlauf) einer elektrischen Maschine absenken.

In Abbildung 13 ist eine Struktur aus V- Magneten in einem Rotor dargestellt. Auf Basis dieser wurde nach einer finiten Elemente Simulation aufgezeigt, welche Drehmomentwelligkeit bei einer Variation der Magnetbreite w_{mag} und deren geometrischen Anordnung im Winkel α_M erreicht wird (Abbildung 14) [14]. Ein Optimum liegt in Anlehnung an Abbildung 14 bei einer Magnetbreite von $w_{mag} = 15 \text{ mm}$ und einem Winkel von etwa $\alpha_M = 70^\circ$.

Auch die Abbildung 15 zeigt exemplarisch den Rotor einer PMSM mit eingebetteten Magneten in V-Form. Hierbei erfolgt eine Optimierung des Rotors auf Drehmomentwelligkeit über die Einfügung von kreisförmigen Lufttaschen außerhalb der Magnetaschen in das Blech (rot).

Die Abbildung 16 verdeutlicht bei gleichem Betriebspunkt eine deutliche Abnahme der Drehmomentwelligkeit über die Integration von kreisförmigen Lufttaschen, welche als Flussbarrieren dienen [15].

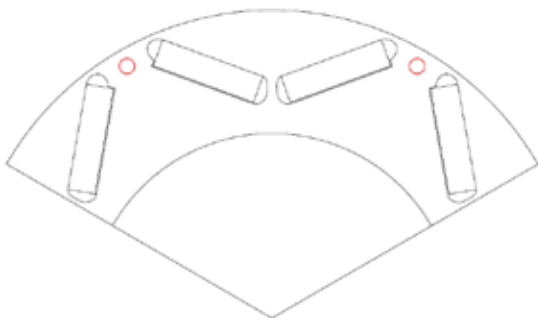


Abb. 15: Blechschnitt des Rotors einer IPMSM [15]

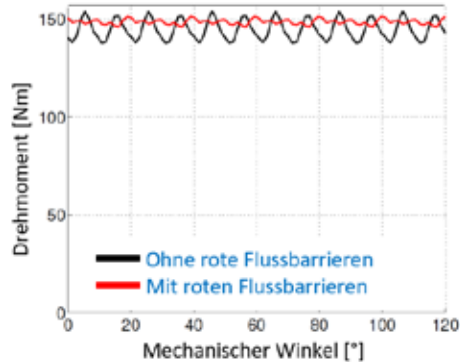


Abb. 16: Drehmomentwelligkeit mit und ohne rote Flussbarrieren [15]

Zusammengefasst verbessert die Anordnung von Flussbarrieren im Rotor die Drehmomentwelligkeit. Die Abmessungen und Lage von Barrieren und Magneten sind von entscheidender Bedeutung.

3.2.2 Rotoren mit Schrägung

Im Folgenden sind Maßnahmen zur Verringerung von Oberschwingungen durch Schrägung des Rotors vorgestellt. Auch hier ist das Hauptaugenmerk auf die Absenkung der Drehmomentwelligkeit in Abhängigkeit von der Rotorlage gelegt. Allerdings findet durch Schrägung neben der Glättung des Drehmoments eine Abnahme der Flussverkettung statt, was die Grenzkennlinien von Drehmoment und Leistung geringfügig absenkt. Darüber hinaus entstehen axial wirkende Kräfte in Stator und Rotor [2], welche sich negativ auf die Maschinendynamik auswirken können.

Bei der Schrägung von Rotoren werden Rotorsegmente mit Magneten zusammen in tangentialer Richtung, um die Rotorwelle versetzt, zueinander angeordnet. Entscheidend sind hierbei Schrägungswinkel (Versetzungswinkel zwischen den Rotorsegmenten) sowie Zahl der zueinander versetzten Segmente [10], [16]. Empfohlen ist ein Schrägungswinkel, welcher einer Stator-Nutteilung entspricht. Dies ist ein Winkel zwischen den Mittelpunkten zweier Nuten im Stator, wobei der Winkelscheitel auf den Mittelpunkt der Rotorwelle gelegt ist.

Folgend ist eine Untersuchung zu einer permanentenregten Synchronmaschine mit Oberflächenmagneten vorgestellt. Die Untersuchung vergleicht die Auswirkungen unterschiedlicher Schrägungstopologien für einen Rotor mit Oberflächenmagneten auf die Verläufe der magnetischen Flussdichte, des Drehmomentverlaufs und der in Statorwicklungen induzierten Spannung. Dazu erfolgte mit Einbezug der FEM-

Software JMAG-Designer ein Vergleich unterschiedlicher Schrägungsarten. Hierbei wurde die konventionelle Schrägung von Permanentmagneten mit Ausführungen in V- und X-Form verglichen (Abbildung 17). Die Rotorsegmente sind um den Winkel einer Nutteilung zueinander geschrägt [17].

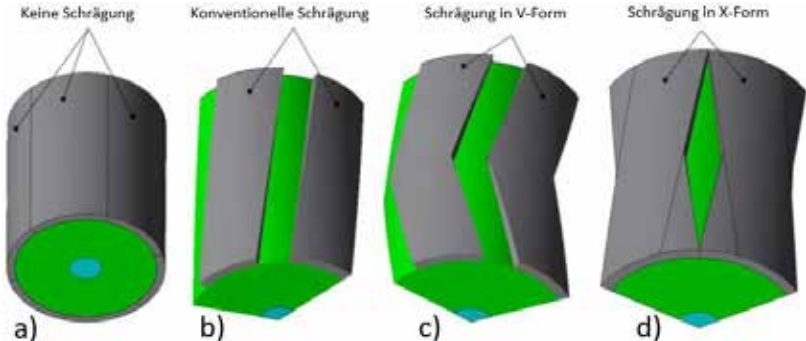


Abb. 17: Gegenüberstellung verschiedener Schrägungstopologien [17]

In Abbildung 18 sind Verläufe der magnetischen Flussdichte im Leerlauf gezeigt. Hier wird deutlich, dass Feldüberhöhungen im Jochbereich der ungeschrägten Maschine im Vergleich zu den geschrägten Ausführungen deutlich ausgeprägter sind. Dies resultiert in höheren Eisenverlusten im Bereich des Jochs, da Hysterese- und Wirbelstromverluste mit dem Quadrat der magnetischen Flussdichte zunehmen [10].

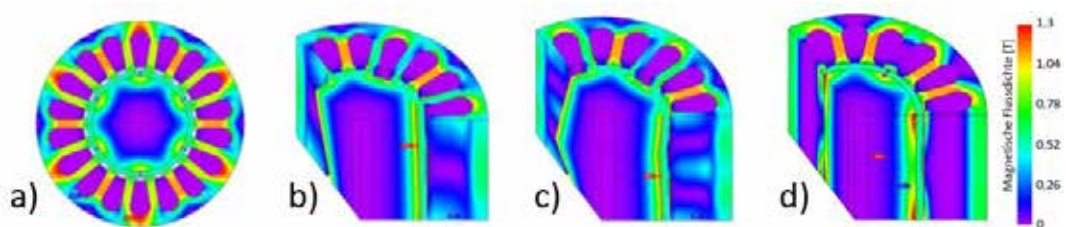


Abb. 18: Verlauf der magnetischen Flussdichte bei unterschiedlichen Schrägungstopologien [17]

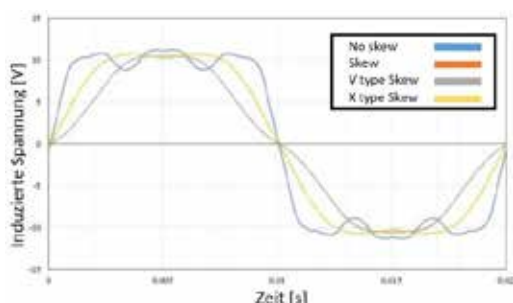


Abb. 19: Induzierte Spannung [17]

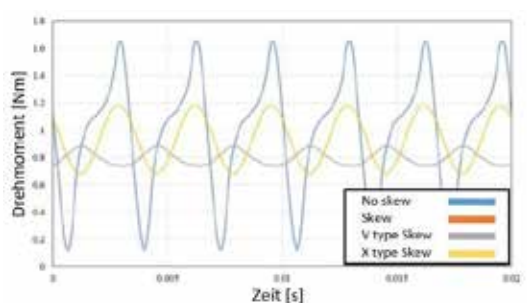


Abb. 20: Drehmomentwelligkeit [17]

In den Abbildungen 19 und 20 sind Verläufe für die induzierte Spannung im Leerlauf und das gestellte Drehmoment unter Last ($I_{eff} = 5,2 \text{ A}$, $n = 1000 \text{ Umdr./Min.}$) in Abhängigkeit von der Zeit dargestellt. Aus den Grafiken geht hervor, dass sich die Schrägungsmaßnahmen im Vergleich zum ungeschrägten Rotor aus Abbildung 17 positiv auswirken. Dies äußert sich in Anlehnung an die Verläufe in einem gerin-

geren Gehalt an Oberschwingen und Verzerrungen. Die Verläufe, welche die Maßnahmen der konventionellen Schrägung (Skew) und Schrägung in V-Form (V-type Skew) wiedergeben, liegen in den Abbildungen 19 und 20 übereinander. Diese weisen im Vergleich zur Schrägung in X-Form (X-type Skew) und zum ungeschrägten Fall (No skew) nach Abbildung 20 eine geringere Schwingungsamplitude und damit eine geringere Drehmomentwelligkeit auf [17].b) Geschrägter Rotor mit radial eingebrachten Magneten

Die Abbildung 21 zeigt einen Rotor mit radial eingebrachten Magneten ohne Schrägung. Die Abbildung 22 zeigt den Rotor aus Abbildung 21 mit zueinander versetzten Segmenten (Schrägung). Die Segmente, bestehend aus Blechschnitten und Magneten, sind in Winkelschritten von 2.8° bei gleichbleibendem axialen Mittelpunkt gegeneinander verdreht. Die Versetzung hat tangential und ohne Änderung der Drehrichtung stattgefunden. In Abbildung 23 sind Simulationsergebnisse für den Drehmomentverlauf bei Last nach einer Spektralanalyse (Fourier-Transformation) dargestellt. Als Simulationssoftware kam hier ebenfalls das Programm JMAG-Designer zum Einsatz [16].

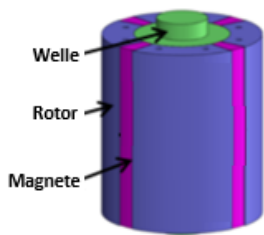


Abb. 21:
Nicht geschrägter Rotor [16]

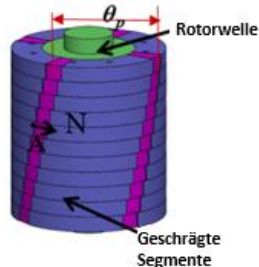


Abb. 22:
Geschrägter Rotor [16]

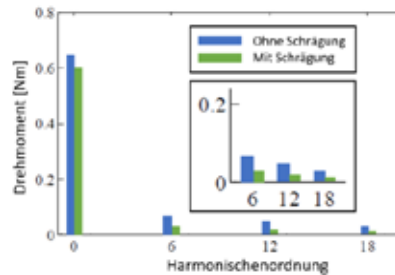


Abb. 23: Spektralanalyse: Mit Schrägung und ohne Schrägung [16]

Die Grundschiwingung des Drehmoments hat die Ordnungszahl 0 und ist demzufolge eine konstante Größe. Grundschiwingungen einer höheren Ordnung als 0 beeinflussen die Drehmomentwelligkeit negativ. Nach Abbildung 23 sind die parasitären Moden der Ordnungen 6, 12 und 18 für das Modell mit Schrägung im Vergleich zum nicht geschrägten Modell abgesenkt, was in der Abnahme von Drehmomentwelligkeit resultiert. Gleichzeitig wird das Nutzmoment (Ordnungszahl 0) durch die Schrägung geringfügig abgesenkt [16].

Zusammengefasst wirkt sich Schrägung positiv auf Drehmomentwelligkeit und Flussdichteverteilung aus. Die Maßnahme führt darüber hinaus zur Entstehung von axial wirkenden Kräften und einer leichten Absenkung der Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie.

3.2.3 Werkstoffstreuung im Stator

In Abbildung 24 ist eine 14-polige permanenterrregte Synchronmaschine mit Oberflächenmagneten dargestellt. Die Abbildung 25 zeigt die gleiche Maschine, bei der als Optimierungsmaßnahme magnetische Flussbarrieren (Flux barriers) im Zahn- und Jochbereich mittig angeordnet wurden. Die Werkstoffstreuung beeinflusst den Feldlinienverlauf des magnetischen Flusses in Stator- und Rotorregion, dämmt parasitäre harmonische Moden ein und wirkt sich positiv auf Wirkungsgrad sowie Leistungsdichte der Maschine aus [18].

Die Abbildungen 26 und 27 zeigen Verläufe der magnetischen Feldlinien als Ergebnis einer FEM-Simulation mit und ohne Optimierungsmaßnahme, zur Übersichtlichkeit bei Bestromung von nur einer Phase. Die Maschine ohne Flussbarrieren im Stator weist nach Abbildung 26 eine hohe Feldliniendichte im Bereich von zwei Zahnköpfen und darüber hinaus im Joch auf. Dagegen sind in Abbildung 27 bei der

optimierten Maschine ausschließlich vier zueinander gegenüberliegende Nuten von einer hohen Konzentration des magnetischen Flusses umgeben.



Abb. 24: Ohne Werkstoffstreuung, [18]

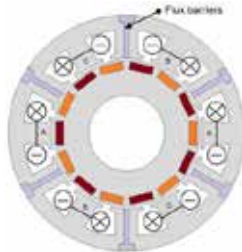


Abb. 25: Mit Werkstoffstreuung, [18]



Abb. 26: Ohne Werkstoffstreuung, [18]

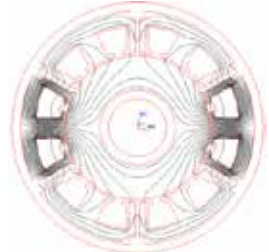


Abb. 27: Mit Werkstoffstreuung, [18]

Für die Untersuchung von Drehmoment und Verlusten wurde eine FEM-Simulation mit konzentrierten Wicklungen im Stator vollzogen. Die Simulation erfolgte bei dreiphasiger Bestromung mit einem Strangstrom von $I = 70$ A und einer Drehzahl von $n = 1200$ Umdrehungen/Minute. Die Ergebnisse der FEM-Simulation mit (rot) und ohne (blau) Werkstoffstreuung sind in den Abbildungen 28 a) und 28 b) gegenübergestellt.

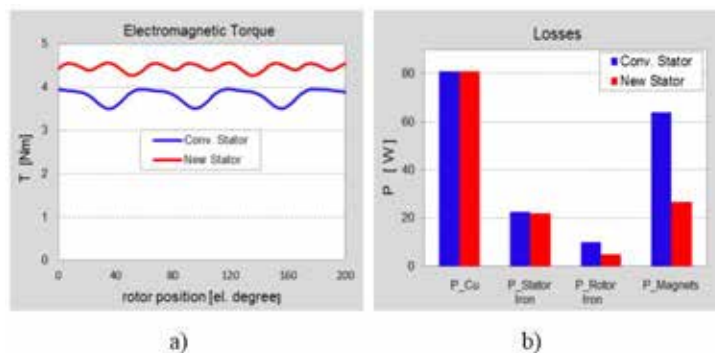


Abb. 28: Gegenüberstellung von Drehmomentwelligkeit a) und Verlusten b) [18]

Die Maschine mit Werkstoffstreuung im Stator weist nach Abbildung 28 a) eine Zunahme des stellbaren Drehmoments um 16 % auf. Darüber hinaus hat die Drehmomentwelligkeit in der Amplitude abgenommen [18]. Folglich bietet sich über die Optimierungsmaßnahme Einsparpotential für die Magnetmasse im Rotor an. In Abbildung 28 b) ist eine Aufteilung der Kupfer-, Eisen- und Magnetverluste dargestellt. Die Gegenüberstellung zeigt im Falle des optimierten Modells eine deutliche Abnahme von Eisenverlusten im Rotor von etwa 50 % und Magnetverlusten von ungefähr 60 % [18].

Zusammengefasst erhöht die Werkstoffstreuung Drehmomentdichte und Wirkungsgrad bei gleichzeitiger Absenkung der Drehmomentwelligkeit über die Änderung des Flussverlaufs im Blech. Seitens der Fertigung sollte die Werkstoffstreuung symmetrisch mit möglichst wenig Toleranz realisiert werden. Toleranzen können hierbei zu Schwachstellen aufgrund einer unsymmetrischen Verteilung der magnetischen Flussdichte führen, was die Ergebnisse der Optimierung negativ beeinflussen kann.

3.3 Optimierung einer Asynchronmaschine

Über den Einsatz mehrerer und voneinander getrennter Wicklungslagen im Stator einer Asynchronmaschine, lassen sich im Betrieb Polumschaltungen realisieren. Hier wird ein Polpaar der Asynchronmaschine über die Zuschaltung von einer dafür vorgesehenen Wicklungslage festgelegt, welche über eine

separate Brückenschaltung bestromt wird. In Abbildung 29 ist gezeigt, dass Betriebspunkte als Kombinationen aus Drehzahl und Drehmoment aufgrund einer Umschaltung der Polpaarzahl im Optimum betrieben werden können [19]. Dort sind Bereiche des optimalen Wirkungsgrades unterhalb der Drehzahl-Drehmoment-Grenzkennlinie für die Polpaarzahlen $p = 1$ und $p = 2$ dargestellt. Die Abbildung 29 b) zeigt Flussverläufe für die Polpaarzahlen $p = 1$ und $p = 2$ sowie für eine Kombination aus beiden.

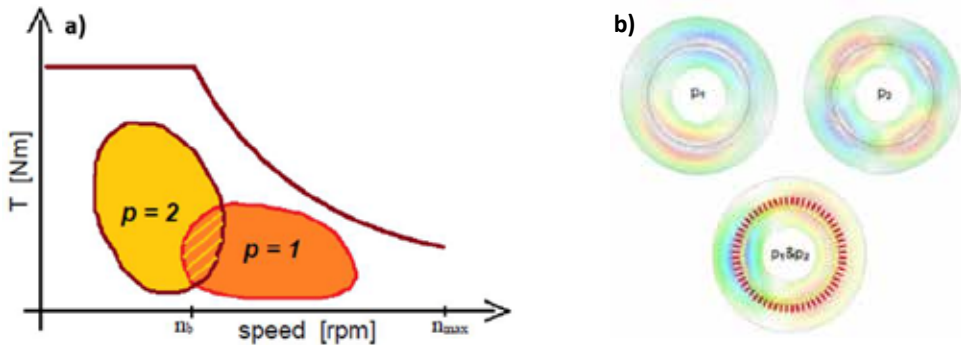


Abb. 29 a) Bereiche höchster Effizienz für die Polpaarzahlen $p = 1$ und $p = 2$ [19]
b) Verlauf des magnetischen Flusses bei verschiedenen Polpaarzahlen [20]

Die folgende Diskussion beschränkt sich auf die Betrachtung der Umschaltung zwischen den Polpaaren $p = 1$ und $p = 2$ und lehnt an die Abbildungen 29 a) und b) an.

In den Abbildungen 30 und 31 sind Grenzkennlinien für Drehmoment und Antriebsleistung in Abhängigkeit von der Drehzahl während des motorischen Betriebs einer Asynchronmaschine für die Polpaarzahlen $p = 1$ und $p = 2$ dargestellt.

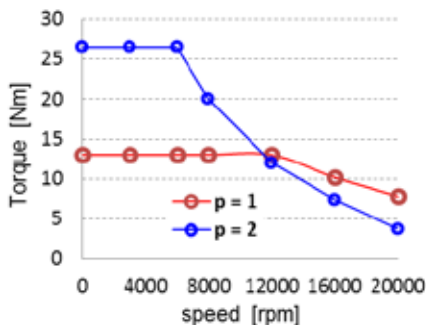


Abbildung 30: Drehzahl-Drehmoment-Kennlinie [19]

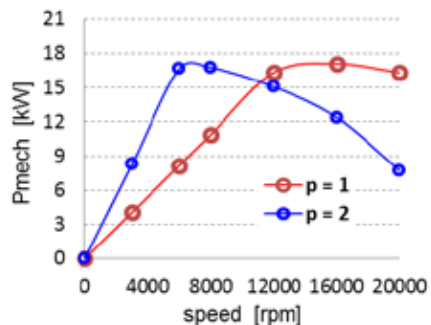


Abbildung 31: Antriebsleistung-Drehzahl-Kennlinie [19]

Im Vergleich zu einer Asynchronmaschine mit einer nicht veränderbaren Polpaarzahl, lassen sich über Änderungen der Polpaarzahl mehr Betriebspunkte als Kombinationen aus Zugkraft (Drehmoment) und Geschwindigkeit (Drehzahl) anfahren. Darüber lässt sich die maximale Antriebsleistung bei geringen sowie hohen Drehzahlen abrufen, siehe Abbildung 31.

a) Hohes Drehmoment und geringe Drehzahl (Ankerstellbereich).

In den Abbildungen 32 und 33 ist bei gleichem Betriebspunkt die Verteilung der magnetischen Flussdichte in Stator- und Rotorblech bei geringer Drehzahl und hohem Drehmoment für eine zwei- sowie vierpolige Maschine illustriert. Die Abbildung 32 zeigt im Blech der Maschine mit der Polpaarzahl $p = 1$ geringe lokale Überhöhungen der magnetischen Flussdichte an Nutkammern und Luftspalt sowie lokalen Flächen geringer magnetischer Flussdichte in Stator- und Rotorblech.

Dagegen weist die Maschine mit der Polpaarzahl $p = 2$ im Blech überwiegend eine höhere Dichte der magnetischen Feldlinien auf. Basierend darauf ist die Maschine aus Abbildung 33 in der Lage, ein hohes Drehmoment zu stellen, während die Maschine aus Abbildung 32 mit nur einem Polpaar eine vergleichbare drehmomentbildende Kraft nicht aufbringen kann. Folglich kann die vierpolige Maschine im Vergleich zur zweipoligen Variante nach Abbildung 30 ein etwa doppelt so hohes maximales Drehmoment bei geringen Drehzahlen im Ankerstellbereich stellen. Darüber hinaus entstehen bei der vierpoligen Maschine (Abbildung 33) im Vergleich zur zweipoligen Ausführung (Abbildung 32) starke Überhöhungen der magnetischen Flussdichte im Bereich der Statorzähne.

Da mit zunehmender Amplitude der magnetischen Flussdichte, die Eisenverluste in geblechten Eisenkernen steigen [10], ist bei der vierpoligen Maschine im Vergleich zur zweipoligen neben einem potentiell höher stellbaren Drehmoment mit einer relativen Zunahme der Eisenverluste in den Statorzähnen zu rechnen.

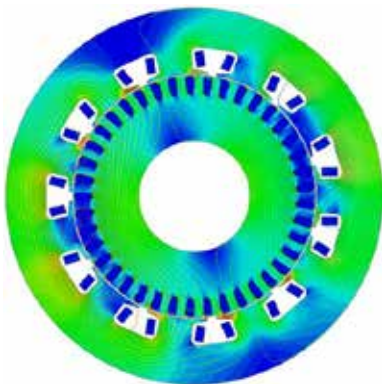


Abb. 32: Feldverteilung im Blech bei $p = 1$ [19]

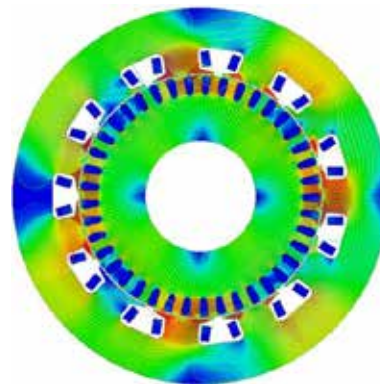
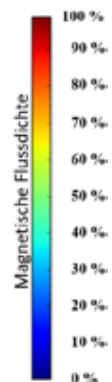


Abb. 33: Feldverteilung im Blech bei $p = 2$ [19]



Des Weiteren weist die Umschaltung der Polpaarzahl von $p = 1$ zu $p = 2$ eine vergleichsweise geringe Einschwingzeit des zu stellenden Drehmoments sowie ein schwächeres Überschwingverhalten nach Abbildung 34 bei gleichem Strangstrom auf. Dies hat eine höhere Stabilität des eingeschwingenen Zustands zur Folge, was an der Drehmomentwelligkeit zu erkennen ist.

b) Geringes Drehmoment und hohe Drehzahl (Feldschwächebetrieb)

Für geringe Drehmomente und hohe Drehzahlen erwirkt die Polpaarzahl $p = 1$ im Vergleich zu $p = 2$ eine Abnahme von Eisenverlusten. Hier werden Skin- und Proximity-Effekt abgeschwächt, sodass eine Absenkung von Wirbelstromverlusten erfolgt. Die Abbildung 35 zeigt das Drehmoment in Abhängigkeit von Strom und Schlupf für die Polpaare $p = 1$ und $p = 2$ bei einer Drehzahl von $n = 20.000$ Umdrehungen/Minute. Beide Verläufe sind bei identischer Zwischenkreisspannung aufgenommen worden. Hier wird deutlich, dass hochpolig ausgelegte Asynchronmaschinen im Vergleich zu Ausführungen mit weniger Polen bei hohen Drehzahlen weniger Drehmoment stellen können, wenn die Zwischenkreisspannung nicht erhöht wird.

Des Weiteren führt die Umschaltung zu kleineren Polpaarzahlen im Feldschwächebetrieb zur Abnahme von Eisenverlusten sowie Wirbelstromverlusten in Drehstromwicklungen. Dies geschieht aufgrund der Absenkung der Frequenz des speisenden Dreiphasensystems bei gleichbleibender Rotordrehzahl.

Zusammengefasst kann eine Asynchronmaschine über die Umschaltung der Polpaarzahl effizienter und in einer höheren Zahl von Betriebspunkten betrieben werden, im Vergleich zu einer Maschine mit nur einem bestimmten Polpaar. Hierbei kann aufgrund des polpaarzahlabhängigen Anstieges des maximal möglichen Strangstroms (Abbildung 35) ein höherer Leistungsbereich abgedeckt werden, wie über die Grenzkennlinien der Leistung für die Polpaare $p = 1$ und $p = 2$ in Abbildung 31 gezeigt ist [19].

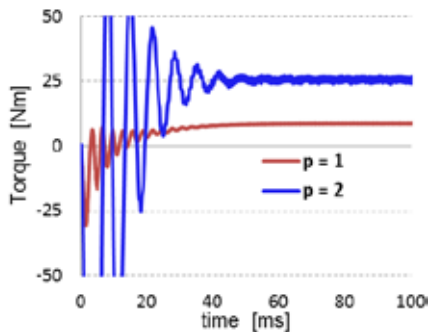


Abb. 34: Einschwingvorgänge bei unterschiedlichen Polpaaren für $n = 6.000 \text{ U/min}$ und $I = 110 \text{ A}$ [19]

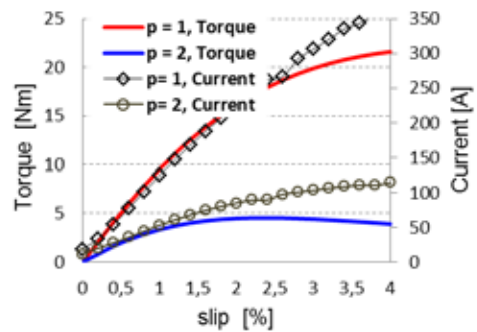


Abb. 35: Drehmoment in Abhängigkeit von Schlupf und Strangstrom bei Drehzahl von $n = 20.000 \text{ U/min}$ [19]

3.4 Optimierung einer Synchron-Reluktanzmaschine mit Permanentmagneten

Statorseitig lässt sich eine Absenkung der Drehmomentwelligkeit über die Anordnung asymmetrischer Zahnköpfhälften am Stator erzielen. In der Abbildung 36 ist die Hälfte des Blechschnittes einer vierpoligen Synchron-Reluktanzmaschine mit Permanentmagneten gezeigt. Die Optimierung ersetzt durch vier verschiedene Zahnkopfgeometrien die sich über den Statorumfang durchgängig wiederholende formgleiche Geometrie eines üblichen Zahnkopfes [21].

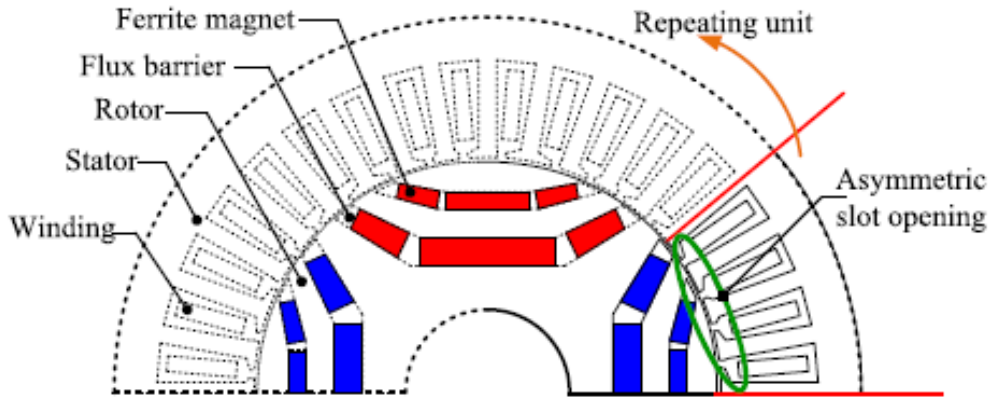


Abb. 36: Blechschnitt des optimierten Modells [21]

Ein Vergleich der Statorzähne einer üblichen Zahnkopfgeometrie mit der optimierten Variante ist in Abbildung 37 gezeigt. Bei der optimierten Geometrie liegt in jeder Nut ein charakteristischer horizontaler Abstand zwischen dem Mittelpunkt der Nutöffnung am Zahnkopf (Center line of the slot opening) und dem Nutmittelpunkt am Joch (Center line of the slot) bei θ oder 2θ (Abbildung 37) [21].

Die Ergebnisse der finiten Elemente Simulation sind in Abbildung 38 für ein Drehmoment von etwa 9 Nm dargestellt. Zu erkennen ist in Abbildung 38 a) als Resultat der Optimierungsmaßnahme eine deutliche Abnahme der Drehmomentwelligkeit um 18,5 %. Darüber hinaus zeigt die Abbildung 38 b) eine Abnahme der parasitären harmonischen ebenen Wellen der Ordnungszahlen 6, 12 und 18 [21]. Hierbei wird das Nutmoment (Drehmoment mit Ordnungszahl 0) vernachlässigbar abgesenkt.

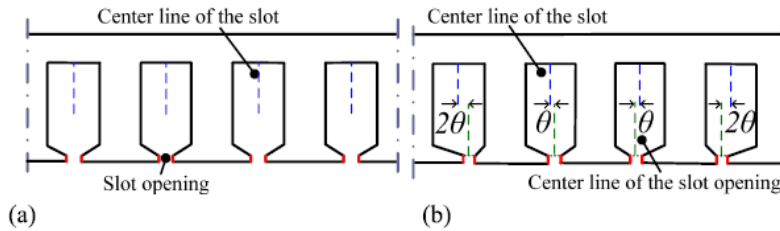


Abb. 37: Vergleich: a): Übliche Geometrie b): Optimierte Geometrie [21]

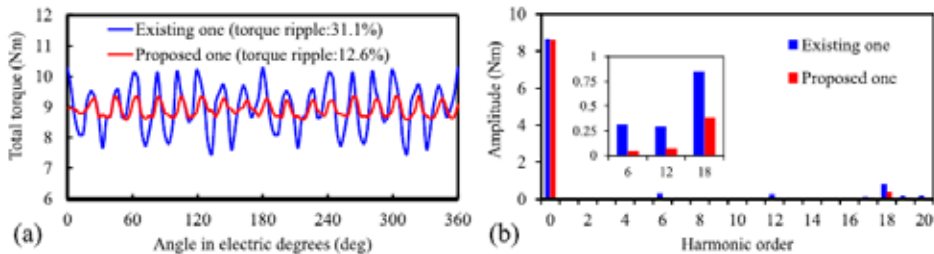


Abbildung 38: Gegenüberstellung der Drehmomentwelligkeit [21]

Zusammengefasst kann eine Variation der Zahnkopfgeometrie zur Absenkung der Drehmomentwelligkeit führen.

4. Thermische Optimierung elektrischer Maschinen

4.1 Thermische Netzwerke

Thermische Netzwerke stellen eine schnellrechnende Berechnungsmethode dar, um das Temperaturverhalten elektrischer Maschinen zu bestimmen. Oft wird auch der Begriff des **Lumped Parameter Thermal Network** (LPTN) verwendet. Diese Netzwerke bestehen für stationäre Simulationen ausschließlich aus konduktiven und konvektiven Wärmewiderständen. Wärmewiderstände aufgrund von Strahlung können in der Regel vernachlässigt werden [22].

Zwischen den einzelnen Widerständen befinden sich Temperaturknoten. Diese Temperaturknoten repräsentieren eine isotherme Fläche innerhalb der Maschine. Zudem ist es an diesen Punkten möglich, Verluste des Netzwerkes einzuprägen. Die Verluste einer elektrischen Maschine setzen sich im Wesentlichen aus Stromwärmeverlusten, Ummagnetisierungsverlusten und Reibungsverlusten zusammen. Die ersten beiden Verlustterme werden kommerziell mit FEM-Simulationen ermittelt [23].

Um das transiente Verhalten der Maschine korrekt abbilden zu können, werden zudem Kapazitäten in das Netzwerk implementiert. Die Kapazitäten berechnen sich aus den anteiligen Massen des Temperaturknotens und der spezifischen Wärmekapazität des Materials. Ein Beispiel für ein thermisches Netzwerk, welches für die Berechnung des radialen Wärmetransports über die aktiven Komponenten einer Asynchronmaschine erstellt wurde, zeigt Abbildung 39. Prinzipiell können zwei Ziele mit Hilfe eines thermischen Netzwerkes verfolgt werden. Zum einen ist es möglich, mit einem sehr reduzierten Netzwerk das thermische Verhalten in Echtzeit abzubilden. Zum anderen besteht die Möglichkeit, das Temperaturverhalten mit deutlich mehr Widerständen sehr genau abzubilden.

Je nachdem welches Ziel verfolgt wird, können derartige Netzwerke sehr unterschiedlich aussehen. Thermische Netzwerke mit unterschiedlichen Detaillierungsgraden sind beispielsweise [24], [25], [26] zu entnehmen.

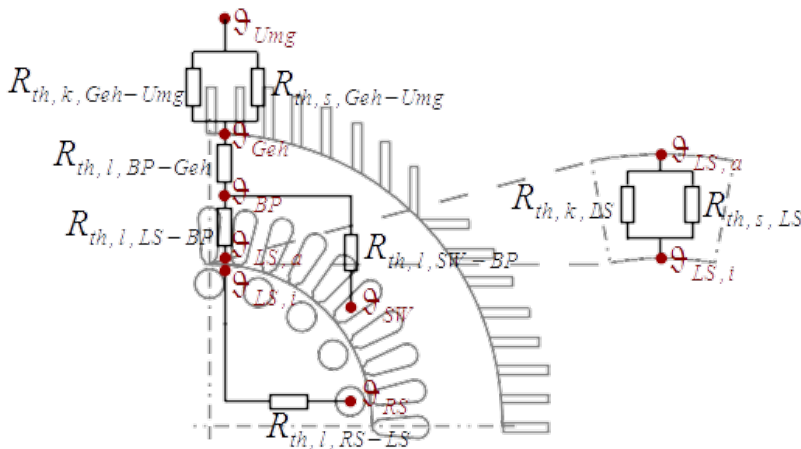


Abb. 39: Thermisches Netzwerk einer Asynchronmaschine zur Beschreibung des radialen, stationären Wärmetransports. Auf die Einbindung der Verluste in die Temperaturknoten wurde aus Übersichtlichkeitsgründen verzichtet.

Die Berechnung der thermischen Widerstände innerhalb des Netzwerkes stellt das zu lösende Hauptproblem dar. Für konduktive Wärmewiderstände haben Mellor et.al. [27] einen Ansatz entwickelt, welcher in der Literatur häufig Verwendung findet. Mellor zerlegt die komplizierte Geometrie des Elektromotors in Elemente einer einfachen Struktur. In der Regel wird die Motorgeometrie in Zylinder und Zylindersegmente unterteilt. Für diese Geometrien gibt es analytische Berechnungsansätze, welche beispielsweise Hahne und Elgeti [28] entnommen werden können. Die Berechnung der konvektiven Wärmeübergangswiderstände ist stark vom Maschinentyp und der implementierten Kühlmethode abhängig. Eine Vielzahl an Autoren hat sich mit den verschiedenen Wärmeübergangswiderständen in elektrischen Maschinen beschäftigt. Siehe dazu die nachstehenden Referenzen [29], [30], [31], [32]. Um die entsprechenden konvektiven Widerstände zu bestimmen, werden vermehrt auch numerische Strömungssimulationen eingesetzt. Auf die Einsatzmöglichkeiten derartiger Simulationen wird im nachstehenden Abschnitt eingegangen.

4.2 Numerische Strömungssimulationen (CFD/FEM)

Der Wärmeübergang innerhalb einer elektrischen Maschine ist stark von der Strömung abhängig. Diese Strömungen sind in der Regel komplexe Vorgänge. Eine numerische Methode der Untersuchung von Strömungen bietet die Computational Fluid Dynamics (CFD). Das Strömungsverhalten lässt sich durch die Erhaltungssätze von Masse, Impuls und Energie in Form nichtlinearer partieller Differentialgleichungen beschreiben.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial (\rho \vec{v})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \otimes \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot \vec{\tau} + \rho \vec{f}_e \tag{2}$$

$$\frac{\partial (\rho E)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} H) = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + \nabla \cdot (\vec{\tau} \cdot \vec{v}) + \rho \vec{f}_e \cdot \vec{v} + \vec{q}_h \tag{3}$$

Um das System der Bilanzgleichungen zu schließen, sind zwei Arten von Materialgleichungen notwendig. Zum einen ist sowohl die thermische als auch die kalorischen Zustandsgleichung anzugeben. Zum anderen werden konstitutive Gleichungen, wie das Fouriersche Wärmeleitungsgesetz und das Newtonsche Fließgesetz genutzt.

Um eine beliebige Strömung mit Hilfe numerischer Methoden zu beschreiben, ist eine Aufteilung der Geometrie in infinitesimal kleine Elemente notwendig. Dieser Vorgang wird auch als Vernetzung bezeichnet und nimmt in der Regel den größten Arbeitszeitanteil einer CFD-Simulation ein.

Für jedes Element des Netzes gelten die oben beschriebenen Erhaltungssätze. Um diese zu lösen, müssen die Differentialgleichungen in Differenzgleichungen überführt werden. Dies geschieht im Rahmen der Diskretisierung. Das sich ergebende Gleichungssystem ist in der Regel iterativ zu lösen. Um die Komplexität des Systems zu reduzieren, ist es sinnvoll, in gewissen physikalischen Bereichen mit Vereinfachungen zu rechnen.

Von besonderer Bedeutung, für die Charakteristik der Strömung und den damit verbundenen Wärmeübergang, ist das Turbulenzmodell. In der Regel werden bei CFD-Simulationen innerhalb elektrischer Maschinen die Reynolds Averaged Navier Stokes- (RANS) Modelle verwendet. Das kommerziell meist genutzte RANS-Modell ist das $k-\omega$ SST-Modell.

Die numerische Strömungsmechanik ermöglicht Einblicke ins Innere der elektrischen Maschine, wie es mit Hilfe von Sensoren nicht oder nur schwer möglich ist. Somit lassen sich physikalische Effekte wie der Wärmeübergang an kritischen Bauteilen wie den Wickelköpfen auf alternative Weise untersuchen. Dabei kann CFD genutzt werden, um spezielle Bereiche abzubilden, welche von besonderem Interesse für den Wärmeübergang sind. So wurde beispielsweise in [30] und [33] der Wärmeübergang im Wickelkopfbereich einer elektrischen Maschine untersucht.

In sehr rechenintensiven Simulationen ist es alternativ auch möglich, die gesamte E-Maschine zu simulieren. Ein Beispiel einer passiv gekühlten Asynchronmaschine ist in Abbildung 40 dargestellt.

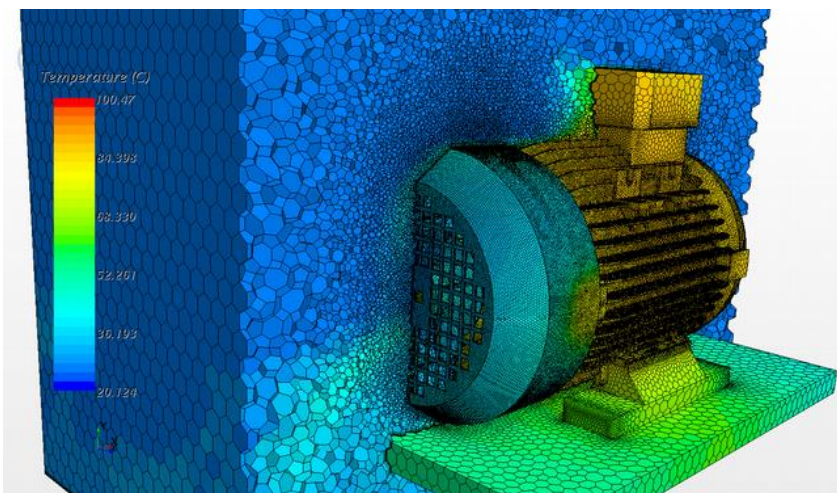


Abb. 40: Temperaturfeld einer passiv gekühlten Asynchronmaschine, berechnet mittels CFD-Software STAR-CCM+

4.3 Alternative Kühlkonzepte

Aufgrund der immer höheren Leistungsdichte heutiger elektrischer Maschinen, weisen diese Maschinen entsprechend kleine Kühlflächen auf. Gleichung (4) beschreibt den konvektiven Wärmeübergang an der Wand mit der Fläche A .

$$\dot{Q} = \alpha \cdot A \cdot \Delta\vartheta \quad (4)$$

Unter der Annahme, dass die Verluste \dot{Q} und die Temperaturdifferenz $\Delta\vartheta$ konstant gehalten werden, muss bei einer Reduzierung der Kühloberfläche A der Wärmeübergangskoeffizient α erhöht werden. Typische Wärmeübergangskoeffizienten für freie Konvektion liegen im Bereich von 5-10 W/(m²·K) [34].

Dies trifft auf lüfterlose passivgekühlte Maschinen zu. Aufgrund des sehr niedrigen Wärmeübergangskoeffizienten werden sehr große Kühlflächen benötigt. Durch Verwendung eines Lüfters auf einem Wellenende entsteht erzwungene Konvektion. Die dabei auftretenden Wärmeübergangskoeffizienten liegen in einem Bereich von 10-300 W/(m²·K) [34].

Bisher wurde davon ausgegangen, dass die Maschine mit Luft gekühlt wird. Um eine höhere Leistungsdichte zu erzielen, reichen die angegebenen Wärmeübergangskoeffizienten nicht aus. Stand der Technik ist heute eine Wassermantelkühlung. Dabei wird Wasser in einer Leitstruktur über den Ständerblechpaketrückten gefördert. Der dabei auftretende Wärmeübergangskoeffizient liegt in einem Bereich von 50-20.000 W/(m²·K) [34]. Der Motor des Nissan Leaf, welcher mit einem Wassermantel gekühlt wird, ist in Abbildung 41 dargestellt.

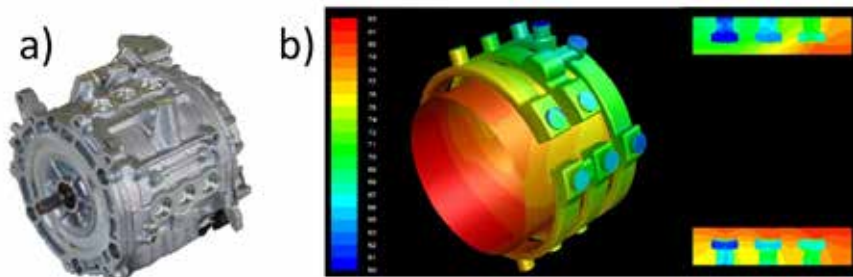


Abb. 41: a) E-Maschine des Nissan Leaf, b) CFD-Simulation des Wassermantels [34]

Die Wärmeleitwiderstände bis zum Wassermantel sollten entsprechend klein sein, sodass eine möglichst geringe Temperaturdifferenz auftritt. Aus diesem Grund gibt es Bestrebungen, den Wärmeleitwiderstand zwischen den Wicklungen und dem Ständerblechpaket ($R_{th,L,SW-BP}$ in Abbildung 39) so gering wie möglich zu halten. Eine Möglichkeit dafür bietet die Erhöhung des Kupferfüllfaktors in den Statornuten. Dadurch werden die Verluste in den Wicklungen bei konstanter Leistung reduziert. Zudem befindet sich weniger Isolationsmaterial zwischen den Adern. Abbildung 42 verdeutlicht die höheren Füllfaktoren innerhalb der Nuten.

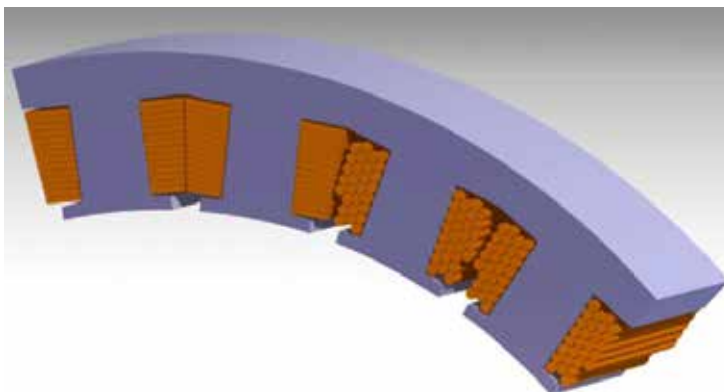


Abb 42: Erhöhung des Füllfaktors durch innovative Fertigungsverfahren der Wicklungen nach [34]

Das Isolationsmaterial weist eine niedrige Wärmeleitfähigkeit auf und ist daher so gering wie möglich zu halten. Es gibt zudem Untersuchungen, in denen alternative Isolationsmaterialien in den Nuten eingesetzt werden.

Die Kühlung der Wicklung ist besonders wichtig, da in den meisten Fällen der Kupferlack um die Leiter die thermisch kritische Stelle einer elektrischen Maschine darstellt. Kupferlackmaterialien sind nach entsprechenden Normen zu fertigen und thermisch danach zu klassifizieren. Die in Europa gültige Norm diesbezüglich ist die IEC 60085. Typische Grenzwerte liegen im Bereich von 70-180 °C.

Die Kühlung über den Wassermantel stellte eine eher schlechte Kühlmethode der kritischen Wicklungen dar. Besser wäre es, die Wicklung und speziell die Wickelköpfe direkt kühlen zu können. Das bedeutet, dass das verwendete Wärmeträgerfluid in direkten Kontakt mit den Wicklungen kommt. Für derartige Kühlungskonzepte gelten folgende Anforderungen an das Wärmeträgerfluid: Chemisch stabil sowie reaktionsträge, ungiftig, nicht brennbar, geringe Permittivität, hohe Spannungsfestigkeit und hoher elektrischer Widerstand [35]. Aufgrund der Anforderungen an das Fluid ist ersichtlich, dass Wasser als Wärmeträgerfluid ausscheidet.

Um die Leistungsdichte heutiger Traktionsmaschinen im Automobilbereich weiter zu erhöhen, werden die Maschinen in der Regel mit einem Getriebe gekoppelt. Demzufolge ist auch ein Ölkreislauf vorhanden, welcher notwendig ist, um das Getriebe zu schmieren und zu kühlen. Durch Verwendung dieses Öls kann die Einsparung des Wasserkreislaufs erzielt werden. Somit fallen erheblich weniger Kosten bei der Produktion an. Ein guter Wärmeübergang innerhalb von Rohrströmungen ergibt sich bei hohen Reynoldszahlen. Diese hohen Reynoldszahlen haben ein turbulentes Strömungsverhalten zur Folge. Aufgrund der hohen Viskosität von Ölen werden bei konstantem Volumenstrom entweder sehr kleine Durchmesser oder sehr hohe Geschwindigkeiten benötigt, um eine turbulente Strömung zu erzeugen. Eine Alternative ist die Verwendung von Prallstrahlen. Innerhalb des Stagnationsbereichs des Prallstrahls entsteht hierbei eine sehr dünne Grenzschicht. Aufgrund der geringen Grenzschicht treten hohe Temperaturgradienten auf, was sich in einen sehr hohen Wärmeübergangskoeffizienten äußert. Somit sind auch Öle geeignet, um als Kühlmedium innerhalb einer Prallstrahlkühlung zu fungieren. Derartige Kühlkonzepte befinden sich auch in heute kommerziell nutzbaren Fahrzeugen. Der Hersteller Tesla nutzt diese Technologie in seinen neusten Fahrzeugen.

Bei hohen Drehzahlen entstehen innerhalb von Permanentmagneten auch Wirbelströme. Diese führen zu einer Erwärmung der Magnete. Bei zu starker Erwärmung kann dies zu einer dauerhaften Entmagnetisierung führen, wodurch die Drehmomentdichte der Maschine erheblich abnehmen würde. Von daher ist auch hier eine Kühlung notwendig. Dabei kann die Kühlung von Wickelkopf und Rotor kombiniert werden. Das mittels Prallstrahl auf die Rotorstirnfläche aufgebrachte Fluid wird über die Radialbeschleunigung nach Außen gefördert und trifft dort auf die zu kühlenden Wickelköpfe. Das genaue Strömungsverhalten dieses Prozesses ist Gegenstand aktueller Forschungsprojekte.

Die Kühlung der Wickelköpfe steht auch im Vordergrund bei Madonna et al. [26]. Er zeigt auf, wie eine alternative Fluidleitstruktur um die Wickelköpfe zu einer Reduzierung der Wickelkopftemperatur führt. Abbildung 43 verdeutlicht die angedachte Leitstruktur.

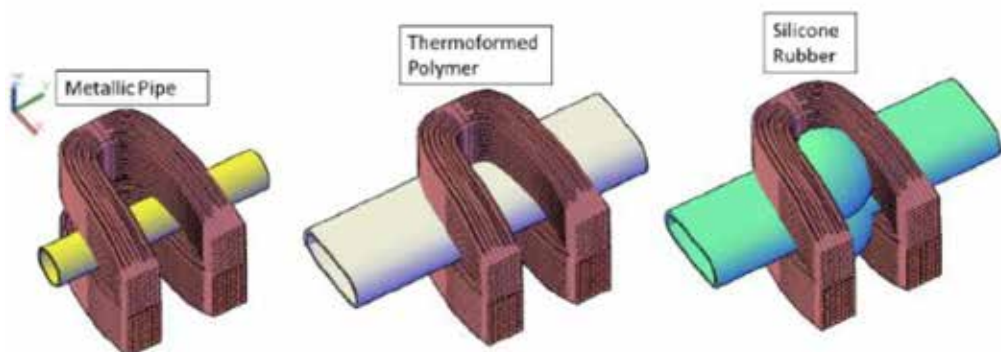


Abb. 43: Fluidleitstruktur zur Kühlung des Wickelkopfbereiches nach [26]

Wie wichtig die Kühlung der Wickelköpfe ist, verdeutlichen Grubic et al. [36]. Demzufolge führt eine Erhöhung der Wickelkopftemperatur um 10 K zu einer Halbierung deren Lebensdauer.

5. Zusammenfassung

Im Paper werden Ansätze zu der Optimierung von Drehmoment und Wärmeübergang von elektrischen Maschinen vorgestellt, welche über konstruktive Maßnahmen in Rotor und Stator realisiert werden können. Dies erfolgt über den Einbezug folgender Maschinentypen: Permanent erregte Synchronmaschine mit eingebetteten Magneten, Asynchronmaschine und Synchron-Reluktanzmaschine mit Permanentmagneten.

Für eine permanent erregte Synchronmaschine werden in Optimierungsansätzen "Flussbarrieren im Rotor" sowie die Maßnahme "Schrägung" vorgestellt, was den Verlauf der magnetischen Flussdichte beeinflusst und die Drehmomentwelligkeit in der Amplitude absenkt. Bei gleichem Maschinentyp wird über den Einsatz von "Flussbarrieren in Statorzähnen und Joch" neben einer Absenkung der Amplitude der Momentenwelligkeit eine Erhöhung von Leistungsdichte und Energieeffizienz erreicht.

Im Optimierungsansatz für eine Synchron-Reluktanzmaschine erfolgt über die "asymmetrische Ausführung der Zahnköpfe am Stator" die Abnahme der Momentenwelligkeit.

Bei einer Asynchronmaschine wird die Maßnahme "Polumschaltung" vorgestellt. Dies ermöglicht den Betrieb der Asynchronmaschine in einer höheren Zahl von Betriebspunkten. Zugleich lässt sich über Polumschaltung arbeitspunktabhängig ein Betrieb bei optimalem Wirkungsgrad erreichen.

Um das thermische Verhalten elektrischer Maschinen abzubilden, kommen thermische Knotenmodelle und numerische Strömungssimulationen zum Einsatz. Für Maschinen im Mobilitätssektor werden derzeit neuartige Kühlkonzepte entwickelt um die Leistungsdichte derartiger Maschinen weiter erhöhen zu können. Neben der Erhöhung des Füllfaktors innerhalb der Nuten und der Nutzung eines Wassermanfels werden auch direkte Kühlkonzepte vorgestellt, welche die Temperaturen der kritischen Bauteile (Magneten und Wickelköpfe) senken sollen. Ölprallstrahlkühlungen stellen eine alternative Kühlmethode dar. Zudem werden Fluidleitstrukturen verwendet, welche direkt an den Wickelköpfen angebracht sind.

Literatur

- [1] R. Kennel and F. Bauer, "Skript mit Übungen zum Modul Antriebsregelung für Elektrofahrzeuge," *Technische Universität München*, 2015.
- [2] I. G. D. Madinabeitia, "Analysis of Force and Torque Harmonic Spectrum," *Master's thesis, Chalmers University of Technology*, 2016.
- [3] J. Keränen, A. Manninen and J. Pippuri, "Multi-physics simulations for electrical machine development," *Technisches Forschungszentrum Finnland VTT*, 2015.
- [4] T. Naumann, "Wissensbasierte Optimierungsstrategien für elektronische Steuergeräte an Common-Rail-Dieselmotoren," *Dissertation, Technische Universität Berlin*, 2002.
- [5] F. Bittner, "Modellgestützte multikriterielle Optimierung von permanent erregten Synchronmaschinen für Hybrid- und Elektrofahrzeuge," *Audi Dissertationsreihe, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen*.
- [6] A. Sittig, "Optimierung und Applikation von Betriebsstrategien in Hybridfahrzeugen," *Dissertation, Technische Universität München*, 2013.
- [7] H. Wöhl-Bruhn, "Vergleich von Motoren mit Oberflächenmagneten und mit eingebetteten Magneten," *Technische Universität Braunschweig: Institut für Elektrische Maschinen, Antriebe und Bahnen (IMAB), Jahresbericht*, 2005.
- [8] E. Sokolov, "Comparative Study of Electric Car Traction Motors," *IEEE Xplore*, 2017.
- [9] A. Binder, "Praxisorientierte Projektierung elektrischer Antriebe," *Vorlesungsskript, Technische Universität Darmstadt*, SS 2016.
- [10] A. Binder, "Elektrische Maschinen und Antriebe," *Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, 2012.

- [11] A. Krautstrunk, "Fehlertolerantes Aktorkonzept für sicherheitsrelevante Anwendungen," *Dissertation, Technische Universität Darmstadt*, 2005.
- [12] F. Jurisch, "Nutrastmomente in elektrischen Maschinen: Neue Betrachtungsweise und Maßnahmen zur gezielten Beeinflussung," *Vacuumschmelze GmbH & Co. KG*, 2003.
- [13] C. M. Spargo, B. C. Mecrow and J. D. Widmer, "Application of Fractional Slot Concentrated Windings to Synchronous Reluctance Machines," *IEEE Xplore*, 2013.
- [14] G. Dajaku and D. Gerling, "New Methods for Reducing the Cogging Torque and Torque Ripples of PMSM," *IEEE Xplore*, 2014.
- [15] H. Hombitzer, S. Elfgen, D. Franck and K. Hameyer, "Performance improvement of a high-speed permanent magnet excited synchronous machine by flux-barrier design," *IEEE Xplore*, 2014.
- [16] Z. Wenliang and T. A. Lipo, "Torque Pulsation Minimization in Spoke-type Interior Permanent Magnet Motors with Skewing and Sinusoidal Permanent Magnet Configurations," *IEEE Xplore*, 2015.
- [17] K. Kurihara, H. Yoshino and S. Kazunari, "Surface Permanent Magnet Motors with Complicated Permanent Magnet Shapes Formed by Binder-Less Net Shaping Process," *21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2018.
- [18] G. Dajaku and D. Gerling, "Low Costs and High-Efficiency Electric Machines," *IEEE Xplore*, 2012.
- [19] D. Gerling and G. Dajaku, "Opportunities of Advanced Multi-phase Concentrated Windings," *IEEE Xplore*, 2018.
- [20] D. Gerling, "ISCAD High-Power Traction Drives at 48V," *Präsentation, Universität der Bundeswehr München*, 2017.
- [21] M. Xu, L. Guohai, W. Zhao and N. Aamir, "Minimization of torque ripple in ferrite-assisted synchronous," *American Institute of Physics (AIP)*, 2018.
- [22] S. Oechslen, "Thermische Modellierung elektrischer Maschinen," *Springer Vieweg, Wiesbaden*, 2018.
- [23] M. Veigel, "Ein neues Modell zur Berechnung der fertigungsabhängigen Ummagnetisierungsverluste in Synchronmaschinen," *Dissertation, Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)*, 2018.
- [24] A. Boglietti, A. Cavagnino, M. Lazzari and A. Pastorelli, "A simplified thermal model for variable speed self cooled industrial induction motor," *Conference Record of the 2002 IEEE Industry Applications Conference*, vol. 2, pp.723–730, 2002.
- [25] C. Kral, A. Haumer and T. Bauml, "Thermal Model and Behavior of a Totally- Enclosed-Water-Cooled Squirrel-Cage Induction Machine for Traction Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp.3555–3565, 2008.
- [26] V. Madonna, A. Walker, G. Giangrande, C. Gerada, G. Serra and M. Galea, "Improved thermal management and analysis for stator endwindings of electrical machines," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1-1, 2018.
- [27] P. H. Mellor, D. Roberts and D. R. Turner, "Lumped parameter thermal model for electrical machines of TEFC design," *IEEE Proceedings B - Electric Power Applications*, vol. 138, p.205–218, 1991.
- [28] E. Hahne and K. Elgeti, "Stationäre Wärmeleitung," *VDI-Wärmeatlas*, pp.709–726, 2013.
- [29] A. Boglietti, A. Cavagnino, D. Staton and M. Popescu, "Impact of different end region cooling arrangements on endwinding heat transfer coefficients in electric motors," *Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, vol. 35, pp.1168–1173, 2009.

- [30] M. Hettegger, B. Streibl, O. Biro and H. Neudorfer, "Measurements and Simulations of the Convective Heat Transfer Coefficients on the End Windings of an Electrical Machine," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, pp.2299–2308, 2012.
- [31] D. A. Howey, R. N. Childs and A. S. Holmes, "Air-Gap Convection in Rotating Electrical Machines," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, pp.1367–1375, 2012.
- [32] A. D. Staton and A. Cavagnino, "Convection Heat Transfer and Flow Calculations Suitable for Electric Machines Thermal Models," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, pp.3509–3516, 2008.
- [33] C. Micallef, S. Pickering, K. Simmons and K. Bradley, "An alternative cooling arrangement for the end region of a totally enclosed fan cooled (TEFC) induction motor," *IET Conference Proceedings, Institution of Engineering and Technology*, 305-309 (4), 2008.
- [34] M. Popescu, D. A. Staton, A. Boglietti, A. Cavagnino, D. Hawkins and J. Goss, "Modern Heat Extraction Systems for Power Traction Machines — A Review," *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52, 2167-2175, 2016.
- [35] G. C. Stone, I. Culbert, E. A. Boulter and H. Dhirani, "Electrical Insulation for Rotating Machines: Design, Evaluation, Aging, Testing, and Repair," *Wiley, Hoboken, NJ, USA*, 2014.
- [36] S. Grubic, J. M. Aller, B. Lu and T. G. Habetler, "A Survey on Testing and Monitoring Methods for Stator Insulation Systems of Low-Voltage Induction Machines Focusing on Turn Insulation Problems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55, 4127-4136, 2008.

LOW ENERGY EVAPORATIVE COOLING SYSTEM LINKED WITH GROUND WATER FOR HOT AND DRY CLIMATE

Kumara Vamsi Krishna Vandanapu¹, Vijay B Mohan², Ajay Kumar Yadav³

¹ Hochschule Nordhausen, Germany

² Technical University of Munich, Germany

³ National Institute of Technology Karnataka, India

Abstract

In this study, we investigate energy and exergy analyses of indirect evaporative cooling system linked with ground water for different ambient conditions and compare it with conventional evaporative cooler. Further the advantage of using ground water is justified by comparative study between ground water and normal water based evaporative cooling system. In order to compare ground water and normal water based evaporative cooling system, average ambient temperature and relative humidity variation of Ahmedabad (INDIA) is considered. A simulation program using MATLAB is developed to simulate and evaluate the evaporative cooling system. According to the simulation results obtained for ground water based evaporative cooler, energy efficiency (COP) is found to be between 10.97 and 21.43 while exergetic efficiency (2nd law efficiency) is found to be between 75% and 61% for constant ambient conditions. The results show that with increase in ambient temperature COP reduces, and irreversibility is found to be more in the case of conventional evaporative cooler. Even though irreversibility is obtained to be nearly same for both normal water and ground water linked evaporative cooling system, COP of the ground water-based system is confirmed to be higher at higher ambient temperature since ground water temperature is invariant.

Nomenclature

C	Specific heat capacity, $\text{kJkg}^{-1}\text{K}^{-1}$
D	Diameter of the tube, mm
d_p	Total pressure drop, Pa
E	Total energy supplied, kJkg^{-1}
EC	Evaporative cooler
f	Friction factor
H	Pressure head, m
h	Specific enthalpy, kJkg^{-1}
HX	Heat exchanger
I	Irreversibility (Exergy destroyed) kW
m	Mass flow rate kgs^{-1}
N	No of transfer units
P	Pressure, Pa
Re	Reynolds number
s	Specific entropy kJkg^{-1}
S	Entropy kJ
T	Temperature, °C
V	Velocity, m/s
v	Specific volume, m^3kg^{-1}
X	Correction factor

Symbols

ε	Effectiveness
η_1	Coefficient of performance
η_2	Second law efficiency (Exergetic eff.)
ω	Specific humidity
ϕ	Relative humidity

Subscripts and Superscripts

1	Ambient conditions
2	Exit of heat exchanger
3	Exit of evaporative cooler
4	Exit of room
i	Inlet
o	Outlet
hx	Heat exchanger
w	Water
g	vapor
d	Dry air
gen	Generated
ec	Evaporative cooler
a	Ambient

1. Introduction

Due to environmental problems caused by synthetic refrigerants, there has been an upswing in the use of eco-friendly air conditioning system. Even though the air conditioning systems which make use of synthetic refrigerants are able to maintain comfort conditions (29 °C and 60% RH) with relative ease, the ill effects on the environment cannot be ignored. The search for self-sustained eco-friendly air conditioning system takes us back to the concept of evaporative cooling. Evaporative cooling is one of the oldest forms of climate control still found today. It is very effective and efficient for hot and dry climate. The potential of cooling of these systems mainly depends on the wet bulb temperature of the ambient environment, hence for higher ambient temperatures, cooling effect produced will be lower with less comfort due to relative humidity being more than 60%. In order to reduce the wet bulb temperature of the ambient air artificially, many attempts have been made in the past using cool water to remove sensible heat of ambient air. But the temperature of water will be dependent on outdoor (OD) air conditions and it is difficult to obtain cool water at around 23 °C in summer (hot and dry weather). The use of ground water as the cold fluid in heat exchanger can serve as a solution to the problem. The use of ground water over normal water can be justified on the fact that the temperature of ground water ~23°C is invariant with atmospheric conditions [2]. Making use of heat exchanger with ground water as the cold fluid, sensible cooling of ambient air is performed followed by conventional evaporative cooling. Since the potential of cooling depends on the wet bulb temperature of the air entering the evaporative cooler, comfort conditions are satisfied (29°C and 60% RH) in the new system. The input energy required for this system is met with photo voltaic cells, enabling this a self-sustained environmental friendly device. Another advantage of ground water based system is to get heating effect during winter. There have been many attempts in the past to analyse the thermodynamic processes involved in an indirect evaporative cooling system (IDEC). Analysis of IDEC system based on dew point for buildings was performed by Xudor and Duan [1]. Performance enhancement study of an IDEC using geothermal energy was carried out by Issam and Hind [2] in which well water was used as a cold fluid to regulate the temperature of a greenhouse. Shahab Moshari [3] performed an analytical study to determine the pressure drop involved in an IDEC for power reduction.

In order to check the viability of the new system a thorough thermodynamic study needs to be performed considering the irreversibility in each device [4]. Second law analysis of ground coupled heat pump system [5,6] gives us basic idea to employ the same method for any air conditioning system. The second law analysis of a thermal system provides us invaluable insight into the operation of the system. It is a powerful tool in the design, optimisation and performance evaluation of energy systems [7-9]. This analysis can be used to identify the main sources of exergy destruction and to minimise the generation of entropy in a given process where the transfer of energy and material takes place [10,11]. With the available literature, it can be seen that a comprehensive study on IDEC system linked with ground water is not found.

In this study, a step by step algorithm is developed in MATLAB in order to evaluate the variation in coefficient of performance and second law efficiency of the new system with changes in ambient conditions. In order to make the study more practical, temperature and relative humidity variation of Ahmedabad is considered from February to May. The credibility of the new system is further strengthened by comparison study with conventional evaporative cooler and with same system which uses normal water as the cold fluid.

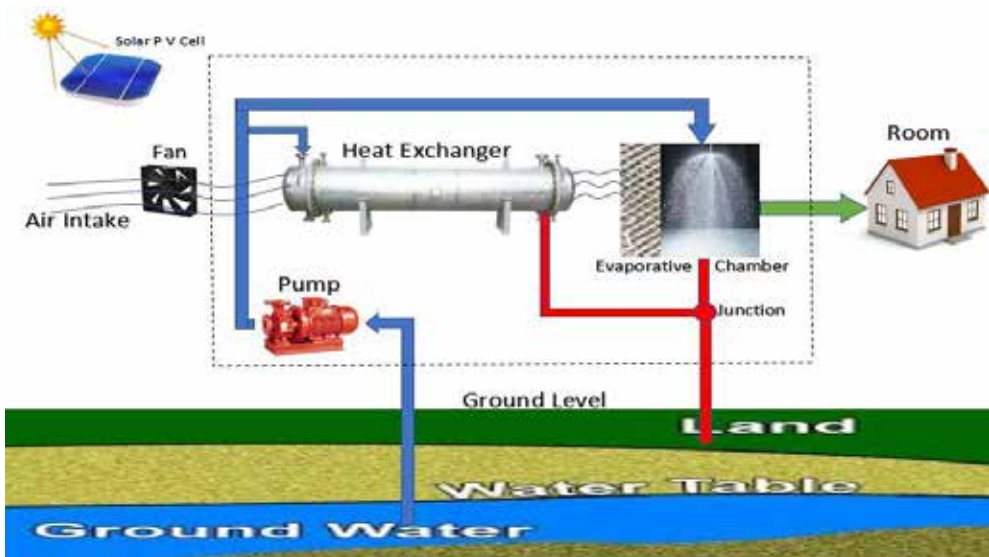


Figure 1. Schematic diagram of ground water linked evaporative cooling system

Description of schematic of proposed air conditioning system

The schematic of the proposed air conditioning system for cooling of a small room is illustrated in Figure 1. The schematic mainly consists of 5 components i.e., Solar Photovoltaic (PV) cell, water Pump, Heat exchanger, Evaporative cooler and Blower. PV cell is used to supply power to blowers and pump to make the system self-sustained. Pump is used to draw water from the ground and to circulate in the system. Blowers are used to maintain the required mass flow rate of air in the system and in the room to provide the required cooling effect. An optimised heat exchanger whose specifications based on effectiveness method must be selected to exchange heat with ambient air using ground water as the cold fluid. A cross flow heat exchanger is chosen with ground water made to circulate in the tubes and ambient air passing over them. The cooled air obtained from heat exchanger is made to undergo cooling and humidification process in the evaporative cooler with the required flow of ground water.

2. Thermodynamic analysis

The assumptions made in the analysis presented in this study are

1. All processes are assumed to be steady.
2. Air is considered as an ideal gas with a constant specific heat.
3. Heat exchanger and evaporative cooler is modelled as a steady flow device for entropy balance.
4. Frictional loss through pipes in heat exchanger is ignored.
5. The process in the humidifier is assumed to be adiabatic saturation process. Mass flow rate of make-up water in evaporative cooler is hundred times more than the water lost in humidification process.
6. Ground water is at a depth of 10 m below the ground level.

Operating parameters of the ground water-based system is given in Table 1

Table 1. Operating parameters

Operating parameter	Value
Ambient temperature	33-42°C
Ambient relative humidity	20-35%
Room temperature	29°C
Room relative humidity	60%
Ground water temperature	20°C
Cooling load	3.5 kW
Effectiveness of HX, ϵ_{hx}	0.9
Effectiveness of Evaporative cooler, ϵ_{ec}	0.9
Mass flow rate of water in heat exchanger	1 kg/s

Energy and entropy balances

The governing equations for mass and energy balance in a steady flow process are given by

$$\sum m_i = \sum m_o \quad (1)$$

$$\sum E_i = \sum E_o \quad (2)$$

Entropy balance in heat exchanger can be expressed as,

$$s_i^{hx} = s_i^d + \omega_1 \times s_i^g \quad (3)$$

$$s_o^{hx} = s_o^d + \omega_1 \times s_o^g \quad (4)$$

$$S_{gen}^{hx} = m_d (s_o^{hx} - s_i^{hx}) + (s_o^w - s_i^w) \quad (5)$$

where S_{gen}^{hx} represents the entropy generated in the heat exchanger. Entropy balance in evaporative cooler can be expressed as,

$$s_i^{ec} = s_i^d + \omega_2 \times s_i^g \quad (6)$$

$$s_o^{ec} = s_o^d + \omega_3 \times s_o^g \quad (7)$$

$$S_{gen}^{ec} = m_d (s_o^{ec} - s_i^{ec}) + (s_o^w - s_i^w) \quad (8)$$

where S_{gen}^{ec} represents the entropy generated in the evaporative cooler. Irreversibility in the system can be expressed as

$$I = (t^0 + 273.15) \times (S_{gen}^{hx} + S_{gen}^{ec}) \quad (9)$$

Where, t^0 is known as the reference temperature. For calculation purposes, atmospheric conditions (1 atm and 25°C) can be considered as reference environment. But in case of systems which make use of air and water at atmospheric conditions reference temperature is taken as the lower of the average temperature for air and water. [12]

Coefficient of performance and second law efficiency

Coefficient of performance of the system can be expressed as

$$\eta_1 = \frac{\text{Cooling load}}{\text{Energy supplied}} \quad (10)$$

Exergetic efficiency of the system can be expressed as

$$\eta_2 = \frac{\text{Exergy supplied}}{\text{Exergy supplied} + \text{Irreversibility}} \quad (11)$$

Estimation of power consumption

Total power consumption is the sum of fan and pump power.

$$\text{Fan power} = m_d \times v_d \times dp \quad (12)$$

$$\text{Pump power} = m_w \times v_w \times \rho \times g \times H \quad (13)$$

Based on effectiveness method a cross flow heat exchanger with 4×8 tubes of diameter 20 mm and pitch of 30 mm was considered with aligned configuration. Area of heat transfer was obtained from Eqn (14)

$$\epsilon_{hx} = 1 - e^{\frac{e}{G \times n} (-N \times G \times n) - 1} \quad (14)$$

Where, $n = N^{-0.22}$ and G is the ratio of specific heats. By knowing the specifications of heat exchanger pressure drop in the heat exchanger was obtained from Eqn (15,16)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \ln \left[\frac{e}{3.7D} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{f}} \right] \quad (15)$$

$$dp_{hx} = \text{no of tubes in each row} \times X \left(\frac{\rho \times V_{\max}^2}{2} \right) f \quad (16)$$

Eqn (15) is known as the Colebrook equation. Using the theory of Shahab [3], pressure drop in evaporative cooler is assumed to be three times the pressure drop in heat exchanger. From the total pressure drop obtained from Eqn (17), fan power consumption was calculated.

$$dp = 4 \times dp_{hx} \quad (17)$$

All the data required for heat exchanger analysis was taken from Incropera [17]. Psychrometric data was taken from PK Nag [15], CP Arora [16] and refprop software [14].

Estimation of thermodynamic properties of moist air at different states

Steps followed to obtain thermodynamic properties of moist air are given below: Saturation pressure at ambient and room conditions are found by using the correlation given by

$$P_s = 610.78 \times \exp\left(\frac{t}{t+238.3} \times 17.2694\right) \quad (18)$$

Specific humidity at ambient and room conditions can be found by first finding partial pressure of water at each state using Eqn (19) and then using the result in Eqn (20).

$$P_w = \phi \times P_s \quad (19)$$

$$\omega = 0.622 \times \frac{P_w}{P_a - P_w} \quad (20)$$

Wet bulb temperature at any state can be found by making use of Eqn (18) and guessing the value of wet bulb temperature such that Eqn (21) is satisfied.

$$P_s = P_{wbt} - \left(1.8 \times \frac{P_a(t - t_{wbt})}{2700}\right) \quad (21)$$

Where, P_{wbt} is the saturation pressure corresponding to wet bulb temperature and t_{wbt} is the wet bulb temperature. Specific enthalpies of humid air at any state is found by Eqn (17) by knowing the specific humidity and temperature

$$h = C_d \times t + \omega(2500 + 1.88 \times t) \quad (22)$$

Specific humidity doesn't change in the heat exchanger and remains the same as ambient conditions but decrease in dry bulb temperature of air is obtained by Eqn (23).

$$\varepsilon_{hx} = \frac{(t_1 - t_2)}{(t_1 - t_w)} \quad (23)$$

Dry bulb temperature of humid air at the exit of evaporative cooler is found by using Eqn (24)

$$\varepsilon_{ct} = \frac{(t_2 - t_3)}{(t_2 - t_{wbt})} \quad (24)$$

Where, T_{wbt} is the wet bulb temperature corresponding to dry bulb temperature of humid air at the exit of heat exchanger.

Applying energy balance across the evaporative cooler and noting that specific enthalpy of humid air remains constant throughout the adiabatic saturation process specific humidity at the exit of evaporative cooler is found out by Eqn (25)

$$\omega_3 = \frac{h_2 - C_d \times t_3}{2500 + 1.88 \times t_3} \quad (25)$$

By knowing specific humidity and dry bulb temperature of humid air, specific enthalpy can be found at all states from Eqn (22). Required mass flow rate that is to be maintained by the blowers is found from Eq. (26)

$$m_d = \frac{\text{Cooling load}}{h_4 - h_2} \quad (26)$$

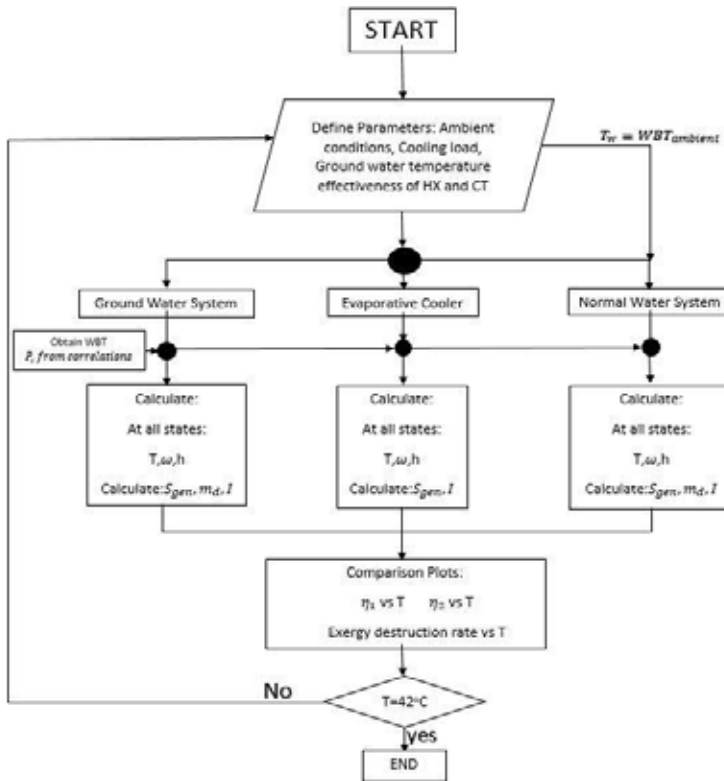


Figure 2. Flow chart representing the developed code for comparison study

3. Results and Discussion

In order to evaluate the performance of the proposed system in the summer season, Ahmedabad (India) weather condition is considered. Variation of temperature and relative humidity of Ahmedabad during summer is shown in Figure 3 [13].

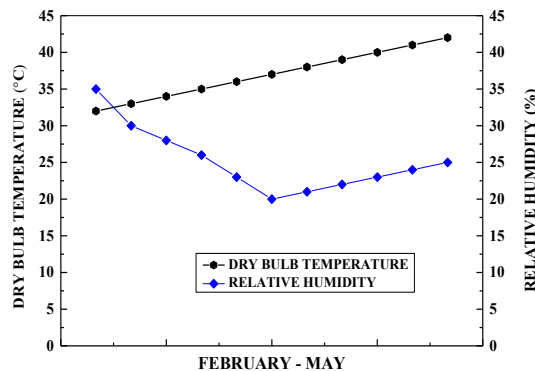


Figure 3. Variation of outdoor air properties during summer at Ahmedabad

Comparison at Constant Ambient Conditions

The first comparative study of the three systems is made at a particular dry bulb temperature (39°C) and relative humidity (22%) by indicating the thermodynamic process undergone by humid air on a psychrometric chart as shown in Figure 4.

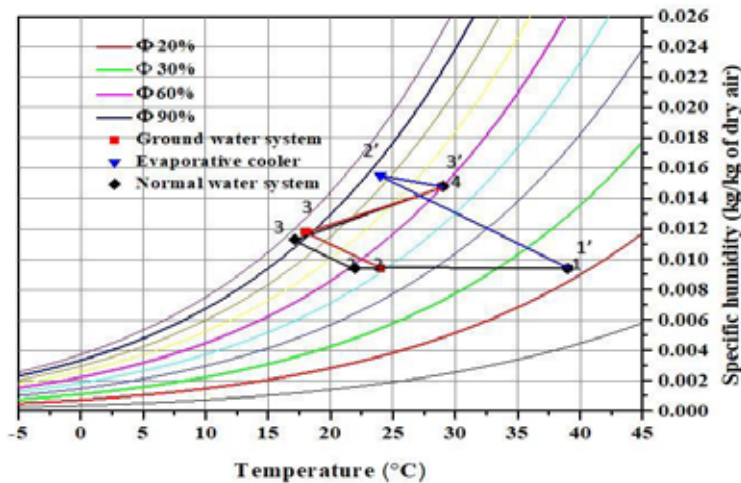


Figure 4. Thermodynamic process on a psychrometric chart

As indicated in the figure 4 relative humidity at the exit of evaporative cooler in the case of conventional evaporative cooler is much higher than the comfort conditions (60%). Hence, required mass flow rate and energy input is highest compared to other systems. Sensible cooling obtained from ground water is higher than normal water which results in lower gain in specific humidity inside the evaporative cooler. Exergy analysis at chosen OD condition is carried out for all the systems and results are shown in Table 2. It is clear from the table that ground water-based system has higher COP and lower rate of exergy destruction. Since rate of entropy increase in a phase change process is considerably higher than sensible heat transfer, ground water coupled evaporative cooling system has the least entropy increase. Further, lesser mass flow rate of air implies lower requirement of energy supplied to the blower.

Table 2. Comparison of performance parameters

Parameter	Ground water system	Normal water system	Evaporative cooler
Room conditions	29°C and ϕ 60%	29°C and ϕ 60%	29°C and ϕ 60%
Required mass flow rate	0.17 kg/s	0.29 kg	0.96 kg/s
COP	22.7	20.3	13.3
Exergy destruction (HX)	0.11 kW	0.1 kW	-----
Exergy destruction (EC)	0.43 kW	0.56 kW	1.03 kW
Second law efficiency	0.52	0.49	0.20

By extending the same study at higher outdoor temperatures (above 40°C) it is found that evaporative cooler cannot produce necessary cooling effect to maintain comfort conditions while ground water-based system satisfies comfort condition at lowest mass flow rate and exergy destruction. The theoretical results obtained for a particular ambient condition suggest that ground water coupled evaporative cooling system is much more efficient than the other two cooling systems. But in order to verify the new system's reliability and sensitiveness to operate efficiently at varying ambient conditions, it is necessary to evaluate its performance during the entire summer season.

Comparative Study Throughout the Summer Season

Comparative Study of Rate of Exergy Destruction in HX and EC

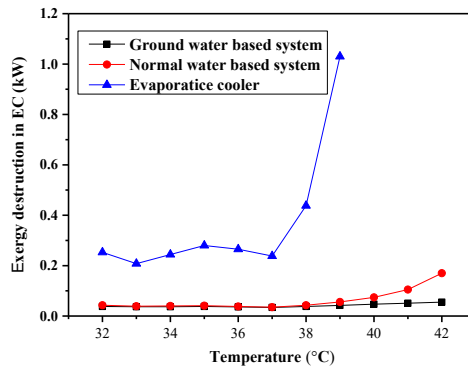


Figure 5. Variation of exergy destruction with outdoor conditions in ec

Figure 5 and 6 represents the variation of exergy destruction in HX and EC of all three systems with outdoor conditions. It is clear from Figure 8 that exergy destruction of HX in both ground and normal water systems varies only at higher outdoor temperatures since temperature difference between ground water and OD air increases. Figure 7 indicates that exergy destruction in conventional evaporative cooler is the highest due to significant gain in specific humidity. Exergy destruction of EC in ground water-based system is lower than normal water-based system at higher OD temperatures due to increase in sensible cooling in the ground water-based system. Total exergy destruction in ground water-based system is lowest at all outdoor conditions because increase in exergy destruction in EC of normal water-based system is more than the increase in exergy destruction in HX of ground water-based system.

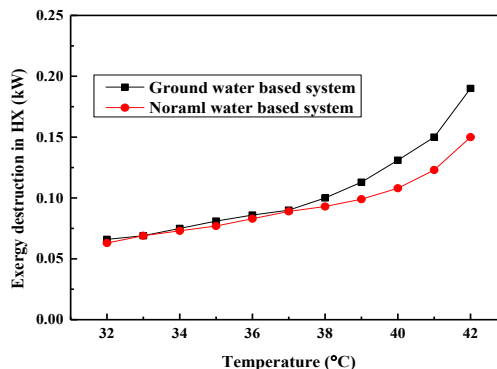


Figure 6. Variation of exergy destruction with outdoor conditions in hx

Comparative Study of COP and Exergetic Efficiency

The final comparative study of the three systems is performed throughout the summer season for Ahmedabad weather. Figure 7 illustrates the variation of COP with OUTDOOR conditions for all three cooling systems. Comparative study between the three systems was performed at fixed cooling load of 1 TR. COP of evaporative cooler is significantly higher than the ground and normal water-based system due to lower requirement of energy supplied and increase in latent heat load with decrease in OD air temperature. But at temperatures above 40°C, COP of evaporative cooler becomes negative indicating the incapability to maintain required cooling effect. COP of both the ground and normal water-based systems is found to be nearly same at lower outdoor temperature but at higher outdoor temperature COP of normal water-based system decreased significantly. Lower value of COP of normal water-based system at higher outdoor temperature occurs due to increase in temperature of normal water while ground water remains invariant with change in outdoor temperature.

Figure 8 illustrates the variation of exergetic efficiency with outdoor conditions for all three systems. Comparative study is performed by fixing the cooling load as constant at all conditions. Due to large amount of specific humidity gain in conventional evaporative cooler when compared to IDEC (ground and normal water system), exergetic efficiency of evaporative cooler is significantly lower. Exergetic efficiency of ground and normal water system remains same at lower outdoor temperatures, but ground water system is found to have higher value of exergetic efficiency at higher outdoor temperatures due to increase in sensible cooling obtained in the heat exchanger.

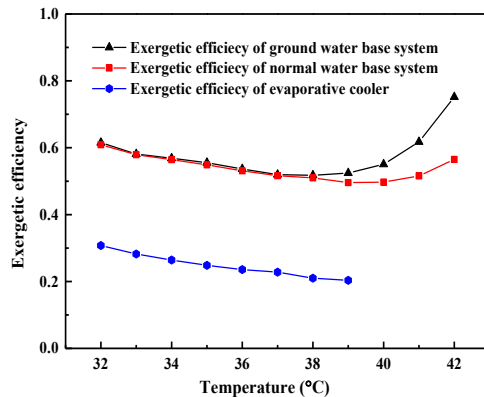
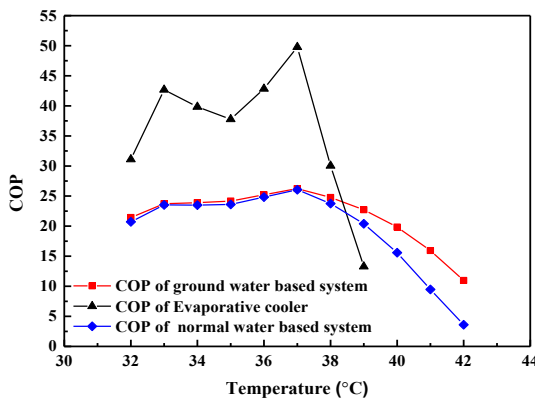


Figure 7. Cop variation with outdoor conditions Figure 8. Exergetic efficiency variation with outdoor conditions

4. Conclusion

The main aim of this study is to develop a self-sustainable, eco-friendly, efficient alternative to conventional vapor compression refrigeration system for room air conditioner. The proposed ground water based evaporative cooling system is found to maintain comfort conditions better with varying ambient conditions. Hence, it can be concluded that the proposed system is more reliable and sensitive to cooling load changes than the evaporative cooler. Use of ground water over normal water can be justified from the fact that ground water temperature is invariant of ambient conditions while that of normal water depends on it. This is the main reason for COP of normal water-based system being significantly lower at higher outdoor temperature.

This study is concerned with the development of a cooling system which can operate only in hot and dry climate. In order to extend the cooling system to humid climates dehumidification of air is necessary. Hence a regenerative desiccant wheel coupled with the ground water system can serve the purpose. Further the same system (without evaporation) can be extended to winter climate by taking the advantage of ground water as a heating fluid.

4. References

- [1] Zhao, X., Zhan, C., Duan, Z., & Riffat, S., 2009. "Performance Assessment of a Novel Dew Point Air Conditioning System in the UK Climate Conditions." Inaugural US-EU-China Thermophysics Conference-Renewable Energy.
- [2] Aljbury, I. M. & Ridha, H. D., 2017. "Enhancement of evaporative cooling system in a greenhouse using geothermal energy", *Renewable Energy*, Vol. 111, pp. 321-331.
- [3] Moshari, S., & Heidarinejad, G., 2017. "Analytical estimation of pressure drop in indirect evaporative coolers for power reduction", *Energy and Buildings*, Vol. , pp.
- [4] ASME 1986. *Research needs in thermal systems*, chapter Second law analysis: the method for maximising thermodynamic efficiency in thermal systems. Bejan A. The American Society of Mechanical Engineers, New York.
- [5] *Building and Environment*, (2007). Vol 42(10), 3606-3615. "Energy and exergy analysis of a ground-coupled heat pump system with two horizontal ground heat exchangers." Esen, H., Inalli, M., Esen, M., & Pihtili, K
- [6] *Applied Energy*, (2009). Vol 86(12), 2560-2565. "Comprehensive exergy analysis of a ground-source heat pump system for both building heating and cooling modes." Bi, Y., Wang, X., Liu, Y., Zhang, H., & Chen, L.
- [7] Kotas T.J. *The exergy method of thermal plant analysis*. Malabar, FL, 1995 [Reprint editor Krieger].
- [8] Bejan A. *Entropy generation minimization*. Boca, Raton, FL: CRC Press; 1996.
- [9] Bejan A, Tsatsaronis G, Moran M. *Thermal design and optimization*. New York: Wiley; 1996.
- [10] Bejan A. *Advanced engineering thermodynamics*. New York: Wiley Interscience; 1988 (pp. 501–514).
- [11] Kotas T.J. *The exergy method of thermal plant analysis*. London: Butterworth's; 1994 (p. 197)
- [12] International summer school on thermo-dynamic optimization and constructal design, July 19–21, Istanbul, 2004.
- "Thermodynamic analysis of ground-source heat pump systems for district heating." Hepbasli A.
- [13] WeatherSpark.com. Retrieved April 06, 2017, from <https://weatherspark.com/y/107349/Average-Weather-in-Ahmedabad-India>.
- [14] NIST, 2013, Standard Reference Database-REFPROP, Version 9.1, National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD.
- [15] Nag P. K. *Basic and applied thermodynamics*, 2nd ed. Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2009, 7 West Patel nagar, New Delhi 110 008, Chap. 15, pp. 467– 507
- [16] Arora.C.P. *Refrigeration and air conditioning*, 2nd ed. Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2009, 7 West Patel nagar, New Delhi 110 008, Chap. 14, pp. 477– 509
- [17] Incropera, F. P., & DeWitt, D. P. *Fundamentals of Heat and Mass transfer*, 6th ed. John Wiley & Sons. 2011, New York 4b

LOW GWP Kälteversorgung im Tiefkühlbereich durch kombinierte Anwendung von Kompressions- und Adsorptionskältetechnik

Michael Dölz^{1*}, Prof. Dr.-Ing. Thomas Schlosser¹,
Prof. Dr.-Ing. Thomas Schabbach²

¹ Hochschule Hof, Institut für Wasser- und Energietechnik, Alfons-Goppel-Platz 1, 95028 Hof,
mdoelz@hof-university.de, thomas.schlosser@hof-university.de

² Hochschule Nordhausen, Institut für Regenerative Energietechnik, Weinberghof, 99734 Nordhausen
thomas.schabbach@hs-nordhausen.de

* Korrespondenzautor

Kurzfassung

Die Kältebranche steht in den nächsten Jahren vor großen Herausforderungen. Auf der einen Seite müssen viele Kältemittel aufgrund der F-Gase-Verordnung in Zukunft substituiert werden. Andererseits steigt der Strombedarf für die Kältebereitstellung in Deutschland jährlich. Eine Möglichkeit der Energieeinsparung stellt der Einsatz von thermischen Kältemaschinen dar. Dieser Technologie sind auf Grundlage von Stoffeigenschaften der Kältemittel und wirtschaftlichen Betrachtungen Grenzen gesetzt. Der Leistungsbereich kleiner 200 kW wird heute aus Gründen der Wirtschaftlichkeit von Adsorptionskältemaschinen dominiert. Diese Kälteanlagen können aufgrund des Kältemittels Wasser nicht im Temperaturbereich kleiner 0 °C betrieben werden. Die Kooperation des Instituts für Wasser- und Energiemanagement (IWE) der Hochschule Hof und des Instituts für Regenerative Energietechnik (InRET) der Hochschule Nordhausen untersucht zur Effizienzsteigerung der Kälteversorgung im Tiefkühlbereich den Ansatz einer kombinierten Anwendung von Kompressions- und Adsorptionskältetechnik.

Auf der Grundlage von Messdaten und Herstellerangaben wurde in einer Voruntersuchung eine Studie ausgearbeitet, mit der die Effizienzsteigerung sowie die Wirtschaftlichkeit einer Verbundanlage nachgewiesen werden konnte. In der Studie wurden folgende Varianten untersucht:

1. Kaskadenschaltung aus Adsorptionskälte- und der Propankältemaschine. Die Verbesserung dieser Kombination gegenüber der Referenz ergibt sich in der Vorkühlung des Kühlwassers der Propankältemaschine und damit der Steigerung der Leistungszahl.
2. Einbindung der Adsorptionskältemaschine in den Kältekreislauf der Propankältemaschine. Mit Hilfe eines Wärmeübertragers wird das Kältemittel der Propankältemaschine nach dem Verflüssigen weiter unterkühlt. Aufgrund der tieferen Unterkühlung des Kältemittels, ist nach der Entspannung durch die Drossel der Dampfanteil geringer und es kann eine größere Kälteleistung gegenüber dem Referenzprozess realisiert werden.
3. Als Referenzanlage wird eine Nachbildung einer Propankältemaschine, die auf der Grundlage von Stoffdaten und Herstellerangaben erstellt wurde, verwendet.

In der Simulation wurde der EER (Energy Efficiency Ratio) und ESEER (European Seasonal Energy Efficiency Ratio) der Referenzvariante (Variante 3) mit der Kaskadenschaltung (Variante 1) und der Einbindung in den Kältekreislauf (Variante 2) verglichen. Eine geringere Verbesserung des EER von 11 bis 16 % war bei der integrierten Variante zu beobachten. Bei der Kaskadenschaltung konnte die Kälteleistung dagegen zwischen 53 und 79 % gesteigert werden. Auf der Grundlage von Investitions- und Energiekosten zeigte die wirtschaftliche Betrachtung gegenüber der Referenzanlage eine mögliche Amortisationszeit von 6 bis 8 Jahren.

1 Einleitung

Die Kältebranche steht in den nächsten Jahren vor großen Herausforderungen. Auf der einen Seite müssen viele Kältemittel aufgrund der F-Gase-Verordnung in Zukunft substituiert werden. Andererseits steigt aufgrund der vermehrten Kältebereitstellung der Strombedarf für die Kälteanwendungen in Deutschland jährlich an. Für die Kältebereitstellung wurden in Deutschland im Jahr 2015 ca. 71 TWh elektrische Energie aufgewendet, dies entspricht rund 14 Prozent des Strombedarfs von Deutschland [1]. Fast ein Drittel des elektrischen Endenergiebedarfs 23,6 TWh wird im Bereich Supermarktkälte, Nahrungsmittelproduktion und Gewerbekälte verbraucht. Laut Reitze wird der Endenergiebedarf zur Prozesskälteerzeugung in den Bereichen des GHD-Sektors in der Periode von 2008 bis 2020 um 13% steigen [2]. Diese Entwicklung läuft den Zielen der Bundesregierung bezüglich einer fortschreitenden CO₂-Einsparung entgegen [3]. Weiterhin sind die Stromkosten im GHD-Sektor einer der größten Preistreiber und steigen durch diesen Trend weiter an.

Eine Möglichkeit der Reduktion des elektrischen Strombedarfs für die Kältebereitstellung stellt der Einsatz von thermischen Kältemaschinen dar. Thermische Kältemaschinen werden nicht durch Zufuhr elektrischer oder mechanischer Leistung angetrieben, sondern durch einen Heizwärmestrom und benötigen daher nur geringe Mengen an elektrischer Hilfsenergie. Der Vorteil thermischer Kältetechniken liegt aus betriebswirtschaftlicher Sicht in der Reduzierung des elektrischen Energiebedarfs und damit der Betriebskosten für das Unternehmen. Dies gilt im Besonderen für den Fall, wenn in die thermische Energie im Unternehmen durch andere Prozesse als ungenutzte Abwärme vorliegt. Volkswirtschaftlich sind sie von großem Interesse, da durch die Verwendung thermischer Energie zum Antrieb elektrische Endenergie substituiert wird. Damit ist eine Einsparung fossiler Primärenergie und eine Reduzierung der energiebedingten CO₂-Emissionen verbunden.

Die am stärksten verbreiteten Bauarten thermischer Kältemaschinen sind Ab- und Adsorptionskältemaschinen. Der Sorptionstechnologie sind jedoch durch Stoffeigenschaften der Kältemittel und wirtschaftlichen Betrachtungen Grenzen gesetzt. Absorptionskältemaschinen werden vorrangig im Leistungsbereich größer 200 kW bis in den MW Bereich hinein eingesetzt. Bei geringeren Leistungsklassen steigen die spezifischen Technologiekosten überproportional stark an und können gegenüber anderen Konzepten nicht mehr ökonomisch dargestellt werden.

Der Leistungsbereich kleiner 200 kW wird durch die Adsorptionskältetechnik erschlossen. In Adsorptionsanlagen wird heute standardmäßig Wasser als Kältemittel verwendet. Wasser ist gegenüber anderen Kältemitteln vergleichsweise günstig, hat keine negativen Umwelteinflüsse und ist nicht gefährlich für den Menschen. Wasser hat jedoch den Nachteil, dass es bei Temperaturen unter 0 °C in den festen Aggregatzustand wechselt und der Adsorptionsprozess zum Erliegen kommt. Wird Wasser als Kältemittel verwendet kann der Temperaturbereich kleiner 0 °C nicht versorgt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, die Kältebereitstellung bei Temperaturen unter 0 °C und bei Leistungen kleiner 200 kW wird aktuell nicht im relevanten Maßstab durch thermische Kältemaschinen abgedeckt.

In einer Kooperation des Instituts für Wasser- und Energiemanagement (IWE) der Hochschule Hof und des Instituts für Regenerative Energietechnik (InRET) der Hochschule Nordhausen wurden in einer Voruntersuchung verschiedene Ansätze betrachtet, wie sich Adsorptionskältemaschinen im Tiefkühlbereich zur Effizienzsteigerung einsetzen lassen.

2 Hauptteil

Im ersten Abschnitt des Hauptteils werden zwei untersuchte Kombinationen von Adsorptions- und Kompressionskältetechnik vorgestellt. Hierzu werden die Verschaltungen skizziert und die thermodynamischen Überlegungen erläutert. Als Vergleichsanlage wird eine Propankältemaschine (PKM) herangezogen die ebenfalls im ersten Abschnitt eingeführt wird.

Der zweite Abschnitt beschäftigt sich mit den durchgeführten Simulationen. Zu Beginn wird die Datengrundlage, sowie die Verarbeitung dieser in der Software EES (Engineering Equation Solver) und Matlab vorgestellt. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Leistungsberechnung vorgestellt.

Abschließend werden im dritten Teil die Ergebnisse der Leistungsberechnung einer Kosten-Nutzen-Berechnung unterzogen, um eine wirtschaftliche Abschätzung der vorgestellten Varianten zu treffen.

2.1 Einführung der Referenzkältemaschine und der kombinierten Anlagen

Wie in der Einleitung bereits erläutert, lassen sich Adsorptionskältemaschinen mit dem Kältemittel Wasser nicht bei Temperaturen unter 0°C einsetzen. Es ist jedoch möglich thermische Kältemaschinen indirekt im negativen Temperaturbereich einzusetzen. So können sie mit mechanischen Kältemaschinen kombiniert werden, die im Tiefkühlbereich betrieben werden. Ziel dieser Kombination ist die Steigerung der Energieeffizienz der Gesamtanlage gegenüber der Standardausführung.

Die kombinierten Anlagen bestehen jeweils aus einer Propankältemaschine (PKM) und einer Adsorptionskältemaschine (ADKM). Die PKM wird durch einen Kompressionsverdichter angetrieben und ist eine markverfügbare Kältemaschine. Propan wurde als Kältemittel gewählt, da aufgrund der F-Gas Verordnung zu erwarten ist, dass diese Technologie zukünftig eine größere Verbreitung erfahren wird. Eine technische und wirtschaftliche Relevanz also gegeben ist. Weiterhin ist das Ziel der Untersuchung eine Kältemaschine zu entwickeln die einen geringes direktes und indirektes Global Warming Potential (GWP) aufweist. Mit einem GWP von 3 ist Propan in dieser Hinsicht perfekt geeignet den direkten Einfluss der Kältemaschine zu verringern [4]. Die Reduzierung des indirekten Global Warming Potential durch die Leistungsaufnahme des Verdichters, erfolgt mit Hilfe der thermischen Kältemaschine. Die Adsorptionskältemaschine wird mit dem Kältemittel Wasser betrieben und besitzt damit keinen direkten GWP. Der Verdichtungsvorgang erfolgt mit Wärme und benötigt keine elektrische Energie. Damit die Vergleichbarkeit zwischen Referenz- und kombinierter Anlage gewährleistet ist, wird als Referenz ebenfalls eine Propankältemaschine verwendet. Im Folgenden werden die einzelnen Varianten vorgestellt und ihre Wirkungsweise erläutert:

Variante 1 Kaskadenschaltung aus Adsorptions- und Propankältemaschine

Die erste untersuchte Verschaltung einer Propankältemaschine und einer Adsorptionskältemaschine ist die Reihen- oder Kaskadenschaltung. Diese ist schematisch in der Abbildung 1 dargestellt. Eine detaillierte Auflistung der dargestellten Bauteile mit Zuordnung der Messpunkte finden sie in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** im Anhang.

Im oberen Abschnitt der Abbildung ist die Adsorptionskältemaschine mit Generator, Verflüssiger, Drossel und Verdampfer zu sehen. Aus der Bilanzgrenze der ADKM (grün eingerahmter Bereich) ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$\dot{Q}_{c\ ADKM} = \dot{Q}_{0\ ADKM} + \dot{Q}_{G\ ADKM} \quad (1)$$

Die über den Verflüssiger abgegebene Kühlleistung $\dot{Q}_{c\ ADKM}$ setzt sich aus der Summe über den Verdampfer aufgenommen Kälteleistung $\dot{Q}_{0\ ADKM}$ und über den Generator eingebrachter Antriebsleistung $\dot{Q}_{G\ ADKM}$ zusammen. Der externe Anschluss des Verdampfers der ADKM wird über Verbindung 31 und 32 mit dem externen Anschluss des Verflüssigers der Propankältemaschine verbunden. Das bedeutet die Kälteleistung der Adsorptionskältemaschine $\dot{Q}_{0\ ADKM}$ muss der Rückkühlleistung der PKM $\dot{Q}_{c\ PKM}$ entsprechen.

$$\dot{Q}_{0\ ADKM} = \dot{Q}_{c\ PKM} \quad (2)$$

Im unteren Abschnitt der Abbildung 1 ist blau der Bilanzbereich der Propankältemaschine zu sehen. Daraus wird ersichtlich, dass die abzuführende Rückkühlleistung der Propankältemaschine sich aus der zugeführten Verdichterleistung $P_{el\ PKM}$ und der Kälteleistung $\dot{Q}_{0\ PKM}$ zusammen setzt. Siehe dazu die folgende Gleichung

$$\dot{Q}_{c\ PKM} = \dot{Q}_{0\ PKM} + P_{el\ PKM} \quad (3)$$

Setzt man Gleichung 3 in Gleichung 2 ein ergibt sich mit Gleichung 4 ein wichtiger Zusammenhang dieser Variante. Die Kälteleistung der ADKM muss gleich der Summe aus Kälteleistung und Verdichterleistung der PKM sein.

$$\dot{Q}_{0\ ADKM} = \dot{Q}_{0\ PKM} + P_{el\ PKM} \quad (4)$$

Das bedeutet im Umkehrschluss die Kälteleistung der Propankältemaschine kann nie größer sein als die Kälteleistung der ADKM. Die in Gleichung 1 bis 4 aufgeführten Variablen sind keineswegs statisch, sondern verändern sich in Abhängigkeit der Temperaturen die am Verdampfer und Verflüssiger der

jeweiligen Kältemaschine auftreten. Damit ergeben sich für die Kaskadenschaltung die folgenden drei Einflussparameter:

- $T_{0\text{PKM}}$ Austrittstemperatur des Verdampfers der Propankältemaschine.
- $T_{\ddot{u}} = T_{0\text{ADKM}} = T_{c\text{PKM}}$ Die Übergabetemperatur $T_{\ddot{u}}$ entspricht der Austrittstemperatur des Verdampfers der Adsorptionskältemaschine und der Eintrittstemperatur des Verflüssigers der PKM
- $T_{c\text{ADKM}}$ Eintrittstemperatur des Verflüssigers der Adsorptionskältemaschine

Wie sich diese 3 Parameter auf die Gesamtanlage auswirken und optimiert werden können, soll im Abschnitt 2.2 bei der Vorstellung der Simulation näher erläutert werden.

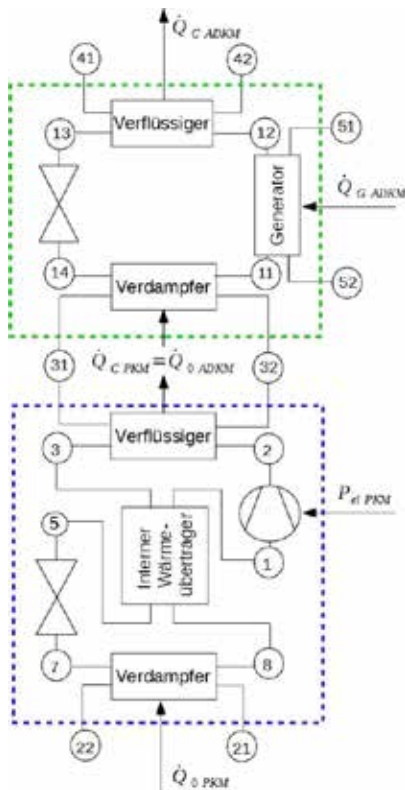


Abbildung 1 Schema der Kaskadenschaltung aus Adsorptions- und Propankältemaschine.

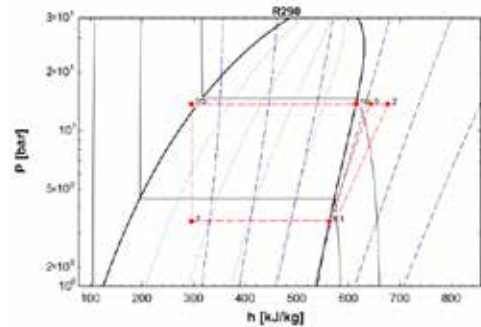


Abbildung 2 Log p-h Diagramm der Propankältemaschine bei der Referenzanwendung

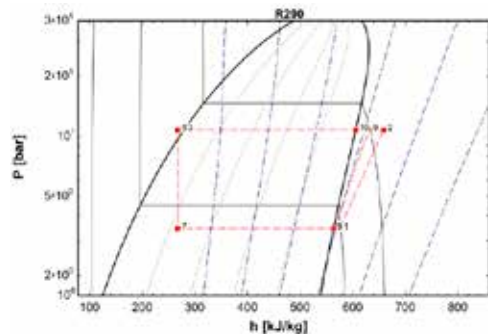


Abbildung 3 Log p-h Diagramm der Propankältemaschine bei kombinierten Betrieb

Die Effizienzsteigerung der Kaskadenschaltung gegenüber der Referenzanlage ergibt sich aus der unterschiedlichen Verflüssigertemperatur der PKM $T_{c\text{PKM}}$. Diese wird bei der kombinierten Anlage durch die Adsorptionskältemaschine verringert. Das Log p-h Diagramm in der Abbildung 2 zeigt den Kältemittelkreis der Referenzanlage und die Abbildung 3 den Kältemittelkreis der PKM in der Kaskadenschaltung. Im Vergleich zu Abbildung 2 kann in Abbildung 3 der benötigte Verflüssigerdruck gesenkt werden, was zu einer geringeren Verdichterleistung führt (Punkt 1 zu 2). Gleichzeitig ist nach der Entspannung durch die Drossel von Punkt 5 zu 7 der Dampfanteil im Kältemittel geringer. Dieser Umstand führt zu einer Vergrößerung der Kälteleistung (Punkt 7 zu 8). Zusammengefasst ergibt sich für diese Variante eine Reduzierung der benötigten elektrischen Leistung bei gleichzeitiger Vergrößerung der Kälteleistung. Weiterhin ist ein Vorteil dieser Verschaltung die relativ einfache Verbindung der ADKM mit der Propankältemaschine.

Variante 2 Einbindung der Adsorptionskältemaschine in den Kältekreislauf der Propankältemaschine

Bei der zweiten untersuchten Variante wurde die Adsorptionskältemaschine genutzt, um eine externe Unterkühlung des Kältemittels der Propankältemaschine herbeizuführen. Eine schematische Darstellung der Anlage ist in der Abbildung 4 zu sehen. Für die externe Unterkühlung wurde ein weiterer Wärmeübertrager, der sogenannte Unterkühler (Punkt 4 zu 5), in den internen Kältemittelkreislauf der Propankältemaschine eingebracht. Er ist dem internen Wärmeübertrager nachgeschaltet und befindet sich vor der Drossel. Mit Hilfe des Unterkühlers kann dem Kältemittel der Propankältemaschine zusätzlich Wärme entzogen werden und weiter unterkühlt werden. Die Bilanz der Propankältemaschine ändert sich im Gegensatz zu Gleichung 3 folgendermaßen:

$$\dot{Q}_{C PKM} = \dot{Q}_{0 PKM} + P_{el PKM} - \dot{Q}_{U PKM} \tag{5}$$

Bei der Variante 2 muss die Adsorptionskältemaschine nur die Kälteleistung die für den Unterkühler $\dot{Q}_{U PKM}$ benötigt wird aufbringen. Das heißt:

$$\dot{Q}_{0 ADKM} = \dot{Q}_{U PKM} \tag{6}$$

Setzt man Gleichung 6 in Gleichung 5 ein, ergibt sich folgender Zusammenhang.

$$\dot{Q}_{C PKM} = \dot{Q}_{0 PKM} + P_{el PKM} - \dot{Q}_{0 ADKM} \tag{7}$$

Aus der Gleichung 7 lässt sich ableiten, dass die Bilanz auch aufgeht, wenn die ADKM keine Kälteleistung liefert. Die Gleichung kann nicht für die allgemeine Schlussfolgerung herangezogen werden, dass durch die zusätzliche $\dot{Q}_{0 ADKM}$ die Rückkühleistung der Propankältemaschine $\dot{Q}_{C PKM}$ kleiner wird. Dies gilt nur, wenn der Massenstrom des Kältemittels beim Ansteigen der externen Unterkühlung kleiner wird. Bleibt der Massenstrom konstant wird durch die Steigerung der externen Unterkühlung, die Kälteleistung der Propankältemaschine im gleichen Maße größer.

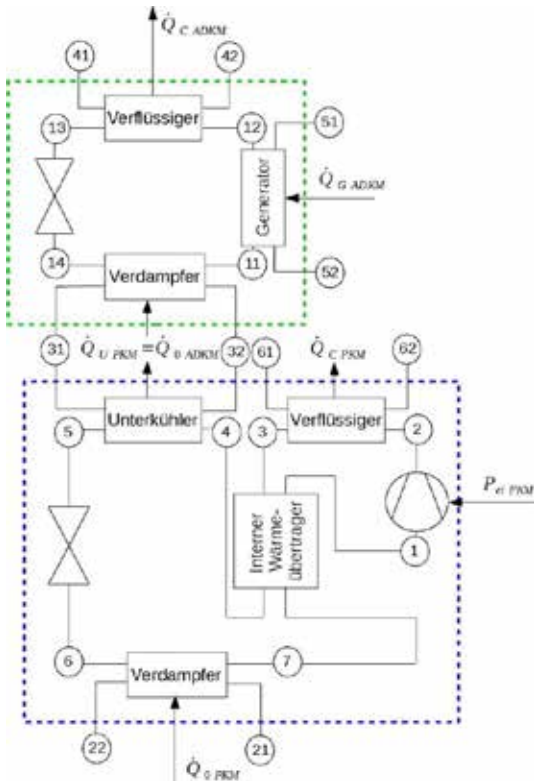


Abbildung 4 Schema der Einbindung der Adsorptionskältemaschine in den Kältekreislauf der Propankältemaschine

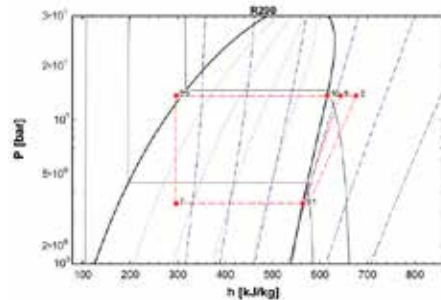


Abbildung 5 Log p-h Diagramm der Propankältemaschine bei der Referenzanwendung

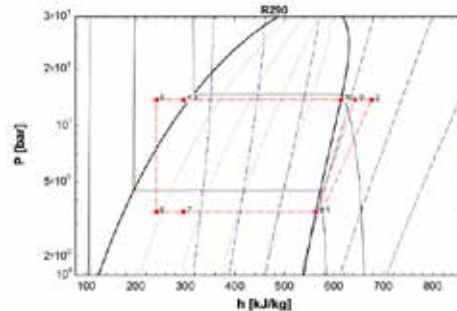


Abbildung 6 Log p-h Diagramm der Propankältemaschine mit externer Unterkühlung

Die Auswirkungen der externen Unterkühlung werden in der *Abbildung 5* und *Abbildung 6* deutlich. Die *Abbildung 5* zeigt die Referenzanlage im log p-h Diagramm. In der *Abbildung 6* ist eine externe Unterkühlung vom Punkt 4 zu 5 dargestellt. Der Massenstrom wurde bei der Betrachtung konstant gehalten. Aufgrund der tieferen Unterkühlung des Kältemittels, ist nach der Entspannung durch die Drossel der Dampfanteil des Kältemittels geringer und es kann eine größere Kälteleistung gegenüber dem Referenzprozess realisiert werden. Die zusätzliche Kälteleistung Punkt 6 zu 7 entspricht der Leistung die durch die externe Unterkühlung dem System entzogen wurde. Die benötigte Verdichterleistung und die Rückkühlleistung sind bei beiden Abbildungen dieselben. Zusammenfassend kann man sagen, da in den Kältekreislauf der Propankältemaschine eingegriffen werden muss, ist die Einbindung der thermischen Kältemaschine aufwendiger als eine Kaskadenschaltung. Der Vorteil ist, dass es keinen festen Zusammenhang zwischen der Kälteleistung der beiden Kältemaschinen gibt. Je weniger Kälte die Adsorptionskältemaschine bereitstellt, umso mehr verschiebt sich der Arbeitspunkt der Gesamtanlage in Richtung der Referenzanlage. Selbst wenn keine Abwärme zur Verfügung steht kann die Anlage noch Kälte liefern. Wird das Kältemittel durch ADKM extern unterkühlt kann die Effizienz der Anlage vergrößert werden.

2.2 Berechnung der Leistungszahlsteigerung

Auf der Grundlage von Maschinen- und Stoffdaten wurde vom Institut für Wasser und Energiemanagement (IWE) der Hochschule Hof in Zusammenarbeit mit dem Institut für Regenerative Energietechnik (InRET) der Hochschule Nordhausen eine Simulation erstellt, mit der die Effizienzsteigerung sowie die CO₂ Einsparung der Verbundanlagen gegenüber der Referenzanlage berechnet werden kann.

Mit Hilfe der Software Matlab und EES (Engineering Equation Solver) wurde ein Modell der Adsorptions- und der Propankältemaschine erstellt. Im Folgenden werden die einzelnen Modellierungsschritte für die beiden Modelle kurz erläutert.

Als Grundlage für das Modell der Propankältemaschine werden die Herstellerangaben über die Kälteleistung und el. Leistungsaufnahme bei definierten Betriebsbedingungen herangezogen. Diese Bedingungen beziehen sich auf die Verdampfer- und Verflüssigertemperatur sowie die Überhitzung und Unterkühlung des Kältemittels. Mit Hilfe der Software EES wird ein Kreisprozess mit dem Kältemittel Propan simuliert. Dieser ideale Kreisprozess wird anschließend weiter modelliert bis die Herstellerangaben mit den berechneten Werten übereinstimmen. Damit der Kreisprozess auch auf andere Betriebsbedingungen angewendet werden kann, bietet EES die Möglichkeit eine Parametervariation durchzuführen. Für die vorliegende Untersuchung wurden die folgenden Parameter variiert:

- Kälteleistung $\dot{Q}_{0\text{PKM}}$ im Bereich 5 bis 50 KW
- Eintrittstemperatur Verflüssiger T_C im Bereich 15 bis 35 °C
- externe Unterkühlung ΔT_{EX} im Bereich 0 bis 20 K
- Die Eintrittstemperatur am Verdampfer T_0 , die interne Unterkühlung und Überhitzung wurden nicht variiert.

Aus der Parametervariation wird ein Kennlinienfeld erstellt, dass sich aus den Variablen a bis i in Abhängigkeit der variierten Betriebsparameter berechnet. Die Gleichung 8 veranschaulicht den Zusammenhang. Sie setzt sich aus einem linearen (a bis c), einem quadratischen (d bis f) und dem Kreuzterm (g bis h) zusammen.

$$\begin{aligned}
 Y = & a \cdot \dot{Q}_{0\text{PKM}} + b \cdot T_C + c \cdot \Delta T_{EX} + \dots \\
 & + d \cdot \dot{Q}_{0\text{PKM}}^2 + e \cdot T_C^2 + f \cdot \Delta T_{EX}^2 + \dots \\
 & + g \cdot \dot{Q}_{0\text{PKM}} \cdot T_C + h \cdot \dot{Q}_{0\text{PKM}} \cdot \Delta T_{EX} + i \cdot T_C \cdot \Delta T_{EX}
 \end{aligned} \quad (8)$$

Mit der Gleichung 8 lassen sich anschließend die elektrische Leistungsaufnahme $P_{el\text{PKM}}$, die abzuführende Verflüssigerleistung $\dot{Q}_{C\text{PKM}}$ und die Leistung der externen Unterkühlung \dot{Q}_{EX} für beliebige Betriebsparameter bestimmen.

Die Erstellung des Kennlinienmodells der Adsorptionskältemaschine, ist im Vergleich zur Propankältemaschine, vereinfacht. Da für die Kälteleistung $\dot{Q}_{0\text{ADKM}}$, die Antriebsleistung $\dot{Q}_{G\text{ADKM}}$ und die Rückkühl-

leistung $\dot{Q}_{C\ ADKM}$ für verschiedene Betriebsparameter Messdaten vorlagen, musste kein thermisches Modell mit Hilfe von EES erstellt werden. Folgende Parametervariation liegt vor:

- Austrittstemperatur Verdampfer T_0 im Bereich 8 bis 17 °C
- Eintrittstemperatur Verflüssiger T_C im Bereich 25 bis 37 °C
- Eintrittstemperatur Generator T_G im Bereich 55 bis 90 °C

Aus den vorliegenden Messdaten wurde in Abhängigkeit der aufgeführten Parameter ein Kennlinienfeld für die 3 Leistungen erstellt. Die Kennlinienfelder bestehen wie die Gleichung 8 aus einem linearen, einem quadratischen und einen Kreuzterm. Zur besseren Veranschaulichung ist eine graphische Darstellung der Kälteleistung $\dot{Q}_{0\ ADKM}$ in Abhängigkeit der Kühltemperatur T_0 und der Rückkühltemperatur T_C bei 80 °C Antriebstemperatur T_G in der *Abbildung 7* dargestellt.

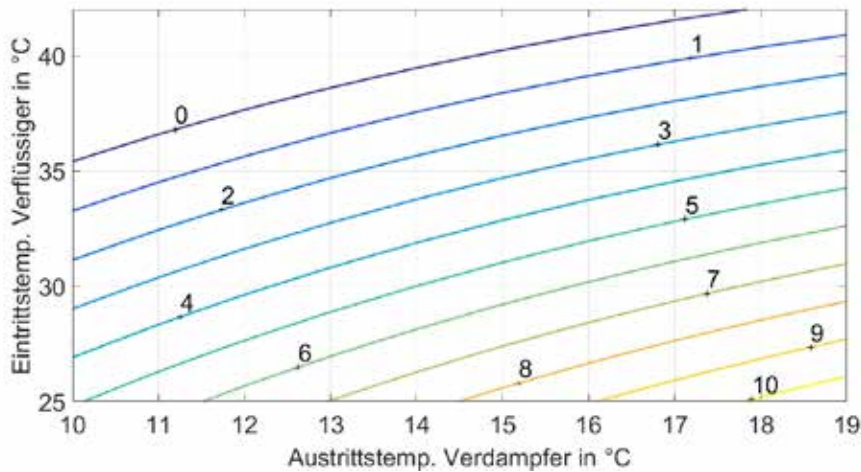


Abbildung 7 Kälteleistung der ADKM $\dot{Q}_{0\ ADKM}$ in Abhängigkeit der Kühl- T_0 und Rückkühltemperatur T_C bei 80 °C Antriebstemperatur T_G .

Aus der *Abbildung 7* wird deutlich, dass die Adsorptionskältemaschine bei erhöhten T_0 und reduzierten T_C die größte Kälteleistung aufweist. Die Eintrittstemperatur am Generator ist in der *Abbildung* konstant 80 °C. Wird diese verringert, verschieben sich die Leistungskennlinien in der *Darstellung* nach unten. Bei gleichen Temperaturen T_0 und T_C würde das zu einer geringeren Kälteleistung der Anlage führen.

Der Vergleich der Referenzanlage und den beiden vorgestellten Varianten erfolgt anhand der Leistungszahl für Kältemaschinen den Energy Efficiency Ratio (EER). Dieser ist das Verhältnis von zugeführter el. Leistung zu der erbrachten Kälteleistung. Er berechnet sich für die kombinierten Anlagen wie folgt:

$$EER_K = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_0} = \frac{P_{el\ ADKM} + P_{el\ PKM}}{\dot{Q}_0\ PKM} \tag{9}$$

Für die Referenzanlage entfällt der Term für die elektrische Leistungsaufnahme der Adsorptionskältemaschine $P_{el\ ADKM}$. Die Gleichung 9 vereinfacht sich zu

$$EER_R = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_0} = \frac{P_{el\ PKM}}{\dot{Q}_0\ PKM} \tag{10}$$

Für die Berechnung der Leistungszahl der Referenz- sowie der kombinierten Anlagen werden folgende allgemeine Annahmen getroffen:

- Kühltemperatur $T_{0\ PKM} = 8\ ^\circ\text{C}$
- Antriebstemperatur $T_{G\ ADKM} = 80\ ^\circ\text{C}$
- Rückkühltemperaturen $T_C = 18; 22; 26; 30\ ^\circ\text{C}$

Die Kühltemperatur wurde mit -8 °C für eine Anwendung im Normalkühlbereich festgelegt. Die Antriebstemperatur von 80 °C wurde gewählt, weil hier die Kälteleistung der ADKM vorteilhaft ausfällt. Weiterhin sind 80 °C in der Nahrungsmittelindustrie ein häufig vorkommendes Temperaturniveau. An dieser Stelle sei nur das Herstellen von Backwaren erwähnt.

Kälteanlagen werden selten bei Auslegungsbedingungen und unter Vollast betrieben. Aus diesen Grund wird zusätzlich der European Seasonal Energy Efficiency Ratio (ESEER) mit den Vorgaben der Eurovent Certification Company herangezogen. Der ESEER dient der Berechnung der saisonalen Effizienz von Kältemaschinen im europäischen Raum. Dazu wird der EER bei den oben 4 definierten Rückkühltemperaturen ermittelt und in Abhängigkeit der Aufkommenswahrscheinlichkeit gewichtet. Dies soll den Wetterbedingungen in Europa entsprechen und einen optimalen Vergleich, bei den zu erwartenden Einsatzbedingungen ermöglichen. Die Tabelle 1 zeigt die Einsatzbedingungen und die Gewichtungsfaktoren.

Tabelle 1 Gewichtungsfaktoren und Rückkühltemperaturen zur Berechnung des ESEER

	T_c in $^{\circ}\text{C}$	Gewichtungsfaktor
EER_a	30	$a = 0,03$
EER_b	26	$b = 0,33$
EER_c	22	$c = 0,41$
EER_d	18	$d = 0,23$

Die Berechnung des ESEER erfolgt anschließend nach der Gleichung 11:

$$ESEER = EER_a \cdot a + EER_b \cdot b + EER_c \cdot c + EER_d \cdot d \quad (11)$$

Im ersten Schritt wird die Kaskadenanlage und die Referenzanlage betrachtet. Für die Berechnung wird ein zusätzlicher Parameter festgelegt:

- Kälteleistung der Propankältemaschine $Q_{0\text{ PKM}}$ 9 kW

Die Kälteleistung der Propankältemaschine $Q_{0\text{ PKM}}$ wurde mit 9 KW so gewählt, dass Gleichung 4 bei den vorgegebenen Antriebs- und Rückkühltemperaturen bei dem Einsatz einer ADKM erfüllt ist. Der Temperaturhub der Adsorptionskältemaschine $T_{C\text{ ADKM}} - T_{0\text{ ADKM}}$ wird vom Programm iterativ auf das Maximum ausgelegt. Die Tabelle 2 stellt den Temperhub sowie die el. Leistungsaufnahme der Propankältemaschine für die Referenz- und die kombinierte Anlage bei den verschiedenen Rückkühltemperaturen gegenüber.

Tabelle 2 Ergebnisse der Leistungsberechnung der Kaskadenschaltung

	Rückkühltemperaturen $T_{C\text{ ADKM}}$	Referenzanlage	Kaskadenschaltung
Temperaturhub $T_{C\text{ ADKM}} - T_{0\text{ ADKM}}$	18 $^{\circ}\text{C}$	0K	7,86 K
	22 $^{\circ}\text{C}$	0 K	8,62 K
	26 $^{\circ}\text{C}$	0 K	11,18 K
	30 $^{\circ}\text{C}$	0 K	15,30 K
El. Leistungsaufnahme $P_{el\text{ PKM}}$	18 $^{\circ}\text{C}$	2,286 KW	1,497 KW
	22 $^{\circ}\text{C}$	2,675 KW	1,556 KW
	26 $^{\circ}\text{C}$	3,111 KW	1,729 KW
	30 $^{\circ}\text{C}$	3,593 KW	2,049 KW

Für die Kaskadenschaltung kann man festhalten, dass der Temperaturhub der ADKM bei steigenden Rückkühltemperaturen sich vergrößert. Dieser Effekt ist mit dem abfallen der Kälteleistung der ADKM

$Q_{0\text{ADKM}}$ bei geringen Kühltemperaturen $T_{0\text{ADKM}}$ zu erklären. Vergleiche dazu auch die Abbildung 7. Die elektrische Leistungsaufnahme der Propankältemaschine ist bei der Kaskadenschaltung gegenüber der Referenzanlage verringert. Mit zunehmenden Rückkühltemperatur wird dieser Effekt weiter verstärkt. Der Vergleich des EER und des ESEER wird in der Abbildung 8 auf der Seite 9 dargestellt.

An dieser Stelle soll die 2. Variante, die externe Unterkühlung, mit der Referenzanlage verglichen werden. Die Allgemeine Parameter Kühltemperatur $T_{0\text{PKM}}$, Antriebstemperatur $T_{G\text{ADKM}}$ und die Rückkühltemperaturen T_C werden identisch wie bei der 1. Variante festgelegt.

Für die Simulation wurden weiterhin folgende weitere Annahme getroffen:

- Kälteleistung der Propankältemaschine $Q_{0\text{PKM}} 50\text{ kW}$

Die Vorgabe für die Festlegung der Kälteleistung der PKM ist, dass die Adsorptionskältemaschine einen Temperaturhub $T_{C\text{ADKM}} - T_{0\text{ADKM}}$ von mindestens 10 K aufweist. In der folgenden Tabelle 3 werden Ergebnisse der Leistungsberechnung gegenübergestellt.

Tabelle 3 Ergebnisse der Leistungsberechnung der externen Unterkühlung

	Rückkühltemperaturen $T_{C\text{ADKM}}$	Referenzanlage	Externe Unterkühlung
Temperaturhub $T_{C\text{ADKM}} - T_{0\text{ADKM}}$	18 °C	0K	11,5 K
	22 °C	0 K	15,0 K
	26 °C	0 K	17,3 K
	30 °C	0 K	17,8 K
El. Leistungsaufnahme $P_{el\text{PKM}}$	18 °C	11,61 KW	10,44 KW
	22 °C	13,31 KW	11,65 KW
	26 °C	15,05 KW	13,00 KW
	30 °C	16,85 KW	14,56 KW

Die in der Tabelle 3 dargestellten Ergebnisse weisen die gleichen Tendenzen auf wie die Tabelle 2 der Variante 1. Die absoluten Werte der elektrischen Leistungsaufnahme der PKM sind im Gegensatz zu der Variante 1 aufgrund der größeren Anlage erhöht. In der Abbildung 8 sind die nach Gleichung 9 und 10 berechneten Werte des EER für die verschiedenen Rückkühltemperaturen gegenübergestellt. Weiterhin ist der nach der Gleichung 11 berechnete ESEER zu sehen.

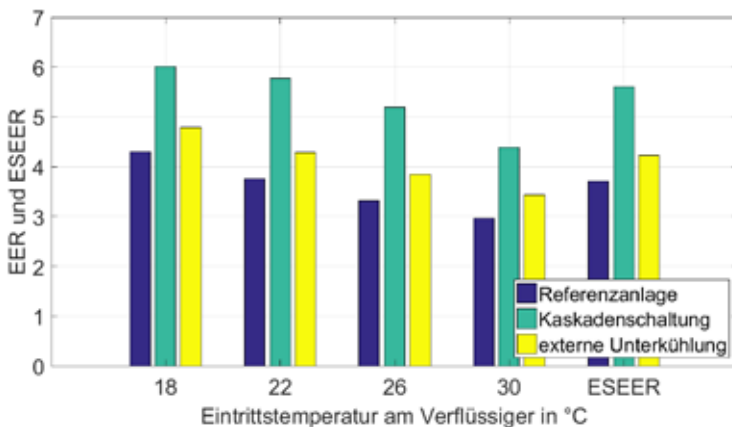


Abbildung 8 Vergleich EER und ESEER der Referenzanlage mit der Kaskadenschaltung und der externen Unterkühlung

Die Abbildung 8 macht deutlich, dass beide Varianten gegenüber der Referenzanlage zu einer Verbesserung der Leistungszahl führen. Bei der Kaskadenschaltung konnte die Leistungszahl zwischen 53 und 79 %, gegenüber der Referenzanlage, gesteigert werden. Der ESEER vergrößert sich um 69 % auf 5,6. Mit der Einbindung der Adsorptionskältemaschine zur externen Unterkühlung konnte eine Verbesserung des EER von 11 bis 16 % erreicht werden. Für die Berechnung des ESEER ergibt sich eine Steigerung um 14 % auf 4,2. Die folgende Tabelle 4 führt die eine Übersicht der berechneten Leistungszahlen der Varianten auf.

Tabelle 4 Gegenüberstellung der berechneten Leistungszahlen

	T_c 18 °C	T_c 22 °C	T_c 26 °C	T_c 30 °C	ESEER
Referenzanlage	4,31	3,76	3,32	2,97	3,71
Kaskadenschaltung	6,01	5,78	5,20	4,39	5,60
Externe Unterkühlung	4,79	4,29	3,84	3,43	4,23

2.3 Betrachtung der Wirtschaftlichkeit

In diesem Abschnitt soll abschließend die Wirtschaftlichkeit der Kaskadenschaltung und der externen Unterkühlung gegenüber der Referenzanlage untersucht werden. Dazu werden die im Abschnitt 2.2 gezeigten Verbesserungen mit Kosten für die elektrische Energie hinterlegt und den zusätzlichen Investitionskosten gegenübergestellt. Die Investitionskosten werden anhand vorliegender Angebote für die Kältemaschinen ermittelt, wobei noch keine möglichen Einsparungseffekte einer kombinierten Fertigung berücksichtigt wurden. Die Energiekosten wurden auf einem KMU üblichen Preisniveau angesetzt. Die Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse sind in der folgenden Tabelle 5 aufgelistet.

Die höheren Investitionskosten der Variante 2 ergeben sich durch die größere Propankältemaschine die bei dieser Variante eingesetzt wird. Der Zinssatz entspricht dem aktuell üblichen geringen Zinsniveau und die Preissteigerung von 3 % ist eine geringe Annahme. In den Branchen der Supermarktkälte, Nahrungsmittelproduktion und Gewerbekälte wird ganzjährig Kälteleistung benötigt, in diesen Bereichen ist eine Laufzeit von 8000 h/a zu erwarten.

Tabelle 5 Datengrundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit

Zusätzliche Investitionskosten	12.000 €
Zinssatz	2 %
Stromkosten	0,16 €/kWh
Preissteigerung	3 %
Laufzeit	8.000 h/a

Für die Simulationen wird die Annahme getroffen, dass die Antriebswärme für die Adsorptionskältemaschine als Abwärme vorliegt, nicht anderweitig genutzt wird und kostenlos zur Verfügung steht. Weiterhin ist es vom Peripheriesystem abhängig, ob die Rückkühlenergie der Kälteanlage genutzt werden kann oder über Rückkühler, und damit mit zusätzlicher Hilfsenergie, an die Umgebung abgegeben werden muss. Aus diesen Grund wurde in der Untersuchung keine Kosten für die Rückkühlung bilanziert.

Die Einsparungen der Kaskadenschaltung gegenüber der Referenzanlage aus der reduzierten el. Leistungsaufnahme beträgt jährlich circa 1.347 €. Die Verbesserung des ESEER ist bei der Variante mit der externen Unterkühlung geringer als bei der Kaskadenschaltung, die Einsparungen pro Jahr fallen allerdings aufgrund der Anlagengröße mit 2.025 € höher aus. Die sich aus den zusätzlichen Investitionskosten gegenüber der Referenzanlage und den Einsparungen pro Jahr ergebende Amortisationszeit ist in der Tabelle 6 dargestellt. Die zusätzlichen Investitionskosten aus Tabelle 5 sind für beide Varianten

nahezu gleich und damit ergibt sich aus der größeren Einsparung pro Jahr eine geringere Amortisationszeit für die externe Unterkühlung als bei der Kaskadenschaltung. Mit 6 bzw. 8 Jahren könnte der Return of Investment (ROI) für kleine und mittelständige Unternehmen bereits von Interesse sein. Mit weiterer Forschungsarbeit können nach Meinung der Autoren zusätzliche Einsparungen bei den Investitionskosten aufgrund von Synergieeffekten erzielt werden. Eine Regelung die auf die kombinierte Anwendung angepasst ist, könnte die Einsparung von el. Leistung und damit die Reduzierung der laufenden Kosten weiter verstärken.

Tabelle 6 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Kaskadenschaltung	Externe Unterkühlung
Einsparung pro Jahr	1374 €	2025 €
Amortisationszeit	8 a	6 a
CO ₂ Einsparung pro Jahr	4,07 ¹ t	6,00 ¹ t

Die CO₂-Einsparung gegenüber der Referenzvariante aufgrund der Reduzierung der benötigten elektrischen Energie beträgt bei der Kaskadenschaltung 4 t und bei der externen Unterkühlung 6 t. Auch in diesem Punkt ist die Kaskadenschaltung die bessere Variante.

3 Zusammenfassung

Damit es zu einer Reduktion der CO₂-Emission in einem wachsenden Kältemarkt kommen kann, sind alternative Technologien die Abwärme als Antrieb nutzen und natürliche Kältemittel verwenden in Zukunft unersetzlich.

Die vorgestellte Untersuchung zeigt das Potential einer kombinierten Anwendung von thermischer und mechanischer Kältebereitstellung. Die Kaskadenschaltung überzeugt durch eine einfache Einbindung und eine starke Verbesserung der Leistungszahl gegenüber einer Referenzanlage. Der Nachteil liegt in dem festen Leistungsverhältnis von Propan- zu Adsorptionskältemaschine, was im Endeffekt zu einer erhöhten Amortisationszeit führt. Die externe Unterkühlung kann ohne Beschränkung der Kälteleistung konfiguriert werden. Je geringer die Kälteleistung der ADKM, umso mehr gleicht sich der Prozess der Referenzanlage an. Auch wenn die Adsorptionskältemaschine ausfällt und keine Kälte bereitgestellt wird, funktioniert die Anlage weiter. Die Einsparung der elektrischen Energie pro Jahr und damit die Kostenersparnis sowie die CO₂-Vermeidung ist stärker als bei der Kaskadenschaltung. Die Einbindung ist aufgrund des Eingriffs in den Kältemittelkreis der Propankältemaschine komplizierter.

¹ Hochgerechnete Werte für das Jahr 2018 ergeben 474 Gramm pro Kilowattstunde elektrische Energie [5].

4 Nomenklatur

Formelzeichen		Indizes	
a	Gewichtungsfaktor (-)	ADKM	Adsorptionskältemaschine
b	Gewichtungsfaktor (-)	EX	Extern
c	Gewichtungsfaktor (-)	C	Verflüssiger
d	Gewichtungsfaktor (-)	G	Generator
EER	Energy Efficiency Ratio (W/W)	PKM	Propankältemaschine
ESE ER	European Seasonal Energy Efficiency Ratio (W/W)	K	Kombination
P_{el}	Elektrische Antriebsleistung (W)	R	Referenz
\dot{Q}	Wärmestrom (W)	U	Umgebung
T	Temperatur (°C)	ü	Übergabe
ΔT	Temperaturdifferenz (K)	0	Verdampfer

5 Literaturverzeichnis

- [1] Guntram Preuß: Wirtschaftliche Entwicklung in der Kälte- und Wärmepumpentechnik. VDMA 2015
- [2] Reitze, Felix. 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, 2014.
- [3] Umweltbundesamt. Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2014.
- [4] Amtsblatt der Europäischen Union, VERORDNUNG (EU) Nr. 517/2014 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES, 16.April 2014
- [5] Umweltbundesamt: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Dessau-Roßlau März 2019

Umweltfreundliche Heiztechnik – perfekt aufeinander abgestimmt.



Die BRÖTJE Hybridlösungen.

Ob Luft, Sole oder Wasser: Mit den BRÖTJE Wärmepumpen nutzen Sie die Energie aus der Natur für eine besonders umweltfreundliche Hybridlösung. Dank der BRÖTJE Systemtechnologie sind unsere Wärmepumpen mit unterschiedlichsten Energiearten, beispielsweise einem Brennwertkessel und den Solarkollektoren von BRÖTJE, sowie dem passenden Speicher kombinierbar und liefern so ein perfekt abgestimmtes Wärmekonzept für Ihr Zuhause. Mehr erfahren unter broetje.de





Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4
99734 Nordhausen

Mit freundlicher Unterstützung:



ISBN 978-3-940820-16-7

