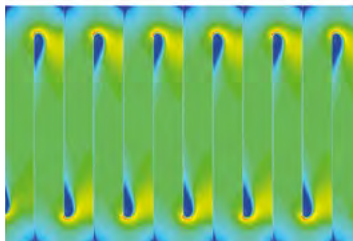




Tagungsband

5. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen
10. - 11. Februar 2022



www.thega.de

ThEGA

Thüringer
Energie- und
GreenTech-
Agentur

Für eine erfolgreiche Energiewende und wirksamen Klimaschutz.

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



Die ThEGA ist in diesen Bereichen aktiv:



Nachhaltige Mobilität



Erneuerbare Energien



Energie- und Ressourceneffizienz



Kommunaler Klimaschutz



Wärme



Klimaneutrale Landesverwaltung



Tagungsband

**5. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen
10.-11. Februar 2022**

RET.Con 2022

5. 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

© 2022 by Hochschule Nordhausen
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-19-8

 **HOCHSCHULE NORDHAUSEN**
University of Applied Sciences

INHALTSVERZEICHNIS

Eröffnungssession	6
Maximilian Heinrich, Andy Gradel, André Herrmann, Marco Klemm, Georg Kuffer, Tobias Plessing Umfangreiche Charakterisierung von biogenen Brennstoffen zur Simulation von Vergasungs- und Verbrennungsprozessen	6
Session PtX-Technologien	14
Michael Rossner, Tobias Blenk Aufbau und Anforderungen an eine Brennstoffzelle-Elektrolyseur-Kombination als Alternative für batteriebasierte Stromspeicher im Netzbetrieb	14
J. Gulden, A. Sklarow, R. Sommer, J. Kirchner, C. Schweizer Dynamische Herstellung von Grünem Methanol durch Steuerung des CO ₂ -Stroms	23
Sebastian Voswinckel Der Weg zu einer CO ₂ neutralen Luftfahrt	27
Session Energiekonzepte für Unternehmen	37
S. Klostermann, T. Gothe, J. Baars, A. Schierenbeck, T. Wawer Dekarbonisierung von Unternehmen: Stand und Erfolgsfaktoren - Ergebnisse aus qualitativen Interviews mit Unternehmen	37
Daniela Heger, Steffi Naumann, Peter Bretschneider Optimale Systemführung der Energieversorgung eines kleinen und mittleren Unternehmens zur Minimierung der CO ₂ -Emissionen und Energieversorgungskosten	44
Florian Peschke, Petr Tugarinov, Frank Truckenmüller Ökonomische und ökologische Betrachtung des Einsatzes der CO ₂ -Wärmepumpen in verschiedenen Gebäudeenergiesystemen	54
Session Energiekonzepte für Gebäude	65
Andreas Wagner Klimaneutrale Sanierung von Gebäuden - Anforderungen, jenseits der Technik	65
Stefan Bauer, Juan José Victoria Villeda, Albert Dietrich Hemmnisse und Erfolgskriterien von Erneuerbare-Energie-Contracting in der Immobilienwirtschaft	71
Robin Fick, Oliver Stark, Robert Honke, Tobias Plessing Innovatives Versorgungskonzept zur multiplen Nutzung erneuerbarer Energiequellen des Instituts für Wasser- und Energiemanagement	82

Stefan Krause, Robert Seibt, Peter Kaufmann EnShade - innovative multifunktionale Sonnenschutz-Wärmedämm-PV-Systeme in Leichtbauweise zur hocheffizienten energetischen Dämmung verglaster Gebäudeöffnungen mit integrierter solarer Energiegewinnung	94
--	----

Session Photovoltaik 1 **101**

Jaimin Navin Bhai Patel, Esther Fokuhl, Karthika Sheeja Prakash, Andreas Beinert, Viktor Wesselak, Paul Gebhardt, Daniel Philipp Solar Cell Integrated Moisture Sensor for Photovoltaic Modules	101
--	-----

Kai Oliver Brinkmann, Ralf Heiderhoff, Thomas Riedl Perowskit-Multi-Junction-Solarzellen – Photovoltaik der nächsten Generation	108
--	-----

Michaela Hopf, Max Trommsdorff, Kerstin Wydra Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Agri-PV im Apfelanbau	115
---	-----

Session Photovoltaik 2 **117**

Lukas Gerstenberg, Rohith Krishnan Bala Krishnan, Viktor Wesselak Echtzeitmessung des Parallelwiderstandes von CIGS Dünnschicht-PV-Modulen während beschleunigter Alterungstests	117
---	-----

M. Nicklaus, M. Schönau, R. Arndt, G. Papageorgiou, B. Siepchen, B. Hüttl Elektro-optische Analyse photovoltaischer CdTe-Zellen der CSS-Technologie	125
--	-----

D. Daume, M. Scheler, T. Neumeyer, T. Beck, S. Steinbach, D. Sojitra, A. Schulze, B. Hüttl Leistungsbestimmungen von PV-Strings unter Freifeldbedingungen - Zwischenbericht zum Projekt PV-FeldLab	136
---	-----

Session Energiesystemmodellierung **144**

Alexander Blinn, Henrik te Heesen Modellierung und Simulation von Energieclustern am Beispiel des europäischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektors – Methodik	144
---	-----

Benedikt Müller, Marius Reich, Mario Adam Optimierte Integration: Multikriterielle Auslegung einer solarthermischen Anlage in ein Bestandsfernwärmenetz	161
--	-----

Alireza Karbalaemirza Development an Integrated Excel-Based Toolkit to Determine the Optimized Configuration and Corresponding Sizing of Hybrid Wind-Solar Energy System Coupling Battery Storage with respect to Electricity Market Prices across Germany	170
---	-----

Session Mobilität **180**

Timo Alexander Hertlein, Anne Bauer, Tobias Blenk, Christian Weindl Netzorientierter Lastausgleich durch intelligente Ladesteuerung für Elektromobilität mittels digitaler Energieservices in Verteilnetzen	180
--	-----

Sebastian Flemming, Jonas Pemsel, Tilo Hirsch, Peter Bretschneider Lademanagementmethode für Elektrofahrzeuge zur Senkung von Installations- und Betriebskosten von Ladepunkt-Gruppen	186
Wolfgang Rid, Christoph Webel Energetische Transformation in ländlichen Räumen – Das Fallbeispiel einer Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal	198
Session Energiedaten	207
Mathias Heiker, Anica Mertins, Tim Wawer, Sandra Rosenberger Erneuerbare Energien – OpenData-Analyse des status quo regionaler Energiesysteme am Beispiel von Biomasse.....	207
Michael Dölz, M.Eng.; Prof. Thomas Schlosser Der Raspberry-Pi als Datenlogger Monitoring eines Systems zur Wärmerückgewinnung aus Dampfkondensat	217

Umfangreiche Charakterisierung von biogenen Brennstoffen zur Simulation von Vergasungs- und Verbrennungsprozessen

Maximilian Heinrich (M. Eng.)¹, Dr. Ing. Andy Gradel¹, Dipl. Ing. André Herrmann², Dr. Ing. Marco Klemm², Dipl. Ing. Georg Kuffer³, Prof. Dr. Ing. Tobias Plessing¹

¹ Institut für Wasser- und Energiemanagement (iwe), Hochschule Hof, Hof

² DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig

³ Spanner RE² GmbH, Neufahrn in Niederbayern

Abstract

Für den Einsatz alternativer biogener Brennstoffe bei der thermochemischen Vergasung und Verbrennung besteht weiterhin Entwicklungsbedarf. Um aufwändige Versuche für neue Entwicklungen zu reduzieren, können Prozesssimulationen eingesetzt werden. Die mathematische Modellierung benötigt aufgrund vieler brennstoffspezifischer Einflussfaktoren auf den thermochemischen Prozess eine umfangreichere Datenbasis der jeweiligen Brennstoffe als für die meisten Brennstoffe bisher vorhanden ist. Nachfolgend wird ein Ansatz präsentiert, welche Brennstoffdaten im Zuge einer Brennstoffuntersuchung für die Erstellung von aussagekräftigen Prozesssimulationen mindestens erhoben werden sollten. Die benötigten Brennstoffdaten und Methoden zur Erhebung werden gelistet und die jeweiligen Hintergründe kurz erläutert.

1. Motivation/Einführung

Holzvergasungsanlagen sind aktueller Stand der Technik und werden bereits zur Energiegewinnung eingesetzt. Dennoch besteht beim Einsatz von alternativen Brennstoffen weiterhin die Herausforderung der Hersteller und Betreiber im Umgang mit der prozessbedingten Teerbildung (siehe Abbildung 1), Verschlackung durch Asche oder Bildung von korrosiven Reaktionsprodukten. Hintergrund für den Großteil der Probleme ist vor allem das Temperaturmanagement im Reaktor. Gerade bei potenziellen biogenen Alternativen zum Holz als Brennstoff sind diese Faktoren häufig noch ausgeprägter und resultieren in einem wartungsaufwendigen oder gar unwirtschaftlichen Einsatz. [1] Verlässliche Prozesssimulationen sollen helfen, aufwändige Praxisversuche zu reduzieren und bei der Anlagenentwicklung brennstoffspezifische Anpassungen vornehmen zu können. Damit sollen die Herausforderungen des Anlagenbetriebes mit alternativen Brennstoffen besser gemeistert werden. Im übergeordneten Projekt ist es das Ziel, einen Gleichstromreaktor der Firma Spanner Re² GmbH abzubilden. Der Prozess lässt sich dazu grob in die drei Bereiche Pyrolyse-, Oxidations- und Reduktionszone einteilen, in denen jeweils andere Bedingungen vorherrschen.

Das von Gradel et al. [2] veröffentlichte Modell liefert gute Ergebnisse für den modellspezifisch untersuchten und eingesetzten Brennstoff Holzpellets in Verbindung mit einem dedizierten Pellet-Reaktor. In der bestehenden Simulation sind einige brennstoffspezifische Parameter berücksichtigt, welche in den meisten Forschungsaktivitäten auf diesem Gebiet bisher nicht gesamtheitlich betrachtet wurden. So sind Brennstoffe zwar häufig und umfangreich auf deren Pyrolyseeigenschaften untersucht worden, jedoch ohne dabei die Reaktivität und Struktur der Pyrolysekohle zu erfassen. Auch die Dokumentation der Zusammensetzung aus den Pyrolyseprodukten ist häufig nicht einheitlich, schwer vergleichbar oder lückenhaft. [3] Sofern Reaktivitäten von Pyrolysekohle untersucht wurden, haben sich diese häufig nur vereinzelt auf Verbrennung, Boudouard-Reaktion oder Reaktion mit Wasserdampf beschränkt. [4]

Diese gilt es, für die Weiterentwicklung von Simulationsmodellen nun möglichst strukturiert und zuordnungsfähig zu erfassen. Damit soll eine Übertragbarkeit und Vergleichbarkeit von Labormessungen für Berechnungsmodelle hergestellt werden und auch für zukünftige Simulationsentwicklungen eine Datenbasis bieten. Gängige normative Brennstoffeigenschaften, wie bspw. in der DIN EN ISO 17225 genannt,

sind für die Simulation nur bedingt relevant oder ausreichend, sollen aber zur Vollständigkeit und späteren Vergleichbarkeit mitbestimmt werden.



Abb. 1: Teerablagerungen in einem älteren Notfilter vor dem BHKW-Motor einer Holzgasanlage nach der eigentlichen Produktgasreinigung als Folge von feuchtem Brennstoff, Hohlbränden oder anderen Prozessstörungen.

2. Brennstoffeigenschaften

Um den Brennstoff für die Simulation gesamtheitlich zu betrachten und künftig aus Analyseergebnissen weitere Rückschlüsse ziehen zu können, werden die in Tabelle 1 gelisteten Eigenschaften ermittelt. Diese soll einen Überblick bieten, welche Eigenschaften untersucht und erfasst werden sollen, um den Brennstoff möglichst umfangreich zu charakterisieren. Nachfolgend werden die Hintergründe kurz erläutert.

2.1 Erweiterte grundlegende Eigenschaften zur Brennstoffcharakterisierung

Mit der Benennung von Brennstoffart und -herkunft wird eine erste Klassifizierung geschaffen. Als Referenzbrennstoff im Projekt dient ein Präzisionshackgut mit einer Partikelgröße von 12 – 16 mm aus Fichtenholz mit sehr geringem Fein- und Grobanteil (F02).

Heiz- und Brennwert des Brennstoffs werden gemäß DIN EN ISO 18125: 2017-08 bestimmt. Diese Werte dienen Bilanzierungs- und Vergleichszwecken und sind bei Brennstoffanalysen gängig. Für Prozesssimulationen sind sie v. a. für die Prüfung von Energiebilanzen oder die Bestimmung von Reaktionsenthalpien, z. B. für die pyrolytische Zersetzung bei bekannter Produktverteilung, entscheidend.

Mittels ICP-OES Totalaufschluss nach DIN EN ISO 16967: 2015-07, DIN EN ISO 1 werden anorganische Spurenstoffe im Brennstoff nachgewiesen. Anhand dieser können im Falle von katalytischen Effekten ggf. weitere Einflussfaktoren bestimmt werden.

Der Rindenanteil im Referenzbrennstoff ist mit unter 1 % sehr gering. In späteren Untersuchungen kann dieser isoliert betrachtet und Mischungsverhältnisse definiert werden. Auch können Mischungsverhältnisse mit anderen Brennstoffen eine Datengrundlage bieten.

2.2 Simulationsrelevante chemische und physikalische Eigenschaften eines Brennstoffs und der daraus generierten Pyrolyse-/Vergaserkohle

Die Modellierung des Festbettreaktors basiert unter anderem auf Dichte- und Porositätswerten. Hiermit werden Zusammenhänge zwischen Feststoff und Gasraum definiert. Die Dichte des Brennstoffs und der Pyrolysekohle wird derzeit mit einem Pyknometer (Gay-Lussac) bestimmt. Hierbei wird die Probe nach dem Vakuumieren in Wasser (um Luft aus dem Porensystem zu entfernen) gemessen.

Eine weitere Eigenschaft ist die Roh- bzw. Partikeldichte. Diese wurde per Handmessungen ermittelt und über eine Probenanzahl von $n = 30$ zu 267 kg/m^3 (Brennstoff) und 163 kg/m^3 (Pyrolysekohle) ermittelt. Vergleicht man hierzu Standardwerte aus DIN 68364 für Fichtenholz mit 460 kg/m^3 die nach DIN 52182 gemessen wurden, ist jedoch ein deutlicher Unterschied festzustellen. Dies ist auf die ungleichmäßige Geometrie bei der Handmessung zurückzuführen und bedarf aktuell erneuter verbesserter Analyse.

Tab. 1: Brennstoffspezifische Eigenschaften, die im Projekt analysiert werden

Einteilung	Spezifizierung
Erweiterte grundlegende Eigenschaften zur Brennstoffcharakterisierung	<ul style="list-style-type: none"> - Art - Herkunft - Feinanteil - Heiz- und Brennwert - Weitere: <ul style="list-style-type: none"> o Rindenanteil o Mischungsverhältnisse o ICP-OES Totalaufschluss o Flüchtige Substanzen
Simulationsrelevante chemische und physikalische Eigenschaften eines Brennstoffes und des daraus generierten Pyrolysekokes	<ul style="list-style-type: none"> - Dichte - Geometrie - Schüttdichte - Wassergehalt - Aschegehalt - Elementaranalyse (CHNSO) - Pyrolysekinetik und -produkte <ul style="list-style-type: none"> o Zusammensetzung des Pyrolysegases o Anteile von Teer; Wasser; Pyrolysekohle aus der Pyrolyse - Reaktivität des Pyrolysekokes <ul style="list-style-type: none"> o Intrinsisch: CO_2; H_2O; O_2 o Unterschiede zur Reaktivität am Partikel und im Festbett - Porenanalyse <ul style="list-style-type: none"> o Innere Oberfläche zu Beginn der Reaktion. o Partikelporosität o Tortuosität

Für die Messung der Schüttdichte wurde ein 3 L Becherglas mehrmals bis zur 2.5 L Markierung gefüllt, glattgestrichen und das Probengewicht gemessen. Dieser Vorgang wurde von 2 Personen je 5 Mal wiederholt und ein Mittelwert gebildet. Dennoch ist auf die DIN EN ISO 17828 hinzuweisen die zum aktuellen Stand hier noch nicht angewandt wurde.

Der Wassergehalt des eingesetzten Brennstoffes und die damit zusammenhängende Feuchte wird gemäß DIN EN 14774-2 bzw. DIN EN 14346 bestimmt. Die durch den Brennstoff eingebrachte Feuchte wirkt sich auf die thermischen Zustände im Reaktor aus. Eine hohe Brennstofffeuchte kann die Pyrolysedauer verlängern und die Temperatur in der Oxidationszone verringern. Sinkt die Temperatur in der Oxidationszone, reduziert sich zugleich der Energieeintrag in die Pyrolysezone und beeinflusst zusätzlich den Pyrolysevorgang.

Aus den Ergebnissen der Elementaranalyse nach DIN EN 15104 lässt sich eine hypothetische chemische Summenformel von Brennstoff und Pyrolysekoks ableiten, die in die Stoffbilanz der chemischen Reaktionen eingeht.

Der Aschegehalt wurde für den Brennstoff bei 550 °C (nach DIN EN 14775) bzw. für den Pyrolysekoks bei 855 °C (nach DIN 51719) ermittelt. Die Aschemenge wird bereits in gängigen Brennstoffanalysen mitbestimmt, weswegen dies nicht ausbleiben sollte. Ist der Aschegehalt eines Brennstoffes besonders hoch, kann dieser in der Stoff- und Energiebilanz berücksichtigt werden. Aschegehalt und Zusammensetzung können zudem einen Einfluss auf die Reaktivität der Pyrolysekohle haben. [5]

Am DBFZ werden die Pyrolyseeigenschaften in einem Batchreaktor im Technikumsmaßstab analysiert. Hierbei werden ca. 500 g Brennstoff unter inerter Atmosphäre bei einer mittleren Temperatur von ca. 500 °C und einer Heizrate zwischen 8 und 9 K/min pyrolysiert. Ermittelt werden dabei die Anteile der überbleibenden Pyrolysekohle, der ausgetretenen Pyrolysegase sowie der entstandenen Teere und Wassermenge (durch Auskondensieren). Dies liefert Daten für einen Teilschritt, der in Prozesssimulationen kinetisch, energetisch sowie in Bezug auf die Stoffbilanz berücksichtigt werden muss.

Die Porenanalyse wird per BET-Messung durchgeführt. Hierbei kann das Porenvolumen sowie die Innere Oberfläche der Partikel bestimmt werden. Dies dient der besseren Beschreibung von Porendiffusionseffekten und Adsorptionseigenschaften des Pyrolysekokes. Die Messergebnisse stehen derzeit noch aus.

2.3 Reaktivität des Pyrolysekokes

Während der Vergasungsreaktion ist der Koks aus der Pyrolyse- und Oxidationszone im Reaktor aufgrund der unterstöchiometrischen Verbrennung und der deutlich schnelleren Gas-Gas-Reaktionen nur teilweise durch Oxidation umgesetzt. Er reagiert bei hohen Temperaturen von über 750 °C vor allem mit CO₂ und H₂O in der nachstehenden Reduktionszone zu brennbaren Gasbestandteilen CO und H₂ weiter.

Die Reaktionen unterliegen, je nach Temperatur, Gaskonzentration sowie Brennstoff- und Bettstruktur, unterschiedlichen Limitierungen. In Abbildung 2 ist der Weg des umströmenden Gases bis zur Reaktion an der Oberfläche dargestellt. Je nach Brennstoff- und Bettcharakteristik sind diese jedoch unterschiedlich ausgeprägt. Wie die Literatur zeigt, ist die Reaktivität von Koks aus der Pyrolyse von Biomasse sehr unterschiedlich und kann, auch für die hölzerne Biomasse generell nicht verallgemeinert werden. [4–7]

Als Basis wird die intrinsische Reaktivität bei chemischer Limitierung ermittelt. Hier können mögliche katalytische Effekte bei der Reaktion der Kohle mit O₂, H₂O oder CO₂ berücksichtigt werden. Hierfür wird fein gemahlenes und gesiebtes Kokspulver (< 25 µm) in einer STA 449 5 Jupiter der Firma NETZSCH-Gerätebau GmbH unter kontrollierten Bedingungen von Temperatur und Stoffkonzentration abgereagt.

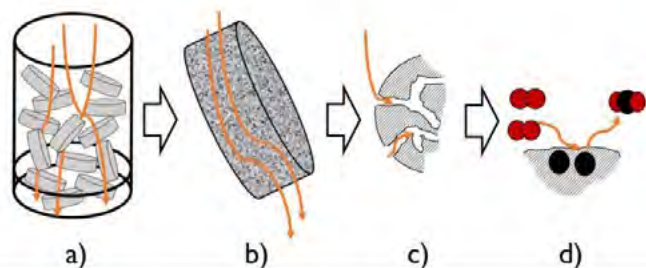


Abb. 2: Darstellung des Gasweges. Bett- und Partikelströmungseffekte a) und b), Porendiffusion c) sowie die intrinsische Reaktion d) an der Koksfläche ergeben brennstoffspezifische limitierende Faktoren für die Reaktionen im Vergasungsreaktor.

Die Reaktion folgt über der Massenabnahme nicht einem Ansatz 1. Ordnung bezüglich der Restkoksmasse, da zunächst reaktivere Zentren an der Oberfläche abnehmen, gleichzeitig jedoch die reaktive Oberfläche im Allgemeinen steigt, wodurch konkurrierende Effekte auf die Reaktivität entstehen. [1], [8]

Ein formalkinetischer Ansatz 0-ter Ordnung bezüglich der Anfangsmasse (Gl. 1) konnte die Massenabnahme bestmöglich beschreiben, da sie aufgrund dieser Effekte nahezu linear verläuft. Für die Modellierung der intrinsischen Reaktivität wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die Abhängigkeit von der aktuellen Masse des Kokes ist von 0-ter Ordnung über die gesamte Reaktionsdauer.
- Die Reaktion ist chemisch limitiert ohne Einflüsse von Diffusion
- Eine Reaktionsordnung der Reaktivgaskonzentration von $\nu_{Gas,Kohle}$
- M_{Kokks} ist die molare Masse aus der hypothetischen Summenformel, basierend auf Elementaranalysen

$$\frac{dm}{dt} = m_{0,Kokks} \cdot M_{Kokks} \cdot c_{Gas}(T)^{\nu_{Gas,Kokks}} \cdot k_{0,Gas,Kokks} \cdot e^{-\frac{E_{A,Gas,Kokks}}{T \cdot R}} \quad (Gl. 1)$$

Dabei ist $m_{0,Kokks}$ die Anfangsmasse, $c_{Gas}(T)$ die Reaktivgaskonzentration, $k_{0,Gas,Kokks}$ der präexponentielle Faktor und $E_{A,Gas,Kokks}$ die Aktivierungsenergie.

Durchgeführt werden die Einzelmessungen nach einem randomisierten Versuchsplan mit einer fünffachen Wiederholung des zentralen Versuchspunktes für statistische Belastbarkeit. Mit Hilfe der „Isqcurvefit“-Funktion in MATLAB lassen sich die Parameter $\nu_{Gas,Kokks}$, $k_{0,Gas,Kokks}$ und $E_{A,Gas,Kokks}$ so bestimmen, dass die Funktion die Reaktionsrate in Abhängigkeit von Temperatur und Stoffkonzentration abbildet. Abbildung 3 zeigt die durch die Funktion aufgespannte Fläche mit inter- und extrapolierten Stützstellen sowie die dazugehörigen Messwerte.

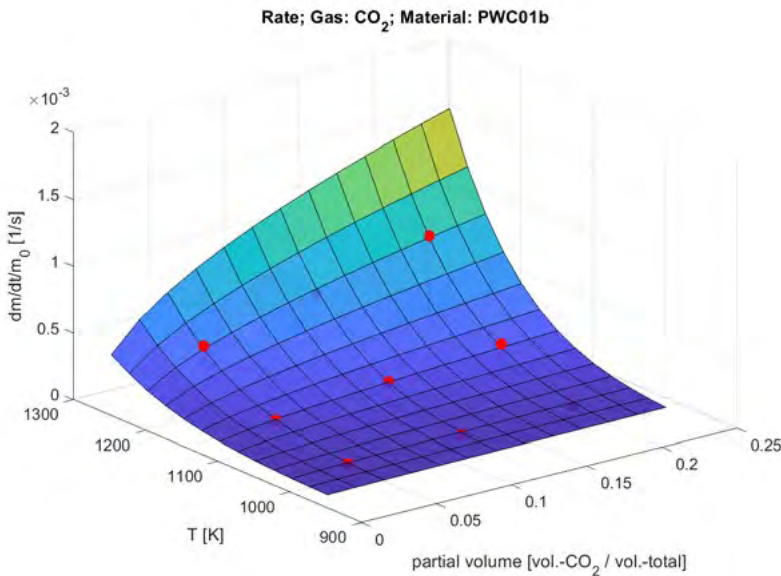


Abb. 3: Darstellung der intrinsischen Reaktionsraten von Pyrolysekoks aus dem Referenzbrennstoff „Fichte-Präzisionshackgut“ gemessen in den TGA-Versuchen (rote Punkte). Anhand der Messdaten werden die Parameter $\nu_{Gas,Kokks}$, $k_{0,Gas,Kokks}$ und $E_{A,Gas,Kokks}$ so ermittelt, dass (Gl. 1) die intrinsische Reaktionsrate in Abhängigkeit von Temperatur und Gaskonzentration abbildet (Fläche)

3. Ergebnisse

Am DBFZ werden die Pyrolyseeigenschaften bestimmt. Derzeit werden Versuche am Technikumsreaktor durchgeführt, um die Reaktionslimitierung durch die Bettcharakteristik abgleichen und besser beschreiben zu können. Die in Abbildung 4 dargestellten Diagramme zeigen den Verlauf der Gaszusammensetzung über die Betthöhe der durch ein Modell abgebildet wurde. Am linken Diagramm ist zu erkennen, dass die Massenabnahme der Pyrolysekohle bei noch hoher CO_2 -Konzentration am Anfang des Bettes stärker ausgeprägt ist als am Ende.

Bei Spanner Re² GmbH wird aktuell eine Realanlage umfangreich mit Messtechnik bestückt und in Betrieb genommen. Mit Hilfe dieser Versuche soll der Übergang der Simulation von Labormessung zu realer Anwendung geschaffen werden.

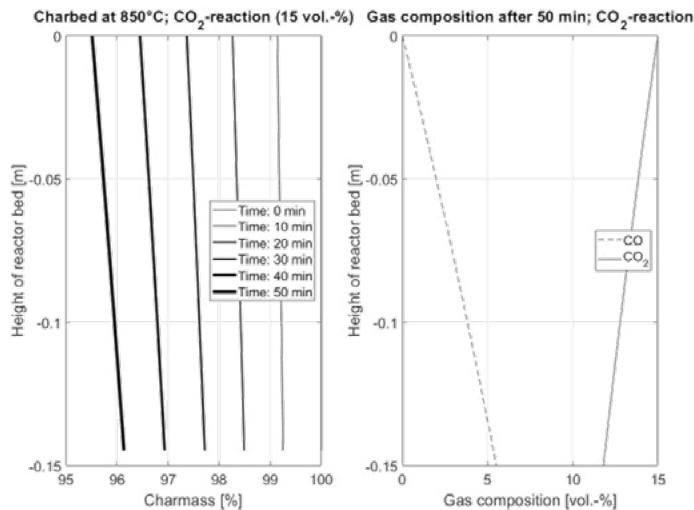


Abb. 4: Nachbildung eines Koksбетtes im DBFZ-Reaktor, der bei 850 °C mit einem Gasgemisch aus 15 vol.-% CO_2 und 85 vol.-% N_2 durchströmt wird.

Links: Übrige Kohlemasse über die Betthöhe zu verschiedenen Zeiten.

Rechts: Gaszusammensetzung über die Betthöhe (ohne N_2)

Tabelle 2 zeigt eine Aufstellung der bisher in ersten Messreihen ermittelten und noch ausstehenden Daten des Brennstoffs. Manche Daten sind noch in Wiederholversuchen auf Belastbarkeit zu Prüfen. Zur besseren Darstellung wurden die Werte zur Reaktivität des Pyrolysekokes in Tabelle 3 ausgeglichen.

Tab. 2: Brennstoffspezifische Eigenschaften des Referenzbrennstoffs (Holz)

Beschreibung	Werte*		Einheit	Bemerkung	
	Brennstoff	Pyrolysekohle			
Art	Fichte	--	--	--	
Herkunft	Kalamitätsholz, Stammholz	--	--	--	
Geometrie	P12-P16	--	--	--	
Durchschnittsmaße (LxBxH)	16x10x4	11x8x3	[mm]	Statistische Bestimmung	
Schüttdichte	178	119	[kg/m ³]	Statistische Bestimmung	
Stoffdichte	1304 (feucht)	812	[kg/m ³]	Pyknometer	
Partikeldichte	267	163	[kg/m ³]	Statistische Bestimmung	
Rohdichte Literaturwert aus DIN 68364	460	--	[kg/m ³]	--	
Feinanteil	F02	--	--	<< 2 %	
Heizwert	18790	31830	[kJ/kg]	--	
Brennwert	20080	32500	[kJ/kg]	--	
Rindenanteil	< 1	--	[m-%]	--	
Mischungsverhältnis	Keine Mischung	--	[m-%]	--	
Asche bei 550 °C	0.38	1.5	[m-%] (trocken)	--	
Asche bei 855 °C	--	1.55	[m-%] (trocken)	--	
Wassergehalt	15.2	2.6	[m-%]	--	
Flüchtige Substanzen	84.5	--	[%]	--	
C	51.0	85.9	[m-%] (trocken)	--	
H	6.09	2.93	[m-%] (trocken)	--	
S	n. n.***	n. n.	[m-%] (trocken)	--	
O	42.91 (Rest)	10.84 (Rest)	[m-%] (trocken)	--	
N	n. n.	0.33	[m-%] (trocken)	--	
ICP-OES Totalaufschluss	24 Elemente bestimmt	24 Elemente bestimmt	[mg/kg]	Elemente hier nicht gelistet.	
Pyrolyseprodukte (500 °C; 8 - 9 K/min)	Koks	28	--	[m-%]	--
	Gas	16	--	[m-%]	--
	Teer	13	--	[m-%]	--
	Wasser	43 (Rest)**	--	[m-%]	--
Zusammensetzung des Pyrolyse- segases (500 °C; 8 - 9 K/min)	CH ₄	13.8	--	[vol.-%] (trocken)	--
	CO ₂	49.9	--	[vol.-%] (trocken)	--
	CO	33.7	--	[vol.-%] (trocken)	--
	H ₂	2.6	--	[vol.-%] (trocken)	--
Reaktivität des Pyrolyse- kokes:	Siehe Tabelle 3				
Porenanalyse	Noch zu bestimmen				

*Punkte sind Kommatrennzeichen

**Berechnet

***n. n. = nicht nachweisbare Menge

Tab. 3: Reaktivität der Pyrolysekohle aus thermogravimetrischen Messungen*

Typ Kohle	Reaktivgas Gas	$k_{0,Gas,Kohle}$ [mol kg ⁻¹ (m ³ mol ⁻¹) ^{v_{Gas,Kohle}} s ⁻¹]	$E_{A,Gas,Kohle}$ [kJ mol ⁻¹]	$v_{Gas,Kohle}$	R ²
Fichte (Referenzbrennstoff)	CO ₂	1.0166x10 ⁵	149.282	0.4969	4.255x10 ⁻⁹
	O ₂	1.0032x10 ⁷	119.752	0.6971	6.103x10 ⁻⁹
	H ₂ O	1.0729x10 ⁸	207.261	0.5288	4.385x10 ⁻⁹

4. Danksagung

Die bisherigen Ergebnisse entstanden im Projekt „OpToKnuS“ (FKZ 03KB163A), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogrammes gefördert wird. Diesbezüglich bedanken sich die Autoren beim BMWi sowie der Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH.

5. Literaturverzeichnis

Literatur

- [1] M. Kaltschmitt, H. Hartmann und H. Hofbauer, *Energie aus Biomasse: Grundlagen Techniken und Verfahren*, 3. Aufl. Berlin, Heidelberg, 2016.
- [2] A. Gradel, R. Honke, J. A. Wünnig, T. Plessing und A. Jess, „Modeling of Biomass Gasification in a Downdraft Gasifier with Integrated Tar Adsorption“, *Chem. Eng. Technol.*, Jg. 42, Nr. 9, S. 1895–1906, 2019, doi: 10.1002/ceat.201800640.
- [3] D. Neves, H. Thunman, A. Matos, L. Tarelho und A. Gómez-Barea, „Characterization and prediction of biomass pyrolysis products“, *Progress in Energy and Combustion Science*, Jg. 37, Nr. 5, S. 611–630, 2011, doi: 10.1016/j.pecs.2011.01.001.
- [4] M. Morin, S. Pécate, E. Masi und M. Hémati, „Kinetic study and modelling of char combustion in TGA in isothermal conditions“, *Fuel*, Jg. 203, S. 522–536, 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2017.04.134.
- [5] M. Morin, S. Pécate, M. Hémati und Y. Kara, „Pyrolysis of biomass in a batch fluidized bed reactor: Effect of the pyrolysis conditions and the nature of the biomass on the physicochemical properties and the reactivity of char“, *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, Jg. 122, S. 511–523, 2016, doi: 10.1016/j.jaap.2016.10.002.
- [6] M. Kumar und R. C. Gupta, „Influence of carbonization conditions on the gasification of acacia and eucalyptus wood chars by carbon dioxide“, *Fuel*, Jg. 73, Nr. 12, S. 1922–1925, 1994, doi: 10.1016/0016-2361(94)90223-2.
- [7] E. Cetin, B. Moghtaderi, R. Gupta und T. Wall, „Influence of pyrolysis conditions on the structure and gasification reactivity of biomass chars“, *Fuel*, Jg. 83, Nr. 16, S. 2139–2150, 2004, doi: 10.1016/j.fuel.2004.05.008.
- [8] A. Gradel, „Gleichstromvergasung von Holzpellets mit integrierter Adsorption von Teerbestandteilen“. Dissertation, Lehrstuhl Chemische Verfahrenstechnik, Universität Bayreuth, Bayreuth, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/id/eprint/66181>

Aufbau und Anforderungen an eine Brennstoffzelle – Elektrolyseur-Kombination als alternative für batteriebasierte Stromspeicher im Netzbetrieb

Michael Rossner¹, Tobias Blenk¹

¹ Institute of High Voltage Technology, Energy System & Asset Diagnostics, Coburg

Abstract

Batteriespeicher eignen sich zur Stabilisierung und Entlastung von Netzen und zur Vergleichmäßigung schwankender, insbesondere aus regenerativen Energieträgern erzeugter, Stromspeisung.

Auf Grund des festen Verhältnisses von Kapazität und Leistung sind diese Systeme aber eher unflexibel. Eine Alternative hierzu sind wasserstoffbasierte Technologien mit hoher Energiedichte und Speicherkapazität, aufgrund der getrennten Skalierbarkeit von Leistung und Energieinhalt. Verbesserungspotenzial besteht bei diesen Systemen hinsichtlich ihrer Leistungsdegeneration nach mehreren Betriebsjahren und in ihrer Lastdynamik.

Der Beitrag beschreibt die Installation eines Brennstoffzellen – Elektrolyseur – Wasserstofftank – Speichersystems an der HS-Coburg in PEM Technologie, dessen Auslegung hinsichtlich eines möglichen Einsatzes zur Netzstabilisierung und Lastvergleichmäßigung optimiert wurde. Hierbei sind sowohl Anforderungen an die Lastdynamik und an das Schwachlastverhalten fokussiert worden, da hier Verbesserungspotenziale für die Betriebslebenszeit der Membraneinheiten liegen. Dementsprechend wurde ausgehend von dem an einem realen Batteriespeicher gemessenen Anforderungsprofil ein in der Leistung herabskaliertes Wasserstoffspeichersystem hinsichtlich seiner Membrandegradation unter Einbindung eines untergelagerten sekundären Batteriespeichers untersucht.

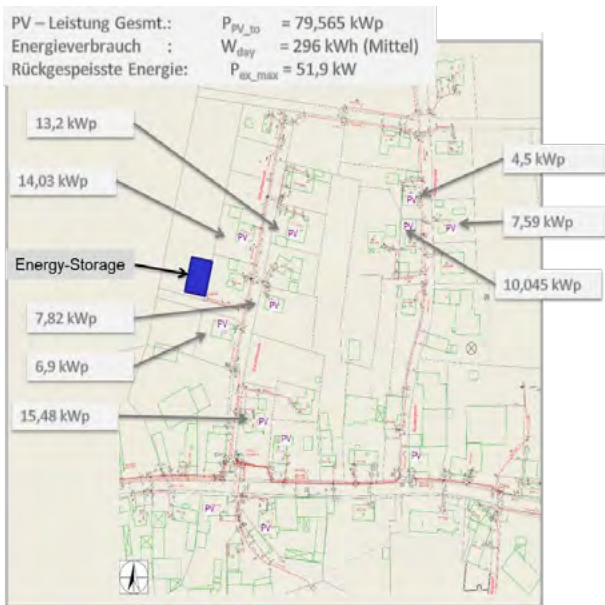
Die hier vorgestellten Ergebnisse entstanden dabei in einem Verbundforschungsprojekt der Bayerischen Forschungsstiftung BFS [1] im Zeitraum von 2015 bis 2018. Beteiligte Kooperationspartner des hier vorgestellten Teilprojektes waren neben der HS-Coburg die Universität Bayreuth (Materialuntersuchungen), die Stadtwerke Neustadt (Betreiber des vermessenen Batteriespeichers) sowie Proton Motor als Hersteller der Brennstoffzelle.

1. Belastungsprofile

Um die Eignung wasserstoffbasierter Energiespeicher zur Netzstabilisierung zu untersuchen, wurde auf Netzdaten eines batteriegestützten Netzausläufers in ländlicher Umgebung (Fechheim, Lkr. Coburg) zurückgegriffen (siehe Bild 1) die in einer Zusammenarbeit mit IBC-Solar, den Stadtwerken Neustadt bei Coburg (SWN) und der HS-Coburg zuvor gewonnen worden waren.

Zielsetzung des Speichers ist es die Spannungshaltung des Netzes zu verbessern um weiteren PV-Zubau zu ermöglichen und den Lastfluss zu vergleichmäßig. Die aufgenommenen Lastprofile erstreckten sich dabei über ein Jahr, mit einem Zeitraster von 10 Sekunden. Aus diesem Datensatz wurden dann in einem neuen Verbund-Forschungsprojekt der BFS [1] aus Vergleichsgründen nach [2] die Tagesmediane¹ je Monat ermittelt und im Leistungsmaßstab 9:1 (Wechselrichterleistung Fechheim/ Brennstoffzellenleistung) auf die an der HS-Coburg errichtete Brennstoffzellen – Elektrolyseur – Kombination, die mit einem unterlagerten sekundären Pufferspeicher (Blei-Gel-Technologie) ausgestattet war, abgebildet. Für die Testprofile wurde zusätzlich der Bereich zwischen 23:00 Uhr und 04:00 Uhr zu Null gesetzt, da in diesem Bereich lediglich die Batterien des Ortspeichers wieder entladen wurden, um Platz für Aufladungen des nächsten Tages zu schaffen. Dies wird im H₂-System nicht benötigt.

¹ Ein Mittelwert ist bei der Menge der Daten zu Fehleranfällig.



Daten:

Speicher: 240 kWh Nennkapazität
Blei-Säure – Technologie

Nutzkapazität: 120 kWh (30...80% SOC)

Wechselrichterleistung: 45 kW.

Maximale Blindleistung: 95%

Netz: PV – Leistung: 80 kWp;

Mittel Energieverbrauch: 296 kWh/Tag

Bild 1: Netzausläufer in Fehheim

Die Speicherkapazität des H₂ Tanks beträgt dabei 30 kWh und entspricht ebenfalls der maßstäblichen Größenordnung des originalen Batteriespeichers. Die Auslegung des Elektrolyseurs mit 2,5 kW erfolgte nach Verfügbarkeit und entspricht nicht den Lademöglichkeiten in Fehheim. Die Dimensionierung des untergelagerten Pufferspeichers (2 kWh in Blei-Gel-Technologie) dient neben der Erweiterung der Betriebsbereiche auch der Verbesserung der Lebenserwartung und Dynamik der Brennstoffzelle und war Teil des Forschungsvorhabens. Eine Übersicht über den Aufbau ergibt sich aus Bild 2.

Hinsichtlich der Dynamikoptimierung wurden alle Ereignisse protokolliert (Tabelle1), die für die Brennstoffzelle nicht mehr darstellbar waren. (Maximale Stromänderung: 5 A/ Sekunde; Maximalstrom 120 A). Eine Pufferung mittels Superkaps (2x48V, 165 F) wäre hierfür ausreichend, wurde aber mit Rücksicht auf die Anforderung nach optimalen Dauerarbeitsbereich der Brennstoffzelle in einem Bereich von 0,8 bis 0,5 V je Modul mit Blei-Gel Batterien verwirklicht. Für die Dimensionierung des Pufferspeichers wurden das System in Matlab nachgebildet. Hierfür gibt es bereits unterschiedliche Ansätze in der Literatur, vor allem aus dem Automobilbereich da hier die dynamischen Anforderungen sehr hart sind [2] [3] [4] [5].

In der Simulation werden die aus den Lastprofilen des Batteriespeichers gewonnen Leistungen der mittleren Tageslastprofile an die Regelung der Brennstoffzelle übergeben. Sollte die Leistung größer als 1,2 kW sein wird die Brennstoffzelle eingeschaltet und zunächst für 30 Minuten vorgewärmt. Nach dieser Zeit kann die volle Leistung aus der Brennstoffzelle bezogen werden, solange diese kleiner als 5 kW ist. Differenzleistungen für den Fall, dass die angeforderten Leistungen kleiner 1,2 kW, größer 5 kW oder nach 30 Minuten kleiner als 2,2 kW sind, werden von der Puffer Batterie abgefangen. Genauso müssen während der Aufwärmphase ebenfalls sämtliche Differenzleistungen durch die Puffer Batterie bereitgestellt werden. Sollte sich die Batterie kurz vor ihrer Entladeschlussspannung befinden, wird die Brennstoffzelle mit entsprechend mehr Strom belastet um die Batterie wieder aufzuladen. So war es möglich für verschiedene Belastungsprofile und für verschiedene Puffer-Batterie-Kapazitäten das Verhalten der Brennstoffzelle und der Batterie zu simulieren.

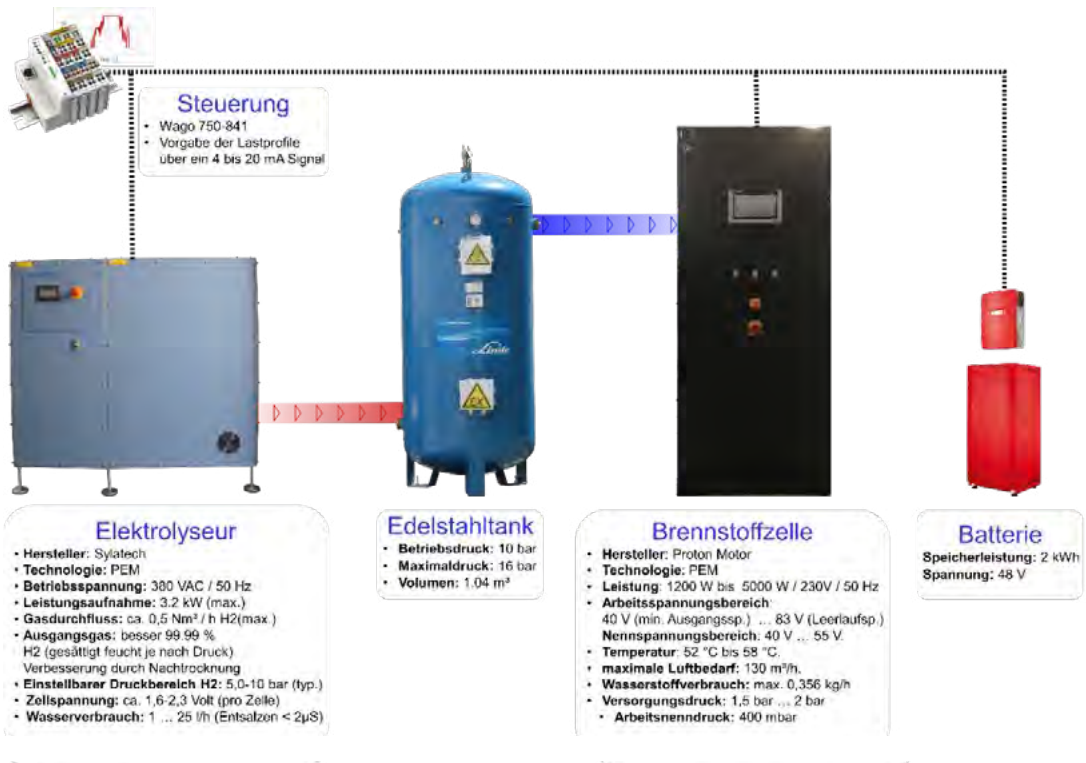


Bild 2: Verwendete Komponenten des Systemmodells an der Hochschule Coburg.

Bild 3 zeigt den Median der Stromverläufe eines Tages für den Monat April. Grün hinterlegt ist der optimale Arbeitsbereich der Zellen, ockerfarben der Übergangsbereiche in welchen die Zellen nur kurzzeitig betrieben werden sollten, und rot der näher untersuchte, kritische Schwachlastbereich, in welchem die Zellen nicht betrieben werden sollten.

Die vier Bereiche gliedern sich dabei bei diesem verwendeten Zelltyp wie folgt²:

- Schwachlastbereich: $I < 20 \text{ A}$ ($U > 790 \text{ mV}$)
- Kurzzeitbereich 1: $20 > I > 40 \text{ A}$ ($790 \text{ mV} > U > 740 \text{ mV}$)
- Optimaler Bereich: $40 > I > 100 \text{ A}$ ($740 \text{ mV} > U > 625 \text{ mV}$)
- Kurzzeitbereich 2: $100 > I > 120 \text{ A}$ ($625 \text{ mV} > U > 585 \text{ mV}$)
- Starklastbereich: $I > 120 \text{ A}$ ($585 \text{ mV} > U$)
-

Bei der Analyse der Lastszenarien des Netzausläufers stellte sich heraus, dass sich der Großteil der Lastbereiche sich im für die Brennstoffzelle ungünstigen Schwachlastbereich befindet. Da sich dieser Bereich für die weitere Prozess- und Materialforschung als interessant erweisen könnte, wurde in Bayreuth eine einzelne Membran-Elektroden-Einheit, integriert in die Endplatten des kommerziellen Stacks von Proton Motor, in einem Schwachlastbereich belastet. Das gesamte Demonstrator BZ-System hingegen soll mit Pufferspeicherunterstützung, auch mit Rücksicht auf die Gesamtkosten, im optimalen Bereich gehalten werden.

² Spannungen für jeweils eine Zelle

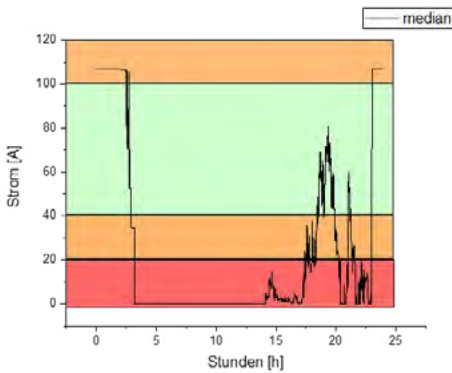


Bild 3: Tagesmedian, April

Tabelle 1: Anzahl der Ereignisse für $dI/dt \geq 5 \text{ A/sec}$

Monat	max dI/dt [A/sec]	Anz. Ereignisse $dI/dt \geq 5 \text{ A/sec}$
Jan	10,74	152
Feb	9,51	152
März	14,98	212
Apr	21,18	120
Mai	19,93	106
Jun	18,47	121
Jul	14,24	92
Aug	16,70	166
Sep	13,44	363
Okt	17,66	42
Nov	10,44	375
Dez	12,72	344

Die Einzelzelle (Bild 4), konnte nach Anpassung der Medienanschlüsse und dem Aufbau einer externen Temperiereinheit mit Wasserkühlung in den Brennstoffzellenversuchstand der Universität Bayreuth (TP II.1) integriert werden. So konnten die wichtigsten Systemparameter wie Durchfluss, Temperatur und Druck von Wasserstoff, Luft u. Kühlwasser unabhängig voneinander eingestellt und kontrolliert werden.



Bild 4: PM-mit Medienanschlüssen

Mit den in Bayreuth durchgeführten Testreihen sollten die Auswirkungen des Schwachlastbereiches auf die Zelle, im speziellen auf die MEA³ untersucht werden. Um die Auswirkungen in diesen Bereich sichtbar zu machen, wurde die einzelne Brennstoffzelle innerhalb von 13 Messreihen, über 65 Stunden, mit einem Strom von einem Ampere belastet. Jeweils vor den Belastungen wurde eine UI-Kennlinie der Zelle aufgezeichnet um evtl. Alterungseffekte zu detektieren. Das verwendete Profil kann Bild 5 entnommen werden. Von Interesse sollen die in Bild 5 eingezeichneten drei Bereiche sein.

³ Membrane Electrode Assembly

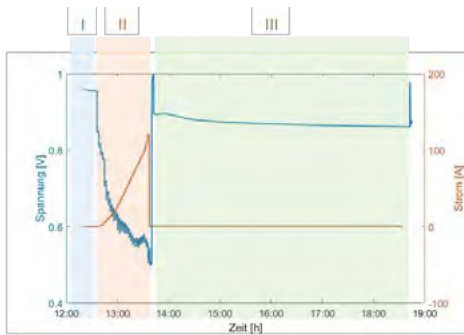


Bild 5: Messprofil Einzelzelle

Bereich I: Leerlaufspannung vor Testbetrieb (I = 0)

*Bereich II: UI-Kennlinie
(zur Detektion von Veränderungen unter Last)*

Bereich III: Konstante Belastung mit 1A

2. Ergebnisse der elektrischen Messungen

a.) Leerlaufspannung vor Messreihe (Bereich I)

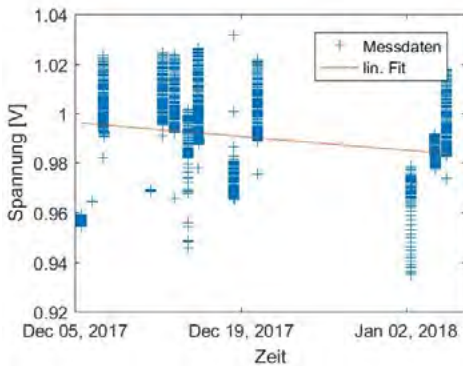


Bild 6: Leerlaufspannungsmessungen

Vor der Ermittlung der UI-Kennlinie wurde die Brennstoffzelle für einen gewissen Zeitraum im Leerlauf betrieben, um so evtl. Veränderungen aus den vorausgehenden Messungen feststellen zu können. Dabei ergaben sich die in Bild 6 dargestellten Werte. Ein linearer Fit über diese Messdaten zeigt, dass über die Versuchsdauer die Leerlaufspannung bereits beginnt einem nach unten gerichteten Trend zu folgen.

b.) UI-Kennlinien (Bereich II)

Die UI-Kennlinien wurde aufgezeichnet, um die Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellensysteme zu ermitteln. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Kennlinien wurden die P(t)-Funktion durch Multiplikation von Strom und Spannung gebildet.

$$P(t)_n = U(t)_n * I(t)_n \text{ für } n = 1 \dots 13$$

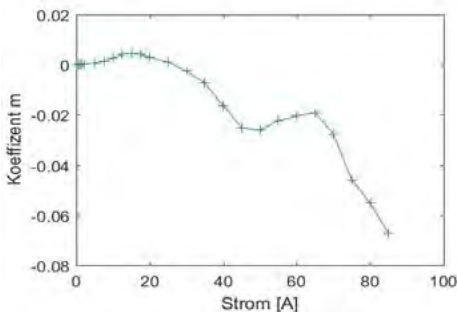


Bild 7: Steigungskoeffizient des linearen Fits bei unterschiedlichen Belastungen

Da der Vergleich nur bei konstanten Stromstärken sinnvolle Ergebnisse liefert, wurden die einzelnen Belastungsbereiche der UI-Kennlinie getrennt und anschließend linear mit Hilfe der kleinsten Fehlerquadrate gefittet.

Für die lineare Regression wird folgende, allgemeine Gleichung angesetzt:

$$Z(t) = m * t + z_0$$

In Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. ist die Steigung m_k der Fit-Geraden dargestellt. Vor allem bei größeren Stromstärken bis 90 A ist eine Abnahme der Leistung über die

Versuchstage zu erkennen.

c.) Konstante Belastung mit 1A (Bereich III)

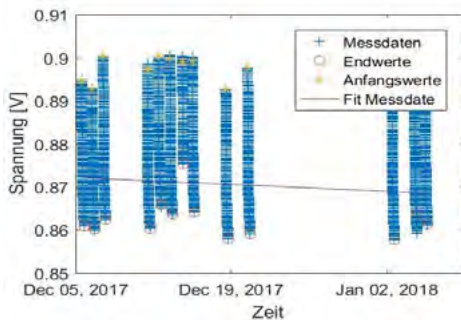


Bild 8: Zellspannung bei konst. Belastung mit 1 A

Auch in diesem Bereich kann eine Abnahme der Spannung über die Versuchsdauer beobachtet werden. Sowohl pro Tag, als auch als Trend über die verschiedenen Tage (siehe Bild 8).

Da alle drei Bereich der elektrischen Messungen eine Tendenz aufweisen, welche darauf hinweisen, dass es innerhalb der Zelle zu Verschlechterungen der Systemperformanz gekommen ist, sollte im nächsten Schritt überprüft werden, ob diese Verschlechterungen auch bei den verwendeten Materialien erkennbar ist.

3. Materialuntersuchungen

Um die Auswirkungen unterschiedlicher Belastungen zu betrachten, wurden zwei Zellen, die unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt waren, sowie eine neue Zelle, welche als Referenz dienen soll, mittels REM/REX-Messungen analysiert.

1. Eine Zelle, welche über 6000 h mit einem Strom von $I_{\max} = 500\text{A}$ belastet wurde. Die Belastung erfolgte dynamisch im Wechsel zwischen 0 und 500A (500A: 15 min; Standby: 5 min). Diese Zelle wurde von Proton Motor gealtert und für die Analyse nach Bayreuth geschickt. Probenbezeichnung dyn_x_x
2. Eine Zelle, welche im Labor der Universität Bayreuth, mit dem in Bild 5 vorgestellten Belastungsprofil gealtert wurde. Probenbezeichnung E_x_x
3. Eine neue MEA (Referenzzelle) um die Auswirkungen der Belastungen mit einer unbelasteten Zelle vergleichen zu können. Probenbezeichnung Neu_x

Die Proben der belastetsten Zellen wurden aus den in Bild 9 gekennzeichneten Bereichen entnommen. Die Entnahmestellen 1 bis 5 sind dabei Bereiche, in welchen die Zellen besonders stark belastet werden. Hier befinden sich die Ein- und Auslässe des Wasserstoffs (1 und 4) und der Luft (3 und 2). Im Bereich 5 (Membranmitte) ist mit den höchsten Stromdichten zu rechnen. Die Probenbezeichnung orientiert sich an dieser Nummerierung. (z.B. Dyn_1_x).

Von jeder Probe wurden eine Draufsicht und eine Schnittaufnahme angefertigt wobei die Messungen zu den Draufsichtaufnahmen an sechs unterschiedlich Punkten (siehe Bild 10) auf der Probe wiederholt wurden, um so einen Median der Stoffverteilung über die Probe bilden zu können. Dabei wurden darauf geachtet, nur die MEA zu vermessen, und nicht die noch evtl. anhaftende GDL⁴-Schichten (siehe Bild 10, Bereiche zwischen den eingezeichneten Spektren). Alle Draufsichten wurden mit 20x Vergrößerung, und alle Schnitte wurden mit einer 4000x Vergrößerung aufgenommen.

⁴ Gas Diffusion Layers



Bild 9: Probeentnahmestellen

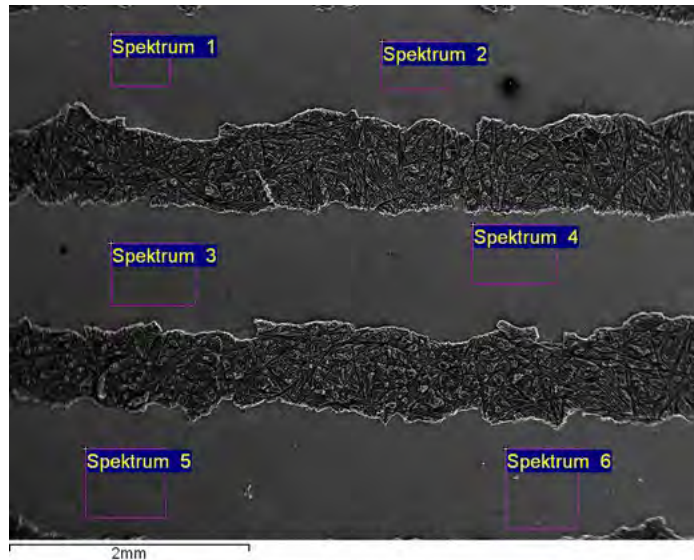


Bild 10: Messpunkte auf den Proben

a.) Vergleich der aufgenommenen Spektren

Beim Vergleich der Spektren, welche aus den EDX-Analysen der Draufsichten gebildet wurden, sind keine Besonderheiten aufgefallen, welche auf Veränderungen innerhalb der MEA hinweisen. Abweichung im Platingehalt der Proben Dyn_5_k und E_1_a sind feststellbar (leicht erhöht), im Vergleich mit den anderen Proben der gleichen Zelle, bewegen sich diese Abweichungen allerdings noch im Rahmen der Messgenauigkeit der verwendeten Geräte.

b.) Schnitte

Um die Querschnitte zu erhalten wurden die Proben mit flüssigen Stickstoff heruntergekühlt und anschließend gebrochen.

Bei der Auswertung (Tabelle 2) wurden Membranstärken im Median von 10,9 μm bis 14,9 μm gemessen (siehe Tabelle 2). Laut Herstellerangabe sollte die Membran BOL eine Dicke von 15 μm besitzen. In fast allen Messungen ist die Schichtstärke kleiner als der Sollwert, Eine starke Abweichung wurde bei der Probe Dyn_1 (6000h Zelle, dynamisch belastet) festgestellt. Hier betrug die Dicke der Membran lediglich 7,2 μm . Eine Übersichtsaufnahme des Bruches (siehe Bild 12) lässt auf eine besonders starke Belastung in diesem Bereich hinweisen, welche die Membran stark beansprucht hat. Auch Dyn_3 weist eine größere Abweichung auf. An diesen Punkten befanden sich die Medieneingänge für H₂_in (Dyn_1) und O₂_in (Dyn_3). Ähnlich, wenn auch nicht so stark ausgeprägt verhält es sich bei der Probe E_4 (H₂_in). Ein möglicher Einfluss der Medien auf die Membran ist an dieser Stelle also möglich. Jedoch muss bei den Dicke Messungen beachtet werden, dass es keine genormten Prozeduren gibt, welche ein verkippen der Probe innerhalb des REMs vermeiden.

c.) Phasenzusammensetzung der Elektrodenmaterialien

In TP 2.2 wurden die Proben röntgendiffraktometrisch untersucht. Bei der der dynamisch belasteten Zelle konnte eine Vergrößerung der Gitterkonstanten, im Vergleich zur neuen MEA, von 3,86 Å auf 3,89 Å festgestellt werden. Bei der in Bayreuth gealterten Zelle konnten minimalste Veränderungen erfasst werden, welche sich allerdings noch im Bereich der Messunsicherheit der Anlage befanden.

Tabelle 2: Messungen der Querschnitte

Messung	Schichtdicke [μm]										
	Dyn_1	Dyn_2	Dyn_3	Dyn_4	Dyn_5	E_1	E_2	E_3	E_4	E_5	Neu
1	7,2	13,2	11	14,3	12,7	12,7	13,8	16,1	11,4	12	12,6
2	7,5	13,6	10,4	14,4	12,5	12,7	13,3	15,1	12,4	12,6	13,2
3	6,65	12,8	14,5	15,6	12,3	13	13	14,8	10,1	14,7	13,4
4	6,68	12	8,67	13,4	10,7	12,6	13,5	16,4		14,3	13,3
5	7,68	12,1	10,9	13,9	13,8	12,3	13,6	14,5		13,6	13,4
6	6,6	11,9	10,5	13,5	13,7	13,5	12,3	13		15,8	14,9
7	7,63	12,4	11	14,5	14,5	13,2	13,7			15,5	
Median	7,2	12,4	10,9	14,3	12,7	12,7	13,5	14,95	11,4	14,3	13,35

Allgemein können nur leichte Veränderungen im Material nachgewiesen werden. Stärker ausgeprägt sind diese bei den Proben der Zelle mit 6000 h Betriebszeit. In den Proben der in Bayreuth getesteten Zelle (Schwachlastzyklen) können sowohl in den elektrischen Messungen, als auch bei den Materialuntersuchungen im REM und in der röntgendiffraktometrischen Untersuchungen bereits Tendenzen erkannt werden, auf Grund der relativ kurzen Messzeiten aber noch keine quantifizierbaren Aussagen getroffen werden. Allgemein konnte erkannt werden, dass die Dicken der MEA abnehmen und dass sich die Gitterkonstanten des Platins leicht vergrößern. Beide Effekte wurden allerdings auch bei der dynamisch belasteten Zelle beobachtet. Jedoch scheint der Effekt bei der extrem schwach belasteten Zelle ausgeprägter, stellt man hier den sehr kurzen Beobachtungszeitraum in Rechnung.

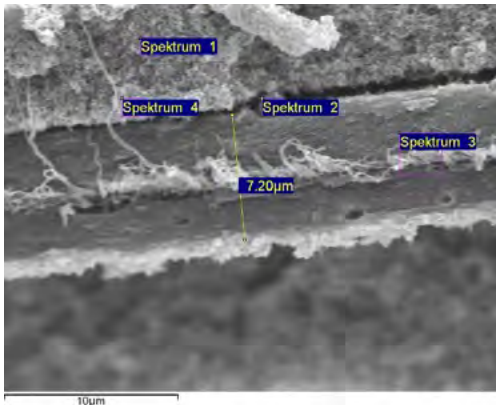
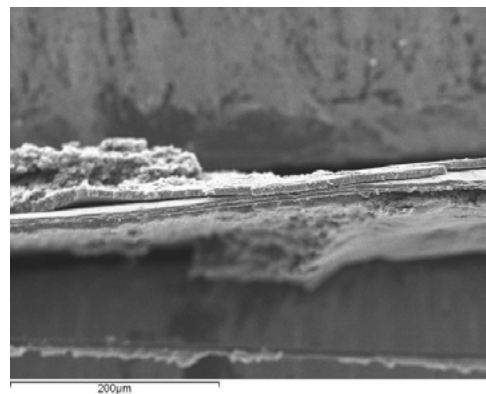


Bild 11: Probe Dyn_1_Bruch (4000x)

Bild 12: Übersichtsaufnahme
Dyn_1_Bruch (20x)

4. Zusammenfassung

An der HS Coburg konnte erfolgreich ein wasserstoffbasierter Speicher in Betrieb genommen werden, der prinzipiell in der Lage ist die Funktionen eines rein batteriebetriebenen Speichers zur Netzstabilisierung abzubilden. Wesentliches Element dieser Anlage ist ein relativ großer sekundärer Pufferspeicher in Blei-Gel-Technologie um Anforderungen nach Lastdynamik, Überlastfähigkeit und Entlastung der Brennstoffzelle im Schwachlastbetrieb sicherzustellen. Bei letztgenanntem Punkt kann von einer signifikanten Steigerung der Betriebsdauer der BZ-Membraneinheit durch diese Maßnahme ausgegangen werden.

Ob die dafür eingesetzten finanziellen Mittel diese Maßnahme in Hinblick auf längere Nutzungsdauer rechtfertigen muss vor dem Hintergrund der Verbesserungen an den Membraneinheiten durch wirkliche

Langzeitmessungen hinterlegt werden, die in diesem Projekt nicht mehr erbracht werden konnten.

Ebenfalls noch nicht untersucht wurde die Einbindung des Elektrolyseurs in das Lastmanagementprogramm. Weitere offene Punkte sind auch die Aufteilung des Sekundärspeichers in die Funktionen Dynamikunterstützung mittels Supercap Technologie und Schwachlastbetrieb und Überlastfähigkeit mittels Li-Ionentechnologie.

Literaturverzeichnis

- [1] T. Blenk and M. Rossner, "Anforderungen an Netzintegrierte Speicher auf Basis von Elektrolyseur-Brennstoffzellen Systemen," in *Oxidationsstabile und katalytisch aktive Werkstoffe für "atmende" thermo-elektro-chemische Energiesysteme (ForOxiE²) AZ-1143-14*, Bayreuth, 2015-2018.
- [2] C.-H. Chao and J.-J. Shieh, "A new control strategy for hybrid fuel cell-battery power systems with improved efficiency," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 17, pp. 13141-13146, 2012.
- [3] A. Khaligh and Z. Li, "Battery, ultracapacitor, fuel cell, and hybrid energy storage systems for electric, hybrid electric, fuel cell, and plug-in hybrid electric vehicles: State of the art," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 59, no. 6, pp. 2806-2814, 2010.
- [4] P. Thounthong, S. Raël and B. Davat, "Energy management of fuel cell/battery/supercapacitor hybrid power source for vehicle applications," *Journal of Power Sources*, vol. 193, no. 1, pp. 376-385, 2009.
- [5] L. Xu, J. Li, J. Hua, X. Li and M. Ouyang, "Adaptive supervisory control strategy of a fuel cell/battery-powered city bus," *Journal of Power Sources*, vol. 194, no. 1, pp. 360-368, 2009.
- [6] M. Fink, "Untersuchung des Betriebs- und Alterungsverhaltens von Bleiakumulatoren eines Batteriespeicher zur Zwischenspeicherung von Photovoltaikstrom und Netzstabilisierung," Universität Bayreuth, 2015.

Dynamische Herstellung von grünem Methanol durch Steuerung des CO₂-Stroms

**J. Gulden¹, A. Sklarow¹, R. Sommer¹,
J. Kirchner², C. Schweizer²**

¹ *University of Applied Sciences, Stralsund, Germany*

² *bse Engineering Leipzig GmbH, Leipzig, Germany*

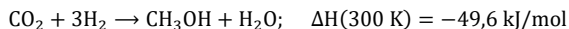
Johannes.Gulden@hochschule-stralsund.de

Der Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland erfordert eine großtechnische Energiespeicherung. Die Lösungen auf Basis von reinem Wasserstoff haben ein großes Potenzial, jedoch stellen der Transport und die Speicherung noch eine Herausforderung dar. Die chemische Speicherung von Wasserstoff in Form von Methanol kann viele Probleme lösen. [1] Methanol wird heute in großem Umfang in der chemischen Industrie verwendet, kann aber auch als Kraftstoff für Schiffe [2] und PKWs [3] eingesetzt werden. Methanol ist weitgehend mit der bestehenden Infrastruktur kompatibel und wird in großen Mengen über Land- und Seewege transportiert.

Am Institut für Regenerative Energiesysteme (IRES) der Hochschule Stralsund wurde eine Methanolsyntheseanlage entwickelt, gebaut und getestet. Abbildung 1 zeigt die errichtete Anlage, die an die Wind-Elektrolyse-Anlage auf dem Campus gekoppelt ist. Im Gegensatz zu konventionellen Methanol-Anlagen, die ein Synthesegas aus Erdgas, Erdöl oder anderen Quellen verwenden, nutzt die aufgebaute Anlage grünen Wasserstoff aus Windenergie. Das Potenzial dieser Anwendung in Norddeutschland wurde bereits abgeschätzt [4].

Darüber hinaus wird für die chemische Reaktion Kohlendioxid benötigt, das aus Biogas, Müllverbrennung und verschiedenen industriellen Prozessen gewonnen werden kann. Dadurch werden die CO₂-Emissionen nicht eliminiert; das Kohlendioxid wird vielmehr mehrfach genutzt, sodass die Nutzung des grünen Methanols nicht CO₂-frei, sondern CO₂-neutral ist.

In dem Reaktor der Methanol-Anlage läuft hauptsächlich folgende Reaktion ab:



Die Reaktion ist exotherm. Nach dem Prinzip von Le Chatelier führen niedrige Temperaturen und ein höherer Druck zu einer Verschiebung des Gleichgewichtes nach rechts und somit zu höheren Umsatzraten. Die Anlage wird bei moderaten Prozessbedingungen betrieben. Die nominale Betriebstemperatur des Reaktors liegt bei 240 °C. Der für die Reaktion notwendige Druck von 40 bar wird durch einen Kolbenkompressor aufgebaut. Dieser Kompressor verdichtet nicht nur die Reaktionsgase, sondern fungiert gleichzeitig auch als Umwälzpumpe für die im Reaktor nicht umgesetzten Gase.

In der Anlage kommt ein kupferbasierter Katalysator CuO/ZnO/Al₂O₃ von BASF zum Einsatz, wobei Kupferoxid während der Aktivierung des Katalysators mithilfe des Wasserstoffs zu Kupfer reduziert wird. Dieser Katalysator ist speziell für den Prozess mit CO₂ optimiert und hat eine deutlich höhere Toleranz zum Wasser, welches neben dem Methanol bei der Synthese entsteht.



Abbildung 1: Mini-Anlage zur Methanol-Synthese

Das Herzstück der Anlage ist ein Rohrbündelreaktor aus 19 Rohren mit einer Gesamtlänge von einem Meter. Ein Rohr dient als Wärmetauscher für das Feed-Gas; die restlichen 18 Rohre sind mit etwa 600 g Katalysator gefüllt. Diese Katalysatormenge ist ausreichend für eine Produktion von bis zu 7,2 Litern Methanol-Wasser-Gemisch pro Tag, was einem Volumen von 4,3 Liter reinem Methanol entspricht. Das Produkt der Mini-Anlage ist ein Methanol-Wasser-Gemisch mit etwa 60 % Methanol.

In Großanlagen wird die Abwärme des Reaktors für einen nachgeschalteten Destillationsprozess genutzt, um das Methanol aus dem Produkt zu gewinnen. Der kleine Reaktor in der Minianlage muss jedoch extern beheizt werden, da die Reaktionswärme nicht ausreicht, um die Wärmeverluste zu überwinden. Der Reaktor wird mit elektrischen Heizpatronen (1000 W) beheizt. Die Wärmeübertragung und -regelung wird durch einen Wärmeträgerölkreislauf und eine speziell dafür angefertigte Umwälzpumpe gewährleistet.

Das R&I Fließbild der Minianlage ist in der Abbildung 2 dargestellt. Die Anlage wurde außerdem für den Betrieb mit Synthesegas ausgelegt.

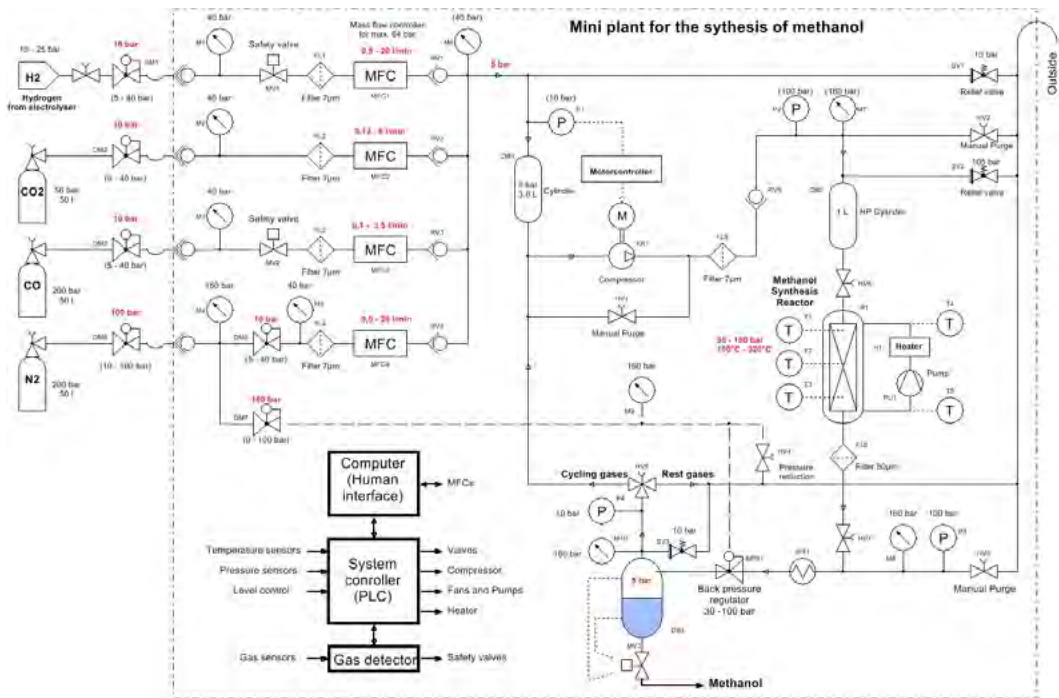


Abbildung 2: R&I Fließbild der Methanolsyntheseanlage

Die nachstehende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Produktanalyse. Es ist zu erkennen, dass die höhere Temperatur die Bildung verschiedener Nebenprodukte begünstigt. Der höhere Druck steigert die Umsatzrate, erfordert jedoch einen höheren Energieaufwand für die Verdichtung der Reaktionsgase. Der Kompressor ist mit einer Leistung von 1,8 kW auch der größte elektrische Verbraucher und hat direkten Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage.

Tabelle I: Analyse von Produktproben (Restwasser)

	Einheit	Probe 1	Probe 2	Probe 3
Bedingungen	-	240°C, 40bar	260°C, 40bar	240°C, 50bar
Methanol	Mas.-%	61	59	59
Ethanol	mg/kg	71	136,8	50,1
Isopropanol	mg/kg	6,6	25,2	7,6
Propanol	mg/kg	25,6	37,9	18,1
2-Butanol	mg/kg	13,4	46,1	13,9
Isobutanol	mg/kg	13,3	17,5	10,2
Butanol	mg/kg	5,5	7,4	6,3
h. Alkohole	mg/kg	5,5	17,9	8
DME	mg/kg	6,5	10,7	6,3
Methylformiat	mg/kg	48,2	29,1	48,6
Aceton	mg/kg	0,4	2,3	0,9
MEK	mg/kg	1,2	5	0,9

Zu Beginn wurde versucht, eine optimale Zusammensetzung der Reaktionsgase im Verhältnis 3:1 zu erreichen, indem die Durchflüsse von Wasserstoff und Kohlendioxid individuell geregelt wurden. Im Durchlassbetrieb ohne Rezirkulation der Restgase ist dies problemlos möglich, jedoch ist dies aufgrund einer vergleichsweise niedrigeren Umsatzrate von etwa 10 % energetisch nicht sinnvoll.

Im Rezirkulationsbetrieb war es oft sehr schwierig das richtige Mischverhältnis von H₂ und CO₂ herzustellen und die Anlage über längere Zeit stabil zu betreiben. Häufig hat sich der Reaktor mit CO₂ gefüllt. Der CO₂-Überschuss begünstigte die Bildung von Nebenprodukten. Die Nebenprodukte beeinträchtigen nicht nur die Reinheit des Methanols, sondern auch die Umsatzrate des Reaktors. Es hat sich gezeigt, dass der Prozess am besten bei Wasserstoffüberschuss funktioniert.

Nach der Anpassung der Betriebsstrategie wird die Anlage mit konstantem Eingangsdruck für den Wasserstoff betrieben. Dabei wird die Methanolsynthese durch die Vorgabe des CO₂-Stroms gesteuert; der Wasserstoffstrom stellt sich quasi automatisch ein. Dadurch arbeitet die Anlage permanent mit einem Wasserstoffüberschuss. Die Bildung von Nebenprodukten, einschließlich gasförmiger Produkte wie Methan, wurde dadurch deutlich verringert. Diese Fahrstrategie gewährleistet einen stabilen Betrieb der Anlage über mehrere Tage. Durch die Anpassung des CO₂-Durchflusses kann die Anlage sehr dynamisch betrieben werden. Dabei darf dieser nie die maximale Umsatzrate des Reaktors überschreiten.

Die aufgebaute Anlage wurde sowohl im statischen als auch im dynamischen Betrieb getestet. Verschiedene Worst-Case-Szenarien sind überprüft worden, einige davon unbeabsichtigt. Innerhalb eines Jahres konnte keine Degradation des Katalysators festgestellt werden. Die Reinheit des Methanols, ohne Betrachtung des Wasseranteils, ist sehr hoch und entspricht nahezu den IMPCA-Spezifikationen [5]. Erste Tests mit der direkten Verwendung des Methanol-Wasser-Gemischs in einem Verbrennungsmotor haben Probleme mit der Ansammlung von Wasser im Schmieröl aufgezeigt. Mit einem geringen Wasseranteil lief der Motor auch ohne Umbauten. Daher ist das nächste Ziel eine größere Methanolsyntheseanlage mit integrierter Wasserabscheidung zu realisieren. Damit soll der Wasseranteil voraussichtlich auf unter 1% reduziert werden.

Der Test der Anlage hat gezeigt, dass ein dynamischer Betrieb der CO₂-basierten Methanolsynthese durchaus möglich ist. Somit stellt die Energiespeicherung in grünem Methanol eine gute Alternative zur reinen Wasserstoffspeicherung dar.

Quellen:

[1] J. Gulden, A. Sklarow, T. Luschtinetz "The methanol-cycle as an alternative for the storage of renewable energies", 22nd WHEC in Rio de Janeiro / Brazil

[2] Alfred-Wegener-Institut, Helmholtz-Zentrum für Polar- und Meeresforschung "Erstes deutsches Seeschiff mit Methanol-Antrieb",
<https://www.wissenschaft.de/technik-digitales/erstes-deutsches-seeschiff-mit-methanol-antrieb/>

[3] T. B. Reed, R. M. Lerner, "Methanol: A Versatile Fuel for Immediate Use", Science. 182.4119, 1973, S. 1299–1304, doi:10.1126/science.182.4119.1299.

[4] J. Gulden, A. Sklarow, T. Luschtinetz "New means of Hydrogen storage – The Potentials of Methanol as Energy Storage for Excessive Windpower in North Germany", E3S Web of Conferences 70, 01004 (2018).
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/20187001004>

[5] IMPCA Methanol Reference Specifications
<https://www.impca.eu/IMPCA>

Der Weg zu einer CO₂ neutralen Luftfahrt

Sebastian Voswinckel

PtX Lab Lausitz, Cottbus

Abstract

Der Luftverkehr ist war 2018 für 2,8 Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Eine Elektrifizierung des internationalen Luftverkehrs ist kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten. Andere Emissionsarme Antriebskonzepte stehen ebenfalls nicht zur Verfügung. Kurzfristig ist der Einsatz CO₂-neutral produzierter synthetischer Kraftstoffe eine Möglichkeit die CO₂-Emissionen zu senken. Dazu muss der synthetische Kraftstoff aber mit grünem Wasserstoff hergestellt werden, d.h. mit erneuerbarer Energie. Des Weiteren muss das für die Herstellung benötigte CO₂ in einem Kreislauf geführt werden. Der Einsatz von CO₂ aus industriellen Punktquellen stellt nur eine Verschiebung der Emissionen dar und führt nicht zur CO₂-Neutralität. Ferner wird das Problem der nicht-CO₂-Effekte durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe nicht gelöst, allenfalls etwas reduziert. Die für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen benötigte erneuerbare Energie muss zusätzlich bereitgestellt werden. D.h. durch die Produktion darf die Energiewende nicht ausgebremst oder verhindert werden.

1 Warum die Luftfahrt nur CO₂-neutral und nicht klimaneutral werden kann

1.1 CO₂-Emissionen

Im Jahr 2018 war der Flugverkehr für 2,8 Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich [1]: Das entspricht etwa den jährlichen Emissionen von Industrieländern wie Deutschland oder Japan. Der internationale Luftverkehr ist in den letzten fünf Jahren vor der Corona Krise jährlich um ca. sechs Prozent gewachsen [1]. In Folge der Maßnahmen zur Eindämmung der Corona Pandemie ist der internationale Luftverkehr im zweiten Quartal 2020 um rund 90 Prozent eingebrochen [2], auf das gesamte Jahr 2020 betrug der Rückgang rund 60 Prozent [3]. Der Luftverkehr wird voraussichtlich bis zum Jahr 2024 wieder auf das Volumen des Jahres 2019 anwachsen [4]. Unklar bleibt wie sich das Wachstum danach fortsetzen wird. Die International Air Transport Association (IATA) geht von einem weltweiten jährlichen Wachstum der Passagierzahlen zwischen 1,5 und 3,6 Prozent bis zum Jahr 2039 aus [5].

Die CO₂-Emissionen des Luftverkehrs entstehen durch die Verbrennung von Kerosin. Die Emission des CO₂ in großer Höhe hat eine vergleichbare Wirkung wie die Emission von CO₂ durch Verbrennungsmotoren auf der Erdoberfläche. Neben CO₂ werden auch geringe Mengen der Treibhausgase Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) emittiert. Ihr Beitrag zur Klimawirkung macht aber nur ein Prozent im Vergleich der reinen CO₂-Emissionen aufgrund der Verbrennung von Kerosin aus und kann vernachlässigt werden [6]. Neben CO₂-Emissionen der Luftfahrt haben auch andere Nicht-CO₂-Effekte wie etwa Wasserdampf, Stickoxid-Emissionen, direkte und indirekte Aerosoleffekte sowie Kondensstreifen-Zirren einen erheblichen Einfluss auf die Energiebilanz der Erde und tragen ihren Anteil zur globale Erderwärmung bei. Dieser Einfluss wird als Strahlungsantrieb bezeichnet. Strahlungsantriebe können erwärmend (positiv) und kühlend (negativ) wirken. Der Strahlungsantrieb aufgrund von CO₂-Emissionen ist positiv, d.h. er trägt zu einer Erwärmung des globalen Klimas bei. Im Fall der Nicht-CO₂-Effekte treten sowohl positive als auch negative Strahlungsantriebe auf. Insgesamt trägt ihr Strahlungsantrieb aber zwei bis vier Mal so viel zum positiven Strahlungsantrieb und damit zur Erderwärmung bei als reine CO₂-Emissionen [7].

Die Auswirkungen der einzelnen Emissionen des Luftverkehrs auf das Klima können sich in Abhängigkeit des betrachteten Zeitraums unterscheiden. Des Weiteren existieren unterschiedliche

Metriken zur Erfassung der Klimawirkung von unterschiedlichen Emissionen und deren Vergleich mit reinen CO₂-Emissionen. Für den Luftverkehr empfiehlt das Umweltbundesamt die Anwendung der Metrik „average temperature response“ über einen Zeitraum von 100 Jahren (ATR100). Daneben werden häufig auch weitere Metriken, z.B. die Metrik des „global warming potential“ (GWP) des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) über einen Zeitraum von 20, 50 oder 100 Jahren angewendet. Diese sind jedoch nicht speziell für den Flugverkehr entwickelt worden. Im Jahr 2020 wurde außerdem das GWP* entwickelt [8], wobei die zeitliche Veränderung der Schadstoffkonzentration berücksichtigt wird. In der Folge entstehen unterschiedliche Ergebnisse der Gesamtklimawirkung des Flugverkehrs, die zwischen dem Faktor zwei und vier höher sind im Vergleich zu reinen CO₂-Emissionen [9].

1.2 Wasserdampf

Bei der Verbrennung von Kerosin in Flugzeugtriebwerken entsteht wie bei anderen Verbrennungsprozessen wie z.B. im Straßen- oder Schiffsverkehr Wasserdampf. Im Fall der Luftfahrt erfolgt die Wasserdampfemission allerdings in einer Höhe zwischen 8 und 13 km [6]. Die natürliche Konzentration von Wasserdampf in dieser Höhe ist um einige Größenordnungen geringer als in Bodennähe, sodass der Luftverkehr die lokale Gesamtkonzentration beeinflusst [7]. Die Lebensdauer des Wasserdampfs in der Atmosphäre beträgt einige Tage bis Wochen und ist deutlich länger als in Bodennähe. Dennoch reicht diese Lebensdauer nicht aus, dass sich der emittierte, zusätzliche Wasserdampf horizontal und vertikal verteilt und damit die globale Wasserdampfkonzentration beeinflusst. Wasserdampf wirkt wie CO₂ im langwelligen Bereich der Strahlung und wirkt erwärmend, hat also einen positiven Strahlungsantrieb. Die Stärke des Strahlungsantriebs ist von der Temperaturdifferenz zwischen Boden und Verweilhöhe des Wasserdampfs abhängig. Da diese relativ groß ist, ist der Strahlungsantrieb entsprechend stark [7]. Da die Wasserdampfkonzentration aber lokal begrenzt, ist insgesamt nur mit einer geringen erwärmenden Wirkung zu rechnen [6].

1.3 Stickoxid-Emissionen

Aufgrund von Stickstoff in der Luft entstehen bei der Verbrennung Stickoxide (NO_x). Im Zusammenspiel mit natürlichen und anthropogenen Kohlenwasserstoffen sowie anderen Gasen und den Stickoxid-Emissionen entsteht Ozon (O₃). Die atmosphärische Lebensdauer beträgt zwei bis acht Wochen, was für eine global homogene Verteilung nicht ausreichend ist. Dieses Ozon hat einen positiven Strahlungsantrieb. Als Nebenprodukt bei der Ozonbildung entstehen Hydroxyl-Radikale (OH), was zu einem Abbau von Methan in der Atmosphäre führen kann. Die durchschnittliche Lebensdauer von Methan in der Atmosphäre beträgt 10 Jahre und wird durch diesen Prozess verkürzt und wirkt somit global homogen in der Atmosphäre. Der Methanabbau hat einen negativen Strahlungsantrieb und wirkt kühlend. Aufgrund der geringeren Methankonzentration nimmt außerdem die „natürliche“ Ozonproduktionsrate ab, was ebenfalls einen abkühlenden Effekt hat [6]. In der Folge gelangt auch weniger Methan in die Stratosphäre, wodurch sich weniger Wasserdampf in der Stratosphäre bilden kann und ebenfalls eine kühlende Wirkung hat. Trotz der teilweise kühlenden Effekte führen alle aufgrund des Luftverkehrs induzierten NO_x-Emissionen in der Summe zu einem positiven Strahlungsantrieb und damit zu einer Erwärmung der Atmosphäre [6].

1.4 Kondensstreifen-zirren

Die Bildung von linienförmigen Kondensstreifen aufgrund von Wasserdampfemissionen des Luftverkehrs ist von der Umgebungstemperatur und dem Umgebungsdruck abhängig. Unter geeigneten Bedingungen (Übersättigung der Luft mit Eis, Untersättigung mit Wasser) können einfache linienförmige Kondensstreifen anwachsen, bis sie kaum mehr von natürlichen Zirren zu unterscheiden sind. Diese werden als Kondensstreifen-zirren bezeichnet. Die Lebensdauer beträgt zwischen wenigen Minuten bis etlichen Stunden [7]. Der Strahlungsantrieb kann positiv als auch negativ wirken. In der gemittelten globalen Energiebilanz über den gesamten Tagesverlauf wirken die anthropogen induzierten Kondensstreifen-zirren jedoch positiv, also erwärmend [6]. Ihre Klimawirksamkeit ist dabei etwa zweimal

so groß wie von CO₂ alleine [6].

1.5 Direkte und indirekte Aerosoleffekte

Aufgrund der Verbrennung von Kerosin in Flugzeugtriebwerken werden Aerosole (z.B. Ruß) und Aerosolvorläufer (z.B. Schwefel-, Stickstoffverbindungen) emittiert. Letztere führen ebenfalls zur Bildung von Aerosolen in Form von z.B. sulfat- oder nitrathaltigen Aerosolen. Die Lebensdauer in der Atmosphäre liegt zwischen Tagen und Wochen. Der Strahlungsantrieb von z.B. sulfathaltigen Aerosolen ist negativ, der von Ruß ist positiv. Insgesamt sind die Auswirkungen aufgrund der direkten Aerosoleffekten auf den Klimaeffekt aber sehr gering.

Indirekt können Aerosole und Aerosolvorläufer in der Atmosphäre als Kondensationskeime wirken und damit die natürliche Wolkenbildung beeinflussen [6]. Die daraus entstehenden Wolkentröpfchen und –kristalle sind deutlich kleiner und verlängern die Lebensdauer von Wolken. Des Weiteren reflektieren sie mehr Sonnenstrahlung, sodass ein negativer Strahlungsantrieb entsteht. Die Prozesse welche die Aerosole und ihre Vorläufer in der Atmosphäre durchlaufen sind nicht genau bekannt und Gegenstand der aktuellen Forschung. Eine Quantifizierung des Strahlungsantriebs der Aerosoleffekte ist daher nur sehr ungenau möglich, weshalb sie in der Gesamtbewertung des Luftverkehrs auf seine Klimawirkung nicht berücksichtigt werden. [7]

2 Treibhausgasminderungsziele in der Luftfahrt

Das Pariser Klimaabkommen sieht eine Minderung der weltweiten Treibhausgasemissionen von 40 Prozent bis 2030 im Vergleich zu 1990 vor, die EU hat sich zu 55 Prozent verpflichtet. Deutschland hat seine internationalen Verpflichtungen in das Klimaschutzgesetz übersetzt und verbindliche Ziele für jeden Sektor bis zum Jahr 2030 festgeschrieben und strebt bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität an. Der deutsche Verkehrssektor muss demnach bis 2030 seine Treibhausgasemissionen um 48 Prozent gegenüber 1990 senken. Dabei muss auch die Luftfahrt ihren Beitrag leisten. Grundsätzlich ist dabei zwischen inländischen und internationalen Flügen zu unterscheiden.

Nur die inländischen Flüge unterliegen dem Pariser Klimaabkommen und tragen zu den Emissionen des nationalen Verkehrssektors bei. Verbindliche Vereinbarungen für den internationalen Luftverkehr werden durch die internationale Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) der UN getroffen. Mit Beginn des Jahres 2020 wurde ein CO₂-neutrales Wachstum vereinbart. Um dieses Ziel zu erreichen, wird eine jährliche Treibstoffeffizienzsteigerung von zwei Prozent angestrebt. Weitere CO₂-Emissionssenkungen sollen durch eine Optimierung der Flugrouten und des Flughafenverkehrs sowie der Einführung von nachhaltigen Flugkraftstoffen und dem CO₂-Kompensationsinstrument CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass nur wachstumsbedingte Emissionen im Vergleich zum Referenzjahr 2019 berücksichtigt werden.

Innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums (EWR) unterliegen die CO₂-Emissionen des Flugverkehrs dem europäischen Emissionshandel (EU ETS). Für den Luftverkehr werden spezielle Zertifikate (European Aviation Allowances) ausgegeben. Sie dürfen nur innerhalb des Luftverkehrssektors gehandelt werden und nicht in den stationären Bereich veräußert werden. Umgekehrt dürfen Zertifikate aus dem stationären Handel von Luftverkehrsunternehmen erworben und gelöscht werden, worauf er in den vergangenen Jahren stets angewiesen war [10]. Bis zum Jahr 2020 wurden 85 Prozent der Zertifikate für den Luftverkehrssektor kostenlos ausgegeben. Ab dem Jahr 2021 sinkt der Anteil kostenloser Zertifikate um jährlich 2,2 Prozent.

Der internationale Dachverband der Fluggesellschaften, die International Air Transport Association (IATA) hat auf der Vollversammlung 2021 beschlossen bis zum Jahr 2050 CO₂-Neutralität im Luftverkehr zu realisieren. Dazu sollen 19 Prozent der CO₂-Emissionen durch Kompensationsmaßnahmen und Carbon Capture and Usage and Storage (CCUS) eingespart werden, drei Prozent durch die Optimierung der Flugrouten und des Flughafenmanagements, 13 Prozent durch Effizienzsteigerungen infolge von technologischen Neuerungen und 65 Prozent durch den Einsatz von Sustainable Aviation Fuels (SAF).

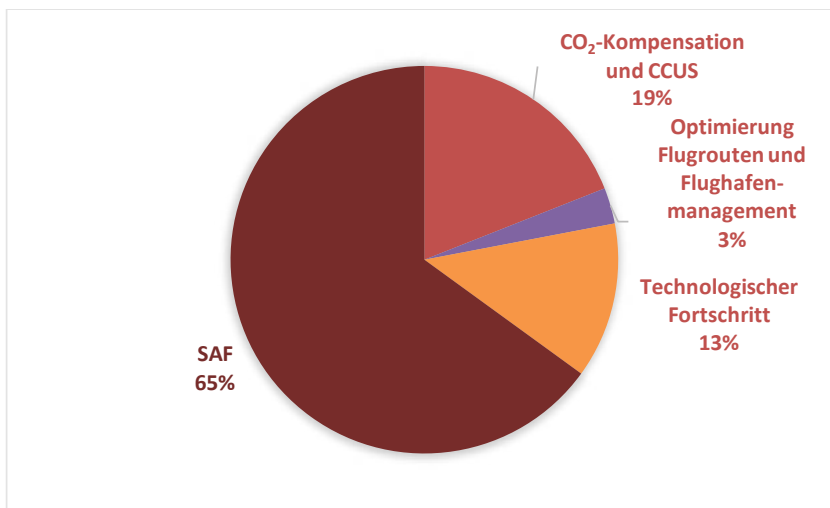


Abb. 1: Von der IATA geplante Reduktion der CO₂-Emissionen um bis zum Jahr 2050 CO₂-Neutralität im Luftverkehr zu realisieren.

Die von den unterschiedlichen Institutionen formulierten Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen zeichnen einen ähnlichen Weg. Die Optimierung des Luftverkehrs in der Luft und am Boden können nur einen kleinen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen liefern. Durch technische Neuerungen in den Antriebssystemen und aerodynamischen Verbesserungen könnten bis 2050 13 Prozent der CO₂-Emissionen eingespart werden. Allerdings ist hier nicht mit einer sprunghaften Effizienzsteigerung zu rechnen und Flugzeuge die heute in Betrieb genommen werden, sind im Jahr 2045 noch im Betrieb. Zwar kann die Effizienz durch den Tausch von einzelnen Komponenten verbessert werden, jedoch bleibt das grundlegende Antriebskonzept bestehen. Bei der Kompensation von CO₂-Emissionen muss der Zeithorizont mitberücksichtigt werden und eine dauerhafte Speicherung des CO₂ gewährleistet sein. Eine Reduktion der CO₂-Emissionen durch CCUS ist ebenfalls nur dann nachhaltig wenn eine dauerhafte Speicherung gewährleistet ist bzw. das CO₂ für die Herstellung von langlebigen Produkten verwendet wird. Eine Ausnahme bildet dabei die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture) um daraus synthetisches Kerosin zu produzieren, sofern die dazu benötigte Energie aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wurde. Die Substitution fossilen Kerosins durch Sustainable Aviation Fuels ist kurzfristig die einzig absehbare Möglichkeit schnell die CO₂-Emissionen der internationalen Luftfahrt zu reduzieren. Unter dem Sammelbegriff SAF werden unterschiedliche nachhaltige Kraftstoffalternativen zusammengefasst. Auf der einen Seite stehen dabei die auf Biomasse basierenden Kraftstoffe. Dabei werden jedoch nur fortgeschrittene Biokraftstoffe anrechenbar sein. Fortschrittliche Biokraftstoffe basieren auf Biomasse, welche nicht mit Nahrungsmittelfeldfrüchten Dabei handelt es sich um Biokraftstoffe die nicht aus mit Nahrungsmittelfeldfrüchten konkurrierender Biomasse hergestellt wurden, die zudem nur geringe Auswirkungen durch indirekte Landnutzungsänderung (ILUC) und ein hohes Treibhausgasreduktionspotential haben.

3 Synthetisches Kerosin als CO₂-neutrale Alternative

Die evolutionäre Entwicklung und revolutionäre Neuerungen in der Luftfahrt mit signifikanten Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen sind kurzfristig nicht zu erwarten [11]. Das liegt zum einen an den hohen Sicherheitsanforderungen der Luftfahrt und den damit verbundenen Zertifizierungsprozessen und zum anderen an Investitionszyklen. Flugzeuge werden für eine Lebensdauer zwischen 25 und 30 Jahren konzipiert. Ein heute in Betrieb genommenes Flugzeug wird also bis zum Jahr 2045 in Betrieb sein. Auch wenn einzelne Komponenten während der Lebensdauer immer wieder erneuert werden, ist mit einer grundlegenden Veränderung des Antriebsstrangs und der Aerodynamik während der Lebensdauer eines Flugzeugs nicht zu rechnen. Folglich werden in den nächsten Jahren weiterhin Flugzeuge mit Gasturbinenantrieb in Betrieb genommen. Um das im Pariser Klimaabkommen angestrebte Ziel die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen einzuhalten ist aber eine schnelle Reduktion zumindest der CO₂-Emissionen notwendig. Dazu muss das fossile Kerosin durch eine nachhaltig treibhausgasneutrale Alternative ersetzt werden. Einige Fluggesellschaften haben den Einsatz von Biokerosin, das heißt Flugkraftstoffe auf Basis von Biomasse, getestet und mischen dieses dem konventionellen Kerosin bei. Das verfügbare Potential an Biomasse zur Erzeugung von Biokerosin ist aber nicht ausreichend, um den Bedarf an Flugkraftstoffen zu decken. Die Flächen- und Nutzungskonkurrenz von Bioenergie ist sehr hoch. Zudem erfolgt die Produktion der benötigten Biomasse häufig nicht nachhaltig. Eine nachhaltige Möglichkeit die CO₂-Emissionen im Flugverkehr zu senken ist der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf Basis von grünem Wasserstoff im Power-to-Liquid-Verfahren (PtL). Kurzfristig kann ein wesentlicher Anteil der CO₂-Emissionen durch die Beimischung von PtL-Kerosin reduziert werden. Gegenwärtig kann PtL-Kerosin welches über die Fischer-Tropsch-Route hergestellt wurde mit einem Anteil von 50 Prozent konventionellem Kerosin beigemischt werden (Drop-In). Unter der Voraussetzung einer CO₂-neutralen Herstellung des PtL-Kerosins, kann die netto CO₂-Emission reduziert werden. Da das PtL-Kerosin synthetisch hergestellt wird, können die Eigenschaften so angepasst werden, dass die Ruß- und Partikelemissionen um bis zu 70 Prozent reduziert werden. Ferner ist bei entsprechender Anpassung der Brennkammer mit einer vollständigen Vermeidung von NO_x Emissionen zu rechnen [7]. Das setzt jedoch die Verfügbarkeit von ausreichenden Mengen und kostengünstig verfügbaren nachhaltig produzierten PtL voraus.

Allen hier genannten Plänen zur Reduktion der Klimawirkung des Luftverkehrs ist gemein, dass lediglich auf die Reduktion der CO₂-Emissionen angestrebt wird. Das größere Problem der nicht-CO₂-Effekte wird weitestgehend ignoriert. Es fehlt zudem an geeigneten Werkzeugen um diese Effekte systematisch zu erfassen. Synthetische Kraftstoffe weisen tendenziell weniger Verunreinigungen in Form von z.B. Aromaten auf und die Verbrennung kann mit weniger Schadstoffen erfolgen, allerdings werden diese nicht komplett vermieden. Hier sind ebenfalls technische Anstrengungen erforderlich um den Verbrennungsprozess dahingehend zu optimieren, dass bspw. die NO_x-Emissionen reduziert werden. Auch der Einsatz von PtL-Kerosin kann die Luftfahrt daher nicht klimaneutral machen. Eine nachhaltige Reduzierung der Klimawirkung des Luftverkehrs ist letztendlich nur durch Vermeidung zu erreichen. Ein vollständiger Verzicht ist auch langfristig nicht realistisch. Jedoch können insbesondere Kurzstreckenflüge schon heute mit vergleichbaren Reisedauern und erheblichen Emissionreduktionen durch Verlagerung auf den Schienenverkehr zu einer Reduzierung der Klimawirkung des Luftverkehrs beitragen.

3.1 Herstellung von PtL-Kerosin

PtL-Kerosin kann mittels Methanolsynthese oder über die sogenannte Fischer-Tropsch-Route hergestellt werden [13]. Gegenwärtig ist eine Beimischung (Drop-In) von bis zu 50 Prozent PtL-Kerosin

jedoch nur für synthetische Kraftstoffe die mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt wurden zulässig. Im Folgenden wird sich daher auf diesen Herstellungspfad begrenzt.

Ausgangsstoff für die Herstellung von PtL-Kerosin ist Wasserstoff und CO₂. Damit das PtL-Kerosin CO₂-neutral ist, muss der Wasserstoff grün sein, d.h. für die Herstellung benötigte Energie muss aus erneuerbaren Energien stammen. Die für die CO₂-Gewinnung benötigte Energie muss dazu ebenfalls aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Mittels umgekehrter Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird aus H₂ und CO₂ das Synthesegas CO aufbereitet. Im Fischer-Tropsch-Reaktor wird aus CO und H₂ ein sogenanntes SynCrude (Kohlenwasserstoffe) hergestellt. Dieses SynCrude kann in einem konventionellen Raffinationsprozess u.a. zu Naphta, Kerosin, Diesel und einer Wachsfraktion weiterverarbeitet werden. Die genaue Zusammensetzung der Endprodukte ist vom Raffinationsprozess abhängig. Alternativ kann es fossilem Rohöl vor dem Raffinationsprozess beigemischt werden. Um den Kerosinanteil zu erhöhen können langkettigere Kohlenwasserstoffe mittels Hydrocracking aufgespalten werden und erneut dem Raffinationsprozess zugeführt werden.

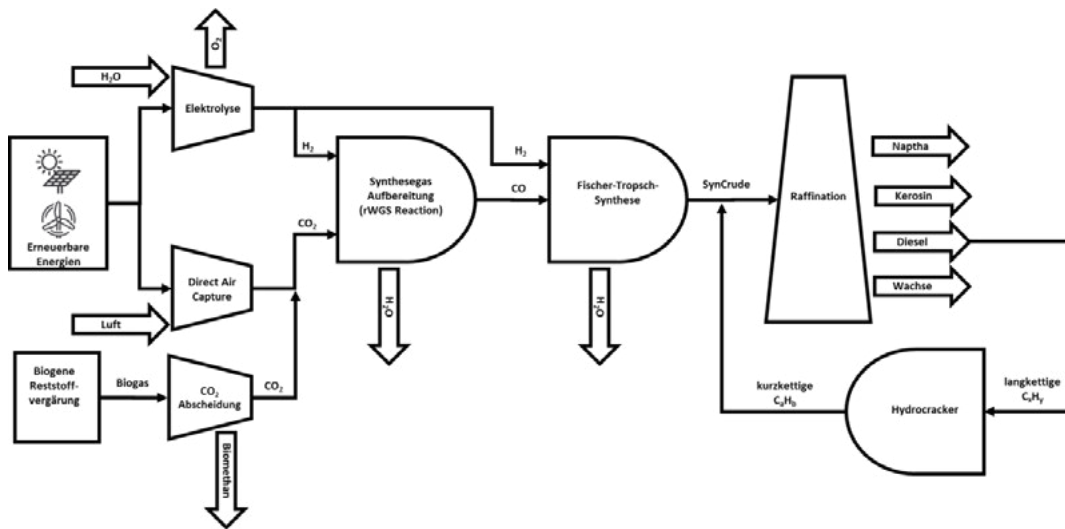


Abb. 2: Prozesskette für die Herstellung von PtL-Kerosin mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese

Die Wasserstoffelektrolyse und die Fischer-Tropsch-Synthese bilden die Hauptprozesse mit den größten Verlusten. Für die Wasserstoffelektrolyse werden aktuell Wirkungsgrade zwischen 62 und 85 Prozent, für die Fischer-Tropsch-Synthese wird ein Wirkungsgrad von 56 Prozent erreicht [13]. Damit ist ein Gesamtwirkungsgrad von der Wasserstoffelektrolyse bis zum Kerosin von maximal 47 Prozent zu erreichen.

Eine echte Reduktion der CO₂-Emissionen der Luftfahrt erfolgt nur, wenn der für die Produktion des PtL-Kerosin benötigte Wasserstoff durch erneuerbare Energien gewonnen wird. Die dafür benötigte Energiemenge muss zusätzlich zur Verfügung stehen und darf den Umbau des Energiesektors zugunsten erneuerbare Energien nicht verhindern oder verlangsamen – zur erhöhten Produktion von grünem PtL müssen zusätzliche Kapazitäten an erneuerbaren Energie geschaffen werden. Des Weiteren sind beim Aufbau von Produktionskapazitäten strenge Nachhaltigkeitskriterien zu definieren und einzuhalten. Das Kriterium der Zusätzlichkeit kann aber beispielsweise auch dann erfüllt werden,

wenn ein systemdienlicher Betrieb sichergestellt werden kann. Das kann z.B. bedeuten, dass elektrische Energie aus bestehenden Anlagen genutzt wird, die andernfalls aufgrund mangelnder Nachfrage abgeregelt werden müsste. Insbesondere in der Phase des Markthochlaufs von PtL-Produktionsanlagen darf das Kriterium der Zusätzlichkeit nicht zu einer Verhinderung dessen führen. Dazu können in dieser kritischen Phase Ausnahmeregelungen Sinnvoll sein, die aber zeitlich begrenzt sind und in absehbaren Zeiträumen dem Kriterium der Zusätzlichkeit genügen. Solche Ausnahmeregelungen sollten aber nur in Regionen mit klaren Ausbauzielen erneuerbarer Energien bzw. mit hohem erneuerbaren Energieanteil Anwendung finden.

Auch bei der Verbrennung von PtL-Kerosin wird CO₂ emittiert. Für die Produktion von PtL-Kerosin muss Kohlenstoff, typischerweise in Form von CO₂, bereitgestellt werden. Das benötigte, reine CO₂ kann durch Abscheidung aus industriellen Abgasströmen, Biogas oder der Umgebungsluft gewonnen werden. Dabei gilt grundsätzlich, dass je höher die CO₂-Konzentration ist desto kostengünstiger kann die Abscheidung realisiert werden. Für eine CO₂-neutrale Luftfahrt ist aber entscheidend, dass das zur Herstellung des PtL-Kerosins benötigte CO₂ aus einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf stammt. Das ist der Fall, wenn es mittels Direct Air Capture (DAC) direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden wird oder nachhaltiger Biomasse gewonnen wird. Letzteres trifft im Wesentlichen nur auf biogene Reststoffe zu. Ebenso muss die dafür benötigte Energie aus erneuerbaren Quellen stammen, die dem Kriterium der Zusätzlichkeit genügen. Die Nutzung von CO₂ aus industriellen Punktquellen, auch aus nichtvermeidbaren Industrieemissionen, führt lediglich zu einer Verschiebung der CO₂-Emissionen und nicht zu einer echten Vermeidung neuer bzw. zusätzlicher CO₂-Emissionen.

3.2 Markthochlauf der PtL-Produktion

Der weltweite Kerosinbedarf beträgt rund 300 Mio. t/a, in Deutschland rund 10 Mio. t/a. Die einzelnen Prozesse sind seit technologisch ausgereift und teilweise seit Jahrzehnten im industriellen Einsatz. Die Kombination der einzelnen Prozessschritte mit dem Ziel synthetisches Kerosin zu produzieren ist im industriellen Maßstab hingegen Neuland. Derzeit existieren Produktionsanlagen für PtL-Kerosin nur im Forschungsmaßstab (z.B. Energy Lab 2.0 KIT, 65 t/a) bzw. im vorindustriellen Maßstab (PtL-Produktionsanlage in Werlte, 350 t/a).

Um den Markthochlauf von PtL-Produkten voranzutreiben hat die Bundesregierung und die Länder sowie Vertreter der Industrie mit der PtL-Roadmap [1] Eckpunkte zur Erreichung der Klimaschutzziele vereinbart. Bis zum Jahr 2030 sollen 200.000 Tonnen PtL-Kerosin im deutschen Luftverkehr genutzt werden. Außerdem ist am 1. Oktober 2021 ist das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgas-minderungsquote in Kraft getreten. Darin werden die Inverkehrbringer von Kraftstoffen in Deutschland verpflichtet ab 2026 steigende Anteile von synthetischen Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs konventionellen Flugzeugkraftstoffen beizumischen (vgl. Tab. 1). Im Jahr 2026 müssen demnach 50.000 t PtL-Kerosin in Deutschland zur Verfügung stehen.

Tab. 1: Mindestbeimischungsquote von synthetischem Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs zu konventionellen Flugzeugkraftstoffen gem. dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgas-minderungs-Quote vom 24.09.2021

Jahr	Beimischungsmenge in t PtL Kerosin	Beimischungsquote in %
2026	50.000	0,5
2028	100.000	1,0
2030	200.000	2,0

Auf europäischer Ebene wurde im Juli 2021 seitens der Europäischen Kommission im Maßnahmenpaket „Fit for 55“ vorgeschlagen, für alle Flüge, die in der EU starten, eine Beimischungsquote von mindestens fünf Prozent nachhaltigen Flugkraftstoffen (Sustainable Aviation Fuels) bis 2030 vorzuschreiben. Davon müssten laut dem Vorschlag mindestens 0,7 Prozent strombasierte Kraftstoffe (PtL) sein. Des Weiteren sieht der Entwurf der ReFuelEU Aviation vor, dass Fluggesellschaften 90 Prozent der benötigten Treibstoffmenge für alle Flüge von einem bestimmten Flughafen in der EU dort aufnehmen müssen. Damit soll ein Ausweichen der Tankaktivitäten in außer europäische Flughäfen verhindert werden.

Tab. 2: Beimischungsquoten für Flugkraftstoffe im Fit for 55 Paket der EU Kommission [12]

Jahr	Beimischungsquote nachhaltiger Flugzeugkraftstoffe (SAF) in %	Davon strombasierte Kraftstoffe (PtL) in %
2025	2	
2030	5	0,7
2035	20	5
2040	32	8
2045	38	11
2050	63	28

4 Zusätzlicher Energiebedarf durch den Einsatz von PtL-Kerosin im Luftverkehr

Im Jahr 2018 betrug der Kerosinverbrauch in Deutschland 10 Mio. t und in der EU rund 47 Mio t. Mit einem Heizwert von 12 kWh/kg steht dem ein Energieinhalt von 120 TWh in Deutschland und 564 TWh in der EU gegenüber. Zur Deckung des Kerosinbedarfs durch PtL-Kerosin in Deutschland würden unter der optimistischen Annahme eines Gesamtwirkungsgrads von 45 Prozent 266 TWh elektrische Energie benötigt, zuzüglich dem Energiebedarf für die Bereitstellung des benötigten CO₂. Das entspricht in etwa der gesamten elektrischen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

Sowohl die beschlossenen Beimischquoten strombasierter Flugkraftstoffe in Deutschland ab dem Jahr 2026 als auch die geplanten Beimischquoten strombasierter Flugkraftstoffe auf EU Ebene werden in den nächsten Jahren zu einer entsprechenden Nachfrage und dem Aufbau von Produktionskapazitäten für PtL-Kerosin führen (vgl. Abb. 3). Aktuell existiert keine nennenswerte Produktionskapazität für PtL-Kerosin. Der aus der Beimischpflicht generierte Bedarf von 50.000 t PtL-Kerosin im Jahr 2026 wird jedoch durch wenige Produktionsanlagen gedeckt werden können. Der Endenergiebedarf wird dadurch im Jahr 2026 um 1,4 TWh und im Jahr 2030 um 8,8 TWh zunehmen. EU weit wird der zusätzliche elektrische Energiebedarf für die Produktion von PtL-Kerosin für die Luftfahrt auf über 350 TWh ansteigen. In dieser ersten Markthochlaufphase ist eine Produktion in Deutschland bzw. Europa realistisch abbildbar. Der elektrische Energiebedarf von 1,4 TWh im Jahr 2026 entspricht rund 0,3 Prozent des elektrischen Energiebedarfs im Jahr 2020. Parallel zum Markthochlauf der PtL-Produktion muss aber auch der Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben werden. Zudem muss berücksichtigt werden, dass zukünftig in anderen Sektoren ebenfalls erhebliche Mengen grüner Wasserstoff benötigt werden.

Der Preis für PtL-Kerosin hängt zu großen Teilen vom Strompreis ab. Es ist daher naheliegend die Produktion in Gebieten mit hohen Erzeugungspotentialen von Solar- und Windenergie aufzubauen. Der Transport von PtL-Kraftstoffen oder des Grundstoffs Wasserstoffs kann je nach Standort hohe Kosten

nach sich ziehen. Des Weiteren ist dieser Transport ebenfalls mit Treibhausgasemissionen belastet. Aus ökonomischer und ökologischer Sichtweise ist es daher sinnvoll das PtL-Kerosin möglichst nah am Produktionsort in Verkehr zu bringen. Dabei muss aber sichergestellt werden, dass das PtL-Kerosin mit zusätzlicher erneuerbarer Energie hergestellt wird und die Energiewende im Produktionsland nicht verlangsamt oder ausbremst. Um zusätzliche Investitionen zu ermöglichen könnte die Vorort vertankte PtL Menge entsprechend in Deutschland bzw. Europa angerechnet werden (Book and Claim). Dazu müssen aber zum Einen die regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden und zum Anderen dürfen die Treibhausgasreduktionsbemühungen im Produktionsland nicht behindert oder ausgebremst werden.

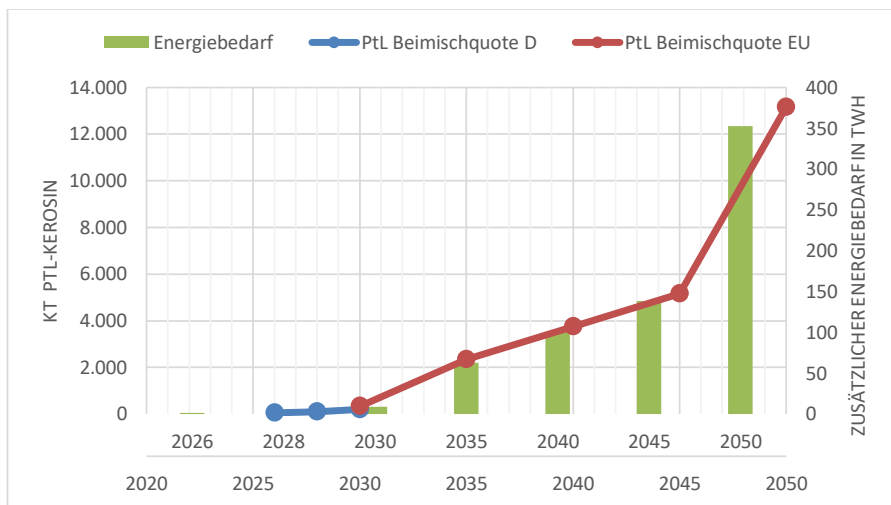


Abb. 3: Aus den in Deutschland beschlossenen und auf EU-Ebene geplanten Beimischquoten von PtL-Kerosin resultierende Treibstoffnachfrage (Linien) und für die Produktion benötigte Endenergie (Balkendiagramm)

5 Zusammenfassung

Der internationale Luftverkehr war im Jahr 2018 für 2,8 Prozent der weltweiten CO₂ Emissionen verantwortlich. Während der Corona Pandemie ist der Luftverkehr zwar zeitweise vollständig zum Erliegen gekommen, wird sich aber voraussichtlich im Jahr 2024 wieder auf Vorkrisenniveau befinden. Neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Kerosin, entstehen auch sogenannte Nicht-CO₂-Effekte. Dabei handelt es sich z.B. um Wasserdampf, Stickoxide und Ruß. Ihre klimaschädigende Wirkung ist zwei bis vier Mal höher als die von CO₂ allein.

Es gibt unterschiedliche Vereinbarungen, in welchen Treibhausgasminderungsziele festgeschrieben sind. Aus dem Pariser Klimaabkommen leiten sich Treibhausgasminderungsziele auf EU Ebene und nationale Ziele ab. Anzumerken ist dabei, dass nur Inlandsflüge in die Klimabilanz nach dem Pariser Klimaabkommen zählen. Nichtsdestotrotz gibt es internationale Bestrebungen die Treibhausgasemissionen des Luftverkehrs insgesamt zu senken. Mit Beschluss der ICAO soll das Wachstum des internationalen Luftverkehrs ab 2020 CO₂-neutral erfolgen und mit CORSIA ist ein CO₂-Kompensationsinstrument auf Basis eines Zertifikathandels etabliert. Innerhalb der EU erfolgt die Umsetzung von CORSIA zentral und der europäische CO₂-Zertifikatehandel umfasst den Luftverkehr. Die IATA hat bis 2050 das Ziel Netto-Null-CO₂-Emissionen beschlossen.

Ein Teil der CO₂-Reduktionsziele kann durch Effizienzsteigerung und eine Optimierung der Flugrouten erfolgen. Auch aufgrund der durchschnittlichen Lebensdauer von Flugzeugen ist mittelfristig nicht mit einer grundlegenden Änderung im Antriebssystem zu rechnen. Daher besteht die kurz- bis mittelfristig nur die Möglichkeit fossile Flugtreibstoffe durch CO₂-neutralere Alternativen zu substituieren. Aufgrund des großen Treibstoffbedarfs der Luftfahrt und der Begrenztheit landwirtschaftlicher Nutzflächen, stellt biogenes Kerosin keine geeignete Alternative dar. Daher ist synthetisches Kerosin, welches mit dem Power to Liquid Verfahren hergestellt wird die einzige nachhaltige Alternative. Grundvoraussetzung dafür ist aber, dass der dazu benötigte Wasserstoff mit erneuerbaren Energien hergestellt wurde. Des Weiteren wird CO₂ für die Herstellung von PtL-Kerosin benötigt. Dazu muss ein geschlossener CO₂ Kreislauf, z.B. durch Direct Air Capture, für die notwendige CO₂ Bereitstellung realisiert werden. Auch wenn so eine nahezu CO₂ neutrale Luftfahrt ermöglicht wird, ist das Ziel einer klimaneutralen Luftfahrt damit allein nicht zu erreichen. Durch die Verbrennung von synthetischen Kerosin werden ebenfalls Wasserdampf, Stickoxide und Ruß emittiert und tragen damit durch die sogenannten Nicht-CO₂ Effekte zur Erderwärmung bei. Hier bedarf es weiterer technischer Anstrengungen um diese Emissionen ebenfalls zu vermeiden. Schlussendlich ist die Vermeidung von Flugreisen die effektivste Methode um deren Auswirkung auf das Klima zu verringern, auch wenn das nicht vollständig möglich ist.

Literaturverzeichnis

- [1] BMU, BMVI, BMWi, BMZ, und BDL, „PtL-Roadmap - Nachhaltige strombasierte Kraftstoffe für den Luftverkehr in Deutschland“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), Berlin, Apr. 2021.
- [2] IATA, „Annual Review 2021“, International Air Transport Association (IATA), Okt. 2021.
- [3] DLR, „Global Aviation Monitor (GAM)“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Sep. 2020.
- [4] NLR, „Destination 2050 – A route to net zero European aviation“, Royal Netherlands Aerospace Centre and SEO Amsterdam Economics, Feb. 2021.
- [5] IATA, „20 Year Passenger Forecast“, International Air Transport Association (IATA), Mai 2021.
- [6] J. Bopst, R. Herbener, O. Hölzer-Schopohl, J. Lindmaier, T. Myck, und J. Weiß, „Umweltschonender Luftverkehr“, Umweltbundesamt, 130/2019, Nov. 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-06_texte-130-2019_umweltschonender_luftverkehr_0.pdf
- [7] DLR, „ZERO EMISSION AVIATION – EMISSIONSFREIE LUFTFAHRT“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), WHITE PAPER DER DEUTSCHEN LUFTFAHRTFORSCHUNG, Okt. 2020.
- [8] D. S. Lee u. a., „The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018“, *Atmos. Environ.*, Bd. 244, S. 117834, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.atmosenv.2020.117834.
- [9] atmosfair, „Sorgenfrei fliegen mit E-Kerosin? E-Kerosin, Kondensstreifen, Routenoptimierung und Energiewende: Eine Bestandsaufnahme“. Okt. 04, 2021.
- [10] A. Siemons, L. Schneider, N. Wissner, F. Keimeyer, S. Gores, und J. Graichen, „Möglichkeiten zur Regulierung der Klimawirkungen des Luftverkehrs“, ÖkoInstitut, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Moeglichkeiten-zur-Regulierung-der-Klimawirkungen-des-Luftverkehrs.pdf>
- [11] IATA, „Aircraft Technology Roadmap to 2050“, International Air Transport Association (IATA), Nov. 2019.
- [12] EU Commission, „Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on ensuring a level playing field for sustainable air transport“, Juli 2021.
- [13] dena, „Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels - Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern“, Deutsche Energie- Agentur GmbH (dena), 2018.

Dekarbonisierung von Unternehmen: Stand und Erfolgsfaktoren - Ergebnisse aus qualitativen Interviews mit Unternehmen

S. Klostermann, T. Gothe, J. Baars, Prof. Dr.-Ing. A. Schierenbeck, Prof. Dr. T. Wawer
Hochschule Osnabrück, Institut für Management, Kultur und Technik

Abstract

Die Dekarbonisierung von Unternehmen spielt im Kontext der Energiewende und somit für die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele eine entscheidende Rolle. Neben dem Sektor Strom, müssen auch die Sektoren Wärme und Verkehr dekarbonisiert werden. Dabei gibt es heute bereits einige Unternehmen, die viele Maßnahmen umsetzen, aber auch andere, die noch keine Klimaschutzstrategie im Unternehmen implementiert haben. In diesem Paper wird durch qualitative Interviews mit Unternehmensvertretern untersucht, welche Aktivitäten Unternehmen bereits durchführen und was die Erfolgsfaktoren für eine erfolgreiche Energiewende im eigenen Unternehmen sind. Es wird festgestellt, dass Effizienzmaßnahmen bereits teilweise umgesetzt werden, es aber auch noch ungenutzte Potenziale gibt. Die Erfolgsfaktoren für eine erfolgreiche Energiewende in Unternehmen werden in die Bereiche interne Struktur, Wirtschaftlichkeit und Partner geclustert. Außerdem stellen die Befragten heraus, dass die Komplexität von regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen eine Umsetzung von Maßnahmen erschwert.

1. Ausgangslage und Hintergrund

Unternehmen kommt bei dem Erreichen der Klimaschutzziele der Bundesregierung eine Schlüsselrolle zu. Mit 708 TWh (2019) hat die Industrie einen Anteil von 28 % am Endenergieverbrauch [1]. Diesen gilt es zu dekarbonisieren. Noch fehlt es dazu aber häufig in den einzelnen Unternehmen an einer Klimaschutzstrategie. Momentan liegt der Fokus der Dekarbonisierung oft auf dem Sektor Strom, aber auch die Sektoren Mobilität und Wärme müssen in den Blick genommen werden und Sektorkopplung ist unumgänglich [2, 3]. Für Unternehmen ist es von essentieller Bedeutung, dass Lösungen nicht nur technisch, sondern insbesondere auch wirtschaftlich möglich und sinnvoll sind [4]. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz bieten die Möglichkeit, die Energiekosten der Unternehmen zu senken [5, 6, 7]. In verschiedenen vorhandenen Studien ist die Unternehmenssicht aber bisher unterrepräsentiert, stellen u.a. Pütz und Fishedick fest [8].

Um das Thema in seiner Gesamtheit zu betrachten, spielen folgende Aspekte eine entscheidende Rolle: Eigenerzeugung von Energie, Substitution fossiler Energien, Abwärmennutzung, Vermarktung von Flexibilität, energieeffiziente Querschnittstechnologien, Energiemanagementsystem und Mobilität.

Die Substitution fossiler Energieträger gelingt durch erneuerbare Energieträger – Wind, PV, Biomasse, Solar- oder Erdwärme – in den neuen Anwendungen. Möglichkeiten können dabei die direkte Stromnutzung oder die Umwandlung in synthetische Gas bzw. Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) sowie in Wärme bzw. Kälte (Power-to-Heat) sein. Benötigte Energie im Unternehmen selbst zu erzeugen und zu verbrauchen kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten: Eine auf den Bedarf ausgerichtete Eigenerzeugungsanlage ist zuverlässig, prognostizierbar und steigert die Versorgungssicherheit des Unternehmens. Durch den Kostenvorteil gegenüber einem Fremdbezug sowie die relative Preisstabilität im Vergleich zu einer externen Stromlieferung werden viele Eigenerzeugungstechnologien immer wirtschaftlicher. Zusätzlich kann eine Flexibilisierung der Nachfrage leichter dezentral gelingen. Der Erhalt der standortbezogenen Wettbewerbsfähigkeit für die produzierenden Unternehmen wird ebenfalls gestärkt [9].

Viele Bereiche der Industrie benötigen neben großen Mengen an Strom einen hohen Wärmebedarf.

Insbesondere die gekoppelte Erzeugung wird in der Industrie mittels Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologien umgesetzt [10]. Rund drei Viertel des Energiebedarfs der Industrie fallen auf den Wärmebedarf, bei dessen Erzeugung oftmals unvermeidbare Abwärmeverluste entstehen. Anstatt diese ungenutzt in die Umwelt zu emittieren, ist es sinnvoll, die verfügbare Abwärme anderweitig einzusetzen. Grundlage für eine sinnvolle Abwärmenutzung ist eine systematische Vorabanalyse des Potenzials [11]. Industrieunternehmen, die ihren Leistungsbezug flexibilisieren können, haben die Möglichkeit, diese Flexibilitäten wirtschaftlich zu nutzen. Die Nutzung und Bereitstellung dieser Flexibilitäten werden unter dem Begriff Demand-Side-Management (im Folgenden: DSM) zusammengefasst [12]. DSM ist sinnvoll, um für die Unternehmen die Kosten aus dem Leistungspreis zu senken und einer steigenden Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien netzstabilisierend zu begegnen. Die heute durch Unternehmen bereitstellbare Flexibilität kann insbesondere kurz- und mittelfristig zur Verfügung gestellt werden. Eine Vermarktungsmöglichkeit besteht darin, den Leistungsbezug in Abhängigkeit der aktuellen Großhandelspreise an Spot- und Terminmärkten zu steuern.

Unter dem Begriff Querschnittstechnologien werden Anlagen und Versorgungssysteme zusammengefasst, die in beinahe jedem Unternehmen zum Einsatz kommen. Hierzu zählen Beleuchtung, Heizung, elektrische Antriebe, Druckluftversorgung, Pumpen, Lüftungsanlagen und Klimatechnik. In emsländischen KMU wird im Rahmen des Forschungsprojektes RegioPLUS der Energieverbrauch analysiert. Querschnittstechnologien verursachen ca. 60 % des Stromverbrauchs der untersuchten Unternehmen. Der Einsatz moderner, energieeffizienter Querschnittstechnologien bietet große Energiesparpotentiale [13, 14].

Neben Produktionsprozessen müssen Unternehmen auch ihren Fuhrpark dekarbonisieren. Hierfür bieten sich insbesondere verbrauchsarme und lokal emissionsfreie Elektrofahrzeuge an. Die Fahrzeuge können im Unternehmen in das Lastmanagement mit einbezogen werden und mittels vehicle-to-factory Flexibilität bereitstellen. Eine Aufladung mittels regenerativ selbsterzeugten Stroms bietet die Möglichkeit einer weiteren Kosten- und Emissionsreduktion [15, 16].

Das Ziel des an der Hochschule Osnabrück durchgeführten, EFRE-geförderten Forschungsprojektes Regio PLUS ist es, aufzuzeigen, wie Gewerbe- und Industrieunternehmen in einem Energiesystem der Zukunft ihre Produktion gestalten und die CO₂-Emissionen reduzieren können. In diesem Kontext wird untersucht, welche Rolle Querschnittstechnologien zur Versorgung der Unternehmen mit Druckluft, Wärme und Kälte spielen und wie diese zur Sektorkopplung beitragen können. Im Vergleich zu vorliegenden Studien, die das gesamte Energiesystem im Blick haben, wird hier erstmals eine Verbindung zur betriebswirtschaftlichen Ebene und betrieblichen Energieversorgung der kleinen und mittleren Unternehmen (im Folgenden: KMU) in der Region Emsland vorgenommen. Für die Unternehmen wird herausgearbeitet, wie sie in einem zukünftigen Energiesystem mit den für die Produktion erforderlichen Energieformen versorgt werden können. Es wird eine betriebswirtschaftliche Optimierung unter zu definierenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchgeführt. Das Forschungsergebnis soll einen Beitrag dazu leisten, sowohl den Energiestandort Emsland, als auch die ansässigen Unternehmen auf die nächste Phase der Energiewende vorzubereiten.

2. Methodik

In diesem Paper wird folgende Forschungsfrage behandelt: „Was sind nach Meinung der KMU im Landkreis Emsland die Aktivitäten und Erfolgsfaktoren für eine erfolgreiche Energiewende im eigenen Unternehmen?“

Zur Identifizierung von Aktivitäten und Erfolgsfaktoren von KMU in der Energiewende wurden qualitative Interviews mit Expert*innen aus emsländischen Unternehmen durchgeführt. Die gesamte Methodik ist in Abbildung 1 zusammengefasst.

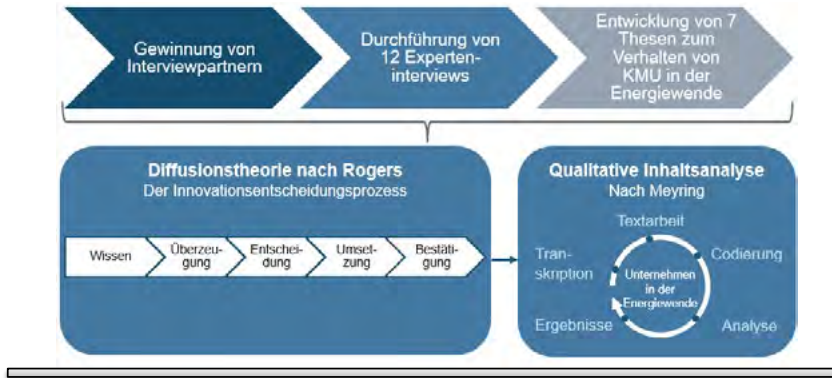


Abbildung 1 Methodik

Die Auswahl der Interviewpartner erfolgte über bestehende Netzwerke im Emsland. Die Interviews (n=12) wurden über die Konferenzsoftware Zoom durchgeführt und aufgezeichnet. Sie orientierten sich am Innovationsentscheidungsprozess gemäß der Diffusionstheorie von Rogers [17], in dem die fünf Phasen Wissen, Überzeugung, Entscheidung, Umsetzung und Bestätigung beschrieben werden. Anhand dieser Theorie wurde ein Interviewleitfaden erstellt: Zu den Themenkomplexen Eigenerzeugung, Substitution fossiler Energien, Abwärmenutzung, Vermarktung von Flexibilität, energieeffiziente Querschnittstechnologien, Energiemanagementsysteme und Mobilität wurden Einstiegs- und Vertiefungsfragen entsprechend der Phasen nach Rogers entwickelt. Die Auswertung der digital aufgezeichneten Interviews basiert auf einer qualitativen Inhaltsanalyse nach Mayring [18], welche mit Hilfe der Software ATLAS.ti durchgeführt wird. Nach der Transkription der Audio-Dateien, der Codierung und einer induktiven Ableitung von Kategorien werden die Ergebnisse auf dieser Basis analysiert.

3. Ergebnisse

Die Ergebnisse teilen sich in zwei Bereiche auf: Erstens die Aktivitäten der Unternehmen, zweitens die genannten Erfolgsfaktoren zur Umsetzung der Energiewende im Unternehmen. Bei den **Aktivitäten**, die in Abbildung 2 zusammengefasst dargestellt werden, ist festzustellen, dass Energieeffizienzmaßnahmen bereits teilweise umgesetzt werden.

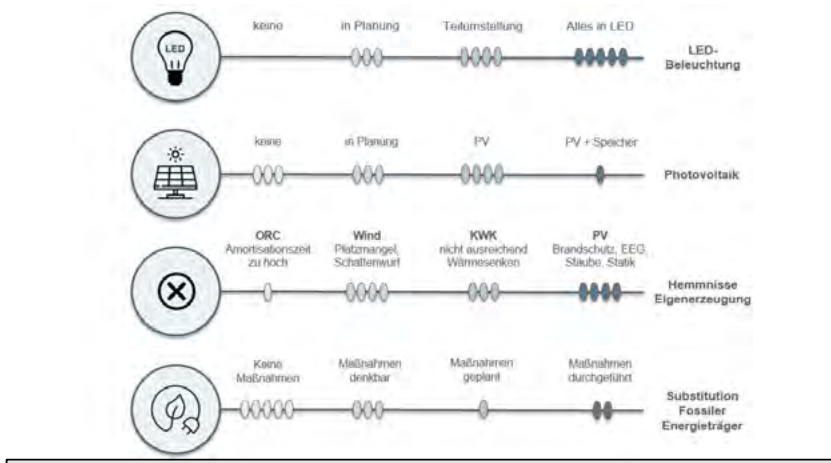


Abbildung 2 Aktivitäten der befragten Unternehmen

Bei den befragten Unternehmen steht die Nutzung von Abwärme bereits im Fokus. Zehn der zwölf befragten Unternehmen nutzen Abwärme bereits z.B. zur Vorwärmung von Komponenten oder als Heizwärme. Investitionen in bedarfsgerechte, moderne Druckluft-Kompressoren wurden ebenso bereits getätigt. Dabei spielt für die Unternehmen nicht nur der Druckluftbedarf eine Rolle, sondern auch die Einbindung in die Wärmeversorgung: *„Wir haben jetzt zum Beispiel (...) Druckluftkompressoren danach ausgesucht, dass wir auf unser Temperaturniveau kommen, um auch die Abwärme aus der Druckluft zu nutzen.“* Somit nutzen fünf der befragten Unternehmen Kompressoren mit Wärmeauskopplung. Vier Unternehmen setzen auf effiziente Kompressoren, verbunden mit weiteren Effizienzmaßnahmen wie etwa einem Leckagemanagement [19].

Auch die Umstellung auf LED steht bei allen Befragten als wichtige Energieeffizienzmaßnahme im Fokus. Dort, wo die Umstellung auf LED noch nicht geschehen ist, geben die Interviewpartner an, in der nächsten Zeit sukzessive, meist nach Ausfall der alten Leuchtmittel, auf LED umzustellen. Die Unternehmen geben zudem an, weitere Energieeffizienzmaßnahmen zu identifizieren und hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zu prüfen. Wichtiges Kriterium für die Unternehmen ist dabei die Amortisationszeit der Einzelmaßnahmen. Es werden z.B. effizientere elektrische Antriebe eingesetzt: *„Wir haben neben den gesetzlichen Bestimmungen eine Vorgabe, dass wir ausschließlich bei Neumotoren nur noch IE3 oder teilweise auch IE4 auch da wo wir noch IE2 einsetzen könnten.“*

Eigenerzeugung spielt für alle Unternehmen eine wichtige Rolle. Entsprechend haben alle Befragten bereits die Möglichkeiten einer Photovoltaikanlage geprüft. Drei Viertel der Befragten haben eine PV-Anlage installiert oder in Planung. Die erzeugte Energie soll bzw. wird eingespeist, da die Einspeisevergütung für die Unternehmen höher ist als der Strombezugspreis. *„Wir vermieten lediglich die Dachflächen, weil aufgrund des extrem günstigen Strompreises [...] Eigenverbrauch aus PV-Anlagen [...] nicht lohnt.“* Nur eines der befragten Unternehmen nutzt den PV-Strom selbst, in Kombination mit einem Speicher. Als besondere Herausforderung im Bereich Eigenerzeugung nannten die Unternehmen die statische Belastbarkeit der Dachflächen, Probleme mit Modulverschmutzung durch den Produktionsbetrieb und ortsspezifische Faktoren wie Brandschutzbedingungen. Aber auch regulatorische Bedingungen werden genannt, so können z.B. Unternehmen mit Tochtergesellschaften an einem Standort nicht von einer reduzierten EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom gemäß § 61 EEG 2021 profitieren

Die Befragten nennen in den Interviews auch ungenutzte Maßnahmen, trotz bestehender Potenziale: Unternehmen vermarkten noch keine Flexibilität im Strombezug, da es zu wenig finanzielle Anreize gebe und zu große Eingriffe in die Produktion nötig wären. Die befragten Unternehmer halten die Wirtschaftlichkeit für eine Flexibilitätserschließung außerdem heute nicht für gegeben. Gleichwohl setzen einige der Befragten aber ein Lastmanagement ein, um Lastspitzen zu vermeiden und den Leistungspreis aus dem Strombezug zu senken.

Außerdem hat die Hälfte der befragten KMU noch keine Maßnahmen zur Sektorkopplung umgesetzt. Ein Unternehmen plant die Beheizung des Standorts mittels Wärmepumpe: *„Für die Wärmeenergie brauchen wir da nur den Strom, und das wollen wir halt über die PV-Anlagen abbilden.“* Zwei Unternehmen haben Maßnahmen zur Substitution fossiler Energieträger umgesetzt: *„Wir hatten vorher [...] mit einem Schredder ausgepackt, der wurde mit Heizöl betrieben. [...] wir [...] sind komplett auf elektrischen Betrieb umgestiegen.“*

Das Thema Elektromobilität wird von den Befragten mehrheitlich kritisch gesehen, insbesondere aufgrund von Reichweiten, Ladezeiten und einem komplizierten Regulierungsrahmen. *„Da ist für uns momentan die Reichweite noch nicht genügend!“* Die zwei Unternehmen, die bereits den Fuhrpark (teilweise) elektrifiziert haben, sprechen aber von sehr positiven Erfahrungen: *„Ich habe jetzt festgestellt, in einem Jahr [...] Elektromobilität: Ist machbar, auch mit relativ wenig Einschränkungen machbar!“*

Die **Erfolgsfaktoren** für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Unternehmen werden in Abbildung 3 dargestellt.

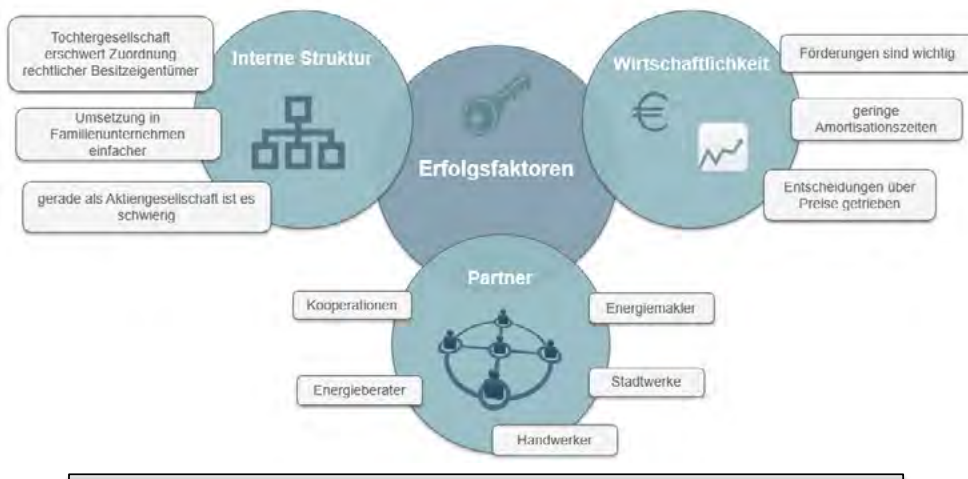


Abbildung 3 Erfolgsfaktoren für eine Dekarbonisierung von Unternehmen

An erster Stelle steht die Wirtschaftlichkeit: Maßnahmen, die sich erst über einen langen Zeitraum amortisieren, kommen für die Unternehmen nicht in Frage. Das spiegelt sich auch in folgenden Aussagen wider: „[...] wenn das [...] eine Maßnahme ist, wo man [...] rausbekommt, das hat eine Amortisationszeit von 20 Jahren, dann werden wir es nicht machen.“; oder „Da geht es manchmal wirklich eher mit Blick auch auf den kurzfristigen ROI, den wir dann nutzen möchten.“ Dementsprechend werden Entscheidungen über die Preise getrieben und festgelegt. Förderungen können nach Auffassung der Befragten bei Investitionsentscheidungen einen positiven Effekt haben: „Das ist das A und O. Sonst habe ich ja als Kleinbetrieb auch kaum eine Chance.“

Partner spielen als zweiter Erfolgsfaktor eine zentrale Rolle: Kann ein Unternehmen auf das Fachwissen etwa von Energieberater*innen, Kooperationen oder Handwerker*innen zurückgreifen, ist die Bereitschaft zur Umsetzung von Maßnahmen größer. Fehlende Zeit abseits des Kerngeschäfts und fehlende Expertise können so ausgeglichen werden: „Man kann sich nicht um alles kümmern. Und dann habe ich das einfach extern weitergegeben.“

Die Interaktion mit der Öffentlichkeit hilft Unternehmen außerdem bei der Umsetzung von neuartigen Technologien durch Best-Practice-Beispiele. Branchenverwandte Firmen können so von den Erfahrungen anderer profitieren. Insbesondere bei unbekanntem Technologien kommen „Besuche aus dem ganzen europäischen Raum [...], die sich [...] die Anlage ansehen wollten.“ Diese Art von Austausch zwischen Unternehmen wirkt sich positiv auf das Verständnis aus und stärkt die Akzeptanz neuer Technologien.

Dritter Erfolgsfaktor ist die interne Struktur der Unternehmen: Familiengeführte Unternehmen agieren aufgrund ihrer schlanken Struktur häufig flexibler als größere Unternehmen und sprechen von einer aufgeschlossenen Einstellung im Bereich der Energiewende: „man hat [...] für das Thema Energie und Modernisierung [...] ein gewisses, offenes Ohr.“

Es gibt aber auch Faktoren, die nach Meinung der Befragten die Umsetzung von Maßnahmen erschweren. Wie zum Beispiel regulatorische Rahmenbedingungen: „Ich habe das Gefühl, in der Politik läuft da noch vieles falsch, um die Energiewende [...] optimal voranzubringen. Weil dort zu viele Leute involviert sind.“ Oftmals seien die regulatorischen Hürden zur Umsetzung von regenerativen Alternativen zu hoch und verhindern Maßnahmen, die einen schnellen Fortschritt in Bezug auf die

nationalen Klimaziele erreichen könnten: „*ein großes Hindernis sind [...] die ganzen Prozesse und [...] Regulierungen, die nicht dem Rechnung trägt, was man eigentlich machen könnte.*“

4. Fazit

Unternehmen müssen ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 signifikant reduzieren. Die Steigerung der Energieeffizienz und die Umsetzung von Maßnahmen zur Sektorkopplung im Bereich der Querschnittstechnologien sind hierbei zentrale, unumgängliche Herausforderungen und müssen als solche in die Unternehmensstrategie integriert werden.

Wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen mit kurzen Amortisationszeiten werden bereits heute von vielen KMU umgesetzt. Für die Vermarktung von Flexibilität im Energiebezug, die Umsetzung von Sektorkopplungsmaßnahmen und die Integration von Elektromobilität im Unternehmen bestehen jedoch noch zu wenig wirtschaftliche Anreize. Die aktuellen, regulatorischen Rahmenbedingungen zur Umsetzung von Dekarbonisierungsmaßnahmen werden von den Unternehmen als zu komplex und hinderlich bewertet.

Hinsichtlich der Methodik ist anzumerken, dass die qualitative Auswertung auf 12 Interviews basiert und ist somit nicht repräsentativ ist, da sich insbesondere Unternehmen mit einer hohen Affinität zum Thema Energie zu Interviews bereiterklärt haben. Um ein deutlicheres Bild aus der Unternehmenslandschaft zu erhalten, würde es sich daher empfehlen, eine quantitative Untersuchung mit einer repräsentativen Stichprobe durchzuführen.

5. Literaturverzeichnis

[1] Umweltbundesamt (2019): Endenergieverbrauch 2019 nach Sektoren und Energieträgern. Online: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energetragern> [Abgerufen am 24.11.2021]

[2] Scorza, S. A., Pfeiffer, J., Schmitt, A., & Weissbart, C. (2018): Kurz zum Klima: » Sektorkopplung «–Ansätze und Implikationen der Dekarbonisierung des Energiesystems, in: ifo Schnelldienst, 71(10), 49-53.

[3] Langenheld, A., Graichen, P. (2017): Efficiency First: Wie sieht ein effizientes Energiesystem in Zeiten der Sektorkopplung aus?

[4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.

[5] Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) (2018): „Grundsatzstudie Energieeffizienz - Grundsatzfragen der Energieeffizienz und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des NAPE unter besonderer Berücksichtigung von Stromverbrauchsentwicklung und -maßnahmen.“

[6] Seidl, H.: Energieeffiziente Querschnittstechnologien, in: Industrielle Energiestrategie 275 300, Springer Gabler, Wiesbaden (2017)

[7] Hierzel, S.: Technologiebericht 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das BMWi. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken (2017)

-
- [8] Pütz, J., Fishedick, M.: Innovationswirkung der Energiewende: Herausforderungen für Politik und Unternehmen. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 65. Jg. (2015) Heft 12
- [9] Deutscher Industrie und Handelskammertag (DIHK) und Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA): Faktenpapier Eigenerzeugung von Strom. Rahmenbedingungen, Trends, Beispiele. Berlin. Online: <https://docplayer.org/7297895-Faktenpapier-eigenerzeugung-von-strom-rahmenbedingungen-trends-beispiele.html> (2014)
- [10] Chrischilles, E.: Immer mehr Verbraucher erzeugen selber Strom. IW-Kurzbericht. No.66. 2016. Institut der deutschen Wirtschaft (IW), Köln (2016)
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen. Energieeffizienzpotenziale erkennen und erschließen. Initiative Energieeffizienz Unternehmen & Institutionen. Berlin (2015)
- [12] Seidl, H.; Schenuit, C.; Teichmann, M. (2016): Roadmap Demand-Side-Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- [13] Klostermann, S., Schierenbeck, A. (2021): IST-Analyse des Energieeinsatzes der Referenzunternehmen. Kurzbericht. Forschungsprojekt Regio PLUS. Online: https://www.hs-osnabrueck.de/fileadmin/HSOS/Homepages/Zukunftsdiskurs-Umweltkommunikation/IST-Analyse_des_Energieeinsatzes_der_Referenzunternehmen.pdf.
- [14] Dehli, M. (2020). Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe: Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen. Springer-Verlag
- [15] Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut (Hrsg.) (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045 (Langfassung). Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Agora Energiewende & Agora Verkehrswende. Online: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_01_DE_KNDE2045/KNDE2045_Langfassung.pdf.
- [16] Roth, S., Klement, T., Braunreuther, S., & Reinhart, G. (2018). Vehicle-to-Factory. Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb, 113(9), 565-570.
- [17] Rogers E. M. (1983). Diffusion of innovations. New York: Free Press. Google Scholar
- [18] Mayring P., Fenzl T. (2019): Qualitative Inhaltsanalyse. In: Baur N., Blasius J. (eds.) Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung. Springer VS, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-21308-4_42
- [19] Industrie- und Handelskammer Nürnberg: Druckluft effizient nutzen. Praxisleitfaden für Energieeffizienz und Kosteneinsparung der Industrie- und Handelskammer Nürnberg für Mittelfranken, Nürnberg (2012).

Optimale Systemführung der Energieversorgung eines kleinen und mittleren Unternehmens zur Minimierung der CO₂-Emissionen und Energieversorgungskosten

Daniela Heger¹, Steffi Naumann², Peter Bretschneider^{1,2}

¹ Technische Universität Ilmenau – Fachgebiet Energieeinsatzoptimierung, Ilmenau

² Fraunhofer IOSB-AST, Ilmenau

Abstract

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Forschungsprojekt „ZO.RRO“ (Zero Carbon Cross Energy System) untersucht am Beispiel Thüringens neue Ansätze für die Umsetzung einer klimaneutralen sektorenübergreifenden Energieversorgung [1]. Hierzu werden neuartige systemische Lösungen durch die intelligente Verknüpfung von versorgungstechnischen Anlagen und Demand-Side-Management-Potentialen des Industrie- und KMU-Bereichs konzipiert und mittels Energiesystemmodellierung energiewirtschaftlich analysiert. Darauf basierend werden ihre Beiträge für eine CO₂-freie Energieversorgung unter Einhaltung der technischen und regulatorischen Randbedingungen ermittelt und ihre Umsetzbarkeit in kleinen und mittleren Unternehmen überprüft.

Die Untersuchungen werden für zwei ausgewählte Beispiele unter Zugrundelegung der konkreten Anforderungen von zwei Unternehmen durchgeführt. Anhand der ermittelten Untersuchungsergebnisse wird gezeigt, welche Auswirkung eine CO₂-minimale Betriebsführung des Energieversorgungssystems auf die Reduktion der CO₂-Emissionen und auf die Energiekosten hat. Weitergehende Analysen betreffen die Auswirkungen auf die Energieversorgung der betreffenden Unternehmen im Fall des gezielten Ausbaus der energietechnischen Anlagen um u.a. eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher und einen Wärmespeicher.

1. Einleitung

Die Motivation für die Konzeption, Entwicklung und Untersuchung neuer Betriebsführungsansätze zur sektorenübergreifenden Energieversorgung liegt darin, anhand konkreter Untersuchungs- und Demonstrationsbeispiele sektorenübergreifende Synergien für die Energiespeicherung und Kosteneinsparung zu erschließen. Zugleich sollen die, für die vorgegebenen Anwendungsfälle simulativ ermittelten Ergebnisse mit den gemessenen Daten der realen Betriebsführung verglichen werden, um die in der Praxis auftretenden Schwierigkeiten wie z.B. bei der Datenbeschaffung bereits frühzeitig zu identifizieren und zu berücksichtigen. Zudem sollen die Demonstratoren helfen abzuklären, wie viele Tonnen an CO₂-Emissionen sich durch eine Änderung der Betriebsführungsstrategie von kostenoptimiert auf CO₂-Emissionsminimiert für den jeweiligen Untersuchungsfall einsparen lassen. Des Weiteren soll in diesem Kontext geklärt werden, welchen Einfluss Speicheranlagen und Eigenstromerzeugung auf die Energie- und Emissionsbilanz haben.

In den folgenden Abschnitten wird auf die Modellierung der beiden Untersuchungsbeispiele eingegangen, bevor die Untersuchungsergebnisse dargelegt und abschließend zusammengefasst werden.

2. Modellierung

Ausgangspunkt für die Entwicklung und Untersuchung der neu vorgeschlagenen CO₂- und kostenoptimalen Betriebsführungsstrategie ist die Erstellung des Optimierungsmodells mit der mathematischen Beschreibung des konkreten Anwendungsfalls unter Nutzung der verfügbaren Daten und Informationen. Insofern wird für jedes zu untersuchende Unternehmen ein spezifisches, für darüberhinausgehende Fragestellungen erweiterbares Optimierungsmodell, charakterisiert durch die konkreten unternehmensseitigen Anforderungen, erstellt. Die im Ergebnis entstehenden Modelle dienen

als Untersuchungsbeispiele für den neuentworfenen CO₂- und kostenoptimalen Betriebsführungsansatz. Die Optimierungsmodelle sind jeweils mit der Softwarelösung EMS-EDM PROPHET® erstellt worden [2]. Der Aufbau der Modelle, die Eingangsdaten sowie die getroffenen Annahmen und die Optimierung werden im Weiteren detailliert erläutert.

2.1 Energiesystemmodellierung

Das Optimierungsmodell wurde, um eine schnelle Lesbarkeit und hohe Wiederverwendbarkeit zu erreichen, in zwei Ebenen aufgebaut. In der Hauptebene (siehe **Abb. 1**) ist die grundlegende Energiesystemstruktur des Unternehmens mit allen Hauptkomponenten wie Energiewandlern, Energieverbrauchern und Energiespeichern abgebildet. Die Modellierung komplexerer Komponenten wie z.B. der Gasturbine erfolgt in der Unterebene. Im weiteren Verlauf können ggf. weitere Unterebenen für Speicher, erneuerbare Energien-Anlagen oder weitere Sektorkopplungstechnologien hinzugefügt werden.

Die Hauptebene stellt neben den Bezugskomponenten für Strom und Erdgas auch die Lastkomponenten für Strom und Wärme dar. Weiterhin werden die einzelnen Anlagenkomponenten wie beispielsweise Gasturbine, Abhitze-kessel, Zusatzheizfläche oder Gasbrenner abgebildet. Zudem sind in **Abb. 1** bereits weitere virtuelle Komponenten (Bezug PV, Wärmespeicher und Batteriespeicher) dargestellt. Diese wurden für die Szenarioanalyse ergänzt und dienen einer Bewertung der potentiellen Erweiterung des Energiesystems der Unternehmen. Die Kopplung der einzelnen Systemkomponenten erfolgt über die Gleichgewichtsbedingung der verschiedenen Quellen und Senken jedes Energieträgers. Diese Bilanzen sind in der Abbildung durch farblich unterschiedliche Linien dargestellt und können eindeutig einem Stoffstrom zugeordnet werden. In der Abbildung wird Strom beispielsweise rot dargestellt. Gasbilanzen sind gelb und die Wärmebilanzen in blau hinterlegt.

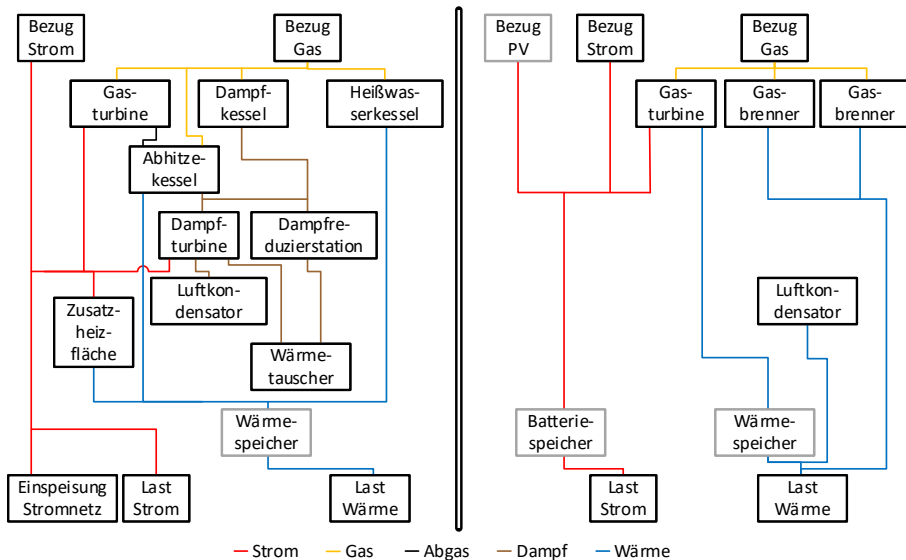


Abb. 1: Darstellung der Hauptebenen des Optimierungsmodells 1 (links) und des Optimierungsmodells 2 (rechts)

Ist für eine Anlagenkomponente der Hauptebene eine Unterebene angelegt, dient das neben der verbesserten Übersichtlichkeit für eine detailliertere Modellierung und Darstellung der betreffenden Anlagenkomponente. Generell können bei den zu modellierenden Komponenten u.a. Kennfelder für Wandlungsprozesse, Kosten, Verfügbarkeiten, Anfahr- und Stillstandzeiten, maximale, minimale Leistung, Leistungsgradienten oder elektrische und thermische Wirkungsgrade berücksichtigt werden.

2.2 Eingangsdaten und Annahmen

Die Eingangsdaten und Annahmen des Optimierungsmodells basieren auf dem Anlagenpark vor Ort und den in dem Unternehmen vorhandenen Daten. Aus diesem Grund wird im Folgenden erst auf die Eingangsdaten und Annahmen des Optimierungsmodells 1 eingegangen, bevor dies auch für das Optimierungsmodell 2 erfolgt.

2.2.1 Eingangsdaten und Annahmen für das Optimierungsmodell 1

Für das im Optimierungsmodell 1 betrachtete sektorenübergreifende Energiesystem liegen Daten aus dem Jahr 2018 vor. Dies sind neben den Wirkungsgraden und minimalen und maximalen Leistungen der Anlagenkomponenten auch Zeitreihen für den Strombedarf und Wärmebedarf des Unternehmens. Nicht verfügbare Daten, wie Preise und CO₂-Emissionen für Strom und Erdgas müssen durch Annahmen ersetzt werden. Die Annahmen für das Optimierungsmodell 1 werden in **Tab. 1** aufgeführt.

Tab. 1: Annahmen Optimierungsmodell 1 für Preise und CO₂-Emissionen

Preise	Bezug Gas	26,30 €/MWh [3]*
	Bezug Strom	Zeitreihe für 2018 [4]
	Export Strom	Zeitreihe für 2018 [4]
CO ₂ -Emissionen	Bezug Gas	0,202 t _{CO2} /MWh _{Hi} [5]
	Bezug Strom	Zeitreihe für 2018 [6]

*Industrie ohne MwSt. (Durchschnitt) 2018

Für den Strompreis wird der Day-Ahead-Strompreis aus dem Jahr 2018 verwendet. Die CO₂-Emissionen des Gases werden als konstanter Wert von 0,202 t_{CO2}/MWh bezogen auf den Heizwert (H_i) angenommen. Für die zeitvarianten CO₂-Emissionen des bezogenen Stroms werden die Daten eines kommerziellen Anbieters genutzt.

Zusätzliche Produktionskosten, Investitionskosten oder An-/Abfahrtskosten werden nicht betrachtet.

Hinsichtlich des in einem Use-Case betrachteten Einflusses eines Wärmespeichers wird die Annahme getroffen, dass dieser Speicher der Klasse „großer Wasser-Wärmespeicher bis 2 GWh“ zugeordnet werden kann. Der Wärmespeicher bietet sowohl die physikalische als auch wirtschaftliche Möglichkeit, thermische Energie zu speichern. Für die Berechnung werden keine Investitionskosten, keine Kosten für Speicherung und Abgabe aus dem Wärmespeicher angenommen, da zunächst die Wirkung des Wärmespeichers betrachtet werden soll. Weiterhin wird die Annahme getroffen, dass der Wasser-Wärmespeicher ganzjährig mit maximaler Füllmenge zur Verfügung steht.

2.2.2 Eingangsdaten und Annahmen für Optimierungsmodell 2

Für das zweite Optimierungsmodell sind ein Schaubild des vorhandenen Energiesystems und Zeitreihen für das Jahr 2019 zur Modellierung vorhanden. Bei den Zeitreihen handelt es sich um die in **Tab. 2** aufgelisteten Daten, welche in **Abb. 2** der jeweiligen Systemkomponente im Modell zugeordnet sind.

Tab. 2: Zeitreihen Daten für das Optimierungsmodell 2

Daten	Zeitliche Auflösung	Einheit
Gaslastgang	1 h	kW
Stromlastgang	15 min	kW
Gasturbinenerzeugung	15 min	kW
Stromlastgang + Gasturbine	15 min	kW

Weiterhin ist bekannt, dass das Unternehmen feste Strom- und Gaspreise mit dem Versorger vereinbart hat. Für die CO₂-Emissionen wird wie beim Optimierungsmodell 1 beim Gasbezug auf den Wert von 0,202 t_{CO2}/MWh_{Hi} zurückgegriffen [5] und für die Zeitreihe der CO₂-Emissionen bezüglich des

Strombezugs im Jahr 2019 werden die stündlich veränderlichen Emissionsfaktoren des deutschen Strommixes verwendet [6].

Da die Werte für den Wärmebedarf des Unternehmens beim Optimierungsmodell 2 nicht als Zeitreihe vorliegen, wird diese Zeitreihe aus den gegebenen Daten ermittelt. Im ersten Schritt wird aus der elektrischen Erzeugung der Gasturbine (Nr. 1) der Gasverbrauch für die Gasturbine (Nr. 2), sowie der Wärmeoutput der Gasturbine (Nr. 3) über die Umwandlungswirkungsgrade ermittelt. Da die Gasbezugszeitreihe (Nr. 4) vom Gasnetz bekannt ist, kann durch Subtraktion des Gasverbrauchs der Turbine der Gasverbrauch für die beiden Gasbrenner (Nr. 5) berechnet werden. Mit Hilfe des Wirkungsgrades der Gasbrenner wird die Wärmezeitreihe (Nr. 6) errechnet. Durch Addition der Zeitreihen mit den Nummern 3 und 6 wird die für die Optimierung benötigte Wärmelastzeitreihe (Nr. 7) als Annahme berechnet.

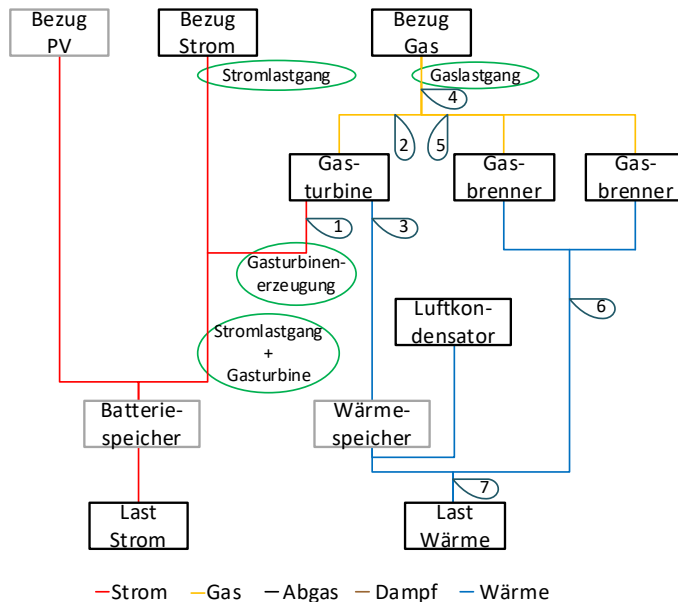


Abb. 2: Zuordnung der gegebenen Zeitreihen von Optimierungsmodell 2 und Herleitung der Wärmebedarfszeitreihe

Wie bereits beim ersten Optimierungsmodell, werden auch im zweiten Optimierungsmodell Anlagenkomponenten im Modell ergänzt, um durch Use-Case-Untersuchungen festzustellen, welche Auswirkungen sich auf die CO₂-Emissionen und die Energieversorgungskosten ergeben.

Die PV-Anlage kann im Referenzjahr ca. 5 % des jährlichen Strombedarfs des Unternehmens decken. Es wird davon ausgegangen, dass hierbei schon alle Verluste eingerechnet sind.

Für den Batteriespeicher wurde eine Batterie gewählt, die etwa 15 % der Peakleistung der PV-Anlage speichern kann. Dabei ist die Ladeleistung circa ein Drittel der Entladeleistung. Eine vollständige Ladung der Batterie kann in 3h erfolgen. Es wird von einem LiNMC-Zelltypus mit einem Gesamtwirkungsgrad von 97 % ausgegangen.

Als Wärmespeicher wird ein Pufferspeicher mit Wasser angenommen. Dieser ist so ausgelegt, dass er etwa 60 % der durchschnittlich täglich benötigten Wärmemenge speichern kann. Des Weiteren wird die Annahme getroffen, dass der Speicher über das gesamte Betrachtungsjahr 2019 unterbrechungsfrei zur Verfügung steht und keine Ausfallzeiten z.B. durch Wartung berücksichtigt werden müssen. Verluste (z.B. an die Umgebung oder über die Speicherdauer) werden bei der Modellierung des Pufferspeichers

nicht berücksichtigt.

Die berechneten Use-Cases der beiden Optimierungsmodelle werden im Kapitel 3 Ergebnisse in **Tab. 3** und **Tab. 4** dargestellt.

2.3 Optimierung

Die Optimierungsmodelle werden mit dem Ressourcenplanungssystem EMS-EDM PROPHET®-RPS erstellt. Die mathematische Formulierung erfolgt in GAMS (General Algebraic Modeling System) [7]. Im Ressourcenplanungssystem werden individuelle Vorlagen für das jeweilige Modell erstellt und parametrisiert. Die Optimierung wird mit einer Abtastzeit von 15 Minuten durchgeführt. Das jeweils gemischt ganzzahlige Optimierungsmodell wird mit Hilfe des Solvers CPLEX gelöst [8].

Wie bereits zuvor erwähnt, wird die kostenoptimierte bzw. die CO₂-optimierte (minimale CO₂-Emissionen) Betriebsfahrweise untersucht. Ziel des kostenminimalen Modells ist es, den Kraftwerkseinsatz so kostengünstig wie möglich zu gestalten. Mit nachfolgender Zielfunktion lässt sich das Betriebsführungsmodell kostenoptimal (minimal) beschreiben.

$$\min_{c_s(t), c_g(t)} \{c_s(t) + c_g(t)\} \tag{1}$$

Bei dem kostenoptimierten Modell werden die Kosten des Strombezugs (c_s) und des Gasbezugs (c_g) über die einzelnen Optimierungszeitschritte ($t \in T$) aufaddiert und ergeben die Gesamtkosten über den Optimierungszeitraum (T).

Im CO₂-optimierten Modell wird ähnlich wie beim kostenoptimierten Modell vorgegangen. An Stelle der Kosten werden die spezifischen CO₂-Emissionen verwendet. Die genaue Berechnungsformel ist in Gleichung 2 dargestellt.

$$\min_{e_s(t), e_g(t)} \{e_s(t) + e_g(t)\} \tag{2}$$

Zur Berechnung der CO₂-Emissionen über den Optimierungshorizont (T) werden die einzelnen Emissionen resultierend aus dem Netzbezug von Strom (e_s) und Gas aus dem Gasnetz (e_g) über die einzelnen Betrachtungsschritte ($t \in T$) aufaddiert.

3. Ergebnisse

Da beim Optimierungsmodell 1 keine Messwert-Zeitreihen für den Strom- und Gasbezug vorliegen, wird hier auf einen Vergleich der Kosten und CO₂-Emissionen im Vergleich zu den Realdaten verzichtet. Im Vergleich zum Optimierungsmodell 2 ist jedoch die Zusatzheizfläche als Sektorenkopplungskomponente vorhanden, deshalb werden die Use-Cases aus **Tab. 3** daraufhin untersucht.

Tab. 3: Use-Cases Optimierungsmodell 1

Use-Case	Kostenoptimiert	Minimale CO ₂ -Emissionen	Ohne Wärmespeicher	Mit Wärmespeicher
UC1_1	X		X	
UC1_2		X	X	
UC1_3	X			X
UC1_4		X		X

Basierend auf UC1_1 wird in **Abb. 3** der Stromverbrauch der Zusatzheizfläche im Optimierungsjahr 2018 dargestellt. Es ist auffällig, dass dieser Stromverbrauch bei den hinsichtlich minimalen CO₂-Emissionen optimierten Betriebsfahrweisen immer weniger als der Hälfte des Stromverbrauchs in der kostenoptimierten Betriebsfahrweise mit bzw. ohne Wärmespeicher beträgt. Mit

Wärmespeicher ist der Stromverbrauch in beiden Fällen UC1_3 und UC1_4 etwas höher als bei der gleichen Betriebsfahrweise ohne Wärmespeicher. Somit trägt der Wärmespeicher eindeutig zur Sektorenkopplung und damit zur Einsparung der Kosten und CO₂-Emissionen bei.

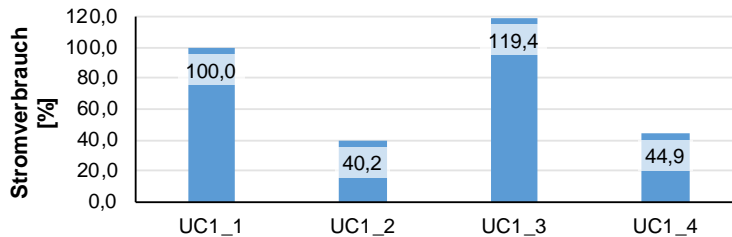


Abb. 3: Stromverbrauch der Zusatzheizfläche im Optimierungsjahr 2018 bezogen auf UC1_1

Da für das Optimierungsmodell 2 reale Verbrauchsdaten für Strom und Gas vorliegen, werden hier die Energiekosten und CO₂-Emissionen für den Use-Case „real“ ermittelt. Die weiteren ausgewerteten Use-Cases können **Tab. 4** entnommen werden. Hierbei wurde betrachtet, wie eine geänderte optimierte Betriebsweise (UC2_1, UC2_2) sich auf die CO₂-Emissionen und die Energieversorgungskosten auswirkt. Ebenfalls wurde ermittelt, welchen Einfluss einzelne hinzugefügte Anlagenkomponenten (UC2_3 bis UC2_10) bei den beiden Betriebsfahrweisen haben.

Tab. 4: Untersuchte Use-Cases bei Optimierungsmodell 2

Use-Case	Kosten-optimiert	CO ₂ -Emissions-optimiert	Ohne Ergänzung	PV-Anlage	Batterie-speicher	Wärme-speicher
UC2_1	X		X			
UC2_2		X	X			
UC2_3	X			X		
UC2_4		X		X		
UC2_5	X				X	
UC2_6		X			X	
UC2_7	X			X	X	
UC2_8		X		X	X	
UC2_9	X			X	X	X
UC2_10		X		X	X	X

Zusätzlich zu den zehn in **Tab. 4** aufgelisteten Use-Cases erscheint in der weiteren Auswertung jeweils der Fall „Real“. Hierbei handelt es sich um die Auswertung des in Wirklichkeit bezogenen Gases und Stromes im Jahr 2019. Dieses Ergebnis dient als Ausgangs- und Bezugspunkt für die zehn optimierten Use-Cases.

In **Abb. 4** sind die Energieversorgungskosten des Optimierungsmodells 2 aufgeteilt nach Strom und Gas und bezogen auf den Realfall dargestellt.

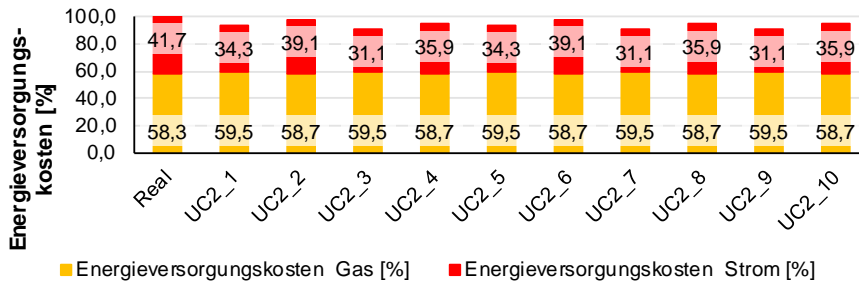


Abb. 4: Energieversorgungskosten im Betrachtungsjahr 2019 Optimierungsmodell 2

In allen Use-Cases sind die Energieversorgungskosten des Gasbezugs größer als die des Strombezugs. Der Anteil der Gasbezugskosten an den gesamten Energieversorgungskosten liegt zwischen 58,3 % beim Realfall und 59,5 % bei den kostenoptimierten Use-Cases bezogen auf den Realfall. Bei den CO₂-Emissionsminimalen Use-Cases beträgt der Anteil der Gasbezugskosten an den Energieversorgungskosten bezogen auf die gesamten Energieversorgungskosten des Realfalls 58,7 %. Durch die Optimierung sind die Kosten des Gasbezugs leicht gestiegen, während die Strombezugskosten gesunken sind und so insgesamt in allen zehn Use-Cases eine Kostenreduktion zu beobachten ist. Diese Reduktionen der Energieversorgungskosten gegenüber dem Realfall sind in **Abb. 5** für das Bezugsjahr 2019 aufgezeigt

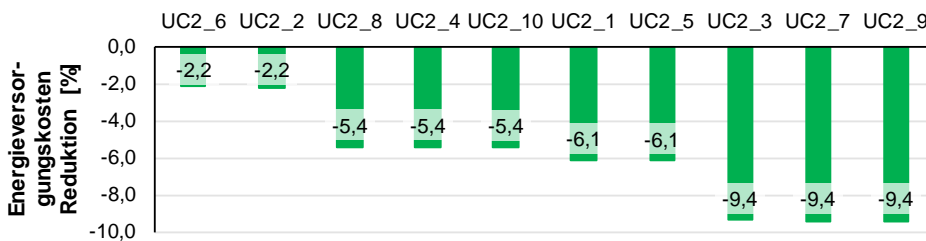


Abb. 5: Reduktion der Energieversorgungskosten gegenüber Realfall 2019 beim Optimierungsmodell 2 (aufsteigend sortiert)

Bei der Abbildung zur Reduktion der Energieversorgungskosten fällt auf, dass die geringsten Reduktionen ($\leq 5,4$ %) den CO₂-optimierten Use-Cases zugeordnet werden können. Die beiden Use-Cases UC2_6 und UC2_2 mit ca. 2,2 % Reduktion der Energieversorgungskosten gegenüber dem Realfall sind dabei die beiden CO₂-optimierten Use-Cases ohne PV-Anlage. Mit einer Reduktion zwischen 6,1 % und 9,4 % der Energieversorgungskosten gegenüber dem Realfall lassen sich die größten Einsparungen mit einer kostenoptimierten Betriebsfahrweise bezogen auf das Jahr 2019 realisieren. Durch das Hinzufügen der PV-Anlage bei kostenoptimierter Betriebsführung werden die größten Reduktionen (ca. 9,4 %) erzielt. Die größtmögliche Energieversorgungskostenreduktion durch Optimierung der Betriebsführung wird dabei durch die Ergänzung der Modellierung mit der PV-Anlage sowie einem Batterie- und Wärmespeicher erreicht (UC2_9).

Durch den Bezug von Gas und Strom aus dem Netz werden CO₂-Emissionen verursacht. Diese werden im weiteren Verlauf genauer für die einzelnen Use-Cases betrachtet und ausgewertet. Die CO₂-Emissionen des Realfalls dienen dabei erneut als Bezugspunkt (100 %). Bei der Zusammensetzung für das Bezugsjahr lässt sich in **Abb. 6** erkennen, dass die CO₂-Emissionen durch den Gasbezug einen wesentlichen Anteil ausmachen. Dieser Anteil liegt bei über 80 %. Durch die Optimierung in den einzelnen Use-Cases wird gegenüber dem Realfall der Anteil der CO₂-Emissionen durch den Gasbezug

leicht erhöht, jedoch dafür der Anteil der CO₂-Emissionen aus dem deutschen Stromnetz reduziert, so dass durch eine optimierte Betriebsführung eine Reduktion der CO₂-Emissionen erzielt werden kann.

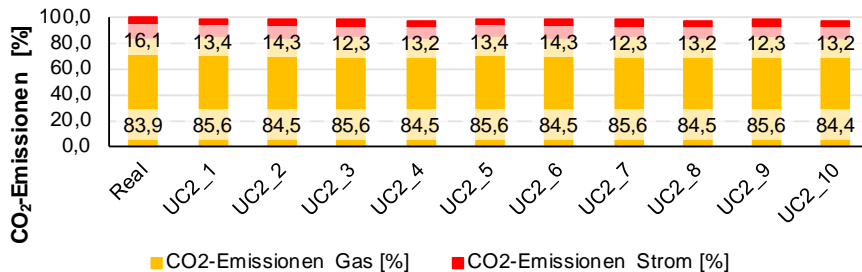


Abb. 6: CO₂-Emissionen im Betrachtungsjahr 2019 für Optimierungsmodell 2

Die Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem Realfall wird in **Abb. 7** dargestellt. Mit Hilfe einer optimierten Betriebsfahrweise des Optimierungsmodells 2 und durch Ergänzung von Anlagenkomponenten ist, bezogen auf das Jahr 2019, eine Reduktion der CO₂-Emissionen von 1 % bis 2,4 % möglich. Die geringste Reduktion ist dabei bei kostenoptimierter Betriebsführung ohne Erweiterungskomponenten erzielbar. Bei UC2_10 ist die größtmögliche Reduktion der CO₂-Emissionen für das Jahr 2019 zu beobachten. Diese wurde durch CO₂-optimierte Betriebsführung und alle drei Erweiterungsanlagenkomponenten erreicht. In **Abb. 7** stellt sich keine zweigeteilte Reihenfolge bzgl. der Ziele der Betriebsführung dar.

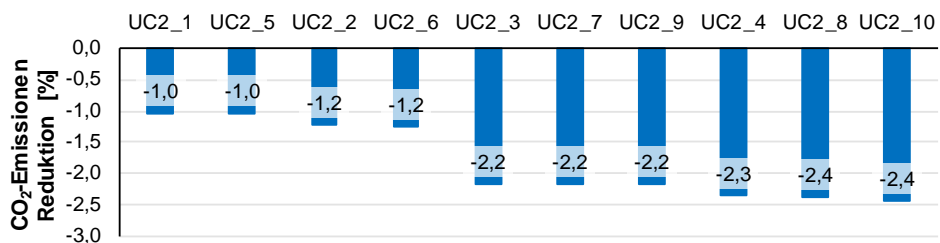


Abb. 7: CO₂-Emissionsreduktion bezogen auf den Realfall 2019 bei Optimierungsmodell 2 aufsteigend sortiert

Die Use-Cases in **Abb. 7** können bei genauerer Betrachtung in vier Gruppen untergliedert werden. Dies sind zu Beginn mit ca. 1 % Reduktion der CO₂-Emissionen die kostenoptimierten Use-Cases ohne Erweiterungskomponenten, bzw. einschließlich einer PV-Anlage. Eine geringfügig höhere Reduktion (1,2 %) wird bei gleichem Modellaufbau in den zwei Use-Cases (UC2_2 und UC2_6) bei CO₂-optimierter Betriebsführung erzielt. In der dritten Gruppe mit einer Reduktion um ca. 2,2 % gegenüber dem Realfall im Bezugsjahr 2019, lassen sich die Use-Cases finden, welche hinsichtlich der Energieversorgungskosten optimiert wurden und in welchen mindestens eine PV-Anlage hinzugefügt wurde. Durch die Zunahme der Batterie und im Weiteren des Wärmespeichers, konnten in diesen Szenarien noch minimale Verbesserungen hinsichtlich der Reduktion der CO₂-Emissionen erzielt werden. Abschließend sind die drei CO₂-optimierten Use-Cases aufgelistet, in denen ebenfalls eine PV-Anlage für die Optimierung integriert wurde. Die größte CO₂-Emissionsreduktion ist dabei mit ca. 2,4 % möglich, wenn alle Erweiterungskomponenten im Modell hinzugenommen werden.

4. Zusammenfassung

Mit Verwendung eines Energiemanagementsystems konnte beim Optimierungsmodell 1 festgestellt werden, dass ein Wärmespeicher zur erhöhten Sektorenkopplung beitragen kann und bei

kostenoptimierter Betriebsführung häufiger zum Einsatz kommt, als bei CO₂-optimierter Betriebsfahrweise.

Beim Optimierungsmodell 2 konnten in dem betrachteten Bezugsjahr bei der kostenminimalen und bei der CO₂-emissionsoptimierten Simulation einer Betriebsführung jeweils CO₂-Emissionen und Energiebezugskosten im Vergleich zu den realen Emissionen und Kosten eingespart werden. Durch Untersuchung unterschiedlicher Use-Cases, bei denen die Speicher und die PV-Anlage unterschiedlich kombiniert werden, konnten bei Optimierungsmodell 2 weitere Energiebezugskosten und CO₂-Emissionen eingespart werden. Bei kostenoptimierter Betriebsführung sind in dem betrachteten Referenzjahr und dem Optimierungsmodell 2 bei den Betriebsmitteln Kosteneinsparungen von fast 10 % und CO₂-Einsparungen bei dem Bezug von Gas und Strom von ca. 2,2 %, bezogen auf den Realfall, möglich. Bei gleichem Aufbau des Optimierungsmodells aber CO₂-optimaler Betriebsfahrweise sind CO₂-Einsparungen von etwa 2,4 % und Kosteneinsparungen von etwa 5,4 % gegenüber dem Realfall möglich. Die Größenordnung der Einsparung ist dabei abhängig von den vorhandenen und in den Use-Cases ergänzten Anlagenkomponenten.

Eine Übertragung der Ergebnisse von einem Optimierungsmodell auf ein anderes ist nicht möglich, da häufig die Unternehmen durch ein spezifisches Energieversorgungssystem charakterisiert sind. Daraus ergibt sich für jedes zu erstellende spezialisierte Betriebsführungsmodell hinsichtlich der systematischen und standardisierten Darstellung ein hoher Arbeitsaufwand. Unter anderem liegt dies zum Beispiel an der Verfügbarkeit der Daten. Diese sind in den Unternehmen nicht immer vorhanden, woraus eine Notwendigkeit zur systematischen Datenerfassung resultiert. Um den Arbeitsaufwand weiter zu minimieren, wird an einem generischen Datenmodell zur Betriebsführung gearbeitet, mit dem sich durch Standardisierung die Engineering-Kosten reduzieren lassen.

Auch wenn die hier dargestellten Ergebnisse der Optimierungsmodelle nicht auf andere Unternehmen verallgemeinert werden können, so ist die beschriebene Methodik zur Optimierung allgemein gültig und kann auch bei anderen Unternehmen angewandt werden.

5. Danksagung

Dieser Beitrag basiert auf dem Projekt „ZO.RRO – Zero Carbon Cross Energy System“ und wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter den Projektnummern 03ET4080A und 03ET4080B gefördert. Für den Inhalt dieser Veröffentlichung sind die Autoren verantwortlich. Die hier vorgestellten Inhalte sind nur ein Teil des Gesamtprojektes und nicht als Projektergebnis zu verstehen.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V. (Hg.), „Transformation des Energiesystems am Beispiel Thüringens“, ZO.RRO Projektflyer, Jan. 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://zorro-thueringen.de/media/pages/aktuelles/zo-rro-projektflyer/4056716539-1612167440/zo.rro-projekt-flyer-2021_de.pdf (Zugriff am: 03.02.2021)
- [2] Fraunhofer IOSB, Institutsteil Angewandte Systemtechnik, EMS-EDM PROPHET®.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hg.), „Zahlen und Fakten: Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung“, Okt. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=131 (Zugriff am: 26.01.2021)
- [4] entsoe Transparency Platform, „Day-ahead-Prices“, [Online]. Verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show> (Zugriff am: 26.01.2021)
- [5] Bundesregierung, „Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (EBeV 2022),

17. Dezember 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/ebev_2022/EBeV_2022.pdf (Zugriff am: 26.01.2021)
- [6] Tomorrow (Hg.), „electricityMap“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.electricitymap.org/map>
- [7] GAMS Software GmbH, GAMS version 26.1.0.
- [8] IBM Deutschland GmbH, IBM ILOG CPLEX, version WEX261-261.

Ökonomische und ökologische Betrachtung des Einsatzes der CO₂-Wärmepumpen in verschiedenen Gebäudeenergiesystemen

Florian Peschke, Petr Tugarinov, Frank Truckenmüller

Hochschule Reutlingen, Germany

Abstract

Die deutsche Regierung hat mit dem Klimaschutzprogramm 2030 genau definierte Ziele zum CO₂-Emissionsausstoß gesetzt und bis 2030 sollen in Deutschland mindestens 55% weniger Treibhausgase in die Atmosphäre entlassen werden als im Jahr 1990. Der Gebäudesektor allein stößt aktuell 120 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr in Deutschland aus und soll bis 2030 auf jährlich 72 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen reduziert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, werden gezielt Subventionen und Anreize von der Regierung geschaffen und gefördert. [1]

In diesem Forschungsprojekt wurden verschiedene Energiesysteme zur Versorgung eines Mehrfamilienhauses, Quartier, Hotels und Industrie mit Wärme-, Kälte- sowie Warmwasserverbrauch simuliert. Eine vergleichbare ökologische und ökonomische Betrachtung wurde durchgeführt. Ziel dieser Forschungsarbeit ist es, das beste Energiesystem für die jeweiligen Gebäudetypen in der Region Neckar-Alb unter Einhaltung geltende Gesetze sowie Förderungen und Steuern zu ermitteln. Als auch Evaluierung der Einsatzmöglichkeiten von reversiblen Wärmepumpen mit CO₂ als Kältemittel.

2. Einführung und Methode

Das Forschungsprojekt untersucht die vier Energiesysteme zur Versorgung eines Mehrfamilienhauses (MFH), Quartier, Hotel sowie Industriebetriebe wie ein mittelständischer Lebensmittelhersteller und eine mittelständische Fertigungsfabrik. Diese wurden mittels dem Energiesimulationsprogramm Top-Energie simuliert. Aufgrund der vielen Interessengruppen von Wirtschaft, Wissenschaft und Immobilienwirtschaft wurden verschiedene Gebäudeenergiesysteme in einem mittleren Leistungsbereich für eine wirtschaftliche und ökologische Betrachtung ausgewählt (siehe Tabelle 1). Als Energieerzeuger bzw. -systeme wurden Gaskessel, Ölkessel, Flurkohlenstoff-Wärmepumpen mit Kompressionskältemaschine (KMM) und CO₂-Kältesatz inklusiver Wärmepumpenfunktion (Kombiwärmepumpe) verglichen. Die Energieerzeuger wurden an die individuellen Lastprofile der einzelnen Gebäudeenergiesysteme angepasst.

Tabelle 1: Kühl- und Heizbedarfsprofilaten der jeweiligen Gebäudeenergiesysteme

Lastprofilaten	MFH	Hotel	Quartier	Lebensmittelhersteller	Fertigungsfabrik
max. Heizleistung [kW]	72	73	70	219	23,3
max. Kühlleistung [kW]	59	25	32	130	106,6
Heizbedarf [kWh/a]	132.770	108.430	119.080	1.193.600	9.800
Kältebedarf [kWh/a]	5.000	7.989	5.000	427.020	29.000
Besonderheit:				simulaner Lastbedarf	entkoppelter Lastbedarf

Ziel dieser Forschungsarbeit ist es, das beste Energiesystem für die jeweiligen Gebäudetypen in der Region Neckaralb zu bestimmen und auf Basis der geltenden Gesetze, Förderungen und Steuern zu bestimmen. Sowie wirtschaftliche Möglichkeiten aufzeigen den CO₂-Emissionsausstoß langfristig zu verringern.

2.1 Erdgasvariante und Heizölvariante

Die Erdgasvariante nutzt zur Wärmeerzeugung einen altbewährten Gaskessel. Der Kältebedarf wird über eine Kompressionskältemaschine (KKM) gedeckt. Die KKM und die freie Kühlung bezieht die elektrische Energie aus dem öffentlichen Stromnetz, um Kaltwasser bereitzustellen. Die freie Kühlung in dem Energiesystem gibt die von der KKM produzierte Abwärme an die Umgebung ab. Der Gaskessel nutzt Erdgas zur Energieerzeugung. Die Kälteleistung der KKM und die thermische Leistung des Gaskessels variiert je nach Bedarfsprofil des zu untersuchenden Gebäude.

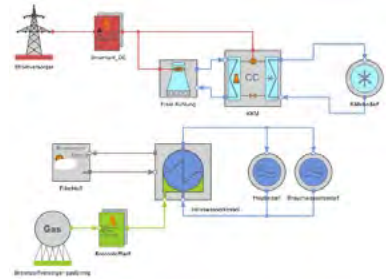


Abbildung 1: Schema der Erdgasvariante erstellt mit Top Energy

Die Heizölvariante gleicht dem oben genannten Energiesystem bis auf den zur Wärmeerzeugung benötigten Brennstoff. Dazu wird eine heizölbetriebene Ölheizung statt einem erdgasbetriebenen Gaskessel verwendet. (Abb. 1)

2.2 Heizstabwärmepumpenvariante

Die Heizstabwärmepumpenvariante nutzt zur Grund- bzw. Mittellastwärmeabdeckung eine Flurkohlenstoff-Wärmepumpe. Für die Spitzenlastwärmeabdeckung dient ein extern verbauter Heizstab. Zur Kälteabdeckung wird wie bei den fossilen Brennstoffvarianten (Erdgas- und Heizölvariante) eine KKM und eine freie Kühlung verbaut. Diese sind in den Betrachtungen als identisch anzunehmen. (Abb.2)

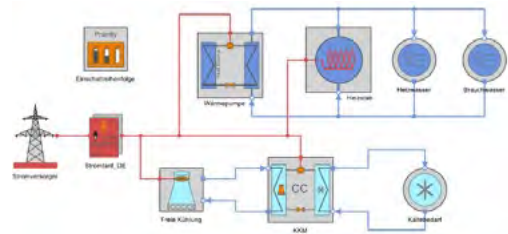


Abbildung 2: Schema der Heizstabwärmepumpenvariante erstellt mit Top Energy

2.3 Kombiwärmepumpenvariante

Die Kombiwärmepumpenvariante erzeugt mit einer reversiblen Wärmepumpe mit CO₂ als Kältemittel gleichzeitig Kälte und Wärme. Eine separaten KKM-Kältekreislauf wird daher nicht benötigt. Die zeitliche Entkoppelung zwischen Erzeugung und Bedarf wird durch den Wärme- und Kältepufferspeicher realisiert. Überschüssig produzierte Wärme bzw. Kälte muss durch Notkühler (Wärme) oder über die Umgebung (Kälte) in die Umwelt entlassen werden.

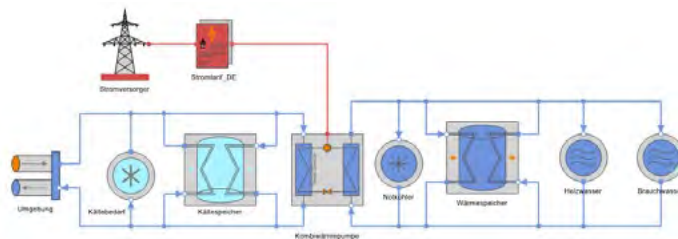


Abbildung 3 Schema der Kombiwärmepumpe erstellt mit Top Energy

3. Ökologische Betrachtung

Die ökologische Betrachtung bezieht sich auf den CO₂-Emissionsausstoß der einzelnen Energiesysteme der jeweiligen Gebäude- und Gewerbearten. Die CO₂-Emissionen betragen 537 gCO₂/kWh für Graustrom, 202 gCO₂/kWh für Erdgas und 266 gCO₂/kWh für Heizöl [2]. Für den Ökostrom wird mit einer spezifischen Emission von 35 gCO₂/kWh gerechnet [3]. Die Ergebnisse der ökologische Betrachtung sind in der Tabelle 2 übersichtlich dargestellt.

Tabelle 2: Berechnete CO₂-Emissionsausstoß von verschiedenen Energiesystemen

Energiesysteme		Emissionen [tCO ₂ /a]			
		Erdgasvariante	Heizstabwärme- pumpenvariante	Kombiwärme- pumpenvariante	Heizölvariante
MFH	Graustrom	28,98	27,94	27,44	37,94
	Ökostrom	28,28	1,82	1,79	37,24
Hotel	Graustrom	24,25	24,62	23,30	31,55
	Ökostrom	23,13	1,60	1,52	30,44
Quartier	Graustrom	26,07	24,52	23,51	34,09
	Ökostrom	25,37	1,60	1,53	33,39
Lebensmittel- hersteller	Graustrom	316,36	320,26	258,03	396,70
	Ökostrom	257,68	20,87	16,82	338,03
Fertigungsfabrik	Graustrom	6,56	6,43	10,61	7,22
	Ökostrom	2,39	0,42	0,69	3,06

Durch den hohen Heizölbedarf und des geringen Strombedarfs sinkt der CO₂-Emissionsverbrauch beim Verwenden von Ökostrom nicht signifikant. Das gleiche gilt für die Erdgasheizungsvariante. Die beiden Wärmepumpenvarianten sind mit rund 27,7 tCO₂/a (Graustrom) ökologisch betrachtet eine Nuance besser. Das wahre Potenzial der Wärmepumpen wird jedoch erst ersichtlich beim Ökostrombezug. Unter Ökostrombezug sinkt die CO₂-Emissionsbelastung der Heizstabwärmepumpenvariante auf 1,82 tCO₂/a. Bei der Kombiwärmepumpenvariante sinkt die CO₂-Emissionsbelastung sogar auf 1,79 tCO₂/a. Somit stoßen die Wärmepumpenvarianten unter Bezug von Ökostrom rund 15-mal weniger CO₂-Emissionen als die Erdgasheizungsvariante und im Vergleich zur Ölheizung sogar 20-mal weniger CO₂-Emissionen aus. Aus ökologischer Sicht ist eine Wärmepumpenvariante unter Ökostrombezug den fossilen Brennstoffvarianten vorzuziehen. Die Erdgasheizungsvariante kann ökologisch betrachtet nur mit den Wärmepumpenvarianten konkurrieren, wenn diese Graustrom beziehen.

Der Lebensmittelhersteller benötigt im Vergleich zu den Wohngebäuden einen deutlich höheren energetischer Bedarf. Zusätzlich benötigt der Lebensmittelhersteller für die Erzeugung des Endproduktes ganzjährige simultane Wärme- und Kältebedarf. Der simultane Lastbedarf des Lebensmittelherstellers ist im Vergleich zu den anderen Gebäudearten in dieser Betrachtung einzigartig. Dennoch stößt die Ölheizungsvariante mit 397,7 tCO₂/a deutlich mehr CO₂-Emissionen aus als die anderen Varianten. Die Kombiwärmepumpenvariante benötigt durch ihren deutlich kleineren energetischen Bedarf nur 258 tCO₂/a (Graustrom). Wird statt Graustrom nun Ökostrom bezogen, verbessert sich die ökologische Betrachtung für Varianten mit elektrischen Anlagen wie Wärmepumpen und KKM's drastisch. Wie die Tabelle 2 zeigt, profitieren die fossilen Brennstoffvarianten durch den Bezug von Ökostrom nur mäßig. Diese Verbesserung der CO₂-Emissionen ist auf die verwendeten strombeziehenden KKM's zurückzuführen. Beide Wärmepumpenvarianten profitieren enorm vom Ökostrombezug.

Die Besonderheit der Fertigungsfabrik gegenüber der anderen Gebäudearten besteht aus dem erhöhten Kältebedarf. Der Jahreskältebedarf für die Fertigungsfabrik ist dreimal höher als der benötigte Jahresheizbedarf. Durch diese Besonderheit stößt die Kombiwärmepumpenvariante unter Graustrombezug mit 10,61 tCO₂/a deutlich am meisten CO₂-Emissionen im Vergleich zu den anderen Varianten aus. Dies lässt sich auf den erhöhten Kältebedarf und den relativ geringen Wärmebedarf zurückzuführen. Die Kombiwärmepumpe produziert bei der Kälteabdeckung viel unnötige Wärme, die später über den Notkühler in die Umwelt entlassen werden muss. Bestätigt wird diese Annahme durch den erhöhten energetischen Bedarf im Vergleich zu den anderen Varianten. Beim Bezug von Ökostrom sinken die ausgestoßene CO₂-Emissionen der fossilen Brennstoffvarianten um fast das Dreifache. Dies ist ebenfalls auf den hohen Kältebedarf zurückzuführen, der bei den fossilen Brennstoffvarianten durch strombetriebene KKM's gedeckt wird. Die Heizstabwärmepumpenvariante mit 0,42 tCO₂/a Emissionsausstoß die beste Variante für die Fertigungsfabrik. Sie stößt unter Bezug von Ökostrom rund 6-7-mal weniger CO₂-Emissionen als die fossilen Brennstoffvarianten aus.

4. Ökonomische Betrachtung

Für die ökonomische Betrachtung der jeweils zu untersuchenden Gebäudearten wurden die kumulierten Kosten der einzelnen Energiesysteme und der jeweiligen Förderungen über ein Zeitraum von 20 Jahren betrachtet. Zur Bestimmung der Kosten wurden die gesamten Investitionskosten, die individuellen Brennstoff- bzw. Energiebezugskosten wie Erdgas, Heizöl oder Strom und die von der Bundesregierung beschlossene CO₂-Steuer einkalkuliert. Hinzu kommt eine jährliche pauschale Preissteigerung von 3% auf die Brennstoff- bzw. Energiebezugskosten sowie eine jährliche Preissteigerung der anfallenden Wartungskosten von 1,5% der Investitionskosten. Die in der Forschungsarbeit verwendeten Brennstoff- und Energiebezugskosten wurden im Oktober 2020 ermittelt. Eventuelle signifikante Änderungen der Energiepreise nach diesem Datum können nicht berücksichtigt werden. Die Investitionskosten der einzelnen Gebäudearten und Energiesysteme bestehen aus den zu verbauenden Komponenten inklusive der Montage und Anschlusskosten und wurden mithilfe der Fachfirma Prestle Sanitär-Heizung-Flaschnerei GmbH & Co erstellt. Die in dieser Betrachtung relevante Förderungen und Vergünstigungen bestehen zu einem aus einer Anteilsfinanzierung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Diese bezuschusst umweltfreundliche Heizungsanlagen wie die Wärmepumpen um bis zu 45% der entstehenden Investitionskosten [4] (Stand: 16.02.2021). In der ökonomischen Betrachtung wurden die Wärmepumpenvarianten aufgrund der verschiedenen Förderoptionen in jeweils drei verschiedene Untervarianten (keine Förderung, 35% BAFA-Förderung und 45% Ölaustauschprämie) aufgeteilt (siehe Tabelle 3). Insgesamt wurden somit 8 verschiedene Varianten bei der ökonomischen Betrachtung untereinander verglichen. Eine weitere Vergünstigung stellt bei Privathaushalten der Wärmepumpenstrom. Dieser ist meist um 20% günstiger als der regulär bezogene Strom [5]. Der Bezug des Wärmepumpenstroms ist jedoch an bestimmte Bedingungen geknüpft. Mit diesen Erkenntnissen wird eine ökonomische Betrachtung erstellt, um das jeweils ökonomisch beste Energiesystem unter Inbezugnahme der verschiedenen BAFA-Zuschüssen zu bestimmen.

Tabelle 3: Investitionskosten mit jeweiliger BAFA-Förderung von verschiedenen Energiesystemen

Investitionskosten [€]		Erdgasvariante	Heizstabwärme-pumpenvariante	Kombiwärme-pumpenvariante	Heizölvariante
MFH Hotel Quartier	ohne BAFA-Förderung	70.000 €	104.500 €	117.500 €	70.000 €
	35% BAFA-Förderung	-	76.675 €	76.375 €	-
	45% BAFA-Förderung	-	68.725 €	64.625 €	-
Lebensmittel-hersteller	ohne BAFA-Förderung	190.000 €	293.500 €	273.000 €	190.000 €
	35% BAFA-Förderung	-	217.025 €	177.450 €	-
	45% BAFA-Förderung	-	195.175 €	150.150 €	-
Fertigungsfabrik	ohne BAFA-Förderung	100.000 €	134.500 €	193.000 €	100.000 €
	35% BAFA-Förderung	-	104.925 €	125.450 €	-
	45% BAFA-Förderung	-	96.475 €	106.150 €	-

4.1 BAFA-Förderung

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) fördert energieeffiziente Techniken und Maßnahmen zur Energieeinsparung. Die Untersuchungsrelevante BAFA-Förderung Bundesförderung für effiziente Gebäude wird unterschieden in Einzelmaßnahmen (BEG EM), Wohngebäude (BEG WG) und Nichtwohngebäude (BEG NWG). [4], [6]

Die BEG EM Förderung ist eine Anteilsfinanzierung auf Basis der förderfähigen Investitionskosten. Die Anteilsfinanzierung der BEG EM bezieht sich bei Bestandsgebäuden auf Kosten, die im direkten Zusammenhang der förderfähigen Heizung stehen. Das bedeutet, dass alle Kosten von der geförderten Heizungsanlage bis zum Anschluss der Wärmeverteilung mit 35% der anfallenden Kosten bei Bestandsgebäuden gefördert werden. Beim Austausch einer alten ölbetriebenen Heizungsanlage erhöht sich die Förderung auf 45% aller anfallenden Kosten. Die anfallenden Kosten bestehen unter anderem aus Anschaffungskosten, Montage und Installationskosten der Heizungsanlagen. Als weitere Voraussetzung für den Erhalt der Förderung muss die neue Heizungsanlage mindestens 25% erneuerbare Energien zur Wärmeerzeugung verwenden. Weiter muss eine neu geförderte Wärmepumpe mindestens 50% der erzeugten Wärme als Raumheizung oder kombiniert als Warmwasser- und Raumheizung aufbringen. Reine Klimaanlage sind nicht Gegenstand der Förderung.

Die Höchstgrenze der förderfähigen Kosten der BEG EM Förderung ist bei Wohngebäuden für die energetischen Sanierungsmaßnahmen auf 60.000 Euro pro Wohneinheit gedeckelt. Bei Nichtwohngebäuden ist die Förderung bei 1000 Euro pro Quadratmeter Nettogrundfläche und nur bis max. 15 Millionen Euro gedeckelt. Zusätzlich gibt es für beide Wohnungsarten noch Baubegleitungsförderung, die zur Vollständigkeit halber erwähnt wird. [7]

Bei Neubauten gibt es ab 1. Januar 2021 keine Einzelmaßnahmenförderung mehr. Sie können direkt unter Effizienzhausförderung nach BEG WG oder BEG NWG beantragt werden. Die Förderung ist zur BEG EM identisch. [4]

4.2 CO₂-Steuer

Um weitere Anreize für den Klimaschutz zu setzen hat die Bundesregierung eine CO₂-Steuer eingeführt. Im Jahr 2021 beträgt der zu entrichtende Betrag 25€ pro erzeugte tCO₂äq und steigt jährlich bis 2025 auf 55€ an. Der zu entrichtende Betrag ist von der Bundesregierung bis 2025 beschlossen und festgelegt. Ab 2026 wird eine eigen erstellte CO₂- Preisprognose auf Basis zweier CO₂-Preisszenarien verwendet [8]. Laut dieser Prognose erhöht sich der CO₂-Preis auf 154 €/tCO₂ äq bis zum Jahr 2040.

4.3 Wärmepumpenstrom

Bei Netzbetreiber können spezielle Wärmepumpenstromtarife auch reduzierte Netzentgelte genannt genutzt werden. Die Wärmepumpenstromtarife sind rund 20% günstiger als normal bezogener Strom, da Wärmepumpen zur Netzstabilität beitragen können. Hierfür müssen jedoch zwei Bedingungen erfüllt werden.

1. Die Wärmepumpe darf nur über ein separaten vom Hausstrom getrennten Stromzähler geschaltet sein. Da der verminderte Tarif nur für den Wärmepumpenstrom genutzt werden darf.
2. Damit die Wärmepumpe zur Netzstabilität beitragen kann, ist der Netzbetreiber befugt auf die Wärmepumpe zuzugreifen und ggf. zu steuern. Bei zu viel Strom im Netz kann der Netzbetreiber die Wärmepumpe anschalten und der Pufferspeicher gefüllt werden. Ähnlich kann der Netzbetreiber eingreifen, wenn zu wenig Strom im Netz ist. Da schält der Netzbetreiber die Wärmepumpen ab, die einen ausreichend mit Wärme gefüllten Pufferspeicher besitzen. [5]

Ökonomische Betrachtung des Mehrfamilienhauses

Für eine genaue ökonomische Betrachtung des Mehrfamilienhauses wurden die kumulierten Kosten der einzelnen Energiesysteme und der jeweiligen Förderungen über einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet. Wie aus der Abbildung 4 hervorgeht, sind die beiden Wärmepumpenvarianten ohne BAFA-Förderung im Vergleich zu den fossilen Brennstoffvarianten erheblich teurer. Bei einer zwanzigjährigen Betriebslaufzeit müssen für die Wärmepumpenvarianten fast 100.000€/20a mehr als für die Heizölvariante investiert werden. Im Vergleich zur Erdgasvariante kosten die Wärmepumpenvarianten bei einer zwanzigjährigen Betriebslaufzeit immer noch rund 80.000€/20a mehr.

Mit der BAFA-Förderung von 35% ist der Kostenunterschied der Wärmepumpenvarianten gegenüber der fossilen Brennstoffvarianten nicht mehr so gewaltig. Nach zwanzigjähriger Betriebszeit kostet die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP 35% BAFA) im Vergleich zur nicht geförderten Erdgasvariante immer noch 30.000€/20a mehr. Bei der CO₂-Kombiwärmepumpenvariante (KombiWP 35% BAFA) sind es immerhin noch 20.000€/20a mehr im Vergleich zur Erdgasvariante.

Die BAFA-Förderung fördert keine separat verbauten KKM in Energiesystemen wie bei der Heizstabwärmepumpe (HeizstabWP) oder den fossilen Brennstoffvarianten. Jedoch wird das CO₂-Kombiwärmepumpenenergiesystem komplett gefördert. Aus diesem Grund profitiert die CO₂-Kombiwärmepumpe (KombiWP) besonders von der BAFA-Förderung. Unabhängig davon benötigt die KombiWP gegenüber der HeizstabWP beim MFH geringfügig weniger Strombedarf. Folglich ist die CO₂-Kombiwärmepumpe der Heizstabwärmepumpe beim MFH vorzuziehen.

Die günstigsten Energiesysteme nach zwanzigjähriger Betriebszeit sind trotz aller Fördermittel und Vergünstigungen der ökologisch besseren Wärmepumpenvarianten die fossilen Brennstoffvarianten. Selbst unter Bezugnahme der höchsten BAFA-Förderung, der Ölheizungsprämie von 45%, sind die Wärmepumpenvarianten wirtschaftlich betrachtet den fossilen Brennstoffvarianten unterlegen.

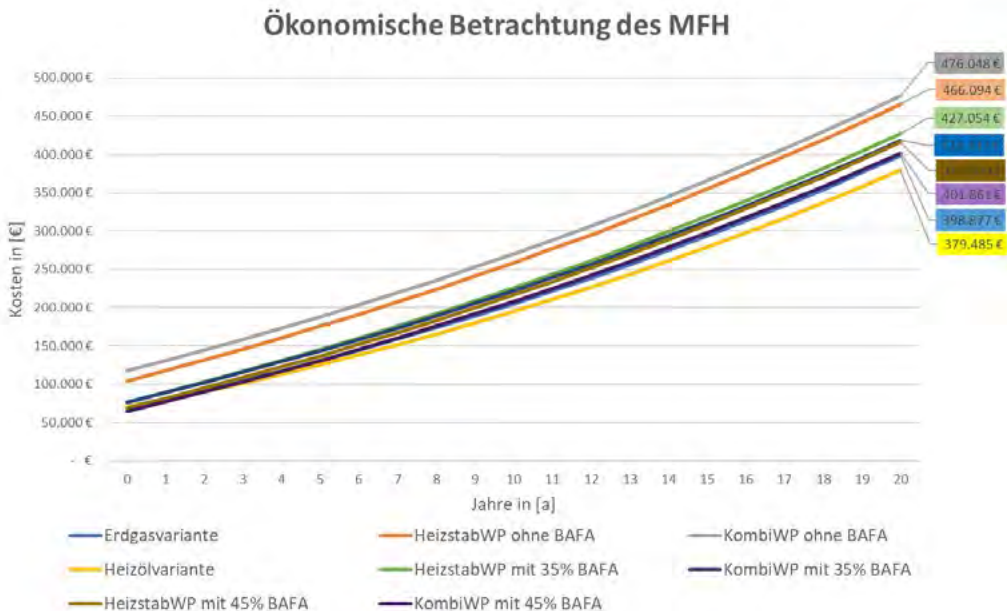


Abbildung 4: Ökonomische Betrachtung des Mehrfamilienhauses

Ökonomische Betrachtung des Hotels

Im Vergleich zum Mehrfamilienhaus sind keine signifikanten Unterschiede zu erkennen. Die Investitionskosten des Hotels sind aufgrund des ähnlichen Bedarfsprofil mit dem MFH gleichzusetzen. Das Hotel benötigt zwar einen leicht höheren Kältebedarf weist dafür aber einen geringeren Wärmebedarf als das MFH auf. Insgesamt ist der gesamte energetische Bedarf vom Hotel im Vergleich zum MFH leicht verringert. Aus diesem Grund sinken alle zu betrachteten Energiesystemvarianten in der ökonomischen Betrachtung im Schnitt um rund 45.000€/20a. Die Rangfolge der zu betrachteten Energiesystemvarianten in der ökonomischen Betrachtung ändert sich im Vergleich zum MFH aus dem oben genannten Grund ebenfalls nicht.

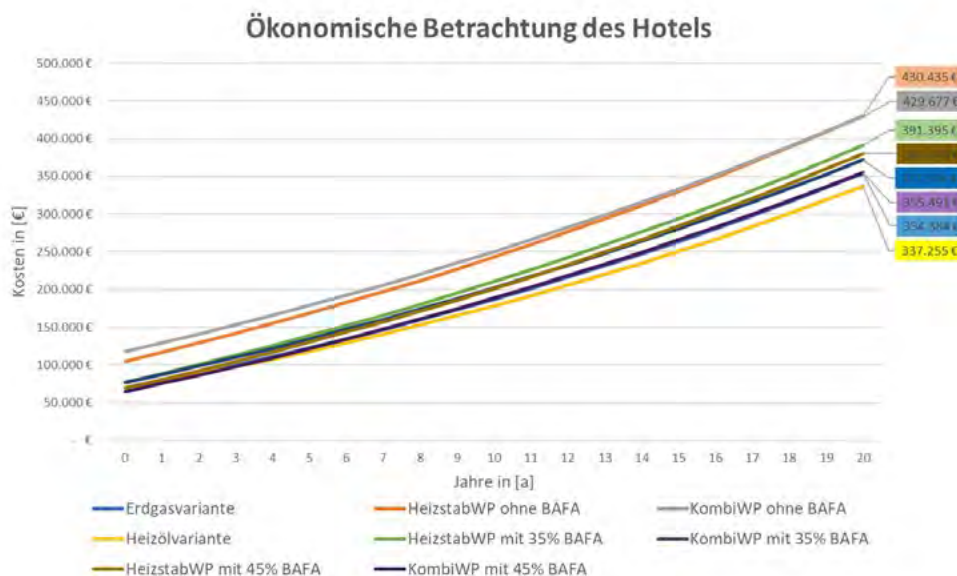


Abbildung 5: Ökonomische Betrachtung des Hotels

Ökonomische Betrachtung des Quartiers

Das Quartier benötigt im Vergleich der betrachteten Gebäudearten Hotel und MFH am wenigsten Wärme- und Warmwasserbedarf. Der angenommene Kältebedarf ist mit dem des MFH konform. Diese Konstellation des energetischen Bedarfs beim Quartier ändert die Rangfolge der zu betrachteten Energiesystemvarianten in der ökonomischen Betrachtung und macht die Wärmepumpenvarianten im Vergleich zu den beiden betrachteten Gebäudearten MFH und Hotel etwas rentabler. Obwohl die Heizölvariante mit 352.019€/20a immer noch das günstigste Energiesystem darstellt, ist Sie nur noch etwa 5.000€/20a günstiger als die CO₂-Kombiwärmepumpenvariante unter Bezug der Ölaustauschprämie (KombiWP mit 45% BAFA). Sie kostet bei zwanzigjähriger Betriebszeit insgesamt 357.826€/20a und ist somit kostengünstiger als die Erdgasvariante welche insgesamt 370.151€/20a kostet. Im Vergleich zu den anderen Gebäudearten MFH und Hotel sind beim Quartier alle Wärmepumpenvarianten ob mit oder ohne Förderungsbezugs geringfügig rentabler gegenüber der fossilen Brennstoffvarianten geworden. Dies ist auf den geringeren energetischen Wärmebedarf zurückzuführen. Mit diesen Erkenntnissen lässt sich schlussfolgern, dass die fossilen Energieträger trotz der CO₂-Steuer günstiger sind als der bezogene Ökostrom bzw. günstigeren Wärmepumpenstrom für private und/oder gewerblich genutzte Gebäudearten. Erst in 20 Jahren, wenn die CO₂-Steuer bei 154€/tCO₂ äq angekommen ist, können die Ökostromkosten mit den fossilen Brennstoffen kostentechnisch konkurrieren.

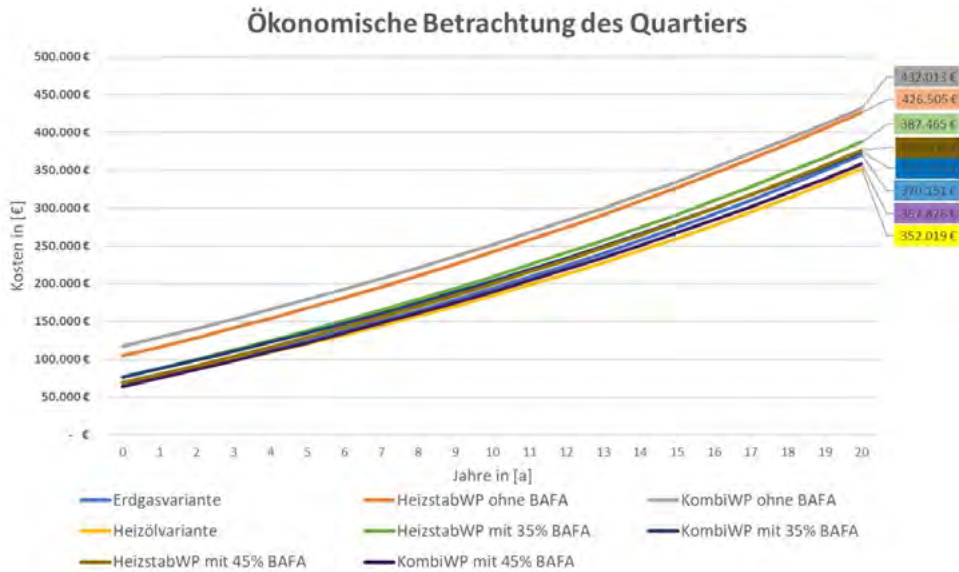


Abbildung 6: Ökonomische Betrachtung des Quartiers

Ökonomische Betrachtung des Lebensmittelherstellers

Die Komponenten und folglich die Investitionskosten der jeweiligen Energiesysteme wurden für den Lebensmittelhersteller aufgrund seines hohen energetischen Bedarfs angepasst. Aufgrund des hohen energetischen Bedarfs sind die Investitionskosten in der ökonomischen Betrachtung des Lebensmittelherstellers nicht so ausschlaggebend als bei den vorherigen betrachteten Gebäude- und Gewerbetypen. Außerdem wurde der Brennstoff- und Energiebezugspreis des Lebensmittelherstellers auf den aktuellen Industrietarif angepasst.

Unter Berücksichtigungen aller der oben genannten Änderungen ergibt sich nun folgendes Ergebnis für die ökonomische Betrachtung des Lebensmittelherstellers. Mit Abstand ist die Heizölvariante und die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP) einschließlich aller möglichen Förderungsvarianten (35% und 45%) deutlich teurer als die der beiden anderen Energiesystemvarianten. Die hohen Kosten für die Heizölvariante sind zu erklären durch die hohen Heizölbezugskosten gepaart mit der hohen emissionsbedingten CO_2 -Steuer von Heizöl. Bei der Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP) entstehen die hohen Kosten durch den hohen energetischen Strombedarf. Das mit Abstand zweitgünstigste Energiesystem ist die CO_2 -Kombiwärmepumpenvariante (KombiWP) mit allen möglichen Förderungsmöglichkeiten. Sie ist rund 700.000€/20a günstiger als die Heizölvariante und die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP). Die geringen Kosten der CO_2 -Kombiwärmepumpenvariante (KombiWP) entstehen durch den deutlich geringen energetischen Bedarf aufgrund der simultanen Energieerzeugung der CO_2 -Kombiwärmepumpe. Das günstigste Energiesystem mit 3.115.791€/20a ist die Erdgasvariante. Dies ist zurückzuführen auf die geringen Erdgasbezugskosten und den geringeren spezifischen Emissionsausstoß von Erdgas.

Aus diesem Vergleich ist negativ festzuhalten, dass sich der Erdgasbezug trotz der immer weiter steigenden CO_2 -Steuer auf 20 Jahre gerechnet trotzdem noch günstiger ist als der Ökostrombezug. Dennoch ist unter Bezug der bundesweiten Förderungen und der Einsatz von passenden Wärmepumpen ein vergleichbarer bzw. ein geringfügig höherer Kostenbedarf möglich.

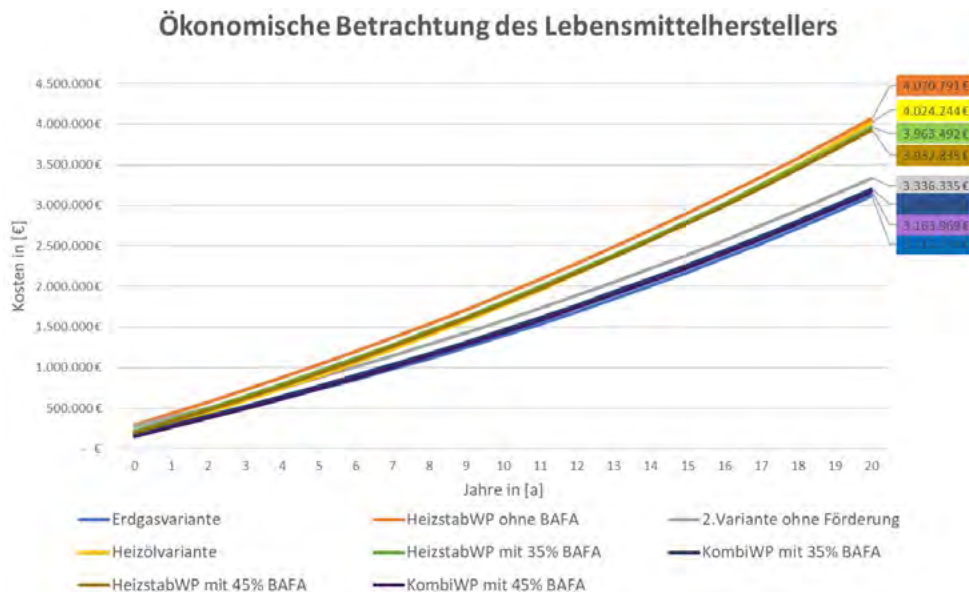


Abbildung 7: Ökonomische Betrachtung des Lebensmittelherstellers

Ökonomische Betrachtung der Fertigungsfabrik

Die Komponenten und folglich die Investitionskosten der jeweiligen Energiesysteme wurden für die Fertigungsfabrik aufgrund seines geringen energetischen Bedarfs angepasst. Außerdem wurde der Brennstoff- und Energiebezugspreis der Fertigungsfabrik auf den aktuellen Industrie- und Bezugstarif angepasst. Die CO_2 -Kombiwärmepumpenvariante (KombiWP) ist mit Abstand die schlechteste Option. Aufgrund des komplett entkoppelten Wärme- und Kälteleistungsprofils und des stark einseitigen Kältebedarfs der Fertigungsfabrik benötigt die CO_2 -Kombiwärmepumpe (KombiWP) mit Abstand am meisten energetischen Energiebedarf im Vergleich zu den anderen Energiesystemen.

Die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP ohne BAFA) ist rund 50.000€/20a teurer als die beiden fossilen Brennstoffvarianten. Wobei die Erdgasvariante mit rund 4.000€ günstiger ist als die Heizölvariante. Die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP 35% bzw.45%) ist unter Bezug der jeweiligen Förderungen mit den fossilen Brennstoffvarianten konkurrenzfähig. Dies liegt unter anderem an dem geringen energetischen Strombedarf und natürlich an der BAFA-Förderung. Die Erdgasvariante schneidet mit rund 3300 €/20a im Vergleich zur Heizölvariante geringfügig besser ab. Das wirtschaftlich günstigste Energiesystem für die Fertigungsfabrik ist unter Bezugnahme der Ölaustauschförderung von 45% die Heizstabwärmepumpenvariante (HeizstabWP mit 45%) mit insgesamt 216.935€/20a.

Ökonomische Betrachtung der Fertigungsfabrik

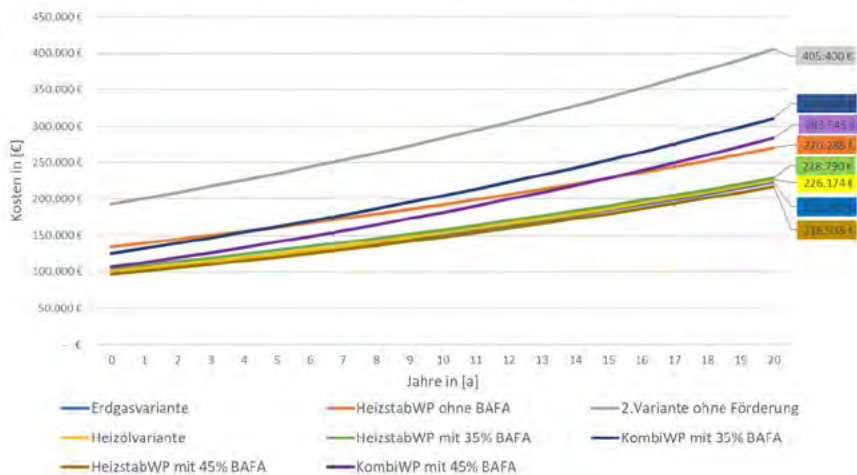


Abbildung 8: Ökonomische Betrachtung der Fertigungsfabrik

Fazit

Die Ergebnisse der Forschungsarbeit zeigen, dass Wärmepumpen unabhängig vom Gebäudeenergiesystem und unter Bezug von Ökostrom einen max. 20-fach geringeren Emissionsausstoßes als die konventionellen fossilen Brennstoffvarianten besitzen. Wirtschaftlich betrachtet ergeben sich je nach betrachtetem Gebäudeenergiesystem erhebliche Unterschiede. Bei dem Mehrfamilienhaus, Quartier und Hotel sind die konventionellen Ölheizungsanlagen trotz allen Förderungen (BAFA-Förderung und Wärmepumpenförderung) und der jährlich steigender CO_2 -Steuer das wirtschaftlich günstigste Energiesystem. Jedoch können die günstigen, aber umweltschädlichen Ölheizungsanlagen durch das Inkrafttreten des Gebäudeenergiegesetzes nur noch bis Anfang 2026 deutschlandweit eingebaut werden. Beim Lebensmittelhersteller sind die beiden Energiesysteme CO_2 -Wärmepumpe und Erdgasheizung mit Abstand die beiden günstigsten Energiesysteme. Wobei die Erdgasheizung durch die geringen Energiebezugskosten geringfügig kosteneffizienter ist. Anders beim simultanen und stark einseitigen Wärme- und Kältelastbedarf der Fertigungsfabrik. In diesem Gebäudeenergiesystem kostet die Heizstabwärmepumpe geringfügig weniger als die fossilen Brennstoffvarianten.

Werden beide Ergebnisse zusammengefügt ist die CO_2 -Kombiwärmepumpe den anderen Energiesystemen vorzuziehen. Sie stößt im Vergleich am wenigsten CO_2 -Emissionen aus und ist aus wirtschaftlicher Sicht konkurrenzfähig zu den anderen Energiesystemen. Einzig im Gebäudeenergiesystem Fertigungsfabrik kann die CO_2 -Wärmepumpenvariante aus wirtschaftlicher Sicht nicht überzeugen. Hierfür kann die umweltfreundliche Heizstabwärmepumpe aushilfsweise eingesetzt werden. Die von der Regierung beschlossene Steuern und Förderungen ermöglichen es den umweltfreundlichen Energiesystemen wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber den konventionellen fossilen Brennstoffvarianten zu sein. Rein wirtschaftlich können die Öl- und Erdgasheizungen jedoch in Zukunft immer noch geringfügig günstiger Betrieben werden. Um die umweltfreundlichen Energiesysteme aus wirtschaftlicher Sicht attraktiver zu gestalten könnten die Steuern bzw. die Förderungen noch geringfügig erhöht werden. Dies könnte rein wirtschaftlich orientierte Interessengruppen zum aktiven Handeln verleiten sich für umweltfreundlicher Energiesysteme zu entscheiden. Mit diesen Anpassungen könnte das ausgeschriebene Ziel der CO_2 -Reduzierung im Gebäudesektor schneller erreicht werden.

Die Ergebnisse der Forschungsarbeit sind mit Prognosen, Hochrechnungen von Energiebezugskosten und aktuellen Förderung entstanden. In Zukunft können sich diese Annahmen signifikant ändern. Bitte überprüfen Sie bei Verwenden dieser Forschungsarbeit die aktuellen Förderungen, Energiebezugskosten und relevanten Steuern.

Literaturverzeichnis

- [1] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, 09 02 2021. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>.
- [2] „Merkblatt zu den CO₂-Faktoren,“ Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 75760 Eschborn, 01.01.2019.
- [3] G. K. Petra Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxidemissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2019,“ [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf. [Zugriff am 16 Juli 2020].
- [4] „Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle,“ [Online]. Available: https://www.bafa.de/DE/Bundesamt/Organisation/Aufgaben/aufgaben_node.html. [Zugriff am 16 Februar 2021].
- [5] P. Hermann, „Heizung.de,“ 17 Dezember 2019. [Online]. Available: <https://heizung.de/waermepumpe/wissen/waermepumpentarif-guenstiger-betrieb-dank-reduzierter-preise/>.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Richtlinien zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG),“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebäude-beg.html>. [Zugriff am 16 Februar 2021].
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM),“ Berlin, 17. Dezember 2020.
- [8] D. S. B. Vera Brenzel, „Auswirkungen von CO₂-Preisen auf den Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor,“ E.ON SE, 45131 Essen, 2019.

Klimaneutrale Sanierung von Gebäuden Anforderungen, jenseits der Technik

Andreas Wagner

AWASOL GmbH 35091 Cölbe

Abstract

Heute gibt es einen breiten Konsens, schnell Klimaneutralität zu erreichen, indem in allen Energie-Sektoren der CO₂ Verbrauch minimiert wird. Es klingt paradox, aber dieses Energiesparbewusstsein ist eigentlich schon 40 Jahre alt. So lange gibt es für die energetische Gebäude-sanierung passende Bauprodukte, Info-Kampagnen und Förderprogramme. Bis heute jedoch ist der Erfolg ausgeblieben. Noch immer ist ein Großteil des Gebäudebestands unzulänglich gedämmt und mit ineffizienten sowie fossil betriebenen Heizsystemen ausgestattet.

Wenn wir aber jetzt viel schneller den schlechten energetischen Gebäudezustand verbessern wollen, dann sollten wir die bisherigen ökonomischen, politischen und technischen Hemmnisse ganzheitlich betrachten und beseitigen. Zurzeit gibt es gute Aussichten, dass sich die politischen Rahmenbedingungen deutlich verbessern, damit mehr in die Sanierung investiert wird, und dass es für die Weiterentwicklung der energetischen Haustechnik einen klaren Fahrplan gibt. Das wird aber nur gelingen, wenn auch die Interessen der Stakeholder stärker einbezogen werden.

1. Fahrplan zur energetischen Gebäudesanierung

Schon lange wissen wir, dass die fossilen Energiereserven endlich sind, und wir Energie sparen müssen. Seit etwa 1980 gibt es entsprechende Gesetze und Energiespar-Förderprogramme. Sie haben den Heizenergiebedarf im Neubau deutlich gesenkt. Aber die Mehrzahl der bestehenden Gebäude sind heute immer noch unsaniert und verbrauchen enorme Mengen an Heizenergie (ca. 25% des Energiebedarfs in Dtl.). Verglichen mit den anderen Energiesektoren liegen hier die technischen Möglichkeiten klar auf dem Tisch, bzw. sie finden sich in jedem Baustoffhandel. Warum jedoch gibt es diesen Attentismus, dieses Nichtstun in Sachen Wärmedämmung oder sparsamer Heiztechnologien? Und warum andererseits gab es bei den Hauseignern so viel Aktivismus in Sachen Solarstrom-Förderprogramm, das so erfolgreich war, mit heute ca. 9% PV-Strom-Anteil in Deutschland?

Die neue „Ampel-Regierung“ will nun die Energiewende drastisch beschleunigen. So soll die energetische Sanierungsquote der Wohngebäude von derzeit 1 % drastisch angehoben werden. Das wird jedoch nur gelingen, wenn wir die bisherigen ökonomischen, politischen und technische Hemmnisse ganzheitlich betrachten und praxisorientierte Lösungen schaffen. Die Bedürfnisse aller „Stakeholder“, wie Hausbesitzer, Wohnungsbaugesellschaften, Planer, Handwerker und Mieter müssen dabei mit berücksichtigt werden.

1.1. Reihenfolge bei der Sanierung vorgegeben

Um Klimaneutralität im Gebäudebereich zu erzielen, müssen wir Gebäude künftig vor allem durch Strom, Nah-/ Fernwärme und Solarenergie beheizen, während grünes Gas und Biomasse vorrangig für die Industrie und Blockheizkraftwerke benötigt wird. Als Wärmeerzeuger stehen künftig fast ausschließlich Wärmepumpen zur Verfügung, die mit regenerativem Strom versorgt werden, sowie Solarthermie und Nah- / Fernwärme aus CO₂ freien Kraftwerk- und Industrieprozessen.

Es wird sehr anspruchsvoll sein, diesen zusätzlichen regenerativen Strombedarf zu decken. Er sollte für die Gebäudeheizung sehr sparsam eingesetzt werden. Folglich sollte vor einem Umbau des Heizsystems der Gebäude-Wärmebedarf minimiert werden. Dadurch ergeben sich folgende Vorteile:

- die Strom-/Wärme- Anschlussleistung pro Wohneinheit wird deutlich gesenkt
- der Jahresenergiebedarf verringert sich
- die System-Effizienz im Haus verbessert sich, weil Heizkreistemperaturen abgesenkt werden können
- Die Wärme „Erzeuger“ Effizienz verbessert sich bei der Wärmepumpe durch eine höhere Jahresarbeitszahl, bei Nahwärmesystemen durch geringere Verteilverluste
- Das Gebäude verbessert seine Wärme-Puffer-Eigenschaft

Damit beim Sanierungsablauf zuerst Dämmmaßnahmen durchgeführt werden bevor das Heizsystem erneuert wird, sollte es möglichst schnell entsprechende Förderanreize geben.

2. Technische Hemmnisse bei der energetischen Sanierung

Abgesehen vom sozialen Wohnungsbau, also Gebäuden der neuen Heimat & Co, sind Wohngebäude in der Regel Unikate. Das heißt jedes Haus ist anders und benötigt stets einen individuellen Sanierungsplan. Dabei sind eine Vielfalt von oft kleinteiligen Entscheidungen zu treffen, für die jeweils individuelle Kosten/Nutzen Rechnungen angestellt werden (siehe Beispiel-Tabelle 1). Hinzu kommt die Komplexität der technischen Systeme zur Effizienzsteigerung und Energieerzeugung. Auch wenn der Fahrplan prinzipiell vorgegeben ist, zB. Lüftungswärmerückgewinnung plus Wärmepumpe, sind auch hier viele Untervarianten durchzurechnen und abzuwägen. Auch ist davon auszugehen, dass die Preise für regenerativen Wärmepumpenstrom, tageszeitabhängig variieren wird. Im Gebäude können dazu entsprechende aktive und passive Wärmepuffer geschaffen werden.

Vielzahl von Einzelentscheidungen bei energetischer Sanierung

Einzelmaßnahmen energetische Sanierung	Einzelmaßnahmen Wärmepumpensystem
Neue Fenster?	Heizkreistemperatur absenken ?
Sonnenschutz ?	Ggfls. größere Heizkörper ?
Dachdämmung ?	Hydraulischen Abgleich vornehmen?
Außenwände außen ?	Wärmequelle: Luft oder Erdreich ?
Außenwände innen dämmen?	Aufstellort der Wärmepumpe, Lärmproblem?
Kellergeschoss dämmen?	eigene PV-Anlage ?
Kellerdecke dämmen?	Warmwasserbereitung dezentral?
Diverse Wärmebrücken extra dämmen?	Art der Regelung?
Lüftungswärmerückgewinnung zentral /dezentr.	Puffer-Wärmespeicher für Solarstrom?
.....	Rohrisolierung verbessern?
	Konzept für Regelung und Bedienung

Tab. 1: Im Altbau müssen viele Einzelentscheidungen getroffen werden, da Kosten-Nutzen Effekte für sehr unterschiedlich ausfallen

Beim Durchrechnen und Abwägen der Einzelmaßnahmen sind entsprechend viele Kosten/Nutzen-Rechnungen notwendig. Noch ist relativ unklar, welche Energiepreise man für die Einsparung ansetzen soll. So lange große Unklarheit über die Energiepreisentwicklung herrscht, fallen auch die Sanierungsmaßnahmen sehr sparsam aus.

Generell ergaben sich in der Vergangenheit bei vielen Einzelmaßnahmen recht lange Amortisationszeiten. Nur wenn man mit deutlich steigenden Energiepreisen für fossile Brennstoffe kalkulieren kann, entsteht jetzt die Motivation einen ehrgeizigen Sanierungsplan für viele Gebäudedetails zu erstellen.

Es ist wichtig, dass von der Politik möglichst bald langfristige Energiepreisziele vorgegeben werden. Das gilt z.B. für die CO2 Preisentwicklung aber auch für die Rahmenbedingungen zeitabhängiger Stromtarife sowie Einspeisebedingungen (siehe Kap.4).

3. Kundenspezifische Hemmnisse bei der energetischen Sanierung

Zu beachten sind aber auch die weichen Faktoren, die die Entscheider vom Sanieren abhalten können, wie z.B. Misstrauen bei Innovationen in Sachen Zuverlässigkeit. Sinnvoll ist an der Stelle, das energetische Sanierungsprojekt als ein Produkt anzusehen, das an den Wünschen des Kunden auszurichten ist. Dabei ist zu unterscheiden, wer jeweils als Kunde betrachtet wird. Genau genommen ist zwischen den unterschiedlichen Stakeholdern zu differenzieren, die teils unterschiedliche Interessen und Probleme haben, wie z.B. Hausbesitzer, Wohnungsbaugesellschaften, Planer, Handwerker und Mieter.

Bei Planungen und Neuentwicklungen im Energiebereich spielt die Effizienz verständlicherweise eine große Rolle, auch wenn damit höhere Komplexität und z.B. Bedienungsaufwand in Kauf genommen wird. Wohnungsbauunternehmen oder Hauseigner sehen das mitunter anders.

Für die Entwicklung von Industrieprodukten, wie z.B. Autos werden Entwicklungsmethoden wie das QFD (Quality Function Deployment) eingesetzt. Es ist durchaus sinnvoll diese Methoden auch für komplexere Heizsysteme im Gebäudebereich anzuwenden. Dabei werden bei der Konzeption in systematischer Weise die Kundenwünsche eingebunden, indem man versucht subjektive Einschätzungen zu objektivieren.

In einem der ersten Schritte werden dazu die wichtigsten Anforderungen des Kunden ermittelt und im paarweisen Vergleich gewichtet. Auf dieser Basis werden dann verschiedene Varianten des Produkts mit den Kundenanforderungen abgeglichen (House of Quality).

QFD Kundenanforderungen an Energiesparprodukte

	Paarweiser Vergleich	1	2	3	4	5	6	7	
	Kundenanforderungen bei energetischer Sanierung im Mietwohnungsbau	nachh Service	einf. Bedienung	geringe Fehler	Einf. Abrechnung	wenig Wartung / NK	hohe Energieeinsp	geringer Lärm	Ergebnis
1	nachhaltiger Service (mind. 30 Jahre)	0	2	2	1	1	2	2	10
2	einfache Bedienung	0	0	0	0	0	0	1	1
3	geringe Fehleranfälligkeit	0	2	0	2	1	2	1	8
4	Einfache Abrechnung bei Mietern	1	2	0	0	2	2	2	9
5	Wenig Wartungskosten / geringe Nebenkosten	1	2	1	0	0	1	1	6
6	hohe Energieeinsparung	0	2	0	0	1	0	1	4
7	geringer Lärm	0	1	1	0	1	1	0	4

Nicht repräsentative Einschätzung des Autors von Kundenanforderungen aus Vermietersicht: es ist davon auszugehen, dass die Zuverlässigkeit der Systeme einen hohen Stellenwert einnehmen wird.

Bei Neuentwicklungen wird oft unterschätzt, welche große Bedeutung für Vermieter / Eigner die Aspekte wie „einfache Bedienung“, „Service“ sowie „Zuverlässigkeit“ haben.

Typischerweise werden diese vor allem im Mietwohnungsbau sehr hoch bewertet. Komplexe Anlagensysteme müssen daher sehr gut abgesichert werden.

3.1. Mieter Sicht

Im Mietwohnungsbau gibt es noch spezielle Fragen, wie die Mieter von der energetischen Sanierung profitieren können bzw nur bedingt belastet werden.

Außergewöhnliche Belastungen entstehen vor allem, wenn größere Maßnahmen in den bewohnten Räumen durch Heizungsumbau oder Innendämmung notwendig sind. Daher ist z.B. abzuwägen, ob aufgrund eines verbesserten äußeren Wärmeschutz die vorhandenen Heizkörper nicht ausgewechselt werden müssen, sondern mit geringerer Vorlauftemperatur weiter betrieben werden können, um so die neue Wärmepumpe effizient zu betreiben.

Weiterhin sind noch gute Lösungen zu dem Mieter – Vermieter Dilemma zu entwickeln. Dabei geht es um das Problem, dass der Vermieter in die energetische Sanierung finanziert, der Mieter jedoch befürchten muss, dass in den Anfangsjahren die Sanierungsumlage höher ausfällt als die Energieeinsparung, die erzielt wird. Schließlich werden die Einsparungen erst mit kontinuierlich steigendem Energiepreis höher ausfallen als die typischerweise fixen Umlagebeträge. Zur Lösung dieses Dilemmas werden verschiedene Varianten diskutiert. Bei diesem Problem ist die Bedeutung von öffentlichen Fördermaßnahmen besonders groß (*1)

3.2. Handwerker Sicht

Es ist abzusehen, dass noch längerfristig das Bau-Handwerk sehr gut ausgelastet bleibt und zusätzlich der Nachwuchs fehlt. Energiesparsysteme sollten das berücksichtigen, in dem möglichst viel vorgefertigte Komponenten entwickelt werden und die Komplexität von Anlagen und Regelungen incl. der Inbetriebnahme begrenzt wird.

4. Politische Lenkungsinstrumente

Wie eingangs erwähnt, gibt es seit mindestens 40 Jahren Erfahrungen mit verschiedenen politischen Maßnahmen zur Energieeinsparung im Gebäudebereich. Dabei gab es eine Reihe gut gemeinter Programme, die wegen fehlender Sanktionsmaßnahmen unwirksam waren oder gar statt Belebung, die Unternehmen im Energiesparsektor ausbremsten.

Es mag unterschiedliche Einschätzungen zur Wirksamkeit verschiedener Maßnahmen geben. Hier soll vor allem versucht werden, die Auswirkungen verschiedener Maßnahmen, wie die Vergangenheit zeigte, zu beschreiben.

4.1. Zwischen „Haben“ und „Betreiben“ unterscheiden

Für viele Sanierungsmaßnahmen ist es sinnvoll zwischen Energiesystemen und Einsatz von Bauprodukten zu unterscheiden. Ein eingebautes Energiesparprodukt, wie eine Dämm-Fassade oder Rohrisolierungen erfüllt ohne Zutun dauerhaft seinen Zweck. Es lässt sich somit leichter beschreiben oder gar gesetzlich einfordern. Ein System jedoch, wie eine Solar-, Lüftungs- oder Wärmepumpenanlage muss nicht nur funktionieren, sondern auch noch hoch effizient über Jahrzehnte arbeiten.

Es ist also ein verantwortungsvoller Betrieb incl. Überwachung und Wartung erforderlich.

Falls jedoch eine Vorschrift zum Einbau von Systemen ohne nennenswerten Eigennutzen erfolgt, fehlt es ggfls. auch an Motivation dazu das System dauerhaft effizient zu betreiben.

Sollte bei der Sanierung bestimmte Energiesparsysteme vorgeschrieben werden, dann sind auch Überwachungsmöglichkeiten während des Betriebs einzuführen.

4.2. Ordnungspolitik verschärfen

Zur Beschleunigung der energetischen Gebäudesanierung gibt es verschiedene ordnungspolitische Vorschläge, wie die Solarpflicht bei Sanierungen oder energetische Sanierungspflicht bei Verkauf oder Vererbung.

Bei der Ausgestaltung solcher Verordnungen sind die verschiedenen Umgehungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Besonders die Ausnahmeregelungen (Denkmalschutz, Verschattung durch andere Gebäude / Bäume, technische Sonderfälle,...) können zur Umgehung genutzt werden.

Weiterhin müssen Mindestanforderungen sowie ein Überwachungssystem und Sanktionsmaßnahmen formuliert werden (siehe 4.1.)

Solche Anforderungen sind für fest eingebaute Komponenten vorstellbar, jedoch ist die behördliche Überwachung eines effizienten Betriebs von Anlagen, wie eines Wärmepumpensystems aus meiner Sicht unrealistisch.

So wird selbst vom BSW (Bundesverband Solarwirtschaft) eine Solarpflicht als kritisch angesehen, da die negativen Konsequenzen (Technologie-Ablehnung, Minimaldesign, minimaler Qualitätsstandard) signifikant sind.

4.3. Fördermaßnahmen

Zuschuss-Programme für energetische Sanierungsmaßnahmen bieten starke Anreize, sofern wichtige Regeln eingehalten werden. Das war leider in der Vergangenheit oft nicht der Fall. Wichtig ist, dass die Förderprogramme langfristig mit klarer Strategie angelegt sind. Dazu müssen vor allem genügend Fördervolumen für alle Antragsteller vorhanden sein. Ist dem nicht der Fall, bricht nach dem Förderstopp der Markt schlagartig ein. Das ist besonders für spezialisierte Handwerksbetriebe und die Zulieferer schwer durchzuhalten.

Eine Alternative besteht in der Nachjustierung der Förderquote je nach Marktentwicklung.

Weiterhin sollten solche Programme mit nur geringem Antragsaufwand und kurzen Bewilligungszeiten verbunden sein. Gleichzeitig sollten Mitnahmeeffekte vermieden werden.

Hilfreich ist gegebenenfalls auch ein zulässiger Baubeginn vor der Bewilligung.

Angesichts des enormen Sanierungsbedarfs ist fraglich ob ein Breiten-Förderprogramm öffentlich finanzierbar ist. Eher sollte der Fokus auf besonders problematische Sanierungstatbestände insbesondere das Mieter-Vermieterdilemma gelegt werden (siehe 3.1.).

4.4. Transparenz für Gebäudeenergieverbrauch

Der Architekt Jürgen Lauber (*2) schlägt vor, dass von allen größeren, zumindest aber kommunalen Immobilien die Energieverbrauchswerte zentral erfasst und veröffentlicht werden. Dazu zählen deren Gas- und Ölverbrauch, kWh Fernwärme sowie Stromverbrauch pro Jahr. Das bestehende: all diese Zahlen gibt es bereits für diese Gebäude. Sie müssen also nur zusammengefasst werden. Diese Zahlen sollten dann z.B.

- verglichen werden mit den errechneten Energie-Verbrauchsdaten,
- als spezifische Verbrauchswerte umgerechnet werden (zB. Gasverbrauch / m² beheizte Fläche)
- sie sollten in ein Ranking der verschiedenen Gebäudeklassen einsortiert werden

Mit diesen Basisdaten lassen sich dann einfacher Abweichungen und Defizite der Gebäude bei der Effizienz zwischen Ist und Sollwerten erkennen.

Weiterhin lassen sich daraus Sanierungsmaßnahmen (Regelungseinstellung, Dämmmaßnahmen, neue Fenster, Lüftung, Heizsystem,...) am effektivsten ableiten und Verbrauchsminderungsziele formulieren.

4.5. CO2 Bepreisung

Die CO2 Bepreisung für Gas und Heizöl spielt meiner Meinung nach die wichtigste Rolle bei der Mobilisierung der energetischen Sanierung. Dabei sollte der Preis recht zügig auf über 100 €/tonne CO2 ansteigen. Aber schon allein der verbindliche energiepolitische Kurs des stufenweisen Anstiegs bietet Planungssicherheit und reicht, um viele Sanierungsmaßnahmen auszulösen.

Im Gegenzug sollten die Einnahmen zB. durch Steuersenkungen für Menschen mit geringen Einkommen verwendet werden, um die soziale Akzeptanz dauerhaft sicherzustellen. Dazu gibt es verschiedene Modelle, die an dieser Stelle nicht diskutiert werden können.

5. Zusammenfassung

Für die energetische Gebäudesanierung werden zum einen klassische Bauteile wie Dämmmaterialien, Fenster oder Lüftungsanlagen eingesetzt. Sie sind die Voraussetzung für neue Niedertemperatur-Heizsysteme mit Wärmepumpen, Solarthermie oder Nah-/Fernwärme. Zur Auslegung ist eine Vielzahl von Einzelentscheidungen zu treffen. Dazu ist Planungssicherheit notwendig, die die Politik liefern muss, indem ein langfristiger Energiepreispfad, die Ausgestaltung verschiedener Tarife, Förderungen und ggfls. Ordnungsmaßnahmen vorgegeben werden.

Die Auslegung und Weiterentwicklung der neuen CO₂ freien Heizsysteme sollte sich auch an den Bedürfnissen von Gebäudeeignern, Mietern und Handwerkern orientieren. Dies kann durch Entwicklungswerkzeuge aus der Industrie unterstützt werden.

6. Literaturverzeichnis

[1] EWI / FiFo: „CO₂ Bepreisung im Gebäudesektor und notwendige Zusatzinstrumente“

[2] „Bauwesen/Bauunwesen:Warum geht Bauen in Deutschland schief?“ v. Jürgen Lauber u.a., S.332

Hemmnisse und Erfolgskriterien von Erneuerbare-Energie-Contracting in der Immobilienwirtschaft

Stefan Bauer¹, Dr.-Ing. Juan José Victoria Villeda², Albert Dietrich²

¹ watt.sustainable, Berlin

² Freiberuflicher Ingenieur, Berlin

1. Abstract

Erneuerbare Energielösungen (EE-Lösungen) in Verbindung mit Energieliefer-Contracting besitzen auf Grund der zunehmenden Klimakrise, dem CO_{2e}-Preisanstieg für fossile Energieträger und immer komplexer werdenden erneuerbaren Energiesystemen ein hohes nachhaltiges Marktpotenzial. Die flächendeckende Umsetzung scheitert aktuell an gesetzlichen Regulierungen, welche dezentrale erneuerbare Energien mit regionalen Energiemärkten einschränken und erdgasbasierte Systeme begünstigen. Zudem werden bestehende Lösungsansätze nicht konsequent umgesetzt. Die bestehenden EE-Regelungen, z.B. im Gebäudeenergiegesetz, sind großteilig Scheinlösungen und tragen nicht zu einer zeitnahen Dekarbonisierung des Gebäudeenergiebedarfs bei.

Insgesamt wurden 35 Hemmnisse identifiziert. Solche mit großer Wirkkraft sind Primärenergie- und CO_{2e}-Emissions-Berechnungsmethodiken, verzerrte Marktpreise von fossilen Energien, mangelhafte Projektorganisation und Planung, fehlende Kooperation zwischen Behörden, Eigentümern und anderen städtischen Akteuren sowie kurzfristige Betrachtungen ohne Blick auf den gesamten Lebenszyklus des Gebäudes. Besonders im Bereich der Bestandsgebäude, welche einen Großteil des Immobiliensektors ausmachen, summieren sich Hemmnisse und die Umsetzung von EEC bleibt gering.

Zusammenfassend ist zu attestieren, dass sowohl auf politischer Ebene als auch auf Seiten der Immobilienwirtschaft Wille und Umsetzung einer Dekarbonisierung in Projekten bisher divergieren und nur wenige Vorhaben vollständig regenerativ realisiert werden. Die Verteilung von Baukosten zeigt des Öfteren, dass finanzielle Mittel vorrangig in z.B. hochwertige Fassaden und aufwendig gestaltete Atrien fließt und nachrangig in die notwendige Dekarbonisierung der Energieversorgung.

Mit einer konsequenten Berücksichtigung von Klimafolgekosten, Anpassung des GEG und EnWG, Vereinfachung von Genehmigungen, fachlich und personell gut aufgestellten regionalen Partnern wie Stadtwerken und Energie-Genossenschaften sowie der richtigen Priorisierung und dem Willen zur Umsetzung von EEC besteht die Möglichkeit auf eine Paris-konforme, sozial-verträgliche, wirtschaftliche und umweltgerechte Dekarbonisierung der Energieversorgung in der Immobilienwirtschaft.

2. Einleitung – Umwelt, Gesellschaft, Energie

Die planetaren Ressourcen sind endlich. Sie dürfen und können nicht wie bisher über das verträgliche Maß hinaus in Anspruch genommen werden. Daher ist die oberste Maxime allen wirtschaftlichen Handelns der verantwortungsvolle Umgang mit dem, was uns zur Verfügung steht, sodass negative Auswirkungen auf das Erdklima und die Biodiversität kurzfristig deutlich reduziert und langfristig vermieden werden. Zentraler Baustein ist dabei die vollständige Umstellung der Energiewirtschaft auf CO₂-neutrale Primärenergieträger wie u.a. Solarstrahlung, Windkraft und Erdwärme. Dies gilt für alle Sektoren gleichermaßen, die Mittel, Wege und Herausforderungen unterscheiden sich allerdings. Dabei sind sowohl der Ort der Gesteung als auch der des Verbrauchs von Bedeutung.

In der Umsetzung bietet die dezentrale Erschließung regenerativer Energieträger in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher u.a. volkswirtschaftliche Vorteile gegenüber zentralen Versorgungslösungen. Hierzu gehören unter anderem die Reduktion von Leitungsverlusten sowie die Entlastung von technischen Infrastrukturen, insbesondere dem Stromnetz, welches aufgrund der fortschreitenden Elektrifizierung des Alltags – I Konsum, Mobilität, aber auch Heizung und Klimatechnik – I zunehmend in Anspruch genommen wird. Gleichzeitig ermöglichen dezentrale Lösungen die Einbindung von Bürgern, bspw. in Form von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, und tragen so zu Akzeptanz und regionaler Wertschöpfung bei.

Dezentrale Energiesysteme stellen somit ein Kernelement der Dekarbonisierung des Gebäudesektors dar. Dabei ist neben der Art der Energieversorgung insbesondere die investive und operative Umsetzung regenerativer Energieversorgungen zu berücksichtigen. Sind konventionelle Individuallösungen wie Kesselanlagen oftmals noch in Eigenregie durch die Immobilienwirtschaft betrieben worden, so stellen Umrüstung, Errichtung und Betrieb regenerativer Quartiersversorgungen oftmals nicht mehr das Kerngeschäft der Akteure dar. Derartige Vorhaben erfordern mehr Fachwissen über Bau und Betrieb sowie ein Maß an investiven Mitteln, welches nicht jedes Unternehmen auf der Bilanz wiederfinden möchte.

Schon in der Vergangenheit haben sich Energiedienstleister hervorgetan, die bereit waren, über Energieliefer-Contracting die Risiken für Errichtung und Betrieb der Anlagen zu übernehmen, üblicherweise aber aufbauend auf fossilen Energieträgern. Tatsächlich sind solche Contracting-Lösungen für vollständig regenerative Contracting-Modelle möglich und am Markt verfügbar. Die Anbieter dieses sogenannten Erneuerbare-Energien-Contractings (EEC) haben ihre Geschäftsmodelle entsprechend ausgerichtet, sodass trotz volatilen Angebots regenerativer Energie risikoarme, kosteneffiziente und gleichzeitig CO₂-neutrale Versorgungslösungen angeboten werden können. Dadurch wird für die gesamte Breite des Gebäudesektors ein Werkzeug zur Verfügung gestellt, dass es erlaubt, die Dekarbonisierung der Energieversorgung mit erhöhter Geschwindigkeit voranzubringen.

Der folgende Beitrag gibt eine Kurzeinschätzung zur aktuellen und zukünftigen EEC-Marktsituation und beschreibt auf Basis von Projekterfahrungen der Autoren die Hemmnisse bei der Umsetzung von EEC-Modellen in der Immobilienwirtschaft und systematisiert zugehörige Erfolgskriterien.

Ziel der Betrachtung ist es, bereits bekannte Lösungswege aufzuzeigen und ungelöste Hemmnisse zu benennen. Somit soll die Basis für eine zukünftig erneuerbare Energieversorgung im Gebäudesektor und die Einhaltung des 2°C, möglichst 1,5°C, Ziels der Pariser Klimakonferenz, geschaffen werden.

3. EEC-Marktpotenziale und Chancen

Marktpotenziale für Erneuerbare-Energien-Contracting (EEC) in der Immobilienwirtschaft setzen sich aus zwei zentralen Bausteinen zusammen:

- Den allgemeinen Potenzialen des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor und
- den Potenzialen des Energieliefer-Contractings als Bau- und Betriebsmodell.

Für eine qualitative Ersteinschätzung der gesellschaftlichen Chancen und Marktpotenziale, welche sich durch den Einsatz von erneuerbaren Energien zur Gebäudeenergieversorgung ergeben, wird beispielhaft für urbane Regionen die Stadt Berlin betrachtet.

In der kürzlich veröffentlichten Studie der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz des Landes Berlin wurde ermittelt, dass auf den Gebäudebereich im Jahr 2020 insgesamt 44% des Gesamtprimärenergieverbrauchs von Berlin entfallen wurde (PARIS, et al., 2021). Zur Erreichung der Paris-Ziele ist es für Berlin erforderlich, die gebäude-assoziierten Emissionen bis 2040 um 81% zu senken.

Für die Immobilienwirtschaft bedeutet dies einen erhöhten Handlungsdruck. Zwar können die „Windfall Profits“ der Dekarbonisierung der Fernwärme zur eigenen Zielerreichung anteilig genutzt werden (diese nimmt aktuell 32% Deckungsanteil am Gebäude-Endenergieverbrauch ein). Jedoch ist ein Anschluss aller Gebäude an die Fernwärme absehbar nicht möglich und oftmals aufgrund verschiedener Aspekte nicht wirtschaftlich effizient. Somit bestehen insbesondere in den aktuell mit Erdgas und Heizöl versorgten Gebäuden (diese nehmen ca. 59% bezogen auf den Endenergieverbrauch ein), ein hoher Bedarf hinsichtlich der Umstellung auf erneuerbare Energien.

In der vorhergehend genannten Studie wird daher neben Umstellung auf Fernwärme und der Beschleunigung der Energieeffizienzsteigerung durch einen Anstieg von Sanierungsrate und –tiefe, auch der Einsatz gebäudenaher Photovoltaikanlagen sowie Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltenergie als zentrale Bausteine der Wärmewende im Gebäudebestand postuliert. Diese Aussage zeigt das hohe

Marktpotenzial für erneuerbare Wärme-, Kälte- und Stromlösungen im Gebäudebereich.

Das Energie-Contracting-Marktvolumen, großenteilig durch Energieliefer-Contracting im Bereich Wohnen, Industrie und Gewerbe erwirtschaftet, lag im Jahr 2019 bei ca. 7,4 bis 9,0 Mrd. Euro (BfEE, 2020). In Anbetracht der Gesamt-Energiekosten in Deutschland (Private Haushalte, Industrie, Gewerbe und Verkehr) von ca. 280 Mrd. Euro im Jahr 2019 (BfEE, 2020), zeigt sich für die Skalierung von Energieliefer-Contracting-Modellen ein hohes theoretisches Potenzial. Die Erschließung dieses Potenzials ist dabei von diversen Faktoren abhängig, so z. B. von der Entwicklung der Energie- und Kapitalmärkte. Daher ist eine quantitative Prognose im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Markterhebungen zu Energieversorgungslösungen in der Immobilienwirtschaft aus den Jahren 2019 und 2020 zeigen in Abb. 1 die eingesetzten Energieträger in den Contracting-Projekten. In über 75% der Fälle wird Erdgas als Energieträger genutzt und in nur ca. 25% erneuerbare Energien. Im Bereich der erneuerbaren Energien kommt in der Beschau beider Jahre hauptsächlich Holz zum Einsatz (VEDEC, 2021).



Abb. 1: Anteile der eingesetzte Energieträger in neuen Contracting-Projekten in 2019 (oben) und 2020 (unten); (VEDEC, 2021)

Es ist festzustellen, dass bei gleichbleibendem Energieliefer-Contracting-Marktpotenzial durch die Neuausrichtung von erdgasbasierten Energieversorgungen auf EE-Lösungen ein hohes Marktpotenzial für EE-Lösungen besteht. Für eine zunehmende Umsetzung von EE-Lösungen mit Contracting-Energieliefer-Modellen statt Eigenumsetzung sprechen folgende Gründe:

- geringerer Steuerungs- und Personalaufwand für komplexe Energieanlagen durch Einbindung von Energiedienstleistern für Planung, Bau und Betrieb; Vorteil Energie-GU: mit stetigem Wissenstransfer aus Betrieb von bereits laufenden Projekten für die Planung von neuen Energiesystemen,
- Finanzierung und Risikoübernahme von erneuerbaren Energielösungen mit hohen Herstellkosten, insbesondere für gebäudeübergreifende Quartierslösungen mit Wärme- und Kältenetzen,
- optimierter, sicherer und überwachter Betrieb von Energieanlagen mit Minimierung des Primärenergiebedarfs zur Optimierung des Geschäftsmodells,
- steigende Preise im Wärmemarkt mit zunehmendem CO₂-Preis.

Die Klimakrise, die Ergebnisse der Pariser-Klimakonferenz, aktuelle politische Entscheidungen in der EU und in Deutschland, die CO₂-Preisentwicklung, die sektorgekoppelten EE-Lösungen mit anspruchsvoller Komplexität und hohen Investitionskosten sowie etablierte Energieliefer-Contracting-Modelle sind Indikatoren, welche auf ein zunehmendes Wachstum von EE-Lösungen hinweisen.

4. Identifikation von Hemmnissen

Aktuell stellt es sich jedoch so dar, dass diverse Aspekte der flächendeckenden Umsetzung von EE-Lösungen – unabhängig vom vertraglichen Umsetzungsmodell – noch keine vergleichbar breite Anwendung finden wie konventionelle Versorgungslösungen. Um zu verstehen, wie eine breitere Anwendung erreicht werden kann, ist es erforderlich, die bestehenden Hemmnisse zu erfassen und zu systematisieren. Dabei ist zu unterscheiden zwischen solchen Hemmnissen, die auf die Umsetzung von EE-Lösungen wirken, und solchen, die der Umsetzung von EE-Lösungen entgegenstehen.

Da es sich hierbei in der Regel nicht um physikalische Gegebenheiten handelt, basiert die Identifikation der Hemmnisse auf empirisch ermittelten Projekterfahrungen der Autorenschaft. Dabei decken die Erfahrungen der Autoren die Bereiche Planung, Entwicklung und kaufmännischen Betrieb von Energieversorgungsanlagen ab. Hinsichtlich Typisierung handelt es sich in der Regel um urbane Quartiere,

anteilig mit Bestandsgebäuden sowie um Einzelobjekte als Neubau oder Bestandssanierung mit Bruttogeschossflächen von zumeist größer 20.000 m². In der Regel handelt es sich um Mehrfamilienhäuser oder Bürogebäude mit Mischnutzung wie Einzelhandel oder Gastronomie. Aus energetischer Sicht liegt der Großteil der neuen Gebäude im Bereich des Effizienzhaus 55 und im Bestand bei EH100 oder in Fällen von denkmalgeschützten Objekten deutlich darüber.

In den folgenden Tabellen (Tab. 1 und Tab. 2) werden 33 identifizierte Hemmnisse, welche häufig in Kombination auftreten und die flächendeckende EE-Umsetzung erschweren, erläutert. Die Ableitung dieser Hemmnisse ergab sich aus der Überlagerung der individuellen Beiträge der Autoren.

Tab. 1: Identifizierte Hemmnisse für die Umsetzung von erneuerbaren Energielösungen

Statische PEF- und CO _{2e} -Emission-Berechnungsmethode EE01	Primärenergie- (1,8) und CO _{2e} -Emissionsfaktor (560 gCO _{2e} /kWh) für Strom aus dem Netz, passen sich im GEG nicht dynamisch an fortschreitenden EE-Ausbau an. Im GEG-Nachweis sind strombetriebene Wärmepumpen gegenüber Erdgas-KWK im Nachteil (z.B. für die Erreichung von BEG-Anforderungen).
KWK Stromgutschriftmethode EE02	Primärenergiebedarf und CO _{2e} -Emissionen für Wärme aus KWK werden mittels Stromgutschrift errechnet. Für den erzeugte KWK-Strom, unabhängig von der Netzdienlichkeit, werden 2,8 kWh Primärenergie gutgeschrieben. Bei Einspeisung von Photovoltaik-Strom ist keine Anrechenbarkeit gegeben. Somit werden Erdgas-Lösungen bevorteilt und EE-Lösungen benachteiligt.
Mieter-Vermieter-Dilemma EE03	Im Neubau werden Investitionen für EE-Lösungen ausgelassen, da häufig keine Eigennutzung oder der Verkauf der Immobilie erfolgt und Betriebskosten eine untergeordnete Rolle spielen. Beim Einsatz von EE-Lösungen im Bestand ergeben sich auf Grund des Kaltmieten-System wenig Vorteile beim Vermieter.
CO ₂ -Kosten-Verteilung EE04	CO ₂ -Kosten fallen zu 100% beim Mieter an. Mieter werden motiviert achtsam mit Wärme umzugehen, haben jedoch keinen Einfluss auf die Energieerzeugung. Für Gebäudeeigentümer gibt es keine Motive für die Investitionen in EE.
Folgekosten fossile Energieträger EE05	Hohe Abgaben und Umlagen auf Strom im Vergleich zu geringen Abgaben für Erdgas führen zur Benachteiligung von strombetriebenen EE-Lösungen. Klimafolgekosten sind bei fossilen Energieträgern nicht vollständig eingepreist. Indirekte Auswirkung z.B. Methanschluß werden nicht berücksichtigt.
Statischer Strompreis EE06	Die Möglichkeit, Wärmepumpen und Kältemaschinen mit Speichern stromnetz-dienlich zu betreiben, wird durch statische Strompreise nicht genutzt.
Statische Netzentgelte EE07	Netzentgelte fallen, gemäß EnWG, unabhängig von der genutzten Leitungslänge, zu 100% an. Dies erschwert die Etablierung von nachbarschaftlichen EE-Energiemärkten.
Risiko PV-Mieterstrommodell EE08	PV-Mieterstromanlagen sind zumeist wirtschaftlich, wenn ca. 2/3 des erzeugten Stroms im Gebäude an Mieter verkauft wird. Mögliche Stromanbieterwechsel der Mieter führen zu einem erhöhten Investitionsrisiko, auch weil der Strom nicht wirtschaftlich an Nachbargebäude weiter vermarktet werden kann.
GEG EE-Vorgaben EE09	Das GEG fordert erneuerbare Wärme und den Ersatz von fossil betriebenen Heizkesseln, die älter als 30 Jahre sind. Die EE-Forderungen können mit Ersatzmaßnahmen erreicht werden und für den Kesseleratz gelten diverse Ausnahmeregelungen.
Temperaturen für Wärme- und Kälteübergabe EE10	Hohe Vorlaufauftemperaturen im Heizkreis und/oder Trinkwarmwassersystem und geringe Vorlauftemperaturen im Kältekreis reduzieren die Effizienz/Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen.
Fehlende Flächen für Erdwärme EE11	Erdwärmennutzung z.B. mittels Erdsondenfeld ist im verdichteten urbanen Gebäudebestand auf Grund von fehlenden Flächen auf dem eigenen Grundstück häufig nicht umsetzbar.
Erdwärme-Wasserschutzgebiet EE12	In Wasserschutzgebieten Zone I bis III/IIIA ist die Geothermienutzung i.d.R. nicht erlaubt und Erdwärmelösungen werden kategorisch ausgeschlossen.

Boden-Altlasten EE13	Altlasten im Boden führen häufig zum Ausschluss von Geothermie, da ein Risiko der Verteilung von Altlasten im Boden besteht.
Reduzierte Erdsondentiefe EE14	In Gebieten mit salzführenden Schichten können durch Bohrungen Salze ins Grundwasser eingetragen werden, daher ist die Bohrtiefe oft auf ca. 30 m begrenzt und Erdwärmesysteme werden unwirtschaftlich.
Versicherung Erdsonden EE15	Aus Sicht des Bergrechts sind Geothermie-Bohrungen >100 m Tiefe oft möglich. Erdbohrungen >100 m sind jedoch deutlich aufwendiger versicherbar, daher werden wirtschaftliche Varianten mit >100 m oft ausgeschlossen.
Fernwärme-Kooperation EE16	Wärmelösungen werden häufig nicht ganzheitlich mit der anliegenden Fernwärme konzipiert, da Rücklaufnutzung oder Wärmeeinspeisung vom FW-Verstorger nicht gestattet wird. Dies führt zu Effizienzverlusten und suboptimalen Wärmelösungen.
Hydraulische Komplexität EE17	Wärmenetze der 5. Generation mit Verbindung von Wärme und Kälte (z.B. 2-Leiternetz mit Warm- und Kaltleiter) sowie Aus- und Einspeisung von Abwärme erfordern eine umfangreiche hydraulische Planung und Einregulierung. Dies führt zu erhöhten Projektkosten und reduziert die Wirtschaftlichkeit.
Finanzierungslücke EE18	Kostenintensive erneuerbare Energielösungen mit Nahwärmenetzen werden nicht frühzeitig im Projektentwicklungs-Finanzierungsplan berücksichtigt. Dies führt zum Ausschluss von EE-Wärmelösungen.
Komplexe Förderprogramme EE19	Es existiert eine Vielzahl komplexer Förderprogramme und Gesetze zu EE, die sich schnell ändern. Hieraus ergeben sich Unsicherheiten bzgl. der Förderpotenziale und Planungen sind häufig anzupassen, da im Planungsverlauf Programme verändert werden.
Luft-Wärmepumpe-Schallschutz EE20	Durch erhöhte Schallemissionen von Luft-Wärmepumpen sind diese in Wohnobjektnähe nur mit erhöhtem Schallschutzaufwand oder gar nicht einsetzbar.
Stromspeicher-Kosten EE21	Zur Steigerung des EE-Deckungsgrads mit eigenem, solar erzeugtem Strom, fallen Investitions- und Betriebskosten für Stromspeicher an, die aktuell nicht wirtschaftlich abbildbar sind. Es fehlen Geschäftsmodelle für die Speichernutzung.
Fehlende Datengrundlage EE22	Nicht vorhandene stündliche Energielastgänge im Bestand und fehlende Datensätze für die Synthetisierung von Neubau-Lastgängen erschweren die Planung und Kostenprognose von sektorgekoppelten Energielösungen.
Mangelnde Planungsqualität EE23	Mangelnde Erfahrung, fehlende Weiterbildung sowie fehlende Lebenszyklusbetrachtungen führen zu geringer Planungsqualität von EE-Lösungen.
Fehlende Kooperation EE24	Mangelnde Kooperationsbereitschaft, um z.B. Abwärme aus angrenzenden Industrieprozessen einzubinden oder Abwasser aus Kanälen der öffentlichen Hand zu nutzen, verhindern EE-Lösungen.
Vielfältige Eigentumsstruktur EE25 Priorisierung EE26	Inhomogene und zum Teil unbekannte Eigentümerstruktur in der Wohnungswirtschaft erschweren Entscheidungsfindung zur Umsetzung von EE-Lösungen. Begrenzte Finanzmittel werden, statt für EE-Lösungen, häufig für z.B. aufwendige Gebäude-Kubaturen, Fassade und Atrien eingesetzt

Tab. 2: Identifizierte Hemmnisse für die Umsetzung von EEC-Lösungen

Kostenneutralität EC01	Die Kostenneutralitäts-Anforderung im vermieteten Wohnungsbestand (§556 BGB) erschwert die Umstellung auf eine gewerbliche Wärmelieferung, da die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen dürfen.
Kein Anschlusszwang EC02	Bei Quartieren mit mehreren Bauabschnitten ist eine hohe Vorabinvestition für die Netzinfrastruktur erforderlich, ohne Anschluss- und Nutzungszwang steigt das wirtschaftliche Risiko und die Umsetzung ist gefährdet https://www.agfw.de

Endschaftsregelung EC03	Bei Quartieren mit Realteilung für den Verkauf von einzelnen Gebäuden bestehen Bedenken hinsichtlich der Eigentumsregelung an der Energiezentrale und dem Wärmenetz, insbesondere nach Ende des Contracting-Vertrages.
Risiko Preisentwicklung EC04	Vertragliche Regelungen mit unterschiedlichen Indizes in den Preisgleitformeln erschweren die Betriebskostenprognose und es gibt Bedenken hinsichtlich eingeschränkter Handlungsoptionen durch den Gebäudeeigentümer.
Terminplanung EC05	Die Einbindung von EDL mit Abstimmung der Schnittstellen und des Contracting-Vertrages erfolgt häufig zu spät.
Objektvermarktung EC06	Es bestehen Bedenken hinsichtlich der Vermarktbarkeit von Gebäuden, wenn eine langfristige Bindung an einen Contractor besteht.
Zusätzliche Schnittstelle EC07	Mehraufwand für Organisation von zusätzlichen Schnittstellen in der Planung und im Betrieb, z.B. bei der Heizkostenabrechnung, wird gescheut.
EEC Sichtbarkeit EC08	Die Möglichkeit zur Umsetzbarkeit von erneuerbaren Energielösungen mittels EEC wird im Rahmen der Projektentwicklung auf Grund von fehlendem Wissen zu wenig berücksichtigt.
Verwaltungs-Aufwand EC09	Kommunalrechtliche Anforderungen an die Ausschreibung mit in Teilen Einzelgenehmigungsverfahren durch die Kommunalaufsicht erhöhen den Verwaltungsaufwand (KÖWA, Rottmann, & Oliver, 2021).

5. Analyse der Hemmnisse

Bei der Umsetzung von erneuerbaren Energielösungen in der Immobilienwirtschaft treten, unabhängig ob mit oder ohne Contracting, eine Vielzahl von Hemmnissen auf. Für die Analyse der identifizierten Hemmnisse wurden verschiedene Clusterfelder gebildet und die Wirkkraft der einzelnen Hemmnisse bewertet. Folgend findet sich eine Kurzerläuterung zur Clusterung und Wirkkraft.

Clusterfelder

Regulatorisch – Hemmnisse, welche primär regulatorisch bedingt sind und lediglich sekundär wirtschaftliche Aspekte mit sich ziehen. Lösungsansätze sind i.d.R. Novellierungen von aktuellen gesetzlichen Regelungen oder Anpassung der Umsetzung von bestehenden Regulierungen.

Techno-ökonomisch – Hemmnisse, welche primär aus wirtschaftlichen und/oder technischen Ursachen bedingt sind. Lösungsansätze können z.B. Marktfördermodelle sein, Änderungen von Wirtschaftlichkeits-Randbedingungen oder Weiterentwicklung von technischen Lösungen.

Sonstige – Hemmnisse, welche regulatorisch und wirtschaftlich-technisch nicht oder nur bedingt lösbar sind. Mögliche Lösungs-Ansätze sind Optimierungen im Projektmanagement und Aus- und Weiterbildungen.

Wirkkraft

Die Wirkkraft der Hemmnisse wird mittels der Häufigkeit des Auftretens und der Bedeutsamkeit von Hemmnissen beim Auftreten bewertet. Häufig treten Hemmnisse in Kombination auf und verstärken sich gegenseitig, zur Vereinfachung wurde diese Effekte im Rahmen der Bewertung nicht betrachtet.

Ergebnisse der Hemmnis-Analyse

Grafik Abb. 2 zeigt die identifizierten Hemmnisse sortiert nach allgemeinen Hemmnissen für erneuerbare Energiesysteme, Contracting-spezifischen Hemmnissen sowie den Clusterfeldern „Regulatorisch“, „Techno-Ökonomisch“, „Sonstige“ und der Wirkkraft.

Die Analyse zeigt, dass 26 von 35 Hemmnissen, auch die mit der größten Wirkkraft, unabhängig vom vertraglichen Umsetzungsmodell bestehen. Alle Hemmnisse mit hoher Wirkkraft, (Hemmnisse, die die Umsetzung von EEC häufig verhindern), liegen im regulatorischen Clusterfeld. Insbesondere die gesetzlich geregelte Energie- und CO₂-Kostenaufteilung zwischen Mieter und Vermieter, Primärenergie- und CO₂-Berechnungsmethodiken sowie die Preisbildung von Energieträgern hemmen die Umsetzung von erneuerbaren Energielösungen.

Tab. 3: Gegenüberstellung von Hemmnissen und Lösungsansätzen

Hemmnis	Zukünftiger Lösungsansatz
Statische PEF- und CO _{2e} -Emission-Berechnungsmethode EE01	Dynamisierung der Berechnungsmethode – Faktoren für Primärenergie und CO _{2e} geben die EE-Entwicklung im Stromnetz wieder. Es ist ein lebenszyklusbasierter Berechnungsansatz für die der Effizienz- bzw. Klimaklasse zu wählen, welcher zukünftige Entwicklungen im Energiesystem antizipiert. Kurzfristig ist der Lebenszyklusansatz in Förderprogrammvorgaben anzupassen.
KWK Stromgutschriftmethode EE02	Umstellung der pauschalen Gutschriftmethode auf die Carnot-Berechnungsmethode. Eine anreizende Gutschrift ist bei stromnetzdienlichem Betrieb zu empfehlen, z.B. bei Netzeinspeisung in Dunkelflauten. Für Bestands-Fernwärmesysteme mit langen Investitionszyklen ist eine Übergangslösung erforderlich, welche Fernwärmenetze erhält und gleichzeitig einen Anreiz für die Dekarbonisierung schafft. Kurzfristig Anpassung in Förderprogrammvorgaben.
Mieter-Vermieter-Dilemma EE03	Einführung einer Teilwarmmiete und Anpassung des GEG – neue Mindeststandards hinsichtlich der Versorgung mit Wärme und Strom aus erneuerbaren Quellen. Ergänzend ist eine Sanierungs-Verpflichtung für Bestandsgebäude mit geringem Energie- bzw. Klimastandard einzuführen.
CO ₂ -Kosten-Verteilung EE04	Anpassung der Verteilungsmethodik - in Abhängigkeit der Gebäude Effizienz- bzw. Klimaklasse werden die CO ₂ -Kosten zwischen Mieter und Gebäudeeigentümer aufgeteilt. https://www.dena.de
Folgekosten fossile Energieträger EE05	Anpassung der Energiebepreisung hinsichtlich Umweltfolgekosten z.B. mit CO _{2e} -Preis. Kurzfristig: Förderung von Wärmepumpen-OPEX-Kosten; Berücksichtigung von Klimafolgekosten in Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Unternehmen und öffentlichem Sektor. Empfehlung Umweltbundesamt: 195 €/tCO _{2e} .
Statischer Strompreis EE06	Dynamisierung Strom-Preis – für netzdienlichen Betrieb und Förderung von Wärmepumpen und E-Mobilität. Geschäftsmodelle in der „gelben Phase“, für einen netzdienlichen Flexibilitätsansatz. https://www.agora-energiewende.de
Statische Netzentgelte EE07	Ermöglichung von regionalen Energiemärkten mit Umsetzung der EU-Richtlinie für Erneuerbare- und Bürger-Energie-Gemeinschaften u.a. durch Anpassung der Kundenanlagenkriterien im EnWG.
Risiko PV-Mieterstrommodell EE08	Regulatorische Stärkung von PV-Mieterstrommodellen durch längere Abnahmeverpflichtungen und/oder Reduzierung von Umlagen und Abgaben bei PV-Stromnutzung in räumlicher Umgebung z.B. mittels Green-PPA-Modellen.
GEG EE-Vorgaben EE09	GEG-Anpassung – I für Neubauten und Bestandsgebäuden sind >50% erneuerbarer Wärme und der Einsatz von PV-Anlagen obligatorisch, Ersatzmaßnahmen sind nur mit Einzelfallgenehmigung zulässig. Die Sanierung von Gebäuden mit niedriger Effizienz- bzw. Klimaklasse ist verpflichtend zu machen.
Temperaturen für Wärme- und Kälteübergabe EE10	Einsatz von Flächenheizung- und -kühlung, Absenkung der Radiator-Temperaturen durch Gebäudedämmung und hydraulischen Abgleich, Nutzung von Frischwasserwohnungsstationen oder elektrischen Systemen für die TWW-Bereitung. Hybride Lösungen aus Wärmepumpe und Brennwertkessel für unsanierte Gebäude als Übergangslösung bis zur Gebäudesanierung.
Fehlende Flächen für Erdwärme EE11	Kommunale Wärmeplanung – Nutzung von städtischen Freiflächen wie kommunalen Liegenschaften für den Bau von Erdsondenfeldern mit kalten Quartiersnetzen für die Nachbarschaft.
Erdwärme-Wasserschutzgebiet EE12	Vereinfachte Genehmigungs-Verfahren mit Detailprüfung für Erdwärmennutzung in Wasserschutzzone III.
Boden-Altlasten EE13	Aufklärung zu erprobten Bohrtechniken mit Sperrvorrichtung zur Vermeidung von Altlastenausschwemmung. Entwicklung kooperativer Modelle zur Altlastensanierung und gleichzeitigen thermischen Grundwassernutzung.
Reduzierte Erdsondentiefe EE14	Entwicklung von techn. Lösungen zur Vermeidung von Salzeinträgen in den Grundwasserleiter und von standardisierte Antragsverfahren für die Genehmigung.

Versicherung Erdsonden EE15	Überprüfung von versicherungsrechtlichen Regelungen und standardisierten Verfahren für Erdsonden >100m.
Fernwärme-Kooperation EE16	Veröffentlichungspflicht für Fernwärme-Netzdaten und Regelung zur Netzeinspeisung für Abwärme. Kooperationsverpflichtung für hybride Energielösungen mit dezentraler Umweltenergie- und Fernwärmenutzung.
Hydraulische Komplexität EE17	Schaffung von Planungsstandards auf Basis von Betriebsanalysen und aus thermischen Netzsimulationen. Digitalisierung der Planung, Inbetriebnahme und des Betriebs.
Finanzierungslücke EE18	Nachhaltige Finanzierungsmodelle mit Lebenszykluskosten-Analyse und Einbeziehung von alternativen Finanzierungsmodellen – I wie Energieliefer-Contracting, Joint-Venture-Modelle.
Komplexe Förderprogramme EE19	Vereinheitlichung und langfristig definierte Förderprogramme mit regionalen Informationsstellen mit erfahrener Fachpersonal. Berücksichtigung der häufig langen Projektlaufzeit von Immobilienentwicklungen bei der Umstellung der Förderprogramm.
Luft-Wärmepumpe-Schallschutz EE20	Weiterentwicklung von geräuscharmen Luft-Wärmepumpen und optimierte Betriebsweisen von Wärmepumpen z.B. mit thermischen Speichern zum Einsatz in Wohngebäuden ohne Aufwendige Schallschutzmaßnahmen.
Stromspeicher-Kosten EE21	Förderprogramme unter Berücksichtigung der eingesetzten Rohstoffe, Lieferketten und Wiederverwendbarkeit. Einführung von dynamischen Strompreismodellen für neue Stromspeicher-Geschäftsmodelle.
Fehlende Datengrundlage EE22	Schaffung von Open-Data-Plattformen mit stündlichen Lastgängen für unterschiedliche Gebäudeklassen. Nutzung von thermischen Gebäude- und Netzsimulationen zur synthetisieren von Lastgängen für Wärme, Kälte und Strom.
Mangelnde Planungsqualität EE23	Schaffung von gesetzlichen Mindestanforderungen für EE-Lösungen im Gebäude; Förderung von Aus- und Weiterbildungsangeboten.
Fehlende Kooperation EE24	Informationskampagnen in Kombination mit Anreizprogrammen und angepasster Regulatorik z.B. für die Nutzung von Abwasserwärme.
Vielfältige Eigentumsstruktur EE25	Schaffung von transparenten Eigentümerstrukturen und Verpflichtung zur Anpassung im Bestand für klimaneutrale Gebäude.
Priorisierung EE26	Die Priorisierung hinsichtlich der Lenkung von begrenzten Finanzmitteln bei multiplen Umweltkrisen ist auf den Werte-Prüfstand zu stellen.
Kostenneutralität EC01	Wärmelieferkosten mittels Baukostenzuschuss anpassen. CO ₂ -Reduktionspauschale für gewerbliche Wärmelieferung auf Basis von erneuerbaren Energien einführen. [Quelle: VEDEC]
Kein Anschluss-zwang EC02	Der Anschluss- und Benutzungszwang kann aus Gründen des allgemeinen Klimaschutzes von Städten und kommunalen Ebenen erlassen werden. Dies ist zur Förderung von fossilfreier Wärmeversorgung umzusetzen.
Endschaftsregelung EC03	Mittels Dienstbarkeiten und Nutzungsverträgen ist die gemeinschaftliche Nutzung der Energiezentrale nach Ende der Contracting-Laufzeit im Rahmen einer Endschaftsregelung zu klären.
Preisentwicklung EC04	Durchführung von Lebenszykluskosten-Betrachtungen für verschiedene Energiepreisszenarien. Für extreme Energieträger-Preisentwicklungsszenarien sind Alternativstrategien vertraglich zu definieren. Alternativ besteht die Option im Rahmen eines partnerschaftlichen Joint-Ventures die Wärmelieferung mitzugestalten.
Terminplanung EC05	Rechtzeitige Einbindung von Energiedienstleistern in der Konzeptionsphase (vor oder in der LP1) um technische Planung ganzheitlich durchzuführen und vertragliche Aspekte zu klären.
Objektvermarktung EC06	Lebenszykluskosten-Betrachtung mit Vergleich der fossilen Lösung mit günstigen Kapitalkosten ohne Energiedienstleister und einer qualitativ höherwertigen Energielösung mit EDL durchführen.

Zusätzliche Schnittstelle EC07	Durch frühe Einbindung eines EDL können Schnittstellen definiert und der Aufwand reduziert werden. Vorteile bietet der ganzheitliche Ansatz eines Contractors von Planung, Bau und Betrieb.
EEC Sichtbarkeit EC08	Erhöhung der Sichtbarkeit durch erhöhte Integration in die Fort- und Weiterbildung von Planern und Projektentwicklern.
Verwaltungs-Aufwand EC09	Anpassung des Kommunalrecht und Vereinheitlichung von EEC-Prozessen für die Vergabe [KÖWA].

Es zeigt sich zusammenfassend in Abb. 3, dass eine Vielzahl der Hemmnisse durch Priorisierung der Finanzmittel, eine frühzeitige, zielgerichtete Projekt-Organisation mit Fachpartnern und dem Willen zur Umsetzung reduziert oder aufgelöst werden können. Um jedoch eine Skalierung der Umsetzung von EE-Lösungen mit Energieliefer-Contracting zu erreichen, ist eine umfassende Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erforderlich. Insbesondere bedarf es einer grundsätzlichen Novellierung von GEG und EnWG, sodass die bestehenden technischen Möglichkeiten im Bereich der erneuerbaren Energien zur Entfaltung gebracht werden können. Langfristig orientiertes Handeln und Planungssicherheit ist in der langzyklischen Immobilienwirtschaft, zur Vermeidung von „stranded assets“ zwingend notwendig. Seitens der kommunalen Verwaltungen sind einfache Genehmigungsprozesse zu gewährleisten und mittels einer übergeordneten Wärmeplanung Entwicklungs- und Erschließungsrichtlinien sowie Vernetzungsangebote zu schaffen.

Projektorganisation, Aus- und Weiterbildung (u.a. Priorisierung, Terminplanung, Contracting-Beratung)	Förderprogramm-Anpassung (u.a. OPEX-Förderung, Klimafolgekosten, OpenData)	GEG-Update (u.a. PEF-Berechnung, KWK-Gutschrift, EE-Vorgaben)	Einfacher Genehmigungsprozess (u.a. Standardisierung und Digitalisierung)	Energiepreisregelung (u.a. variabel gestalten)	Lebenszyklus-Analyse (u.a. Verpflichtend in GEG)
		Kommunale Wärmeplanung (u.a. Abwärme-Kataster, Geothermie-Keimzellen)	Anpassung Regulierung (u.a. Netzentgelte, Fernwärme, Altlasten)	CO2 Preisregelung (u.a. Erhöhung, Aufteilung)	EnWG-Update (u.a. Kundenanlage-Kriterien)

Abb. 3: Gewichtete Erfolgskriterien zur Umsetzung von erneuerbaren Energielösungen mit Energieliefer-Contracting

7. Literaturverzeichnis

BEE, & VEDEC. (2021). *Mehr Erneuerbare im Contracting*. Verband für Energiedienstleitungen, Effizienz und Contracting e.V. (VEDEC) und Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE).

BfEE. (2020). *Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen*. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle - BfEE.

DIN8930. (2003). DIN 8930-5: 2003-11, Kälteanlagen und Wärmepumpen - Terminologie - Teil 5: Contracting.

KÖWA, Rottmann, A., & Oliver, G. D. (2021). *Energetischer Modernisierungs- und Sanierungsbedarf kommunaler Gebäude – Option für kommunale Energiedienstleistungsangebote*. Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e. V.; i.A. BDEW.

PARIS, Hirschl, B., Schwarz, U., Weiß, J., Hirschberg, R., & Torliene, L. (2021). *Berlin Paris-konform machen*. Im Auftrag des Landes Berlin; Berlin. Unter Mitwirkung von: Elisa Dunkelberg, Janis Bergmann, Annika Bode, Isabel Kühn, Christoph Lange, Gregor Weyer, Kathrin Wagner, Carolin Daam, Daniel Busch, Norman Pieniak, Martina Richwien, Sebastian Gütte.

VEDEC. (10. Dezember 2021). *Marktzahlen 2020*. Von <https://vedec.org/das-ist-contracting/marktzahlen-2020/> abgerufen

WPsmart. (2020). *Wärmepumpen in Bedarfsgebäuden*. Freiburg: Fraunhofer ISE.

8. Abkürzungsverzeichnis

BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
BEG	Bundesförderung effiziente Gebäude
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
CAPEX	Capital expenditures / Investition
CEF	CO _{2e} -Emissionsfaktor
CO _{2e}	Treibhausgasäquivalent
EDL	Energiedienstleister
EC	Energie-Contracting
EE	Erneuerbare Energie
EEC	Erneuerbare-Energien-Contracting
GEG	Gebäudeenergiegesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GU	Generalunternehmer
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	HOAI Leistungsphase
OPEX	Operational expenditures / Betriebskosten
PEF	Primärenergiefaktor
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
TWW	Trinkwarmwasser
VEDEC	Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting

Innovatives Versorgungskonzept zur multiplen Nutzung erneuerbarer Energiequellen

des Instituts für Wasser- und Energiemanagement

Robin Fick, M.Eng.; Oliver Stark, M.Sc.; Prof. Dr. Robert Honke; Prof. Dr. Tobias Plessing

Institut für Wasser- und Energiemanagement der Hochschule Hof (iwe), Hof

Abstract

An der Hochschule Hof wird derzeit ein neues Gebäude für das Institut für Wasser- und Energiemanagement gebaut (Fertigstellung 2023). Die Zielsetzung, das Gebäude möglichst vollständig mit Erneuerbaren Energien zu versorgen, wurde bereits frühzeitig in die Ausschreibung und später in die Architektur integriert. So kann eine Plattform für zukünftige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich der Gebäudeversorgung, -Regelung und -Optimierung dezentraler Konzepte geschaffen und als Vorzeigebild der Allgemeinheit präsentiert werden. Das energetische Versorgungskonzept beinhaltet neben thermischer Anlagentechnik (Solarthermie, Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen) auch elektrische Komponenten, wie Photovoltaik, Windkraft und gekoppelte photovoltaisch-thermische Lösungen. Aktuelle Forschungsschwerpunkte, wie die Sektorenkopplung des elektrischen Eigenverbrauchs mittels Wärmepumpen, tragen ebenso wie die Verwendung eines großen thermischen Schichtenspeichers (ca. 157 m³) mit anwendungsoptimierten Einströmgeometrien zur effizienteren Nutzung von erneuerbaren Energien bei. Ein Batteriespeicher und zwei externe Eisspeicher dienen sowohl Forschungszwecken, als auch zur Steigerung der Versorgungssicherheit. Es wird die energetische Kopplung des energieintensiven Laborbetriebs mit dem Gesamtsystem vorgestellt, durch welche forschungsseitige Wärme- und Kältebedarfe und Bereitstellung thermischer bzw. elektrischer Energie aus Brennstoffzellen-, Blockheizkraft- und Brennergastversuchsständen optimal verknüpft werden können.

1. Motivation

Besonders im Bereich dezentraler Versorgungstechnik bedarf es einer Anteilssteigerung von erneuerbaren Energien (EE) am Gesamtmix, um aktuelle energiepolitische Ziele erreichen zu können [1]. Dafür benötigt es Ansätze zur Integration mehrerer unterschiedlicher EE in ein ganzheitliches Konzept. Zur Autarkiesteigerung muss hierbei nicht nur ein Großteil der Gebäudehülle energetisch aktiviert werden, sondern auch zusätzliche Anlagentechnik zur Umwandlung und Speicherung in und um das Objekt integriert werden. Um eine effizientere Nutzung dieser teils stark fluktuierenden Energiequellen zu gewährleisten, werden besonders im dezentralen Sektor Lösungen für eine bedarfsoptimierte Speicherung benötigt [2]. Neben den intermittierenden Eigenschaften sind häufig unterschiedliche Temperaturen der einfließenden Wärmeströme zu berücksichtigen. Hier hat sich insbesondere die Schichtenspeicher-Technik bewährt [3]. Auf Grundlage interner dichteinduzierter Schichtung kann ein Medium (meist Wasser) für vielfältige thermische Anwendungen und Verbraucher mit unterschiedlichen Temperaturen zur Verfügung gestellt werden. Mithilfe strömungsoptimierter Beladegerometrien und einer intelligenten Regelung der teils simultan auftretenden Wärmebelastung sollte sich die Gesamteffizienz durch Minimierung interner Vermischungsvorgänge zusätzlich steigern lassen. Der anhaltende Trend hin zu vermehrter Gebäudeautomatisierung (GA) und „smart-homes“ [4] schafft zudem steuerungs-technische Voraussetzungen für eine energetisch effizientere Nutzung von Systemen in dieser Konstellation. Im Rahmen des geplanten Neubaus des Instituts für Wasser- und Energiemanagement der Hochschule Hof (iwe) soll eine Grundlage geboten werden, derartige Konzepte im Sinne eines Reallabors weiter zu verfolgen und auszubauen. Zukünftige Forschungsvorhaben am iwe sollen sich insbesondere mit der Optimierung der Gebäude- und Regelungstechnik befassen und Methodiken zur breiten Anwendung bringen. In der vorliegenden Arbeit

wird zunächst das Gebäudekonzept vorgestellt. Anschließend werden die einzelnen Verbraucher, Versorgungs- und v. a. Speichereinrichtungen im Kontext zu entwickelnder, ggf. modularer Regelstrategien detaillierter betrachtet. Nach Definition der gebäudeseitigen Hardware-Komponenten folgt die Beschreibung der geplanten Gebäudeleittechnik (GLT) zu deren software-seitiger Kopplung. Abschließend wird auf die Möglichkeiten zur Erweiterung eines solchen Regelkonzeptes im Rahmen zukünftiger Forschungsvorhaben eingegangen.

2. Gebäudekonzept

Das architektonische Gebäudekonzept des iwe verfolgt neben der grundlegenden Integration mehrerer EE die Vereinbarkeit funktionaler Forschungsmöglichkeiten und –Flächen mit einem ansprechenden und ebenso nachhaltigen Erscheinungsbild. Es basiert auf einer im Betonguss-Verfahren erstellten Raumstruktur mit einem quadratischen Grundriss der Seitenlänge 35 m, wobei die Außen- und Innenwände zur Realisierung des Konzeptes mittels Holzkonstruktionen umgesetzt werden. Das modular justierbare System der Außenfassade wird neben der thermischen Nutzung mittels Solar- und Luftkollektoren durch die Integration derer in ein umlaufendes Verschattungskonzept ergänzt (siehe Abbildung 1). Zentrales Element der Versorgungstechnik ist ein Großwärmespeicher (GWS), der sich gut sichtbar über alle Stockwerke erstreckt. Dieser vereinnahmt dabei einen Großteil des bis unter die Dachfläche reichenden Innenbereichs (siehe Abbildung 2). Mit seinen mehr als 40 Anbindungsvariationen zur Gebäudehydraulik besitzt dieser drucklose GFK-Speicher eine äußerst flexible und vielseitige Auslegung zur Integration aller auftretenden Wärmequellen und –Senken.



Abbildung 1: Entwurf der Süd-West-Ansicht des iwe inkl. Außenfassadenkonzept der Architekten von M GmbH

Für den Forschungsbetrieb beinhaltet das Institut, abgesehen von Büros für (wissenschaftliche) Mitarbeiter und Professoren, zahlreiche Räumlichkeiten für den Lehrbetrieb, Labore und Versuchsstände im Bereich der Wasser- und Energieforschung. Letztere befinden sich nicht nur im Gebäude, sondern zusätzlich im Bereich der Außenfassade, Dachflächen und im umgebenden Areal zur Untersuchung externer Einflussgrößen.

Im Rahmen der Gebäudeplanung wurde bereits frühzeitig der Grundstein für eine möglichst flexible und vielseitige Nutzung von EE gelegt. Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen (WP), Solarthermie, Windkraft, Photovoltaik (PV) sowie gekoppelte photovoltaisch-thermische Lösungen (PVT) werden in die gesamte Gebäudetechnik integriert. Zusätzlich beinhaltet das Konzept mehrere Blockheizkraftwerke (BHKW) und energetische Laborprüfstände zur thermischen und elektrischen Versorgung. Diese multiple Ausgangsbasis ermöglicht es, ein breites Spektrum unterschiedlicher Szenarien zur energetischen Gebäudeaktivierung im Rahmen zukünftiger Forschungsvorhaben untersuchen zu können.



Abbildung 2: Schnittdarstellung des iwe-Gebäudes inkl. zentralem GWS der Architekten von M GmbH

Die energetische Steuerung bzw. Regelung des Gebäudes erfolgt primär über eine zentrale und konventionelle GLT, die speziell für den Betrieb des GWS und der Forschungseinrichtungen durch eine separate GA ergänzt wird. Diese Schnittstelle soll für weitere Forschungsvorhaben als Basis zur Integration von effizienzsteigernden Regelalgorithmen dienen. So wird eine Möglichkeit geschaffen, extern berechnete bzw. prädizierte Steuergrößen für den Gebäudebetrieb an die Anlagentechnik zu kommunizieren. Auf Basis einer handelsüblichen GA und deren zusätzlicher externer Beeinflussung sollen so Modelle und Schnittstellendefinitionen im Rahmen übertragbar zu gestaltenden Konzepten ausgearbeitet und integriert werden können. (siehe Abbildung 3)

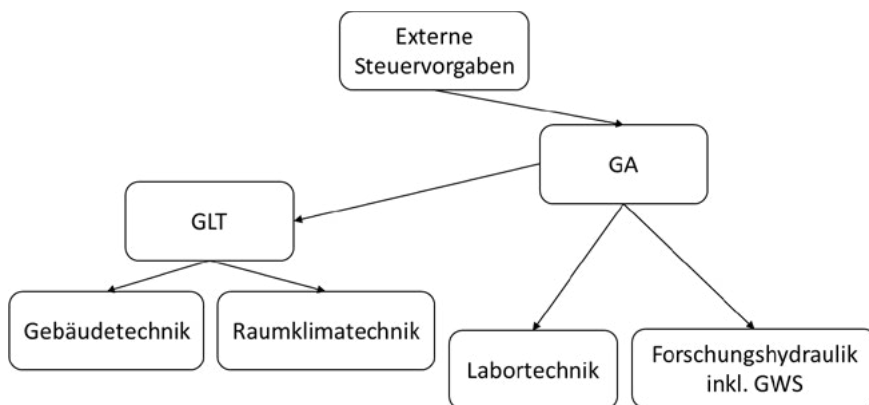


Abbildung 3: Geplante Schnittstellenkommunikation

Die Bauphase des iwe-Gebäudes startete im September 2019 und soll voraussichtlich Mitte 2023 durch eine finale Inbetriebnahme beendet werden. Aktuell befindet sich das Gebäude in der Rohbauphase, welche planmäßig im Frühjahr 2022 finalisiert werden soll. Bereits im Anschluss findet die Integration des Fassadenkonzeptes mit Solar- und Luftkollektoren und die des GWS statt.

2.1 Außenfassade

Das Energiekonzept der seitlichen Gebäudeflächen wird durch ein duales Fassadenkonzept abgebildet. Dies besteht zusätzlich zur eigentlichen, hölzernen Gebäudeaußenseite aus einem abgesetzten Stahlgestell zur Integration von Solar-, Luft- und gekoppelt photovoltaisch-thermischen Kollektoren und erstreckt sich über eine gesamte Fläche von mehr als 600 qm. Durch die äußerst flexible und nachträglich justierbare Außenfassade kann neben der aktiven Verschattung mittels Jalousien (via GA) auch eine optimale passive Verschattung erzielt werden. Mithilfe einer modularen Ausführung auf Basis handelsüblicher Montagesysteme wird eine grundsätzliche Anpassung unterschiedlicher Neigungswinkel der Paneele für Sommer- und Winterbetrieb ermöglicht. (siehe Abbildung 4)

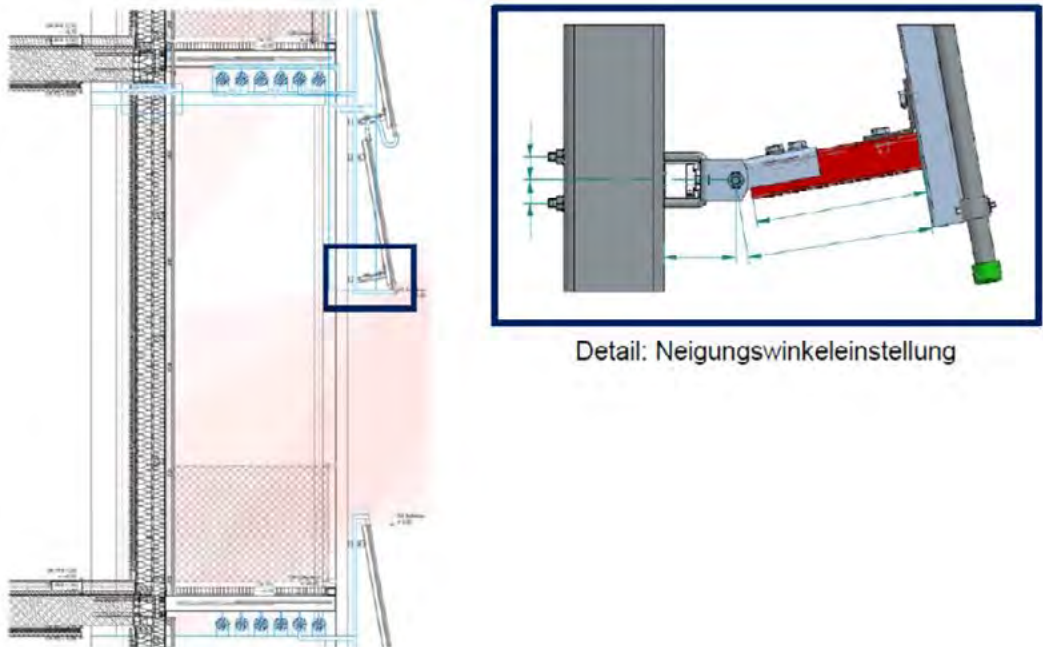


Abbildung 4: Schnittdarstellung des doppelten Fassadenkonzepts mit unterschiedlichen Sonneneinstrahlungswinkeln (hellrot: Winter, dunkelrot: Sommer) der Architekten von M GmbH

Auf der Dachfläche sind neben wassertechnischen Versuchsanlagen (etwa 300 m²) ebenfalls energetische Versorgungstechnik, wie Glykol-Rückkühler und PV-Anlagen, vorgesehen (siehe Abbildung 5). Letztere setzen das Verschattungskonzept der Außenfassade auch im horizontalen Bereich der Dachterrasse fort und dienen so dem gesteigerten Nutzerkomfort im Innen- und Außenbereich. Die Gebäudestatik im oberen Bereich des Aufzugsschachtes wurde zudem frühzeitig für eine zusätzliche Kleinwindkraftanlage konzipiert. So dient die Gebäudeoberseite hinsichtlich energetischer Gesichtspunkte in erster Linie zur elektrischen Nutzung von EE, welche im Konzeptrahmen durch einen Akkumulator (geplant: 145 kWh) gepuffert oder mittels power-to-heat-Anlage (P2H; 100 kW) und WP-Technik thermisch gespeichert werden kann (Sektorenkopplung). So übersteigt bereits das Konzept der Gebäudehülle mit Elementen für eine Luft/Wasser-Wärmepumpe, PV-Anlage und direkter solarthermischer Energienutzung die Ausstattung handelsüblicher Gebäudekonzepte deutlich.

Die außenliegende Technik wird im weiteren Verlauf für erzeuger- und regelungstechnische Forschungsvorhaben und zur Gebäudeversorgung - speziell in Verbindung mit dem GWS - Anwendung finden. Dieses Konzept ermöglicht zum einen Tests und Optimierungen von selbstentwickelten PVT-Kollektoren [5]. Zum andern kann diese energetische Gebäudeversorgung mittels EE ein breites Spektrum unterschiedlicher Szenarien abdecken, in ein übergeordnetes Regelkonzept integriert und energetische Effizienzsteigerungen weiter erforscht werden.

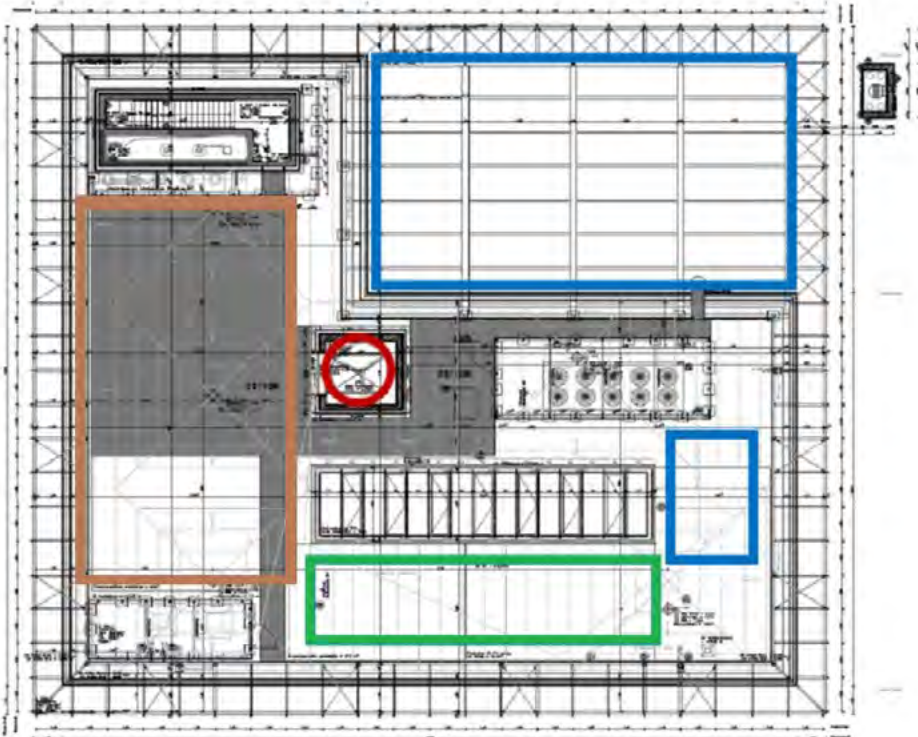


Abbildung 5: Gebäude-Aufsicht mit Versuchsflächen für PV (blau), Windkraft (rot), Wassertechnik (grün) und solare Anwendungen (braun) der Architekten von M GmbH

Zusätzliche Reserveflächen der Außenfassade (etwa 130 m²) ermöglichen auch zukünftig die Integration weiterer Anlagentechnik für Forschungszwecke zur Erhöhung der thermischen und elektrischen Versorgungssicherheit komplex betriebener Gebäudesysteme.

Die Kombination dieser energetischen Aspekte mit einer Regelung durch eine zentrale GA soll bereits zur Gebäudeinbetriebnahme eine stabile Ausgangsbasis bilden, um künftig zu entwickelnde, übergeordnete Regelalgorithmen aufbauen, abbilden und testen zu können.

2.2 Raumklimatechnik

Das Gebäudekonzept sieht eine Klimatisierung der definierten Zonen bis hin zu einzelnen Räumen durch differenzierte Anlagen der Raumlufttechnik (RLT), der Aktivierung der Gebäudemasse und zusätzlich konventioneller Heizungstechnik (Radiatoren) im Hochtemperaturbereich vor. Diese bereits vorab definierte Aufteilung stellt die Basis für weitere regelungstechnische Forschungsvorhaben dar und wird für einen möglichst effizienten Betrieb über die GA bzw. GLT adaptiv manipulierbar ausgelegt.

Hochfrequentierte Bereiche, wie Büros, Vorlesungs- und Laborräume, sind bereits im Rahmen der GLT mit Equipment zur Sollwertvorgabe, Erfassung raumlufttechnischer Ist-Werte und hydraulischer

Steuertechnik ausgestattet. Dabei werden die Büroräume mittels Fußbodenheizung auf Mitteltemperaturniveau (in der hiesigen Hydraulikkonstellation $> 20\text{ °C}$), die Vorlesungsräume durch zusätzliche Wandheizungen und das zweistöckige Technikum via Deckenstrahler von einer Hochtemperaturversorgung ($> 50\text{ °C}$) beheizt. Für den erforderlichen Luftaustausch und Aufrechterhaltung der klimatischen Grundlast in Vorlesungs-, Labor- und Sanitäräumen sorgen zwei unabhängige RLT-Anlagen mit separat steuerbaren Zonen. Ein S2-Labor (biologische Sicherheitsstufe 2) im Bereich der Wassertechnik ist zur Einhaltung spezieller raumklimatischer und lufttechnischer Sollwerte bereits mit dafür notwendigem, zusätzlichem Equipment ausgestattet.

Der gebäudeinterne Kältekreis wird primär mithilfe einer Kompressionskältemaschine und einem Glykol-Rückkühler abgebildet und kann durch Kopplung des Letzteren an die RLT eine teilweise Gebäudekühlung bewerkstelligen. Für Forschungszwecke kann zusätzlich eine laborseitige Adsorptionskältemaschine in das Versorgungskonzept integriert werden und so vor allem in den Sommermonaten, wenn der saisonale Speicher voll beladen ist, überschüssige Wärme des GWS zielgerichtet transferieren. Eine forschungsseitige Versorgung durch die außenliegenden Eisspeicher ist anlagentechnisch ebenfalls bereits integriert. Deren kälteseitige Einbindung in die RLT ist erst im Rahmen weiterer Untersuchungen vorgesehen aber bereits nach Fertigstellung der Gebäudetechnik hydraulisch adaptiert.

2.3 Labor- und Versuchsanlagen

Die Laboranlagen des Institutsgebäudes beschränken sich nicht nur auf die bereits erwähnten Fassaden- und Dachbereiche, sondern auch auf Räumlichkeiten für den wasser- und energietechnischen Laborbetrieb. So befinden sich im 1. OG ein analytisches und das bereits erwähnte S2 Labor, sowie je ein Labor für Wasserinfrastruktur und Wassermanagement. Im 2. Obergeschoss sollen sich, v. a. zur Nutzung für Praktika, Brenner-, Wärmepumpen und Analytiklabore zum Betrieb von Micro-BHKWs (konventionell und mit Stirling-Motor) und einer Brennwerttherme (insg. bis zu $62,9\text{ kW}$ Wärmeleistung) befinden. Diese sind zum einen verbraucherseitig am zentralen Wärme- und Kältekreis angebunden, können zum anderen aber auch die durch energetische Versuche bereitgestellte Energie- bzw. Wärmemengen über selbige wieder in das System zurückspeisen. Durch eine im weiteren Forschungs-Verlauf zu berücksichtigende Laborplanung soll proaktiv Einfluss auf interne Energieflüsse genommen und die Effizienz des Gesamtsystems zusätzlich erhöht werden können.

Im nördlichen Gebäudebereich befindet sich mit einer Fläche von etwa 300 m^2 eine Technikums-Halle, die sich mit einer Gesamthöhe von etwa 8 m vom EG bis in das 1. OG erstreckt. Hierin werden zusätzlich zwei voneinander unabhängige Klimakammern (Fassungsvermögen insg. ca. 150 m^3) für Versuchs- und Validierungszwecke energetischen Equipments platziert und eigenständig von einer weiteren, dritten RLT-Anlage versorgt.

Im nördlichen Außenbereich des Gebäudes befinden sich zudem die erwähnten Eisspeicher (je ca. 20 m^3), die mittels Wärmepumpen an die Gebäudehydraulik gekoppelt sind. Diese sind in einer vertikal geschlossenen Betonummantelung mit zusätzlicher Erdreichtemperierung eingebettet, um für zukünftige Forschungs-Zwecke definierte Umgebungsrandbedingungen simulieren zu können. In den Speichern befinden sich je ein Entzugs- und ein Regenerationskreislauf für deren Nutzung als Wärmequelle bzw. -Senke. Um ein für Forschungszwecke genaues Monitoring aller internen und umgebenden Temperaturen aufnehmen zu können, sind insgesamt über 80 PT100 -Sensoren radial verteilt vorgesehen. Diese werden durch weitere Messtechnik zur Feuchte-, Füllstandsbestimmung und durch eine kameragestützte Kontrollvorrichtung ergänzt.

2.4 Großwärmespeicher

Der GWS stellt nicht nur architektonisch, sondern in besonderem Maße auch anlagen- und energietechnisch das zentrale Element des Gebäudes dar (siehe Abbildung 6). Mit einer Höhe von 12,5 m bei einem Durchmesser von 4 m besitzt der drucklose GFK-Tank ein theoretisches Speichervolumen von etwa 157 m³ Wasser. Dieser wird im Rahmen des Bauprozesses in Form von einzelnen GFK-Elementen erst nach Errichtung der gesamten Gebäudehülle mittels interner Montage auf dem dafür erstellten Podest im Kellerbereich in das Zentrum integriert (siehe Abbildung 2). Anschließend wird die gesamte hydraulische Anlagentechnik sowohl extern (von Wärmetauschern) als auch intern (Trägergerüst inkl. Be- und Entladeeinrichtungen) montiert und der Speicher mit einer 200 mm dicken extrudierten Polystyrol-Dämmung am Boden und einer ebenso dicken Mineralfüllung im Mantel- und Deckenbereich zur Verlustreduktion umschlossen. Mithilfe von insgesamt zwei Mannlöchern ist im unteren Bereich bei geringeren Füllgraden und im vollen Zustand von oben (bei unkritischen Speichertemperaturen) eine nachträgliche Installation oder Manipulation von Messequipment, Be- und Entladetechnik möglich.

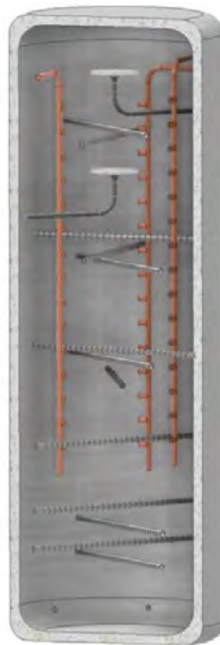


Abbildung 6: Prinzipielle GWS-Konzeptionierung inkl. Beladevorrichtungen

2.4.1 Hydraulische Kopplung von Gebäudetechnik und GWS

Das drucklose GWS-Konzept basiert auf einer hydraulischen Kopplung von verbraucher- als auch erzeugerseitiger Anlagentechnik durch Wärmetauscher auf unterschiedlichen Temperaturniveaus. Die Mittel- und Hochtemperaturversorgung (MT, HT) des Gebäudes erfolgt dabei primär über zwei separate Verteilerschienen bzw. Kreisläufe, die neben der Anbindung des hochschulseitigen Nahwärmenetzes auch die komplette interne Hydraulik zur Gebäudeklimatisierung beinhalten. Im HT-Bereich werden die Adsorptionskältemaschine, RLT-Anlagen, statische Heizungen (Wandheizelemente) und die Klimakammern vom GWS bzw. im Bedarfsfall vom Nahwärmenetz versorgt. Der MT-Verteiler, ebenfalls von Letzteren gespeist, versorgt in dieser Konstellation hauptsächlich die diversen Flächenheizsysteme der Vorlesungs-, Projekt- und Mitarbeiter Räume. Durch bereits in die Laborräume integrierte Verteilertechnik besteht ebenfalls die Möglichkeit, diese unterschiedlichen Temperaturniveaus für anlagentechnische Forschungs-Zwecke zu nutzen aber auch Abwärme von lokalen Anlagen in das Gesamtsystem rückspeisen zu können. (siehe Abbildung 7)

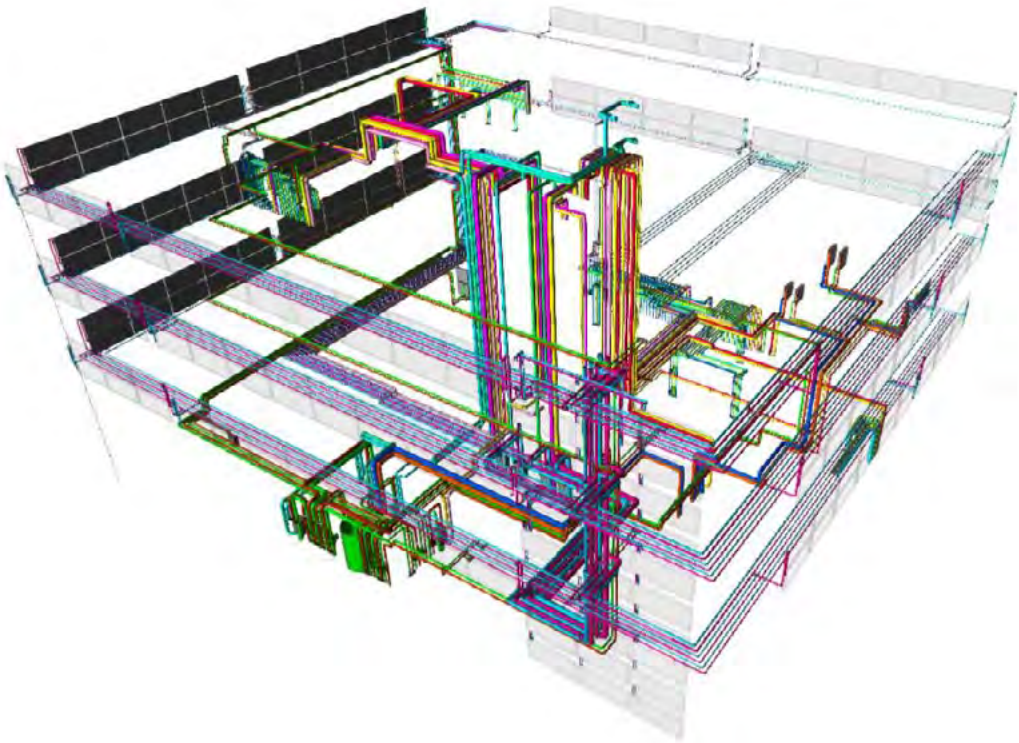


Abbildung 7: Süd-Ost-Ansicht der forschungsseitigen Gebäudehydraulik inkl. zentraler GWS-Anbindung des Ingenieurbüros H + S ingenieure GmbH

Um eine möglichst effiziente Beladung der unterschiedlich auftretenden Temperaturniveaus in den GWS sicherstellen zu können, ist speicherseitig eine Steuerung der Hydraulikanlage vorgesehen. Dadurch können niedrigere Temperaturen mit einer tiefer im GWS angebrachten Einströmvorrichtung und höhere Niveaus in Abhängigkeit der internen Speichertemperaturen in obere Bereiche eingebracht werden [3]. Eine im Rahmen weiterer Forschungsprojekte zu entwickelnde intelligente Regelung dieser Hydraulik soll bereits vor dem Einströmen in den Speicher Einfluss auf die internen Vermischungsvorgänge nehmen und die Effizienz des Systems steigern [6].

2.4.2 Be- und Entladegeometrien

Die Integration mehrerer EE benötigt zusätzlich zu extern höhenabhängig steuerbaren Hydraulikanbindungen auch speicherinterne Vorrichtungen, um die bereits im GWS vorherrschende Temperaturschichtung nur unwesentlich zu beeinflussen. Deren Aufgaben beziehen sich primär auf die Reduktion der Eintrittsgeschwindigkeit und sekundär auf eine dichteinduzierte Einschichtung in unterschiedliche Temperaturbereiche entsprechender (Speicher-)Höhe [7]. Dafür haben sich seit geraumer Zeit verschiedene Geometrien wie Radialdiffusoren, Querstrom- oder Schichtladerohre bewährt [8, 9, 10]. Die Komplexität der Gebäudetechnik bedingt eine hohe Anzahl verschiedener teils konstanter und teils stark fluktuierender Wärmequellen, die durch die interne Geometrieauslegung berücksichtigt werden sollen. So werden für Erzeugeranlagen mit im Betrieb gleichbleibend hohen Temperaturlevel (BHKW, P2H etc.) Radialdiffusoren im obersten, konstant heißen GWS-Bereich installiert [9]. Für volatil auftretende Temperaturniveaus (Solarthermieanlagen an verschiedenen orientierten Außenfassaden etc.) werden vorzugsweise Schichtladerohre (SLR) verwendet, um eine Temperatur- bzw. Schwerkraft-induzierte Schichtung bereits in der Beladengeometrie zu erzielen [8]. Die

variabel zu steuernden Volumenströme können anschließend aus dem SLR in die entsprechende Temperaturschicht gedämpft ausströmen. Zur Integration weiterer Erzeugeranlagen und Entladung des Speichers über unterschiedlichste Verbraucher (Adsorptionskälteanlage, HT- und MT-Heiztechnik, RLT-Anlagen etc.) werden zusätzlich Querstromrohre in verschiedenen Höhen und horizontalen Ausrichtungen in das Konzept integriert. Eine Anbindung diverser Anlagen über konventionelle Flansche an der Tankaußenseite ist ebenfalls vorgesehen. Eine nachträgliche Optimierung der einzelnen Geometrien ist ebenso wie der Aufbau einer übertragbaren Speicher- und Gebäuderegung im Rahmen weiterer Forschungsvorhaben vorgesehen. Insgesamt werden so mindestens 4 Schichtladerohre mit anwendungsspezifischen Längen, 2 Radialdiffusoren und diverse Querstromrohre an einem internen Trägergestell in den GWS integriert und mittels außenliegender Verteilertechnik hydraulisch beaufschlagt. Mithilfe numerischer Strömungssimulationen sollen Auslegungsberechnungen für simultane Be- und Entladungen durchgeführt und darauf basierend weiteres Optimierungspotenzial definiert und umgesetzt werden [11].

2.4.3 Temperaturmesssystem

Die grundlegende Steuerung der forschungsseitigen Gebäudeausrüstung (Laboranlagen, GWS etc.) basiert primär auf einer Temperaturmessung mittels handelsüblicher Sensoren. Es werden insgesamt 12 Fühler in unterschiedlichen Höhen in den Speicher integriert. Es wird erwartet, dass sich so bereits ein ausreichend genaues Temperatur-Höhen-Profil erfassen lässt.

Um interne Strömungsvorgänge im Speicher in situ erfassen zu können, wird diese eindimensionale Auflösung im weiteren Verlauf der Bauphase um ein faseroptisches Temperaturmesssystem nach dem Rayleigh-Prinzip (distributed temperature sensing – DTS) mit insgesamt acht Messlanzen ergänzt [11]. Deren radiale Anordnung und die hohe örtliche Auflösung im Millimeterbereich innerhalb eines Messstrangs soll eine quasi-dreidimensionale Temperatureaufnahme ohne erhebliche zeitliche Verzögerung ermöglichen. Diese Messgenauigkeit kann im Rahmen weiterer Forschungsvorhaben besonders zur Validierung bereits vorab durchgeführter Strömungssimulationen [12] und zu entwickelnder Regelstrategien der Hydraulik herangezogen werden.

3. Gebäuderegung

Gebäudeleittechnik: Die aktuelle Gebäudeplanung sieht eine dem Stand der Technik entsprechende Steuerung in Form einer handelsüblichen GLT vor. Diese steuert primär die gebäudeseitige Energie- und Wärmeversorgung durch das angrenzende Nahwärmenetz der Hochschule Hof und die internen Kältelasten mittels Kompressionskältemaschine. Die Heiz- und Raumluftechnik wird folglich durch eine konventionelle Regelung auf Sollwertbasis der einzelnen Raum- bzw. Zonentemperaturen beeinflusst. Diese Steuerung soll jedoch idealerweise lediglich eine „fall-back“-Lösung für einen Standard- bzw. Notfallbetrieb darstellen.

Gebäudeautomatisierung: Dieses Grundkonzept wird im Verlauf der Gebäudeerstellung um eine zusätzliche, übergeordnete Gebäudeautomatisierung des Unternehmens Loxone Electronics GmbH [13] erweitert um einen forschungsseitigen Zugriff auf die restliche energetische Versorgungstechnik zu ermöglichen. Ein Eingriff auf zuvor definierte Anlagenteile der GLT (MT- und HT-Heiztechnik, Sensor-, Aktor-Technik etc.) wird hiermit ebenfalls möglich sein und trägt zur Flexibilisierung des Gesamtkonzeptes bei.

Primäres Ziel der GA ist die Distribution einzelner Erzeuger (durch EE und energetische Versuche) und Verbraucher (Laborversorgung, RLT etc.) in Kombination mit dem GWS (siehe Abbildung 8). Dies soll im Rahmen eines grundsätzlichen Energiemanagementsystems erfolgen. Zudem soll diese übergeordnete GA neben der Regulierung der raumklimatischen Sollwerte das elektrische Management (PV-Einbindung und –Speicherung etc.) und die Steuerung der Beleuchtungs- und Beschattungstechnik für einen erhöhten Nutzerkomfort regeln.

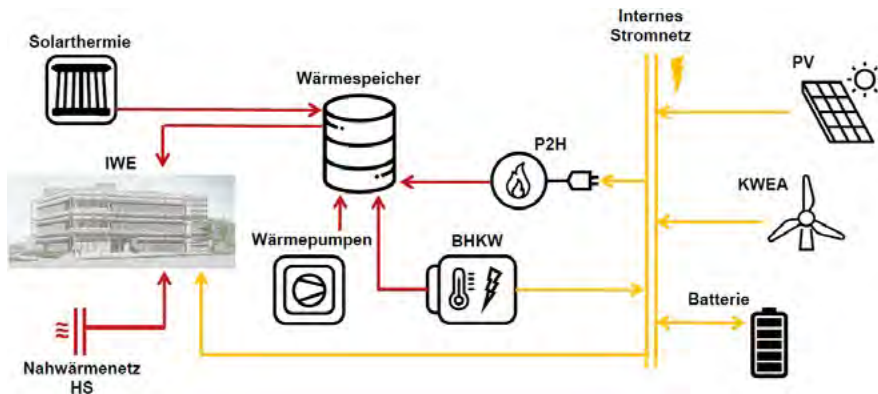


Abbildung 8: Hauptkomponenten des Energiemanagementsystems [14]

Die GA wird dafür in einer dezentralen Hierarchie konzeptioniert und ist so in der Lage, einzelne Gebäudeabschnitte (energetische Fassadeninstallationen, Laborräume, Anlagentechnik, GWS inkl. Ventiltechnik etc.) über je eine Einheit („Slave“) separat zu überwachen und zu regeln. Die IT-seitige Anbindung dieses Systems an die GLT bzw. an nachträglich zu integrierender Regelungstechnik erfolgt letztendlich durch eine zentrale Schnittstelle („Master“).

Diese Auslegung soll es ermöglichen, alle unterschiedlichen Anlagen zur Wärmebereitstellung durch EE und zentralem BHKW, geregelt über die jeweils zuständigen Wärmetauscher, an den GWS zu koppeln. Durch die steuerungstechnische Anbindung der Labortechnik wird zusätzlich die Möglichkeit geschaffen, den GWS auch durch weitere energetische Versuchsanlagen zu speisen.

Auf Seite der hydraulischen Verbraucher ist die Regelung der einzelnen thermischen Zonen durch Heizwände und Fußbodenheizung im MT- und HT-Bereich durch den GWS vorgesehen. Die forschungsseitige Versorgung der Eisspeicher (Regeneration und Umgebungstemperierung), Wärmepumpen-Versuchsstände und allgemeine Warmwasserbereitstellung (kein Brauchwasser) soll ebenfalls durch die GA-Regelung aus dem zentralen thermischen Speicher erfolgen.

Die im GWS vorhandene Energie soll durch dieses Konzept letztendlich für unterschiedlichste Bereiche der Gebäudeversorgung und –Temperierung genutzt werden können, folglich eine Anbindung an das Nahwärmenetz erübrigen und so den Autarkiegrad langfristig steigern.

4. Ausblick und zukünftige Zielstellungen

Die thematisierte Gebäudeausrüstung beinhaltet ein breit gefächertes Repertoire zur Integration mehrerer EE in ein komplexes energetisches Versorgungskonzept und stellt folglich eine optimale Basis für zukünftige Forschungsvorhaben dar.

In Abschnitt 3 wurde bereits das grundlegende Konzept zur Berücksichtigung nahezu aller Sensoren und Aktoren im GLT- als auch Forschungsbereich aufgeführt. Ausgehend von diesem Standardbetrieb aller Komponenten soll in einem weiteren Schritt ein Energiemanagementsystem zur Berücksichtigung aller intern und extern auftretenden Wärmebilanzen und deren Interaktionen mit dem GWS entwickelt werden. Um den Autarkiegrad des Gebäudes weiter zu erhöhen, soll folglich die Erstellung vorausschauender Regelalgorithmen und die Anbindung dieser an die GA erfolgen. So sollen zukünftige Wetterdaten (typischerweise 3-Tages-Vorausschau), laborseitige Versuchspläne für Betrieb von energetischen Anlagen und die Belegungspläne von Büros und Laboren in der Regelung berücksichtigt werden können.

Die Erweiterung eines solchen Regelkonzeptes um physikalische Modelle von Gebäude, Klima- und Speichertechnik ermöglicht in einem weiteren Schritt eine Vorabsimulation einzelner interner Betriebszustände. Werden diese wiederum in Form eines model-predictive-control-Ansatzes (MPC)

vereint, kann bereits frühzeitig eine Vorhersage von energetischen Lasten getroffen und dem Verhalten entgegengesteuert werden [15]. Die hierfür notwendige Schnittstellenkommunikation zum Datenaustausch von Regelsystem und GA muss in zukünftigen Forschungsvorhaben definiert, ausgelegt und implementiert werden. Die Optimierung anwendungsgerechter Simulationsmodelle von GWS, Gebäudestruktur und Anlagentechnik können hier in besonderem Maße zur Steigerung einzelner Effizienzgrade und folglich des Gesamtsystems beitragen und sollten ebenso wie die MPC in zukünftigen Projekten vorangetrieben werden [16].

Der GWS sollte dabei nicht nur das zentrale Element im Gebäude, sondern auch für weitere Untersuchungen sein, um besonders im Bereich der multiplen Beladung (speziell durch EE) weitere Fortschritte zur Effizienz- und Autarkiesteigerung solch komplexer Anlagensysteme voranzutreiben zu können. Die Messung speicherinterner Temperaturprofile mittels DTS stellt hierfür eine bestmögliche Plattform dar, um vorab simulierte und anschließend prädizierte Speicherzustände aufnehmen, bewerten und optimieren zu können.

5. Danksagung

Die Autoren danken dem Bayerischen Staatsministerium für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst für die Förderung dieses Projektes.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt (2021). Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> (Abgerufen am: 20.09.2021)
- [2] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2020). VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)
- [3] Göppert, S.; Urbaneck, T.; Schirmer, U.; Lohse, R.; Platzer, B. (2008). Be- und Entladesysteme für thermische Schichtenspeicher: Teil 1 – Überblick. *Chemie Ingenieur Technik* 80 (3), S. 287–293. DOI: 10.1002/cite.200700162.
- [4] Statista GmbH (2021). Smart Home Report 2021. Statista Digital Market Outlook.
- [5] Kreuzer, M.; Stark, O.; Plessing, T.; Mank, V.; Pels Leusden, C. (2021). Weiterführende Untersuchungen am PVT-Isolierglaskollektor. RET.Con 2021, Nordhausen (Vortrag + Tagungsbandeintrag).
- [6] Lal Shrestha, N.; Urbaneck, T.; Oppelt, T.; Platzer, B.; Göschel, T.; Uhlig, U.; Frey, H. (2016). Implementation of large solar thermal system into district heating network in Chemnitz (Germany). ISES Solar World Congress 2017 and the IEA SHC Solar Heating and Cooling Conference for Buildings and Industry 2017.
- [7] Lohse, R.; Göppert S.; Urbaneck T.; Schirmer U.; Platzer B.; Bühl J.; Nilius A. (2009). Planungsleitfaden zur geschichteten Be- und Entladung thermischer Speicher in solarthermischen Anlagen. Technische Universität Chemnitz; Technische Universität Ilmenau. Chemnitz, Ilmenau: Techn. Univ. Chemnitz Professur Techn. Thermodynamik; Techn. Univ. Ilmenau Fachgebiet Thermo- und Magnetofluidynamik.
- [8] Göppert, S.; Lohse, R.; Urbaneck, T.; Schirmer, U.; Platzer, B.; Steinert, P. (2009). New computation method for stratification pipes of solar storage tanks. *Solar Energy* 83 (9), S. 1578–1587. DOI: 10.1016/j.solener.2009.05.007.

- [9] Findeisen, F.; Urbaneck, T.; Platzer, B. (2018). Radiale Diffusoren - Untersuchung des dreidimensionalen Strömungsverhaltens mittels CFD (Teil 1). *Chemie Ingenieur Technik* 90 (7), S. 956–968. DOI: 10.1002/cite.201700023.
- [10] Göppert, S.; Urbaneck, T.; Schirmer, U.; Lohse, R.; Platzer, B.; Steinert, P. (2010). Einfache Methode zur Berechnung des Ausströmverhaltens von Schichtenladern thermischer Speicher. *Chemie Ingenieur Technik* 82 (5), S. 681–690. DOI: 10.1002/cite.200900145.
- [11] Samiec D. (2011). Verteilte faseroptische Temperatur- und Dehnungsmessung mit sehr hoher Ortsauflösung. *Photonik* 6/2011: Optische Messtechnik.
- [12] Herwig A.; Ubreit L.; Rühling K. (2019). Temperaturfeldmessung in Großwärmespeichern von KWK-basierten Fernwärmesystemen als Werkzeug zur Effizienzsteigerung – SPICE (SPeICherEffizienz) Abschlussbericht. Technische Universität Dresden.
- [13] Loxone Electronics GmbH (2021). Gewerbe: Intelligente Gebäudeautomation in Büro- & Geschäftsräumen. <https://www.loxone.com/dede/gewerbe/buero-geschaeff/>. Abgerufen am 17.12.2021.
- [14] Freepik Company S.L. (2021). Hauptseite. <https://www.flaticon.com/>. Abgerufen am: 17.12.2021.
- [15] Drgona J. et al. (2020). All you need to know about model predictive control for buildings. *Annual Reviews in Control*, 50, 190-232.
- [16] Kuboth, Sebastian (2020). Modellprädiktive Regelung von Wärmepumpensystemen in Einfamiliengebäuden. Berlin: Logos, 2020. - XII, 189 S. - (Thermodynamik; 35) ISBN 978-3-8325-5168-1; (Dissertation, 2020, Universität Bayreuth, Fakultät für Ingenieurwissenschaften).

„EnShade - innovative multifunktionale Sonnenschutz-Wärmedämm-PV-Systeme in Leichtbauweise zur hocheffizienten energetischen Dämmung verglaster Gebäudeöffnungen mit integrierter solarer Energiegewinnung“

Stefan Krause¹, Robert Seibt¹, Peter Kaufmann¹

¹Institut für Strukturleichtbau und Energieeffizienz gGmbH, Chemnitz

Abstract

Verglaste Flächen an Industrie- und Gewerbegebäuden tragen aufgrund ihrer im Vergleich zu den Wänden der Gebäude geringeren Wärmedämmung überproportional zu Wärmeverlusten bei. Darüber hinaus bedingen Gebäudeverglasungen einen infolge meist hoher Flächenanteile an der Gebäudehülle erhöhten energetischen Aufwand für die Klimatisierung des Gebäudes, sofern im Falle hoher solarer Einstrahlung keine hinreichende Verschattung gewährleistet werden kann. Ziel des hier dargestellten Forschungs- und Entwicklungsprojekts „EnShade“ war die signifikante Gebäudeenergiebedarfsreduzierung sowie eine erhöhte Nutzung regenerativer Energien (PV) für verglaste Gebäudehüllflächen. Dafür wurden im Rahmen des Projektes multifunktionale Sonnenschutz-, Wärmedämm- und PV-Systeme zur Steigerung der Energieeffizienz verglaster Gebäudeöffnungen entwickelt. Die erarbeiteten konzeptionelle Entwürfe und konstruktiven Gestaltungen wurden in Funktions- und Großdemonstratoren überführt und erprobt.

1. Einleitung

Das innovative multifunktionale Fensterladensegment, dient sowohl der effektiven Wärmedämmung und damit der Einhaltung der aus der EnEV ab 2016 (vgl. [1]) abzuleitenden Forderungen zur Minimierung von Wärmeverlusten im Winter, als auch zur Abschattung sowie als sommerlicher Wärmeschutz mit dem Ziel der Reduzierung des Energieaufwandes für die Klimatisierung von Gebäuden. Beide Aspekte sind verbindliche Bestandteile der Festlegungen des Klimaschutzplans 2050 der Bundesrepublik Deutschland [2], der auf den Pariser Klimaschutzvertrag [3] Bezug nimmt und das zentrale Ziel dieses Vertrages – die Absenkung der prognostizierten Klimaerwärmung auf einen Anstieg von unter 2 K bezogen auf die weltweite Durchschnittstemperatur – durch konkrete Energieeinsparmaßnahmen zur Verminderung des CO₂-Austoßes unternimmt. Abb. 1 illustriert dies am Beispiel der zunehmenden Verschärfung der Energiesparvorgaben für den Heizenergiebedarf von Neubauten (vgl. [4]), die sich perspektivisch nur durch konsequente Verbesserung der Gebäudedämmung einhalten lassen.

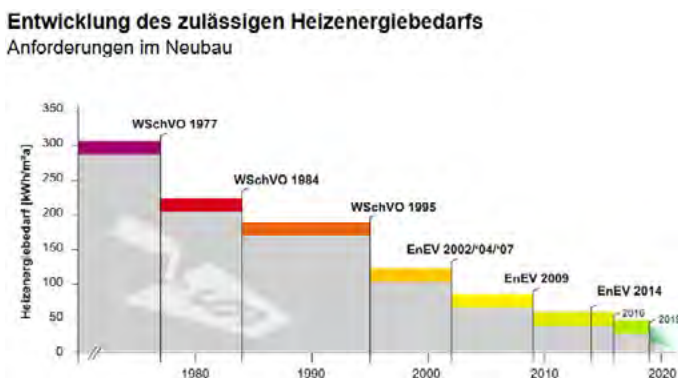


Abb. 1: Entwicklung der gesetzlichen Energiesparvorgaben für Neubauten ([4])

Im Sinne dieser Vorgaben soll das entwickelte System einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Energiebilanz von Gebäuden leisten, indem dem Anstieg der zur Temperierung erforderlichen Heiz-

und Kühllasten – der mit dem mit modernen architektonischen Konzepten einhergehenden steigenden Anteil von Gebäudeverglasungen zusammenhängt – entgegengewirkt wird ([5], [6]).

Der Stand der Wissenschaft und Technik ist gekennzeichnet durch Einzellösungen für die Funktionalitäten Wärmedämmung, regenerative Stromerzeugung mittels Photovoltaik (PV) sowie Verschattung. Abb. 2 stellt eine stark vereinfachte Übersicht der zu Projektbeginn auf dem Markt vorhandenen Einzel- und Kombinationslösungen dar.

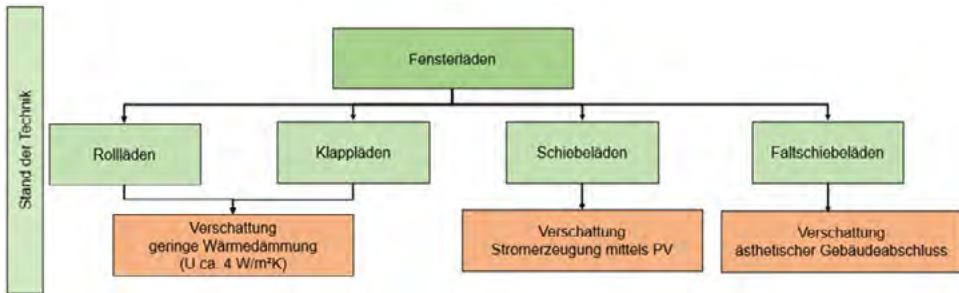


Abb. 2: Stand der Technik am Markt verfügbarer Fensterläden bei Projektbeginn

2. Zielstellung

Das Gesamtziel des Vorhabens war die Produkt- und Verfahrensentwicklung eines energieeffizienten, thermisch hochdämmenden Sonnenschutzsystems mit integrierten PV-Modulen zur solaren Energiegewinnung, das als vorgelagerte Komponente an Gebäudeverglasungen zu installieren ist und deren Energiebilanz erheblich verbessert (Abb. 3).

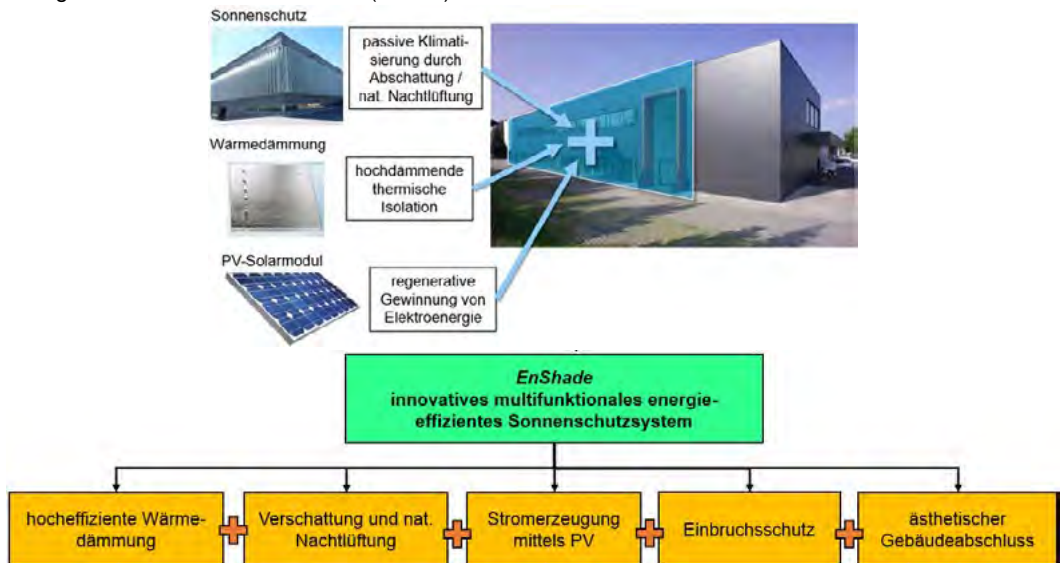


Abb. 3: EnShade: Multifunktionales Sonnenschutz-, Wärmedämm- und PV-System zur Steigerung der Energieeffizienz verglaster Gebäudeöffnungen

Das Projekt zielte durch innovative Funktionsintegration hocheffizienter Wärmedämmung, effektiven (geregelt) Sonnenschutzes und PV-Stromgewinnung auf eine erhebliche Verbesserung der Gesamtenergiebilanz von Gebäuden ab, was durch die Entwicklung eines thermisch optimierten, PV-aktiven Fensterladensegments unter Verwendung innovativer, schlanker und hochwärmedämmender Bauelemente in Form von vakuum-isolierten Paneelen (VIP), integriert in eine effektiv abdichtende und Wär-

mebrücken reduzierte Rahmenkonstruktion mit einer speziell dafür zu entwickelnden neuartigen smarten Antriebs- und Steuertechnologie erreicht werden soll, die saisonal auch die natürliche Nachtlüftung unterstützt.

3. Konzeptlösungen

Für die zielgerichtete Entwicklung des EnShade-Systems wurden potentielle Anwendungsfälle analysiert und bewertet und anschließend zur Ableitung der funktionalen Zielstellungen Nutzerprofile entwickelt. Bei den ausgewählten Anwendungsfällen handelt es sich um Nichtwohngebäude, im Speziellen um industrielle Gebäude mit Lichtbändern sowie Bürogebäude mit entsprechenden Fensterabmessungen, die aufgrund der durchgeführten Anforderungs- und Bedarfsanalyse gewählt wurden. Im Ergebnis der durchgeführten Anforderungsanalyse wurde eine Bewertungsmatrix zur Auswahl eines geeigneten Fensterladenprinzips für das EnShade-System mit dem Ziel der Überprüfung der Integrierbarkeit der Einzelfunktionalitäten und Anforderungen in geeignete Fensterladentypen entwickelt. Im Ergebnis wurden Roll- und Klappläden aufgrund der nicht umsetzbaren angestrebten Multifunktionalität des EnShade-Systems ausgeschieden und der Entwicklungsfokus auf Falthebe-, Schiebe- und Faltschiebeläden gelegt, da:

- Lasten und Beanspruchungen (Eigengewicht und Windlasten) konstruktiv sinnvoll über fassaden-nahe Lager bzw. Führungen abgetragen werden können,
- der Platzbedarf von eingeklappten Läden bzw. der Klappradius beim Ein- und Ausklappen des Systems wegen der Teilung der abzuschattenden bzw. thermisch zu dämmenden Fläche in mehrere Einzelsegmente nur einen Bruchteil der Gesamtfläche bzw. -länge beträgt und damit sehr platzsparend gebaut werden kann und
- das Faltprinzip den Abdichtvorgang zwischen den Ladensegmenten und dem Gebäudeanschluss beim Schließen auf natürliche Weise unterstützt.

Das entwickelte Lösungskonzept für den funktionalen Aufbau eines Falthebeladens zeigt Abb. 4.

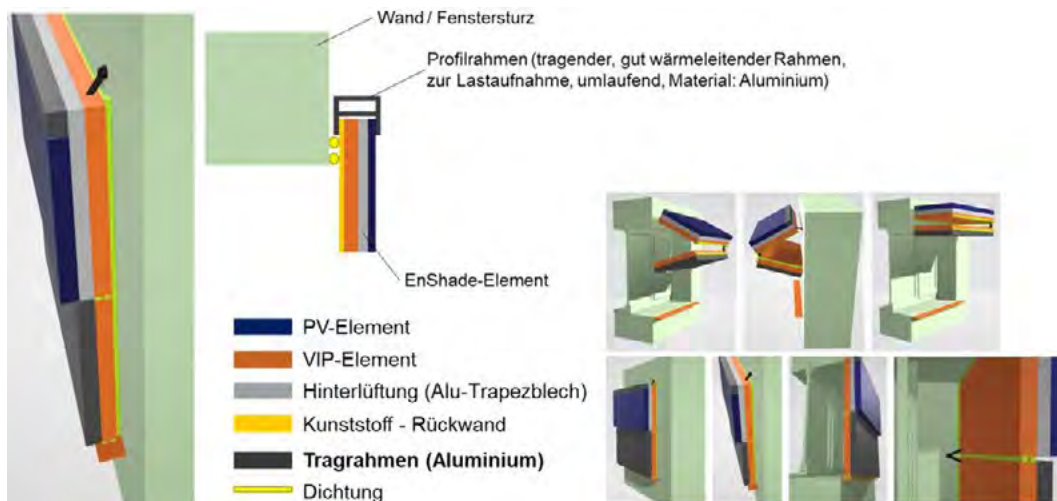


Abb. 4: Lösungskonzept für den funktionalen Aufbau eines Falthebeladens

Bei Falthebeläden, die auf die Fensterfasche aufgesetzt sind, können die Dichtungen zwischen Wand und EnShade-Element innerhalb des das EnShade-Element umschließenden Aluminium-Rahmens angeordnet werden. Wird für das EnShade-Element eine Rückwand aus wenig wärmeleitendem Material (z.B. Kunststoff, Aramid-Kunststoff-Verbund oder GFK) verwendet, können dadurch Wärmebrücken an der Oberkante und an den Seitenkanten weitgehend ausgeschlossen werden. Die Dichtung zwischen

EnShade-Fensterläden und Wand wird als Dreifachdichtung ausgeführt, und die wärmedämmenden Eigenschaften zweier eingeschlossener Luftkammern zu nutzen.

Als Lösungsansatz zur Vermeidung einer Wärmebrücke durch den Aluminiumrahmen in der Gelenkachse des Falthebeladens wurde die Kunststoff-Rückwand des EnShade-Elements zur Halbschale erweitert, d.h., das Element wurde an den Seiten umlaufend von einer nur gering wärmeleitenden Hülle umschlossen, die gleichzeitig einen Teil der tragenden Funktion übernimmt.

Darüber hinaus wurden Konzepte und konstruktive Lösungen für ein- und mehrflügelige Schiebeläden, einen Schiebeladen mit verstellbaren Lamellen sowie für einen Faltschiebeladen entwickelt, die hier nicht näher erörtert werden.

Infolge der rückwandigen Wärmedämmung der PV-Module konnte konzeptionell nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Module bei hoher Sonneneinstrahlung sehr stark erwärmen, was potentiell zur Leistungsminderung, zur Lösung von Klebeverbindungen oder zur Beschädigung der Module (bei Modultemperaturen über 85 °C) führen kann. Aus diesem Grund wurde ein Konzept zur PV-Modul-Hinterlüftung auf Basis natürlicher Konvektion durchströmender Luft entwickelt: Ein zwischen PV-Modul-Rückseite und VIP eingebrachten Trapezblech aus Aluminium, leitet die Wärme von der Modulrückseite an die durchströmende Luft ab, die am unteren Ende durch Öffnungen im Rahmen ein- und am oberen Modulwende wieder austritt.

4. Bau und Beprobung von Demonstratoren

Aufgrund der vielfältigen Anforderungen, die im Projekt einerseits an die EnShade-Elemente und andererseits an die funktionale Gesamtkonstruktion der Fensterläden gestellt werden, wurden zunächst zwei Funktionsdemonstratoren konstruiert und gefertigt, die für die Prüfungen auf einem biaxial verstellbaren Versuchsstand im Solarlabor des ISE befestigt und unter verschiedenen Neigungswinkeln und bei hoher Sonneneinstrahlung auf Leistung und Erwärmung geprüft bzw. auf Durchbiegung getestet wurden (Abb. 5). Eines der beiden Systeme wurde mit einer kühlenden Hinterlüftung des PV-Moduls ausgerüstet, wodurch Vergleichsmessungen zwischen hinterlüfteter und nicht hinterlüfteter Variante möglich wurden.



Abb. 5: Im Solarlabor installierte Funktionsdemonstratoren (links) und Rahmen-Belastungs-Verformungs-Prüfung (rechts)

Versuche zur Leistungs- und Modultemperaturentwicklung wurden – bei ausschließlich südlicher Ausrichtung – in verschiedenen Neigungswinkeln gegenüber der Erdnormale ausgeführt. Dabei wurden ausschließlich Messungen von solchen Tagen berücksichtigt, an denen eine hohe Sonneneinstrahlung gemessen wurde. In einer ersten Versuchsphase wurden bei konstanter Neigung der Module von 30°, 45° und 60° über 24 Stunden die Messwerte Globalstrahlung, Modulleistung, Modultemperatur und Außentemperatur erfasst und ausgewertet. In einer zweiten Messphase – einer intermittierend nachgeführten Messung – wurde die Neigung der EnShade-Funktionsdemonstratoren in zeitlichen Abschnitten von 15 Minuten an den aktuellen Sonnenstand („Elevation“) bzw. an den „mittleren optimalen Winkel“ – den durchschnittlichen optimalen Neigungswinkel für das gesamte Jahr – automatisiert motorisch angepasst. Durch das abwechselnde Einstellen der Winkel können nahezu gleichbleibende Bedingungen

für die parallelen Messungen erreicht werden, sodass eine gute Vergleichbarkeit erzielt wurde. Die Ergebnisse der Untersuchungen an den Funktionsdemonstratoren belegten, dass

- die entwickelte fügetechnologische Lösung in Form der Klebtechnologie die Anforderungen erfüllt und auf die Großdemonstratoren übertragbar ist,
- sich die lastbedingte Verformung (Durchbiegung) der Sandwichkonstruktion im Vergleich zu reinen Alu- bzw. GFK-Rahmen um ca. 45% verringert und dies ausreicht, um eine gleichmäßige Andruckkraft an die umlaufenden Dichtungen umzusetzen,
- eine kühlende Hinterlüftung nicht erforderlich ist, da die maximale Temperatur des PV-Moduls von 85°C nicht erreicht und eine relevante Leistungssteigerung nicht nachgewiesen wurde.

Die mit den beiden Funktionsdemonstratoren gewonnenen Erkenntnisse flossen in die konzeptionelle Gestaltung, in die Konstruktion und die Auswahl der zur physischen Realisierung vorgesehenen Großdemonstratoren ein. Ein Schiebeladen und ein Falthebeladen wurden als Demonstratoren realisiert. Zur Umsetzung der einzelnen Entwicklungsschwerpunkte des Vorhabens wurde ein Containergebäude ausgewählt, an welchem die EnShade-Bauelemente installiert wurden. Die konzeptionelle Lösung des konzipierten Versuchsstandes zeigt Abb. 6.



Abb. 6: EnShade-Versuchsstand für Großdemonstratoren

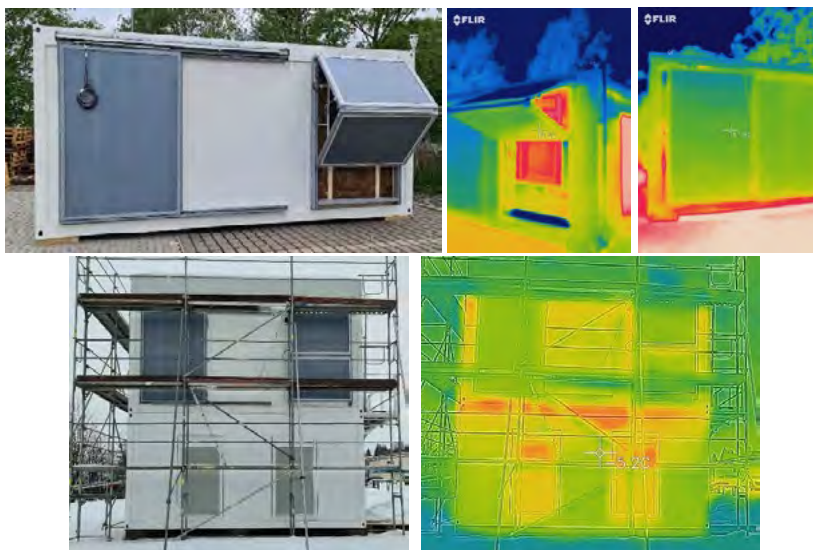


Abb. 7: EnShade-Containergebäude – installierte Demonstratoren (linke Bildhälfte) und thermographische Abbildungen des Wärmeverlustes bzw. der Dämmeigenschaften der beiden EnShade-Fensterläden im Vergleich zum restlichen Containergebäude (rechte Bildhälfte)

Nach Fertigung und Installation (Abb. 7, oben links) der beiden EnShade-Demonstratoren an einem wärmegeämmten Container und späterer Integration des Containers in ein Containergebäude (Abb. 7, unten links) wurden orientierende Messungen und thermographische Aufzeichnungen im Herbst (Abb. 7, oben rechts) bei Außentemperaturen von ca. + 5°C und im Winter (Abb. 7, unten rechts) bei Außentemperaturen von ca. -7°C ausgeführt. Die Innentemperaturen lagen bei den thermographischen Aufzeichnungen um etwa 20 bis 25 K über den jeweiligen Außentemperaturen. Die Darstellungen verdeutlichen, dass der U-Wert der Wärmedämmung beider EnShade-Fensterläden unterhalb des U-Wertes des restlichen Containergebäudes liegt.

Die wärmedämmenden Eigenschaften der EnShade-Elemente wurden darüber hinaus auch rechnerisch nachgewiesen. Für den Demonstrator Schiebeläden konnte somit ein effektiver U-Wert von 0,278 W/(m²*K) ermittelt werden.

Der Verlauf der PV-Leistung wurde im Spätsommer und Herbst über einen mehrwöchigen Zeitraum erfasst. Die Summe der realen Leistungen beider EnShade-Elemente erreichte dabei Spitzenwerte von ca. 380 W und mittlere Leistungen zwischen 150 und 300 W. Ausgehend von diesen Leistungsdaten war eine überschlägige Hochrechnung auf eine Jahresertragsmenge möglich. So konnte in Abhängigkeit der Lage des installierten Gebäudes sowie der Möglichkeit des Nachstellens des PV-Moduls durch Änderung der Neigung des Falthebeladens der angestrebte Jahresertrag von ca. 90 kWh pro Jahr und m² PV-bestückter Ladenfläche als realisierbar nachgewiesen werden.

5. Zusammenfassung

Das angestrebte Entwicklungsziel eines energieeffizienten, thermisch hochdämmenden Sonnenschutzsystems mit integrierten PV-Modulen zur solaren Energiegewinnung, das als vorgelagerte Komponente an Gebäudeverglasungen zu installieren ist und deren Energiebilanz erheblich verbessert wurde erreicht. Dazu wurden verschiedene Lösungsansätze verfolgt, die in Teilen nur konzeptionell, in anderen Teilen konzeptionell und konstruktiv umgesetzt und in zwei Fällen beispielhaft physisch realisiert und getestet wurden. Alle angestrebten Eigenschaften des EnShade-Systems konnten konzeptionell erreicht werden. Die Erfüllung vieler der angestrebten Ziele konnten darüber hinaus anhand der Demonstratoren belegt werden.

Das entwickelnde EnShade-Element kann sowohl durch Verringerung der für Gebäude erforderlichen Heiz- und Kühllasten als auch durch die Gewinnung von solarer Energie einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der energetischen Bilanz leisten. Gleichzeitig kann es die dahinterliegenden Verglasungen gegen Vandalismus und Einbruch schützen.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), „Wirksamwerden der Anhebung der energetischen Anforderungen an Neubauten am 1. Januar 2016,“ 14 01 2016. [Online]. Available: <http://www.bmub.bund.de/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-und-sanieren/energieeinsparverordnung/>.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), [Online]. Available: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. [Zugriff am 04 01 2022].
- [3] Europäische Kommission, „Pariser Übereinkommen,“ 04 01 2022. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de.
- [4] S. Kersten, „Die Energieeinsparverordnung (EnEV 2014/2016), Vortrag auf dem Praxistag des Energiezentrum Willich,“ 04 01 2022. [Online]. Available: http://www.energiezentrum-willich.de/downloads/Praxistage/2015-09-25_EnEV_EZW.pdf.

- [5] S. Wirtz und M. Wirths, „Pfosten - Riegel - Konstruktionen / Elementfassaden,“ 04 01 2022. [Online]. Available: http://www.architektur.uni-siegen.de/aktuelles/brett/bauko_wi/pdf/reader_fassadensysteme_2010_05_10.pdf.
- [6] Oberster Rechnungshof Bayern, „Jahresbericht 2007, TNr. 19: Staatliche Gebäude mit hohem Glasanteil in der Fassade,“ 04 01 2022. [Online]. Available: <https://www.orh.bayern.de/berichte/jahresberichte/archiv/jahresbericht-2007/beitraege-zu-baumassnahmen/262-tnr-19-staatliche-gebaeude-mit-hohem-glasanteil-in-der-fassade.html>.

Solar Cell Integrated Moisture Sensor for Photovoltaic Modules

Jaimin Navin Bhai Patel¹, Esther Fokuhl¹, Karthika Sheeja Prakash¹, Andreas Beinert¹, Viktor Wesselak², Paul Gebhardt¹, Daniel Philipp¹

¹Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg, Germany

²Institute for Renewable Energy Technologies (in.RET), University of Applied Sciences Nordhausen, Weinberghof 4, D-99734 Nordhausen, Germany

Abstract

A solar cell integrated capacitive moisture sensor for the integration in photovoltaic (PV) modules is presented in this work. The sensors were produced by screen-printing, which is a common process in solar cell production. The imprinted wafers were laminated between two layers of encapsulant, and experiments were performed inside a climate chamber. At constant temperatures, an exponential dependency of the capacitance values from the moisture content was found.

1. Motivation

During their lifetime, PV modules are exposed to climatic stress such as humidity, high temperatures, changes between extreme temperatures, ultraviolet (UV) irradiation and mechanical stress. Moisture ingress into PV modules is one important stress factor, which can e.g. lead to hydrolysis of the polymers, electrochemical corrosion of the cell metallization and yellowing of the encapsulant [1].

The permeation processes in PV modules strongly depend on the PV module design and the environmental conditions. PV modules are typically built as a sandwich-like structure: The interconnected solar cells are embedded in encapsulant, such as Ethylene-Vinyl-Acetate (EVA). This stack is usually covered by a front glass and a rear cover, which can be a polymeric back sheet or a rear glass. The most relevant paths for moisture penetration are typically through the back sheet and the encapsulation polymer (if the module contains a permeable, polymeric back sheet) or from the module edges (in case of glass-glass modules or modules with impermeable back sheet).

First ideas for monitoring the moisture content in PV modules known from literature were based on impedance spectroscopy. Electrodes were screen-printed on aluminum substrate [2] or applied as a fork type structure on glass [3]. A newer approach is the usage of commercially available sensors, which have been successfully laminated in PV-module-like structures and mini-modules [4]. One disadvantage of the later concept is, however, the thickness of the sensors, which requires a higher thickness of the EVA than usually used in PV modules.

This work is presenting a further development of solar cell integrated sensors printed on solar wafers using materials common in solar cell production [5–7]. The imprinted wafers can be easily integrated with other solar cells into the module.

2. Sensor design and Fabrication

The moisture sensor is formed by an interdigitated capacitor (IDC) with comb-shaped electrodes as presented in Figure 1. The wafer substrate with the printed sensor is laminated between two layers of Ethylene-Vinyl-Acetate (EVA), which is used as encapsulant in our experiment and functions as dielectric of the capacitor.

The design dimensions are given in Table 1.

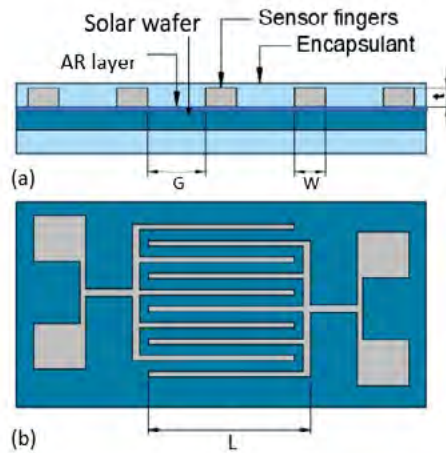


Figure 1: Schematic drawing of the moisture sensor (a) Cross-sectional view of sensor electrodes on a solar wafer laminated between two sheets of encapsulant (b) Top view of the sensor. L , W , and t are the length, width, and thickness/height, where G is the spacing between the fingers [7].

Table 1: Design parameters of the moisture sensor [7].

Parameters	
Number of electrodes (N)	10
Length of electrodes (L)	5 mm
Gap between electrodes (G)	200 μm
Width of the electrode (W)	60 μm
Thickness of the electrode (t)	20 μm

The sensors are screen-printed on the front and rear side of solar wafers using a low-temperature silver metallization paste. After the screen-printing process, the wafers are divided into four strips by laser cutting. A temperature resistive wire is soldered onto the contact pads as an extension for the capacitive measurement.

3. Experiments

3.1 Test setup

For our investigations, the sensor strips were laminated solely between two layers of EVA. This assembly enables a fast moisture diffusion inside the polymeric material to the sensor locations compared to a more realistic PV module-like structure with front glass and rear cover. A commercial humidity sensor (SHT31D) was also laminated between EVA sheets (see Figure 2) to monitor the moisture inside the sample.

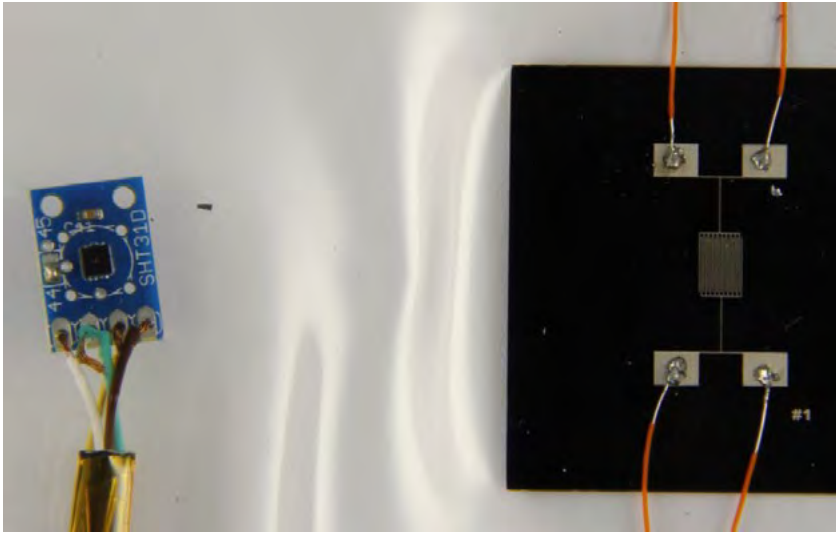


Figure 2: Screen printed moisture sensor and commercial humidity sensor laminated between the EVA sheets [7].

The capacitive values of the moisture sensor were monitored with an LCR meter which measures the real and imaginary components of impedance. During the experiment, we used an effective test voltage of 1 V and five test frequencies between 100 Hz and 100 kHz. To monitor multiple samples simultaneously, an automated measurement setup [8], as shown in Figure 3, was used. In the automated setup, the LCR meter is connected to a data logger (Agilent 34970A) with three measurement cards, which are used as switch units.

The electrical properties of the datalogger cards and the wires contribute to the measured capacitive values. In previous measurements, the impedance of the measurement setup showed mainly capacitive behaviour with a phase shift between voltage and current of $\varphi \approx 90^\circ$ [8]. Thus, the influence of the setup can be considered as setup capacitance C_S , which is parallel to the sample and the measured capacitance values can be corrected by subtracting C_S from the measured values C_{measured} . In our experiments, the cable length was approximately 2 m and the setup capacitance C_S amounted approximately $355 \text{ pF} \pm 5 \text{ pF}$.

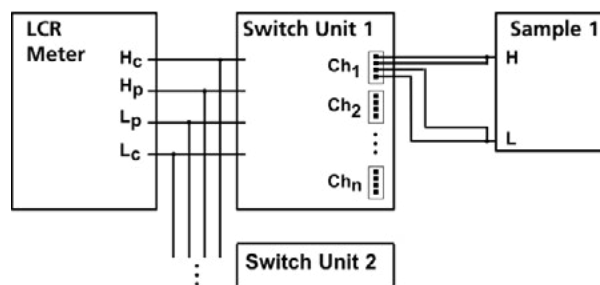


Figure 3: Schematic diagram of the LCR meter setup. Where Ch is demonstrated as Channels; Hc – High current; Hp – High potential; Lp – Low potential; Lc – Low current [8].

3.2 Experimental conditions

To evaluate the moisture sensor, experiments were performed inside a climate chamber. The

experiments were carried out at different constant temperatures and humidity steps. During the experiments, the temperature was controlled to constant values of 85 °C, 60 °C, 40 °C and 20 °C, while the relative humidity was controlled in steps between 20 %RH and 85 %RH. Each humidity setpoint was held constant for a holding time of approximately 90 minutes at 85 °C and 150 minutes at 60 °C. Since the diffusion processes are slower at low temperatures, the holding time was increased to 5 h at 40 °C and nearly 8 h at 20 °C. The test at 85 °C was repeated 5 times ("five-cycle test") to investigate the reproducibility of the sensor response.

4. Results and Evaluation

The corrected capacitance values (after subtracting C_s) of a front side printed sensor are illustrated in Figure 4. The measurements were taken at 85 °C and relative humidity setpoints between 20 % and 85 %RH. For the evaluation, we used the relative humidity values measured by the commercial humidity sensor inside the sample after steady state was reached.

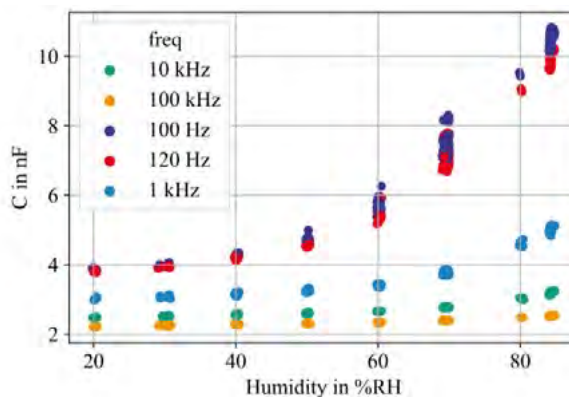


Figure 4: Sensor response of a front side printed sensor at different frequency levels [7]

The capacitive values were measured at five frequencies between 100 Hz and 100 kHz. The sensitivity of the sensor to increasing humidity was highest at low frequencies (i.e. 100 Hz, 120 Hz). At these frequencies, however, the highest measurement fluctuations were observed. At 1 kHz, the sensor showed a moderate sensitivity, and the fluctuation was comparably low. For further evaluation, we are therefore using the capacitive values measured at 1 kHz.

Figure 5 illustrates the capacitance values of a humidity sensor (printed on front and rear side of the cell) determined at 1 kHz and different humidity levels during the constant temperature 85 °C. The results show an exponential behavior concerning humidity changes.

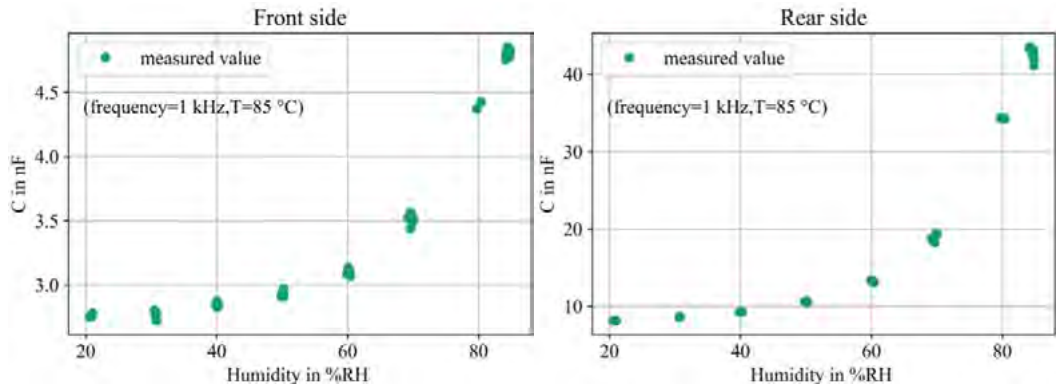


Figure 5: Sensor response at 1 kHz frequency

As shown in Figure 5, the rear side printed sensor gives significantly higher capacitance values than the front side printed sensor. The different behavior of the sensors on the front and rear side can be most likely explained by the anti-reflective coating (ARC), a silicon-nitride layer on the front-side of the wafer. While the purpose of the ARC layer in solar cell operation is to reduce reflection losses and surface recombination, it also acts as an insulation layer in our sensor concept (if no firing step is used). Therefore, the insulation resistance of the front side printed sensors was higher than for the rear side printed sensors.

The measurements were also performed at 60 °C, 40 °C and 20 °C with different steps of RH. Figure 6 shows response of a front side printed sensor at different temperature values. The sensor response shows comparable behavior at lower temperatures as at 85 °C but with lower sensitivity to changes in relative humidity and with lower values at dry conditions. The lower sensitivity at lower temperatures can be explained by the moisture content in steady state, which is lower at the same RH values and lower temperatures (due to the lower water vapor pressure).

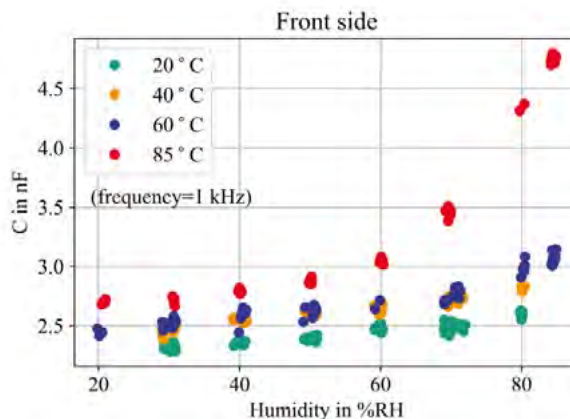


Figure 6: Sensors' response at 1 kHz frequency with different temperature ranges

To check the measurement reproducibility of the sensor, a five cycle test was performed at constant temperature 85 °C with humidity changes between 20 %RH and 85 %RH. Figure 7 illustrates the capacitance values of a front side printed humidity sensor determined at 1 kHz. The sensor response indicates a good repeatability.

The sensor response at 85 °C was fitted to the following exponential equation:

$$C = m + Ae^{B \%RH}$$

Where, m, A and B are constant values.

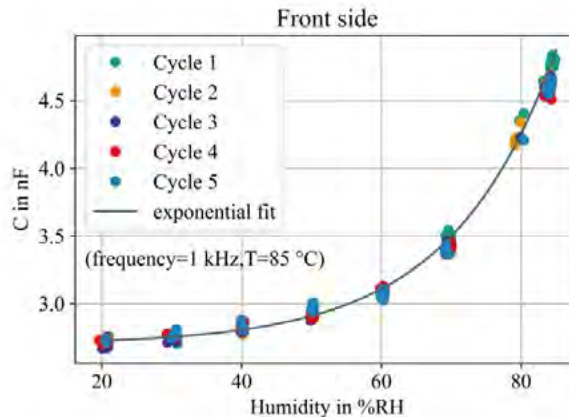


Figure 7: Measured capacitance of humidity sensor at 1 kHz frequency with exponential curve fit of the five-cycle test at 85 °C [7].

5. Summary and Outlook

In this work, we have presented the proof of concept for screen-printed solar cell integrated humidity sensors.

At constant temperatures of 85 °C, 60 °C, 40 °C and 20 °C and relative humidity conditions between 20 %RH and 85 %RH, the sensor gave an exponential response to increasing moisture in the EVA. When repeating environmental testing at 85 °C, the measurement values showed a good reproducibility and no observable hysteresis.

A next step could be the full calibration of the humidity sensors using calibration steps at different temperatures. In the long term, we are planning to integrate the sensors into PV modules for experimental purposes and on-field measurements. For the latter purpose, a new measurement setup would be needed.

6. Acknowledgements

The authors would like to thank Denis Erath, Michael Linse, Timo Wentzel, Diana Witt, Georg Mülhöfer, Heinrich Berg, Sandor Stecklum and Felix Basler for sample preparation, technical help and insightful discussions during experiment works.

7. References

- [1] M. D. Kempe, G. J. Jorgensen, K. M. Terwilliger, T. J. McMahon, C. E. Kennedy, and T. T. Borek, "Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 4, pp. 315–329, 2007.
- [2] L. F. Guido Huyberegts, "In situ formation of humidity-sensitive devices for the evaluation of solar panel encapsulations,"

- [3] T. Carlsson, J. Halme, P. Lund, and P. Konttinen, "Moisture sensor at glass/polymer interface for monitoring of photovoltaic module encapsulants," *Sensors and Actuators A: Physical*, vol. 125, no. 2, pp. 281–287, 2006.
- [4] Marko Jankovec, Eleonora Annigono, Christophe Ballif, Marko Topič, "In-situ Determination of Moisture Diffusion Properties of PV Module Encapsulants Using Digital Humidity Sensors," *IEEE J. Photovoltaics*, no. 10.1109/PVSC.2018.8547360, 2018.
- [5] J. N. B. Patel, "Improvement and Validation of Solar Cell Integrated Humidity and Temperature Sensors for Photovoltaic Modules," Master Thesis, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE) Freiburg, University of Applied Sciences Nordhausen, 2021.
- [6] K. S. Prakash, "Development of a Solar Cell-Integrated Moisture Sensor for Photovoltaic Modules," Master Thesis, Technische Fakultät - IMTEK, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg im Breisgau, Freiburg, 2018.
- [7] J. N. B. Patel, E. Fokuhl, K. S. Prakash, A. Beinert, V. Wesselak, P. Gebhardt, and D. Philipp, "Design and Development of Solar Cell Integrated Moisture and Temperature Sensors for Photovoltaic Modules," in *Proceedings of the 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, Lisbon, 2021.
- [8] Esther Fokuhl, Heinrich Berg, Sandor Stecklum, Djamel Eddine Mansour, Daniel Philipp, Paul Gebhardt, "MONITORING THE MOISTURE INGRESS INTO PV MODULES BY MEASURING CAPACITIVE CHARACTERISTICS," *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 10.4229/EUPVSEC20202020-4AV.1.21, 2020.

Perowskit-Multi-Junction-Solarzellen – Photovoltaik der nächsten Generation

Kai Oliver Brinkmann^{1,2}, Ralf Heiderhoff^{1,2}, Thomas Riedl^{1,2}

¹ Lehrstuhl für Elektronische Bauelemente, Universität Wuppertal

² Wuppertal Institute for Smart Materials & Systems

Abstract

Die Photovoltaik stellt eine der Schlüsseltechnologien für die Realisierung von klimaneutraler Energieerzeugung dar. Aktuelle Solarzellen basieren überwiegend auf kristallinem Silizium. Dessen energieintensiver Herstellungsprozess ist nachteilig, was dem Erreichbaren Grenzen setzt. Eine hohe „Energy Payback Time“, sowie mangelnde Flexibilität bezüglich der Anwendungsgebiete verlangen nach konzeptionell anderen Ansätzen. In dieser Übersicht wird das Potential der noch jungen Technologie der Perowskitsolarzellen vorgestellt, die binnen weniger Jahre erstaunliche Fortschritte gemacht haben und derzeit bereits Wirkungsgrade von kristallinem Silizium erreichen. Es werden insbesondere Tandemkonzepte, sowohl in Kombination mit der konventionellen Siliziumtechnologie als auch mit einer anderen neuen Solarzellentechnologien (z.B. organische Solarzellen) behandelt. Schlüsseltechnologien und grundlegende Konzepte sowie die aktuellsten Entwicklungen werden vorgestellt, die bereits jetzt in der Lage sind, mit herkömmlichen Solarzellentechnologien zu konkurrieren und, in direkter Kombination mit Silizium und mit Effizienzen von fast 30%, diese sogar bereits deutlich zu übertreffen.

1. Warum Perowskit-Multi-Junctions?

Die Klimakatastrophe stellt die Gesellschaft und insbesondere die Wissenschaft vor nie dagewesene Herausforderungen. Die aktuellsten Berichte des Weltklimarates (IPCC) unterstreichen die Notwendigkeit, unsere aktuelle Energiewirtschaft innerhalb von kürzesten Zeitspannen auf regenerative Energieträger umzustellen. Nachdem an vielen Orten die naturgegebenen Grenzen für Wasserkraftwerke weitestgehend ausgeschöpft sind, ist neben der Windkraft die Photovoltaik einer der vielversprechendsten Stützpfeiler, um dieses Ziel zu erreichen. Die Solarzellentechnologie auf Basis von Silizium ist aktuell die meist genutzte und seit über 40 Jahren sehr gut erforscht. Da diese Solarzellen sich mit 26,1% bereits ihrem intrinsischen Effizienzlimit von 29% annähern, beschränkt sich der überwiegende Entwicklungsfortschritt zurzeit auf die Verringerung der Menge verwendeten Materials und optimierter Fertigungstechniken, um eine geringere „Energy Payback Time“ (EPBT) von aktuell ca. einem Jahr zu erreichen.[1, 2] Hauptfaktor der großen EPBT ist hierbei der energieintensive Herstellungsprozess einkristallinen Siliziums. Darüber hinaus haben (kristalline) Silizium solarzellen einige technologiebedingte Einschränkungen, was viele Anwendungen wie flexible Zellen (Stichwort Solarfolie) und Gebäudeintegration (Solarfassaden usw.) schwer bis unmöglich macht.

Hierdurch ergeben sich zwei sehr entscheidende Arbeitsgebiete:

- Kurzfristig: Überwinden des fundamentalen Effizienzlimits der Silizium solarzelle (d.h. signifikante Verringerung der EPBT durch höhere Energieausbeute)
- Längerfristig: Generelle Verringerung des Energiebudgets für die Herstellung und generell flexiblere Einsatzmöglichkeit (d.h. geringere Kosten für Herstellung und Montage)

Für beide der oben genannten Herausforderungen bieten Solarzellen auf Basis von Metall-Halogenid-Perowskiten vielversprechende Optionen, um die Solarindustrie fundamental zu verändern. Innerhalb von nur ca. 10 Jahren intensiver Forschung, verzeichnete das Forschungsgebiet der Perowskit-Solarzellen eine rasante Entwicklung, sodass im Labormaßstab die aktuellen Rekord-

Effizienzen mit 25,5% beinahe denen der Silizium Technologie (26,1%) entsprechen.[2] Das Besondere dabei ist, dass diese Perowskite kostengünstig bei niedrigen Temperaturen ($\sim 100^{\circ}\text{C}$) aus der Flüssigphase abgeschieden werden können. Dennoch unterliegen beide Solarzellentechnologien naturgemäß durch ihre Bandlücken-bedingten Absorptionscharakteristika und entsprechende Thermalisierungsverluste sowie unvermeidbaren Rekombinationsverlusten dem so genannten Shockley Queisser Limit, welches die maximal mögliche Effizienz einer einzelnen Solarzelle auf ca. 33% beziffert (bei optimaler Bandlückenenergie von 1,34 eV).

Durch Variation der Komposition des Perowskithalbleiters lässt sich dessen Absorptionsverhalten (d.h. die Bandlücke) über weite Bereiche verändern. [3,4] Es bietet sich somit für dieses Materialsystem an, durch eine direkte Kombination von mehreren Solarzellen sogenannte Tandem- oder Multi-Junction-Solarzellen herzustellen, die in Kombination die jeweiligen spektralen Anteile des Sonnenlichts effizienter wandeln können als einzelne Zellen. Durch dieses Konzept lassen sich Thermalisierungsverluste signifikant reduzieren, sodass das theoretische Limit von 33% auf bis zu 42% (bei Standardtestbedingungen, AM 1.5) erhöht werden kann.[6] Durch Verwendung vieler Teilzellen sind theoretisch sogar Wirkungsgrade von maximal 68% möglich.

2. Perowskit-Silizium Tandem Solarzellen

Um das Effizienzpotential von Perowskit-Silizium Tandem Solarzellen nutzbar zu machen gibt es verschiedene Ansätze, welche sich fundamental unterscheiden. Hierbei unterscheidet man angelehnt an die Anzahl der elektrischen Kontakte typischerweise zwischen 2- und 4-Terminal Tandem-Konzepten (3-Terminal Konzepte mit herausgeführtem Mittelkontakt werden hier zwecks Übersichtlichkeit nicht behandelt).

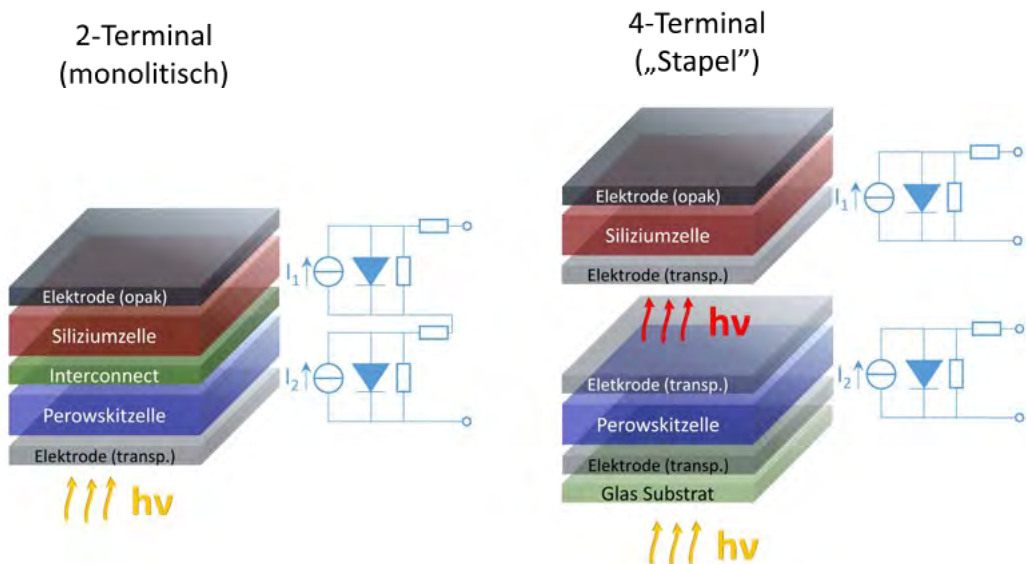


Abbildung 1: Schematische Darstellung zweier gängiger Tandemkonzepte zur Kombination von Silizium und Perowskitsolarzellen und entsprechende Ersatzschaltbilder

Beide Ansätze unterscheiden sich fundamental in der Art der elektrischen Verschaltung, wodurch beide Konzepte Vor- und Nachteile haben. In einem 2-Terminal Ansatz werden beide Sub-Zellen direkt aufeinander prozessiert, sodass ein direkter elektrischer Kontakt zwischen beiden Zellen existiert. Dies entspricht im Ersatzschaltbild einer direkten Reihenschaltung zweier Solarzellen (Abbildung 1 links). Daher fließt durch beide Sub-Zellen der gleiche Strom. Da Solarzellen in erster Näherung als

Stromquellen zu begreifen sind, wird der maximale Strom im Bauelement durch die Sub-Zelle mit dem niedrigsten Strom limitiert. Beide Zellen sollten entsprechend derart ausgelegt sein, dass Stromgleichheit herrscht (engl. „current matching“), um keine Leistungseinbußen durch diesen Effekt zu haben.[7] Trotz dieser hohen Ansprüche an Zellendesign und der Notwendigkeit, die Perovskitsolarzelle direkt auf einer texturierten Siliziumsolarzelle abzuschneiden, konnten im Helmholtzzentrum Berlin jüngst Effizienzen von fast 30% mit diesem Tandemkonzept gezeigt werden.[8] Im 4-Terminal Konzept erfolgt lediglich ein mechanisches und optisches, jedoch kein elektrisches „Stapeln“ der Solarzellen, sodass eine Angleichung beider Stromwerte nicht erforderlich ist, was die Ansprüche an Design und Prozessierung beider Sub-Zellen entschieden vereinfacht. In diesem Konzept ist es jedoch zwingend notwendig, die Perovskitzelle semitransparent auszuführen (siehe Abbildung 1 rechts). Somit werden in diesem Tandemkonzept insgesamt drei transparente Elektroden benötigt, welche jeweils für sich einen Kompromiss aus Leitfähigkeit und Transparenz darstellen. Dazu ist auch ein möglichst verlustloses Aus- und Einkoppeln des transmittierten Lichts aus der Perovskit- in die Silizium-Zelle notwendig. Somit unterliegt das 4-Terminal Konzept rein optisch gesehen einigen Einschränkungen, welche jedoch unter Umständen durch eine einfachere Auslegung einer solchen Zelle aufgewogen werden können. So konnten beispielsweise das Konzept einer bifazialen Solarzelle (unter Ausnutzung des Albedo-Rückstrahlverhaltens des Untergrunds) auf 4-Terminal Perovskit-Silizium Zellen übertragen werden, wodurch Effizienzen bereits jenseits der 30 % erreicht werden.[9,10] Auf Grund der Voraussetzung eines „current matchings“ ist eine Anwendung dieses Konzepts für 2-Terminal Zellen weitaus komplexer.[9] Schließlich ist es mit einem 4-Terminal Konzept möglich, die Glas-Verkapselung, welche aktuell mit nahezu jeder Silizium Zelle verbaut ist, als Substrat für die Perovskitsolarzelle zu verwenden (siehe Abbildung 2). Dies ermöglicht eine verhältnismäßig einfache Integration in den Fertigungsprozess, was insbesondere die Einstiegshürde für die Perovskittechnologie in den Photovoltaikmarkt verringern kann.



Abbildung 2: Konzeptionelle Darstellung einer fertigungsnahen Integration von Perovskitsolarzellen in Silizium Modulen zur Herstellung einer 4-Terminal Tandem-Zelle.

Damit lässt sich festhalten, dass aktuell mit beiden Tandem-Konzepten bereits das theoretische Effizienzlimit einer Siliziumeinfachzelle übertroffen werden konnte.

3. Semitransparente Top-Elektroden für Perovskitsolarzellen

Unabhängig von der Wahl des Tandem-Konzepts der Perovskit-Silizium Tandem-Solarzelle ist in jedem Fall die Prozessierung einer semitransparenten Elektrode oben auf der Perovskitzelle notwendig. Das gängigste Material für transparente Elektroden ist zur Zeit Indium-Zinn-Oxid (ITO), welches jedoch, um seine optimalen optischen und elektrischen Eigenschaften zu erhalten, bei sehr hohen Temperaturen (>450°C) getempert werden muss,[11] was wiederum inkompatibel mit einer Perovskitsolarzelle ist, welche bereits bei Temperaturen >150°C degradieren würde.[12,13] Entsprechend müssen an dieser Stelle alternative Niedertemperaturprozesse entwickelt werden. Auch hier gibt es verschiedene Ansätze, wobei der naheliegendste vielleicht das Sputtern von ITO bei Raumtemperatur oben auf die

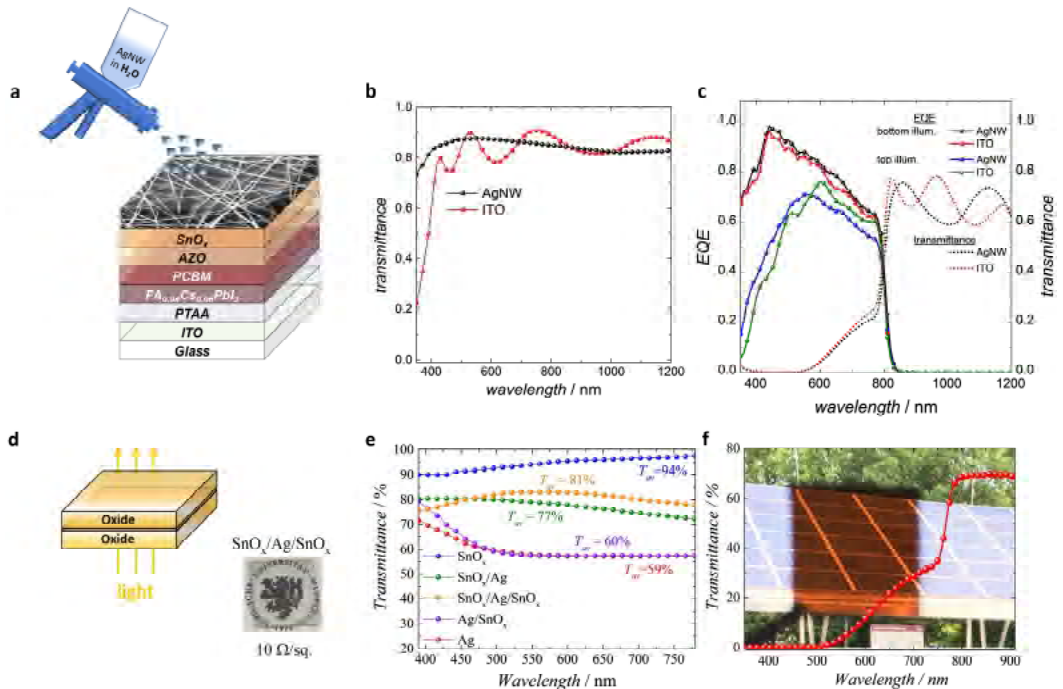


Abbildung 3: Schematischer Aufbau einer Solarzelle mit Silber-Nanodraht-Elektrode, aufgetragen mittels Spray-Coating aus Wasser (a), Vergleich der Transmission einer Nanodraht-Elektrode mit einer gesputterten ITO Elektrode auf Glas (b) sowie externe Quantenausbeute und Transmission einer vollständigen semitransparenten Perovskitsolarzelle (c). [14] Schematische Zeichnung und Fotografie einer Elektrode auf Basis einer ultra-dünnen Silberschicht, sowie Fotografie einer solchen auf einem Glassubstrat (d), Transmissionen der verschiedenen transparenten Zinnoxid (SnO_x)/ Silber (Ag) Schichtkonzepte (e) sowie Transmission und Fotografie der semitransparenten Solarzelle (f). [15, 16]

Solarzelle darstellt, lediglich ohne anschließendes Tempern. Hier haben u.a. auch wir festgestellt, dass eine sehr hohe Schichtdicke nötig ist, um einen ausreichend niedrigen Schichtwiderstand für die Anwendung als Elektrode (<15 Ohm/sq) zu erzielen, sodass die Transmission entscheidend beeinträchtigt wird (siehe Abbildung 3b). Da Indium gleichzeitig ein seltenes Element ist, sind an dieser Stelle alternative Konzepte für die Herstellung von semitransparenten Elektroden auf Perovskitsolarzellen von erheblichem Interesse. In unserem Labor wurden zwei Konzepte für semitransparente Perovskitsolarzellen etabliert, wobei einmal mittels Spray-Coating aus Wasser aufgebraute Nanodrähte und zum anderen ultradünne, gesputterte Silberschichten Verwendung finden. [14, 15] Wie in Abb. 3 zu sehen, konnten hiermit ähnlich gute Resultate wie mit ITO erzielt werden. Gleichzeitig bewegen sich die erreichten Transmissionen etwa zwischen 80% und 85% für Schichtwiderstände ~10 Ohm/sq. Auf Seiten der transparenten Top-Elektrode besteht noch immer ein erhebliches Verbesserungspotential des Perovskit-Silizium Tandem Konzepts, insbesondere, da die Leitfähigkeit eben dieser Elektrode später maßgeblich das obere Limit für den geometrischen Füllfaktor (=Abschattung durch benötigte metallische Grid-Finger) definiert.

4. Perovskit-Perovskit und Perovskit-Organik Tandem Solarzellen

Während Perovskit-Silizium-Tandemzellen konzeptbedingt auf die Verwendung von semitransparenten Top-Elektroden (abgeschieden oben auf der aktiven Schicht) angewiesen sind, ist dies bei vollständig auf Dünnschichttechnologie basierenden Solarzellen (Perovskit-Perovskit sowie Perovskit-Organik) nicht notwendigerweise der Fall. Ein 4-Terminal Konzept (welches nach wie vor semitransparente

Top-Elektroden benötigt) ist für diese ebenso möglich wie für Perowskit-Silizium Tandems, indem mechanisch/optisch zwei Solarzellen aufeinander gestapelt werden, was aktuelle Rekorderffizienzen von über 25% ermöglicht.[18] Jedoch erscheint diese Strategie hier weniger attraktiv, insbesondere im Hinblick auf eine angestrebte Rolle-zu-Rolle Fertigung, möglichst niedrige Produktionskosten und zusätzliche optische Verluste.[19]

Auf der anderen Seite ist es mit dem 2-Terminal Tandemkonzept möglich, auf transparente Top-Elektroden, die auf der Perowskitzelle abgeschieden werden müssten, zu verzichten. Die Beleuchtung erfolgt typischerweise durch das mit einer transparenten Elektrode vorbeschichtete Glassubstrat. Da die vollständige Tandem-Solarzelle auf dieses aufgebracht wird, werden die Einschränkungen für die Elektrode (z.B. hinsichtlich Prozessstemperatur) lediglich vom Substrat vorgegeben, was einen entscheidenden technologischen Vorteil gibt, da bereits gut etablierte Techniken zur Beschichtung transparenter Substratmaterialien verwendet werden können.

Eine besondere Rolle kommt in einer monolithischen 2-Terminal Tandem-Solarzelle dem so genannten „Interconnect“ zwischen beiden Sub-Zellen zu, welcher mehrere Anforderungen parallel erfüllen muss:

1. Verlustfreie Rekombination von extrahierten Elektronen aus der einen Sub-Zelle mit den Löchern aus der anderen Sub-Zelle.
2. Minimale optische Verluste, um eine maximale Stromausbeute zu erhalten.
3. Schutz der untenliegenden Sub-Zelle vor den Abscheidungsprozessen der oberen Sub-Zelle; z.B. gegen Auflösen, da für beide Sub-Zellen typischerweise ähnliche Lösemittel verwendet werden.
4. Niedrige elektrische Querleitfähigkeit, um Kurzschlüsse der Zelle durch das Verbinden von lokalen Fehlstellen zu verhindern.

Hierzu werden aktuell verschiedene Ansätze verfolgt. Da typischerweise Extraktionsschichten mit sehr verschiedenen Austrittsarbeiten (WF) für Loch- und Elektronenextraktion verwendet werden, entsteht an der Grenzfläche zwischen beiden Zellen typischerweise eine Bandverbiegung (Abbildung 4a) bzw. eine Raumladungszone, deren räumliche Ausdehnung (sog. Debye Länge, λ_D) durch die Ladungsträgerdichte (n) der beteiligten Materialien definiert ist ($\lambda_D \sim n^{-0.5}$). Durch die gezielte Einführung eines Interconnect-Materials mit sehr hoher Ladungsträgerdichte zwischen die beiden Schichten kann daher die Ausdehnung der Bandverbiegung derart niedrig gehalten werden (Abbildung 4b), dass ein

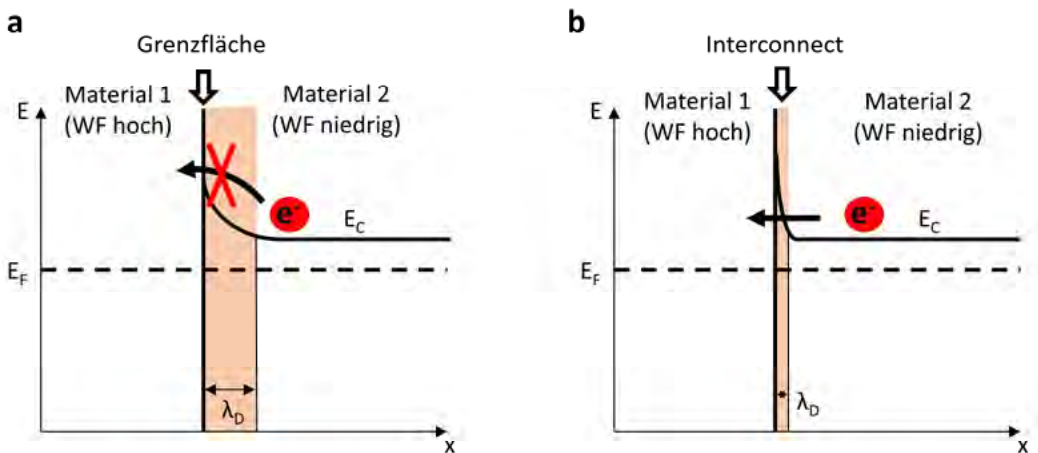


Abbildung 4: Vereinfachte Skizzen möglicher Leitungsbandverläufe an einer Sub-Zellen Grenzfläche ohne (a) und mit (b) Interconnect zwischen einer Elektronenextraktionsschicht (Untere Sub-Zelle, WF niedrig) und einer Lochextraktionsschicht (Obere Sub-Zelle, WF hoch).

Tunneln der Ladungsträger durch die entsprechende Barriere und damit weitgehend verlustfreier Ladungstransport möglich wird. Hierzu wird zurzeit typischerweise entweder eine extrem dünne (~1 nm) Metallschicht (siehe auch Abbildung 5a) oder ein sehr stark dotiertes und daher entartetes Metalloxid wie z.B. ITO verwendet.[20,21] An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die meisten aktuell verwendeten Interconnects einen Kompromiss aus den oben angeführten Anforderungen darstellen. Dünne, nicht perkolierte Metallschichten ermöglichen eine sehr geringe elektrische Querleitfähigkeit, wobei gleichzeitig eine effiziente Rekombination der Ladungsträger ermöglicht wird (Abbildung 4).[20] Allerdings verursacht eine nur 1 nm dicke Metallschicht bereits eine erhebliche Reduktion der optischen Transmission, was den Strom der nachfolgenden Sub-Zelle verringert.[20] Darüber hinaus ist eine solche Schicht nicht in der Lage eine relevante Barriere gegen Lösemittel der Folgeprozesse bereitzustellen, weshalb, wie auch in Abbildung 5a zu erkennen, zusätzlich häufig eine separate interne Barriere, wie beispielsweise mittels Atomlagenabscheidung (ALD) hergestelltes Zinnoxid (SnO_x), benötigt wird.[13,20]

Die Verwendung von mittels Sputterdeposition abgeschiedenem ITO als Interconnect erlaubt bei ausreichender Dicke ebenfalls nachfolgende Flüssigphasenprozesse. Allerdings kann die Sputterdeposition selbst bereits schädigend wirken, weshalb auch hier häufig Metalloxide aus der Atomlagenabscheidung als so genannte „Buffer“ Verwendung finden, um Sputterschäden zu vermeiden.[23,24] Dazu ist die mögliche Dicke der gesputterten ITO Schichten technologiebedingt nach unten begrenzt.[21] Dies kann die optische Transmission, insbesondere jedoch die mögliche Kurzschlussfestigkeit des Interconnects beeinträchtigen, weshalb auch dieser Ansatz einen Kompromiss aus den oben genannten Anforderungen darstellt. Nichtsdestotrotz konnten bereits Perowskit-Perowskit Tandem-Solarzellen mit Effizienzen von bis zu 25,6% berichtet werden, was den aktuellen Bestwert von Perowskit-Einzelzellen übertrifft.[20] Schließlich konnte von unserem Lehrstuhl jüngst durch die Einführung eines, mittels Atomlagenabscheidung hergestellten, extrem dünnen (1,5 nm) Indiumoxid-Interconnects, ein neuer Effizienz-Rekord für Perowskit-Organik Tandem-Solarzellen (24%) berichtet werden.[25] Die Abscheidung des Interconnects mittels Atomlagenabscheidung hat den besonderen Vorteil, dass eine Kontrolle der Schichtdicke in der Größenordnung von einzelnen Ångström möglich ist. Damit erfüllt dieser Interconnect alle vier, oben genannte, Punkte in herausragender Weise.

5. Fazit

Perowskit Tandem-Solarzellenkonzepte bieten eine Vielfalt an Möglichkeiten und sind bereits jetzt mit zertifizierten Effizienzen von fast 30% in der Lage, das theoretische Effizienzlimit von kommerziellen Siliziumsolarzellen zu überwinden. In dieser Übersicht wurden die grundlegenden Konzepte der gängigsten Perowskit Tandem Solarzellenkonzepte vorgestellt und fundamentale Funktionsprinzipien sowie aktuellste Entwicklungen behandelt.

Generell ist festzuhalten, dass bei der Herstellung all der behandelten Ansätze das benötigte Energiebudget für die Perowskitzelle sehr moderat ist und der Materialaufwand aufgrund der sehr geringen Schichtdicken der Zellen ebenfalls sehr gering ist (Dicke der gesamten Solarzelle etwa 1-2 μm , bei Perowskit-Perowskit oder Perowskit-Organik Tandem-Zellen). Letzteres ermöglicht, neben geringen Kosten, die Anwendungsgebiete von Solarzellen vollständig neu zu denken. Anwendungen abseits der aktuell etablierten Solarzellentechnologie (auf Hausdächern, in Solarfarmen, ...) werden nicht nur möglich, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll sein – zum Beispiel an Hausfassaden oder sogar in Fensterfronten. Mit Aussichten auf Wirkungsgrade jenseits der 30 % eröffnet diese noch verhältnismäßig junge Technologie vielversprechende Perspektiven für Solarzellen der Zukunft.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Photovoltaics Report, Freiburg (2021)
- [2] NREL Efficiency Chart (<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, Stand 23.12.2021)
- [3] W. Shockley, Journal of Applied Physics. 32, 3, 510–519 (1961)
- [4] S.A. Kulkarni et al. J. Mater. Chem. A, 2, 9221-9225 (2014)
- [5] R. Prasanna et al. J. Am. Chem. Soc. 139, 32, 11117–11124 (2017)
- [6] A. De Vos, J. Phys. D: Appl. Phys. 13, 839 (1980)
- [7] E. Köhnen et al. Sustainable Energy Fuels, 3, 1995-2005 (2019)
- [8] A. Al-Ashouri et al. Science, 370, 1300-1309 (2020)
- [9] C. Coletti et al. ACS Energy Lett. 5, 5, 1676–1680 (2020)
- [10] S. Kim et al. Scientific Reports 11, 15524 (2021)
- [11] W-F. Wu et al. Applied Surface Science 68, 4, 497-504 (1993)
- [12] B. Conings et al. Adv. Energy Mater. 5, 15, 1500477 (2015)
- [13] KO. Brinkmann et al. Nat. commun. 8, 13938 (2017)
- [14] T. Gahlmann et al. Adv. Energy Mater. 10, 10, 1903897 (2020)
- [15] J. Zhao et al. Adv. Energy Mater. 7, 14, 1602599 (2017)
- [16] A. Behrend et al. Adv. Mater. 27, 39, 5961-5967 (2015)
- [17] VK. Jain et al. Sol. Energy Mater. 4, 151 (1981)
- [18] J. Tong et al. Science 364, 6439, 475-479 (2019)
- [19] R. Wang et al. Nature Photonics 15, 411-425 (2021)
- [20] K. Xiao et al. Nature Energy 5, 870-880 (2020)
- [21] A. Palmstrom et al. Joule 3, 9, 2193-2204 (2019)
- [22] C. Chen et al. Joule 4, 7, 1594-1606 (2020)
- [23] KA. Bush et al. Adv. Mater. 28, 3937-3943 (2016)
- [24] GE. Eperon et al. Science 354, 6314, 861-865 (2016)
- [25] KO. Brinkmann et al. Preprint auf Researchsquare, DOI: 10.21203/rs.3.rs-125381/v1

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Agri-PV im Apfelanbau

Michaela Hopf¹, Max Trommsdorff¹ and Kerstin Wydra²

¹Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany,

E-Mail of corresponding author: michaela.hopf@ise.fraunhofer.de

²Prof. Dr. sc. agr. habil., Fachhochschule Erfurt, Leipziger Straße 77, 99085 Erfurt, Germany

1. Hintergrund

Unter Agri-PV versteht man die gleichzeitige Nutzung einer Fläche zur landwirtschaftlichen Produktion sowie zur Stromerzeugung durch PV. Durch die Vielfältigkeit der Anforderungen landwirtschaftlicher Praxis haben sich weltweit verschiedenste Agri-PV-Technologien entwickelt [1]. In der DIN-Spezifikation DIN SPEC 91434 sind die Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung der Agri-PV herausgestellt, um eine Abgrenzung von herkömmlichen PV Freiflächenanlagen (PV-FFA) zu ermöglichen. Es wird in zwei Kategorien von Agri-PV Anlagen unterschieden. Die Kategorien richten sich in erster Linie nach der Aufständerungshöhe und lassen eine Nutzung in der Anlage für Dauerkulturen bzw. mehrjährige Kulturen, einjährige bzw. überjährige Kulturen sowie Dauergrünland zu [2]. Bisherige Untersuchungen, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von Agri-PV-Anlagen beschäftigen, konzentrieren sich in erster Linie auf das PV-System und vergleichen dieses meist mit einer PV-FFA [3–6]. Diese Arbeit bezieht eine Betrachtung der Landwirtschaft ein.

Wirtschaftliche Potenziale und weitere Synergieeffekte von Agri-PV-Systemen werden in Kombination mit Dauerkulturen als besonders hoch eingeschätzt [6, 7]. Gründe dafür sind die mögliche, vollständige oder teilweise Substitution von Komponenten des Anbausystems, die geringere Größe der eingesetzten Landwirtschaftsmaschinen und damit niedrigere Durchfahrtshöhe und geringere Investitionskosten im Vergleich zum Ackerbau [6], sowie die Anbaumethode in festen Reihen ohne wechselnde Fruchtfolge über einen längeren Zeitraum [7]. Diese Faktoren können sich aufgrund der geringeren Investitionskosten für das Agri-PV-System, der Kosteneinsparungen bei den Anbausystemen [6] und der einfacheren Implementierung des Agri-PV-Systems als wirtschaftlich vorteilhaft erweisen [7]. Schon heute werden Apfel-Neuanlagen in wichtigen deutschen Anbauregionen mit Hagelnetzen kombiniert, um die Pflanzen vor den Gefahren durch Hagelereignisse zu schützen [8]. Dies führt wiederholt zu erhöhten Investitionskosten für die Landwirte. Der Klimawandel [9] und die sich abzeichnende Zunahme der Anbauintensität im Obstbau [10] könnten diesen Trend in weiten Teilen Deutschlands verstärken. Vor diesem Hintergrund erscheint das Potenzial der Agri-Photovoltaik im Apfelanbau vielversprechend.

2. Methodik

In dieser Arbeit wird die wirtschaftliche Machbarkeit der Agri-PV im Apfelanbau unter Berücksichtigung der Landwirtschaft analysiert. Grundlage der Berechnungen ist die erste deutsche Pilotanlage im Apfelanbau, welche im Jahr 2021 in Rheinland-Pfalz im Rahmen des Forschungsprojekts APV Obstbau¹ installiert wurde. Hieraus gewonnene Erkenntnisse und Informationen wurden durch literaturbasierte Daten erweitert. Bei der Pilotanlage handelt es sich um eine Agri-PV-Anlage mit einer installierten Leistung von etwa 258 kWp, welche auf einer Fläche von knapp einem Drittel Hektar steht. Im Zuge der Berechnungen wurde die Anlagengröße auf eine Untersuchungsfläche von 2 ha hochskaliert, ein Betrachtungszeitraum von 30 Jahren gewählt und eine Vergütungshöhe von 11,17 ct/kWh in den ersten 20 Jahren bzw. durchschnittlich 4,37 ct/kWh in den letzten 10 Jahren angenommen. Als Referenz wird eine Hagelschutzüberdachung herangezogen. Diese setzt sich aus einer Betonunterkonstruktion mit

¹ Gefördert durch das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz (MKUEM), AbakusNr: 81077102; und das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL), FKZ: 2819101A19; Leitung: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

weißem Hagelnetz zusammen, wobei angenommen wird, dass diese 30 bzw. 7 Jahre auf der Fläche implementiert bleiben kann. Vergleichsgröße bildet bei der Betrachtung der Kapitalwert (englisch: net present value, kurz: NPV) des jeweiligen Untersuchungsfalls, anhand dessen die Vorteilhaftigkeit einer Investition abgeschätzt werden kann. Es wird dabei mit den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (englisch: Weighted Average Cost of Capital, kurz: WACC) getrennt nach PV und Landwirtschaft von 2,46 bzw. 4,30 % diskontiert.

3. Ergebnisse

Mit etwa 54.000 €/ha ist der NPV von Hagelnetzen deutlich niedriger als der der Agri-PV, der etwa 372.000 €/ha beträgt. Dies ist vor allem auf die zusätzlichen Einnahmen aus der PV Stromerzeugung zurückzuführen und welche Einbußen durch verminderten Ertrag auf Seite der Landwirtschaft überkompensieren. Das Ergebnis zeigt, dass eine Investition in die Agri-PV gegenüber einer in HN unter gegebenen Annahmen zu bevorzugen wäre. Jedoch gilt hierbei zu beachten, dass die Agri-PV aufgrund der hohen Investitionskosten weitaus kapitalintensiver als der Anbau unter Hagelschutznetzen ist. Doch auch bei getrennter Betrachtung von PV und Landwirtschaft, fällt der landwirtschaftliche Gewinn beim Anbau im Agri-PV-System im Vergleich zu Hagelnetzen höher aus, da die jährlichen Durchschnittserträge in der Landwirtschaft zwar sinken, aber die Investitionskosten der Landwirtschaftsseite durch Substitution durch die Agri-PV-Anlage ebenfalls geringer sind.

Die Agri-PV kann als Schutzmaßnahme im Obstanbau einen validen Business Case darstellen, wenn Hagelschutz am Standort ohnehin notwendig wäre und dieser durch die Agri-PV ersetzt werden kann. Jedoch zeigen die Berechnungen ebenfalls, dass die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems im hohen Maße von der Wirtschaftlichkeit der PV-Seite abhängig ist und damit vor allem bei einer ausreichenden Stromvergütung ökonomisch attraktiv wird.

4. Quellen

1. Fraunhofer-Institut für Solare Energie Systeme ISE (Fraunhofer ISE) (2020) Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende: Ein Leitfaden für Deutschland
2. DIN Deutsches Institut für Normierung e.V. (2021) Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung(DIN SPEC 91434: 2021-05). <https://www.beuth.de/de/technische-regel/din-spec-91434/337886742>
3. Moreda GP, Muñoz-García MA, Alonso-García MC et al. (2021) Techno-Economic Viability of Agro-Photovoltaic Irrigated Arable Lands in the EU-Med Region: A Case-Study in Southwestern Spain. *Agronomy* 11:1–24. <https://doi.org/10.3390/agronomy11030593>
4. Horowitz K, Ramasamy V, Macknick J et al. (2020) Capital Costs for Dual-Use Photovoltaic Installations: 2020 Benchmark for Ground-Mounted PV Systems with Pollinator-Friendly Vegetation, Grazing, and Crops. Technical Report NREL/TP-6A20-77811
5. Agostini A, Colauzzi M, Amaducci S (2021) Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. *Applied Energy* 281:1–13. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116102>
6. Schindele S, Trommsdorff M, Schlaak A et al. (2020) Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications. *Applied Energy* 265:1–19. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114737>
7. Willockx B, Herteleer B, Cappelle J (2020) Techno-economic study of agrovoltaic systems focusing on orchard crops. In: 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pp 1761–1766
8. Wiebusch J-H, Hilbers J (2017) Hagelschutz an der Niederelbe. *Kernobst* 12:367–374
9. Gömann H, Bender A, Bolte A et al. (2015) Agrarrelevante Extremwetterlagen und Möglichkeiten von Risikomanagementsystemen: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL). Thünen Report, vol 30. Johann Heinrich von Thünen-Institut, Braunschweig
10. Steinbacher N, Schlossberger F (2016) Einzelkapitel 5 Obst. In: *Agrarmärkte 2016*, pp 92–118

Echtzeitmessung des Parallelwiderstandes von CIGS Dünnschicht-PV-Modulen während beschleunigter Alterungstests.

Lukas Gerstenberg, Rohith Krishnan Bala Krishnan, Viktor Wesselak

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

Abstract

Die im Feld auftretende potentialinduzierte Degradation von Photovoltaikmodulen kann im Labor in einer Klimakammer beschleunigt nachgebildet werden. Typischerweise werden die beschleunigten Stresstests unterbrochen, um die Strom-Spannungs-Kennlinie der Module unter Standardtestbedingungen zu messen. Das bei kristallinen Siliziummodulen erprobte und zeitsparende Verfahren, die Module während der Stresstests durch Dunkelkennlinien zu vermessen, wurde an Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) Dünnschichtphotovoltaikmodulen angewandt. Das Messverfahren soll zukünftig verwendet werden, um eine wechselnde Degradation und Regeneration der Dünnschichtmodule in beschleunigten Tests zu untersuchen.

1. Einleitung

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

Zur Minimierung der ohmschen Verluste in der Gleichstromseite eines Photovoltaikgenerators werden die Photovoltaikmodule in Reihe geschaltet, bis die zulässige Systemspannung von typischerweise 1000 V erreicht ist. Die Spannung dieser Modulstränge liegt am DC- Anschluss des Wechselrichters an. Da hocheffiziente, leistungselektronische Wechselrichter keinen Transformator enthalten, kann der Photovoltaikstrang auf der DC-Seite nicht geerdet werden. Es bildet sich ein schwebendes Potential aus, bei dem die Zellen in den Modulen in einem Teil des Strangs ein positives Potential gegenüber der geerdeten Unterkonstruktion erfahren und im anderen Teil ein Negatives, siehe Abb. 1. Besonders ein negatives Potential gegenüber dem Erdpotential führt zu einer Abnahme des Wirkungsgrades, also zu einer Degradation der elektrischen Ausgangsleistung der Module [1]. Die Wirkungsweise dieser potential-induzierten Degradation (PID) hat hauptsächlich mit einer Ionenwanderung im Inneren der PV-Module zu tun. Die Potentialdifferenz zwischen dem Modulinneren und dem Moduläußeren spannt ähnlich wie bei einem Plattenkondensator ein elektrisches Feld in den Schichten des PV-Moduls auf, welches Ionen zur Bewegung durch diese Schichten antreibt. Diese Ionenmigration scheint Ursache für die bisher bekannten PID-Mechanismen zu sein. Die Ionenmigration kann nicht direkt gemessen werden, allerdings treibt das anliegende Potential einen Leckstrom, der durch das Modul zur geerdeten Montagekonstruktion fließt. Typischerweise wird dieser Leckstrom in Feldversuchen und in Laboruntersuchungen gemessen und über die Testzeit integriert. Die übertragene Ladungsmenge Q dient als Vergleichswert zwischen Echtzeit- und Labortest.

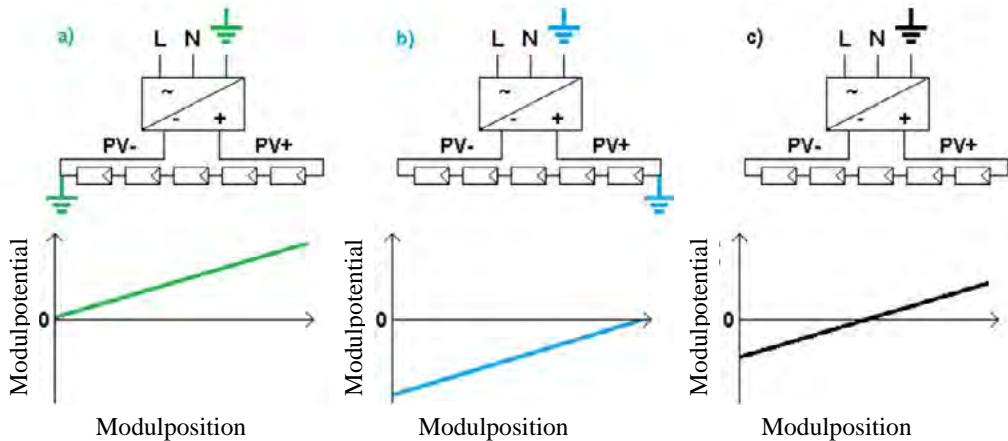


Abb. 1: Potentiale im Solargenerator: a) negativer Pol geerdet, b) positiver Pol geerdet, c) ungeerdet, schwebendes Potential [9]

Für kristallines p-typ Silizium (c-Si) ist der wesentliche Degradationsmechanismus die Ausbildung lokaler Kurzschlüsse in den Zellen. Ein negatives Potential gegenüber dem Moduläußeren verursacht ein elektrisches Feld im Modul, welches zur Migration positiver Natriumionen (Na^+) aus dem Kalk-Natron-Glas in die Zelle führt (Feldlinien vom Modulglas Richtung Zelle). In der Zelle sammeln sich die Na^+ -Ionen in Stapelfehlern an und führen so lokal zu einer erhöhten Rekombination und zur Ausbildung lokaler Kurzschlüsse (eng.: shunts, shunting-type PID, PID-s). Dadurch nimmt der Parallelwiderstand der Module ab, was wiederum zu einer Abnahme des Füllfaktors und letztendlich zur Abnahme der Leistung führt [2]. Untersuchungen [2, 3] haben gezeigt, dass die Reduktion des Parallelwiderstands mit der Leistungsabnahme korreliert werden kann, sodass der Parallelwiderstand als Indikator für PID-s dienen kann. Der Parallelwiderstand des Moduls wurde dabei aus Dunkelkennlinien ausgerechnet (Gl. 1), die während der beschleunigten Alterung vermessen wurden. Die Vermessung der Dunkelkennlinien erweist sich hierbei als vorteilhaft, da die Alterung kontinuierlich fortgeführt werden kann. Für die Vermessung bei Standardtestbedingungen (eng. standard test conditions, STC) wären Unterbrechungen des Klimakammertests notwendig, um das Modul unter Bestrahlung bei 25 °C zu vermessen.

Für Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) Dünnschichtphotovoltaikmodule sind die genauen Degradationsmechanismen weiterhin unklar [4]. Bekannt ist, dass ein negatives Potential auch bei CIGS-Modulen zu einer Migration positiver Natriumionen führt. Aufgrund der Substratbauweise migrieren die Na^+ -Ionen vom Rückglas in den Metallrückkontakt. Von dort diffundieren die Ionen in den CIGS-Absorber und führen ähnlich wie bei c-Si zur Ausbildung lokaler Kurzschlüsse. Der Kadmiumsulfid (CdS) –CIGS p-n Übergang kann aufgrund der verhältnismäßig extrem dünnen CdS-Schicht als näherungsweise einseitiger p-n Übergang gesehen werden. Die Raumladungszone breitet sich weit in den CIGS-Absorber aus. Bereits geringe Mengen an fremden Na^+ -Ionen führen dadurch zu einer erhöhten Rekombination und damit zu einer Verringerung der freien Ladungsträger. Dies führt zu einer Abnahme der Leerlaufspannung und des Füllfaktors [4, 5].

Um zu untersuchen, ob der Parallelwiderstand in CIGS-Dünnschicht-Modulen als Indikator für PID-s verwendet werden kann, durchlief ein CIGS-Modul einen Bias Damp Heat Test mit semikontinuierlicher Vermessung der Dunkelkennlinie.

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

2. Versuchsaufbau und Durchführung

Die negative Potentialbelastung wird im Labor durch ein 1000 V Gleichspannungsnetzteil realisiert, dessen Ausgänge je nach Verschaltung mit dem Modul ein negatives oder positives Potential in der Zelle gegenüber dem geerdeten Modulrahmen verursachen können. Der Leckstrom fließt bei diesem Aufbau vom Netzteil über die Modulanschlüsse in die CIGS-Zelle, von dort über die aktiven Strompfade durch das Modul zum Modulrahmen und schließlich über einen Messwiderstand zum Erdpotential, siehe Abb. 2. Das isoliert in der Klimakammer gelagerte CIGS-Module erfährt zusätzlich zur Potentialbelastung (Bias) eine relative Luftfeuchtigkeit (r.F.) von 85 % (Damp) und eine erhöhte Temperatur von 85 °C (Heat). Während des Bias Damp Heat Tests erfolgte die Vermessung der Dunkelkennlinie des Moduls alle zwölf Stunden. Jeweils nach 72 Stunden erfolgte eine Zwischenmessung des Moduls bei STC, wofür das Modul zunächst bei 50 °C für sechs Stunden eine Stabilisierung durch Beleuchtung bei 1000 W/m² durchlief. Die Zwischenmessungen dienen zur Vermessung der Leistung und des Füllfaktors unter Bestrahlung, da die Dunkelkennlinie lediglich Aufschluss über den Parallelwiderstand gibt. Wie in vorangegangenen Untersuchungen gezeigt wurde, weist der Parallelwiderstand in CIGS-Dünnschichtmodulen einen nichtlinearen negativen Temperaturkoeffizienten auf [6]. Dies ist bei Stresstests mit erhöhter Temperatur zu beachten. Bei 25 °C beträgt der Parallelwiderstand für M06 3600 Ω. Bei der Testtemperatur von 85 °C beträgt der Parallelwiderstand 1600 Ω.

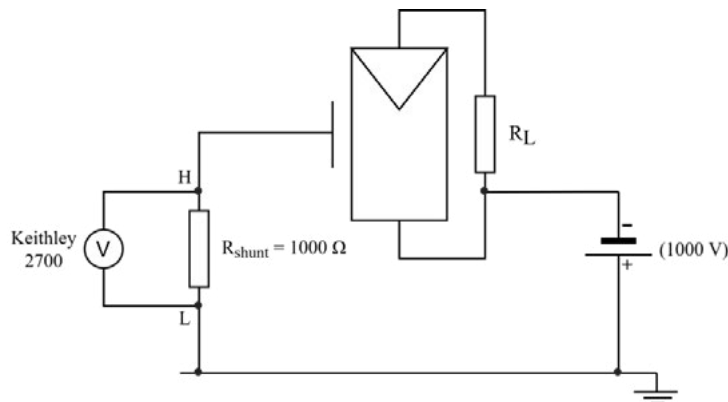


Abb. 2: Schaltung zur Nachbildung einer Potentialbelastung des Moduls bei -1000 V gegenüber dem Erdpotential. Lastwiderstand R_L , Messwiderstand für den Leckstrom R_{shunt} mit Anschlüssen H (high) und L (low) am Multimeter

Bei der Vermessung der Dunkelkennlinie gilt es zu beachten, dass das Modul durch die Potentialbelastung mit 1000 V wie eine elektrische Kapazität aufgeladen wird. Vor der Verbindung mit der Messtechnik müssen daher die Modulkontakte am Erdpotential entladen werden. Durch den Messaufbau und die einzuhaltende Prozedur bei der Messung ist gewährleistet, dass zu jedem Zeitpunkt nur entweder die Spannungsversorgung des 1000 V Netzteils oder die Dunkel-Strom-Spannungs (IV)-Messtechnik an die Netzspannung angeschlossen ist. Dadurch ist sichergestellt, dass die Messtechnik nie mit den 1000 V des Gleichspannungsnetzteils in Berührung kommt. Während des Bias Damp Heat Tests läuft eine Vermessung der Dunkelkennlinie folgendermaßen ab:

- Ausschalten des 1000 V Gleichspannungsnetzteils
- Modulstecker vom 1000 V Netzteil lösen
- Modulstecker am Erdpotential entladen
- Dunkel-IV-Messtechnik an Netzspannung anschließen und einschalten
- Modul an Dunkel-IV-Messgerät anschließen, Kennlinie vermessen

- Messtechnik ausschalten, Netzstecker trennen
- Modulstecker von der Messtechnik trennen und am 1000 V Netzteil anschließen
- Netzstecker des 1000 V Gleichspannungsnetzteils einstecken, Netzteil einschalten

Die Messung der Dunkelkennlinie erfolgte alle zwölf Stunden. Für eine genaue Bestimmung des Parallelwiderstands wurden bei jeder Messung fünf Dunkelkennlinien aufgenommen und der Durchschnitt aus den fünf berechneten Parallelwiderständen bestimmt.

3. Ergebnisse und Diskussion

Nach insgesamt 430 Stunden beschleunigter Alterung (Versuchszeit etwa sechs Wochen), betrug die Leistung des CIGS-Moduls 93,6 % der STC-Leistung bei Beginn des Tests. Die Abnahme der Leistung ist in Abb. 3 in grün dargestellt. Die Leistungsmessung erfolgte einmal pro Woche. Zu Beginn des Tests bleibt die Leistung stabil und ab der dritten Alterungsphase beginnt die Leistung abzunehmen. Insgesamt scheint Das CIGS-Modul im Übergang von der Plateauphase in die Degradationsphase zu sein.

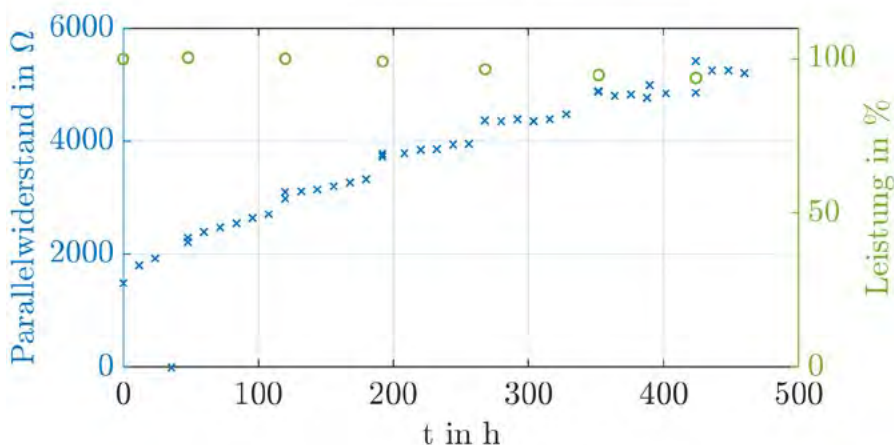


Abb. 3: Parallelwiderstand berechnet aus Dunkelkennlinien (blaue Kreuze) und Leistung bei STC des CIGS-Moduls M06 (grüne Kreise) während eines 430-stündigen Bias Damp Heat Tests

Entgegen der Erwartung zeigt der Parallelwiderstand, berechnet aus der Dunkelkennlinie, während der gesamten Testzeit einen Anstieg (blaue Kreuze in Abb. 3). Bei 1600 Ω beginnend, steigt der Parallelwiderstand bis zum Testende auf einen Wert von 5200 Ω an. Bei Cadmium-Tellurid (CdTe)-Dünnschichtmodulen ist ein Anstieg zu Beginn der Alterung möglich [7]. Allerdings folgt danach eine stetige Reduktion des Parallelwiderstands. Eine kontinuierliche Zunahme des Parallelwiderstands ist bei potentialinduzierter Degradation unüblich. Hierbei sind zwei unterschiedliche Phänomene zu beobachten. Der Parallelwiderstand steigt während der Alterung in der Klimakammer stetig an. Weiterhin steigt der Wert vom Ende einer Testphase zu Beginn der Nächsten Testphase an (Stufen im Parallelwiderstand in Abb. 3). Die Unterbrechung beinhaltet die Abschaltung des Potentials am CIGS-Modul, eine Abkühlung der Prüfkammer von 85 °C auf 25 °C, sechs Stunden Lichtbestrahlung des Moduls bei 50 °C und 1000 W/m², eine Vermessung der Hellkennlinie bei STC und anschließend zwei Tage Dunkelagerung bei 20 °C. Sowohl die Lichtbestrahlung als auch die Dunkelagerung können dazu führen, dass sich die potentialinduzierte Degradation regeneriert [8].

Für einen Vergleich dient der Parallelwiderstand, der aus der wöchentlich aufgenommenen Hellkennlinie berechnet wurde. Hier ist ähnlich wie bei CdTe superstrat Modulen ein Anstieg zu Beginn des Alterungstests zu beobachten und anschließend eine stetige Abnahme, siehe Abb. 4. Die

Hellkennlinien zeigen eine Abnahme des Füllfaktors (FF) und des Punktes maximaler Leistung (MPP) (Abb. 5). Zusätzlich ist eine Änderung der Kennlinien zwischen MPP und Kurzschlussstrom zu beobachten, welche die Abnahme des Parallelwiderstands bestätigt. Zu sehen ist ebenfalls, dass die Leerlaufspannung konstant bleibt. Die Ausbildung lokaler Kurzschlüsse scheint der wesentliche Degradationsmechanismus zu sein (PID-s).

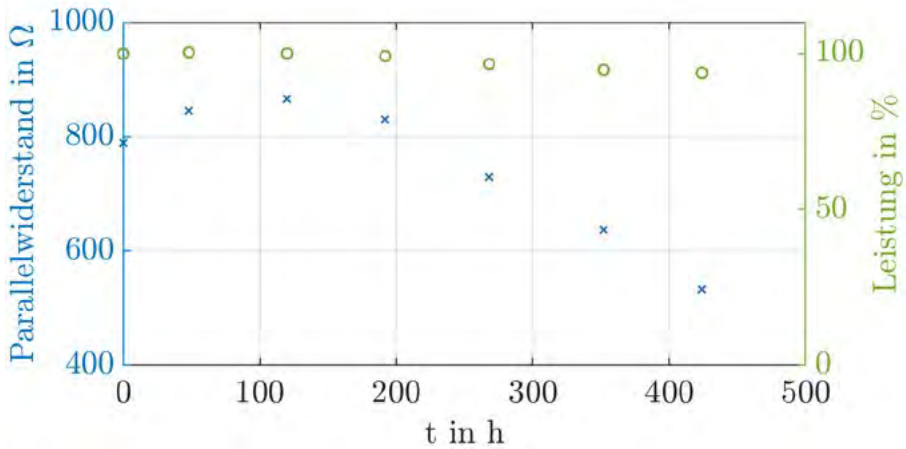


Abb. 4: Parallelwiderstand berechnet aus Hellkennlinien (blaue Kreuze) und Leistung bei STC des CIGS-Moduls M06 (grüne Kreise) während eines 430-stündigen Bias Damp Heat Tests

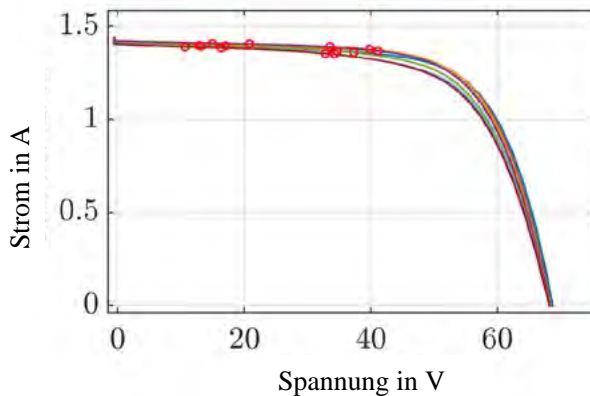


Abb. 4: Hellkennlinien des CIGS-Moduls M06, gemessen nach jeweils 72 Stunden Alterung in der Klimakammer. Der Pfeil zeigt die Entwicklung der Kennlinie während des Stresstests

Grundsätzlich sind die berechneten Parallelwiderstände aus den Hellkennlinien höchst ungenau. Wie in Abb. 4 durch die roten Kreise gekennzeichnet ist, muss der Parallelwiderstand nah im Bereich des MPP berechnet werden, da die Verteilung der Wertepaare es nur so ermöglicht. Die in Abb. 4 gezeigten Werte der Widerstände haben eine Unsicherheit von teilweise über 100 Ω. Der genaue Verlauf in Abb. 4 ist daher unsicher, allerdings ist tatsächlich eine Abnahme des Parallelwiderstands zu erkennen.

Die Ergebnisse der Hell- und Dunkelkennlinien-Auswertungen widersprechen sich. Eine Erklärung hierfür ist, dass das verwendete CIGS-Modul vor dem Stresstest einige Jahre dunkelgelagert wurde. Die nun durchgeführte Testreihe mit Alterung, Lichtbestrahlung und Dunkelagerung im Wechsel könnte das Modul aus einem Langzeit-Dunkelzustand wieder aufwecken. Dies würde die Zunahme des Parallelwiderstands aus den Dunkelkennlinien erklären. Allerdings zeigt das Modul bereits eine

Leistungsabnahme, wodurch sich eine Minderung des Parallelwiderstands ergeben müsste. Der Test wird mit neuen CIGS-Modulen wiederholt werden, die in 2019 hergestellt wurden, um den Effekt einer zu langen Dunkellagerung auszuschließen.

5. Ausblick Wechselpotential und Freifeldteststand

Die Methode der Echtzeitmessung der Dunkelkennlinie während beschleunigter Alterungstests soll zukünftig zur Untersuchung des Einflusses eines wechselnden Potentials dienen. In Freifeldanlagen altern die Module tagsüber durch ein anliegendes negatives Potential. Zur Regeneration wird nachts über sogenannte PID-Boxen ein positives Potential an den Zellen angelegt, um die Degradation umzukehren. Der Einfluss dieses Wechselpotentials – tagsüber negativ, nachts positiv – ist bisher kaum untersucht. Klimakammeruntersuchungen sollen Aufschluss über den Einfluss des Wechselpotentials auf CIGS-Dünnschichtmodule geben.

Da die Alterung in der Klimakammer beschleunigt abläuft, muss für die Klimakammertests das Umschaltintervall bestimmt werden. Hierfür dienen Messwerte, die an einem Freifeldteststand aufgenommen werden. Die Potentialumschaltung erfolgt durch einen Dämmerungsschalter und eine Reihe an Zeitrelais, siehe Abb. 5. Um das Schalten der 1000 V zu umgehen, werden die 1000 v Spannungsquellen ausgeschaltet, dann die Kontakte getauscht (Abb. 6) und schließlich die Netzteile wieder eingeschaltet. Der Leckstrom der Module wird kontinuierlich über ein Multimeter gemessen. Abb. 7 zeigt beispielhaft den Leckstrom für zwei CIGS-Module im Freifeld über zwei Tage und Nächte. Für jeden Tag und jede Nacht kann daraus die übertragene Ladungsmenge bestimmt werden, siehe Tab. 1. Zusammen mit Daten aus vergangenen Klimakammertests können hieraus Beschleunigungsfaktoren berechnet werden, um die Schaltintervalle für Klimakammeruntersuchungen mit Wechselpotential zu bestimmen. Hierbei gilt es zu beachten, dass der Leckstrom im Freifeld stark witterungsabhängig ist. Die Veränderung des Parallelwiderstands in CIGS-Modulen kann dann während der Belastung mit wechselnden Potentialen in der Klimakammer beobachtet werden.

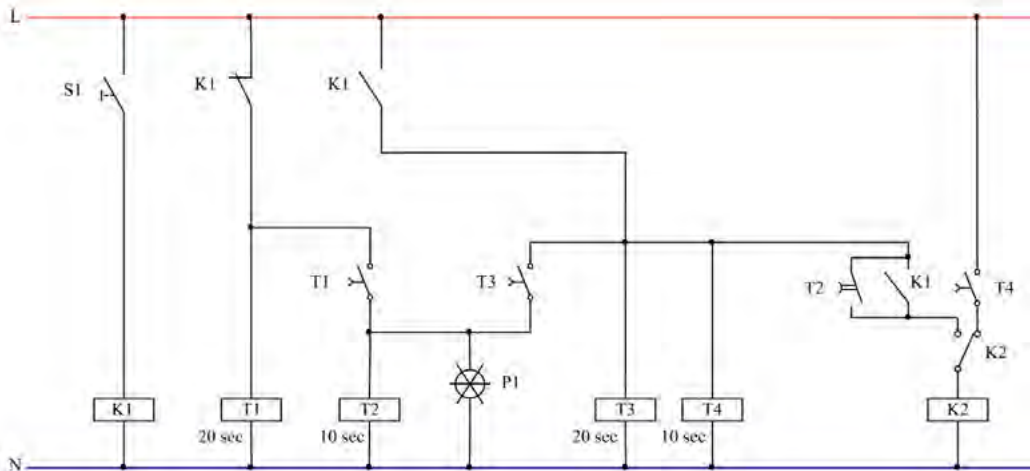


Abb. 5: Schaltung zur Umschaltung des Potentials an Modulen im Freifeldteststand. Den Impuls zum Umschalten liefert der Dämmerungsschalter S1. Bei Dämmerung werden die tagsüber negativ angeschlossenen 1000 V Netzteile (Anschluss P1) ausgeschaltet und bleiben für 20 s aus. Über Zeitrelais werden zwei Wechsler geschaltet (Abb. 6), die im ausgeschalteten Zustand die Potentiale der 1000 V Netzteile umtauschen. Nach weiteren zehn Sekunden Wartezeit werden die 1000 V Netzteile wieder eingeschaltet und die Module im Freifeld sind nun positiv mit 1000 V gegenüber dem Erdpotential beaufschlagt.

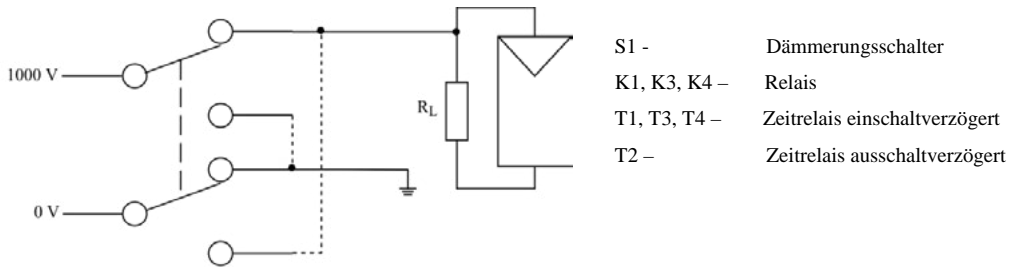


Abb. 6: Doppelwechsler zum Umschalten des Potentials am Modul. Gesamte Schaltung, vgl. Abb. 2

Tab. 1: Übertragene Ladungsmengen Q in mC für Module 1 und 2 vom Freifeldteststand HS Nordhausen für die in Abb. 7 gezeigten Zeitabschnitte

	Modul 1	Modul 2
Tag 1	-1.27587	-1.50991
Nacht 1	2.62223	3.36063
Tag 2	-1.26372	-1.66999
Nacht 2	2.16583	3.5513

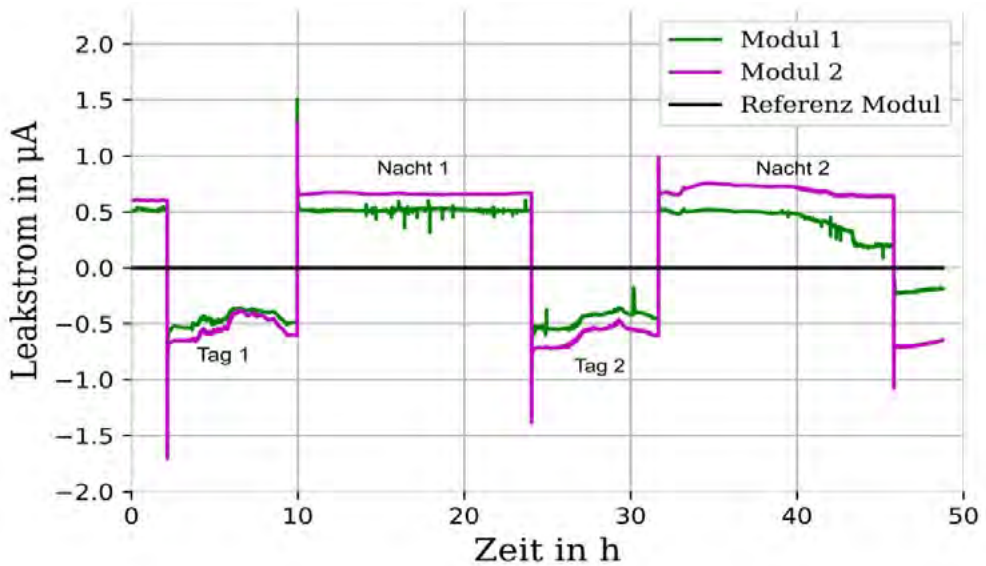


Abb. 7: Leckströme der Module 1 und 2 auf dem Freifeldteststand, beispielhaft für zwei Tage und Nächte

6. Danksagung

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

7. Literaturverzeichnis

- [1] Luo, W. et al.: Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. In: Energy Environmental & Science Vol 10 (2017), S. 43-68
- [2] Florides, M. et al.: Early Detection of Potential-Induced Degradation in the Field: Testing a new Methodology on Silicon PV Modules. In: 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2020
- [3] Florides, M. et al.: Shunt Resistance Relation to Power Loss due to Potential Induced Degradation in Crystalline Photovoltaic Cells. In: IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2019), S. 1950-1954
- [4] Jahandardoost, M. et al: Potential Induced Degradation and Recovery Effects in CdS /CIGS Solar Cells with Na and Rbf Treatments. In: IEEE 48th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2021), S. 1693-1696
- [5] Lee, S. et al: Characterization of Potential Induced Degradation and Recovery in CIGS Solar Cells. Energies 2021, 14, 4628
- [6] Gerstenberg, L. et al.: Investigations on the Temperature Dependency of the Shunt Resistance in CIGS Thin Film Solar Modules Using Dark IV Curve Measurements. In: 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2021
- [7] Gerstenberg, L. et al.: Regeneration von PID geschädigten CdTe Dünnschicht PV Modulen nach beschleunigten Alterungstests. In: 4. Regenerative Energietechnik Konferenz in Nordhausen RET.Con, 2021
- [8] Sakurai, K. et al.: Rapid Recovery of CIGS Solar Cells from PID Stress with Light Soaking. In: IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (2019), S. 2000-2002
- [9] Fjällström, V.: Potential-Induced Degradation and possibilities for recovery of CuIn Ga Se thin film solar cells, Uppsala Universität, Lizenziat, 2015

Elektrische Analyse photovoltaischer CdTe-Zellen der CSS-Technologie

M. Nicklaus, M. Schönau, R. Arndt*, G. Papageorgiou*, B. Siepchen*, B. Hüttl

*Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, 96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, Tel.: +49 (0) 9561 317 202, michel.nicklaus@stud.hs-coburg.de
* CTF Solar GmbH, 01099 Dresden, Manfred-von-Ardenne-Ring 4*

Abstract

In diesem Artikel wird ein Messsystem vorgestellt, mit dem elektrische Eigenschaften photovoltaischer Dünnschichtzellen bestimmt werden können. Ziel ist es, die Entwicklung von Dünnschicht-Zelltechnologien mit den hier vorgestellten Analysemethoden zu begleiten und zu unterstützen. Die dargestellten elektrischen Analysen basieren auf Stromdichte-Spannungsmessungen (JV-Messungen) und auf der Methode der Thermischen Admittanz-Spektroskopie (TAS). Die elektrischen Messungen werden mit Hilfe eines Kryostaten temperaturvariabel durchgeführt. Aus den Untersuchungen werden wichtige Kenngrößen der photovoltaischen Zellen extrahiert.

1. Einleitung

Das kristalline Silizium (c-Si) ist das verbreitete Zellmaterial der Photovoltaik. Alternativ setzen sich zunehmend die Dünnschichtmaterialien wie Cadmium-Tellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) in der technologischen und kommerziellen Verbreitung durch. Besonders vorteilhaft für Dünnschichttechnologien sind die geringeren Herstellungskosten der großtechnischen Produktion und der geringe CO₂-Fußabdruck.

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

Im eingereichten Beitrag werden elektrische Analysen an CSS-CdTe-Zellen präsentiert, welche die Technologieentwicklung bei der CTF Solar GmbH unterstützen sollen. Insbesondere werden temperaturabhängige Stromdichte-Spannungs-(JV)-Kennlinien bei Dunkelheit und Bestrahlung untersucht, deren Analyse der Bestimmung relevanter Kennlinienparameter dienen. Zudem stellen wir die Methode der Admittanz-Spektroskopie vor, mit der in Korrelation zu den Herstellungsparametern auf die Ursache und Spezifik tiefer Störstellen geschlossen werden kann.

2. Stromdichte-Spannungs-Messungen

Photovoltaische Zellen können mit elektrischen Untersuchungsmethoden grundlegend charakterisiert werden. Häufig werden die Methoden der Stromdichte-Spannungs-Messungen (JV) mit und ohne optische Bestrahlung (Hell- und Dunkelkennlinien) eingesetzt. Aus den aufgezeichneten JV-Kennlinien können verschiedene Kenngrößen der photovoltaischen Zellen hergeleitet werden. U.a. ist eine Parameterbestimmung durch mathematische Anpassung simulierter Kennlinien auf Basis von z.B. einem Ein-Dioden-Modell nach Gleichung (1) an die gemessenen Kennlinien möglich:

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

Wesentliche Parameter der Gleichung (1) und der experimentellen und analytischen Bestimmungen sind die Photostromdichte J_{Ph} , der Idealitätsfaktor n , die allgemeine Sättigungsstromdichte J_0 (umfasst die Sättigungsstromdichten der strahlenden als auch der SRH-Rekombination), der Serienwiderstand R_S und der Parallelwiderstand R_p . Für die Hellmessungen werden dann die Leerlaufspannung V_{OC} , der Füllfaktor FF , die maximale Leistung P_{MPP} und der Wirkungsgrad η relevant. In Gleichung (1) sind neben der Temperatur T noch die bekannten Naturkonstanten der Elementarladung e und der Boltzmannkonstante k aufgeführt.

In Abb. 1 sind JV-Dunkelkennlinien einer untersuchten CdTe-PV-Zelle im Temperaturbereich von 200 bis 290 K dargestellt.

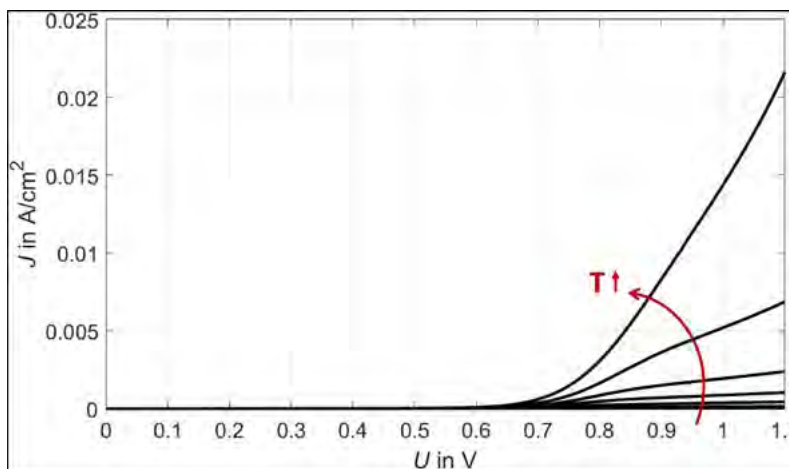


Abb. 1: Lineare Darstellung der JV-Kennlinien in Abhängigkeit von der Temperatur

Im Fall von Dunkelmessungen gilt für Gleichung (1): $J_{Ph} = 0$. Es zeigt sich, dass die Kennlinien in den meisten Fällen nicht allein durch das Ein-Dioden-Modell beschrieben werden können. Daher wird für die Simulation auch das Zwei-Dioden-Modell nach Gleichung (2) verwendet:

$$J(V) = J_{01} \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot (V - J \cdot R_S)}{n_1 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] + J_{02} \cdot \left[\exp\left(\frac{e \cdot (V - J \cdot R_S)}{n_2 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right] + \frac{V - J \cdot R_S}{R_p} \quad (2)$$

In Gleichung (2) symbolisiert die erste Diode die Diffusionsströme mit der Sättigungsstromdichte J_{01} und dem Idealitätsfaktor n_1 . Die zweite Diode beschreibt die Rekombinationsströme innerhalb der Raumladungszone mit der Rekombinationsstromdichte J_{02} und dem Idealitätsfaktor n_2 . Die Kennlinie bei einer Temperatur von 290 K zeigt ein Verhalten, welches mit Gleichung (2) gut simuliert werden kann. Bei niedrigeren Temperaturen wird der Strom gehemmt, gut sichtbar für höhere Spannungen. Mit sinkender

Temperatur wird der sogenannte Rollover-Effekt relevant. Er bezeichnet das Abknicken der Kennlinie, welches auf die Präsenz einer Schottky-Barriere am Rückkontakt zurückzuführen ist. Das elektrische Verhalten der Schottky-Barriere kann mit Hilfe einer gegengepolten Diode simuliert werden.

Der Einflussbereich der einzelnen Parameter des Zwei-Dioden-Modells kann gut in der halblogarithmischen Darstellung gezeigt werden. In Abb. 2 ist eine typische JV-Dunkelkennlinie aufgetragen.

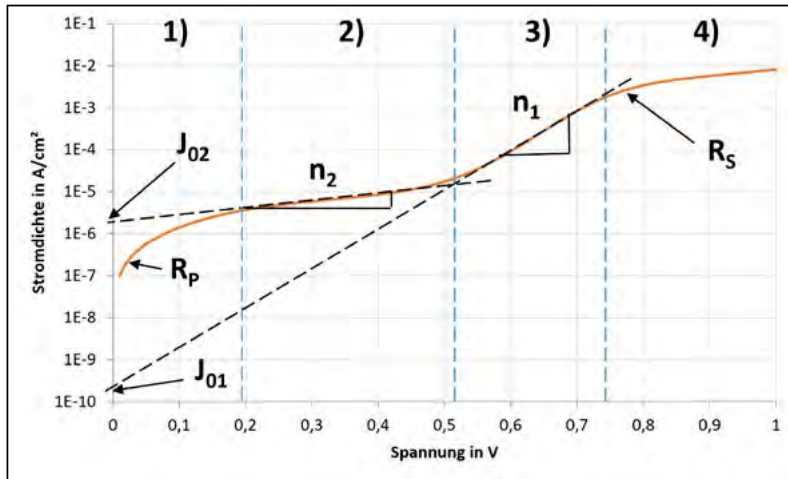


Abb 2: Einflussbereich der Parameter des 2-Diodenmodells

Sie kann im einfachsten Fall in vier Bereiche eingeteilt werden:

1. Einflussbereich von R_p
2. Einflussbereich von J_{02} und n_2
3. Einflussbereich von J_{01} und n_1
4. Einflussbereich von R_s

Die Widerstände R_p und R_s sorgen in ihrem jeweiligen Einflussbereich für ein Abknicken der JV-Kennlinien. Die Parameter der beiden Dioden können durch Regressionsgeraden in den beiden linearen Bereichen ermittelt werden. Die Sättigungsstromdichten können aus den Schnittpunkten der Gerade mit der Strom-Achse berechnet werden. Die Idealitätsfaktoren können aus den Steigungen der Geraden ermittelt werden. Die mathematische Beschreibung mit pauschalen Parametern beruht allerdings auf Näherungen. Zudem findet man diese Kennlinien für Temperaturen größer als 300 K. Für die hier gemessenen Kennlinien im Bereich von 200 bis 290 K verliert dieser Modellansatz seine Gültigkeit.

Für die Näherungen in Abb. 2 muss zusätzlich gelten: $R_p \gg R_s$. Dies ist bei hohen Temperaturen meist gut erfüllt, gilt aber für tiefere Temperaturbereich nicht mehr uneingeschränkt. Die elektrischen Verhältnisse werden nun mit dem Ein-Dioden-Modell aus Gleichung (1) besser beschrieben, wobei der wachsende Einfluss von R_s berücksichtigt wird. Der Parallelwiderstand R_p wird durch den Paralleleitwert G_p ersetzt und es ergibt sich Gleichung (3). [5, 6]

$$J = J_0^* \cdot \left(\exp\left(\frac{U - R_s \cdot J}{n \cdot U_T}\right) - 1 \right) + G_p \cdot U \tag{3}$$

mit $J_0^* = \frac{J_0}{1 + G_p \cdot R_s}$ und $G_p^* = \frac{G_p}{1 + G_p \cdot R_s}$

Der Paralleleitwert G_p^* kann durch lineare Regression im Kurzschlussbereich ermittelt werden, da hier

im Normalfall der Term der Diode vernachlässigt werden kann. Außerdem kann der Term „-1“ bei hohen Spannungen vernachlässigt werden. Durch weiteres Umstellen und Logarithmieren ergibt sich eine nichtlineare Gleichung mit den drei Unbekannten R_S , J_0^* und n . Diese können mithilfe der Methode der kleinsten Quadrate leicht ermittelt werden. Wenn die Kennlinie gut durch das Ein-Dioden-Modell beschreibbar ist, reichen aufgrund der drei Unbekannten schon drei Messpunkte für eine exakte Ermittlung aus. Zeigen sich allerdings noch deutliche Differenzen zwischen der gemessenen und simulierten Kennlinie, wird die zweite Diode für eine möglichst exakte Beschreibung benötigt. Zur Ermittlung der Parameter J_{02} und n_2 ist ein weiterer Fit nach der Methode der kleinsten Quadrate am vielversprechendsten, da die in Abb. 2 veranschaulichte Extrapolationsmethode zu ungenau ist.

In Abb. 3 sind die vorher linear dargestellten Kennlinien halblogarithmisch aufgetragen.

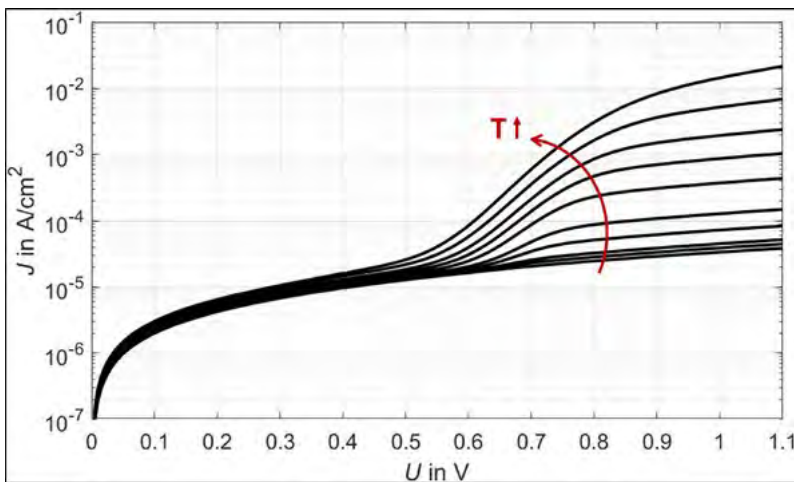


Abb. 3: Halblogarithmische Darstellung der JV-Kennlinien in Abhängigkeit von der Temperatur

Mit Hilfe von temperaturabhängigen JV-Messungen kann der Einfluss der Schottky-Barriere am Rückkontakt sichtbar gemacht und quantifiziert werden. Mit sinkender Temperatur haben immer weniger Ladungsträger genug Energie, um die Barriere zu überwinden, sodass die Stromdichte bei hohen Spannungen deutliche Unterschiede aufweist. Dies zeigt sich auch in deutlich höheren, scheinbaren Serienwiderständen, siehe Gleichung (4) und Erklärungen weiter unten. Die Wirkung des Widerstandes und der Barriere sind im Bereich von ca. 0,6 bis 1,1 V der Kennlinie gut erkennbar, siehe Abb. 3. Es wird außerdem ersichtlich, dass die Sättigungsstromdichte mit sinkender Temperatur leicht abnimmt.

In diesem Beitrag werden zwei nützliche Charakterisierungsmethoden vorgestellt, welche die Quantifizierung der Schottky-Barrierenhöhe gestatten. Methode (A) ermittelt die Höhe über den temperaturabhängigen Serienwiderstand $R_S(T)$. Die Methode (A) basiert auf Gleichung (4) gemäß Quelle [7].

$$R_S(T) = R_{\Omega 0} + \frac{\partial R_{S\Omega}}{\partial T} \cdot T + \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (4)$$

Hierbei ist $R_{\Omega 0}$ der ohmsche Dunkelserienwiderstand bei 273,15 K, $\delta R_{S\Omega}/\delta T$ ist der Temperaturkoeffizient des ohmschen Dunkelwiderstandes, ϕ_b ist die Höhe der Schottky-Barriere und C ist ein Fitparameter. Für Messtemperaturen unterhalb von 300 K dürfen in Gleichung (4) der konstante und der lineare Term vernachlässigt werden, so dass sich Gleichung (4) zu einer exponentiellen Funktion, Gleichung (5), vereinfacht:

$$R_S(T) = \frac{C}{T^2} \cdot \exp\left(\frac{\phi_b}{k \cdot T}\right) \quad (5)$$

Der in Gleichung (5) benötigte Dunkelserienwiderstand $R_S(T)$ ist nach der vorher beschriebenen Methode unabhängig von der Höhe des Parallelwiderstands aus den temperaturabhängigen Dunkelkennlinien bestimmbar.

Mithilfe der Methode (B) wird die die Höhe der Schottky-Barriere über den sogenannten Abknickpunkt des Rollovers bestimmt, siehe Abb. 1. Zur Ermittlung des Abknickpunkts werden die linearen Bereiche vor und nach dem Abknicken identifiziert und durch Geraden approximiert. Dem Geradenschnittpunkt wird die Sättigungsstromdichte $J_t(T)$ zugeordnet. Diese ist temperaturabhängig (siehe Abb. 1) und es gilt folgender Zusammenhang [8]:

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

Neben den bereits bekannten Größen enthält Gleichung (6) die Richardson-Konstante A^* . Die Höhe von A^* ist abhängig von der effektiven Masse der Majoritätsladungsträger im betrachteten Halbleiter, d.h. im Fall von p-CdTe wird die effektive Masse der Löcher zur Berechnung benötigt [9, 10]. Die Richardson-Konstante beträgt nach bisherigen Berechnungen für CdTe etwa $44 \text{ A}/(\text{cm}^2 \cdot \text{K}^2)$. Dies ist etwa gleichbedeutend mit einer effektiven Löcher Masse von etwa $0,37 \cdot m_0$. Dieser Wert wird in der Literatur bestätigt [11]. Nach o.g. Ermittlungsmethodik der temperaturabhängigen Sättigungsstromdichten $J_t(T)$ werden die Werte über der Temperatur aufgetragen und es wird ein bestmöglicher Fit gemäß Gleichung (6) vorgenommen, siehe Abb. 4 (rechts).

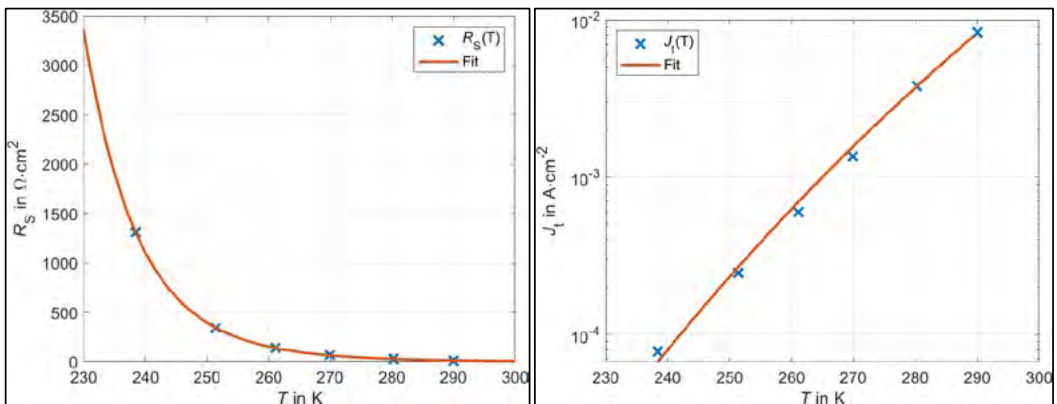


Abb. 4: Darstellung der experimentell bestimmten Dunkelwiderstände $R_S(T)$ (links) und Sättigungsstromdichten der Rückdiode (rechts) über der Temperatur

Die mit beiden Methoden bestimmten Barrierehöhen entsprechen sich sehr gut, die Abweichung der Barrierehöhen zueinander lag bei weniger als 0,03 eV.

3. Thermische Admittanz-Spektroskopie

3.1 Physikalische Grundlagen

Mit der Thermischen Admittanz-Spektroskopie (TAS) können Defekte in einer Photovoltaikzelle erkannt werden. Dafür wird die Admittanz einer Zelle bei verschiedenen Temperaturen und Frequenzen gemessen, wodurch „charakteristische energetische Fußabdrücke“ von Störstellen gemessen werden können. Defekte sind unerwünschte Energieniveaus E_T eines Halbleiters. Sie treten durch unperfekte Herstellung auf und verringern die Lebensdauer der Ladungsträger im pn-Übergang einer Solarzelle, was den Wirkungsgrad dieser verschlechtert.

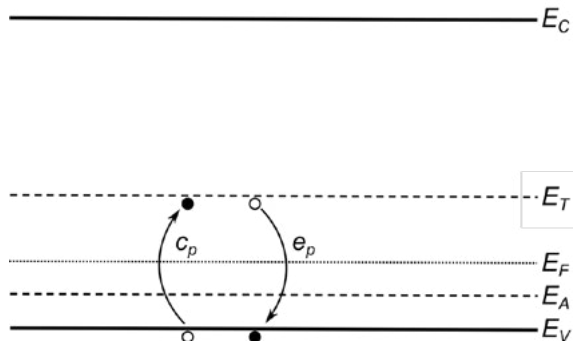


Abb. 5: Banddiagramm eines p-Halbleiters mit Störstelle

Abb. 5 zeigt das Banddiagramm eines p-Halbleiters. Abgebildet ist die Leitungsbandkante E_C , das Energieniveau einer Störstelle E_T , die Fermienergie E_F , das Dotierenergieniveau E_A sowie die Valenzbandkante E_V .

Durch die Störstellen können Löcher in das Valenzband emittiert und wieder eingefangen werden. Diese Vorgänge werden durch die thermische Löcher-Emissionsrate e_p und thermische Löcher-Eingangsrate c_p bestimmt.

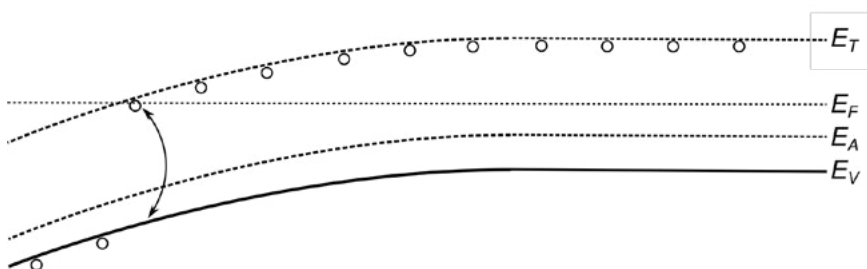


Abb. 6: Banddiagramm eines pn-Übergangs mit Störstelle (nach [12])

Abb. 6 stellt das Banddiagramm eines pn-Übergangs mit einer tiefen Störstelle dar. Die Energiebänder sind durch die Diffusionsspannung gekrümmt. Das Banddiagramm der Störstelle schneidet die Fermienergie. Links des Schnittpunktes (von E_F mit E_T) ist die Löcher-Emissionsrate größer als die Löcher-Eingangsrate, deshalb befinden sich die Löcher der tiefen Störstelle vorwiegend im Valenzband. Rechts des Schnittpunktes ist es umgekehrt, deshalb befinden sich dort die Löcher überwiegend in der Störstelle. Störstellen agieren in einer PV-Zelle als sogenannte Ladungsträger-Fallen. Sie verringern die Lebensdauer von durch Licht erzeugten Elektronen-Loch-Paaren und verringern damit den gewünschten erzeugten Strom.

Indem an die Zelle eine kleine Wechselspannung

$$\underline{u}(t) = \hat{u} \cdot \exp(j\omega t) \quad (7)$$

mit der Amplitude \hat{u} und der Kreisfrequenz ω angelegt wird, kann die Krümmung der Bänder zeitabhängig variiert werden. Dadurch werden die Energieniveaus von Löchern aus der Störstelle am Schnittpunkt mit der Fermienergie über diese angehoben bzw. abgesenkt. Diese Bewegung der Ladungsträger spiegelt sich in einer zeitlich variablen Admittanz der Zelle gemäß der externen Modulation wider. Die Admittanz \underline{Y} berechnet sich mithilfe des Stromes \underline{i} , welcher als Reaktion auf die angelegte Spannung gemessen werden kann:

$$\underline{Y} = \frac{\underline{i}}{\underline{u}} = G + j\omega C \quad (8)$$

Sie kann gemäß eines einfachen Ersatzschaltbildes in ihre Kapazität C und einen dazu in Serie geschalteten Leitwert G aufgeteilt werden.

Es haben nur Störstellen von Majoritätsladungsträgern und damit Löcher einen Einfluss auf die Admittanz, da im Dunkelfall sich nur diese mit einer modulierten Spannung anregen lassen [12].

Da die Reaktion der Ladungsträger durch die Zeitkonstante

$$\tau = 1/e_p \quad (9)$$

bestimmt wird, werden bei variablen Anregungsfrequenzen verschiedene Werte für die Admittanz gemessen, siehe Abb. 7.

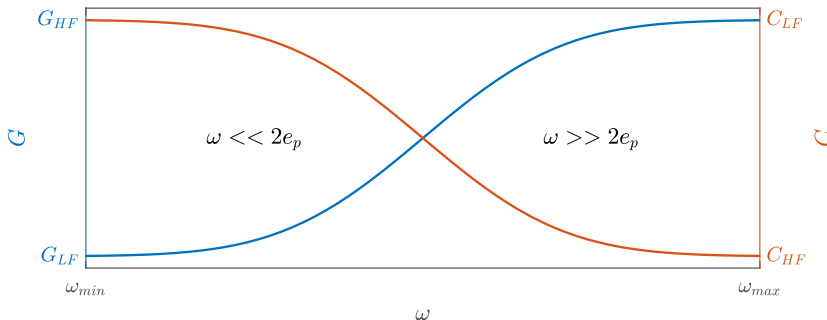


Abb. 7: Frequenzabhängige Kapazität und Leitwert bei konstanter Temperatur (nach [13])

In Abb. 7 ist der qualitative Verlauf der Admittanz über der Kreisfrequenz aufgetragen. Wenn die Zelle mit einer kleinen Frequenz angeregt wird, dann können die tiefen Störstellen wegen $\omega \ll 2e_p$ angesprochen werden, was einen geringeren Leitwert G , dafür aber eine hohe Beladbarkeit C nach sich zieht. Die gemessene Kapazität ist somit bei kleinen Frequenzen am höchsten und hat den Wert C_{LF} . Wird die Anregefrequenz erhöht, ist es für die Störstellen nicht mehr möglich, der angelegten Spannung zu folgen. Die messbare Kapazität sinkt, bis sie ihren Wert für hohe Frequenzen C_{HF} erreicht. Bei dieser Frequenz tragen nur noch Ladungsträger des Dotierenergieniveaus zur Kapazität der Zelle bei, denn diese Ladungsträger können aufgrund ihrer geringen energetischen Tiefe ohne Verzögerung in das Valenzband wechseln.

Der Leitwert verhält sich andersherum. Bei steigender Frequenz tragen immer weniger Ladungsträger der tiefen Störstellen zu der Kapazität der Zelle bei, da die Modulation der externen Spannung schneller als die Kinetik der tiefen Störstellen ist. Bzw. anders ausgedrückt: Der Strom folgt der Spannung, und der Phasenwinkel des Stromes nähert sich dem der Spannung an, was wiederum den Leitwert der Admittanz erhöht [12].

Unter der Annahme, dass die Konzentration der Akzeptoren viel höher als die Konzentration der

Störstellen ist, lässt sich zeigen, dass die Frequenz des Wendepunktes von Kapazität und Leitwert ω_i bei

$$\omega_i = 2e_p \tag{10}$$

liegen [12]. In der Literatur wird der Wendepunkt ω_i auch oft direkt mit e_p gleichgesetzt, dies basiert auf Vereinfachungen in der Herleitung und ist nicht ganz richtig [12]. Für die Bestimmung des Energieniveaus einer Störstelle macht dies jedoch keinen Unterschied.

Auch eine Änderung der Temperatur T hat einen Einfluss auf die gemessene Admittanz, da die Löcher-Emissionsrate e_p temperaturabhängig ist [12]:

$$e_p(T) = \xi T^2 \exp\left(-\frac{E_T}{kT}\right) \tag{11}$$

Dabei ist ξ hier der Emissionsparameter, welcher halbleiterspezifische Parameter zusammenfasst [14]. Das Energieniveau der Störstelle E_T kann eigentlich nicht direkt gemessen werden, stattdessen müsste Gleichung (10) das scheinbare Energieniveau E_{na} enthalten. Grund dafür ist die Tatsache, dass die Bestimmung des Energieniveaus einer Störstelle mit der Arrhenius-Methode selbst temperaturabhängig ist. Nichtsdestotrotz wird in der Literatur der TAS meist das scheinbare Energieniveau mit dem physikalischen Wert gleichgesetzt [15].

Nun wird der Verlauf der Admittanz bei konstanter Frequenz aber variabler Temperatur betrachtet:

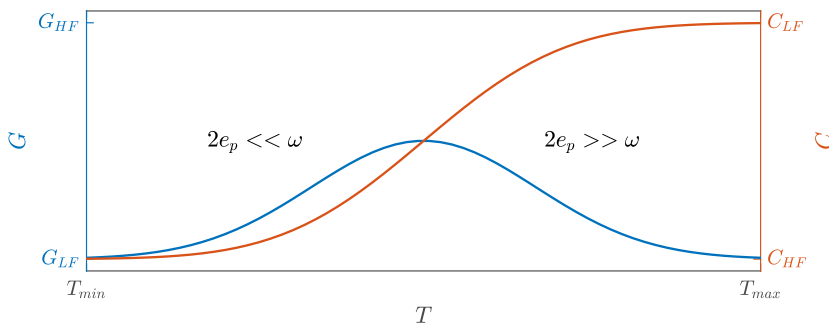


Abb. 8: Temperaturabhängige Kapazität und Leitwert bei konstanter Frequenz (nach [13])

Bei hohen Temperaturen ist die angesetzte Anregungsfrequenz viel geringer als die Emissionsrate, wegen Gleichung (10). Dieser Fall ähnelt dem Fall für niedriger Frequenzen in Abb. 7. Deshalb besitzt die Kapazität einen hohen Wert C_{LF} und der Leitwert einen geringen Wert G_{LF} . Mit fallender Temperatur sinkt die Emissionsrate. Die Referenz der Kinetik, die konstante Kreisfrequenz ω , wird dadurch im Verhältnis zur Emissionsrate immer größer. Der Leitwert steigt vorerst, da nun wieder zu schnell angeregt wird, wodurch sich der Phasenwinkel des Stromes verringert. Zusätzlich sinkt allerdings durch das Kühlen auch die Anzahl von Löchern, die thermisch angeregt werden können. Dies geschieht umgekehrt proportional zur Verringerung der Emissionsrate. Deshalb wird der Leitwert bei kleinen Temperaturen wieder kleiner, ebenso wie die Kapazität [13]. Am Maximalpunkt der Kapazität kann die zu $2e_p$ gehörende Temperatur bestimmt werden [15].

Indem nun bei verschiedenen Temperaturen die Kapazität frequenzabhängig gemessen wird, kann nach Abb. 7 oder Abb. 8 die Emissionsrate für verschiedene Temperaturen bestimmt werden. Diese Emissionsraten werden durch Gleichung (10) berechnet, wodurch der Emissionsparameter und vor allem das Energieniveau einer Störstelle ermittelt werden kann. Hierzu wird Gleichung (10) umgestellt um im Arrhenius-Plots eine lineare Anpassung gemäß Modell zu ermöglichen:

$$\ln\left(\frac{e_p(T)}{T^2}\right) = \ln(\xi) - \frac{E_T}{kT} \tag{12}$$

Einfach-logarithmisch skaliert ergibt das Plotten von $\log(e_p(T)/T^2)$ über E_T/kT eine Gerade, deren y-Achsenabschnitt durch $\ln(\xi)$ und deren negative Steigung durch E_T bestimmt wird.

3.2 Messungen an CdTe-PV-Zellen

Die TAS wurde an CdTe-PV-Zellen durchgeführt. Dabei konnten zwei Energieniveaus von Störstellen ermittelt werden. Für die Amplitude der an der Zelle angelegten Wechselspannung wurden 20 mV gewählt. Die Frequenz wurde von 5 kHz bis 1 MHz, die Temperatur von 70 K bis 285 K variiert.

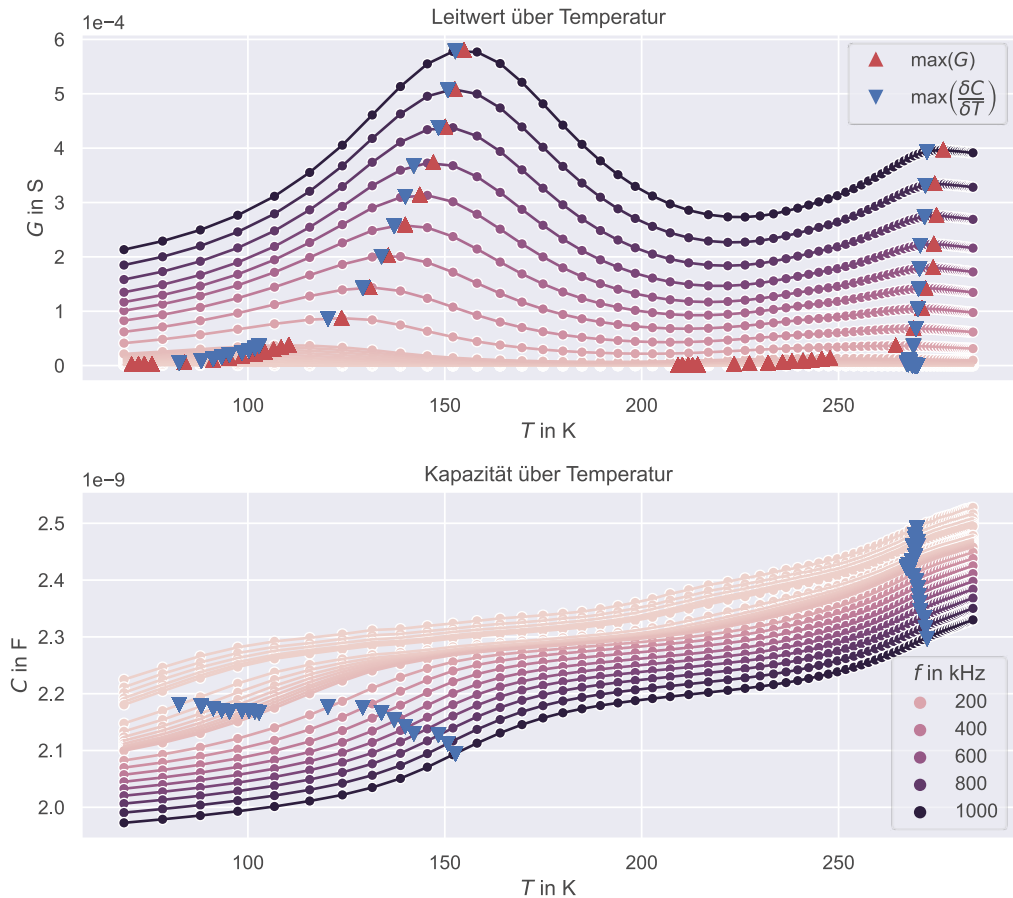


Abb. 9: TAS-Messungen an CdTe-Zellen

In Abb. 9 erkennt man zwei spezifische Energieniveaus von Störstellen. Der Leitwert über die Temperatur weist für alle Messfrequenzen zwei Maximalwerte auf (rote Markierungen). Die Kapazität hat über der Temperatur für alle Messfrequenzen den zweiten und für die meisten Frequenzen den ersten Wendepunkt (blaue Markierungen). Die Wendepunkte der Kapazität wurden im Plot der Leitwerte markiert. Man erkennt, wie insbesondere beim ersten Energieniveau Kapazität und Leitwert relativ gut übereinstimmen. Bei der zweiten Störstelle weichen die Wendepunkte der Kapazität von den Maximalwerten des Leitwertes ab. Grund dafür könnten Shunt- oder Serienwiderstand der PV-Zelle sein, welche einen störenden Einfluss auf den gemessenen Leitwert haben können [16].

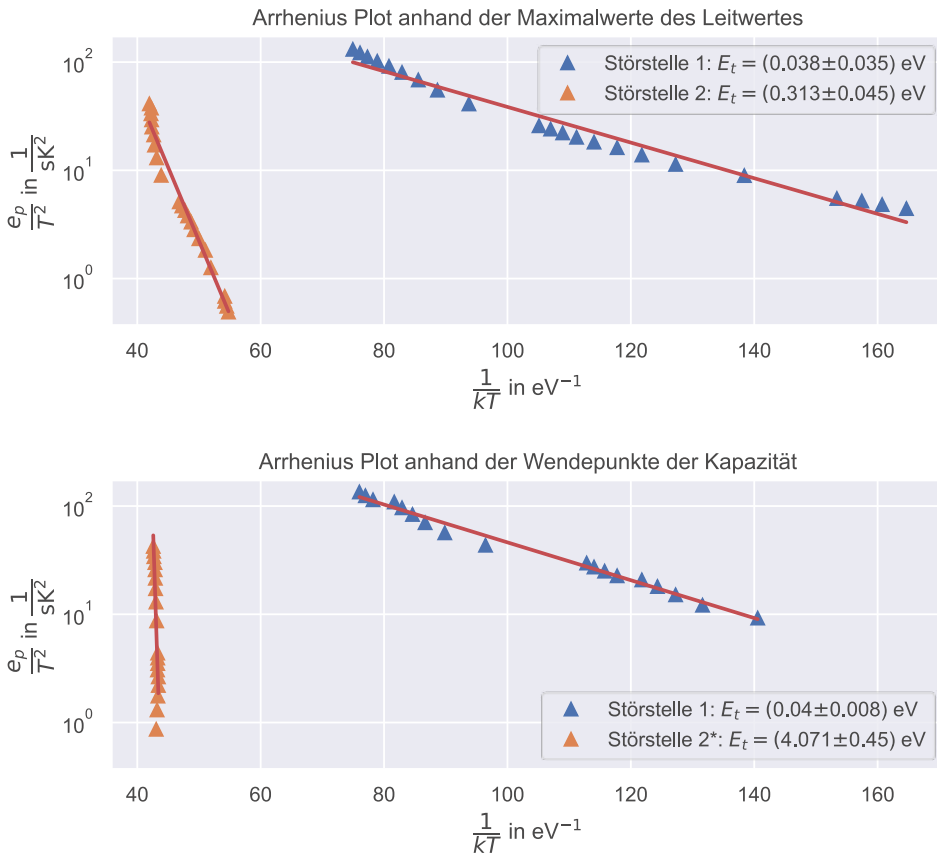


Abb. 10: Arrhenius Plots, basierend auf der Methode der TAS für eine CdTe-PV-Zelle. * Für Störstelle 2 wurde mit den Wendepunkten der Kapazität ein unphysikalisch hoher Wert berechnet, welcher weiter untersucht werden muss.

Abb. 10 zeigt Arrhenius Plots für Störstellen, detektiert durch die Messgrößen der Kapazität und des Leitwertes. Die angegebenen Messunsicherheiten entsprechen den mittleren quadratischen Fehlern der Fits. Gleichung (11) wurde an die Maxima bzw. Wendepunkten gefittet, wodurch die Energieniveaus der Störstellen ermittelt wurden.

4. Zusammenfassung

Mit den Methoden der temperaturabhängigen Stromdichte-Spannungs-Messung und der thermischen Admittanz-Spektroskopie wurden an der Hochschule Coburg zwei neue Verfahren zur Analyse von CdTe-PV-Zellen in Betrieb genommen. Für die Messverfahren wurden auch die nötigen Auswertetools geschaffen, mit deren Hilfe die elektrischen Parameter der PV-Zellen aus den Messdaten berechnet werden können. Mithilfe der temperaturabhängigen Stromdichte-Spannungs-Messungen können die Höhe der Schottky-Barriere und relevante Parameter des 2-Diodenmodells ermittelt werden. Hier ist vor allem die Sättigungsstromdichte J_{02} von Interesse, da sie die Rekombinationsverluste quantifiziert. Die TAS kann Typen von tiefen Störstellen einer Zelle differenziert erkennen. In Zukunft kann durch die hier vorgestellten Messungen die Technologieentwicklung von CTF-Solar begleitet werden, indem Ergebnisse der Methoden mit Produktionsparametern korreliert werden.

Literatur

- [1] NREL, *Best Research-Cell Efficiency Chart*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies-rev211117.pdf>.
- [2] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl. München: Hanser, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hanser-elibrary.com/doi/book/10.3139/9783446465060>
- [3] M. Gloeckler, I. Sankin und Z. Zhao, „CdTe Solar Cells at the Threshold to 20% Efficiency“, *IEEE J. Photovoltaics*, Jg. 3, Nr. 4, S. 1389–1393, 2013, doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2278661.
- [4] CTF SOLAR, „Factories from CTF SOLAR: Putting Thin Film Solar Energy to Work“, Jg. 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ctf-solar.de/wp-content/uploads/CTF_Solar_Faltflyer_Factories_2018.pdf
- [5] D. Gromov und V. Pugachevich, „Modified methods for the calculation of real Schottky-diode parameters“, *Applied Physics A: Materials Science & Processing*, Jg. 59, Nr. 3, S. 331–333, 1994, doi: 10.1007/BF00348239.
- [6] K. Bouzidi, M. Chegaar und M. Aillerie, „Solar Cells Parameters Evaluation from Dark I-V Characteristics“, *Energy Procedia*, Jg. 18, S. 1601–1610, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.06.001.
- [7] D. L. Bätzner, M. E. Öszan, D. Bonnet und K. Bücher, „Device analysis methods for physical cell parameters of CdTe/Cds solar cells“, *Thin Solid Films*, 361-362, S. 288–292, 2000, doi: 10.1016/S0040-6090(99)00862-7.
- [8] G. T. Koishiyev, J. R. Sites, S. S. Kulkarni und N. G. Dhere, „Determination of back contact barrier height in Cu(In,Ga)(Se,S)₂ and CdTe solar cells“, S. 1–3, 2008, doi: 10.1109/PVSC.2008.4922886.
- [9] R. C. Neville, *Solar energy conversion: The solar cell*, 2. Aufl. Amsterdam: Elsevier, 1995.
- [10] A. A. Ojo, *Next Generation Multilayer Graded Bandgap Solar Cells*. Cham: Springer, 2019.
- [11] J. Poortmans und V. Arkhipov, *Thin film solar cells: Fabrication, characterization and applications*. Chichester: Wiley, 2008.
- [12] P. Blood und J. W. Orton, *The electrical characterization of semiconductors: majority carriers and electron states*. London: Acad. Pr, 1992.
- [13] J. Barbolla, S. Dueñas und L. Bailón, „Admittance spectroscopy in junctions“, *Solid-State Electronics*, Jg. 35, Nr. 3, S. 285–297, 1992, doi: 10.1016/0038-1101(92)90232-2.
- [14] A. Gerhard, „Elektrische Defektspektroskopie an CuGaSe₂ und verwandten Halbleiterdünnschichten“. Dissertation, Freie Universität Berlin, Berlin, 2000. [Online]. Verfügbar unter: <https://refubium.fu-berlin.de/handle/fub188/10950>
- [15] D. Abou-Ras, T. Kirchartz und U. Rau, *Advanced characterization techniques for thin film solar cells*, 2. Aufl. Weinheim: Wiley-VCH Verlag, 2016.
- [16] C. León, J. M. Martín, J. Santamaría, J. Skarp, G. González-Díaz und F. Sánchez-Quesada, „Use of Kramers–Kronig transforms for the treatment of admittance spectroscopy data of p - n junctions containing traps“, *Journal of Applied Physics*, Jg. 79, Nr. 10, S. 7830–7836, 1996, doi: 10.1063/1.362391.

Leistungsbestimmungen von PV-Strings unter Freifeldbedingungen - Zwischenbericht zum Projekt PV-FeldLab -

D. Daume, M. Scheler, T. Neumeyer, T. Beck, S. Steinbach, D. Sojitra, A. Schulze*, B. Hüttl

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

darwin.daume@hs-coburg.de

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

Abstract

Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme optischer und elektrischer Messtechniken für die Freifeldcharakterisierung von PV-Strings im Rahmen des Projektes PV-FeldLab, wurden weitere Schritte unternommen, um das Konzept eines Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) für PV-Strings anwendbar zu machen.

Es wurde ein Sensornetzwerk erfolgreich eingesetzt, um inhomogene Bestrahlungsstärken (G) und Temperaturen (T) innerhalb eines PV-Strings zu detektieren, und um die Anwendbarkeit des SRA für Strings auch bei Inhomogenitäten zu prüfen.

Eine hinreichende Genauigkeit der SRA-Leistungsanalyse wird durch eine möglichst große Anzahl von Datenpunkten bei unterschiedlichen G -, T -Bedingungen erreicht. Die kann u. a. erfüllt werden, wenn einzelne Module während der Datenerfassung gekühlt oder erhitzt werden.

Motivation: Das SRA-Konzept zur Präzisierung von Freifeld-Leistungsbestimmungen von PV-Modulen und -Strings

Leistungsanalysen von Photovoltaik-Modulen (PV-Modulen) im Freifeld werden häufig durch Nutzung eines Kennlinienmessgerätes zum Aufzeichnen der IV-Kennlinie des Moduls, einem Pyranometer zur Messung der Bestrahlungsstärke G_{mod} sowie einem Temperatursensor für die Messung der Temperatur T_{mod} durchgeführt. Obwohl die verwendeten Messgeräte in der Regel geringe Messabweichungen aufweisen, unterliegen Freifeld-Messkampagnen einer erhöhten und meist unbekanntem Messunsicherheit. Dies liegt daran, dass die gemessenen Werte der Bestrahlungsstärke G_{mod} und Temperatur T_{mod} nicht den tatsächlich applizierten Bestrahlungsstärken G_{Zelle} bzw. Temperaturen T_{Zelle} auf den Zellen der Module entsprechen [1].

Die Ergebnisse von Freifeld-Leistungsanalysen von PV-Modulen können durch Anwendung des Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) erheblich präzisiert werden [3, 6]. Das Konzept des SRA besteht darin, die gemessenen Betriebsbedingungen G_{mod} und T_{mod} eines Moduls durch effektive Werte G_{eff} und T_{eff} zu ersetzen. Dafür werden zunächst alle elektrischen sowie meteorologischen Parameter in Bestrahlungsstärkeklassen i eingeteilt. Durch die Proportionalität zwischen der Temperatur eines Moduls T_{mod} und der Leerlaufspannung $V_{OC,mod}$ wird anschließend in jeder Klasse eine lineare Regression der Leerlaufspannung $V_{OC,mod}$ über die Temperatur T_{mod} durchgeführt [1]. Diese Proportionalität der beiden Messgrößen wird als 1. SRA-Axiom bezeichnet:

$$T_{mod} \propto V_{OC,mod}. \quad (1)$$

Durch Anwendung des 1. SRA-Axioms und Durchführung einer linearen Regression in allen Bestrahlungsstärkeklassen i , kann für jeden Bereich eine Leerlaufspannung $V_{OC,25^\circ C,i}$ bei 25°C sowie

ein Temperaturkoeffizient β_i berechnet werden. Anschließend kann jeder Leerlaufspannung $V_{OC,mod}$ durch Einsetzen in Gleichung (2) eine effektive Temperatur T_{eff} zugewiesen werden.

$$T_{eff} = \left(\frac{V_{OC,mod}}{V_{OC,25^\circ C,i}} - 1 \right) * \frac{100\%}{\beta_i} + 25^\circ C \quad (2)$$

Analog dazu führt die Proportionalität zwischen der Bestrahlungsstärke G_{mod} und des Kurzschlussstromes eines Moduls $I_{SC,mod}$ zum 2. SRA-Axiom:

$$G_{mod} \propto I_{SC,mod} \quad (3)$$

Nach Berechnung der effektiven Temperaturen T_{eff} und Anwendung des 2. SRA-Axioms kann anschließend jedem Stromwert entsprechend Gleichung (4) eine effektive Bestrahlungsstärke zugewiesen werden [1].

$$G_{eff} = \frac{1000 \frac{W}{m^2}}{I_{SC,STC}} * \frac{I_{SC,mod}}{1 + \frac{\alpha * (T_{eff} - 25^\circ C)}{100\%}} \quad (4)$$

Der Kurzschlussstrom $I_{SC,STC}$ entstammt dabei einer vorab durchgeführten Kalibrierung des Modul-Kurzschlussstromes auf Standardtestbedingungen (STC, engl.: Standard-Test-Conditions) unter Beachtung der Winkelcharakteristik des Moduls [5].

Im letzten Berechnungsschritt des SRA wird die gemessene Leistung durch die effektive Bestrahlungsstärke G_{eff} und Temperatur T_{eff} korrigiert und die nach DIN EN 61853-1 empfohlene Tabelle für Leistungsanalysen von Photovoltaik-Modulen im Freifeld ausgefüllt.

Tab. 1: DIN EN 61853-1 Tabelle für Leistungsbestimmungen von PV-Modulen im Freifeld [2]

G	Temperatur des Moduls / Strings			
	15°C	25°C	50°C	75°C
in W/m ²				
1100	-	1	2	3
1000	4	5	6	7
800	8	9	10	11
600	12	13	14	15
400	16	17	18	-
200	19	20	21	-
100	22	23	-	-

Unter der Voraussetzung, dass genügend Messdaten von Freifeld-Messkampagnen vorliegen, kann der SRA erfolgreich für die Präzisierung von Leistungsanalysen für PV-Module verwendet werden [3]. Gegenstand des Projektes PV-FeldLab ist die Erweiterung des SRA auf PV-Strings, um präzise Leistungsanalysen ganzer PV-Strings zu ermöglichen, ohne auf Einzelmessungen an den Modulen angewiesen zu sein.

PV-Strings weisen die Besonderheit auf, dass jedes Modul eines Strings eine individuelle Bestrahlungsstärke und Temperatur haben kann. Um die Anwendung des SRA auf PV-Strings zu ermöglichen, muss die Anwendbarkeit der zwei SRA-Axiome auf PV-String-Analysen geprüft werden. Insbesondere wird der Einfluss inhomogener Bestrahlungsstärken und Temperaturen auf die Gültigkeit der beiden SRA-Axiome untersucht. Dazu wird ein PV-String verschiedenen, definierten inhomogenen G-T-Bedingungen ausgesetzt.

Inbetriebnahme eines Sensorsystems zur Detektion von Inhomogenitäten innerhalb eines PV-Strings

Um inhomogene Betriebsbedingungen von PV-Strings aufzuzeichnen, wurde ein Sensorsystem in Betrieb genommen, welches die Bestrahlungsstärke und Temperatur eines Strings messen kann. Im Rahmen von einigen Messkampagnen an unterschiedlichen Messtagen zu unterschiedlichen Tageszeiten wurde eine Test-PV-Anlage, bestehend aus 12 monokristallinen Silizium-Modulen mit dem Sensorsystem ausgestattet. Das Sensorsystem besteht aus insgesamt 12 Bestrahlungsstärke- und Temperatursensoren sowie einem Windsensor. Jedes Modul wird mit einem Bestrahlungsstärke- und Temperatursensor ausgestattet.

Die Bestrahlungsstärkesensoren wurden an der Oberseite der Module befestigt, damit sich die Zellfläche der Sensoren in identischer Höhe und Ausrichtung zur Zellfläche der Module befindet. Der messbare Bestrahlungsstärkebereich der Sensoren liegt zwischen 0 W/m^2 und 1400 W/m^2 . Die Temperatursensoren, welche in einem Temperaturbereich von -40°C und $+90^\circ\text{C}$ messen können, wurden mittig an der Unterseite der Module montiert, siehe Abb. 1.



Abb. 1: Darstellung der Sensoren: Ein Temperatursensor auf der Rückseite eines Moduls (links, rot). Der Bestrahlungsstärkesensor befindet sich an der Moduloberseite in identischer Ausrichtung zur Modulfläche (rechts) [4].

Alle Sensoren wurden mit seriellen RS485-Datenleitungen verbunden und an einen Computer angeschlossen, welche die seriellen Daten über ein Modbus-Protokoll abfragen kann. Der Computer befindet sich in einer Steuerungseinheit. Das Sensorsystem ist in Abb. 2 schematisch dargestellt.

Neben der Aufzeichnung von Bestrahlungsstärke und Temperatur für alle Module, wird alle 20 Sekunden eine IV-Kennlinie des Strings aufgezeichnet und in einer Datenbank mit einem Zeitstempel abgelegt. Das Kennlinienmessgerät ist ebenfalls in der in Abb. 2 gezeigten Steuerungseinheit dargestellt. Aus den IV-Kennlinien wird der Kurzschlussstrom I_{SC} , die Leerlaufspannung V_{OC} sowie der Strom I_{MPP} und die Spannung V_{MPP} am Punkt der maximalen Leistung ermittelt und in der Datenbank abgelegt.

Neben der Messung von natürlichen Inhomogenitäten eines PV-Strings wird ein Heiz- und Kühlsystem eingesetzt, um stark ausgeprägte Inhomogenitäten zu realisieren. Dabei wird vor dem Beginn einer Messung eines der 12 Module des Strings entweder beheizt oder gekühlt. Zum Heizen wird eine Silikon-Heizmatte verwendet, die über einen längeren Zeitraum auf die Moduloberseite angebracht und kurz vor dem Starten der Messung entfernt wird. Zur Kühlung wird ein Wasserkühlsystem eingesetzt, das an der Oberseite des Moduls befestigt ist und das Modul mit einem konstanten Wasserfluss kühlt.

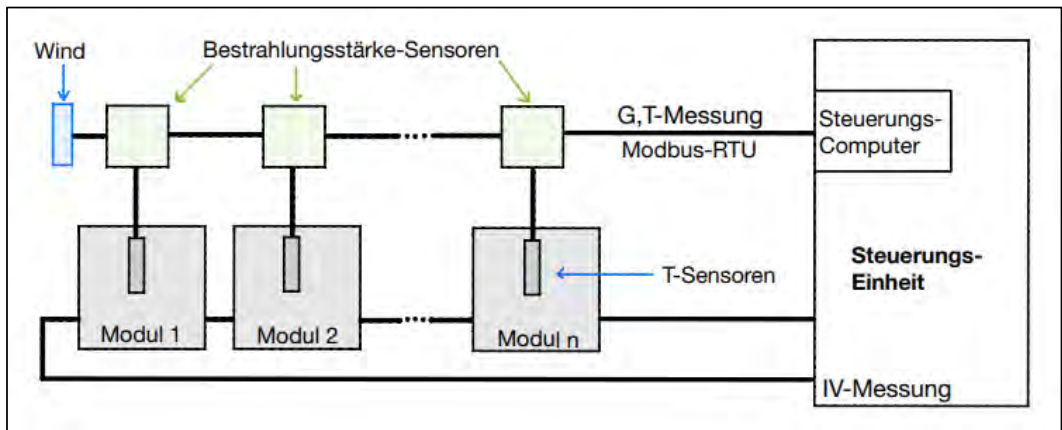


Abb. 2: Konzeptionelle Darstellung des Sensorsystems.

Infrarot-Aufnahmen eines Strings mit beheizten bzw. gekühlten Modulen sind in Abb. 3 dargestellt [4]. Das beheizte bzw. gekühlte Modul weist nach der Behandlung eine nahezu homogene Temperaturverteilung auf. Durch das Beheizen können Modultemperaturen von bis zu 71 °C realisiert werden. Durch das Kühlen kann die Modultemperatur um bis zu 28 °C gegenüber der Umgebungstemperatur gesenkt werden.

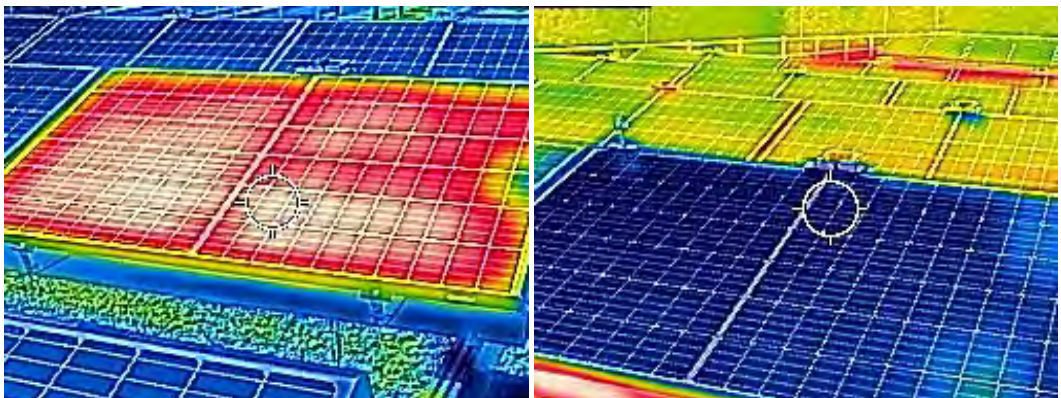


Abb. 3: Aufgeheiztes (links, rot) und gekühltes Modul (rechts, blau) der Test-Anlage im Vergleich zu den weiteren Modulen des Strings [4].

Zur Realisierung von inhomogenen Bestrahlungsstärken im String wird ein Modul einschließlich des Bestrahlungsstärkesensors mit einer Folie verschattet. Durch mehrfaches Falten der Folien werden unterschiedlich starke Inhomogenitäten erreicht.

Freifeld-Messkampagnen und Quantifizierung der G-T-Inhomogenitäten der PV-Strings

Zunächst wird untersucht, wie groß die natürliche Inhomogenität der Bestrahlungsstärke und Temperatur in einem String, ohne künstliche Beeinflussung ist. Es werden die elektrischen und meteorologischen Parameter der Test-PV-Anlage an insgesamt acht Tagen in 30 Messkampagnen zu unterschiedlichen Tageszeiten aufgezeichnet und in einer Datenbank gespeichert. Durch die Messkampagnen werden über 2600 Datensätze erzeugt und für Auswertungen herangezogen. Die Inhomogenität von Temperatur bzw. Bestrahlungsstärke wird als Differenz zwischen dem größten und kleinsten Messwert der 12 Sensoren, bezogen auf den Mittelwert quantifiziert.

Die natürlichen Bestrahlungsstärke-Inhomogenitäten (G-Inhomogenitäten) liegen im Bereich von 2 % und 60 %. Auffällig ist, dass die G-Inhomogenität stark von der mittleren Bestrahlungsstärke G_{mittel} abhängt, welche den String erreicht. In Abb. 4 ist die G-Inhomogenität in Abhängigkeit von der mittleren Bestrahlungsstärke G_{mittel} des Strings dargestellt. Bei hohen mittleren Bestrahlungsstärken fallen die G-Inhomogenitäten systematisch geringer aus. Für Freifeld-Leistungsbestimmungen wird daher empfohlen, Messungen jenseits mittlerer Bestrahlungsstärke von etwa 600 W/m² durchzuführen, um große Inhomogenitäten zu vermeiden. Die durchschnittliche G-Inhomogenität für Messungen ab 600 W/m² liegt für die Gegebenheiten unseres PV-Strings bei 6 %.

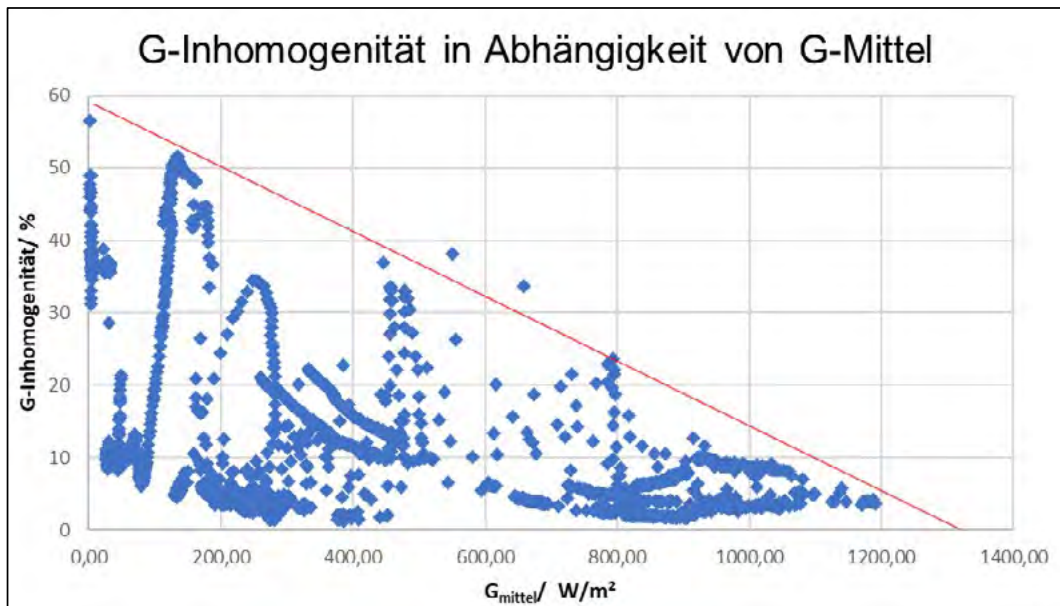


Abb. 4: Darstellung der G-Inhomogenität als Funktion der mittleren Bestrahlungsstärke des Strings. Die Inhomogenität nimmt bei geringerer Bestrahlungsstärke deutlich zu [4].

Um gezielt höhere G-Inhomogenitäten hervorzurufen, wird eines der Module des Strings mit verschiedenen Folien verschattet. Durch mehrfaches Falten der Folie konnten unterschiedlich starke Inhomogenitäten provoziert werden, in unserem Fall bis zu 50 %.

Obwohl die Verschattung eines Moduls eine hohe Auswirkung auf die G-Inhomogenität im String hat, korreliert der Kurzschlussstrom I_{SC} mit der applizierten maximalen Bestrahlungsstärke G_{max} , welche den String erreicht. In Abb. 5 ist der Kurzschlussstrom als Funktion der maximalen Bestrahlungsstärke $I_{SC}(G_{max})$ aufgetragen. Im dargestellten Bereich zwischen 750 W/m² und 1000 W/m² führen hohe Bestrahlungsstärke-Inhomogenitäten über (> 10 %) zu Ausreißern, dargestellt in Rot.

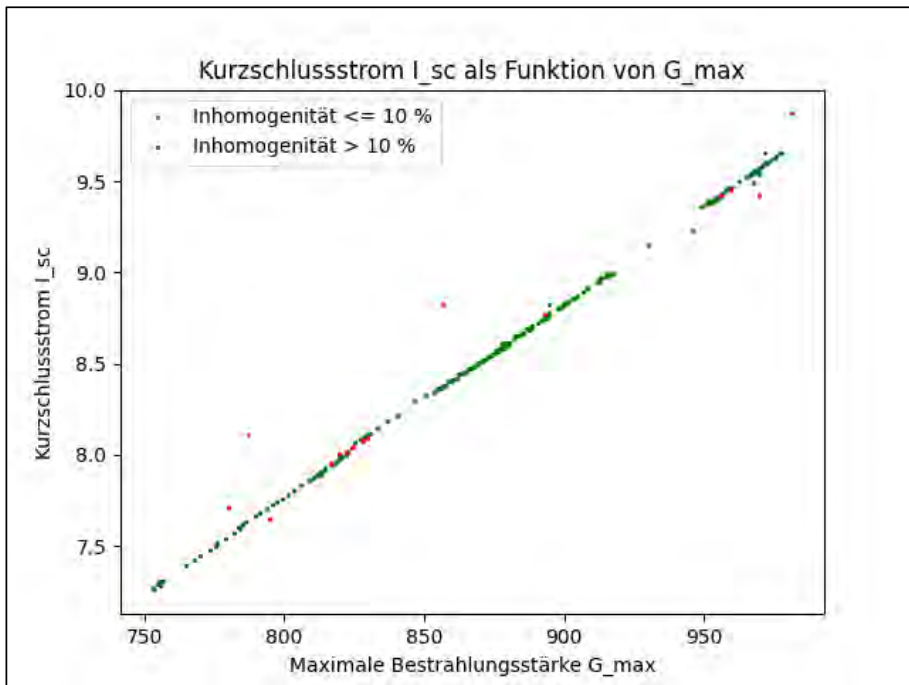


Abb. 5: Der Kurzschlussstrom I_{sc} ist proportional zur maximalen Bestrahlungsstärke G_{max} des Strings.

Die natürliche, durchschnittliche Temperatur-Inhomogenität (T-Inhomogenität) liegt bei 7 %. Die gemessene T-Inhomogenität steht in keiner Korrelation zur mittleren Temperatur T_{mittel} der 12 Module des Strings. Durch gezielte Beeinflussung der T-Inhomogenität des Strings wird eine maximale Inhomogenität von 136 % erzeugt. Beispielsweise beträgt in einer der Messreihen die durchschnittliche Modultemperatur der 11 unbehandelten Module ca. 30 °C und das beheizte Modul ca. 71 °C.

Zur Prüfung der Proportionalität zwischen der Leerlaufspannung V_{oc} und der mittleren Temperatur des Strings $\overline{T_{string}}$ werden alle Datensätze nach der mittleren Bestrahlungsstärke sortiert und in Bestrahlungsstärkeklassen i eingeteilt. In Abb. 6 ist die Leerlaufspannung als Funktion der mittleren String-Temperatur $V_{oc}(\overline{T_{string}})$ für eine Bestrahlungsstärkeklasse zwischen 900 W/m² und 1050 W/m² aufgetragen. Es wurde herausgefunden, dass die Leerlaufspannung stets proportional zur mittleren String-Temperatur ist. Demnach ist das 1. SRA-Axiom auch für Strings erfüllt:

$$\overline{T_{string}} \propto \overline{V_{oc, string}}. \quad (5)$$

Die Proportionalität ist zudem unabhängig von der T-Inhomogenität. Leichte Streuungen der aufgetragenen $V_{oc}(\overline{T_{string}})$ -Kurven in Abb. 6 sind auf Abweichungen der mittleren Bestrahlungsstärke während der Messungen zurückzuführen [4], was aber grundsätzlich vermieden werden könnte.

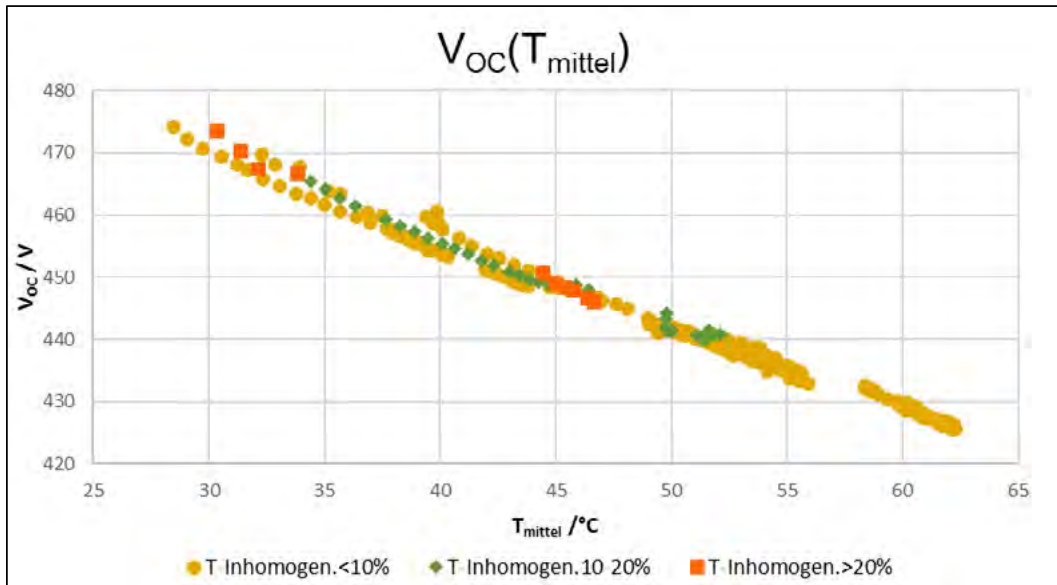


Abb. 6: Die Leerlaufspannung V_{OC} ist proportional zur mittleren Temperatur T_{mittel} des Strings, unabhängig von der Temperatur-Inhomogenität [4].

Der Nachweis des 2. SRA-Axioms erweist sich für Strings jedoch schwieriger. Die Proportionalität von I_{SC} und G_{max} , siehe Abb. 5, ist für Inhomogenitäten kleiner 10 % gegeben, falls die Module des Strings durch Bypass-Dioden abgesichert sind, was eine I_{SC} -Reduktion des Strings seriell verschalteter Module vermeidet. Bei Strings von Dünnschichtmodulen ohne Bypass-Dioden, würde die Linearität versagen. Damit kann, anders als bei Modulen, für Strings nicht von einem universellen linearen Zusammenhang der maximalen Bestrahlungsstärke und des String- I_{SC} ausgegangen werden.

Um dieses Problem zu umgehen, werden zukünftig die Formen der String-IV-Kennlinien in die Bewertung von akzeptablen bzw. inakzeptablen inhomogenen Bestrahlungsstärkeverhältnissen einbezogen. Über diese Entwicklungen wird zu einem späteren Zeitpunkt berichtet.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen von 30 Messkampagnen wurde ein Sensorsystem zur Bestimmung von Inhomogenitäten eines Photovoltaik-Strings an einer Test-PV-Anlage in Betrieb genommen und validiert. Die Ergebnisse der Messkampagnen zeigen, dass die natürliche Inhomogenität der Bestrahlungsstärke G für unseren String-Aufbau und für Messungen oberhalb einer mittleren Bestrahlungsstärke von 600 W/m^2 nur noch bei etwa 6 % liegt. Durch gezielte Verschattung eines Moduls kann eine Inhomogenität von bis zu 50 % hervorgerufen werden.

Die Proportionalität zwischen dem Kurzschlussstrom I_{SC} und der maximalen Bestrahlungsstärke G_{max} für Inhomogenitäten kleiner 10% zeigt, dass das 2. SRA-Axiom für Photovoltaik-Strings basierend auf Modulen mit Bypass-Dioden erfüllt ist, wenn die maximale Bestrahlungsstärke für den SRA herangezogen wird. Universell gilt das zweite Axiom für die SRA-Analyse jedoch nicht.

Des Weiteren wurde bestätigt, dass die Inhomogenität der Temperatur keine Auswirkung auf Proportionalität zwischen Leerlaufspannung V_{OC} und der mittleren Temperatur des Strings \overline{T}_{string} hat. Somit gilt das 1. SRA-Axiom uneingeschränkt für PV-Strings. Durch den Einsatz eines Heiz- und Kühlsystems konnte eine maximale Temperatur-Inhomogenität von etwa 136 % erzeugt werden. Die natürliche T-Inhomogenität ohne Beeinflussung der des Heiz- und Kühlsystems liegt für die

Aufbauverhältnisse unseres PV-Strings bei 7 %.

In der Zukunft wird untersucht, ob mit Analysen der IV-Kennlinienformen eine hinreichende geringe G-Inhomogenität für die SRA-Analyse von Dünnschichttechnologie-Strings ohne Bypass-Dioden identifiziert werden kann.

Zudem wird ein Dünnschicht-Test-String mit unterschiedlich stark degradierten Modulen ausgestattet und unter Verwendung des Sensorsystems untersucht.

Danksagung

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

Quellen

- [1] B. Hüttl, L. Gottschalk, S. Schneider, D. Pflaum, A. Schulze “Accurate performance rating of photovoltaic modules under outdoor test conditions”; Solar Energy Vol. 177, Seiten 737-745, 2019
- [2] DIN-Norm: DIN EN 61853-1: „Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-) Modulen und Energiebemessung – Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung“, Beuth Verlag – Normen, Standards & Fachliteratur
- [3] S. Schneider, D. Daume, T. Neumeyer, D. Pflaum, A. Schulze, B. Hüttl: „Charakterisierung von PV-Generatoren bei variabler Bestrahlungsstärke und Temperatur“ In: Tagungsband der 4. Regenerativen Energietechnik Konferenz RET.Con 2021 in Nordhausen, 2021
- [4] T. Neumeyer: „Realisierung definierter inhomogener T-Verhältnisse für PV-Strings auf Basis eines Heiz- und Wasserkühlsystems“, Bachelorarbeit, Hochschule für Angewandte Naturwissenschaften Coburg, 2021
- [5] D. Daume, S. Schneider, D. Pflaum, T. Neumeyer, B. Hüttl: „Freifeld-Kurzschlussstromanalysen von Photovoltaik-Modulen“ In: Tagungsband der 4. Regenerativen Energietechnik Konferenz RET.Con 2021 in Nordhausen, 2021
- [6] 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 – 362

Modellierung und Simulation von Energieclustern am Beispiel des europäischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektors – Methodik

Alexander Blinn¹, Henrik te Heesen²

¹ a.blinn@umwelt-campus.de

² h.teheesen@umwelt-campus.de

Hochschule Trier, Umwelt-Campus Birkenfeld,

Institut für Betriebs- und Technologiemanagement (IBT)

Campusallee, 55768 Hoppstädten-Weiersbach, Deutschland

Abstract

Durch die Abkehr von endlichen fossilen Energieträgern zu einer regenerativen und nachhaltigen Energieerzeugung kann Europa eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sicherstellen. Die Energiesystemmodellierung leistet einen wertvollen Beitrag das zukünftige Energieversorgungssystem zu verstehen und zu errichten. Hierfür wurde ein vollständiges sektorengeschnittenes Energiemodell (*UCB-SEnMod*) aller Energiesektoren modelliert, in der die stundengenau aufgelöste Wechselwirkung von Energiebereitstellung und Energieverbrauch untersucht werden kann. Das Gesamtsystem wird durch einen hohen Grad an Photovoltaik und Windkraft gekennzeichnet sein, deren volatile Stromerzeugung den Einsatz von Speichertechnologien erfordert. Durch die weitestgehende Verdrängung verbrennungsbasierter Technologien und den Einsatz von effizienteren elektrischen Verbrauchern kann das Primär und Endenergieaufkommen deutlich reduziert werden.

1. Einführung

Die Substitution von fossilen Energieträgern durch regenerative Energien und die daraus resultierende Entkopplung von Energiegewinnung und Ressourcenverbrauch nimmt sich das Ziel, durch Dekarbonisierung des Energiesektors die irreversiblen klimatischen Veränderungen, mit der die globale Bevölkerung konfrontiert ist, zu begrenzen und Mensch und Umwelt zu schützen. Dies kann durch die Nutzung des Dargebots von Sonnenenergie auf direktem Weg durch Photovoltaiksysteme oder auf indirektem Weg als Windenergie durch Windkraftanlagen geschehen. Mit den tragenden Säulen Photovoltaik und Windkraft kann der Wandel von einem zentralen, unidirektionalen Energiesystem hin zu einem dezentralen, bidirektionalen System bewerkstelligt werden. Bedingt durch die Charakteristik fluktuierender Stromerzeugungsanlagen steigt zwar der Bedarf an Speichern, kann allerdings sowohl durch Energiebedarfsreduktionsmaßnahmen, wie etwa allgemeine technische Effizienzverbesserungen und Verhaltensänderungen der Verbraucher, als auch durch Lastverschiebungen und Ausbau der innerländlichen und landesgrenzüberschreitenden Übertragungsnetzkapazitäten auf ein Minimum reduziert werden. Dabei verbindet die Sektorenkopplung als holistischer Ansatz die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu einem ganzheitlichen System. Durch den weiteren Ausbau des europäischen Verbundsystems kann die Versorgungssicherheit gesteigert werden und die Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt in Europa sichergestellt werden. Motivation dieser Arbeit ist es, ein Untersuchungswerkzeug zu schaffen, mithilfe dessen europäische Lösungen zur zukünftigen Energieversorgung untersucht werden können. Ohne interkontinentalen Energietransfer sollen die, dem europäischen Kontinent zugehörigen und im europäischen Verbundsystem integrierten Länder durch regenerative Energien eine zuverlässige, wirtschaftliche und nachhaltige Energieversorgung sicherstellen. Eine Besonderheit des Modells ist die detaillierte Verbrauchsmodellierung des Strom-, vor allem aber des Wärme- und Verkehrssektors.

Ferner, der modulare Aufbau des aus Clustern bestehenden Modells, das durch seine hochgradig flexible Einsatzmöglichkeiten jegliche Systemkonstellationen abbilden und aufgrund seiner Modularität stets erweiterbar ist [1, 2].

In dieser Arbeit wird das methodische Vorgehen zur mathematischen Modellierung und Simulation eines vollständigen Energienutzungsmodells für den europäischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektor vorgestellt. Die Grundlage des Energiemodells bilden Erzeugungs- und Lastprofile, die unter Zugrundelegung von Annahmen in ein mögliches zukünftiges Energiesystem im Jahr 2050 projiziert werden. Zur Bestimmung der energetischen Profile der heutigen Strom- und Wärmeerzeugung sowie des Endenergieverbrauchs dienen die in den Ländern Europas installierten Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsdaten. Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau des aus Clustern zusammengesetzten Energiemodells *UCB-SEnMod*, das im Folgenden näher am Beispiel für Europa vorgestellt werden soll.

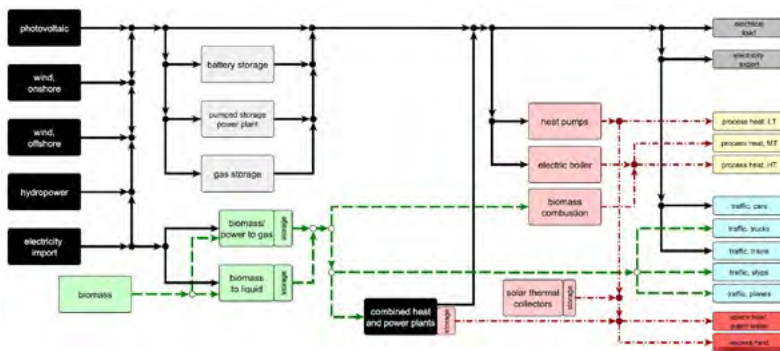


Abbildung 1: Topologie des aus Energieclustern zusammengesetzten Energiemodells *UCB-SEnMod*. Die Farben der Blöcke kennzeichnen unterschiedliche Anlagen, Technologien und Verbrauchssektoren. So stellen beispielsweise die mit weißer Beschriftung versehenen schwarzen Blöcke den Kern des Systems dar: die Stromerzeugungsanlagen und der Stromimport. Die Einfärbung der Pfeile symbolisiert die Art des Energieflusses: Schwarz für Strom, Rot für Wärme und Grün für Biomasse.

2. Energiebereitstellung

Zur Simulation von strahlungs- und wetterabhängigen Stromerzeugungsanlagen, wie Photovoltaik- und Windkraftanlagen, wird für jedes betrachtete Land in Europa ein Referenzstandort gewählt, dessen meteorologische Daten als Grundlage zur Erstellung des Stromerzeugungsprofils dient. Für Länder, die für Offshore-Windkraftanlagen die notwendige Küstentopologie besitzen, wird hierfür ein weiterer Standort ergänzt. Das zur Erstellung der Erzeugungsprofile methodische Vorgehen und dessen Untersuchung kann wie folgt untergliedert werden:

- 1) Modellierung des Systems,
- 2) Simulation innerhalb Auslegungsparameter,
- 3) Validierung der Simulationsergebnisse,
- 4) Prognose der Stromerzeugung in das Jahr 2050,
- 5) Untersuchung und Diskussion der Ergebnisse.

In den folgenden Abschnitten wird näher auf die Punkte 1 bis 3 eingegangen.

2.1 Photovoltaik

pvlb python ist ein von der Sandia National Laboratories entwickeltes Tool zur Leistungssimulation von Photovoltaik-Energiesystemen, das ursprünglich aus der *PVLIB MATLAB* Toolbox portiert wurde [3 bis 7]. Dieses Tool stellt unterschiedliche von wissenschaftlichen Modellen und Methoden gestützte Funktionen und Klassen zur Simulation bereit. Zur Simulation der Photovoltaiksysteme der europäischen Länder wird die *ModelChain*-Klasse, die das *PVSystem*-Objekt und das *Location*-Objekt enthält, verwendet. Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Ablauf zur Berechnung des Photovoltaik-Ertrags.

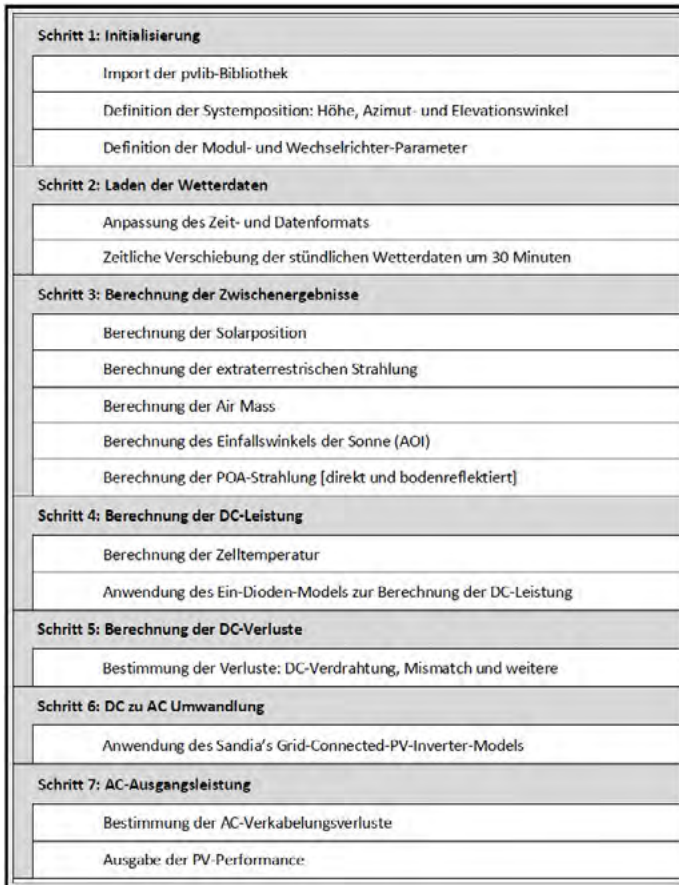


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Modellierungskette zur Ertragssimulation eines Photovoltaiksystems mit *pvlb* nach [8].

Das der Simulation zugrundeliegende System wird durch eine zusammengesetzte Sammlung von Modulen und Wechselrichtern repräsentiert. In dieser Arbeit wurde das Photovoltaikmodul *CS5P 220M 2009* der Firma *Canadian Solar* und der Wechselrichter *SB10000TL US 208V* von *SMA America* verwendet. Die Modellwahl des Photovoltaikmoduls und des Wechselrichters wurde durch die Verfügbarkeit der Daten in den von *pvliv* verwendeten Datenbanken beeinflusst.

Durch elektrische Verschaltung der Module wird ein 10 kWp-Photovoltaiksystem erstellt, dessen geographische Lage durch Breitengrad, Längengrad, Zeitzone und Höhe definiert ist. Die Ausrichtung des Photovoltaiksystems entspricht dem Azimut- und Neigungswinkel der Systemfläche. Die zur Simulation benötigten zeit- und ortsspezifischen Strahlungsintensitäten, wie Globalstrahlung (engl.: *global horizontal irradiance*, kurz: GHI), Direktstrahlung (engl.: *direct normal irradiance*, kurz: DNI) und Diffusstrahlung (engl.: *diffuse horizontal irradiance*, kurz: DHI) stammen vom Copernicus-Atmosphärenüberwachungsdienst (CAMS) des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) [9]. Die standort- und zeitzugehörigen Lufttemperaturen und Windgeschwindigkeiten stammen von der Web-Anwendung *Renewables.ninja* [10], deren Datengrundlage von Satellitenbeobachtungsprogrammen und globalen Reanalysemodellen stammt [11 bis 14].

Die Zelltemperatur eines Photovoltaikmoduls ist neben Wetterbedingungen abhängig von Modulart und dessen Konstruktion. Die daraus resultierenden Faktoren zur Beschreibung des Wärmeverlustes durch Konvektion, Strahlung und Leitung werden in der Praxis experimentell bestimmt. In dieser Simulation wird ein gut hinterlüftetes Photovoltaiksystem mit Glas-Folien-Modulen angenommen.

Zur Bestimmung des Elevations- und Azimutwinkels der Sonnenposition wird der in Python implementierte *NREL SPA* Algorithmus verwendet. Dieser Algorithmus wird in einer Arbeit um Reda näher beschrieben [15]. Für die Bestimmung der relativen und absoluten *Air Mass* auf Systemhöhe wird das Modell nach Kasten und Young [16] verwendet. Als Systemhöhe wird 10 Meter über Meereshöhe definiert. Zur Bestimmung der GHI, DNI und DHI des klaren Himmels wird das Ineichen/Perez-Modell genutzt. Die DHI ergibt sich aus der Differenz zwischen GHI und dem mit dem Kosinus des Zenitwinkels der Sonnenposition multiplizierten DNI. Das Vorgehen ist in den Untersuchungen von Perez und Ineichen [17, 18] näher beschrieben. Die diffuse Strahlungsintensität auf eine geneigte Ebene wird mittels des Modells von Reindl berechnet. Der bodenreflektierte Anteil wird darin nicht berücksichtigt. Als Berechnungsgrundlage dient der Neigungs- und Azimutwinkel der Oberfläche, die Strahlungsintensitäten DHI, DNI und GHI, die extraterrestrische Strahlungsintensität sowie der Sonnenzenit- und -azimutwinkel [19 bis 21]. Das Kalkulationsmodell verwendet ein Ein-Dioden-Ersatzschaltbild um die Strom-Spannungs-Kennlinie der Zelle, des Moduls oder einer Modulverschaltung unter Verwendung der technischen und physikalischen Parameter des verwendeten Photovoltaikmoduls als Funktion der Bestrahlungsstärke, der Temperatur und des Spektralgehalts zu definieren, die anschließend über das *Grid-Connected PV Inverter model* in Wechselstrom umgerechnet wird.

Durch Verschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung und weiteren Umwelteinflüssen können Ertragsminderungen des Photovoltaiksystems auftreten. Auch die elektrische Verdrahtung und das Alter des Systems haben einen Einfluss auf den Ertrag. Diese Verluste L werden durch Gleichung (1) berücksichtigt

$$L_{\text{total}}(\%) = 100 \cdot \left(1 - \prod_i^I \left(1 - \frac{L_i}{100} \right) \right). \quad (1)$$

Abbildung 3 zeigt die Änderung des über das Jahr 2018 kumulierten Photovoltaikertrags in Deutschland in Abhängigkeit von Azimut- und Neigungswinkel der Einstrahlungsebene im Vergleich zur Horizontalen.

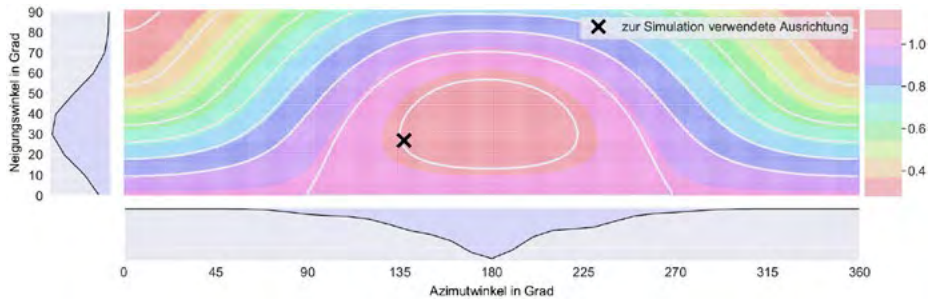


Abbildung 3: Änderung des über das Jahr 2018 kumulierten Photovoltaikertrags in Deutschland (Breitengrad: 50.5, Längengrad: 10.0) in Abhängigkeit von Azimut- und Neigungswinkel der Einstrahlungsebene im Vergleich zur Horizontalen. Die geschätzte Häufigkeitsverteilung von Photovoltaiksystemen nach Azimut- und Neigungswinkel in Europa ist im linken und unteren Teil der Abbildung aufgetragen. Die Ausrichtung und Neigung der in der Simulation verwendeten fiktiven Anlage ist schwarz gekennzeichnet.

In einer Untersuchung um Leloux wurden über 30.000 Photovoltaiksysteme in Europa anhand von Ausrichtung und Performance untersucht [22, 23]. Die Häufigkeitsverteilung der vor allem im Vereinigten Königreich, Frankreich, Spanien und Belgien stationierten Anlagen ist im linken und unteren Randbereich der letztgenannten Abbildung aufgetragen. Zur Bestimmung der Ausrichtung und Neigung einer im Landeszentrum positionierten fiktiven Photovoltaikanlage, dessen kumulierter Stromertrag im Jahr 2018 dem aller Anlagen eines Landes im gleichen Zeitraum entsprechen würde, wird die Häufigkeitsverteilung mit den in Abbildung 3 visualisierten Strahlungsdaten gewichtet und die Ausrichtung numerisch ermittelt. Die Leistung dieser Referenzanlage entspricht der installierten Kapazität aller im Land installierten Systeme. Der Azimut- und Neigungswinkel jener Anlage, die dies für Deutschland erfüllt, ist in der Abbildung durch ein schwarzes Kreuz gekennzeichnet und entspricht etwa einem Azimutwinkel von 137° und einer Neigung von 27°. Diese Ausrichtung wird für alle Referenzanlagen der Länder angenommen.

Für das Jahr 2050 wird für jedes Land ein Testreferenzjahr berechnet, das den typischen Strahlungs- und Witterungsverlauf eines kompletten Jahres stundengenau wiedergibt [24]. Als Grundlage dazu dienen die meteorologischen Daten der Jahre 2012 bis 2018. Dies wird für alle länderrepräsentativen Standorte durchgeführt. Ferner wird angenommen, dass die im Jahr 2018 bestehenden Anlagen in allen geographischen Regionen, die sich möglicherweise durch ihre klimatischen Bedingungen unterscheiden, verteilt sind und daher das länderspezifische Ertragsprofil des Testreferenzjahres mit der für das Jahr 2050 erzeugten Energie perfekt korreliert [25]. Dies erlaubt eine relativ zur installierten Anlagenkapazität im Jahr 2018 proportionalen Skalierung des Ertragsprofils mit der angenommenen Anlagenkapazität im Jahr 2050. Dieses Vorgehen wird auch bei der Wind- und Wasserkraft-Simulation angewandt.

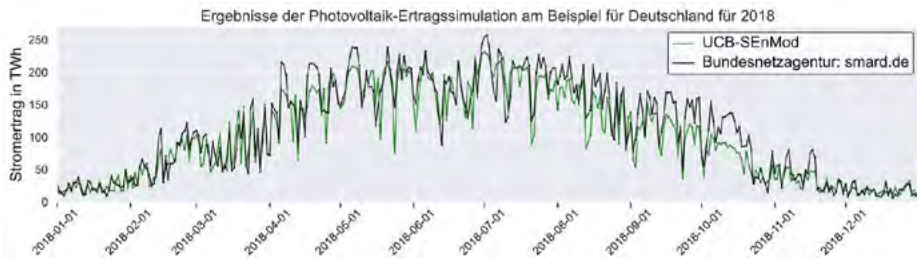


Abbildung 4: Verlauf des simulierten Photovoltaikertrags für Deutschland im Jahr 2018 und dessen Gegenüberstellung mit den Daten der Bundesnetzagentur. Die Daten sind auf Tagessummen aggregiert.

Abbildung 4 zeigt die Validierung der Photovoltaik-Ertragssimulation am Beispiel für Deutschland im Jahr 2018 mit den Daten der Bundesnetzagentur. Der kumulierte Stromertrag der Simulation entspricht näherungsweise dem der Bundesnetzagentur, allerdings sind deutliche Differenzen in den Tagessummen zu erkennen. Dies ist vor allem dadurch begründet, dass zur Simulation lediglich ein Standort gewählt wurde. Durch eine feinere geographische Einteilung in Cluster unterschiedlicher klimatischer Gegebenheiten ließen sich diese Differenzen in den Tagessummen reduzieren. Für das Jahr 2050 wird die Ertragssimulation mit den meteorologischen Daten des Testreferenzjahres durchgeführt. Die Daten des Ertrags sind trendbereinigt, um die Steigerung der Anlagenkapazität im Jahresverlauf auszugleichen, ohne den Durchschnitt zu verändern.

2.2 Windkraft

Zur Simulation des Nettostromertrags von Windturbinen werden ausgewählte Turbinenbeiwerte mit der jeweiligen installierten Nennleistung der Windkraftanlage multipliziert. Die Turbinenbeiwerte sind von Turbinentyp abhängig und werden mit den Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe an den Referenzstandorten interpoliert. Turbinenkennlinien geben die Relation zwischen Ausgangsleistung der Turbine und dazugehöriger Windgeschwindigkeit an. Für die Ertragsberechnung von Windkraftanlagen an Land wird die Turbinenkennlinie der Enercon *E115-TES* mit einer Nennleistung von 3 MW genutzt. Dabei wird eine durchschnittliche Nabenhöhe von 125 Metern angenommen. Zur Ermittlung des Offshore-Stromertrags von Ländern, die das dafür notwendige geographische Potenzial besitzen, dient die Turbinenkennlinie der Enercon *E126-75MW* mit einer Nennleistung von 7,58 MW und einer angenommenen mittleren Nabenhöhe von 88 Metern [26].

Zur Abschätzung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in flachem und homogenem Terrain (kein Versatz der Grenzschicht vom Boden) dient das für neutrale Atmosphärenschichtung gültige logarithmische Höhenprofil. Die Rauigkeitslänge des jeweiligen Terrains von Onshore- und Offshore-Anlagen stammt von der webbasierten Anwendung *Global Wind Atlas* [27]. Bei der Extrapolation der Windgeschwindigkeit in Höhen über 100 Metern ist zu beachten, dass eine exponentielle und logarithmische (monoton steigende) Beschreibung des Höhenprofils die Windbedingungen nicht mehr ausreichend genau wiedergeben. Grund dafür ist, dass das durch das logarithmische Höhenprofil oder durch das Potenzgesetz nach Hellmann extrapolierte vertikale Windprofil keine Änderung des Windgradienten bei Übergang zwischen der bodennahen Prandtl-Schicht und Ekman-Schicht berücksichtigt. Im Vergleich zur Prandtl-Schicht verläuft in der Ekman-Schicht sowohl die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit als auch die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe anders [28]. Die Relevanz dieses Umstandes verstärkt sich mit zunehmender Nabenhöhe [29].

Die Wahl des Referenzstandortes eines jeden Landes ist rein geographisch begründet. Daher kann der Bereich der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit an den Referenzstandorten der Jahre 2012 bis 2018 vom tatsächlichen mittleren Niveau des entsprechenden Landes teilweise stark abweichen.

Nach der Anpassung der mittleren Windgeschwindigkeit wird das gemittelte Windprofil für Onshore- und Offshore-Anlagen wie beschrieben extrapoliert und der Gesamtertrag für jedes Land berechnet. Wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, wird angenommen, dass die dem erzeugten Ertragsprofil zugrundeliegenden Anlagen in allen geographischen Regionen, die sich möglicherweise durch ihre klimatischen Bedingungen unterscheiden, in jedem Land ausreichend verteilt sind, damit das länderspezifische Ertragsprofil mit der im Jahr 2050 prognostizierten installierten Gesamtkapazität proportional skalierbar ist.

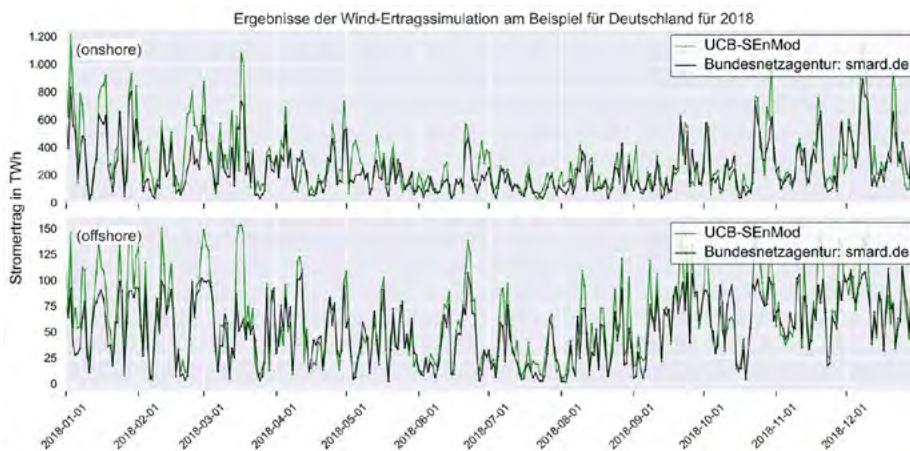


Abbildung 5: Der obere Teil der Abbildung zeigt die Validierung der Ertragssimulationen von Onshore- und der untere Teil der für Offshore-Windkraftanlagen am Beispiel für Deutschland im Jahr 2018 mit den Daten der Bundesnetzagentur. Die abgebildeten Datenpunkte sind auf Tagessummen aggregiert.

Abbildung 5 zeigt die Validierung der Windkraft-Ertragssimulationen für Onshore- und Offshore-Anlagen am Beispiel für Deutschland im Jahr 2018 mit den Daten der Bundesnetzagentur. Wie auch beim Photovoltaik-Ertragsprofil entspricht die über das gesamte Jahr 2018 integrierte Fläche des gezeigten Ertragsprofils in etwa dem der Bundesnetzagentur, allerdings sind auch hier deutliche Differenzen in den Tagessummen zu erkennen. Wie bei dem Ertragsprofil von Offshore-Anlagen zu erkennen ist, weisen Anlagen auf See eine geringere Intermitenz auf, was eine Folge davon ist, dass der Wind auf See regelmäßiger bläst. Die Ertragsprofile sind trendbereinigt, um die Steigerung der Anlagenkapazität im Jahresverlauf auszugleichen, ohne den Durchschnitt zu verändern. Wie auch bei der Photovoltaik dienen die Testreferenzjahre dazu, das Ertragsprofil für das Jahr 2050 zu erzeugen.

2.3 Wasserkraft

Als Grundlage zur Erzeugung des Ertragsprofils der Wasserkraft bildet der im Jahr 2018 produzierte Strom durch Laufwasserkraftwerke in Deutschland. Die Daten werden vom Strommarktdaten-Portal (SMARD) der Bundesnetzagentur bereitgestellt [30]. Das Profil wird auf ein Megawatt Nennleistung normiert, auf stündliche Werte aggregiert und in die koordinierte Weltzeit (UTC) umgerechnet. Unter

der vereinfachten Annahme, dass die Stromproduktion der Laufwasserkraftwerke in allen Ländern den gleichen Verlauf besitzt, wird das Profil in Abhängigkeit der länderspezifischen installierten Nennleistung skaliert. Pumpspeicherkraftwerke werden gesondert in einem späteren Abschnitt diskutiert.

2.5 Biomasse

In einem zukünftigen Energiesystem, in dem der Großteil der elektrischen Energie durch volatile Erzeugungsanlagen erzeugt wird, ist es sinnvoll die gegebene Flexibilisierungs- und Planungsmöglichkeiten von Biomasseanlagen zu nutzen. In diesem Modell wird angenommen, dass bis zu 50 TWh Biomasse zu Regelzwecken zur Verfügung stehen. Die bei der Stromgenerierung entstehende Abwärme wird als Niedertemperaturwärme für Heizzwecke in ein Wärmenetz gespeist. Der Rest der Anlagenkapazität wird zur Herstellung von biogenen Brennstoffen für Verkehr und industrielle Prozesse eingesetzt.

2.4 Solarthermie

Solarthermische Anlagen wandeln solare Strahlungsenergie in thermische Energie um. Diese thermische Energie wird in diesem Modell in einem Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium gespeichert und als Niedertemperaturwärme bereitgestellt. Zur Bestimmung der Einstrahlung auf die geneigte Fläche der Solarthermiemodule wird das bereits in Abschnitt 2.1 beschriebene Tool *pvl1b* verwendet. Der Berechnung wird dabei derselbe Azimut- und Neigungswinkel wie bei der Photovoltaik-Ertragsberechnung zugrunde gelegt. Die dafür notwendigen meteorologischen Daten stammen vom Copernicus-Atmosphärenüberwachungsdienst (CAMS) des Europäischen Zentrums für mittelfristige Wettervorhersage (EZMW) und von der Web-Anwendung *Renewables.ninja* und werden pro Referenzstandort über die Jahre 2012 bis 2018 gemittelt. Angenommen wird, dass die zur Verfügung stehende solarthermische Modulfläche dem 1,5-fachen der Bevölkerungsanzahl des jeweiligen Landes n entspricht. Für Deutschland würde dies einer Dachfläche von etwa 123 Quadratkilometern entsprechen. Zum Vergleich: Laut einem Bericht des Fraunhofer IWES wird das Potenzial für solare Erzeugungsanlagen auf deutschen Dächern auf 965 bis 1516 Quadratkilometern geschätzt [31]. Die Methode zur Berechnung der in den Wärmespeicher eingespeisten Wärmeenergie Q_{use} zum Zeitpunkt t stammt aus der Veröffentlichung von Henning und Palzer [32] und berechnet sich nach Gleichung (2) aus dem Produkt aus Modulfläche A_n , der globalen Einstrahlung auf die geneigte Modulebene $G(t)$ und dem Wirkungsgrad η_{coll} des Moduls

$$Q_{\text{use}}(t) = \eta_{\text{coll}}(t) \cdot A_n \cdot G(t). \quad (2)$$

Die eingespeiste Wärme wird durch den Wirkungsgrad η_{coll} stark beeinflusst. Dieser ist neben der Modulbeschaffenheit sowohl abhängig von der Außentemperatur als auch von der Temperatur des Speichermediums. Der Wirkungsgrad des Sonnenkollektors wird durch

$$\eta_{\text{coll}}(t) = \max \left\{ c_0 - c_1 \cdot \left(\frac{T_{\text{stor}}(t) - T_{\text{amb}}(t)}{G(t)} \right), 0 \right\} \quad (3)$$

bestimmt, mit der Temperatur des Speichers $T_{\text{stor}}(t)$, der Umgebungstemperatur T_{amb} und der Einstrahlung auf die Modulebene $G(t)$ in Wh/m^2 zum Zeitpunkt t . Dabei wird der optische Wirkungsgrad c_0 des Kollektors mit 0,8 und der Wärmeverlustkoeffizient c_1 mit $3 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ angesetzt [32]. Die so zur Verfügung stehende Niedertemperaturwärme kann, unter Berücksichtigung von Speicherverlusten, als Raumwärme- und Warmwasserenergie bereitgestellt werden.

2.5 Kraft-Wärme-Kopplung

Im Vergleich zu reinen Gas-to-Power-Anlagen, die im späteren Verlauf dieser Arbeit vorgestellt werden, dienen Blockheizkraftwerke der gleichzeitigen Bereitstellung von Strom und Wärme und werden in diesem Modell dezentral und monovalent ausgelegt. Die bei dem Kraft-Wärme-Kopplungsprozess entstehende Abwärme wird als Niedertemperaturwärme für Raumwärme und Warmwasserbereitung genutzt und kann bei Überschuss in einem Wärmespeicher gespeichert werden. Als Grundlage zur Auslegung der Blockheizkraftwerke dient das Wärmelastprofil der privaten Haushalte abzüglich der genutzten Wärmeenergie, die durch solarthermische Anlagen bereitgestellt wird. Der Auslegungspunkt auf der sortierten Jahresdauerlinie wird mit 6000 Stunden angesetzt. Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} mit

$$\eta_{\text{ges}}(t) = \frac{P_{\text{el}} + \dot{Q}_{\text{th}}}{\dot{B}_{\text{gas}}} = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} \quad (4)$$

der KWK-Systeme wird mit 0,95 und der elektrische Wirkungsgrad η_{el} mit 0,35 angenommen [33]. P_{el} und \dot{Q}_{th} beschreiben dabei die durch die Anlage – bei Zufuhr der Brennstoffleistung \dot{B}_{gas} –, bereitgestellte elektrische und thermische Leistung. Als Brennstoff dient Gas, das synthetisch mit elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugungsanlagen oder durch Biomasse hergestellt wird.

3. Verbrauchssektoren

Die Verbrauchssektoren sind in dieser Arbeit in Strom, Wärme und Verkehr bzw. Transport unterteilt, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

3.1 Strom

Die Stromlast der Länder wird vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) bereitgestellt und bezieht sich auf das Jahr 2015 [34]. Jene Daten der europäischen Länder, die nicht in der Datenbank vorhanden sind, werden anhand Länder mit vergleichbarer Lage und Struktur abgeschätzt. Der elektrische Endenergieverbrauch verteilt sich sowohl auf den Betrieb elektrischer Gerätschaften als auch auf die Erzeugung von mechanischer Energie, Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnologien [35]. Die Daten von ENTSO-E umfassen außerdem bereits die elektrische Energie, die zur Bereitstellung von Wärme aufgewendet wurde. Dies muss berücksichtigt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die elektrische Energie im Stromsektor trotz Effizienzsteigerungen um etwa 2 Prozent pro Jahr steigen wird [36, 37].

3.2 Wärme

Der Energiebedarf des Wärmesektors umfasst sowohl die Raumwärme und Warmwasserbereitung als auch die industrielle Prozesswärme unterschiedlicher Temperatursegmente. Abbildung 6 zeigt schematisch die Systeme, die zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, dienen Solarthermie-Anlagen, Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Sowohl solarthermische Anlagen als auch Blockheizkraftwerke sind in diesem Modell mit einem Warmwasserspeicher gekoppelt.

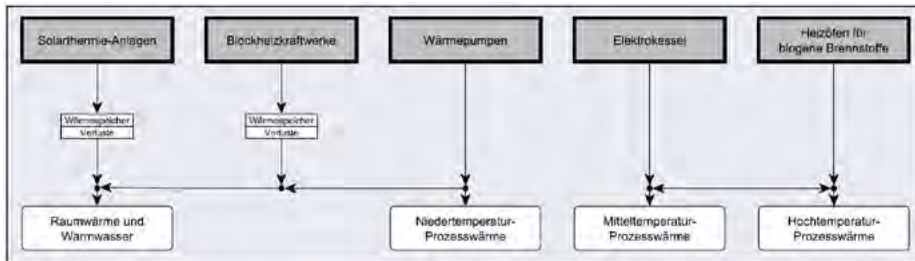


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Systeme, die für Raumwärme, Warmwasserbereitung und Prozesswärme eingesetzt werden.

Zur Bereitstellung von Prozesswärme im unteren Temperatursegment werden ausschließlich Wärmepumpen eingesetzt. Aufgrund der hohen Temperaturanforderungen vieler industrieller Prozesse können Technologien, die zur Bereitstellung niedrigerer Niedertemperaturbereiche genutzt werden, nicht eingesetzt werden. Die Wärme für die Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme werden durch Elektrokessel und Heizöfen bereitgestellt. Die in den Heizöfen und Blockheizkraftwerken verfeuerten festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffe werden durch Biomasseanlagen erzeugt.

3.2.1 Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung

Die Heizlastprofile der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung werden nach einem Verfahren des Bundesverbands für Energie- und Wasserwirtschaft berechnet und basieren auf Standardlastprofilen [38]. Mit dem Standardlastprofilverfahren wird unter Verwendung einer Sigmoidfunktion ein Zusammenhang zwischen Außentemperatur und täglichem Wärmebedarf abgebildet und in weiterer Folge der stündliche Lastgang des Verbrauchs berechnet.

Der Berechnung des zukünftigen Energiebedarfs kann die Annahme zugrunde gelegt werden, dass durch Dämmungsmaßnahmen bestehender Gebäude und energetischen Mindestanforderungen an Neubauten der Energiebedarf der Raumwärmebereitstellung bis 2050 deutlich gesenkt werden kann [39, 40].

3.2.2 Prozesswärme

Neben der Energiebereitstellung zur Warmwasserbereitung und Raumwärmeerzeugung stellt der Prozesswärmeverbrauch, der in der Industrie den größten Anteil am Gesamtwärmeverbrauch aufweist, im Wärmesektor den dritten Bereich dar [41, 42]. Nach einem Bericht der Europäischen Kommission wurde im Jahr 2012 in Europa 74 Prozent des industriellen Endenergieverbrauchs für Heizwärme, Warmwasser und Klimakälte aufgewendet. Mit einem Anteil von 60 Prozent nahmen am Endenergieverbrauch Prozesse zur Bereitstellung von Prozesswärme unterschiedlicher Temperaturbereiche den größten Anteil ein. Die übrigen 14 Prozent verteilen sich auf Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte [43] und werden wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, berücksichtigt. Etwa 26 Prozent des Endenergieverbrauchs in der Industrie, die nicht für wärmebedingte Prozesse genutzt wurden, wurden zur Erzeugung von mechanischer Energie, Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnologien aufgewandt. Diese Angaben zur Verteilung der Anteile industrieller Verbraucher decken sich weitestgehend mit den Angaben von [35, 44] für andere Jahre. Zur Bestimmung des Prozesswärmebedarfs zur Bereitstellung von Niedertemperatur, Mitteltemperatur und Hochtemperatur wird der jeweilige prozentuale Anteil mit dem jährlichen Endenergieverbrauch der Industrie des jeweiligen Landes multipliziert. Angenommen wird, dass die Verteilung der Prozesswärme dem des Stromlastprofils, das in einem vorherigen Abschnitt

diskutiert wurde, entspricht. Hierzu werden die Stromlastprofile der Länder normiert und mit dem jeweiligen Betrag der Prozesswärme skaliert. Vereinfacht wurde angenommen, dass die für die Jahre 2018 angegebene Endenergie ausschließlich durch fossile oder biogene Brennstoffe bereitgestellt wurde. Wie auch für die Raumwärme und Warmwasserbereitung wird die Bereitstellung von Prozesswärme im Niedertemperaturbereich im Jahr 2050 durch Wärmepumpen gedeckt. Mittel- und Hochtemperaturprozesse werden zu je 80 Prozent durch Elektrokessel und 20 Prozent durch Heizöfen für biogene Brennstoffe versorgt. Ferner wird angenommen, dass durch Effizienzmaßnahmen und Prozessänderungen bis zum Jahr 2050 der Endenergiebedarf zur Bereitstellung von Prozesswärme um 30 Prozent gesenkt wird [42]. Untersuchungen von [45, 46] gehen von Einsparpotenzialen von 34 bis hin zu 50 Prozent bis zum Jahr 2050 aus.

3.2.3 Wärmespeicher

Zur Reduzierung von kurz- und langfristigen bis zu saisonalen Ungleichgewichten von Angebot und Nachfrage im Niedertemperatur-Wärmesektor wird die von solarthermischen Anlagen und Blockheizkraftwerken erzeugte Wärme in Wärmespeichern gespeichert. Als Speichermedium dient Wasser. Das zur Darstellung der Energiebilanz des Wärmespeichers verwendete Einknotenmodell wird durch folgende Differentialgleichung beschrieben [32]

$$C_{\text{stor}} \frac{dT_{\text{stor}}}{dt} = \eta_{\text{charge}} \cdot P_{\text{charge}} - P_{\text{discharge}} - P_{\text{loss}} \quad (5)$$

Dabei ist C_{stor} die Gesamtwärmekapazität des Speichers, T_{stor} die Temperatur des Speichermediums, P_{charge} und $P_{\text{discharge}}$ die dem Speicher zugeführte und abgeführte Wärmeleistung, P_{loss} die Verlustleistung des Speichers und η_{charge} der Wirkungsgrad des Speichers. Die thermische Schichtung im Speichermedium, die sich positiv auf die Wärmeübertragung von Wärmeträgerflüssigkeit auf das Speichermedium auswirkt, wird vernachlässigt. Die Verlustleistung des Speichers in Folge von Selbstentladung wird durch Gleichung 6 beschrieben

$$P_{\text{loss}} = U_{A,\text{stor}} \cdot (T_{\text{stor}} - T_{\text{amb,stor}}) = \frac{C_{\text{stor}}}{\tau_{\text{stor}}} \cdot (T_{\text{stor}} - T_{\text{amb,stor}}) \quad (6)$$

$U_{A,\text{stor}}$ beschreibt den Wärmeverlustkoeffizient, $T_{\text{amb,stor}}$ die Umgebungstemperatur des Speichers und τ_{stor} die Zeitkonstante der Selbstentladung.

3.3 Transport und Verkehr

Zur Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor existieren unterschiedliche Maßnahmen. In dieser Arbeit werden diese Maßnahmen in drei Typen untergliedert.

Typ A: Der Umfang der Verkehrsleistung spiegelt sich direkt in dem Endenergieverbrauch wider. Die Änderung der zurückgelegten Kilometer relativ zum Referenzjahr 2018 werden durch Maßnahmen des Typs C abgedeckt.

Typ B: Durch Änderung der Antriebskonzepte, wie z. B. die Elektrifizierung eines bis dato verbrennungsbasierten Verkehrsmittels, werden unter Typ B zusammengefasst. Angenommen wird, dass im Jahr 2050 die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Antriebe den der heutigen *Stand der Technik*-Antriebe von Neufahrzeugen desselben Typs entspricht [41, 47]. Dies entspräche keiner Effizienzsteigerungen der heutigen Antriebskonzepte bis zum Jahr 2050. Diese Annahme kann als eine *Worst-Case*-Schätzung angesehen werden.

Typ C: Maßnahmen des Typs C umfassen fahrzeug- und infrastrukturseitige Verbesserungen, die zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs beitragen. Zu den hierzu in Betracht gezogenen Maßnahmen

gehören Verbesserungen des Board-Energiemanagement, Verbesserung der Fahrzeug-Aerodynamik, Gewichts- und Rollwiderstandsreduzierung oder auch Änderungen der Fortbewegungsbedingungen, wie Geschwindigkeit oder Verkehrsfluss.

4. Regelung der Strombilanz

Im Allgemeinen ist die Differenz aus Stromproduktion G und Stromverbrauch L zu einer gegebenen Zeit t in t: [t, t+1 h] nicht Null. Diese Differenz $\delta_n(t)$ des Landes n ist definiert als

$$\delta_n(t) = G_n^W(t) + G_n^P(t) + G_n^H(t) + G_n^K(t) - L_n(t). \tag{7}$$

und beschreibt die Differenz aus nicht-regelbarer Stromerzeugung und nicht verschiebbarer Stromlast. Die Stromerzeugung erfolgt dabei durch Windkraftanlagen W, Photovoltaiksysteme P, Wasserkraftanlagen W und KWK-Systeme K und kann durch Speicherprozesse und grenzüberschreitenden Transit elektrischer Energie ausgeglichen werden. Abbildung 8 zeigt schematisch den hierarchischen Ablauf des energetischen Ausgleichsprozesses.

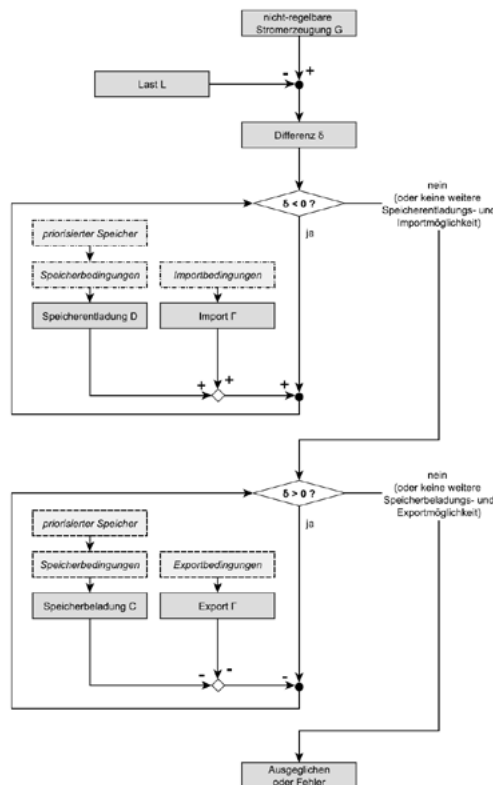


Abbildung 7: Schematische Darstellung des hierarchischen Ablaufs des energetischen Ausgleichsprozesses nach [48].

4.1 Speicherung elektrischer Energie

Bei hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugungseinheiten steigt der Bedarf an Speichertechnologien.

Unter der Annahme, dass sich das Stromerzeugung- und -verbrauchsmuster von Jahr zu Jahr wiederholt, wird das Speichervolumen so gewählt, dass der Ladezustand am Jahresanfang dem Zustand am Jahresende entspricht. Das erforderliche Mindestspeichervolumen entspricht wiederum der maximalen Kapazität, bei dem der Speicher mindestens eine Stunde im Jahr vollständig gefüllt ist. Die für die Speicherung elektrischer Energie zur Verfügung stehenden Systeme sind Batteriespeicher ($s=1$), Pumpspeicherkraftwerke ($s=2$) und Gasspeicher ($s=3$), die in genannter Reihenfolge aufgeladen und entladen werden. Zur Simulation der Speicherprozesse werden neben angenommenen Gesamtkapazitäten der installierten Speicher weitere Annahmen bzgl. der Speicherparameter für Lade- und Entladewirkungsgrade und maximale Ladeströme getroffen.

4.1.1 Batteriespeicher

Batterien speichern elektrische Energie hocheffizient in elektrochemischen Prozessen und wandeln diese bei Bedarf wieder in elektrische Ladung um. Aufgrund der hohen Round-Trip-Effizienz von Batterien werden diese in der Simulation als Kurzzeitspeicher eingesetzt. Energieverluste durch Selbstentladungen werden vernachlässigt. Im Vergleich zu Pumpspeichern sind die Standorte stationärer Batteriespeicher nicht durch besondere geologische Gegebenheiten begrenzt, allerdings wird die zur Verfügung stehende Speicherkapazität aus monetären Gründen auf ein Minimum reduziert.

4.1.2 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke können erheblich zur Netzstabilisierung beitragen, indem sie bei Stromüberschuss als Last dienen und potenzielle Energie speichern, die bei Bedarf über Generatoren Strom ins Netz zurückspeisen. Innerhalb weniger Minuten können Pumpspeicher zwischen diesen zwei Betriebszuständen wechseln. In einem Bericht im Auftrag der Europäischen Kommission wurde das europäische Potenzial für die Energiespeicherung in Pumpspeicherkraftwerken abgeschätzt [49]. Untersucht wurden unter bestimmten Topologien und Szenarien die maximal zu erschließende Gesamtkapazität von Pumpspeichern. Der Bericht konzentriert sich auf zwei Topologien: zum einen wurden bestehende Stausee-Paare mit geeignetem Höhenunterschied betrachtet, deren Entfernung es erlaubt diese durch eine Druckrohrleitung und entsprechender elektrischer Ausrüstung miteinander zu verbinden. Und zum anderen wurden einzelne Stauseen untersucht, deren Topologien es zulassen ein zweites künstlich angelegtes Becken zu installieren. Diese Topologien wurden anschließend wiederum differenziert betrachtet und in verschiedene Szenarien unterteilt. Die Ergebnisse zeigen, dass letztere Topologie etwa ein doppelt so hohes Potenzial besitzt wie das der erstgenannten Topologie. Das maximal zur Verfügung stehende Potenzial dient in der Simulation als maximale Obergrenze, wird jedoch in keinem Land voll in Anspruch genommen und teilweise deutlich unterschritten.

4.1.3 Gasspeicher

Durch die Speicherung von elektrischer Energie durch Synthetisieren von Gasen durch überschüssigen Strom können bidirektional der Stromsektor über die Gasinfrastruktur mit den übrigen Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie gekoppelt werden. Durch den Einsatz von Gasspeichern als Langzeitspeicher, können saisonale Schwankungen wie längere dunkle Perioden und anhaltende Windflauten ausgeglichen werden. Charakteristisch von Langzeitspeichern sind die sehr hohen Speicherkapazitäten, niedrige Selbstentladungsverlustleistungen und sehr geringe Zyklenzahlen und Zykluswirkungsgrade [50]. Die Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor erfolgt direkt über die Elektromobilität oder indirekt über die weitere Verarbeitung des Gases zu synthetischen Kraftstoffen. Die Rückverstromung erfolgt bei Bedarf über hocheffiziente Gaskraftwerke. Aufgrund der hohen Leistungskapazität und Umwandlungseffizienz dieser Kraftwerke kann die bei dem

Umwandlungsprozess entstehende Wärme nur schwer genutzt werden [32]. Das Modell arbeitet mit einem für die Umwandlung von Strom zu Methan typischen Wirkungsgrad, der allerdings stark von der eingesetzten Kohlenstoffdioxid-Quelle abhängig ist [51]. Weitere Umwandlungsverluste, etwa durch Kompression oder Verflüssigen der Gase werden nicht berücksichtigt – Wasserstoff und Methan werden im gesamten System als Gas betrachtet.

4.2 Internationaler Transit elektrischer Energie

Wenn der nach den Speicherprozessen verbleibende Betrag der im Netz vorhandenen Energie $|\Gamma_n(t)|$ größer als Null ist, wird dieser durch Stromimport bzw. -export innerhalb des europäischen Verbundsystems weiter reduziert. Abbildung 9 zeigt die im europäischen Verbundnetz gekoppelten Länder, die in der Simulation verwendet wurden. Der im Folgenden benutzte Index n steht für das jeweilige betrachtete Land und der Index m für dessen Nachbarländer. Als Nachbarländer gelten dabei alle Länder, die elektrisch mit dem jeweiligen Land n verbunden sind.

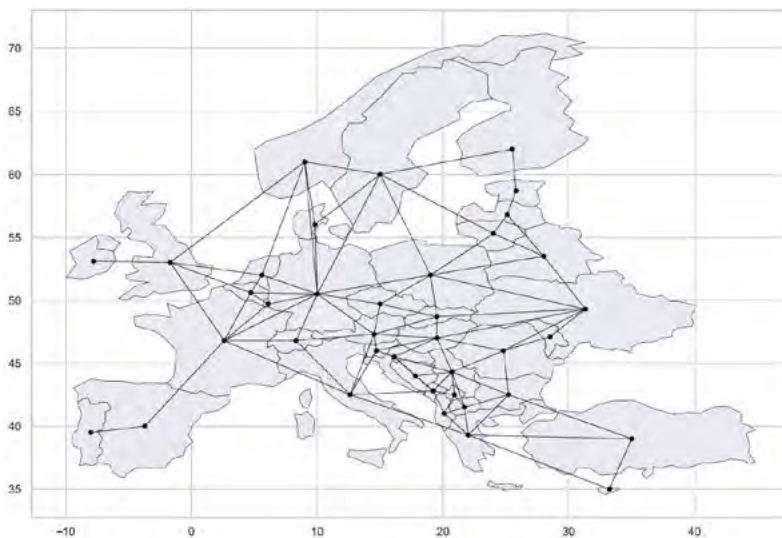


Abbildung 8: Verwendetes Mehrknotenmodell des europäischen Verbundsystems. Dargestellt sind die mit Linien verbundenen Knoten entlang derer sich der Energiefluss bewegt. Datenquelle [34].

Zur Simulation des Energieflusses des Landes n an ein Land m wird angenommen, dass sich das Verbundnetz, bestehend aus mit Linien verbundenen Knoten den Kirchhoff'schen Gesetzen mit

$$\sum_{n=1}^N \Gamma_n(t) = 0 \quad (8)$$

verhält. Dabei werden Übertragungsverluste, etwaige Übertragungskapazitätsengpässe und die reale Energieflussrichtung entgegen dem Potenzialgradienten vernachlässigt.

Unter der notwendigen Bedingung

$$\Gamma_n^+(t) > 0 \quad \cap \quad \Gamma_m^-(t) < 0, \quad \forall (n, m) \in \{0, 1, 2, \dots\} \quad (9)$$

wird die Energie $T_{n \rightarrow m}$ mit

$$T_{n \rightarrow m} = \min \left\{ \begin{array}{l} \Gamma_n^+(t) \\ |\Gamma_m^-(t)| \end{array} \right\} \quad (10)$$

von Land n zu Land m transferiert. Dadurch sinkt der Exportbedarf $\Gamma_n^+(t)$ des Landes n und der Importbedarf $\Gamma_m^-(t)$ des Landes m um die transferierte Energie $T_{n \rightarrow m}$.

$$\Gamma_m^-(t) = \Gamma_m^-(t) + T_{n \rightarrow m} \quad (11)$$

$$\Gamma_n^+(t) = \Gamma_n^+(t) - T_{n \rightarrow m} \quad (12)$$

Dies wird für alle Länder n und dessen Nachbarländer m unter der Bedingung (9) wiederholt. Im Falle dessen, dass die Strombilanz $\Gamma_n^+(t)$ in einer beliebigen Stunde t eines Land n weiterhin kleiner Null ist, können in einem anschließenden Prozess die Speicher der Nachbarländer, sofern diese einen Mindestspeicherstand nicht unterschreiten, entladen werden und unter Beachtung der in Abschnitt 4.1 erwähnten technischen Bedingungen Energie bereitstellen. Ziel ist es, die Strombilanz $\Gamma_n(t)$ zu jeder Stunde t auszugleichen. Wenn die Strombilanz nicht zu jeder Stunde ausgeglichen werden kann, muss die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen und gegebenenfalls das installierte Speichervolumen entsprechend korrigiert werden. Im realen System hätte dies Auswirkungen auf die Netzstabilität und es müssten zur Vermeidung von Überspannungsschäden und Notabschaltungen von Verbrauchern Einrichtungen zur Stromvernichtung oder -drosselung (Curtaiment) geschaffen werden, flexible Lasten aktiviert werden oder bei Stromüberschuss die volatile Stromproduktion abgeregelt werden.

5. Ausblick

Das Energiemodell *UCB-SEnMod*, das am Institut für Betriebswirtschaft und Technologiemanagement IBT am Umwelt-Campus Birkenfeld der Fachhochschule Trier entwickelt wurde, simuliert ein zukünftiges Energiesystem mit einem Anteil von 100 Prozent erneuerbaren Energien. Das Energiemodell ist so aufgebaut, dass einzelne Länder, kleine Städte oder auch mehrere Länder in einem Verbundnetz abgebildet werden können. Durch den hohen Grad an Flexibilität kann das Modell verschiedene Szenarien eines zukünftigen Energiesystems berechnen. Das Modell besteht aus verschiedenen Komponenten, die jeweils eine Einheit eines Energiesystems darstellen und die im Hauptmodul verwaltet werden können. Die Weiterentwicklung des Modells ist derzeit Teil der Arbeit des Instituts.

Literaturverzeichnis

- [1] Leonhard, M.-C. u. te Heesen, H.: Energy Model for a Rural Region in Germany - Methodology. 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2020), S. 1850–1854
- [2] Blinn, A. u. te Heesen, H.: Sector Coupled Energy Model for the European Electricity, Heat and Transport Sectors - Methodology. 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (2021), S. 1356–1363
- [3] Holmgren, W. F., Andrews, R. W., Lorenzo, A. T. u. Stein, J. S.: PVLIB Python 2015. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (2015)
- [4] Holmgren, W. F., Hansen, C. W. u. Mikofski, M. A.: pvlb python: a python package for modeling solar energy systems. Journal of Open Source Software 3 (2018) 29, S. 884
- [5] Stein, J. S., Holmgren, W. F., Forbess, J. u. Hansen, C. W.: PVLIB: Open Source Photovoltaic PerformanceModeling Functions for Matlab and Python. 43rd Photovoltaic Specialists Conference (2016)

- [6] Stein, J. S.: The photovoltaic Performance Modeling Collaborative. 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2012)
- [7] Andrews, R.: PVLib Python Documentation. <https://www.readthedocs.org/projects/cwhanse-pvlib-python/downloads/pdf/latest/>, abgerufen am: 11.09.2020
- [8] Gurupira, T. u. Rix, A. J.: Photovoltaic system modelling using pvlib-python. Department of Electrical and Electronic Engineering, University of Stellenbosch (2016)
- [9] ECMWF - COPERNICUS Atmosphere Monitoring Service: CAMS Radiation Service, 2021. <https://www.soda-pro.com/en/web-services/radiation/cams-radiation-service>, abgerufen am: 20.09.2020
- [10] Pfenninger, S. u. Staffell, I.: Renewables.ninja. <https://www.renewables.ninja>, abgerufen am: 05.01.2021
- [11] Rienecker, M. M., Suarez, M. J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E., Bosilovich, M. G., Schubert, S. D., Takacs, L., Kim, G.-K., Bloom, S., Chen, J., Collins, D., Conaty, A., Da Silva, A., Gu, W., Joiner, J., Koster, R. D., Lucchesi, R., Molod, A., Owens, T., Pawson, S., Pegion, P., Redder, C. R., Reichle, R., Robertson, F. R., Ruddick, A. G., Sienkiewicz, M. u. Woollen, J.: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *Journal of Climate* 24 (2011) 14, S. 3624–3648
- [12] NASA: Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA). <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>, abgerufen am: 14.05.2021
- [13] Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J. u. Cremer, R.: Digging the METEOSAT Treasure\textemdash3 Decades of Solar Surface Radiation. *Remote Sensing* 7 (2015) 6, S. 8067–8101
- [14] Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., Cremer, R. u. Hollmann, R.: Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 1 (2015)
- [15] Reda, I. u. Andreas, A.: Solar position algorithm for solar radiation applications. National Renewable Energy Laboratory (2008)
- [16] Kasten, F. u. Young, A. T.: Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics* 28 (1989) 22, S. 4735
- [17] Ineichen, P. u. Perez, R.: A new airmass independent formulation for the Linke turbidity coefficient. *Solar Energy* 73 (2002) 3, S. 151–157
- [18] Perez, R. u. Ineichen, P.: A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation. *Solar Energy* 73 (2002) 5, S. 307–317
- [19] Reindl, D. T., Beckman, W. A. u. Duffie, J. A.: Diffuse fraction correlations. *Solar Energy* 45 (1990) 1, S. 1–7
- [20] Reindl, D. T., Beckman, W. A. u. Duffie, J. A.: Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy* 45 (1990) 1, S. 9–17
- [21] Loutzenhiser, P. G., Manz, H., Felsmann, C., Strachan, P. A., Frank, T. u. Maxwell, G. M.: Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Solar Energy* 81 (2007), S. 254–267
- [22] Leloux, J., Narvarte, L. u. Trebosc, D.: Performance Analysis of 10,000 Residential PV Systems in France and Belgium. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. 2011, S. 3939–3946
- [23] Leloux, J., Taylor, J., Moretón, R., Narvarte, L., Trebosc, D. u. Desportes, A.: Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art. 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Hamburg 2015, S. 1574–1582
- [24] te Heesen, H., Herbort, V. u. Rumpfer, M.: Performance of roof-top PV systems in Germany from 2012 to 2018. *Solar Energy* 194 (2019), S. 128–135
- [25] Ahlborn, D.: Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (2015) 12, S. 37–39
- [26] Berkhout, V., Bisevic, A., Claußner, M., Dörenkämper, M., Durstewitz, M., Faulstich, S., Görg, P. u. Große, L.: *Windenergie Report Deutschland 2018*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag 2019
- [27] Badger, J., Davis, N. u. Bauwens, I.: Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/>, abgerufen am: 20.11.2020
- [28] Wallasch, A.-K., Lüers, S., Rehfeldt, K. u. Vogelsang, K.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II e): Wind an Land - Zwischenbericht. 2020
- [29] Emeis, S.: Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above surface layer observed by sodar. *Meteorologische Zeitschrift* 10 (2001) 2, S. 141–149

- [30] Bundesnetzagentur: SMARD - Strommarktdaten: Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung. <https://www.smard.de/home/marktdaten>, abgerufen am: 05.01.2021
- [31] Oehsen, A. von, Saint-Drenan, Y.-M. u. Stetz, T.: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung: Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2012
- [32] Henning, H.-M. u. Palzer, A.: A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies - Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (2014), S. 1003–1018
- [33] Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland, Bernath, C., Bossmann, T., Deac, G., Eisland, R., Fleiter, T., Kühn, A., Pfluger, B., Ragwitz, M., Rehfeldt, M., Sensfuß, F., Steinbach, J., Cronenberg, A., Ladermann, A., Linke, C., Maurer, C., Tersteegen, B., Willemsen, S., Franke, B., Kauertz, B., Pehnt, M., Rettenmaier, N., Hartner, M., Kranzl, L., Schade, W., Catenazzi, G., Jakob, M. u. Reiter, U., 2017
- [34] ENTSO-E, V. E. Ü.: Transmission System Map. <https://www.entsoe.eu/data/map/>, abgerufen am: 15.11.2020
- [35] Hofer, R.: Electricity and heat generation potentials of industrial combined heat and power plants. *Brennstoff-Waerme-Kraft* 47 (1995) 11-12
- [36] Rodriguez, R. A., Becker, S., Andresen, G. B., Heide, D. u. Greiner, M.: Transmission needs across a fully renewable European power system. *Renewable Energy* 63 (2014), S. 467–476
- [37] Breyer, C., Bogdanov, D., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Child, M., Oyewo, S., Farfan, J., Sadvovskaia, K. u. Vainikka, P.: Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 26 (2018) 8, S. 505–523
- [38] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Abwicklung von Standardlastprofilen. 2016
- [39] Connolly, D., Mathiesen, B. V., Østergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Halmstad, H. L., Persson, U., Nilsson, D., Werner, S. u. Trier, D.: heat roadmap europe 2050 - study for the EU27. 2012
- [40] Singer, S., Denruyter, J.-P. u. Jeffries, B.: the energy report: 100 % renewable energy by 2050. 2011
- [41] Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A. u. Henning, H.-M.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. 2020
- [42] Quaschnig, V.: Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung. 2016
- [43] Fleiter, T., Steinbach, J. u. Ragwitz, M.: Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). 2016
- [44] Eisland, R., Fleiter, T., Jakob, M. u. Reiter, U.: Heating and Cooling - The transformation towards a low-carbon Heating and Cooling sector. 2017
- [45] Gerhardt, N., Sandau, F., Scholz, A., Hahn, H., Schumacher, P. u. Sager, C.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Endbericht. 2015
- [46] Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude - Erfassung und Quantifizierung von Einspar- und CO₂-Minderungspotenzialen Nr. 27, BMVBS, 2013
- [47] Krause, J., Thiel, C., Tsokolis, D., Samaras, Z., Rota, C., Ward, A., Prenninger, P., Coosemans, T., Neugebauer, S. u. Verhoeve, W.: EU road vehicle energy consumption and CO₂ emissions by 2050 – Expert-based scenarios. *Energy Policy* 138 (2020)
- [48] Bussar, C., Stöcker, P., Cai, Z., Moraes, L., JR., Magnor, D., Wiernes, P., van Bracht, N., Moser, A. u. Sauer, D. U.: Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050/textemdashSensitivity study. *Journal of Energy Storage* 6 (2016), S. 1–10
- [49] Gimeno-Gutiérrez, M. u. Lacal-Arántegui, R.: Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage - A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential. 2013
- [50] Sterner, M. u. Stadler, I.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Springer Berlin Heidelberg 2017
- [51] Sterner, M.: Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems: Limiting global warming by transforming energy systems, Universität Kassel 2009

Optimierte Integration: Multikriterielle Auslegung einer solarthermischen Anlage in ein Bestandsfernwärmenetz

Benedikt Müller, Marius Reich, Mario Adam
Zentrum für Innovative Energiesysteme (ZIES), Hochschule Düsseldorf, Düsseldorf

Abstract

Für das Erreichen der Klimaziele ist eine Wärmewende unausweichlich. Dafür ist es notwendig, regenerative Energien auch in Bestandsfernwärmenetze zu integrieren. Bei der Suche nach optimalen Lösungen sind mehrere Entscheidungskriterien zu berücksichtigen, nicht nur ökonomische, sondern auch ökologische und technische.

Abgebildet und bewertet wird das Gesamtsystem im Rahmen von Planungen häufig anhand zeitlich hochaufgelöster dynamischer Jahressimulationen, welche jedoch mit einem hohen Rechenaufwand verbunden sind. Dies stößt gerade bei komplexen Systemen schnell an Grenzen, da hier eine Vielzahl unterschiedlicher Szenarien und Einstellungen der zu variierenden Einflussgrößen simuliert und bewertet werden müssen.

Dieser Beitrag beschreibt für die Integration einer großen solarthermischen Anlage in ein Bestands-Fernwärmesystem die Anwendung einer methodischen Lösung für dieses Dilemma. Die Anzahl der dynamischen Simulationen wird dadurch reduziert, dass der mehrdimensionale, über die Anzahl der zu variierenden Einflussfaktoren aufgespannte „Versuchsraum“ nur an systematisch ausgewählten Stellen „abgetastet“ bzw. simuliert wird. Die gezielte Auswahl dieser „Versuchspunkte“ erfolgt mit Methoden der statistischen Versuchsplanung sowie des maschinellen Lernens. Aus den Ergebnissen der gezielt durchgeführten Jahressimulationen wird ein Metamodell gebildet, welches ähnlich genaue Ergebnisse liefert wie die Jahressimulationen, jedoch in einem Bruchteil von Sekunden. Dies erlaubt eine metaheuristische multikriterielle und ungewichtete Optimierung des Systems in geringer Rechenzeit unter Bewertung von Zehntausenden von Varianten. Ergebnis sind Pareto-Fronten, welche es ermöglichen, anhand der gewählten ökonomischen, ökologischen und technischen Bewertungskriterien die optimale Systemkonfiguration für die solarthermische Anlage zu bestimmen.

1. Einleitung und Motivation

Im Zuge der Wärmewende und der damit einhergehenden dringend notwendigen Dekarbonisierung wird der Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung stetig zunehmen. Nicht wenige Betreiber von Wärmenetzen stellt der Umstieg aufgrund der Volatilität erneuerbarer Energien vor neue Herausforderungen. So macht die Wärmeeinspeisung aus erneuerbaren Energien einerseits die Nutzung von Backup- und Speichersystemen notwendiger denn je, andererseits sind solche hybrid gespeisten Wärmenetze aufgrund der Vielzahl an Komponenten deutlich komplexer und kostenintensiver. Die gesteigerte Komplexität lässt die Ansprüche an Planung und Steuerung erheblich steigen.

Trotz dieser Herausforderungen möchten die Stadtwerke Kempen einen maßgeblichen Beitrag zu einer klimaneutralen Energieversorgung der Kleinstadt Kempen am Niederrhein leisten und die Wärmeversorgung des bestehenden Fernwärmenetzes mit einem aktuellen jährlichen Wärmebedarf von rund 120 GWh im großen Maßstab dekarbonisieren. Im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekt Sol-FWK (FKZ.:03EN3038A) soll das bestehende Fernwärmenetz auf zukunftsfähige hybride Systemkonzepte untersucht und mittels eines intelligenten selbstlernenden

Regelungsverfahren zur Steuerung erweitert werden. Im Fokus der Dekarbonisierung liegt in einem ersten Schritt die Integration einer solarthermischen Großanlage.

2. Ausgangslage

Die Autoren beschäftigen sich in diesem Artikel mit der optimierten Auslegung einer solarthermischen Großanlage zur Anbindung an ein Bestandwärmenetz. Zur Anwendung kommt ein simulationsgestützter Maschine Learning Ansatz in Kombination mit ungewichteten multikriteriellen Optimierungsmethoden. Dazu wird zuerst eine Analyse der relevanten Zielgrößen bzw. Bewertungskriterien und der dazugehörigen Einflussgrößen und Randbedingungen durchgeführt.

Zielgrößen bzw. Bewertungskriterien

Das Optimierungsziel der Auslegung ist ein möglichst hoher solarer Jahresdeckungsgrad bei gleichzeitig möglichst geringen Gesamtkosten, geringem Flächenverbrauch und ohne Auftreten von Stagnationsfällen (s. Tabelle 1). Um den Sicherheitsabstand zu potentiellen Stagnationsfällen mit bewerten zu können, wird zusätzlich zur Stagnationszeit auch die maximale Temperatur der untersten Speicherschicht (MUT) als Zielgröße mit aufgenommen.

Tabelle 1: Zielgrößen für die Solarthermieanlage und jeweilige Optimierungsziele

Zielgröße	Optimierungsziel
Jahresdeckungsgrad	größtmöglich
Gesamtkosten	kleinstmöglich
Stagnationszeit	Null
MUT	größtmöglich & < 95 °C
Flächennutzung	kleinstmöglich

Als Aufstellfläche für die solarthermische Anlage ist ein Areal vorgesehen, das 800 m südöstlich eines BHKW-Standortes der Stadtwerke Kempen liegt, bereits jetzt einer von mehreren Einspeisepunkten in das städtische Fernwärmenetz. Daraus ergeben sich folgende Randbedingungen:

Bauliche Randbedingungen

Die maximale Aufstellfläche der Kollektoren bemisst sich nach Berücksichtigung diverser Restriktionen (Naturschutz, Abstände zu angrenzenden Nutzungen etc.) auf 7,4 ha. Die Fläche soll zusätzlich möglichst effizient genutzt werden, um ggf. den Bau von PV-Modulen im Nachgang zu ermöglichen. Die maximale Größe und Geometrie des solaren Wärmespeichers ist zudem durch die an der Einspeisestelle zur Verfügung stehende Fläche und durch städtebauliche Höhenbeschränkungen auf ca. 10.000 m³ begrenzt.

Einspeiseleistung Solarthermie

Die thermohydraulische Simulation des bestehenden Fernwärmenetzes zeigt, dass unter Berücksichtigung einer Erhöhung der Pumpenleistung am Einspeisepunkt Einspeiseleistungen im Sommer von max. 3,5 MW und im Winter von max. 5,1 MW möglich sind. Die notwendigen Einspeisetemperaturen betragen im Sommer 80 °C und im Winter über 85 °C. Bei für diese Nutzttemperaturen zu geringer Erzeugungsleistung der solarthermischen Anlage ist es auch möglich, dass die Solaranlage auf einem geringeren Temperaturniveau von 58 °C den Rücklauf zum Blockheizkraftwerk vorerwärmt.

Die Stadtwerke Kempen streben einen solaren Energiebeitrag von 15 GWh/a an. Das entspricht einem solaren Jahresdeckungsbeitrag von 13 %.

Betriebliche Randbedingungen

Zum Schutz der Umwelt im Fall einer Leckage wird Wasser als Arbeitsmedium verwendet. Aus den stofflichen Eigenschaften resultiert eine maximal mögliche Temperatur im Kollektorfeld von 120 °C (offenes Speichersystem mit 1,2 bar Überdruck durch Speicherhöhe). Zum Schutz der Technik sollen die Parameter Kollektorfläche, Anstellwinkel und Speichergröße so gewählt werden, dass eine Stagnation im Kollektorfeld vermieden wird.

Einflussgrößen bzw. zu variierende Parameter

Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen wurde eine Analyse möglicher Einflussgrößen auf die oben genannten Zielgrößen durchgeführt, mit folgendem Ergebnis:

Kollektorfläche

Die Kollektorfläche nimmt Einfluss auf den solaren Jahresdeckungsgrad. Ist die Fläche zu klein gewählt, können die angestrebten 15 GWh/a nicht erreicht werden. Wenn sie zu groß gewählt ist, können im Sommer Stagnationszeiten auftreten, da die überschüssige Wärme nicht eingespeist werden kann. Zusätzlich erhöht sich die gegenseitige Verschattung der Kollektoren, wenn die Kollektoren durch ein zu geringes Verhältnis von Kollektor- zu Aufstellfläche zu nah beieinanderstehen.

Speichergröße

Auch eine Veränderung des Speichervolumens hat Einfluss auf den solaren Jahresdeckungsgrad. Ein zu klein bemessener Speicher erhöht an sonnenreichen Tagen einerseits die Gefahr von Stagnation und mindert andererseits das Verschiebepotential von solarer Wärme auf die Folgetage. Ein zu groß bemessener Speicher birgt im Extremfall die Gefahr, dass die Solarthermie nicht in der Lage ist, diesen auf Nutztemperatur zu erwärmen.

Anstellwinkel

Über den Anstellwinkel wird sowohl der solare Jahresdeckungsgrad als auch die zeitliche Verteilung der solaren Wärmeleistung beeinflusst. Durch einen steileren Winkel ist es möglich, im Winter mehr Wärme einzuspeisen sowie die Stagnationsgefahr im Sommer zu mindern. Umgekehrtes gilt für einen flacheren Winkel.

Aufstellfläche

Mit einer Variation der Aufstellfläche soll eine optimale Flächennutzung ermittelt werden. So kann bestimmt werden, welche Aufstellfläche für eine bestimmte Kollektorfläche mindestens benötigt wird, ohne eine zu hohe gegenseitige Verschattung der Kollektoren untereinander zu verursachen. Eine zu kleine Aufstellfläche senkt durch eine zu starke Verschattung die jährlichen Solarbeiträge.

Die Ergebnisse der qualitativen Analyse relevanter Einflussgrößen auf die oben definierten Zielgrößen sind in der Tabelle 2 zusammengefasst, jeweils ergänzt um eine obere und untere Grenze zur Variationsbandbreite der Einflussgrößen. Mit den vier Einflussgrößen wird der vierdimensionale Untersuchungsraum aufgespannt.

Tabelle 2: Einflussgrößen auf die Zielgrößen der Solarthermieanlage

Einflussgröße	untere Grenze	obere Grenze
Kollektorfläche	20.000 m ²	40.000 m ²
Speichergröße	5.000 m ³	20.000 m ³
Anstellwinkel	20 °	45 °
Aufstellfläche	40.000 m ²	74.000 m ²

3. Simulationsmodell

Die Grundlage für die Analyse bildet ein detailliertes Simulationsmodell der solarthermischen Anlage unter MATLAB®/Simulink/CARNOT [1]. Das in die Unterpunkte Kollektorfeld, Speicher und Einspeisestation unterteilte Simulationsmodell und das für die Planung definierte Hydraulikschema ist in der Abbildung 1 dargestellt.

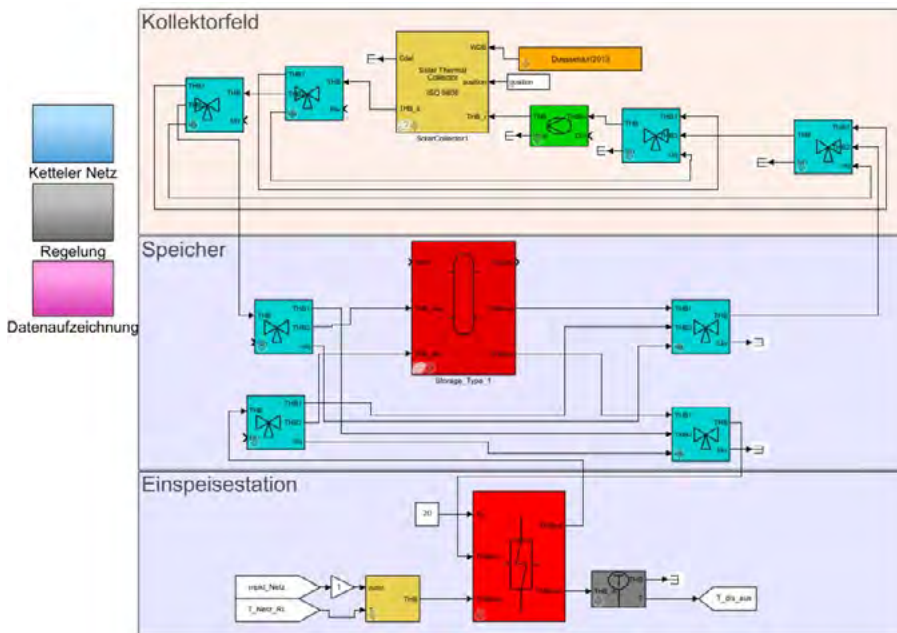


Abbildung 1: Simulationsmodell von Kollektorfeld, Speicher, Einspeisestation und Teilen der Regelung

4. Versuchsplanung, Modelltraining und Optimierung

Für die Metamodellierung der Jahressimulationsergebnisse werden in der vorliegenden Analyse Näherungsmodelle in Form von Gaußprozessregressionen (GPR) [2] verwendet, welche bereits erfolgreich zur modellprädiktiven Regelung einer Wärmezentrale eingesetzt wurde [3]. Für eine hohe Prognosegüte der Näherungsmodelle ist es wichtig, aus dem Untersuchungsraum (s. Tabelle 2) Ergebnisse von möglichst gut verteilten Versuchspunkten als Trainingsgrundlage zu verwenden. Aus diesem Grund kommen Methoden der statistischen Versuchsplanung (engl. Design of Experiments, DoE) zum Einsatz, welche allgemein formuliert zum Ziel haben, mit möglichst geringem Aufwand einen möglichst hohen Erkenntnisgewinn zu erzielen. Die DoE-Versuchspläne enthalten eine bestimmte Anzahl unterschiedlicher Versuchspunkte. Jeder Versuchspunkt ist durch eine spezifische zu simulierende Kombination der Einstellwerte der Einflussgrößen definiert.

Der Versuchsplan, mit dem in der vorliegenden Analyse die Trainingsdaten aus der Simulation gewonnen werden, besteht aus der Kombination eines Box-Behnken-Versuchsplans (BB-VP) [4] mit 25 Versuchspunkten und einem Latin Hypercube Design (LHD) [5] mit 55 Versuchspunkten. Durch die Kombination dieser beiden Versuchspläne wird eine besonders gute Verteilung im Versuchsraum erreicht. Der BB-VP dient dazu, die Ränder des Versuchsraumes abzutasten. Der LHD tastet

gleichmäßig verteilt das innere des Versuchsraums ab. Wie sich diese beiden Versuchspläne ergänzen, ist für drei der vier Dimensionen in der Abbildung 2 zu sehen.

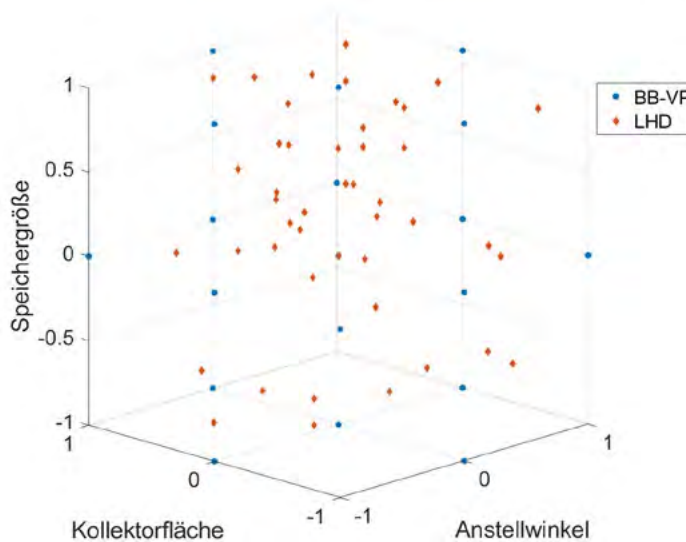


Abbildung 2: Versuchspunkte des Box-Benken Versuchsplans (BB-VP) und des Latin Hypercube Designs (LHD)

Für die Versuchspunkte aus Abbildung 2 werden anschließend mittels des detaillierten Simulationsmodells Jahressimulationen durchgeführt (Simulationsdauer insgesamt ca. drei Tage) und die Ergebnisse zum Training der GPR verwendet. Die GPR, jeweils eine für jede Zielgröße, brauchen für die Evaluation eines Settings an Einflussgrößen dann nur noch Millisekunden. Dadurch können in kürzester Zeit eine Vielzahl an Parametereinstellungen untersucht und die Zielgrößen mit nahezu gleicher Genauigkeit im Vergleich zu den detaillierten Simulationen bestimmt werden. Als Indikator für die Prognosegüte bzw. Generalisierungsfähigkeit der GPR-Approximationen kann qualitativ ein Prognose-Beobachtungs-Plot erstellt und quantitativ das Bestimmtheitsmaß R^2 genutzt werden (s. Gl. 1).

$$R^2 = \frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{\sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2}$$

y_i = simulierter Wert

\bar{y} = Mittelwert simulierte Werte

\hat{y}_i = prognostizierter Wert

Gl. 1

Bei einer optimalen Anpassung des Näherungsmodells würde für das Bestimmtheitsmaß das Ergebnis 1 ausgegeben werden. Daher gilt es, hierbei eine möglichst gute Annäherung an diesen Wert zu erzielen. Die Prognosebeobachtungsplots und die für jeden Plot angegebenen Bestimmtheitsmaße R^2 zeigen mit Werten über 97 % eine hohe Anpassung der Näherungsmodelle an das Systemverhalten der Simulation (s. Abbildung 3 und Tabelle 3). Zur Überprüfung der Anpassungsgenauigkeit werden nur „neue“ Simulationsergebnisse genutzt, sogenannte Testdaten, welche vorher nicht zum Training der Näherungsmodelle verwendet wurden. Beispielhaft für den Unterschied sind in den oberen beiden Grafiken die Prognosebeobachtungsplots des Jahresdeckungsgrades sowohl für die Trainingsdaten (links) als auch für die Testdaten (rechts) dargestellt. Die übrigen drei Grafiken basieren auf den Testdaten. Bei den Näherungsmodellen für die Stagnation und die untere Speichertemperatur ist die

Anpassung in den relevanten bzw. präferierten Bereichen, d. h. bei Stagnationszeiten nahe null und bei maximalen unteren Speichertemperaturen unterhalb von 95 °C, vergleichsweise genau. Abweichungen in den irrelevanten übrigen Wertebereichen sind daher vernachlässigbar.

Tabelle 3 Bestimmtheitsmaße für alle Prognosebeobachtungsplots mit Trainings- und Testdaten

Zielgrößen	R ² Training	R ² Test
Jahresdeckungsgrad	0,99996	0,99917
Stagnationszeit	0,99828	0,97122
Maximale untere Speichertemperatur	1,00000	0,97177
Gesamtkosten	0,99999	0,99999

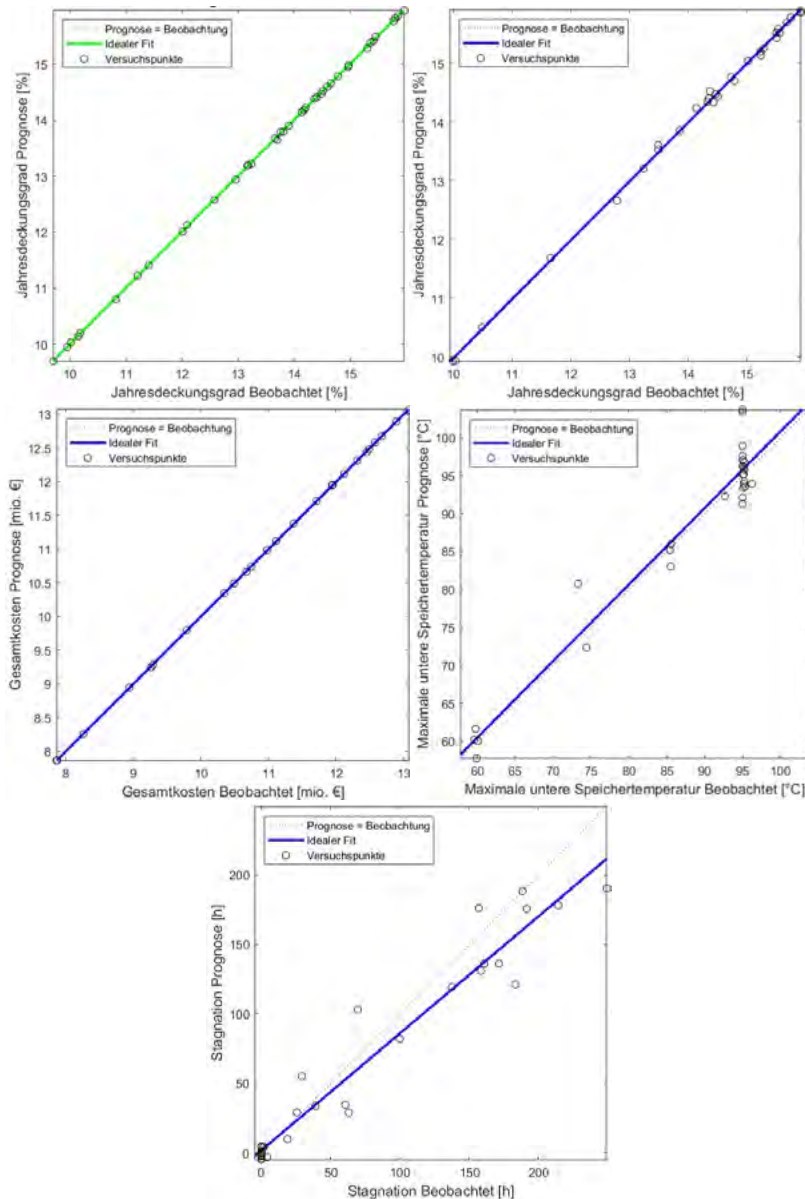


Abbildung 3: Prognosebeobachtungsplots für den Jahresdeckungsgrad mit Trainingsdaten (links oben) und Testdaten (rechts oben) sowie Plots für die anderen Zielgrößen mit Testdaten

Die sich anschließende multikriterielle Optimierung verwendet als Algorithmus die Partikelschwarm-Optimierung [6]. Beginnend mit einer zufälligen Auswahl von Kombinationen der Einflussgrößen (Kollektorfläche, Speichergröße, Anstellwinkel und Aufstellfläche) wird das Systemverhalten evaluiert. In Abhängigkeit der Optimalität werden immer wieder neue Kombinationen evaluiert, bis die Menge an pareto-optimalen Lösungen konstant ist. Dieses stochastische Optimierungsverfahren ist auch in der Lage, lokale Optima zu überwinden, nutzt dabei aber auch eine Vielzahl ($\gg 1000$) an Systemauswertungen. Eine Überprüfung der vom Optimierer auf Basis der GPR-Approximationsmodelle ermittelten, optimalen Systemkonfigurationen durch Jahressimulationen mit dem ursprünglichen MATLAB/Simulink/CARNOT-Modell sichert die Ergebnisse im Nachhinein ab. Die so ermittelten Pareto-Fronten enthalten alle pareto-optimalen Lösungen.

5. Ergebnisse

Im Rahmen der Auswertung werden zuerst die Wirkungen der Einflussgrößen auf die Zielgrößen untersucht, z. B. anhand von Konturplots. In Abbildung 4 sind dazu beispielhaft zwei Konturplots dargestellt, welche die Abhängigkeiten der Zielgrößen „Gesamtkosten“ und „Stagnationszeit“ jeweils in Abhängigkeit der Einflussgrößen „Speichergröße“ und „Kollektorfläche“ aufzeigen.

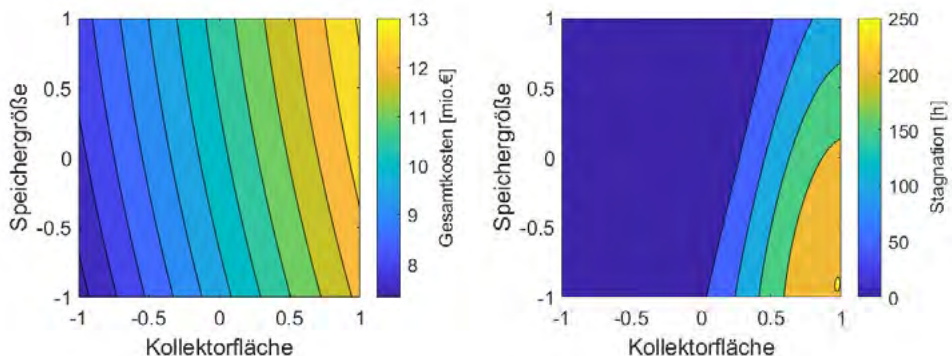


Abbildung 4: Konturplots für Gesamtkosten (links) und Stagnationszeit (rechts) in Abhängigkeit von Speichergröße und Kollektorfläche (normiert auf -1 bis +1 entsprechend unterer bis oberer Grenze der Werte der Einflussgrößen)

Der Konturplot für die Gesamtkosten zeigt, dass die Kosten im Versuchsraum linear von der Kollektorfläche und der Speichergröße abhängen und die Kollektorfläche einen größeren Einfluss auf die Kosten besitzt als die Speichergröße. Im Konturplot der Stagnationszeit deutet sich für die folgende multikriterielle Optimierung eine Schwierigkeit an. Durch eine Optimierung der Stagnationszeit hin zu Werten von Null, lässt sich ein großer Bereich (dunkelblau in Abbildung 4 rechts) nicht weiter differenzieren (alle Werte = Null). Es kann hier keine Aussage getroffen werden, wie stagnationssicher eine bestimmte Systemkonfiguration ist. Zur Stärkung der Aussagekraft bezüglich Stagnation wurde deshalb eine weitere Zielgröße für die Auswertung hinzugezogen, die Temperatur der untersten Speicherschicht. Diese ist ein Indikator für die Stagnationssicherheit des Systems, da sie einen Aufschluss über die noch verfügbare Speicherkapazität im Wärmespeicher gibt.

Bei der folgenden Ermittlung der Pareto-Fronten wurde eine Begrenzung der Speichergröße auf maximal 10.000 m³ vorgenommen, die sich aus den oben genannten baulichen Begrenzungen ergibt. Bei einer Vergrößerung über diese Grenze hinaus wäre es durch Tiefbauarbeiten zu einer sprunghaften

Kostensteigerung gekommen, welche nicht durch eine damit einhergehende Erhöhung des solaren Energieertrages hätten, kompensiert werden können.

Für die Darstellung der multikriteriellen Optimierung wird eine Schar von Pareto-Fronten zur dreidimensionalen Visualisierung gewählt. Dies erlaubt zum einen die Darstellung von zwei zu optimierenden Zielgrößen als auch die Darstellung des Zielkonfliktes zwischen hohem Jahresdeckungsgrad und geringer Aufstellfläche. Eine pareto-optimale Einstellung der Einflussgrößen kann durch die Wahl eines Punktes auf der Pareto-Front-Fläche festgelegt werden. Der Raum vor bzw. über der Pareto-Front-Fläche repräsentiert nicht effiziente Kombinationen der Einflussgrößen und der Raum dahinter bzw. darunter nicht realisierbaren Lösungen.

In Abbildung 5 ist eine solche Schar von Pareto-Fronten dargestellt, mit dem Jahresdeckungsgrad als erste Zielgröße, ab Werten von 13 %, da dies die gewünschte Untergrenze darstellt. Als zweite Zielgröße wird die Temperatur der untersten Speicherschicht aufgetragen, da diese ein Maß für die Stagnationssicherheit ist. Zusätzlich sind beispielhaft als Einflussgrößen die Aufstellfläche der Kollektoren und farblich die Kollektorfläche aufgetragen. Dadurch ist der Einfluss der Verschattung der Kollektoren untereinander ersichtlich. Dies dient in diesem Fall als zusätzliche Entscheidungsgrundlage, da nicht genutzte Aufstellfläche gegebenenfalls noch anderweitig verwendet werden kann, z. B. für PV-Module.

Beispielhaft kann der in Abbildung 5 gezeigte paretooptimale rote Punkt als ein solcher Kompromiss angesehen werden. An diesem Punkt ist die Aufstellfläche auf 56.700 m² reduziert und der Jahresdeckungsgrad mit rund 13,5 % ausreichend hoch. Die maximale untere Speichertemperatur beträgt 73,96 °C, was sowohl ausreichend Sicherheit gegenüber Stagnation bietet, als auch die Speicherkapazität ausreichend gut ausnutzt. Dieses Ergebnis stellt sich ein bei einer Kollektorfläche von 28.000 m², einem Anstellwinkel der Kollektoren von 45 ° und einem 10.000 m³ großen Speicher.

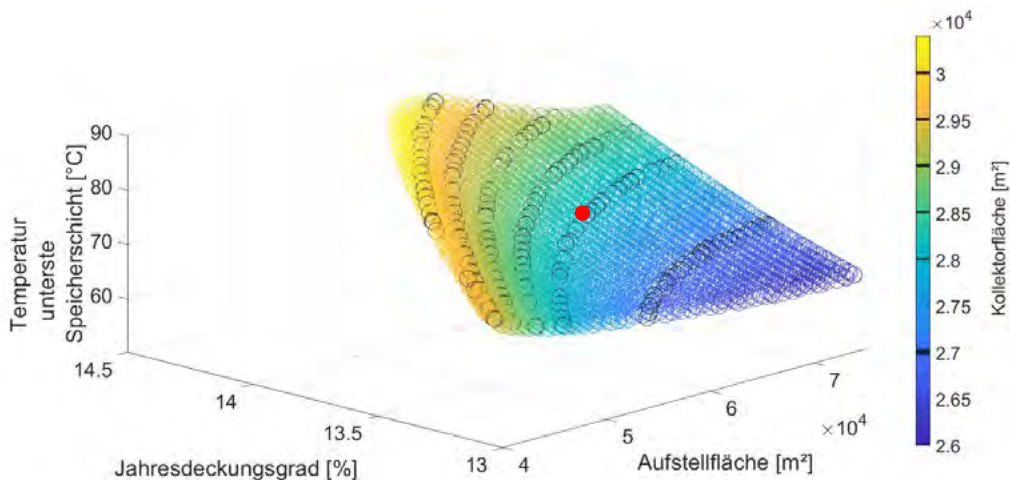


Abbildung 5 Schar von Pareto-Fronten zur Kompromissfindung zwischen hoher Stagnationssicherheit, hohem Jahresdeckungsgrad und geringer Flächennutzung (die schwarzen Kreise in der Fläche markieren Systemkonfigurationen mit gleicher Kollektorfläche)

6. Literaturverzeichnis

- [1] Solar-Institut-Jülich. (18. 12 2021). *CARNOT Toolbox*. Von <https://www.fh-aachen.de/forschung/solar-institut-juelich/carnot> abgerufen
- [2] Kuß, M. (2006). *Gaussian Process Models for Robust Regression, Classification, and Reinforcement Learning*. Wolfsburg: TU Darmstadt
- [3] M. Reich, J. Gottschald, M. Adam, „Multiobjective Model Predictive Control of a Hybrid District Heating Network using Multilevel Nonlinear Approximation with Selective Memory“, *Energies*,2020, DOI:21212121
- [4] Siebertz, K. D. (2010). "Versuchspläne.". In *Statistische Versuchsplanung* (S. 25-56). Berlin, Heidelberg: Springer.
- [5] J.C. Helton, F. D. (2003). Latin hypercube sampling and the propagation of uncertainty in analyses of complex systems. *Reliability Engineering & System Safety Vol. 81*, S. 23-69.
- [6] Liu, Y. (2014). *Partikelschwarmoptimierung für diskrete Probleme*. München: TU München.

Development an Integrated Excel-Based Toolkit to Determine the Optimized Configuration and Corresponding Sizing of Hybrid Wind-Solar Energy System Coupling Battery Storage with respect to Electricity Market Prices across Germany

Alireza Karbalaemirza¹

¹ EMD Deutschland, Kassel

Abstract

In the present context of finding ways to increase the renewable energy market share compared to fossil fuels ones and conventional approaches, and the existing problem regarding to renewable energy profitability linked with electric grid system, hybrid renewable energy system coupled energy storage are likely to play a major role in future. Many manufacturers and developers are considerably developing hybrid power plant strategies to ensure plant's performance in market where it is important to provide energy more predictable and controllable with higher capacity values, as well as various ancillary services to the grid system. In this research study, the maximum revenues from electricity export in hybrid wind-solar grid-connected energy system will be utilized. Using the battery bank leads to maintain the optimum dispatch strategy of the whole system. In other words, as the time-varying rate of electricity price and the renewable energy statistics are continuously fluctuating, having a battery energy storage system can increasingly ensure the system performance in such a way that the highest amount of revenues can be achieved via battery dispatching.

1. Introduction

For decades, wind, solar, and other renewable energy technologies have had minimal deployment with respect to fossil-fuel, hydro power, or nuclear-based generation assets in electric power systems. However, driven by consideration of environmental impacts, policy decisions, and significant cost reductions in wind, solar photovoltaic (PV), and energy storage (particularly battery) technologies; new installations of electricity generation have been dominated by renewables in the United States, Europe, and globally [1]. With renewable energy growing to 10-20 percent or more of overall electricity generation, design objectives are shifting from producing energy at the lowest levelized cost and using the levelized cost of energy calculator (LCOE) to include other design objectives that maximize profitability from revenue streams associated with time-varying energy pricing, ancillary services, and capacity markets [2]. Wind, solar, and storage technologies can take part in a limited way in some of these markets today but, because of their uncertainty and variability, not to the same degree as traditional power plants. To ensure profitability of these assets in the future, developers would like wind, solar, and other renewable energy plants to have the ability to operate more like traditional power plants, in terms of capacity value, dispatchability, ancillary services, and reliability [3].

Hybrid wind-solar power plants will play a significant role in electric grid system as the costs of key technological components including wind turbine, photovoltaic panels, battery storage all continue to decrease. As a matter of fact they become widespread and many developers are trying to insure them more controllable and portable in market where the spot price of electricity, as well as wind and solar resources are considerably varying during a specific time horizon. Basically, implementation of energy storage systems can aim to reduce the variability impacts of renewable energy resources. The optimum dispatch scenarios for battery storage due to electricity price also leads to better performance of the whole hybrid plant. The existing problem is that on the one hand the wind and solar energy potential and subsequently the energy production of those grid connected plants tend to fluctuate over time and on the other hand the market electricity price is changing simultaneously. Thus approaching

the best possible economic performance based on site conditions remains the challenging issue for researchers till now. The goal of the current investigations to find the optimum capacity and associated dispatch strategy of a grid connected hybrid wind-solar energy system that maximizes total revenues of electricity export by means of dispatcher(here battery bank). At the next phase, the exact annual energy production and levelized cost of energy will be calculated for the optimum solution. Finally a sensitivity analysis approach in order to know the influences of different design parameters on the optimum solution will be examined.

1.1 The Completion of Wind and Solar Resources

To really understand the potential complementarity of different renewable assets, it is important to look at their correlation at various timescales. Regardless of the overall annual resource availability, wind, solar, and other renewable resources may have different levels of correlation (Fig. 1). Thus, combining these resources into a hybrid power plant at a specific locale may have favorable impacts on the predictability and controllability of the energy supply. In some regions of the world, for example, wind and solar resources are inversely correlated, so that the combined production is more predictable and controllable.

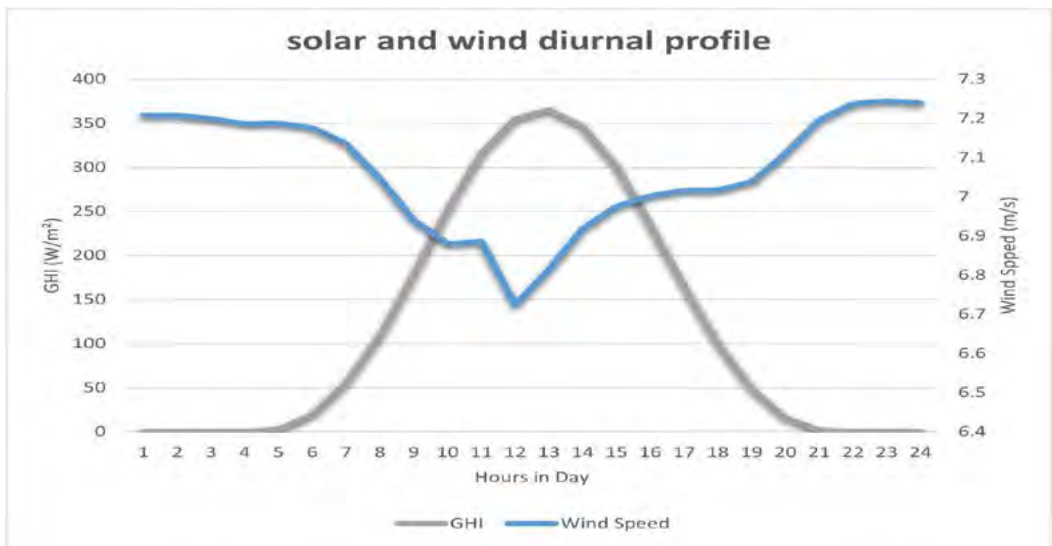


Figure. 1: Diurnal Variations of Solar and Wind Profiles

1.2 Different Electricity Market Deployment Forms

Nowadays, a major share of electricity is sold on power exchanges, such as Nord Pool or European Energy Exchange (EEX) in Europe, or New York Independent System Operator (NYISO) in the US, where day-ahead contracts dominate. The day-ahead prices, which in Europe are also called 'spot prices', are set around noon on the day preceding the delivery. Intraday market allows purchasing and selling of electricity throughout the whole day, up to a few minutes before the physical delivery. The final balancing of the demand and supply is achieved through the balancing markets, which are controlled by system operators and aim at securing the system stability [4].

1.3 German Competitive Innovation Tenders

In contrast to the technology-specific tenders, the fixed market premium is always paid in addition to the revenues on the electricity market. The purpose of this research mainly focused based on current regulation which introduced as innovative tenders (Innovationsausschreibungen) and till now, two batches have been successfully launched in 2021(Fig. 2).

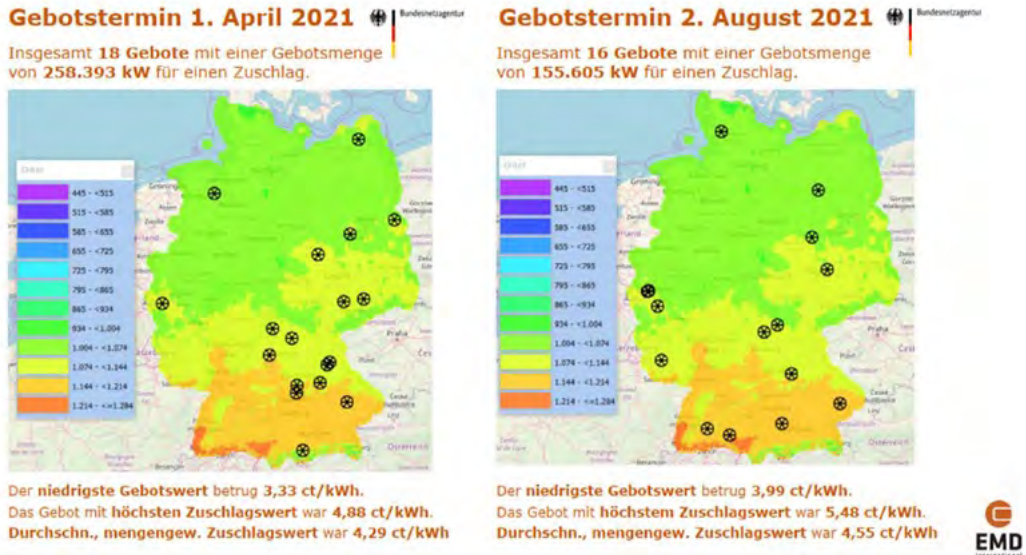


Figure. 2: Proposed Bids at innovation bidding system in Germany in 2021

Without any doubt, considering the current regulation into the modeling and simulation of hybrid renewable energy system will play a vital role, as this investigation has been already defined based on innovative tenders in Germany. Hereby, the summary of current regulation will be represented. Following the most important factors which affect the modeling and simulation mentioned [5]:

- The nominal battery power should be selected in such a way that at least 25% of total production (battery production units) comes from storage unit, for instance if we have a 6 MW Solar Photovoltaic plants, The nominal charging or discharging power is equal to 2 MW.
- The storage time for battery also considered minimum 2 hours, so that the battery capacity for example above should be at least 4 MWh.
- If the spot price is getting negative, NO fixed feed in premium will be paid.
- The maximum bid price should be limited to 75 Euro/MWh.
- Construction time (30 months) and Penalties for deviation from bid amount (60 Euro/KW) are contractual issues.

2. Method for Design and Optimization of Grid-Connected Renewable Energy Systems

To figure out the whole design and optimization framework, the key phases are mainly categorized to four vital steps. Figure 3 shows this categorization based on pre-processing, structuring, optimization and post-processing phases. Note that, the final goal of this process diagram is supposed to create the optimum solutions belonging to hybrid renewable energy system. These optimum solutions are consisted of the best possible of hybrid system configuration besides optimized capacity for each key

components, dispatch strategy of storage system (hereby battery) and finally the lowest fixed feed in premium (FIP) which will be offered as a bid price by each bidder on innovative competitive auctions in Germany. The pre-processing phase is the phase in which all relevant information regarding to design and simulation of a hybrid renewable energy system are gathered.

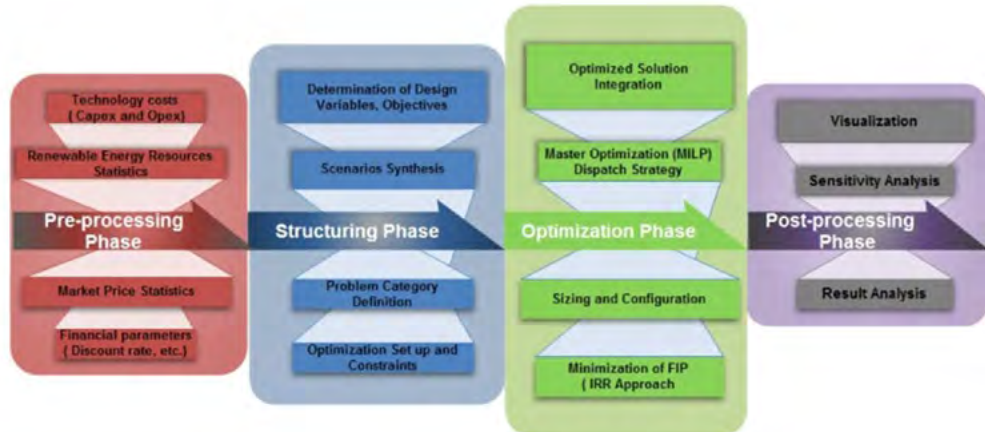


Figure. 3: Research Methodology for Hybrid Energy System [6]

Notice that renewable energy including solar and wind resource statistics are quite site-dependent and in some circumstances, particularly for wind resource statistics, only hundreds meters of site relocation can lead to a large amount of wind energy production deviation.

The optimal design of the plant will depend heavily on the applied market context. In fact, spot price variations can mainly change the dispatch strategy in storage module. Unfortunately, it will be so di-cult to predict its trend in future as accurate as possible, while lots factors can influence on spot price and also the prognosis models. In this work, a specific spot price for year 2019 has been assumed in MILP optimization. The last input parameters are distinguished as the technology costs divided to CAPEX (capital expenditure) and OPEX (operating expenditure).

2.1 Structuring Phase

The structuring phase remains the most significant phase in work flow diagram where according to problem category, optimization constraints and, objective functions, the scenarios synthesis will be built. In the synthesis problem the systems configuration will be determined. which units will be allocated in the system, and where. The design problem addresses the size and number of system components. The process of optimization involves the development of an appropriate mathematical model coupled with an algorithm to solve the representative problem, the process which is usually implemented through optimization software. Scenarios synthesis is actually the core of this research framework and, the selection of an appropriate solution method has been influenced by structuring of scenarios, as a matter of fact, the output of structuring phase is to figure out the effect of all important design inputs on simulations outputs.

2.2 Scenarios Synthesis

Three major goals including sizing, system configuration and dispatch strategy can be met in this level. It is worth mentioning that the CAPEX and OPEX keep constant but later using the sensitivity analysis, the cost variations can be taken into account. The next point is the estimation of fixed feed in premium (FIP) in simulations at this level. In addition to sizing and determination of dispatch strategy, finding the bidding price as low as possible to win at auctions should be done. This procedure will be fulfilled

based on individual subroutine in which IRR approach will be selected. Scenario synthesis, where with the implementation of master optimizer (MILP), the optimized electricity flows from all key components will be calculated. After the simulation of the electricity flows in all key components like production units and battery bank (dispatcher), the LCOE approach as an economic indicator will be allocated to compare each configuration with different components as well as relating capacities.

2.3 Optimization Phase

To optimize the dispatch strategy regarding to existing constraints, energyPRO software has been obtained in this study. Basically, energyPRO offers two methods including an advanced analytic method and a mixed integer linear programming method (MILP). In other words, MILP Solver finds the solution for the problem with linear constraints and objective function, where some of the variables can be binary or integer. The main advantage of a MILP Solver method is the accuracy of solution and the optimal solution will be found without the need to adjust the operating strategy of the units.

3. Mathematical Modelling

3.1 Sizing and Configuration

One the most significant goal of this study is to figure out the configuration of hybrid renewable energy system as well as the corresponding capacity for each key component. Achieving this target requires an economical criteria which can help us to choose the optimized capacity among lots alternatives for each site. Levelized cost of energy will be introduced as a major economic indicator for this section. The general formula used for calculating the LCOE of different energy technologies is:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Where:

I_t : Investment expenditures in the year t

M_t : Operations and maintenance expenditures in the year t

F_t : Fuel expenditures in the year t

E_t : Electricity generation in the year t

r : Discount rate

n : Life of the system

E_t will be also changed to yearly electricity export for hybrid power plant denoted by E_{export} and consisted of production units and battery bank at which annually battery loss should be considered as follows:

$$E_t = AEP_{\text{solar}} + AEP_{\text{wind}} + E_{\text{import}} - \text{Battery}_{\text{loss}} \quad (2)$$

$$\text{Battery}_{\text{loss}} = E_{\text{charging}} - E_{\text{dischargin}} \quad (3)$$

Here, AEP_{solar} , AEP_{wind} denoted by annual energy production by production units, E_{import} and $\text{Battery}_{\text{loss}}$ are imported electricity from the grid side and battery losses respectively. Notice that, during each full cycle of charging and discharging and because of battery efficiency, battery losses will be introduced in Formula 3. According to current legislation of innovation bidding system, there is a specific restriction to size minimum charging capacity and subsequently the charging (or discharging) hour should be at least 2 hours. Details description of battery sizing can be found at section 1.3.

3.2 The calculation of Bidding Price for Innovation Tenders

At the last level of optimization, the goal is to find out the bid price as low as possible in accordance with regulation that ensure the economic feasibility of project. As mentioned before the acceptable values of bid price is between 30 to 75 Euro/MWh. Therefore any initial estimation is to be considered at the range. Bidding price is another interpretation of fixed feed in premium at innovative auctions which can considerably affect the target IRR of project. In fact if the project investor can be notified about the profitability of project based on equation (eq.4), which the yearly operating income comes from three significant terms. Revenues_{RMW} and Revenues_{MP} are known as revenues due to reference market value (Referenzmarktwert in German) and fixed feed in premium (Marktprämie) respectively. OPEX is also defined as annual operating expenditures. Figure 4 illustrates the monthly reference market prices for different renewable energy as well as spot price time series in 2021.

Obviously, the equation (4) calculates the yearly operating income from owner or investor aspect. The electricity of this plant is to be sold in different electricity market levels including day-ahead market, intraday market or balance of network and it depends on the undertaken decision by project owner to insure the project profitability as higher as possible. In this investigation, only the day-ahead market (spot prices) was assumed to setup the dispatch strategy of battery. The income from spot prices will be transferred to electricity trader company, who purchase the electricity from projected plants, but the optimizer try to reach the highest revenues from spot prices. It means, when the price is negative and, on the hand, there is good wind or solar resources, the battery should be charged, otherwise no feed in premium will be paid, and it is not reasonable to exporting electricity to the grid when the prices is getting negative. After that, when the prices is increasing, the is good opportunity to gain more benefits from higher prices.

$$\text{Yearly Operating Income} = \text{Revenues}_{RMW} + \text{Revenues}_{MP} - \text{OPEX} \tag{4}$$

$$NPV = -CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Yearly Operating Income}_i}{(1 + d)^i} \tag{5}$$

To figure out the internal rate of return, we need to derive an equation of all positive cash flows (revenues) and negative cash flows (CAPEX and OPEX) and then the summation of the present value of these monetary flows has to be equalized zero (eq. 5). Here, n and d denoted by total lifetime and discount rate.

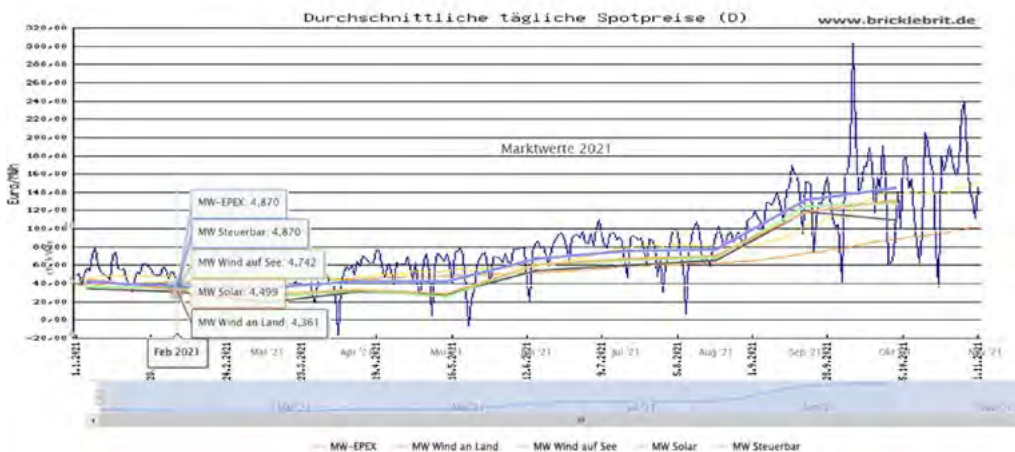


Figure 4. : The Reference Market Price and Spot prices in 2021 [7]

4. Development a Simulation toolkit for Innovation tenders

4.1 energyPRO

energyPRO is a complete modelling software package for combined techno-economic analysis and optimization of both cogeneration and trigeneration projects as well as other types of complex energy projects with a combined supply of electricity and thermal energy (steam, hot water or cooling) from multiple different energy producing units. energyPRO is very user-friendly and is the most advanced and flexible software pack-age for making a combined technical and economic analysis of multi-dimensional energy projects [8]. energyPRO allows the daily optimization of operation to be made against fixed tariffs for electricity or against spot market prices. The optimization is taking into account the limited sizes of thermal and fuel stores. energyPRO software has lots of functionality and merits compared to other engineering tools (Fig. 5).

energyPRO offers a number of technical and economic reports including graphical presentation of the simulated operation which provides an overview and in-depth understanding of the dynamics in a complex energy system. The software is based on a modular structure and makes it possible to customize many features to suit the needs of the user.

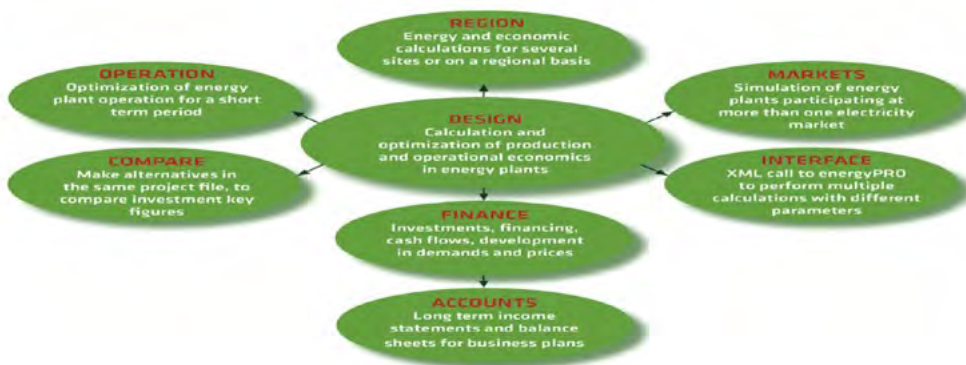


Figure 5: Modules Description for energyPRO

To approach the set of optimized solution from all design-related aspects, and the fact that there is no available commercial software in this context, a novel methodology using a combination of energyPRO software and, an excel toolkit has been implemented. This excel-based toolkit includes several worksheets or panels in which each task assigned to a specific panel. There is also an interface panel between energyPRO and excel platform to use MILP optimizer from energyPRO. The excel-based tool comprising Calculation Panel, Optimization Panel, Economy Panel, Sensitivity Analysis Panel and Visualization Panel can significantly fulfill the demanded expectations from Industry (Fig. 6).

The new developed tool not only represents a dynamic calculation panel but it can also provide a reliable and robust decision making platform to benefit from all useful features like optimization panel, sensitivity analysis, visualization (contour plots) and a possibility to combine energyPRO excel sheet (Interface module) and this innovative toolkit to gain more benefits from both tools.



Figure 6: The General view of excel toolkit

Table 1.27: The Summary Results of LCOE Calculation for MALCHOW Site

LCOE (€/MWh)	Solar (MW)	Wind (MW)	Battery Charging (MW)	Battery Capacity (MWh)	Total Production (MWh)
0.0656	50	0	12.50	12.50	50
0.0656	15	0	11.25	11.25	45
0.0656	10	0	10.00	10.00	40
0.0656	35	0	8.75	8.75	35
0.0656	30	0	7.50	7.50	30
0.0657	25	0	6.25	6.25	25
0.0657	20	0	5.00	5.00	20
0.0657	15	0	3.75	3.75	15
0.0658	10	0	2.50	2.50	10
0.0661	5	0	1.25	1.25	5
0.0674	50	10	15.00	15.00	60
0.0675	45	10	13.75	13.75	55
0.0677	40	10	12.50	12.50	50
0.0678	35	10	11.25	11.25	45
0.0680	30	10	10.00	10.00	40
0.0682	25	10	8.75	8.75	35
0.0683	50	20	17.50	17.50	70
0.0683	45	20	16.25	16.25	65
0.0685	40	20	15.00	15.00	60

WBM 105.2, SBM 95.4

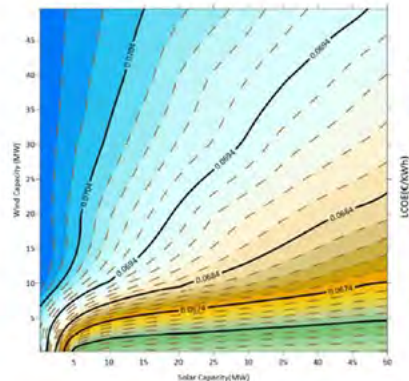


Figure 1.21: Contour Plot of LCOE for MALCHOW Site Generated by Surfer Software

Figure 7 : Sample Result of Visualization Panel for Specific Site

5. Case Study

In this section, two use cases regarding to innovation tenders will be presented in details. We have two **specific sites** to develop single individual plants with battery bank followed as:

- (1) A Solar Photovoltaic plus Battery Storage (Total Power 6.8MW, Solar Power 5MW_p, Battery Charging Power 1.8MW, Battery Capacity 3.6MWh)
- (2) A Single WTG plus Battery Storage (Total Power 6.8MW, WTG 5.0MW, Battery Charging Power 1.8MW, Battery Capacity 3.6MWh)

The battery sizing should be determined regarding to the terms and regulations of innovation bidding system (Innovationsausschreibung). The simple equation of battery sizing has been derived below:

$$X \geq 0,25 \times (Nominal Production + X) \text{ OR}$$

$$X \geq \frac{Nominal Production}{3} \quad (6)$$

CASE #01 Solar PV 5.0MW_p + BESS [Nominal Power 1.8MW & Capacity 3.6MWh]



Project Location: N 47.920000° E 8.800000° (DE-BW)
Exported Electricity: 5,700 MWh/a (P50)
Total Revenues (Ref.MW+MP): 8.0 Mill. Euro
Total OPEX: 1.5 Mill. Euro
CAPEX: 4.4 Mill. Euro
NPV: 1.9 Mill. Euro
IRR: 6.9% **Payback Period:** 14 years & 3months
Fixed feed-in Premium (Fixe MP): 45 €/MWh
LCOE: 63.3 €/MWh
Lifetime: 20 years **Discount Rate:** 2.0%

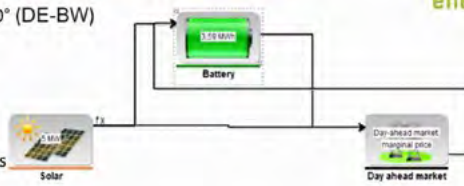


Figure 8 : Key Results of case study 1- Solar Photovoltaic Plus Battery Storage

CASE #02 WTG 5.0MW + BESS [Nominal Power 1.8MW & Capacity 3.6MWh]



Project Location: N 53.311467° E 14.073284° (DE-BRB)
Exported Electricity: 15,200 MWh/a (P50)
Total Revenues (MW+MP): 17.2 Mill. Euro
Total OPEX: 5.6 Mill. Euro
CAPEX: 7.4 Mill. Euro
NPV: 4.2 Mill. Euro
IRR: 7.8% **Payback Period:** 12 years and 3 months
Fixed Feed in Premium (Fixe Marktprämie): 40 €/MWh
LCOE: 52.3 €/MWh
Lifetime: 20 years **Discount Rate:** 2.0%

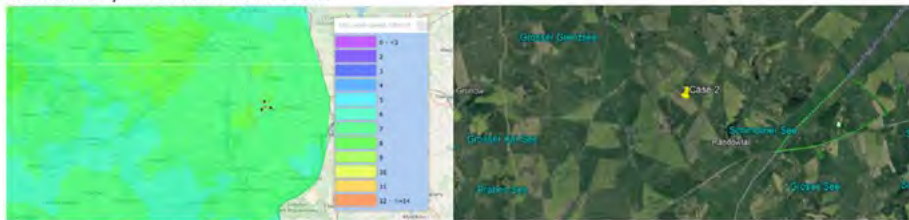
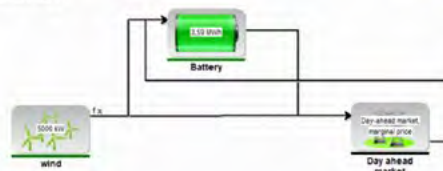


Figure 9 : Key Results of case study 2- Wind Plant Plus Battery Storage

The goal is to simulate these case studies using energyPRO and excel interface to showing the unique strengths of their combination. In summary, following tasks will be obtained for further analysis.

- Model Setup
- Design & Finance Modules
- Interface Module (All in One with Developed Excel file)

- Compare Different Cases versus IRR, NPV, & LCOE as well as Sensitivity Analysis

The results indicate that LCOE for solar Photovoltaic is lower than wind plant (63.3 €/MWh versus 52.3 €/MWh) and consequently the calculated IRR and simple payback period of wind plant enhanced in comparison with solar photovoltaic. Notice that the fixed feed in premium for solar suggested 45 €/MWh whereas this value for wind energy selected 40 €/MWh. Obviously, all configurations including hybrid platforms can also be implemented in this new toolkit. The reason for presentation of two single renewable plants with battery storage originates from the fact that all suggested ongoing bids had been single plant with battery storage system.

6. Conclusion

In this study, in order to approach the set of optimized solution from all design-related aspects, and the fact that there is no available commercial software in this context, a novel methodology using a combination of energyPRO software and, an excel toolkit has been implemented. This excel-based toolkit includes several worksheets or panels in which each task assigned to a specific panel. There is also an interface panel between energyPRO and excel platform to use MILP optimizer from energyPRO. The excel-based tool comprising Calculation Panel, Optimization Panel, Economy Panel, Sensitivity Analysis Panel and Visualization Panel can significantly fulfill the demanded expectations from Industry. There is also a possibility to add other kind of hybrid renewable energy systems including fuel cells and hydrogen storage in future. Without any doubt, optimized site selection of renewable energy plants can considerably influence on the profitability of these projects. On the hand, coupling a battery storage system to existing power blocks can lead to gaining more benefits from grid, particularly when the prices become negative and according to current regulation of innovation bidding, there is no supportive incentives for this situation. Basically, decreasing the CAPEX of battery system can considerably improve the more contributions of those technology to supply the electricity demand in future.

7. References

- [1] "Bloomberg New Energy Finance: New Energy Outlook 2018".
- [2] I. E. A. (IEA), "World Energy Outlook," 2018.
- [3] J. K. N. D. R. K. Katherine Dykes, "Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants," NREL, 2020.
- [4] K. Maciejowska, W. Nitka and T. Weron, "Day-Ahead vs. Intraday Forecasting the Price Spread to Maximize Economic Benefits," *Energies*, 2019.
- [5] Bundesnetzagentur, "<https://www.bundesnetzagentur.de>," März 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovation/Ausschr_Innovnode.html.
- [6] A. Karbalaemirza, "Approaching the Optimum Capacity and Associated Dispatch Strategy of a Grid-Connected Hybrid Wind-Solar Energy System (Including Battery Storage) with Respect to Electricity Market Prices Based on German Competitive Auction System," Nordhausen, 2021.
- [7] Netztransparenz, 2021. [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>.
- [8] "User's Guide energyPRO," EMD International , 2019.

Netzorientierter Lastausgleich durch intelligente Ladesteuerung für Elektromobilität mittels digitaler Energieservices in Verteilnetzen

Timo Alexander Hertlein^{1,2}, Anne Bauer¹, Tobias Blenk², Prof. Dr. Christian Weindl²

¹ Siemens AG, Erlangen, DE

² Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Coburg, DE

Abstract

Die in Folge der Energiewende stattfindenden Prozesse ziehen massive Änderungen im Bereich der elektrischen Energiesysteme insbesondere der Nutzungscharakteristika der Netze nach sich. Aus den veränderten Einspeisestrukturen und Abnahmecharakteristika innerhalb der Verteilnetzebene resultiert ein erhöhter Bedarf an Flexibilisierung und Steuerung auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite. Hierbei spielen nicht zuletzt stromintensive sprunghafte und schwer prognostizierbare Anwendungen, wie sie durch die Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen charakterisiert werden, eine entscheidende Rolle. Um diesen Entwicklungen Rechnung zu tragen, wird ein neuartiges Konzept entwickelt, in dem eine intelligente Ladesteuerung die aktuelle Netzauslastung berücksichtigt und eine netzdienliche Steuerung der Ladeprozesse ermöglicht. Die Netzauslastung wird mittels Asset-Management-Verfahren aus dem Zustand einzelner Betriebsmittel abgeleitet und über hierarchisch den Netzebenen folgenden akkumulierten Anreizen auf der Basis eines clusterorientierten (Direkt-Response-) Systems, dem Energie-Cluster Service System (ECS), an die Ladesteuerung propagiert.

1. Einführung

Ressourcenknappheit, der Ausstieg aus der Kernenergie, das Erreichen der energie-, umwelt- und klimapolitischen Ziele forciert durch politische Entscheidungen, rechtliche Regulierungen und internationale Abkommen stellen aktuelle gesellschaftliche, volkswirtschaftliche und politische Themen dar, die das elektrische Energiesystem und dessen Nutzungscharakteristik stark beeinflussen.

Die zunehmende dezentrale und fluktuierende Einspeisung sowohl lokal konzentrierter als auch weitläufig verteilter erneuerbarer Energieanlagen überwiegend in die unteren Spannungsebenen, sowie stark verändertes Verbrauchsverhalten, z. B. durch Elektromobilität, weichen das klassische und historisch gewachsene Elektrizitätswirtschaftliche Paradigma, dass die Erzeugung elektrischer Energie bedarfsgerecht durch eine zentrale Versorgungsstruktur durch Großkraftwerke in Lastschwerpunkten bereitgestellt wird, auf. Resultierend aus der zunehmenden Volatilität durch die dargebotsabhängigen Einspeisungen und den hohen und nicht planbaren Leistungsanforderungen durch verhaltens- und preisgetriebene Gleichzeitigkeiten bei der Ladung von Elektrofahrzeugen verändern sich die Lastflüsse, weg von einem zentral gesteuerten und bedarfsorientierten Top-Down Ansatz, hin zu einer zyklisch orthogonalen Netznutzung geprägt durch horizontale Energieflüsse bis hin zu Rückspeisungen in höhere Spannungsebenen. Diese Entwicklungen führen aufgrund der von ihrer ursprünglichen Konfiguration abweichenden Belastung zu einer deutlich erhöhten Beanspruchung der Stromnetze und deren Betriebsmittel.

Um dennoch einen weiteren Zubau von regenerativen Energiesystemen und insbesondere den Auf- und Ausbau der für die prognostizierte Durchdringung von Elektromobilität von bis zu 14,8 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2030 [1] notwendigen Ladeinfrastruktur zu ermöglichen und weiterhin eine sichere Energieversorgung gewährleisten zu können, müssen Maßnahmen ergriffen werden, welche die Stromnetze für die zukünftigen Entwicklungen ertüchtigen.

Die resultierenden Lösungsansätze, meist in Form eines massiven Netzausbaus, welcher eine sehr kosten- und planungsintensive sowie teilweise gesellschaftlich umstrittene Option darstellt diesen Entwicklungen Rechnung tragen zu können, verdeutlichen, dass es noch anderer Ansätze bedarf.

Zudem ist aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Minimierung des erforderlichen Netzausbaus durch den netzorientierten Einsatz von Flexibilitäten wesentlich effizienter, da eine höhere Auslastung der bestehenden Infrastrukturen zu niedrigeren spezifischen Betriebskosten und zu geringerem Ausbaubedarf führt [2]. Hierzu werden Maßnahmen, die die Nutzung von Flexibilitäten ermöglichen und die Stromnetze für zukünftige Entwicklungen ertüchtigen, wie sie z. B. durch Demand-Side-Management-Systeme (DSM-Systeme), Demand-Response-Systeme (DR-Systeme) oder intelligente Netzsysteme (z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren) bereitgestellt werden, benötigt. (vgl. [2] und [3]) Das neuentwickelte Konzept beruht auf einer clusterbasierten und motivationsorientierten DR-Systematik, also der Beeinflussung der zeitlichen Energienachfrage mittels flexibler Tarife, in dem eine intelligente Ladesteuerung die aktuelle Netzauslastung berücksichtigt und eine netzdienliche Steuerung der Ladeprozesse ermöglicht. Die Netzauslastung wird mittels Asset-Management-Verfahren aus dem Zustand einzelner Betriebsmittel abgeleitet und über hierarchisch den Netzebenen folgenden, auf der Grundlage physikalischer Alterungsmodelle beruhenden, akkumulierten Anreizen an die Ladesteuerung propagiert.

In diesem Artikel wird das im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekt (Förderkennzeichen: 03EI4027A – DEServe) zu entwickelnde und untersuchende Konzept von der grundlegenden Methodik des zweischichtigen Simulationsmodells, mit dem netzdienlichen auf Zustandsbewertungen basierendem Betriebsführungssystem (Energie-Cluster Service System – ECS) und der intelligenten auf einer Klassenstruktur beruhenden Steuerungsschicht für unterschiedliche Ladeinfrastrukturen, bis zur Validierung des Ansatzes durch eine Hardware-in-the-Loop Demonstration mit Echtzeitdaten vorgestellt und diskutiert.

2. Das zweischichtige Simulationsmodell

Das Simulationsmodell umfasst eine Lastflusssimulationsschicht, die sich aus der Netzstruktur und den Lasten, Einspeisungen und Prosumer ergebenden physikalischen und energietechnischen Vorgänge in jedem Berechnungszeitschritt und für die entsprechenden Profildaten zusammen mit den real existierenden bzw. vorgesehenen Reglern im Zustandsraum sowie die Reaktion von Teilnehmern auf Anreize nachbildet und löst. Die zweite Schicht umfasst die Lademodellumgebung, in der die intelligenten Ladeinfrastrukturen mit ihren innovativen und neuartigen Steuerungsansätzen zur netzdienlichen Beeinflussung von Ladeprozessen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Geschäftsmodelle für einen wirtschaftlich effizienten und nachhaltigen Betrieb der Ladeinfrastrukturen abgebildet werden. Folgende Abbildung zeigt die zwei Schichten des Gesamtmodells.

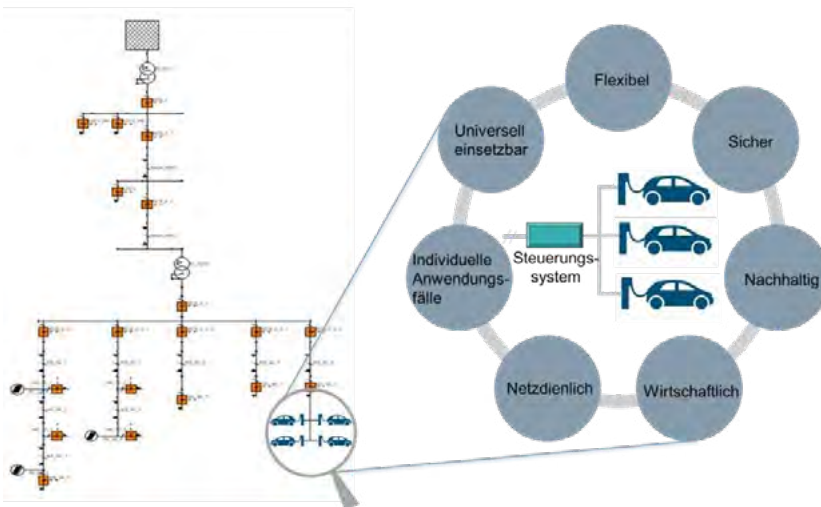


Abb. 1: Die zwei Schichten des Gesamtmodells

2.1 Die Lastflusssimulationsschicht

Für die Lastflusssimulation wird eine neu entwickelte Simulationssoftware verwendet, welche das zu untersuchende Netzgebiet symbolisch und in Minimalform im Zustandsraum abbildet. Die so entstehenden Systemmatrizen sind wesentlich kleiner als bei herkömmlichen Verfahren, wodurch die Simulationsgeschwindigkeit erhöht werden kann. Zudem ist es auf Grund der symbolischen Darstellung nicht mehr notwendig, die Matrizen für jeden Simulationsschritt neu aufzustellen. Lediglich die entsprechenden Variablen müssen geändert werden, wodurch die Simulationsgeschwindigkeit nochmals gesteigert werden kann.

In einem ersten Schritt werden die entsprechenden Teilnetze der Modellnetzregion strukturell in eine dreiphasige Zustandsraumdarstellung überführt, die die jeweiligen Netzbereiche in Minimalform modelliert. Nach der Übertragung und Parametrierung sämtlicher Betriebsmittel werden die relevanten Lasten, Einspeisungen, Prosumer und Speichersysteme anhand deren charakteristischer Lastdaten bzw. -verläufe in die Simulation integriert. Die Lösung des Lastflussproblems selbst erfolgt im Zustandsraum in Form eines analytisch lösbaren komplexen Gleichungssystems, so dass eine sehr schnelle Konvergenz der infolge von nichtlinearen Lasten, Einspeisungen und sonstigen Regelungen notwendigen (äußeren) Iteration zu erwarten ist. Der zustandsraumbasierte Ansatz ermöglicht hierbei, auf die bei konventionellen Lastflusssimulationen notwendige innere Iteration zur Lösung der Kirchhoffschen Gesetze (Knoten- und Maschengleichungen bei Stromiterationsverfahren bzw. Wirk- und Blindleistungsgleichgewicht in allen Netzknoten bei Newton-Raphson-Verfahren) zu verzichten. Lediglich die auch im realen Netzbetrieb stattfindende Konvergenz aller im Netz enthaltenen Regler ist hierzu durch eine auch bei konventionellen Lastflusssimulationen notwendige äußere Iteration zu ermitteln. Somit ist es möglich, freie Netzkapazitäten und die qualitativen Eigenschaften von Netzanschlusspunkten auf der Basis schneller Variantenrechnungen zu ermitteln und zu vergleichen sowie die anreizgesteuerte Reaktion von Teilnehmern mit nachzubilden, ohne das Gleichungssystem für jeden Zeitschritt neu aufzustellen.

Dieses Vorgehen ermöglicht es, die Systematik des clusterbasierten und anreizorientierten Energie-Cluster Service Systems abzubilden. Ziel dieses Systems ist es den Strombezug und die elektrische Einspeisung mittels monetärer Anreize, welche die in wirtschaftlichen Größen bemessene Bewertung der Indikatoren der Netzbelastung des öffentlichen Stromnetzes darstellen, so zu beeinflussen, dass die Energie möglichst einer ortsnahen Anwendung zugeführt und auf diese Weise ein verstärkter lokaler Ausgleich aus Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie angeregt wird. Somit können die übertragenen Leistungen und Energien auf das physikalisch erforderliche beschränkt und ein stabiler Netzbetrieb ermöglicht werden, was zu einer Entlastung der (überlagerten) Betriebsmittel führt. Durch die daraus resultierenden Verlängerungen der durchschnittlichen zu erwartenden Lebensdauern können Investitionen verringert oder verschoben werden.

Das entwickelte System generiert hierbei aus den aktuellen auslastungsabhängigen und somit teilnetzspezifischen Zusatzkosten sowie deren den Netzebenen folgenden hierarchischen Aggregation spezifische wirtschaftliche Anreize, auf die die unterlagerten Systeme (z.B. Kundenanlagen) reagieren sollen.

Die Methodik des ECS-Konzeptes wird in nebenstehender Graphik dargestellt und im Folgenden beschrieben:

- Einteilung des elektrischen Energienetzes in Cluster
- Management der Cluster durch das Energie-Cluster Service System (ECS) mittels verteilter Mess- und Kommunikationsserver
- Erfassen des Energiebedarfs der den ECS-Clustervern unterlagerten Systeme
- Ableitung spezifischer lokaler Anreize zum netzdienlichen Teilnehmerverhalten mittels Daten der ECS-Clustervern und des Asset-Managements
- Hierarchische, der Netzstruktur folgende Akkumulierung der einzelnen lokalen Anreize
- Einbinden der Anreize in ein eigenständiges und netzorientiertes Last- und Einspeisemanagement der Netzteilnehmer
- Lokale Netzentlastung durch minimieren der Leistungsflüsse über die Netzbetriebsmittel auf das physikalisch notwendige mittels netzdienlicher Steuerung von intelligenten Ladeinfrastrukturen

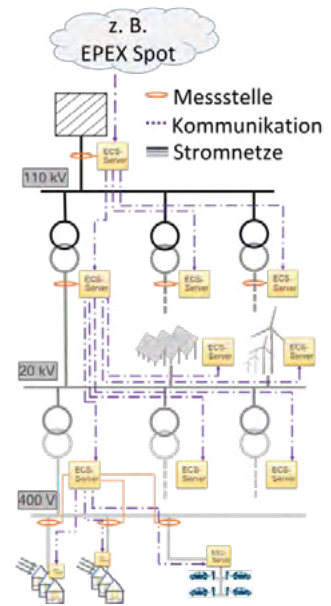


Abb. 2: Grundstruktur des ECS-Systems

2.2 Die Lademodellumgebung

Die Lademodellumgebung dient der Abbildung der intelligenten Ladeinfrastrukturen und der netzdienlichen Steuerungsverfahren der Ladeprozesse. Die intelligente Steuerung einzelner, sich in einer Ladeinfrastruktur befindlichen Ladepunkte ermöglicht eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung der Ladeprozesse auf der Basis der monetären Anreize sowie eine durch die Art der Ausnutzung der verfügbaren Anschlussleistung erzielte Erhöhung der Ladekapazitäten für die Einbindung von Elektromobilität in ein bestehendes Netz. Die grundlegende Struktur, mit der Übergabe der Anreize und der Einteilung der Ladeinfrastruktur in Klassen ist in folgender Abbildung dargestellt.

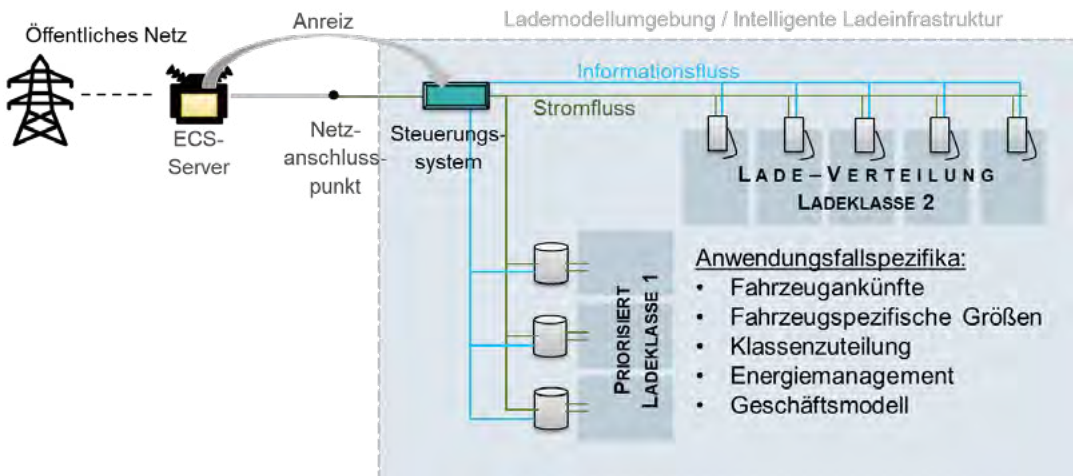


Abb. 3: Die Lademodellumgebung

Durch die Klassifizierung der einzelnen Ladepunkte einer Ladeinfrastruktur wird einerseits eine vorteilhafte Leistungsaufteilung zwischen den Ladeklassen und andererseits eine bedarfsorientierte und ökonomisch sinnvolle Auslegung der Ladeinfrastruktur ermöglicht, bei der unterschiedliche Geschäftsmodelle berücksichtigt werden können. So werden z. B. die Ladeprozesse, die der Ladeklasse 1 zugeordnet werden, priorisiert, was für schnelles Laden mit garantierter maximaler Ladeperformance stehen kann. Die Ladeprozesse, die der Ladeklasse 2 zugeordnet werden, stehen für flexibles (netzdienliches) Laden mit einer garantierter minimaler Ladeleistung, um z. B. technisch festgelegte Mindestströme nicht zu unterschreiten oder auch Nutzeranforderungen zu berücksichtigen. Für die Modellbildung sind anwendungsfallspezifische Faktoren, wie z. B. Fahrzeugankünfte, deren Ladebedarf sowie das Klassifizierungskonzept, die Verknüpfung zu einem Energie-/Gebäudemanagement und das individuelle Geschäftsmodell des Betreibers der Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen.

3. Untersuchung des Systemverhaltens – Hardware-in-the-Loop Echtzeitdemonstrator

Die Validierung des Gesamtsystems, d. h. die Funktionsweise der beiden Schichten sowie deren Kopplung, erfolgt im Rahmen einer Hardware-in-the-Loop Echtzeitdemonstration. Hierbei werden an geeigneten Stellen im Verteilnetz der Testnetzregion ECS-Clusterverserver installiert, über die die Erfassung der relevanten Messgrößen (Strom, Spannung, $\cos \varphi$ und Frequenz), die Bewertung dieser Größen, sowie deren Weiterverarbeitung und Akkumulierung zu lokalen monetären Anreizen erfolgt. Diese Werte werden in Echtzeit in die Simulationsumgebung des gleichen Testnetzes implementiert und dienen als Grundlage für steuerungstechnische Anpassungen des individuellen Last- und Einspeiseverhaltens vorhandener Teilnehmergruppen. Hierbei ist neben der simulativen Abbildung realer Anwendungsfälle auch ein reales Speichersystem implementiert, das räumlich nicht in der Testnetzregion liegt, aber simulationstechnisch an einem Netzweig integriert wird. Das Speichersystem modelliert ebenfalls einen realen Anwendungsfall einer leistungsstarken Ladeinfrastruktur einschließlich entsprechender Geschäftsmodelle und reagiert real auf die steuerungstechnischen Vorgaben, d. h. die monetären Anreize. Das Lastverhalten des Speichersystems wird dabei messtechnisch erfasst und an die Simulation übergeben, in der auf Basis einer Leistungsanpassung am jeweiligen Verknüpfungspunkt erneut eine Lastflussberechnung zur notwendigen Zustandsevaluierung innerhalb des Netzes durchgeführt werden muss.



Abb. 4: Grundstruktur des Hardware-in-the-Loop Echtzeitdemonstrators

4. Resümees

Aktuelle Realisierungen zur Steuerung von Ladevorgängen betrachten typischerweise lokale, durch einen Netzanschlusspunkt begrenzte Steuerungen von Strömen und Leistungen, die der Optimierung des individuellen Verbrauchsverhaltens (Eigenverbrauchsoptimierung) dient oder bei denen eine direkte Steuerung z. B. nach Prognosen erfolgt. Eine informationstechnische Schnittstelle zum übergeordneten elektrischen Netz und zu seiner tatsächlichen Auslastung ist aktuell noch nicht vorhanden. Nur durch Informationen über die Belastung vorgelagerter Netzknotenpunkte kann eine für das gesamte Stromnetz netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen erfolgen, die nicht nur den eigenen Strombezug nach wirtschaftlichen Aspekten optimiert. Die Einbindung der intelligenten Ladeinfrastrukturen in die Systematik des ECS-Systems ermöglicht es, die in den nächsten Jahren stark zunehmenden Flexibilitätspotenziale der Elektromobilität netzdienlich zu nutzen. Hierbei wird ein großer volkswirtschaftlicher Nutzen erzielt, da der Aus- und Aufbau der dringend benötigten Ladeinfrastruktur ermöglicht wird, was wiederum die Durchdringung der Elektrofahrzeuge, welche unter anderem für die Erreichung der Klimaziele notwendig sind, erhöht und der kosten- und planungsintensive Netzausbau durch den Einsatz dieses nachhaltigen Lösungskonzeptes auf sein Minimum beschränkt werden kann.

4. Literaturverzeichnis

- [1] A. Windt und O. Arnhold, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf,“ Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, Berlin, 2020.
- [2] W. Zander et al., „Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung“, 2018.
- [3] B. Özalay et al. „Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen“, 2019.

Lademanagementmethode für Elektrofahrzeuge zur Senkung von Installations- und Betriebskosten von Ladepunkt-Gruppen

Sebastian Flemming, Jonas Pemsel, Tilo Hirsch, Peter Bretschneider

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

Abstract

Eine zunehmende Durchdringung des Verkehrs- und Energiesektors durch Elektrofahrzeuge und die erforderlichen Ladeeinrichtungen stellt die elektrische Energieversorgung und die vorzuhaltende Infrastruktur vor steigende Herausforderungen. Die Installation neuer bzw. zusätzlicher Ladepunkte innerhalb eines bestehenden Objektes kann eine Ertüchtigung der lokalen Energieverteilungsstruktur bedingen und zu einer Erhöhung der notwendigen Investitionskosten führen. Des Weiteren beeinflusst das Laden von Elektrofahrzeugen das Energiebezugsverhalten des Objektes am Netzanschlusspunkt. Im unvorteilhaften Fall einer ungesteuerten Parallelladung von mehreren Elektrofahrzeugen kann es zur Steigerung des leistungsgebundenen Anteils der Energiebezugskosten und somit zur Erhöhung der Betriebskosten zur Energieversorgung des Objektes kommen. Diesem Defizit können Ansätze zur gesteuerten und koordinierten Nachladung von Elektrofahrzeugen entgegenwirken, die sowohl eine Minimierung der Installations- als auch der Betriebskosten in Aussicht stellen. Im Rahmen des Papers werden konventionelle Methoden zum Last- bzw. Leistungsmanagement für Elektrofahrzeuge mit Optimierungsmethoden gegenübergestellt, analysiert und verglichen.

1. Motivation

Mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung wurde der politische Pfad zur Klimaneutralität bis 2045 beschlossen und das Zwischenziel zur Minderung der Treibhausgasemission für 2030 von 55 % auf 65 % gegenüber 1990 verschärft [1]. Zur Zielerreichung müssen alle energierelevanten Sektoren einen Beitrag zur Reduzierung energiebedingter CO₂-Emissionen leisten.

Das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sieht für den Verkehrssektor eine Reduktion der Emissionen bis 2030 um 40 bis 42 Prozent gegenüber 1990 vor, um die Klimaziele zu erreichen. Hierfür sollen bis 2030 zwischen 7 und 10 Millionen Elektrofahrzeuge zugelassen sein. Um die Versorgung und Nachladung der Elektrofahrzeuge sicherzustellen sollen bis 2030 insgesamt 1 Millionen öffentliche Ladepunkte zur Verfügung stehen. [2]

Nach [3] stehen in Deutschland derzeit 25.819 (Stand: November 2021) öffentliche Ladepunkte zur Verfügung. Somit sind aktuell erst ca. 2,6 % der für 2030 vorgesehenen Ladepunkte installiert und für die Nachladung von Elektrofahrzeugen im öffentlichen Raum verfügbar. Dies bedingt einen signifikanten Zu- und Ausbau der Ladeinfrastruktur in den nächsten Jahren zur Erreichung des Sollzustandes 2030. Die Installation von Einrichtungen zur Nachladung von Elektrofahrzeugen innerhalb eines Objekts bzw. Kundenanlage stellt Anforderungen an die lokale Infrastruktur zur Energieverteilung und beeinflusst damit die notwendigen Investitionskosten zur Etablierung neuer und zusätzlicher Ladepunkte. Es kann zur Notwendigkeit der Ertüchtigung des Haus- bzw. Netzanschlusses sowie der objektinternen Energieverteilungsstruktur führen, da Elektroinstallationen im Bestand üblicherweise nicht für die Lasten zur Beladung von Elektrofahrzeugen ausgelegt sind.

Die DIN VDE 0100-722 beinhaltet die Anforderungen zur Errichtung und Installation von Stromkreisen zur Energieversorgung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Enthalten sind Anforderungen an

die Absicherung und die zu installierenden Fehlerstromschutzeinrichtungen für jeden einzelnen Ladepunkt, für die, wenn kein Last- bzw. Leistungsmanagement vorhanden ist, ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 anzusetzen ist. Das bedeutet, dass der Gleichzeitigkeitsfaktor eines Verteilerstromkreises, der mehrere Ladepunkte versorgt, bei Einsatz eines Leistungsmanagements reduziert werden kann. [4]

Somit bieten Methoden, die im Ergebnis mindestens die Wirkungsweise eines Last- bzw. Leistungsmanagements erfüllen, die Möglichkeit zur Reduzierung des Gleichzeitigkeitsfaktors und somit eine entsprechend angepasste, reduzierte Dimensionierung des Haus- bzw. Netzanschlusses sowie der objektinternen Energieverteilungsstruktur ermöglichen. Durch die Limitierung der Gesamtleistung aller in einem Objekt installierten Ladepunkte kann außerdem das Risiko einer signifikanten Erhöhung der abrechnungsrelevanten Jahreslastspitze am Netzanschlusspunkt (NAP) reduziert werden.

2. Hintergrund und Zielstellung

Stand der Technik sind Last- bzw. Leistungsmanagementsysteme für Elektrofahrzeuge, die auf die Ladeleistung installierter Ladesäulen/Wallboxen wirken, sobald die im Ladesäulen-Wallbox-Controller für die gesamte Gruppe von Ladesäulen gültige, statische Leistungsgrenze überschritten wird. Einige Hersteller von Ladeeinrichtungen haben diese Funktion in ihren Produkten integriert. Dabei wird die aus der Beladung resultierende Last durch ein Lastmanagement, zumeist nach einem Regelwerk, abgeworfen (bzw. abgeschaltet) oder gedrosselt. Die dabei u.a. zum Einsatz kommenden Steuerungsstrategien zur Begrenzung der kumulierten Ladeleistung visualisiert nachfolgende Abbildung 1.

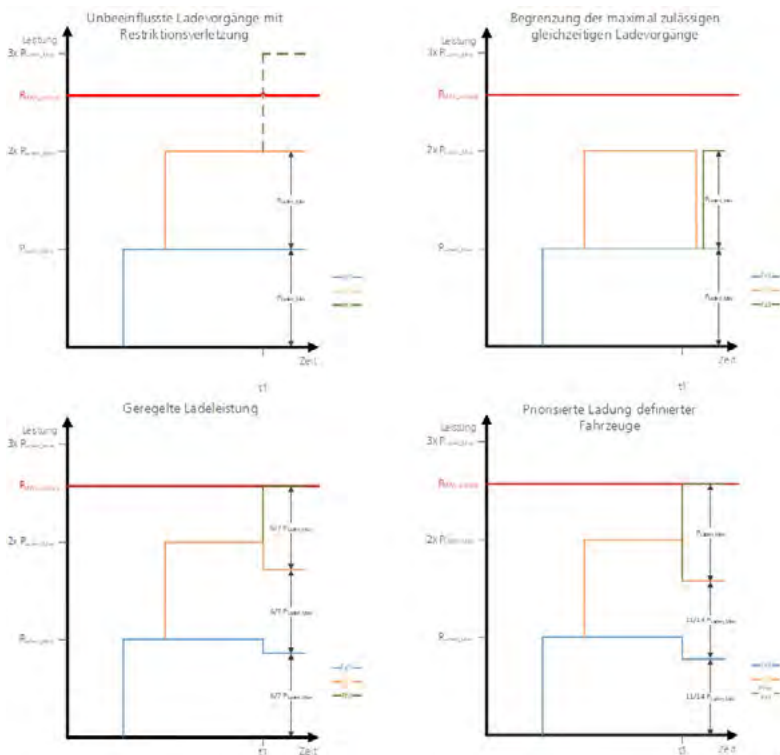


Abbildung 1: Konventionelles Last- bzw. Leistungsmanagement für Elektrofahrzeuge

Beispielhaft dargestellt ist, wie die kumulierte Ladeleistung bei gleichzeitiger Beladung mehrerer Fahrzeuge mit Nennleistung ohne Einwirken eines Lastmanagements eine zulässige Leistungsgrenze

überschreitet (Abbildung 1, oben links). Visualisiert sind Ladevorgänge für 3 Elektrofahrzeuge, die zu verschiedenen Zeitpunkten die Be- bzw. Nachladung der Traktionsbatterie beginnen¹ und anschließend parallel geladen werden. Bei unbeeinflussten Ladestationen/Wallboxen erfolgt die Beladung der Elektrofahrzeuge meistens mit der am Ladepunkt zur Verfügung stehenden Leistung. Den limitierenden Faktor stellt entweder die Ladeleistung, die das Fahrzeug aufnehmen kann, oder die Ladeleistung, die die Ladestation/Wallbox zur Verfügung stellen kann, dar. Im dargestellten Beispiel würde die maximal zulässige Leistung überschritten, sobald ein drittes Fahrzeug beginnt, seine Traktionsbatterie nachzuladen. In so einem Fall würde ein lokales Lastmanagement für Elektrofahrzeuge in die Beladung der Fahrzeuge eingreifen, um die Verletzung der Leistungsgrenze zu vermeiden. Hierfür können unterschiedliche Lastmanagementstrategien Einsatz finden. Eine einfache Variante stellt die Begrenzung der maximal zulässigen gleichzeitigen Ladevorgänge durch ein sequenzielles Lastmanagement (Abbildung 1, oben rechts) dar. Diese Strategie der Spitzenlastvermeidung wird häufig in bereits erhältlichen Lastmanagement-Systemen angewandt, wobei das Funktionsprinzip meist unter der Begrifflichkeit first-come-first-serve angeboten wird [5, 6]. Hierbei wird die maximale Anzahl paralleler Ladevorgänge beschränkt, um zu vermeiden, dass eine maximal zulässige Leistung überschritten wird. Die Beladung eines weiteren Fahrzeuges, welche über die maximale Anzahl an Ladevorgängen hinausgeht, kann erst beginnen, wenn die Beladung eines vorherigen Fahrzeuges abgeschlossen ist². Folglich entsteht für das Fahrzeug, welches beim Plugin nicht direkt mit der Beladung beginnen kann, eine Verzögerung zwischen gewünschtem und technisch realisierbarem Ladebeginn. Eine weitere Lastmanagementstrategie stellt die Möglichkeit der geregelten bzw. regulierten Ladeleistung dar (Abbildung 1, unten links). Auch dieser Ansatz kann in bereits erhältlichen Produkten auf dem Markt vorgefunden werden, zum Teil auch unter der Bezeichnung gleichmäßige Leistungsverteilung [5, 6]. Bei dieser Strategie erfolgt die gleichmäßige Reduzierung der Ladeleistungen der einzelnen Ladepunkte, wodurch die Restriktion der maximal zulässigen Leistung nicht verletzt wird. Im Umkehrschluss bedeutet das, dass mit zunehmender Anzahl gleichzeitig beladener Fahrzeuge die zulässige Ladeleistung je Ladepunkt bzw. je angeschlossenem Fahrzeug sinkt und der zur Beladung erforderliche Zeitbedarf steigt. Die Lastmanagementvariante zur priorisierten Beladung spezifischer Fahrzeuge (Abbildung 1, unten rechts) stellt eine leicht abgewandelte Variante der geregelten Ladeleistung dar. Hierbei wird definierten Fahrzeugen ermöglicht, die maximal am Ladepunkt verfügbaren Ladeleistung nutzen zu können, wobei die Leistung übriger, paralleler Ladevorgänge anderer Fahrzeuge stärker gedrosselt werden, um die Leistungsgrenze nicht zu verletzen.

Der Überblick über konventionelle Methoden zum Lastmanagement verdeutlicht, dass bei diesen regelbasierten Leistungsbegrenzungen weder die fahrzeugspezifischen Energiebedarfe noch die zur Beladung nutzbaren zeitlichen Ladefenster Berücksichtigung finden. Folglich kann es dazu kommen, dass der Energiebedarf eines betrachteten Fahrzeuges in Folge der Begrenzung der Ladeleistung innerhalb einer limitierten Standzeit zwischen Plugin- und Plugoff-Zeitpunkt nicht vollständig bedient werden kann. Zur Verdeutlichung des Sachverhaltes dienen Abbildung 2 und Abbildung 3.

¹ Im Folgenden als Plugin-Zeitpunkt bezeichnet

² Im Folgenden als Plugoff-Zeitpunkt bezeichnet

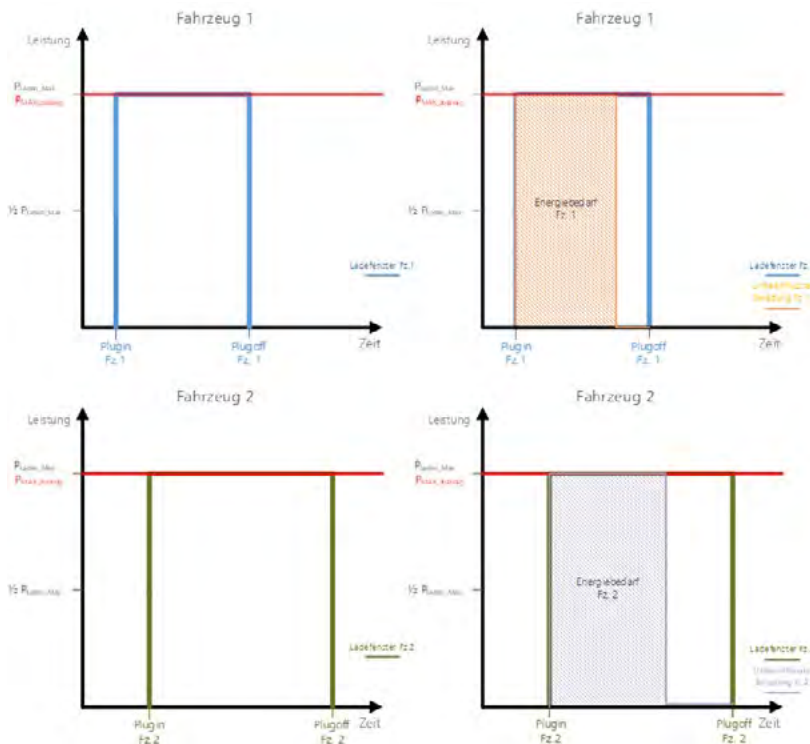


Abbildung 2: Ladefenster (rechts) und ungesteuerte Beladung (links) zweier Elektrofahrzeuge

Abbildung 2 visualisiert auf der linken Seite die zur Nachladung von zwei unterschiedlichen Elektrofahrzeugen zur Verfügung stehenden Ladefenster (blau und grün). Hierbei beschreibt ein Ladefenster in der Breite den Zeitraum, in dem ein Fahrzeug prinzipiell an einem Ladepunkt verweilt und für eine Beladung zur Verfügung steht, während die Höhe die am Ladepunkt verfügbare Ladeleistung visualisiert. Zur leichteren Nachvollziehbarkeit entspricht die hier dargestellte maximal zulässige Gesamtleistung (rot) der an einem Ladepunkt verfügbaren Ladeleistung eines Fahrzeugs. Auf der rechten Seite in der Abbildung 2 wird für beide Fahrzeuge die ungesteuerte Beladung (orange bzw. lila Fläche) innerhalb des jeweiligen Ladefensters dargestellt. Unbeeinflusste Nachladungen beginnen näherungsweise zum Plugin-Zeitpunkt eines Fahrzeugs und beladen es mit der am Ladepunkt verfügbaren Leistung. Im gezeigten Beispiel kann der Energiebedarf beider Fahrzeuge vor dem jeweiligen Plugoff vollständig bedient werden. Eine einzelne Beladung der jeweiligen Fahrzeuge in den dargestellten Beispielen ist ohne Restriktionsverletzung möglich, solange beide Ladefenster zeitlich keine Überschneidungen aufweisen.

Eine andere Situation resultiert, wenn sich die Ladezeiträume beider Fahrzeuge aus den zuvor gezeigten Beispielen überschneiden. Dabei kann es zu Konflikten kommen, wenn die Energiebedarfe der Fahrzeuge parallel bedient werden sollen, während die Einhaltung der Leistungsgrenze (maximal zulässigen Gesamtladeleistung) durch ein Lastmanagement berücksichtigt wird. Abbildung 3 zeigt auf der linken Seite das Ladeverhalten beider Fahrzeuge bei Einsatz der Lastmanagementstrategie „Geregelte Ladeleistung“ (vgl. Abbildung 1). Zum Zeitpunkt des Plugins des ersten Fahrzeugs beginnt dessen Nachladung mit der maximal am Ladepunkt verfügbaren Ladeleistung. Infolge des Plugins des zweiten Fahrzeugs greift das Lastmanagement mit der Managementstrategie der geregelten Ladeleistung. Mit Beginn der Beladung des zweiten Fahrzeugs wird die Beladung beider Fahrzeuge auf jeweils die Hälfte der möglichen Gesamtladeleistung gedrosselt. Im Resultat der Verringerung der Ladeleistung kann ein Teil des Energiebedarfs des ersten Fahrzeugs nicht gedeckt werden, da sich der

erforderliche Ladezeitraum zur Deckung des Energiebedarfs über den Plugoff des Fahrzeugs hinaus erstrecken würde (rot schraffierte Fläche). Für das zweite Fahrzeug kann der Energiebedarf vor dem Plugoff des Fahrzeugs weiterhin bedient werden.

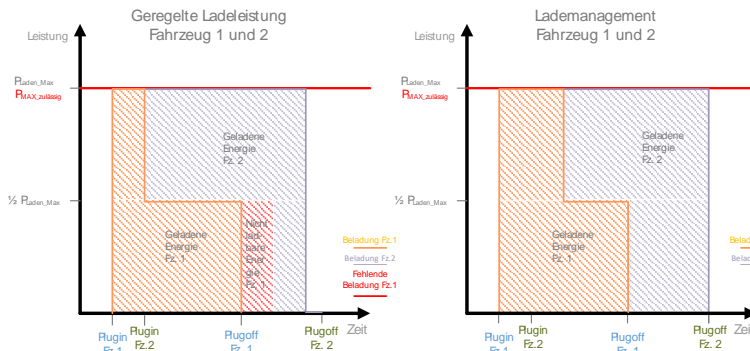


Abbildung 3: Vergleich Last- und Lademanagementmethode

Im Unterschied zur Darstellung auf der linken Seite zeigt die rechte Seite in Abbildung 3 ein vorausschauend geplantes Ladeverhalten für beide betrachteten Fahrzeuge unter Berücksichtigung der fahrzeugspezifischen Energiebedarfe und der jeweils nutzbaren Ladefenster.

Mit Verwendung dieser Informationen können die Fahrzeuge mittels einer intelligenten Lademanagementmethode in ihrer Beladung so geplant werden, dass sowohl die Restriktion der Nichtüberschreitung der zulässigen Gesamtleistungsgrenze als auch die Energiebedarfe beider hier betrachteten Fahrzeuge berücksichtigt und vollständig bedient werden. Im dargestellten Beispiel beginnt das zweite Fahrzeug nicht direkt mit dem Plugin mit der Beladung, sondern zeitlich verzögert. Dadurch kann das erste Fahrzeug länger mit der am Ladepunkt verfügbaren Leistung laden, wodurch sein Energiebedarf bis zum Plugoff erfüllt werden kann und gleichzeitig die Restriktion unverletzt bleibt. Aufgrund der höheren zeitlichen Flexibilität des zweiten Fahrzeugs kann seine Beladung auch verzögert erfolgen und der Energiebedarf dennoch bis zum Plugoff bedient werden. Voraussetzung für eine solche Planung von Ladevorgängen ist, dass zeitliche Angaben zum Ladefenster und Energiebedarf der Fahrzeuge im Vorfeld bzw. spätestens mit Plugin eines Fahrzeugs für die Lademanagementmethode verfügbar sind. Wird beispielsweise die ISO 15118 durch Ladestation und Elektrofahrzeug unterstützt, können die erforderlichen Informationen direkt aus dem Fahrzeug über den Ladestecker (Power-Line-Communication) verfügbar gemacht werden [4]. Alternativ können die Informationen über eine App oder ein lokales Terminal individuell durch den Nutzer zugeführt werden.

Grundvoraussetzung für eine hohe Akzeptanz für die Elektromobilität stellt eine sichere, flächendeckende, leistungsfähige und bezahlbare Ladeinfrastruktur für zuverlässiges Laden dar. Gegenüber den derzeitigen Möglichkeiten zum Leistungs- bzw. Lastmanagement für Elektrofahrzeuge besteht Verbesserungspotenzial. So können die Informationen verfügbar gemacht werden, die erforderlich sind, um eine bedarfs- und termingerechte Nachladung sowohl bereits während einer Planung, als auch bei Adhoc-Nachladung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen. Eine solche bedarfs- und termingerechte Ladung kann zur Steigerung der Akzeptanz der Nutzer einer entsprechenden Ladeinfrastruktur beitragen. Neben der Möglichkeit einer bedarfs- und termingerechten Beladung von Elektrofahrzeugen kann darüber hinaus aus Sicht des Betreibers einer Kundenanlage mit Ladepunkten die gesetzliche Anforderung an ein Lastmanagement erfüllt werden, wodurch der Gleichzeitigkeitsfaktor für die Dimensionierung der lokalen Energieverteilungsstruktur kleiner gestaltet werden kann. Dadurch könnten die Investitionen für Infrastrukturmaßnahmen zum Etablieren von neuen zusätzlichen Ladeeinrichtungen reduziert werden. Durch die Begrenzung der kumulierten Leistung aller Ladepunkte kann darüber hinaus die Gefahr eines signifikanten Anstiegs der abrechnungsrelevanten Jahreslastspitze gemindert werden. Sowohl die Minimierung der Investitionskosten als auch der

laufenden Kosten könnte zur Steigerung der Motivation von Ladestationsbetreibern beitragen, neue bzw. weitere Ladepunkte zu etablieren.

Die im Folgenden dargestellte Methode zum Lademanagement für Elektrofahrzeuge verfolgt die Zielstellung, eine bedarfs- und termingerechte Ladung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen und die Funktion eines Leistungs- und Lastmanagements zu erfüllen. Somit erscheint ein Einsatz einer solchen Methode für öffentliche und halböffentliche Parkanlagen sowie für Ladeeinrichtungen für gewerblich genutzte Elektrofahrzeuge von Relevanz.

3. Ansatz und Ergebnisse

Die Methode zur Verteilung einer insgesamt verfügbaren Ladeleistung über mehrere Ladepunkte hinweg nutzt im Kern eine Optimierung zur Erfüllung der Zielstellung. Hierfür wurde die Zuweisung eines fahrzeugspezifischen Ladefahrplans entsprechend einer Ladeanfrage als mathematisches Optimierungsproblem formuliert. Die der Optimierung zuzuführenden Ladeanfragen beinhalten die Flexibilität, die die Elektrofahrzeuge bei einer gesteuerten Nachladung besitzen. Diese Flexibilität wird dem System beschrieben durch den Zeitraum, in dem ein Fahrzeug an einem Ladepunkt zur Verfügung steht, die elektrische Energie, die dem Fahrzeug zugeführt werden soll und die am Ladepunkt maximal verfügbare Ladeleistung. Die am Ladepunkt maximal verfügbare Ladeleistung ist entweder limitiert durch die Ladeleistung, die ein Fahrzeug maximal aufnehmen kann, oder durch die Leistung, die durch den Ladepunkt maximal zu Verfügung gestellt werden kann.

Für die Generierung optimierter Ladefahrpläne wurden unterschiedliche Optimierungsvarianten entwickelt und Zielfunktionen formuliert, die unterschiedliche Zielstellungen bei der Nachladung von Elektrofahrzeugen verfolgen. Als Nebenbedingungen wurden jeweils die Erfüllung des angefragten Energiebedarfs, die Einhaltung des zur Nachladung verfügbaren Verweilzeitraums der Fahrzeuge am Ladepunkt und die maximal nutzbare Ladeleistung am Ladepunkt formuliert. Die Zielfunktion des Optimierungsproblems wurde so definiert, dass entweder eine möglichst batterieschonende oder möglichst schnelle Nachladung von Elektrofahrzeugen erfolgt. Zur Verdeutlichung des beschriebenen unterschiedlichen Ladeverhaltens dienen die nachfolgenden Abbildung 4 und Abbildung 5.

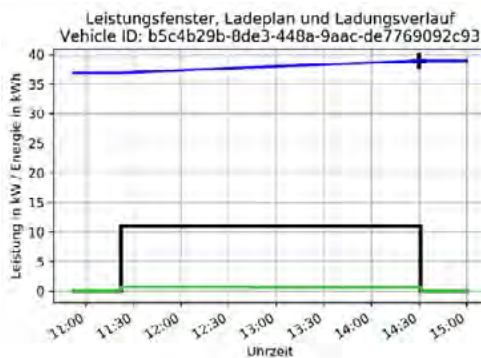


Abbildung 4: Exemplarische Darstellung einer optimalen, batterieschonenden Beladung

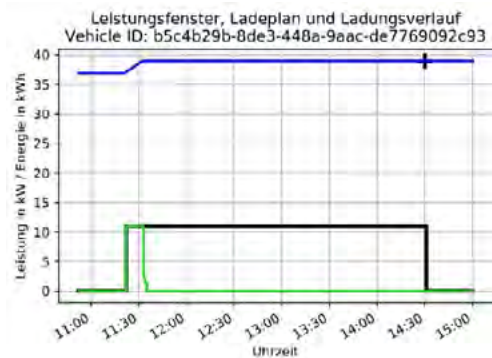


Abbildung 5: Exemplarische Darstellung einer optimalen, schnellstmöglichen Beladung

Abbildung 4 visualisiert exemplarisch einen Ladefahrplan zur batterieschonenden Ladung von Elektrofahrzeugen. Dieser führt zur Erfüllung des Energiebedarfs unter Anwendung der geringstmöglichen Ladeleistung, wobei das verfügbare Ladefenster zeitlich vollständig ausgenutzt wird. Daneben stellt Abbildung 5 den Ladefahrplan dar, der eine frühestmögliche Erfüllung der für den Ladevorgang angefragten Energiemenge unter Einhaltung der aufgestellten Nebenbedingungen erzielt. Diese Variante ermöglicht, dass ein Fahrzeug schnellstmöglich beladen wird, wodurch nur in einem Bruchteil des zur Verfügung stehenden zeitlichen Ladefensters für die tatsächliche Beladung eingeplant

wird.

Mit den Methoden zum Lademanagement soll das Adhoc-Laden von Elektrofahrzeugen möglich sein. Das bedeutet, dass es sich hierbei um einen reaktiven Prozess handelt, bei dem bei jedem Plugin eines neuen, zusätzlichen Fahrzeugs ein neuer Optimierungsdurchlauf ausgelöst wird. Bei der Ausführung der Optimierung werden die Fahrzeuge betrachtet, die sich ggf. bereits in der Beladung befinden und das neue, zusätzliche Fahrzeug. Hierbei wird für das neue, zusätzliche Fahrzeug ein Ladefahrplan generiert und falls erforderlich, die bestehenden Ladefahrpläne der bereits in Ladung befindlichen Fahrzeuge angepasst. Die Anpassung bestehender Ladefahrpläne erfolgt nur für den noch bevorstehenden Zeitraum bis zum Plugoff, wobei die zuvor bereits geladene Energie mit Berücksichtigung findet. Somit kann einem neuen Fahrzeug mehr Energie bereitgestellt werden, wenn die Ladung der anderen Fahrzeuge zuvor schnellstmöglich erfolgt.

Zum Testen der Leistungsfähigkeit der betrachteten Optimierungsansätze (batterieschonende und schnellstmögliche Nachladung) gegenüber konventionellen Lastmanagementstrategien wurde eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, mit der eintausend Szenarien untersucht wurden. Jedes Szenario betrachtet einen Zeitraum von 6 Stunden, innerhalb dessen die Ladung von 10 Elektrofahrzeugen durchgeführt werden soll. Die Rahmenbedingungen der generierten Szenarien lauten:

- Fester Betrachtungszeitraum von 6 Stunden
- 10 Fahrzeuge und Ladepunkte
- Verweildauer je Fahrzeug am Ladepunkt zwischen 1 und 4 Stunden
- Verfügbare Ladeleistung je Fahrzeug 11 Kilowatt
- Angefragte Energie für einen Delta-SoC zwischen 50 und 70 Prozent (worst case) bzw. 30 bis 50 Prozent (best case) bei einer Kapazität der Traktionsbatterie von 41 Kilowattstunden
- Energiebedarf ist innerhalb der Verweildauer der Fahrzeuge am Ladepunkt mit der verfügbaren Ladeleistung erfüllbar
- Statische Leistungsgrenze von 40 Kilowatt

Im Rahmen der Simulation wurden konventionelle Lastmanagementstrategien für Elektrofahrzeuge mitbetrachtet, um einen Vergleich zu den verfolgten Optimierungsansätzen (batterieschonende und schnellstmögliche Nachladung) zu ermöglichen. Die Simulationsergebnisse für eines der generierten Szenarien sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Abbildung 6 zeigt das Simulationsergebnis des Szenarios mit der Lastmanagementstrategie „Sequenzielles Laden“ und die Abbildung 7 für die Lastmanagementstrategie „Regulierte Ladeleistung“.

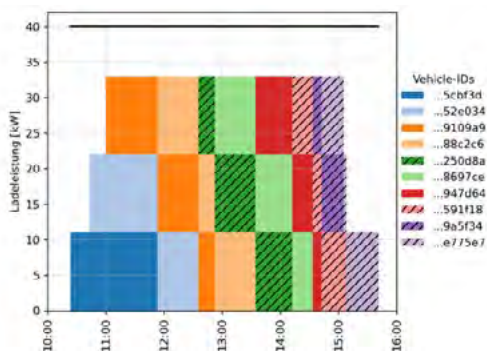


Abbildung 6: Darstellung konventionelles Last- bzw. Leistungsmanagement „Sequenzielles Laden“

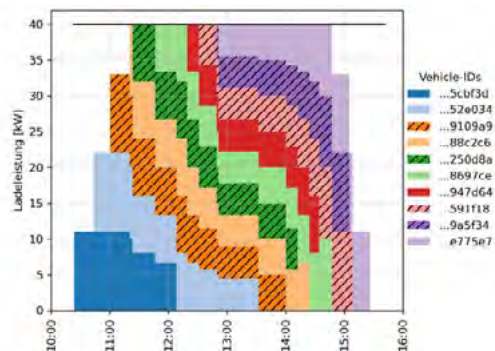


Abbildung 7: Darstellung konventionelles Last- bzw. Leistungsmanagement „Regulierte Ladeleistung“

Die einzelnen Beladungen der 10 Fahrzeuge sind unterschiedlich farblich gekennzeichnet, wobei die

schraffierten Flächen die Fahrzeugbelastungen kennzeichnen, bei denen der Energiebedarf nicht vollständig gedeckt werden konnte. Es wird deutlich, dass in diesem Szenario die Energiebedarfe mit den zum Einsatz kommenden Lastmanagementstrategien nicht für jedes Fahrzeug vollständig gedeckt werden konnten. Lediglich bei 6 von 10 Fahrzeugen konnten die Bedarfe vollständig bedient werden. Die Abbildung 8 und Abbildung 9 visualisieren die Simulationsergebnisse des Szenarios unter Nutzung der zuvor benannten Optimierungsansätze zur Realisierung einer batterieschonenden und einer schnellstmöglichen Nachladung von Elektrofahrzeugen.

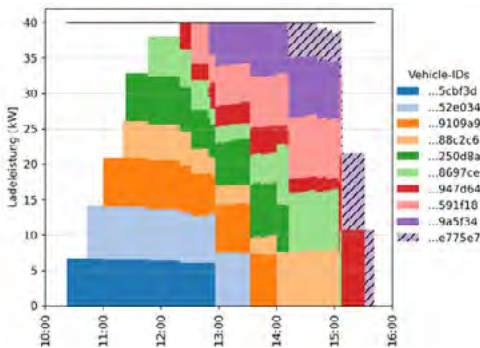


Abbildung 8: Darstellung der Nachladung von Elektrofahrzeugen mittels Optimierungsmethode: „Batterieschonendes Nachladen“

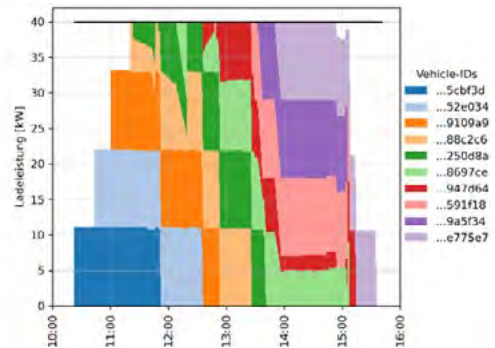


Abbildung 9: Darstellung der Nachladung von Elektrofahrzeugen mittels Optimierungsmethode: „Schnellstmögliches Nachladen“

Es ist ersichtlich, dass bei der Methode zum batterieschonenden Nachladen lediglich der Energiebedarf eines Fahrzeugs nicht bedient werden konnte, während mit dem Optimierungsansatz zur schnellstmöglichen Nachladung alle angefragten Energiebedarfe erfüllt werden konnten. Das Verhalten kann dadurch erklärt werden, dass die Optimierung durch das abgebildete Adhoc-Laden von Elektrofahrzeugen keine Information über in Zukunft noch anstehende Ladungen weiterer Elektrofahrzeuge besitzt. Beim „Batterieschonenden Nachladen“ wird versucht mit der minimal erforderlichen Ladeleistung den Energiebedarf zu decken. Dadurch wird die Flexibilität für noch zukünftig anstehende Ladungen stärker eingeschränkt als das bei der „Schnellstmöglichen Nachladung“ der Fall ist.

Zur Auswertung aller untersuchten Szenarien dient die nachfolgende Abbildung 10. Hierbei werden alle Fahrzeugbelastungen einzeln betrachtet und in Hinblick auf die Erfüllungsgrade der jeweils angefragten Energie zur Nachladung der Elektrofahrzeuge ausgewertet. Verglichen werden sowohl die zuvor gezeigten Lademanagementmethoden für das „Batterieschonende Nachladen“ und „Schnellstmögliche Nachladen“ als auch die Methoden zum Last- bzw. Leistungsmanagement für Elektrofahrzeuge, die „Regulierte Ladeleistung“ und das „Sequenzielle Laden“. In der Darstellung sind die Ergebnisse der Szenarien für die Ladeanfragen mit höheren Energiebedarfen, mit einem Delta-SoC zwischen 50 und 70 Prozent, (worst-case) sowie die Ergebnisse der Szenarien für die Ladeanfragen mit niedrigeren Energiebedarfen, mit einem Delta-SoC zwischen 30 und 50 Prozent, (best-case) enthalten. Die Graphen zur Visualisierung der Ergebnisse der einzelnen Methoden sind mit unterschiedlichen Farben dargestellt, während die Unterscheidung der Betrachtung der Szenarien mit niedrigeren und höheren Energiebedarfen mittels einer durchgängigen Linie (niedrigere Energiebedarfe) bzw. gestrichelten Linie (höhere Energiebedarfe) erfolgt.

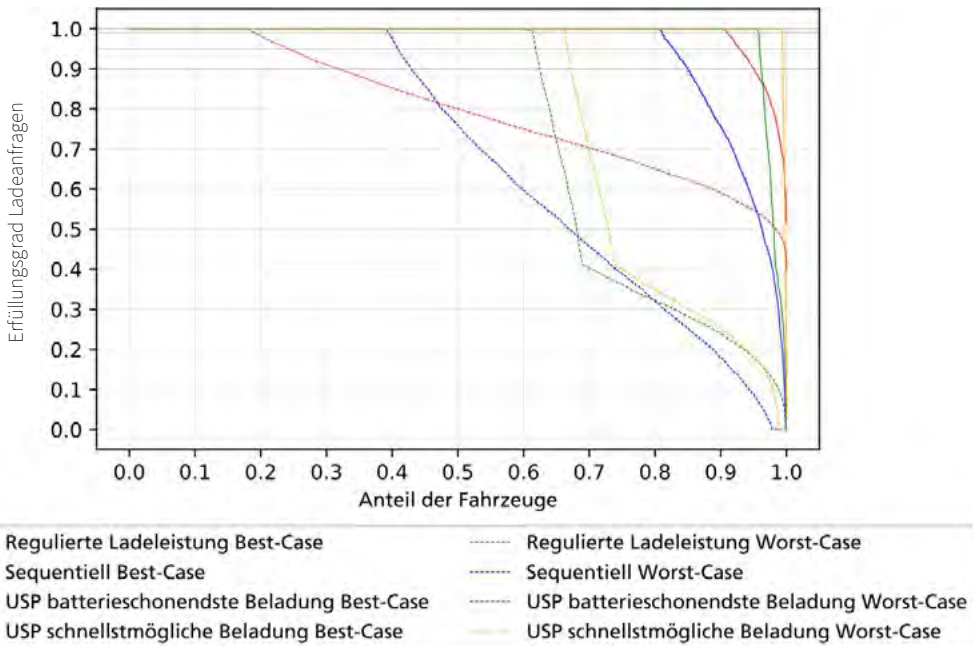


Abbildung 10: Vergleich der energetischen Erfüllungsgrade von Energiebedarfen von Elektrofahrzeugen bei der Nachladung mittels unterschiedlichen Methoden zur aktiven Beeinflussung von Ladevorgängen

Ein Vergleich der betrachteten Last- und Lademanagementmethoden über alle Fahrzeugbeladungen der Szenarien mit niedrigeren Energiebedarfen (best-case) hinweg zeigt, dass mit der Lastmanagementmethode „Sequenzielles Laden“ ca. 81 Prozent der angefragten Energiebedarfe der Fahrzeuge erfüllt werden, während für die verbleibenden ca. 19 Prozent nur eine teilweise Deckung erfolgt. Mit der Lastmanagementmethode „Reguliertes Laden“ werden ca. 91 Prozent der angefragten Fahrzeugenergiebedarfe bedient. Mit der Lademanagementmethode zum „Batterieschonenden Nachladen“ werden für diese Szenarien mit niedrigeren Energiebedarfen ca. 96 Prozent der angefragten Energie erfüllt. Den höchsten Erfüllungsgrad in Hinblick auf die angefragten Fahrzeugenergiebedarfe erreicht mit ca. 99 Prozent die Lademanagementmethode zum „Schnellstmöglichen Nachladen“.

Zum Untersuchen und Vergleichen der Leistungsfähigkeit mehrerer Methoden erscheint die Betrachtung der Szenarien unter Verwendung der höheren Energiebedarfe (worst-case) als noch relevanter. Hier zeigt sich, dass mit der Lastmanagementmethode „Reguliertes Laden“ lediglich ca. 18 Prozent der angefragten Fahrzeugenergiebedarfe vollständig erfüllt werden und entsprechend für ca. 82 Prozent nur eine teilweise Erfüllung des Energiebedarfs erfolgt. Für diesen Lastfall schneidet die Lastmanagementmethode „Sequenzielle Laden“ mit ca. 39 Prozent Erfüllungsgrad etwas besser ab. Mit beiden Optimierungsansätzen bzw. -methoden für ein Lademanagement zum „Batterieschonenden Nachladen“ und „Schnellstmöglichen Nachladen“ werden mehr als 60 Prozent der angefragten Energiebedarfe vollständig erfüllt. Mit der Variante zum „Batterieschonenden Nachladen“ werden ca. 62 Prozent und mit der Variante zum „Schnellstmöglichen Nachladen“ ca. 67 Prozent erreicht.

Die Betrachtung der Szenarien unter Verwendung der höheren Energiebedarfe erscheinen als die relevanten Szenarien, um die Sinn- und Vorteilhaftigkeit des Optimierungsansatzes gegenüber konventionellen, regelbasierten Methoden zum Lastmanagement für Elektrofahrzeuge aufzuzeigen. Der Vergleich der Szenarien unter Verwendung der höheren Energiebedarfe zeigt, dass durch Anwendung der beiden Optimierungsvarianten zum gesteuerten Laden die vollständige Bedarfserfüllung bei ca. 3-mal mehr Fahrzeugen im Vergleich zur Lastmanagementmethode zum „Regulierten Laden“ möglich ist.

Im Vergleich mit der Methode zum „Sequenziellen Laden“ wird durch die Optimierungsvarianten bei ca. 50 % mehr Fahrzeugen der Energiebedarf vollständig bedient.

Durch den Vergleich der unterschiedlichen Methoden konnte gezeigt werden, dass die Optimierungsvarianten zur gesteuerten Ladung von Elektrofahrzeugen eine höhere Integrationsfähigkeit von Elektrofahrzeugen, bei gleichzeitiger Einhaltung von Restriktionen und Erfüllung fahrzeugspezifischer Energiebedarfe ermöglicht. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass mit beiden Optimierungsvarianten Varianten zum „Batterieschonenden Nachladen“ und „Schnellstmöglichen Nachladen“ die Funktion und Wirkungsweise eines Last- bzw. Leistungsmanagements erfüllt werden kann. Somit besteht die Möglichkeit, durch einen Einsatz der Optimierungsmethoden zur termin- und bedarfsgerechten Nachladung unter Berücksichtigung lokaler Restriktionen den Gleichzeitigkeitsfaktor für die Dimensionierung des lokalen Energiesystems zu reduzieren. Somit wird eine entsprechend angepasste, reduzierte Dimensionierung des Haus- bzw. Netzanschlusses sowie der objektinternen Energieverteilungsstruktur möglich. Durch die Restriktion zur Limitierung der Gesamtleistung aller in einem Objekt installierten Ladepunkte kann darüber hinaus das Risiko einer signifikanten Erhöhung der abrechnungsrelevanten Jahreslastspitze am Netzanschlusspunkt (NAP) reduziert werden. Gleichzeitig kann eine termin- und bedarfsgerechte Nachladung von Elektrofahrzeugen zur Akzeptanzsteigerung bei den Nutzern der Ladeinfrastruktur beitragen.

Ein Einsatz der vorgestellten Optimierungsmethoden zum Management und gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen richtet sich an Betreiber von Ladeeinrichtungen im öffentlichen und halböffentlichen Parkraum (Parkhäuser, Tiefgaragen, Parkplätze Einkaufszentren, etc.) sowie an nicht öffentliche zugängliche Ladeeinrichtungen im gewerblichen Umfeld zum Betrieb gewerblich eingesetzter Elektrofahrzeugflotten (Logistikunternehmen, Pflege- und Essendienste, etc.).

4. Ausblick

Die Vorteilhaftigkeit der Nutzung von Flexibilitätspotenzialen bei der Nachladung von Elektrofahrzeugen durch das gesteuerte Laden mittels der vorgestellten Optimierungsmethoden konnte gezeigt werden. Eine zu diesem Zweck im Einsatz befindliche Optimierungsmethode kann an verschiedene weitere Rahmenbedingungen und Einsatzfälle angepasst werden, ohne dass hierfür hardwareseitige Anpassungen erfolgen müssen. Die Formulierung der Zielfunktion und der Nebenbedingungen einer Optimierung kann softwareseitig angepasst werden. Das bedeutet, dass die Optimierungsmethode derart angepasst werden kann, dass die Nachladung von Elektrofahrzeugen nach Möglichkeit vorrangig in Zeiträumen der erneuerbaren Energiebereitstellung stattfindet. Dadurch kann ein Beitrag geleistet werden, den Verbrauch lokal bereitgestellter Erneuerbarer Energie zu steigern und gleichzeitig die energiebedingten CO₂-Emissionen im Verkehrssektor zu reduzieren. Zur Veranschaulichung der Wirkungsweise einer dahingehend angepassten bzw. weiterentwickelten Optimierungsmethode dienen die nachfolgenden Abbildungen. Dargestellt ist ein an einen Realfall angelehntes Szenario mit mehreren Elektrofahrzeuggruppen (Mitarbeiterfahrzeuge (gelb), ÖPNV (grün), Pendler (blau), Autobahnverkehr (rot)), die unterschiedliche Flexibilitätspotenziale (Energiebedarf, Ladeleistung und Verweildauer am Ladepunkt) besitzen und an einem Ladepark nachgeladen werden. Zur Verdeutlichung der Auswirkung und des Einflusses einer auf die vorrangige Nutzung erneuerbarer, elektrischer Energie abzielenden Optimierungsmethode, visualisiert die Abbildung 11 den Extremfall einer ungesteuerten Nachladung der einzelnen Fahrzeuge der betrachteten Elektrofahrzeuggruppen. Bei einer ungesteuerten Nachladung erfolgt keine Nutzung des Flexibilitätspotenzials der verschiedenen Fahrzeuge unterschiedlicher Elektrofahrzeuggruppen und die Fahrzeuge beginnen unmittelbar nach dem Plugin mit der Nachladung, mit der am Ladepunkt verfügbaren Leistung. Im Unterschied zeigt die Abbildung 12 die optimierte Nachladung für dieses Szenario mit Nutzung der elektrofahrzeuggruppenspezifischen Flexibilitätspotenziale. Einsatz findet eine adaptierte Variante der Optimierungsmethode zur „Schnellstmöglichen Nachladung“.

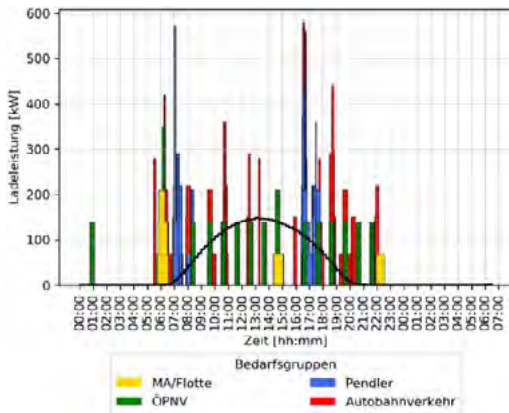


Abbildung 11: Ungesteuerte Nachladung von EV ohne Nutzung des Flexibilitätspotenzials

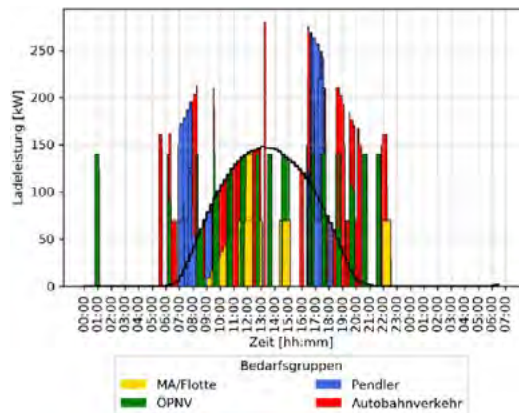


Abbildung 12: Gesteuerte und optimierte Nachladung von EV mit Nutzung des Flexibilitätspotenzials

Es wird deutlich, dass bei der ungesteuerten Nachladung von Elektrofahrzeugen (Abbildung 11) lediglich eine zufällige Nutzung der erneuerbaren Energie der hier betrachteten PV-Anlage erfolgt. Die gesteuerte und optimierte Nachladung (Abbildung 12) nutzt hingegen gezielt das Flexibilitätspotenzial der Elektrofahrzeuge, um die elektrische Energie aus der betrachteten PV-Anlage bestmöglich auszunutzen, die Energiebedarfe der Fahrzeuge zu bedienen und die energiebedingten CO₂-Emissionen zu minimieren. Gleichzeitig wird durch die Nutzung des Flexibilitätspotenzials die Minimierung der Bezugsleistung aus dem elektrischen Netz möglich. Der Einfluss auf den resultierenden Verlauf der Netzbezugs- und -rückspeiseleistung für die ungesteuerte Nachladung (Abbildung 13) und die optimiert und gesteuerte Nachladung (Abbildung 14) ist in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt.

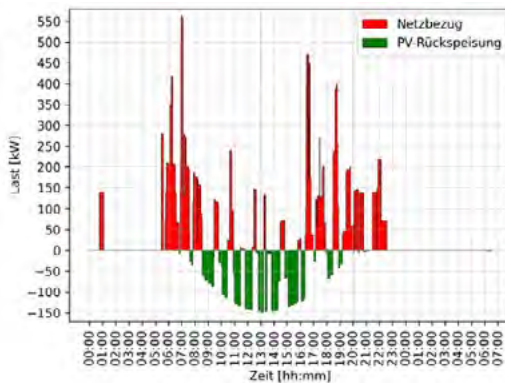


Abbildung 13: Verlauf der resultierende Residualleistung für eine Ungesteuerte Nachladung von EV ohne Nutzung des Flexibilitätspotenzials

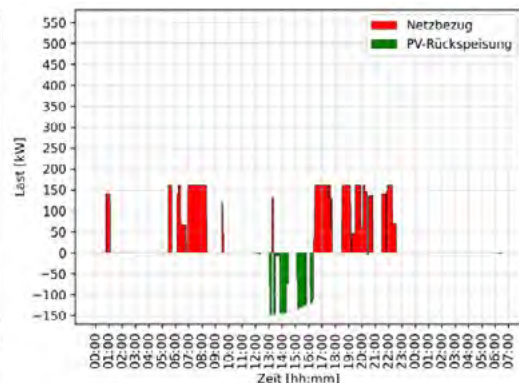


Abbildung 14: Verlauf der resultierende Residualleistung für eine gesteuerte und optimierte Nachladung von EV mit Nutzung des Flexibilitätspotenzials

Die Betrachtung der resultierenden Residualleistung zeigt, dass neben der gezielten Nutzung der erneuerbaren Energie aus der betrachteten PV-Anlage, die darüber hinaus gehende Möglichkeit genutzt werden kann, die Bezugsleistung auf ein notwendiges Minimum zu reduzieren.

Elektrofahrzeuge koppeln die Sektoren „Strom“ und „Verkehr“ und stellen neue, zusätzliche Verbraucher im elektrischen Energiesystem dar. Mit Blick auf die Realisierung der Energiewende stellen aktive beeinflussbare, flexible Verbraucher eine effektive Möglichkeit dar, den Verbrauch an die

fluktuierende Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Quellen anzupassen, Energiespeicherbedarfe zu reduzieren und ein Beitrag zum Nachhaltigen Gelingen der Energiewende zu leisten.

5. Literaturverzeichnis

- [1] BMWi Online Artikel: Verbindlicher Klimaschutz durch das Bundes-Klimaschutzgesetz, Link: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>, Zugriff: 12.11.2021
- [2] Online Artikel der Bundesregierung, Überblick – Klimaschutzprogramm 2030, Link: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>, Zugriff: 12.11.2021
- [3] Statista - Anzahl der Ladestationen für Elektrofahrzeuge in Deutschland im Zeitraum 2. Quartal 2020 bis 4. Quartal 2021 (Stand: November 2021), Link: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/460234/umfrage/ladestationen-fuer-elektroautos-in-deutschland-monatlich/>, Zugriff: 12.11.2021
- [4] Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität (Version 4) Stand Oktober 2021, Herausgeber: KDE, VDE FNN, BDEW, VDA, ZVEH, ZVEI (Gefördert durch BMWi), [Online]. Link: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/87ed1f99814536d66c99797a4545ad5d/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-4-data.pdf>, Zugriff: 12.11.2021
- [5] Digital Energy Solutions GmbH & Co. KG, „Lastmanagement für Unternehmen“. [Online]. Link: https://www.digital-energysolutions.de/wp-content/uploads/2020/02/Feb2020_DES_Flyer-A4-Lastmanagement_web.pdf, Zugriff: 05.05.2021
- [6] The Mobility House GmbH, Lastmanagement. [Online]. Link: https://www.mobilityhouse.com/de_de/lade-management/lastmanagement.html, Zugriff: 05.05.2021

Energetische Transformation in ländlichen Räumen – Das Fallbeispiel einer Wasserstoff- Modellregion Schwarzatal

Rid^{1 2}, Wolfgang; Webel^{1 2}, Christoph

1 Fachhochschule Erfurt, Forschungsgruppe Stadt- und Regionalökonomie

2 Institut Stadt | Mobilität | Energie (ISME), Erfurt / Stuttgart

Abstract

Der nachfolgende Beitrag thematisiert die Umsetzung einer Innovationsstrategie zur Regionalentwicklung am Beispiel der „Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal“.

In Hinblick auf das Erreichen der Klimaschutzziele und die künftigen Herausforderungen der Klima- und Energiepolitik in Thüringen bedarf es einer umfassenden Transformation des regionalen Energiesystems. Dadurch gewinnen Transformationsstrategien zur Inwertsetzung technologischer Innovationen in der Raumplanung zunehmend an Bedeutung. Insbesondere den Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien wird ein hohes Potential zur Treibhausgasreduktion zugeschrieben. Das Umweltministerium des Landes Thüringen (TMUEN) fördert den Ausbau von H2BZ-Technologien vor dem Hintergrund einer konkreten Gebietskulisse im Schwarzatal, um die Implementierung innovativer H2BZ-Technologien zu erproben und deren Inwertsetzung durch die regionalen bürgerschaftlichen-, Unternehmens- und kommunalen Akteure zu analysieren. Im vorliegenden Artikel werden Analyseergebnisse im Hinblick auf H2-Erzeugung und H2BZ-Anwendungen in der Modellregion vorgestellt, beispielsweise im Bereich des Schienenpersonennahverkehrs durch einen H2BZ-Triebwagen, H2BZ-Bussen sowie in der H2-Erzeugung und Vertankung.

Einleitung

Die Reduktion von Treibhausgasen und somit das Erreichen der Klimaschutzziele wird für die kommenden Jahrzehnte eine der zentralen Herausforderung der Klima- und Energiepolitik des Freistaates Thüringen (TMUEN, 2018). Der Klimawandel hat Thüringen bereits spürbar getroffen, so dass Klimaschutzstrategien und -maßnahmen gezielt umgesetzt werden müssen, um die Ziele zur Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen (ebd.). Dafür bedarf es eines hohen Maßes an transformativer Kraft, um diese Herausforderungen insbesondere in strukturschwachen, ländlichen Regionen zu bewältigen (WBGU, 2011). Hinzu kommt, dass ländliche Räume von den Auswirkungen des demografischen Wandels in besonderem Maße betroffen sind. Fehlende Nahversorgungsangebote und ein stark eingeschränkter öffentlicher Nahverkehr bewirken eine hohe Abhängigkeit der ländlichen Bevölkerung vom motorisierten Individualverkehr bzw. dem privaten Pkw. Demnach müssen spezifische Lösungen für ländliche Regionen erarbeitet werden, um die Herausforderungen der Energie- und Verkehrswende erfolgreich begegnen zu können (vgl. TMIL, 2021).

Im vorliegenden Beitrag wird die Umsetzung einer Innovationsstrategie zur Regionalentwicklung und Klimaschutz im Hinblick auf die „Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal“ diskutiert. Ein Konsortium aus mehreren Thüringer Wissenschaftseinrichtungen hat hierzu von 2020-2021 im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN) eine Machbarkeitsstudie erarbeitet. Im Rahmen der Studie konnten diverse Einsatzmöglichkeiten für H2-Anwendungen identifiziert werden, beispielsweise im Bereich des Nahverkehrs. Zudem wurde untersucht, in welchem Umfang Bedarf für Wasserstoff besteht, wie dieser erzeugt und infrastrukturell bereitgestellt werden kann.

Hintergrund

Zu Analyse von Innovations- und Transformationsprozessen wird häufig auf die ‚multi-level perspective of innovation‘ referenziert (Smith, 2003; Geels, 2005; Geels, 2012). Das Analyse- und Erklärungsmodell der ‚multi-level perspective‘ rückte in der Folge auch in der Regionalentwicklung verstärkt in den Fokus (Smith, 2003), um z.B. Transformationen der Energie- und Mobilitätssysteme zu analysieren (Geels, 2012; BMVI, 2020). Das Erreichen der Klimaziele erfordert nach Einschätzung des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) einen raschen und umfassenden Umbau der fossilen Wirtschafts- und Lebensweise bzw. eine „Große Transformation“, insbesondere im Bereich der Energieversorgung als „zentrales Transformationsfeld“ (WBGU, 2011).

Dabei steht zum einen der Innovationsprozess im Vordergrund des Interesses sowie die Frage, wie eine konventionelle und etablierte Technologie durch eine neue, innovative Technologie ersetzt werden kann. Dieser Frage wurde v.a. in den 1990er Jahren durch Analysen regulatorischer, technischer, ökonomischer und institutioneller Aspekte zur Einführung von Innovationen nachgegangen (e.g. Clayton et al, 1999; Smith and Rajotte, 2001). Später rückte vor allem der ‚regime level‘ in den Fokus bzw. die Analyse der ‚Spielregeln‘, der Normen und Regularien, die Innovationsprozesse und die Verbreitung neuer Technologien beeinflussen (Berkhout, 2002).

In der vorliegenden Untersuchung werden beide Ansätze miteinander verknüpft: zum einen werden die wirtschaftlichen, technischen und institutionellen Aspekte der Einführung von H₂-Technologien in der Fallstudienregion (Schwarzatal) untersucht, zum anderen werden Analysen und Handlungsoptionen für die gesellschaftliche und politische Adaption („soziale Innovation“) dieser neuen Technologien vorgestellt. Zu den Zielen der technologischen und sozialen Innovationen gehören die Kopplung von Energie- und Mobilitätssystemen unter Erhaltung und möglichst Ausbau der regionaler Wertschöpfung. Der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie werdengroße Potentiale zur Dekarbonisierung zentraler Handlungsfelder des Klimaschutzes zugeschrieben, insbesondere im Mobilitätssektor.

Durch die Kopplung regenerativ erzeugten Stroms zur Herstellung von grünem Wasserstoff mit Anwendungsbereichen im Mobilitäts- und Gebäudesektor können die Ziele der Thüringer Klima- und Energiepolitik wesentlich unterstützt werden (TMUEN, 2021). Diese Herausforderungen sind so umfassend, dass eine Transformation nur durch die Gesellschaft als Gemeinschaftsaufgabe selbst gestaltet und bewältigt werden kann. Die Fähigkeit einer Gesellschaft, neue Lösungswege und Veränderungen zu suchen und zu finden, kann als ‚soziale Innovation‘ bezeichnet werden (Giddens 2009: 163). Dies erfordert sozial-räumliche Projektstrukturen und neue Formen der Kooperation, um bekannte Planungslogiken und -dynamiken im Prozess zu verändern.

Grundlegend für die erfolgreiche Gestaltung räumlicher Transformation ist daher die Gestaltung von Innovationsprozessen, die die Transformation gesellschaftlicher (Handlungs-)Praktiken und die Voraussetzungen ebenso wie die möglichen Effekte veränderter Praktiken auf der Ebene von Einstellungen oder Mentalitäten der Bevölkerung berücksichtigen (Eversberg, 2020; Eversberg et al. 2021; Steward 2008, 2012). Das Modell der Quadruple / Quintuple Helix (QH) (Carayannis & Campbell, 2009) rückt Kollaboration als Schlüssel für erfolgreiche Innovationsprozesse in Innovations(öko)systemen in den Vordergrund. Aktuelle Studien zeigen, dass zur Gestaltung erfolgreicher Kollaboration ein vertieftes Verständnis für die Rollen der Akteure und deren Interaktionen innerhalb des Innovationsökosystems erforderlich sind (Schütz, 2020). Daher wurden in der o.g. Machbarkeitsstudie diverse stakeholder-Analysen durchgeführt und ein Konzept zur Beteiligung der Akteure in der Erstellung der Machbarkeitsstudie sowie ein Konzept zur Selbstverpflichtung und Fortführung des Projektes durch das Land Thüringen und den beteiligten Kommunen erarbeitet.

Ergebnisse der Machbarkeitsanalyse

Wirtschaftlichkeit am Beispiel H2BZ Busse

Im Ergebnis konnte die Studie ein hohes THG-Einsparpotential durch die (teilweise) Umstellung der derzeit betriebenen Dieselbusse auf Busse mit H2BZ-Antrieb feststellen. Für die erfolgreiche Implementierung von H2BZ-Bussen im regionalen ÖPNV der Modellregion gilt es zunächst den limitierenden Faktor der Reichweiten zu analysieren, welche mit aktuellen H2BZ-Busmodellen zu erzielen sind. Zu beachten ist hierbei, dass diese durch die Topografie der Region zusätzlich negativ beeinflussen werden. Eng daran geknüpft sind die Busumläufe, die jedes Fahrzeug täglich absolvieren muss, um den fahrplanmäßigen Betrieb des Öffentlichen Personennahverkehrs sicherzustellen.

Bei Anschaffung eines H2BZ-Busses sind derzeit Investitionskosten in Höhe von rund 650.000 Euro anzusetzen. In Hinblick darauf sowie auf den begrenzten Möglichkeiten für den Aufbau einer Wasserstofferzeugungsinfrastruktur aus erneuerbaren Energien, wird im Schwarzatal empfohlen, zunächst maximal drei H2BZ-Busse in die bestehende Busflotte der KomBus GmbH zu integrieren. Hierfür ist besonders der Depotstandort Mellenbach-Glasbach zu empfehlen. Mit der Umstellung von drei Fahrzeugen auf einen H2BZ-Antrieb, die insgesamt sieben Dienste bedienen, können bereits 19,5 % der Kraftstoffmenge einer Umstellung der gesamten Busflotte am Standort Glasbach-Mellenbach erreicht werden (vgl. Abbildung 1:). Diese Umläufe besitzen eine Sichtbarkeit über die Grenzen der Modellregion hinaus, wodurch eine adaptive Strahlkraft in Nachbarregionen ermöglicht werden kann. Ein zusätzlicher Samstagdienst bietet die Möglichkeit, dass auch der Wochenendtourismus das Erlebnis einer Fahrt mit einem H2BZ-Fahrzeug beanspruchen kann.

Dienste ausgewählt nach Eignung für einen Wasserstoffbus und Sichtbarkeit in der Region*

Bus	Erste Haltestelle mit Fahrgästen	Wichtige Stationen	Fahrleistung [km/d]	H ₂ -Bedarf [kg]
Schulzeit:			650	65
71022	Oberweißbach	Königsee, Neuhaus, Saalfeld	198	19,8
72422	Sitzendorf	Neuhaus, Saalfeld	200	20,0
74022	Mellenbach	Neuhaus, Saalfeld, Rudolstadt	251	25,1
Ferien:			653	65,3
74023	Sitzendorf	Neuhaus, Saalfeld, Goldisthal	243	24,3
71023	Sitzendorf	Saalfeld, Rudolstadt, Schwarzburg und Ort	172	17,2
74423	Neuhaus	Neuhaus, Saalfeld, Rudolstadt	238	23,8
Samstag:				
70806	Sitzendorf	Neuhaus, Saalfeld, Hohenwarte	225	22,5

*Ermittlung des Wasserstoffbedarfs mit Hilfe des abgeschätzten Überlandverbrauchs eines 2-achsrigen Van Hool Busses A330 von 10 kg H₂ /100 km (gerundete Werte)

→ Durch die Umstellung von drei Bussen, die 7 Dienste übernehmen, wären bereits 19,5 % der Kraftstoffmenge der gesamten Flottenumstellung erreicht.

Abbildung 1: Mögliche Dienste zur Umstellung auf einen H2BZ-Antrieb. (Quelle: Rid et al: 2020)

Ein weiterer elementarer Faktor zur Implementierung von H2BZ-Bussen liegt in der Optimierung des Nahverkehrsplans. Dies setzt eine umfangreiche Analyse der IST-Situation in der Untersuchungsregion voraus. In der Modellregion Schwarzatal ergab diese Analyse, dass der regionale ÖPNV künftig über einen für den Fahrgast intuitiven und nachvollziehbaren Takt verfügen muss sowie kurze Übergangszeiten beim Umstieg ermöglicht werden müssen. Darüber hinaus ist neben dem Ausbildungsverkehr auch die Etablierung von Berufstakten essentiell. Weiterhin müssen Haltestellen fußläufig gut und barrierearm erreichbar und in zentraler Ortslage liegen, sodass das ÖPNV-Angebot attraktiv gestaltet ist. Dies ermöglicht die Steigerung der Auslastung des straßengebundenen Personennahverkehrs und trägt somit einen wichtigen Schritt zur Wirtschaftlichkeit bei.

Zusammen mit dem geplanten Betrieb des Brennstoffzellenzugs und der H2BZ-Busse entsteht ein

(potentiell steigender) Wasserstoffbedarf für die Region des Schwarzatales, was für die Realisierbarkeit einer Modellregion mit weiterer H2-Produktion und -Abnahme von Bedeutung ist.

Für den Fall einer zu realisierenden Off-Site-Elektrolyse-Anlage kann die Wasserkraftanlage der Talsperre Leibis-Lichte die Deckung (vgl. Abbildung 2) des H2-Bedarfs der empfohlenen sieben Dienste sicherstellen.

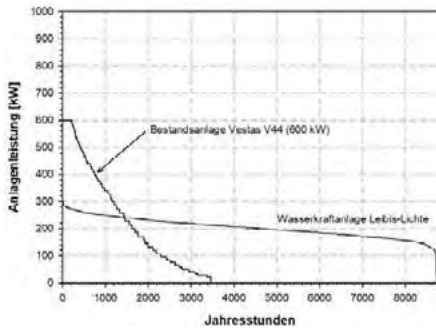


Abbildung 2: Wasserkraftanlage Talsperre Leibis-Lichte Quelle: Jentsch: 2020. (Quelle: Rid et al 2020)



Abbildung 3: H2-Gestehungspreis mit Förderung & 6 Ct/kWh Strom am Standort Talsperre Leibis-Lichte. (Quelle: Rid et al 2020)

Weiterhin kann an diesem Standort ein H2-Gestehungspreis in Höhe von 7,61 €/kg (bei Förderung & 6 Ct/kWh Strom 200 kW Elektrolyse), was 80% Auslastung entspricht, erreicht werden. Der Strombezug wird dabei direkt von der Wasserkraftanlage Leibis-Lichte zu 6 ct/kWh erfolgen. Zu berücksichtigen ist, dass neben den hohen Anschaffungskosten für H2-Busse auch deutlich höhere Betriebskosten, im Vergleich zu Dieseln, anfallen. In der Studie wurde dementsprechend der maximal mögliche Fördersatz von 80% auf Investitionen angesetzt. Als Berechnungsgrundlage gilt hierbei ein Van Hool A330 Fuel Cell – Zweiachser- Bus, welcher einen H2-Verbrauch im Überlandverkehr von 10 kg/100 km besitzt.

Bei einem Verbrauch von 28 l/100 km und netto Kraftstoffkosten in Höhe von 1,00 €/l für die Bestandsfahrzeuge der Kombi sowie einem H2-Verbrauch von 10 kg/100 km lässt sich der H2-Zielpreis als Dieseläquivalent wie folgt errechnen:

$$\text{Zielpreis} = \frac{0,28 \frac{l}{km} \cdot 1,0 \frac{\text{€}}{l}}{0,1 \frac{kg}{km}} = 2,80 \frac{\text{€}}{kg}$$

Der errechnete H2-Zielpreis liegt mit 2,80 €/kg (netto) deutlich unter dem vom Unternehmenszusammenschluss der H2 Mobility festgelegten Wasserstoffpreis von 7,98 €/kg (netto). Folglich kann in der Modellregion Wasserstoff kosteneffizienter erzeugt werden

Weiterhin sind Wasserstoffgestehungskosten stark von den anzusetzenden Stromkosten abhängig. Ausgehend von der Annahme, dass eine Befreiung von der EEG-Umlage sowie ein Erlass der Stromsteuer erfolgt können die Wasserstoffgestehungskosten weiter sinken. Die Rechtsgrundlage hierfür bietet bereits der §9a des Stromsteuergesetzes (StromStG), nach welchem Strom in Unternehmen des produzierenden Gewerbes, der für die Wasserelektrolyse genutzt wird, auf Antrag erlassen werden kann. Zudem wird von der Bundesregierung aktuell angestrebt, künftig für die Produktion grünen Wasserstoffs die Befreiung der EEG-Umlage zu ermöglichen. Dies ist der nationalen Wasserstoffstrategie zu entnehmen (vgl. BMVI 2020)..

Nicht berücksichtigt sind hierbei weitere entstehende Kosten. Hierfür hat das Unternehmen EE Energy Engineers GmbH eine Berechnungsgrundlage erarbeitet, welche neben Kraftstoff-, Betriebs und Investitionskosten auch weitere Positionen, wie beispielsweise Schulungs- und Wartungskosten sowie notwendige Investitionen in eine Werkstatt betrachtet (vgl. Abbildung 4).

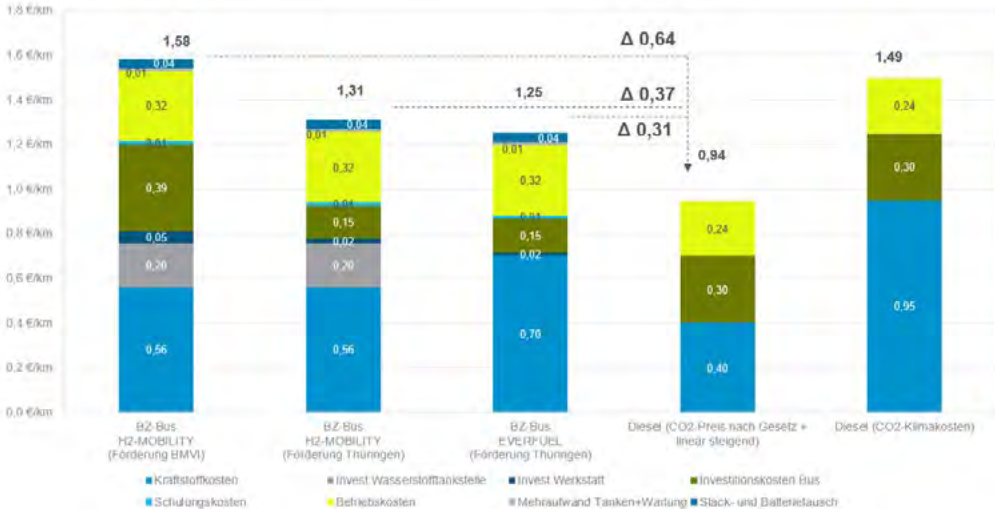


Abbildung 4: Kostendarstellung am Beispiel der Stadtwirtschaft Weimar GmbH (Quelle: EE Energy Engineers GmbH 2021)

Ergebnisse Implementierung H2-Tankstelleninfrastruktur

Bei der Implementierung einer H2-Tankinfrastruktur ist besonders die Unterscheidung in On-Site & Off-Site-Elektrolyse zu beachten. Während eine H2-Tankstelle mit einer On-Site-Elektrolyse den zu tankenden Wasserstoff direkt am Standort der Tankstelle (via Wasserelektrolyse, idealerweise aus EE-Strom) produziert, wird bei einer Tankstelle mit Off-Site-Elektrolyse der Wasserstoff an einem externen Standort produziert und zur Tankstelle geliefert, einer sogenannten „Liefertankstelle“. Dementsprechend ergeben sich unterschiedliche Standortanforderungen. Neben der Anlage zur Fahrzeugbetankung wird bei der H2-Tankstelle mit On-Site-Elektrolyse auch der entsprechend dimensionierte Strom- und Wasseranschluss erforderlich. Darüber hinaus bedarf es eines H2-Speichers sowie Kompressoren zur Gasverdichtung. Zudem wird der Strom idealerweise vor Ort erzeugt, bspw. durch einen Windpark oder Kleinwasserkraftanlagen. Demgegenüber wird bei der Off-Site-Elektrolyse zusätzlich die Logistik des Wasserstofftransports zwischen Betankungsanlage und Wasserstoffherzeugungsanlage erforderlich. Für eine Wasserstofftankstelle mit On-Site-Elektrolyse am Standort Obstfelderschmiede ergibt sich daraus der in 5 dargestellte Aufbau. Der Mikrostandort bietet dabei ausreichend Raum für die notwendigen Tankinfrastrukturkomponenten einer Wasserstofftankstelle inklusiver einer On-Site-Elektrolyse mit bis zu 1 MW Elektrolyseleistung.

Umsetzung Modellregion: Netzwerkanalyse, Innovationsökosystem & Zukunftsvertrag

Im Rahmen einer Netzwerkanalyse und angegliederten Befragung wurden 280 Unternehmen der Schwarzatalregion kontaktiert. Davon nahmen 40 Unternehmen (14% Prozent) teil. Wie 6 zu entnehmen ist, deckt der Rücklauf sowohl das Untersuchungsgebiet als auch dessen Umland ab.

integriert sind, jedoch überproportional von stärkerer Einbindung profitieren können. Darauf aufbauend lassen sich zwei zentrale Handlungsempfehlungen für die Untersuchungsregion formulieren.

So empfiehlt sich einerseits die Etablierung überregionaler bzw. landesweiter Wasserstoff-Netzwerke, welche unter Einbeziehung der interministeriellen Arbeitsgruppe (TMUEN, TMIL, TMWWDG) H2-Kompetenzen verstärken und neue Netzwerke aufbauen. Andererseits scheint die Stärkung regionaler Netzwerke sinnvoll. Hierfür kann die Wirtschaftsförderung Saalfeld-Rudolstadt oder Saale Wirtschaft e.V. eine zentrale Rolle übernehmen. Ergänzend dazu können verschiedene Beteiligungsformate, wie bspw. ein World-Café mit interessierten Unternehmen den Aufbau von Netzwerken verstetigen.

Ergänzend zu Unternehmen wurden im Untersuchungsgebiet auch Befragungen in der mit Entscheidungsträger:innen und Akteur:innen der Zivilgesellschaft durchgeführt. Diese ergab, dass relevante regionale Akteur:innen bereits in Prozesse eingebunden sind, die für die erfolgreiche Etablierung einer Wasserstoff-Modellregion notwendig sind. Zudem konnte eine hohe Bereitschaft zum gemeinsamen Auftreten als Modellregion identifiziert werden. Besonders hervorzuheben ist, dass aus Sicht der Zivilgesellschaft nicht der technische Aspekt im Vordergrund steht, sondern der Erfolg daran bemessen wird, inwiefern bevorstehende infrastrukturelle und soziale Projekte nachhaltig wirken. Hierzu zählt auch das dauerhafte Interesse des Freistaats daran, die Region langfristig zu stärken und die Modellregion zu verstetigen. Darüber hinaus ist den Befragten wichtig, dass ein Nutzen im Alltag der Menschen vor Ort sicht- und erlebbar ist.

Die Netzwerkanalyse, die Befragung in den Unternehmen und die Erkenntnisse aus den Befragungen in der Zivilgesellschaft im Schwarzatal führten zu der Zielstellung, die Formulierung und Unterzeichnung eines gemeinsamen Zukunftsvertrages zu verfolgen. Zentraler Punkt der Vereinbarung ist unter anderem eine Absichtserklärung über die Finanzierung konkreter Teilprojekte der Modellregion, bspw. im Hinblick auf die Finanzierung der im Vergleich zu Dieselbussen höheren Betriebskosten von H2BZ Bussen. Derzeit wird der „Zukunftsvertrag“ zwischen den beteiligten Kommunen, dem Landkreis Saalfeld-Rudolstadt sowie dem Land Thüringen diskutiert und als Grundlage für die weitere politische Projektentwicklung konkret ausformuliert. Dadurch soll die Verbindlichkeit weiterer Umsetzungsschritte und Vereinbarungen erhöht werden sowie ein eindeutiges langfristiges Bekenntnis zur Modellregion zwischen dem Freistaat Thüringen, dem Landkreis Saalfeld- Rudolstadt, der Verwaltungsgemeinschaft Schwarzatal, der Stadt Bad Blankenburg und der Stadt Königsee-Rottenbach vereinbart werden.

Insbesondere muss der Freistaat Thüringen eine Finanzierung der Erstinvestitionen über Fördermittel zusichern, wenn dies im Rahmen der aktuellen Haushaltslage möglich ist und entsprechende Förderinstrumente vorhanden sind. Weiterhin ist sicherzustellen, dass Vertragspartner:innen aktiv auf die bestehenden Fördermöglichkeiten auf Landes-, Bundes- und europäischer Ebene hingewiesen und bei der Beantragung unterstützt werden, um neue innovative Ansätze zu ermöglichen. Der Freistaat Thüringen muss sich unter Berücksichtigung der jeweils gültigen haushalts- und beihilferechtlichen Vorgaben innerhalb der Vertragsdauer an den Kosten beteiligen. Zudem muss vertraglich verankert werden, dass sich der Freistaat Thüringen an entstehenden betrieblichen Mehrkosten mindestens drei Jahre für das jeweilige Projekt im Sinne eines Vorleistungsbekennnisses beteiligt. Zu empfehlen ist, dass Kosten, welche der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer übersteigen, in einer jährlichen Abstimmung zwischen Land und Landkreis neu verhandelt werden.

Ausblick

Ein weiterer zentraler Punkt zur erfolgreichen Etablierung einer Wasserstoff-Modellregion ist die Kommunikation über deren Mehrwert an alle beteiligten Akteure sowie die Bewohner:innen vor Ort. In Form des „storytelling“ werden entlang unterschiedlicher Handlungsfelder auf die Zielgruppe zugeschnittene Kommunikationsinhalte erarbeitet und in Form einer Wanderausstellung umgesetzt, die temporär als Übergangslösung an Bahnhöfen entlang des Streckenverlaufes der Schwarzatalbahn und in Bad Blankenburg ausgestellt werden soll. Diese informiert und beteiligt die Bewohnenden der Region und begleitet fortlaufend den Prozess der Entwicklung hin zur Modellregion. So können erste Umsetzungsschritte dargestellt und die Bevölkerung frühzeitig in künftige Realisierungsprozesse eingebunden werden. Darüber hinaus steigert die Wanderausstellung durch ihre Stationen in allen

Gemeinden das Zusammengehörigkeitsgefühl als gemeinsame Modellregion. Perspektivisch werden weitere Angebote für (Fach-)Tourist:innen erarbeitet und die Kommunikation auch räumlich in Form eines Bildungs- und Informationszentrums verstetigt. Standortanalysen haben unterschiedliche Standorte mit hoher historischer Bedeutung, Identität und hoher Besucher:innenfrequenz identifiziert. Dies verbessert einerseits die Kommunikation und steigert die Sichtbarkeit des Projektes. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Integration in ein entsprechendes Tourismusmarketing, wie bspw. „Energie- und Technologietourismus Schwarzatal“. Dadurch kann die Entwicklung der Region zusätzlich durch die Tourismuswirtschaft finanziell gestärkt und verstetigt werden.

Um weitere Impulse für die Entwicklung zur Modellregion zu bekommen, wird ein regionales Netzwerk interessierter Akteurer:innen weiter ausgebaut. Weitere konkrete Ansatzpunkte einer auch auf andere Teile des Landkreises Saalfeld-Rudolstadt ausgedehnten Modellregion werden identifiziert. So könnte etwa das touristische Angebot durch den Einsatz eines H2BZ-Wasserfahrzeugs im Betrieb der Fahrgastschiffahrt Hohenwarte GmbH aufgewertet werden und ein Alleinstellungsmerkmal für die Region liefern. Zudem können durch die räumliche Ausweitung der Modellregion auch Industrieanwendungen für Wasserstofftechnologien eruiert werden sowie weitere Potentiale zur lokalen Produktion regenerativer Energien zur H2-Erzeugung identifiziert werden.

Im Dezember 2021 wurde die Ausschreibung für den H2BZ-Triebwagen zunächst ohne Ergebnis beendet.zunehmen ist, dass das hohe Investitionsvolumen zum frühzeitigen Ausschreibungsende führte. Dementsprechend laufen aktuell Bemühungen, das Label der Region in „klimaneutrale Modellregion“ anzupassen, sodass erarbeitete Maßnahmen weiterhin verfolgt und initiiert werden können. Diese können die Entwicklung der Region langfristig fördern und darüber hinaus wichtige Impulse liefern.

Quellen:

Berkhout, F. (2002). 'Technological regimes, path dependency and the environment'. *Global Environmental Change* 12/1: 1-4.

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBWF) (2020). Klimaschutzregion Ilmtal – Innovation, Partizipation, Zukunftsfähiges Wirtschaften – Erfurt verfügbar: < <https://www.innovation-strukturwandel.de/de/2709.php> > [Zugriff am 29.09.2021]. <https://www.innovation-strukturwandel.de/de/2709.php>

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMVI) (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin.

Carayannis, Elias G/ David F.J. Campbell (2009). Mode 3 and Quadruple Helix: toward a 21st century fractal innovation ecosystem. *International Journal of Technology Management*, 46(3/4), 201–234. <https://doi.org/10.1504/IJTM.2009.023374> (12.11.2021)

Clayton, A., Spinardi, G. & Williams, R. (1999). *Policies for Cleaner Technology: a new agenda for government and industry*, London: Earthscan.

EE Energy Engineers GmbH (2021). *Machbarkeitsstudie zur Anschaffung von Wasserstoffbussen*. Vortrag in: HyStarter – Wasserstoffregionen in Deutschland. Strategiedialog Hystarter Weimarer Land/Weimar am 16.09.2021.

Eversberg, Dennis (2020). Who can challenge the imperial mode of living? The terrain of struggles for social-ecological transformation in the German population. In: *Innovation: The European Journal of Social Science Research* 33/2, 233–256.

Eversberg, Dennis; Fritz, Martin; Holz, Jana; Koch, Philip; Pungas, Lilian & Schmelzer, Matthias (2021). *Mentalities matter: Sozial-ökologische Mentalitäten und ihre Bedeutung in post-fossilen Transformationen*. Working Paper Nr. 5 der BMBF-Nachwuchsgruppe „flumen“, Jena: Friedrich-Schiller-

Universität.

Geels, F W (2005). *Technological Transitions and System Innovations: A Co-evolutionary and Socio-technical Analysis*, Cheltenham: Edward Elgar.

Geels, F.W. (2011). The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms, *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1, 24-40.

Giddens, A. (2009). *The Politics of Climate Change*. Cambridge.

Geels, Frank W. (2012). A socio-technical analysis of low-carbon transitions. Introducing the multi-level perspective into transport studies. In: *Journal of Transport Geography* 24, S. 471–482. DOI: 10.1016/j.jtrangeo.2012.01.021.

Rid, W.; Fischer, J.; Weidauer, M.; Jentsch, M.; Marschall, I.; Webel, C.; Geske, F.; Haag, Y.; Huber, S.; Schmid, M.; Wagner, S. (2020). *Machbarkeitsstudie für eine „Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal“*. Institut Stadt|Mobilität|Energie GmbH (Hg.). Erfurt.

Schütz, Florian (2020): *Das Geschäftsmodell kollaborativer Innovation*. Technische Universität Berlin. Berlin. <http://dx.doi.org/10.14279/depositonce-10390> (12.11.2021)

Smith, A. (2003). Transforming technological regimes for sustainable development: a role for alternative technology niches? *Science and Public Policy*, 30(2): 127-135.

Smith, A. and A. Rajotte (2001). 'When market meet socio-politics: the introduction of chlorine-free bleaching in the Swedish pulp and paper industry' in Coombs, R., Green, K., Richards, A. and V. Walsh (eds) *Technology and the Market: demand, users, innovation*, Cheltenham: Edward Elgar.

Steward, Fred (2008): *Breaking the Boundaries. Transformative Innovation for the Global Good* . London: NESTA.

Steward, Fred (2012): *Transformative innovation policy to meet the challenge of climate change. Sociotechnical networks aligned with consumption and end-use as new transition arenas for a low-carbon society or green economy*. *Technology Analysis & Strategic Management*, 24(4), 331–343. <https://doi.org/10.1080/09537325.2012.663959> (12.11.2021)

Thüringer Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft (TMIL) (2020). *Demografiebericht 2020 Teil 1: Bevölkerungsentwicklung des Freistaats Thüringen und seiner Regionen* verfügbar: < https://www.serviceagentur-demografie.de/media/Demografieberichte/Demographiebericht_2020_E-Book.pdf > [Zugriff am 29.09.2021].

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN) (2018). *Gemeinsam für gutes Klima - Das Thüringer Klimagesetz*. verfügbar: <https://umwelt.thueringen.de/themen/klima/klimagesetz>> [Zugriff am 29.09.2021].

Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN) (2021). *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* verfügbar: https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Aktuelles/2021/0906_Thueringer_Wasserstoffstrategie_mit_Deckblatt.pdf> [Zugriff am 29.09.2021].

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen -WBGU (Hg.) (2011). *Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*. Berlin.

Erneuerbare Energien – OpenData-Analyse des status quo regionaler Energiesysteme am Beispiel von Biomasse

Mathias Heiker, M.Sc.¹, Anica Mertins, M.Sc.¹,
Prof. Dr. Tim Wawer², Prof. Dr.-Ing. Sandra Rosenberger¹

¹Hochschule Osnabrück, Osnabrück

² Hochschule Osnabrück, Lingen

Abstract

Die Nutzung öffentlich zugänglicher großer Datenmengen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht eine detaillierte und ortsbezogene Auswertung von Erneuerbare Energien-Anlagen über Informationen des Marktstammdatenregisters hinaus. So können neben installierter Leistung, Ort der Anlage und Datum der Inbetriebnahme auch Strommengen, EEG-Zahlungen und Vergütungskategorien jeder Anlage zugeordnet werden. Der Artikel zeigt sowohl die auf eine beliebige Region anwendbare Methode der Datenauswertung als auch eine bundesweite Analyse der Daten auf. Hauptaugenmerk der Analyse sind Biomasse-Anlagen, die auf Basis ihrer Vergütungskategorien in Anlagentypen klassifiziert und spezifische Eigenschaften identifiziert werden.

1. Einleitung

Das Marktstammdatenregister ermöglicht eine einfache Analyse der in Deutschland installierten erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlage), wie z.B. zu Position, Energieträger, installierter Leistung oder jährlichem Zubau. Es bietet über eine Webapplikation die Möglichkeit einer einfachen Datenabfrage und eines Datenexports. Allerdings sind die Möglichkeiten des Marktstammdatenregisters begrenzt. Es beinhaltet Anlageninformationen, zu deren Eingabe der EE-Anlagenbetreiber gesetzlich verpflichtet ist, jedoch ohne dass diese Dateneingabe einer klaren Definition folgen muss. Fehlerhafte Datensätze, Daten-Dummys oder veraltete Daten sind hier aufzufinden und müssen erst nach Aufforderung durch die Bundesnetzagentur (§13 MaStRV) seitens der Netzbetreiber bereinigt oder korrigiert werden. Zudem gibt das Marktstammdatenregister keinen Aufschluss über die Anlagennutzung, wie die erzeugte Energiemenge, ausgezahlte EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)-Vergütungen oder EEG-Regularien, an die sich der Betreiber der EE-Anlagen zu halten hat.

Dieser Artikel zeigt auf, welche Informationen in Ergänzung zum Marktstammdatenregister öffentlich zugänglich sind und zeigt erste Anwendungsbeispiele. Eine Kombination der veröffentlichten Datensätze ermöglicht neben der Abbildung ortsgenauer installierter Leistungen der verschiedenen erneuerbaren Energieträger auch die Darstellung der dort generierten Strommengen und die daraus resultierenden EEG-Zahlungen. Der deutliche Mehrwert der kombinierten Analyse dieser Daten gegenüber der Einzelauswertung der Daten des Marktstammdatenregisters wird im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigt. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Auswertung der Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse.

2. Material und Methoden

Alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB: Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 50Hertz Transmission GmbH) veröffentlichen jährlich wiederkehrend auf der gemeinsam betriebenen Internetseite www.netztransparenz.de ortsgenaue Daten jeder der in Deutschland installierten erneuerbare Energien-Anlagen (EE-Anlagen: Biomasse, Deponiegas, Geothermie, Grubengas, Klärgas, Solar, Wasser, Wind an Land, Wind auf See), die sich in der jeweiligen Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber befinden und eine Vergütung nach dem EEG erhalten. [1]

Diese Daten liegen dabei in unterschiedlichen Datensätzen vor: Anlagenstammdaten (1.901.689 Daten), Bewegungsdaten (5.573.190 Daten) und Vergütungskategorien (> 6.000 Daten). Datensätze beinhalten dabei unterschiedliche Informationen: Anlagenstammdaten zeigen neben der installierten

elektrischen Leistung der EE-Anlage ebenfalls ihren Standort auf, wohingegen Bewegungsdaten Informationen über Stromerzeugung und damit verbundene EEG-Zahlungen entsprechend einer eindeutig spezifizierbaren Vergütungskategorie enthalten (vgl. Abbildung 1). Eine EE-Anlage kann hierbei diverse Bewegungsdaten beinhalten, unter deren Vergütungskategorie die Anlage in das Stromnetz einspeist und entsprechende Einspeisevergütungen erhält.

Aufgrund der relativ großen Datenmengen erfordert die Kombination und Auswertung dieser Datenmengen die Nutzung von Auswertetools außerhalb weit verbreiteter Lösungsansätze (wie z.B. Microsoft Excel). Hierzu wurde eine Python-gestütztes Skript entwickelt, das eine ortsgenaue Auswertung der EE-Anlagen ermöglicht und für jedes Postleitzahlengebiet innerhalb Deutschlands kumulierte Datensätze aus den oben genannten ÜNB-Datensätzen generiert.

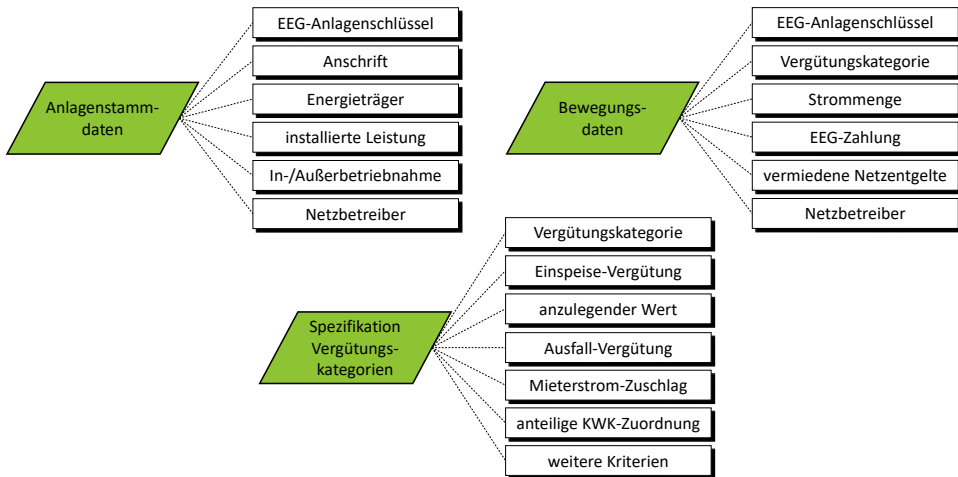


Abbildung 1: Datensätze der ÜNB als Basis der EE-Anlagen-Modellierung

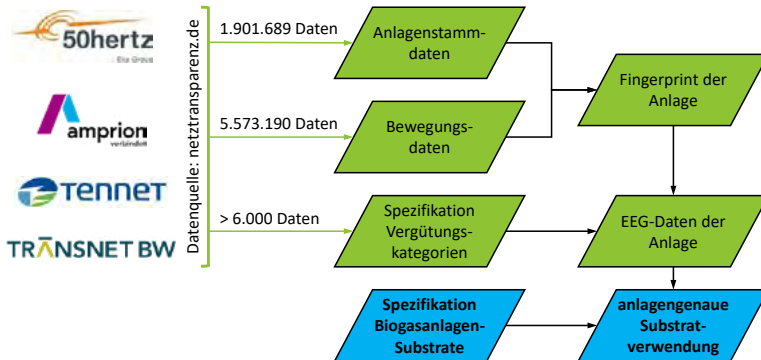


Abbildung 2: Funktionsablauf des Python-Skripts zur beispielhaften Auswertung von Biogasanlagen

Anhand des eindeutigen EEG-Anlagenschlüssels wird der Datensatz des Anlagenstamms mit den Bewegungsdaten kombiniert. Dieser Fingerprint der EE-Anlage beinhaltet diverse Vergütungskategorien, so dass eine Spezifikation dieser Vergütungskategorien einen umfassenden EEG-Datensatz jeder EE-Anlage mit spezifischen EEG-Vergütungen (ct/kWh) und EEG-Boni generiert (vgl. Abbildung 2).

Zudem wurde im Rahmen des DBU-geförderten Forschungsprojektes „Regionalperspektive Biogas“ eine Methode zur Auswertung der erzeugten Strommengen und der zugehörigen Vergütungskategorien

entwickelt. Aus den Vergütungskategorien können Rahmenbedingungen der Biogaserzeugung abgeleitet werden, die Aufschluss über EEG-Vorgaben wie Boni geben. Neben Technologie-, Formaldehyd-, KWK- und Gasaufbereitungsboni beinhalten die Vergütungskategorien auch Boni über verwendete Inputsubstrate in Form von NawaRo (nachwachsende Rohstoffe), Gülle, Landschaftspflegematerial und Holz sowie unterschiedliche Mengenkombinationen dieser Inputsubstrate (vgl. Tabelle 1). Diese geben Aufschluss über die Substratzusammensetzung der Anlage. Insbesondere für den Energieträger Biomasse unterscheiden sich die Boni zwischen den verschiedenen Novellen des EEG, so war im EEG 2004 [2] beispielsweise der Einsatz von Gülle im NawaRo Bonus einbezogen, im EEG 2012 [3] gab es deutlich differenzierte Boni für die Verwendung verschiedener Substrate. Eine weitere Unterscheidung zwischen den Boni wird durch unterschiedliche Größenklassen der Anlagen getroffen.

Tabelle 1: Boni für Biomasse [2-7]

Bonus-Typ	Kennung in Vergütungskategorie
NawaRo (Biogas)	E1a, E1b, E1c
> 70 % NawaRo (Biogas)	G
Gülle	E2b, E2c, Gülle*
> 30 % Gülle	M1, M2
Landschaftspflegematerial	E2a
> 50 % Landschaftspflegematerial	L
> 30 % Gülle und > 50 % Landschaftspflegematerial	X1, X2
Holz	E1d, ah, a3
sonstige Biomasse	a1, a2
KWK	KWK, K09, K10, K11, K12, K, KA3
Immission / Formaldehyd	i, y
innovative Technologie	t1, t2, t3, b
Gasaufbereitung	G1, G2, G3

*: in den Spezifikationen der Vergütungskategorien wird in „weitere Kriterien“ z.T. „Gülle“ explizit ausgewiesen

Die beispielhafte Vergütungskategorie BiK81M1bKA3y07 beinhaltet neben dem Formaldehyd- (y), KWK- (KA3) und Technologiebonus (b) ebenfalls den Bonus für den unterjährigen Einsatz von mindestens 30 % Gülle (M1), so dass die zugeordnete Strommenge unter diesen Randbedingungen in der EE-Anlage produziert wurde. Die letzten Ziffern zeigen das Inbetriebnahmejahr (hier: 07 für 2007) an. Die Ziffern (81) nach der Energieträgerkennung und Kategorie (BiK) verweisen auf den relevanten Paragraphen innerhalb des gültigen EEGs.

Die hier dargestellten Daten und Ergebnisse beziehen sich auf Jahreswerte für 2019. Der modulare Aufbau des Python-Skriptes ermöglicht die Nutzung auch anderweitiger Jahresdaten sowie die Analyse beliebiger dezidierter PLZ-Gebiete.

Die Python-Applikation erzeugt neben ortsgenauen Daten zudem kumulierte Analyseergebnisse auf PLZ-Ebene, so dass diese u.a. in Geoinformationssystemen als Daten Verwendung finden können. Hier wurde QGIS als freies Open-Source-Geographisches-Informationssystem zur Darstellung entsprechender Visualisierungen verwendet. Die weiteren Darstellungen beschränken sich im Wesentlichen auf den erneuerbaren Energieträger Biomasse sowie in Teilen auf Solar, Wasser und Wind (an Land und auf See). Daten und Analysen über die Energieträger Deponiegas, Geothermie, Grubengas und Klärgas sind vorhanden, werden aber nicht weiter aufgeführt.

3. Ergebnisse und Diskussion

Ergebnis der Auswertung sind Energieträger-spezifische Datensätze, die für jede EE-Anlage sowohl Anlagenstamm- als auch Bewegungsdaten inkl. Spezifikation der Vergütungskategorien enthalten.

Tabelle 2 zeigt neben der Anlagenanzahl und erzeugten Strommenge auch den energieträgerspezifischen Anteil der Stromerzeugung bezogen auf die gesamte EE-Energieerzeugung aller EE-Energieträger auf, die aus Anlagen aus dem EEG 2000 stammt. Für Anlagen des EEGs 2000 besteht akut die Gefahr, dass diese ohne Anschlussförderung oder alternatives Geschäftsmodell nach dem Auslaufen aus der 20 jährigen EEG-Förderung keine Perspektive zur Stromerzeugung sehen und potentiell aus der erneuerbaren Energieerzeugung aussteigen könnten.

Tabelle 2: Anzahl EE-Anlagen und ihre Stromerzeugung in DE, die sich in der Regelzone der Übertragungsnetzbetreiber befinden und eine EEG-Vergütung erhalten (Bezugsjahr: 2019)

	Anlagen-Anzahl	Strommenge in TWh	Anteil Stromerzeugung aus Anlagen im EEG 2000
Biomasse	15.534	51,6	2,7 %
Solar	1.740.454	42,3	0,3 %
Wasser	7.566	5,1	1,0 %
Wind an Land	27.974	99,8	7,6 %
Wind auf See	1.499	26,9	0 %

Dies sind in Bezug zur gesamten EE-Energieerzeugung etwa 11,6 % für EEG 2000-Anlagen und betrifft neben Windkraftanlagen an Land vorwiegend Biomasse-Anlagen.

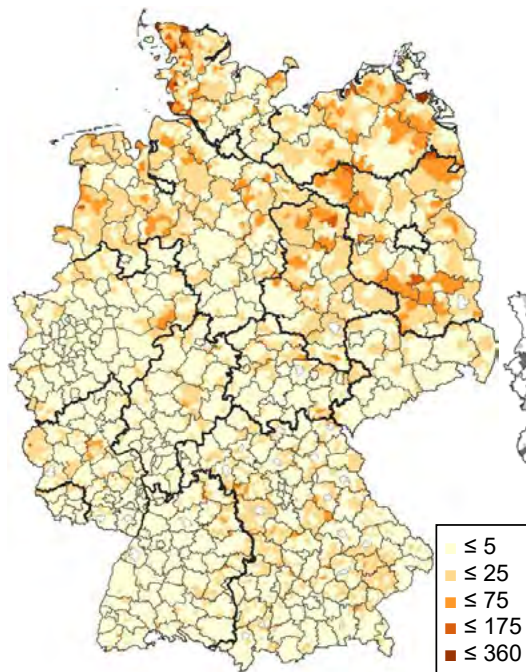


Abbildung 3: Stromerzeugung aus EE-Anlagen bezogen auf regionale Einwohnerzahl der PLZ-Gebiete in GWh/Person

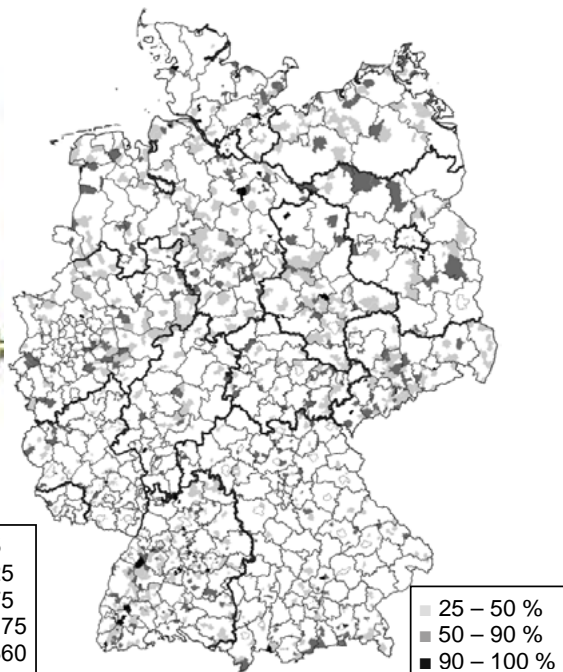


Abbildung 4: Anteil der Stromerzeugung aus Anlagen im EEG 2000 in kWh_{EEG2000}/kWh

Eine Analyse der regionalen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zeigt einen Großteil der Stromerzeugung je Einwohner im Norden Deutschlands sowie Ostdeutschland (Abbildung 3). Die Einwohnerbezogene Stromerzeugung ist besonders in den dicht besiedelten Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg vergleichsweise gering ausgeprägt.

Ein regional ausgeprägter Anteil der Stromerzeugung in Anlagen des EEGs 2000 bezogen auf die Gesamtstromerzeugung aus EE-Anlagen ist jedoch nicht zu erkennen (Abbildung 4). Fragmentiert über Deutschland sind Regionen zu erkennen, die einen hohen Anteil ihrer EE-Stromerzeugung aus EEG 2000-Anlagen generieren und damit akut Konzepte zur Anschlussnutzung dieser Anlagen nach dem Auslaufen aus der EEG-Förderung generieren sollten.

3.1 Entwicklung und Zusammensetzung der durchschnittlichen Vergütungssätze

Die Auswertung der Daten ermöglicht eine detaillierte Untersuchung der Vergütungssätze und deren Zusammensetzung.

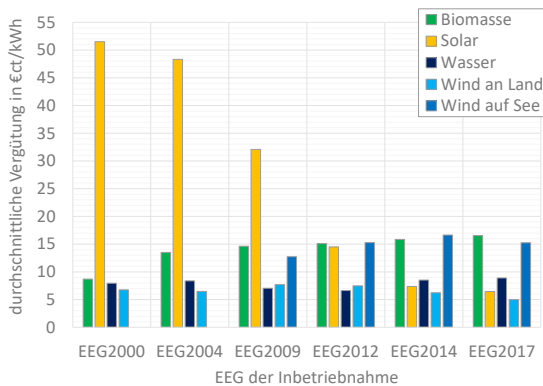


Abbildung 5: durchschnittlich gezahlte EEG-Vergütungen bezogen auf die entsprechend erzeugten Strommengen

Hinsichtlich PV-Anlagen zeigt sich eine hohe durchschnittliche Vergütung von etwa 51,5 €/ct/kWh für Anlagen, die im EEG 2000 an das Netz gingen. Für spätere Inbetriebnahmezeiten sinken erwartungsgemäß die durchschnittlichen EEG-Zahlungen, im EEG 2017 bis auf etwa 6,4 €/ct/kWh. Trotz der hohen Vergütungen in den ersten EEG zeigt sich der größte Zubau an PV-Anlagen jedoch im EEG 2009. Dies geht einher mit der Preisentwicklung gängiger PV-Module, die einer stetigen Kostenreduktion unterliegen. [8]

Eine entgegengesetzte Entwicklung lässt sich bei dem Energieträger Biomasse feststellen. Frühe Biomasse-Anlagen des EEGs 2000 erhalten – jeweils inklusive aller erzielbaren Boni - eine durchschnittliche Vergütung von etwa 8,7 €/ct/kWh, die in Richtung späterer EEG-Novellen und gegenüber der Vergütung von Biomasseanlagen im Bundesdurchschnitt von etwa 13,52 €/ct/kWh relativ gering ausfällt (Abbildung 5).

Biomassestromerzeuger leisten als nicht volatile Energieerzeuger bezogen auf ihre installierte Leistung hohe Strommengen von durchschnittlich $5.370 \text{ kWh}/(\text{kW}_{\text{el}} \cdot \text{a})$ (Abbildung 6). Auch der vorteilhafte Anlagenstandort von Windkraft auf See gegenüber Anlagen an Land wird deutlich. So liegt die durchschnittliche Stromerzeugung von Windkraft auf See bei etwa $3.450 \text{ kWh}/\text{kW}_{\text{el}}$, Windkraftanlagen an Land liegen bei etwa $1.900 \text{ kWh}/\text{kW}_{\text{el}}$. PV-Anlagen erzeugen durchschnittlich $890 \text{ kWh}/\text{kW}_{\text{el}}$. Die aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber ableitbaren spezifischen Strommengen zeigen eine gute Übereinstimmung mit den aus der Literatur bekannten Vollaststunden der jeweiligen EE-Technologien [9].

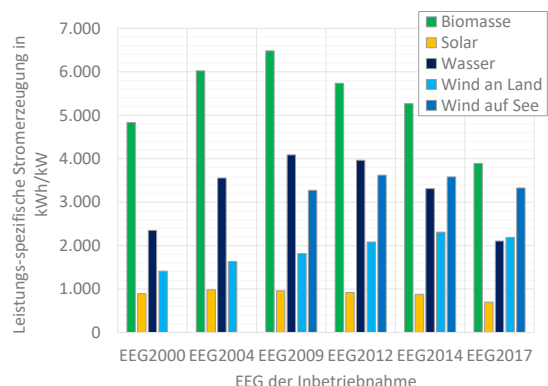


Abbildung 6: spezifischer Stromertrag der im jeweiligen EEG installierten EE Anlagen im Jahr 2019 nach Daten der Übertragungsnetzbetreiber

3.2 Stromerzeugung aus Biomasse

Eine Analyse der regionalen Stromerzeugung aus Biomasse zeigt einen Großteil der Stromerzeugung im landwirtschaftlich geprägten Norden Deutschlands sowie in Süddeutschland (Abbildung 7).

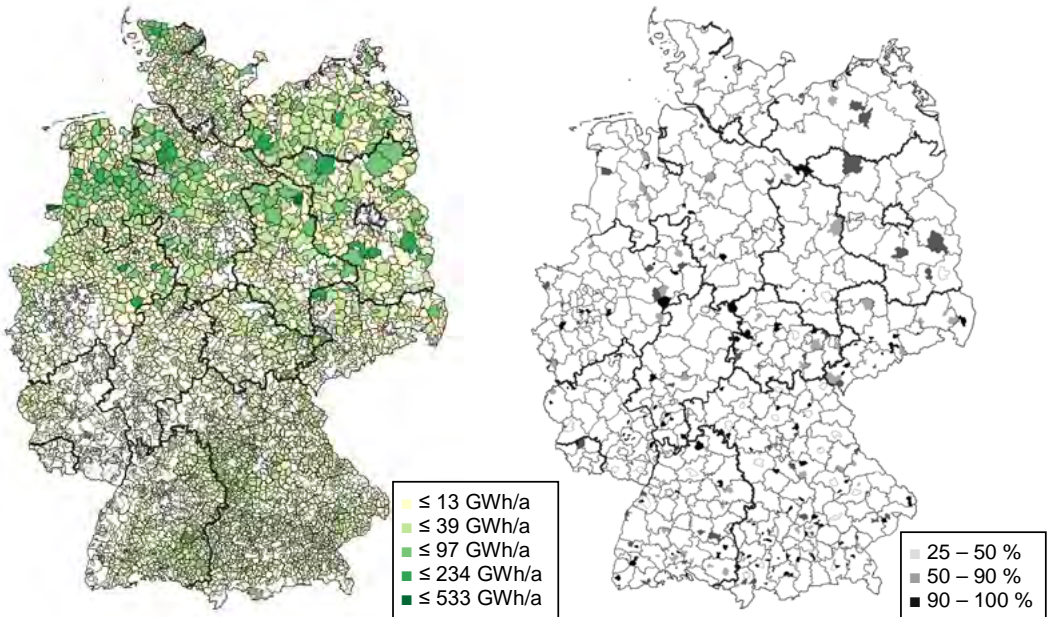


Abbildung 7: Stromerzeugung aus Biomasse in den deutschen Postleitzahlgebieten

Abbildung 8: Anteil der Biomasse-Stromerzeugung aus Anlagen im EEG 2000 bezogen auf Gesamtstromerzeugung aus Biomasse

Trotz der hohen Stromerzeugung im Norden und Süden Deutschlands ist keine regionale Verdichtung von Biomassestromerzeugung in Anlagen aus dem EEG 2000 sondern eine regional fragmentierte Verteilung erkennbar (Abbildung 8).

Stromerzeugung aus Biomasse erfolgt mit diversen Anlagentechnologien, u.a. in NawaRo-Anlagen, die zum Großteil Mais als Inputsubstrat einsetzen, Gülle-Anlagen oder Anlagen, die Landschaftspflegematerial einsetzen sowie Anlagen, in denen Holz verbrannt wird. Der Fokus der Arbeit liegt hierbei auf Biogasanlagen, die vorwiegend in landwirtschaftlicher Nutzung sind. Eine Zuordnung der Stromerzeugung zu Anlagenklassen ist daher speziell für Biomasse von Interesse, um so die unterschiedlichen Anlagenklassen zu identifizieren und ihnen spezifische Vergütungen zuschreiben zu können. Eine Analyse der Boni, unter denen eine Anlage Strom erzeugt, kann hier Aufschluss über den Anlagentyp bringen.

Tabelle 3 zeigt die in den Anlagendaten der Übertragungsnetzbetreiber (Bezugsjahr: 2019) vorkommenden Kombinationen der Boni für Stromerzeugung aus Biomasse. Nicht dargestellt sind 6.398 Anlagen, zu denen keine Boni ausgewiesen sind.

Tabelle 3: Kombination der Boni aus den Vergütungskategorien der EEG-Anlagen und eine daraus resultierende Ableitung zu Biogasanlagentypen: NawaRo, Gülle, Kofermentation NawaRo und Gülle, Landschaftspflege, Holz, sonstige Biomasse

	NawaRo				Gülle			> 30% Gülle		Landschaftspflege				Holz			sonstige Biomasse	
	E1a	E1b	E1c	G	E2b	E2c	Gülle	M1	M2	E2a	L	X1	X2	E1d	ah	a3	a1	a2
E1a	564																	
E1b	58	59																
E1c	25	26	26															
G				678														
E2b	130	18	7		173													
E2c	17	18	7		23	27												
Gülle							922											
M1				6				3.282										
M2				6				2.346	2.594									
E2a	141	21	8		28	7				213								
L								2	1		13							
X1												35						
X2								1	1			21	22					
E1d	3									1				3				
ah															8			
a3				2												18		
a1				9				8	7		2				8	16	1.093	
a2				118				183	212		2	1	1		1		43	376

Grundsätzlich lassen sich folgende Technologien beschreiben:

- NawaRo: Unter NawaRo werden im EEG Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, also Biomasse, verstanden, die in der Landwirtschaft, Forstwirtschaft oder Landschaftspflege angefallen sind und durch keine weitere Bearbeitung, bis auf Ernte, Konservierung und Bioenergienutzung aufbereitet oder verändert wurden (Anlage 2 II Nr. 1 EEG 2009). Im EEG 2009 werden diese Pflanzen in einer Positiv- und Negativliste weiter eingegrenzt.
- Gülle: Gülle beinhaltet Exkremente und/oder Urin von Nutztieren mit oder ohne Einstreu (das EEG bezieht sich auf die Definition in Anhang I Nr. 37 der EG-Hygieneverordnung 1774/2002).
- Kofermentation: beschreibt die gemeinsame Nutzung von Gülle aus der Landwirtschaft mit NawaRo.
- Landschaftspflege: Der Landschaftspflegebonus gilt für die Stromerzeugung aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen (§ 27 Abs. 4 Nr. 2, Anlage 2 Punkt VI., 2c EEG 2009).
- Holz: der Bonus gilt für Verbrennung von Holz, das nicht aus Kurzumtriebsplantagen oder der Landschaftspflege stammt, sondern bei der Durchforstung und bei der Stammholzernte als Waldrestholz oder Rinde anfällt (§ 27 Abs. 4 Nr. 2, Anlage 2 Punkt VI., 1b EEG 2009).
- Sonstige Biomasse: Nachwachsende Rohstoffe, die nicht in anaerober Vergärung, sondern anderer Nutzung zur Stromerzeugung verwendet werden, gelten im Rahmen des EEG als sonstige Biomasse. (§ 27 Abs. 4 Nr. 2, Anlage 2 Punkt VI., 1a EEG 2009)

Sonstige Biomasse kann nach EEG 2009, § 27, Abs. 3, Nr. 2 aus flüssiger Biomasse (u.a. Palmöl, Rapsöl, Sojaöl) oder auch fester Biomasse (u.a. Stroh, Spelzen) bestehen. Daher wird in der Klassifikation der Biomasseanlagen in Anlagentypen davon ausgegangen, dass die Kombination der NawaRo-Boni mit Boni aus sonstiger Biomasse zum Anlagentyp NawaRo führt. Die alleinige Nutzung der Gülle-Boni erzeugt Gülle als Biogasanlagenklasse. Die Kombination aus Gülle- und NawaRo-Bonus weist auf eine typische landwirtschaftliche Kofermentationsanlage hin. Dieser typische Anlagentyp zeigt sich ebenfalls im starken Zubau unter den EEG 2004 und 2009 (Abbildung 9). Da Anlagen mit Landschaftspflege und Holz Anlagentypen mit geringer Anlagenanzahl darstellen, werden diese nicht weiter betrachtet. Der Anlagentyp, der allein sonstige Biomasse als Inputsubstrat und Bonus nutzt, kann nicht ohne weiteres einer Verwendung und Klassifikation unterzogen werden und wird aus diesem Grunde ebenso nicht näher betrachtet.

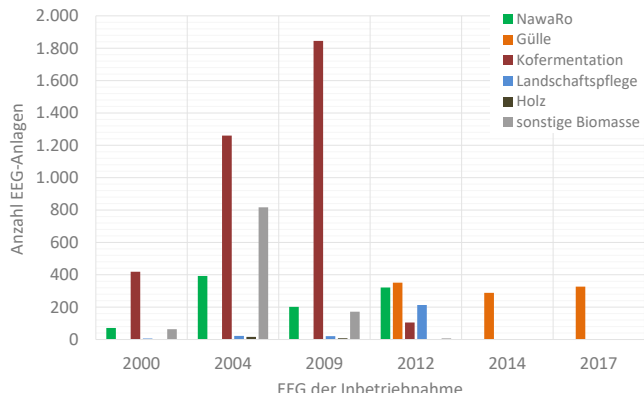


Abbildung 9: Zuordnung der Biomasse-Anlagentypen nach Boni in Vergütungskategorien der Übertragungsnetzbetreiber und dem EEG der Inbetriebnahme

Somit beschränkt sich die nachfolgende Analyse auf die wesentlichen Anlagentypen: NawaRo, Gülle und Kofermentation.

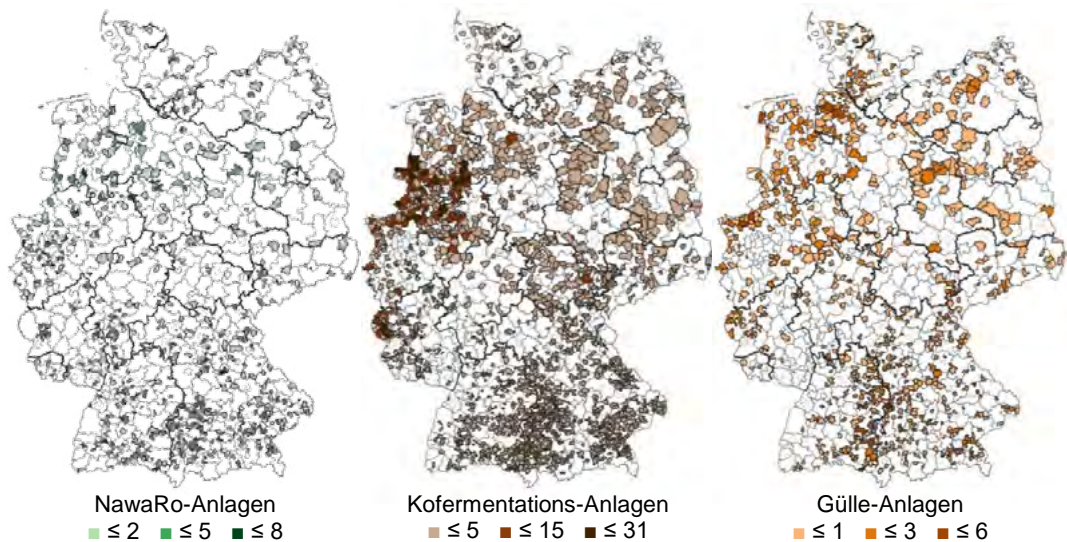


Abbildung 10: Regionales Vorkommen typischer landwirtschaftlicher Biogasanlagen: NawaRo (links), Kofermentation aus NawaRo und Gülle (Mitte), Gülle (rechts)

Der Großteil dieser Anlagentypen befindet sich im Nordwesten Deutschlands und Süddeutschland.

Ein regional verdichtetes Vorkommen von NawaRo-Anlagen ist deutschlandweit nicht zu erkennen (Abbildung 10). Dieser Anlagentyp zeigt besonders im EEG 2004 eine gegenüber den anderen Anlagentypen hohe mittlere Leistung von 500 kW, die mit dem späteren EEG abfällt (Abbildung 11). Ein Einfluss hierauf durch signifikante Variationen in der durchschnittlichen Vergütung ist nicht zu erkennen, diese liegt bei diesem Anlagentyp EEG-unabhängig bei etwa 19 €/ct/kWh.

Kofermentationsanlagen, die sowohl NawaRo als auch Wirtschaftsdünger einsetzen, sind in hoher Anzahl in der landwirtschaftlich und Tierhaltungsgeprägten Region des Nordwesten Deutschlands (Weser-Ems-Region) vorhanden. Die durchschnittliche Vergütung liegt im frühen 2000er EEG noch bei etwa 21,5 €/ct/kWh, woraufhin sowohl die Anzahl der Anlagen als auch die durchschnittliche Leistung im EEG 2004 deutlich anstieg.

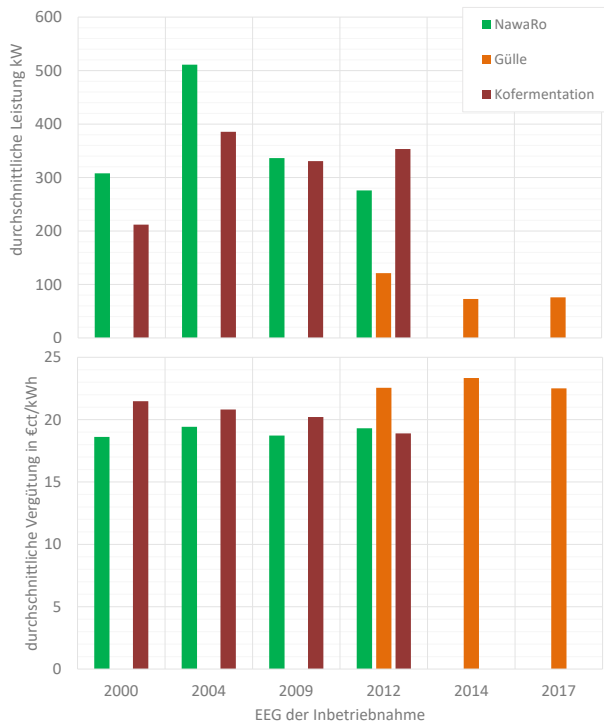


Abbildung 11: Durchschnittliche Leistung und Vergütung der Biogas-Anlagentypen NawaRo, Kofermentation und Gülle nach Daten der Übertragungsnetzbetreiber

Die besonders ab dem EEG 2014 gebauten Gülle-Anlagen mit kleiner Leistung zeigen eine relativ hohe durchschnittliche Vergütung von ca. 22,8 €/ct/kWh und sind in großer Anzahl in Norddeutschland (östlich des Jadebusen) und Süddeutschland (an der Grenze von Baden-Württemberg und Bayern) vorhanden. Dieser Anlagentyp erzeugt jedoch neben Strom keine anderweitige Nutzwärme, die zu einem KWK-Bonus führen würde (Abbildung 12).

Besonders auffällig ist der hohe Anteil der Stromerzeugung in NawaRo- und Kofermentations-Anlagen, der mit einem KWK-Bonus versehen ist und weit über dem Bundesdurchschnitt aller Biomasse-Anlagen von 11,7 % liegt.

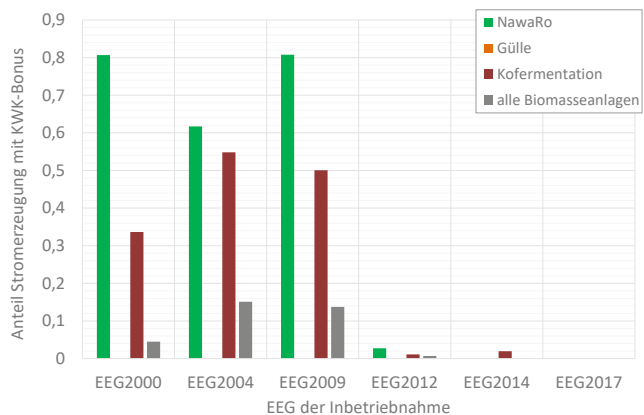


Abbildung 12: Anteil Stromerzeugung mit KWK-Bonus für Biogas-Anlagentypen NawaRo, Kofermentation und Gülle

4. Fazit

Auf Basis öffentlich zugänglicher Daten der Übertragungsnetzbetreiber konnte eine Auswertung durchgeführt werden, die für jede EE-Anlage neben der Anlageninstallation (u.a. Ort, installierte Leistung, Inbetriebnahme) auch die Anlagenutzung (u.a. erzeugte Strommenge, EEG-Vergütung, zugrundeliegende Vergütungskriterien) ermittelt. Diese ortsgenauen Informationen können beliebig regional kumuliert dargestellt werden (hier: Postleitzahl-Gebiete), um bundesweite Auswertungen über EE-Anlagen erstellen zu können.

Hinsichtlich Biomasse als EE-Energieträger konnte eine Systematik auf Basis der verwendeten Boni entwickelt werden, die zu einer Anlagentypenklassifikation von Biogasanlagen führte. Die typischen Biogasanlagentypen NawaRo, Kofermentation und Gülle können so systematisch verortet und hinsichtlich diverser Kennzahlen analysiert und miteinander verglichen werden.

Diese Untersuchung ermöglicht es regionale Schwerpunkte beispielsweise für die Entwicklung von Post-EEG-Geschäftsmodellen zu identifizieren. Durch eine Gegenüberstellung mit den regionalen Potenzialen können für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien besonders geeignete Regionen identifiziert werden.

Eine Übertragbarkeit dieser Methodik auf beliebige PLZ-Regionen und Jahresdaten als Datenbasis ist durch ein modular aufgebautes Python-Skript sichergestellt. Für die hier gezeigte Arbeit wurden Daten der ÜNB aus 2019 verwendet, neuere Daten sind ebenso auswertbar.

5. Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH: Netztransparenz. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/>.
- [2] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil I Nr. 40: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich: EEG 2004, 2004.
- [3] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2012 Teil I Nr. 38: Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien: EEG 2012, 2012.
- [4] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften: EEG 2009, 2008.
- [5] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49: Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: EEG 2017, 2017.
- [6] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014 Teil I Nr. 33: Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts: EEG 2014, 2014.
- [7] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG): EEG 2000, 2000.
- [8] Dr. Harry Wirth, Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de
- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Jahresvolllaststunden 2019/2020: Gesamte Elektrizitätswirtschaft, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2019_2020_o_online_jaehrlich_Ba_31032021.pdf

Der Raspberry-Pi als Datenlogger Monitoring eines Systems zur Wärmerückgewinnung aus Dampfcondensat

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

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

Abstract

In der vorliegenden Arbeit werden die Ergebnisse der Zusammenarbeit des Helios Klinikum im Vogtland, der Firma isotech Gebäudetechnik und dem Institut für Wasser- und Energiemanagement der Hochschule Hof vorgestellt. Im Rahmen des Projektes wurde im Betrachtungszeitraum August 2020 eine Anlage zur Wärmerückgewinnung aus Dampfcondensat messtechnisch untersucht.

Auf den folgenden Seiten werden die thermodynamischen Vorgänge und die konstruktive Umsetzung der Steam-X Anlage erläutert. Die eingesetzten Messmittel werden ausführlich beschrieben. Ein besonderer Fokus wird auf die Anwendung des Raspberry Pi in einer Industrieumgebung und den damit einhergehenden speziellen Einsatzbedingungen, gelegt. Im Abschnitt über die verwendeten Sensoren wird auf die Aufbereitung der Messsignale eingegangen.

Im 2. Kapitel werden die Messreihen für den gesamten Zeitraum August und exemplarisch für den 10. August in verschiedenen Diagrammen dargestellt und die Verläufe analysiert. Anhand der Messdaten wird das Regelverhalten der Anlage hergeleitet und Verbesserungspotenzial der Regelung aufgezeigt. Die durch den Einsatz der Steam-X Anlage eingesparte Energie wird quantifiziert und die Einsparungsrate anhand von Verbräuchen vergangener Jahre errechnet.

Abschließend werden weitere Anpassungen des Raspberry Pi an den Einsatz in Industrieumgebungen skizziert.

1. Wärmerückgewinnung aus Dampfcondensat

1.1 Motivation für die Wärmerückgewinnung

Die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist eine große Herausforderung für das Gelingen der Energiewende. Der Erste Schritt besteht in der Steigerung der Effizienz der Energiebereitstellung und die Reduzierung von Verlusten in Form von Abwärme.

Für die Wärmebereitstellung (Raumwärme, Warmwasser, sonstige Prozesswärme) wurden in Deutschland im Jahr 2017 circa 4981 PJ aufgewendet, das entspricht 53,4 % des gesamten Energieverbrauchs von Deutschland. Im gleichen Zeitraum sind in Deutschland 2596 PJ an Umwandlungsverlusten, im allgemeinen in Form von Abwärme, entstanden (BMW, 2019). Die Bundesländer versuchen mit verschiedenen Plattformen wie dem „Energieportal-sachsen“ Angebot und Nachfrage von Abwärme zu verknüpfen. Die Problemstellung ergibt sich aus der Vielzahl der zu beachtenden Parameter z.B. zeitlicher Verlauf, Temperaturniveau, Leistung, Trägerfluid sowie Standort des Energieangebots und der Nachfrage, was wiederum zu umfangreichen planerischen Aufwand, mit erhöhten finanziellen Kosten, für die Abwärmenutzung führt.

Das Helios Klinikum im Vogtland stellt eine der wichtigsten medizinischen Versorgungseinrichtungen in der Region dar. Täglich werden im Klinikum über 50 Operationen durchgeführt. Die Sterilisation der Medizintechnik erfolgt durch Autoklaven die mit Hilfe des internen Dampfnetzes versorgt werden. Im Rahmen der energetischen Sanierung der Dampfversorgung wurde im 1. Quartal 2021 eine Steam-X Anlage der Firma isotech Gebäudetechnik e.K. installiert und in Betrieb genommen.

Im Rahmen einer Feldstudie des Instituts für Wasser- und Energiemanagement (IWE) der Hochschule Hof wurde eine bilanzgestützte Bewertung der Wärmerückgewinnung durchgeführt. Auf der Grundlage

der Messdaten sollen neben der Bewertung der Effizienz der Wärmerückgewinnung potentielle Optimierungsmöglichkeiten aufgezeigt werden.

1.2 Einbindung der Steam-X in die Bestandsanlage des Klinikums

Das Dampfnetz

Die Autoklaven in der Dampfzentrale werden durch das Kesselhaus mit trockenem Dampf (Dampfgehalt=1) versorgt. Der Dampf sterilisiert die Medizintechnik unter Abgabe von Wärme und liegt anschließend als Kondensat (Dampfgehalt=0) mit 4,5 bar¹ bei 140 bis 150 °C vor.

Das Wärmeträgerfluid wird durch den Dampferzeuger in den gasförmigen Zustand überführt und steht anschließend in Dampfform für den Sterilisationsprozess wieder zur Verfügung. Die kontinuierliche Versorgung des Dampferzeugers mit Kondensat wird durch den vorgeschalteten Speisewasserbehälter sichergestellt. Neben der Versorgung des Dampferzeugers werden durch den Speisewasserbehälter Verunreinigungen abgeschieden und Zusatzwasser in den Kreislauf eingebracht. Das Kondensat liegt im Speisewasserbehälter bei leichtem Überdruck von 0,3 bar bei circa 103 °C vor.

Die Reduktion des Druckes von 4,5 bar nach den Autoklaven auf 0,3 bar im Speisewasserbehälter führt zur Entstehung von Brühdampf. Damit der Kreisprozess nicht zum Erliegen kommt muss dieser Dampf aus dem System abgeführt werden. Klassisch geht der Dampf „über Dach“, die enthaltene Energie wird an die Umgebung abgegeben und ist verloren.

Mit Hilfe der Steam-X Wärmerückgewinnungstechnologie soll die enthaltene Energie, des entstehenden Brühdampfes, verwendet werden, um nachgelagerte Prozesse mit Wärme zu versorgen. In der Abbildung 1 ist das Schema der Steam-X mit Anschlüssen zum Dampfnetz und der Trinkwassererwärmung dargestellt. Das Kondensat wird in das Entspannungsgefäß eingeleitet und auf circa 1 bar Überdruck entspannt. Der entstehende Brühdampf besitzt eine Temperatur von 105 °C und wird in einen 2000 l Pufferspeicher geleitet. Über einen Wendelwärmeübertrager wird die Wärme an den Pufferspeicher übergeben und der Dampf kondensiert. Das entstandene Kondensat aus dem Brühdampf wird anschließend mit dem Kondensat aus dem Entspannungsgefäß dem Kondensatrücklauf zugeführt und zum Speisewasserbehälter geleitet

Warmwasserbereitstellung

Die Pufferspeicher der Steam-X Anlage geben die Wärme an die Warmwasserbereitstellung (WWB) im Haus 5 ab und reduzieren die, in Form von Erdgas, eingesetzte Energie zur WWB. In der Abbildung 3 ist ein Fließschema aus der Gebäudeleittechnik (GLT) des Klinikums dargestellt. Die Beladung (Erwärmung) der Pufferspeicher wird über das Stellventil (S2) geregelt. Wenn die Speichertemperatur unter 80 °C liegt, wird das Ventil geöffnet. Liegt die Speichertemperatur über 90 °C wird das Ventil geschlossen. Der Temperaturbereich zwischen 80 und 90 °C dient als Hysterese in der das Stellventil seine Position beibehält. Mit der Hysterese wird ein zu häufiges Umschalten zwischen geöffneten und geschlossenen Zustand vermieden.

Die Entladung (Abkühlung) der Pufferspeicher erfolgt über die Umwälzpumpe (P1), die die Wärme an die WWB weiterleitet. Die Pumpe wird gestartet, wenn die Speichertemperatur über 80 °C liegt. Sie wird abgeschaltet, sobald die Temperatur im Speicher unter 70 °C fällt. Die Temperatur dazwischen dient wieder als Hysterese.

Das Mischventil (S1) dient der Einstellung der Vorlauftemperatur auf die Solltemperatur von 70 °C. Ohne das Mischventil könnten sich die nachgelagerten Systeme unzulässig stark erwärmen, wenn die Speichertemperatur über 70 °C liegt. Die Einschaltbedingung sind die gleichen wie bei der Umwälzpumpe (P1).

¹ Alle Druckangaben werden relativ gegenüber des Umgebungsdrucks (ca. 1,013 bar = 1,013·10⁵ Pa) angegeben.

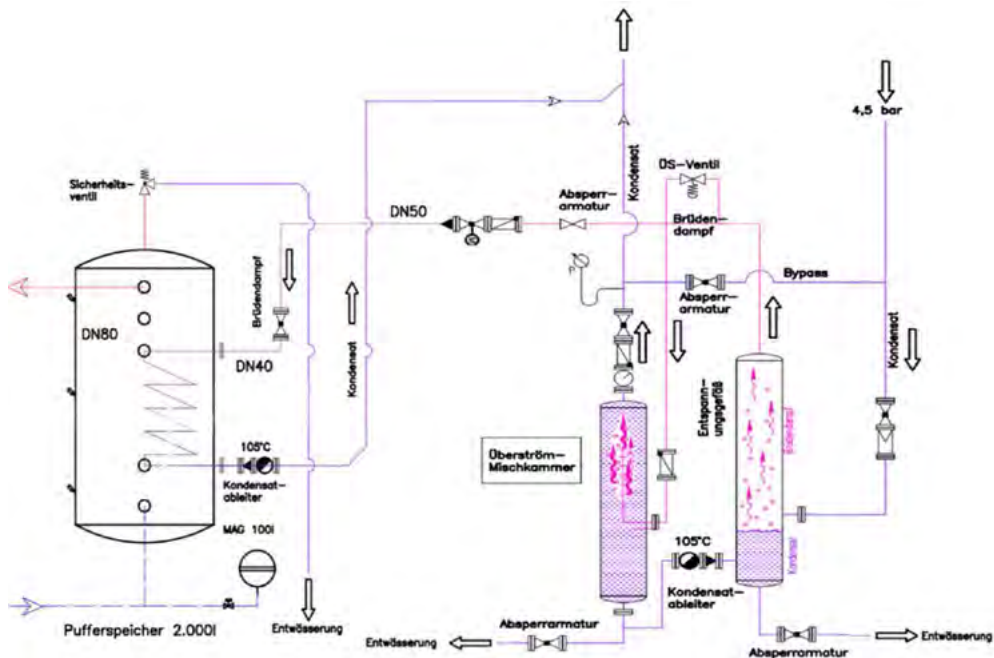


Abbildung 1 Schema Wärmerückgewinnungsanlage Steam-X (e.K. isotech Gebäudetechnik;, 2021)

1.3 Thermodynamischer Vorgang und konstruktive Umsetzung

Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erläutert ist eine Druckreduzierung im Kondensatrücklauf des Dampfnetzes konstruktionsbedingt nötig. Mit Hilfe des T-S Diagramms in Abbildung 2 lässt sich der ablaufende thermodynamische Vorgang darstellen. Der Punkt 1 stellt den Zustand dar, nachdem der Dampf die Wärmeenergie in den Autoklaven abgegeben hat und vollständig kondensiert ist. Das Kondensat wird im Entspannungsgefäß von Punkt 1 auf Punkt 2 entspannt. In Annäherung wird an dieser Stelle von einer adiabatischen Zustandsänderung ausgegangen. Nach der Entspannung des Kondensats und ohne Abgabe von Wärme an die Umgebung versucht das System einen Gleichgewichtszustand zu erreichen. Die „überschüssige“ Energie führt dazu, dass ein Teil des Kondensats in den gasförmigen Zustand übergeht und als sogenannter Brüddampf vorliegt, vgl. dazu Punkt D in Abbildung 2. Die Energiebilanz des Entspannungs Vorgangs zeigt folgende Gleichung:

$$E_1 = E_2 + E_D \quad (1)$$

Für die Bestimmung des verdampften Fluidanteils werden die Energietherme der Gleichung 1 durch das Produkt aus Masse und Enthalpie ersetzt.

$$m_1 \cdot h_1 = m_2 \cdot h_2 + m_D \cdot h_D \quad (2)$$

Die Enthalpien können der Nassdampftabelle für Wasser entnommen werden und ergeben sich aus Druck und dem Dampfanteil des jeweiligen Zustandspunktes. Die Massenbilanz des Vorgangs wird in der folgenden Gleichung 3 dargestellt.

$$m_1 = m_2 + m_D \quad (3)$$

Nach umstellen der Gleichung 3, einsetzen in Gleichung 2 und umstellen des Ergebnisses nach der Masse des Dampfes ergibt sich folgende Gleichung:

$$m_D = m_1 \cdot \frac{h_1 - h_2}{h_D - h_2} \quad (4)$$

Die Anlage wird mit 800 kg Kondensat pro Stunde durch das vorgelagerte Dampfnetz versorgt. Mit Hilfe der Gleichung 4 und dem gewählten Druckverhältnis ergibt sich daraus 72,82 kg Dampf pro Stunde, was circa 9,1 % der Gesamtmasse entspricht.

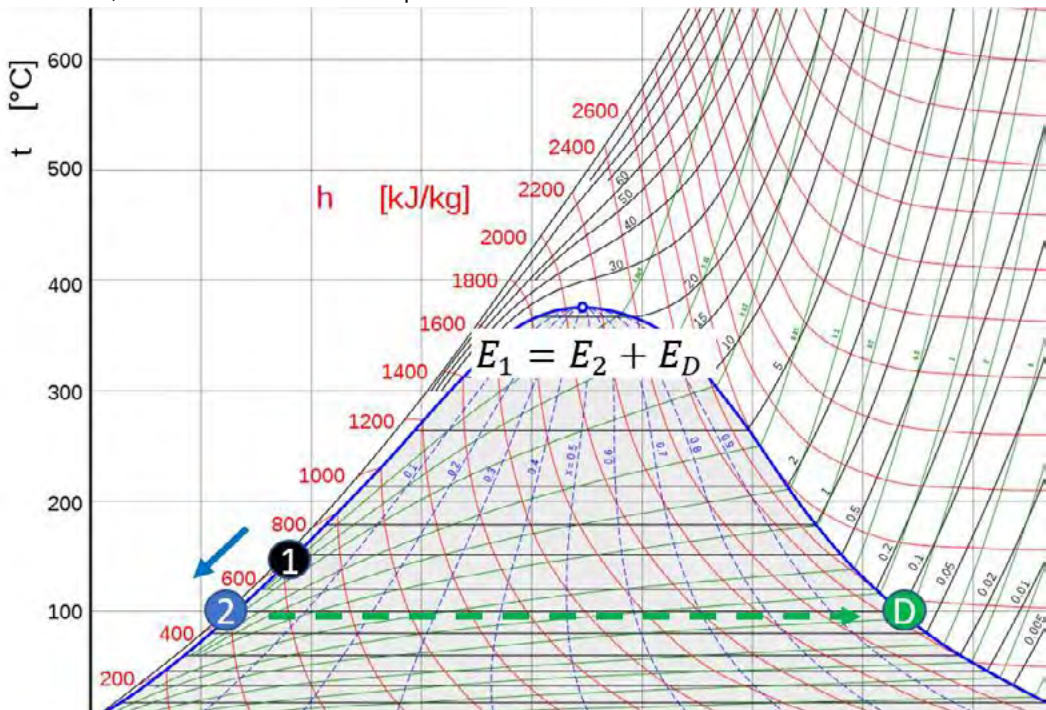


Abbildung 2 Darstellung des Entspannungsprozesses im T-S Diagramm von Wasser

Der entstehende Brühdampf wird aus dem Entspannungsgefäß in den Wendelwärmetauscher des Pufferspeichers geführt und gibt die Wärme an das Speichermedium ab. Um sicherzustellen, dass der Dampf unabhängig von Speichertemperatur und Dampfmassenstrom vollständig kondensiert befindet sich nach dem Pufferspeicher ein Kondensatableiter. Der Kondensatableiter regelt den Massenstrom mit Hilfe eines Schwimmers. Wird der Schwimmkörper von einem Medium geringer Dichte (Dampf) umgeben, ist der Abfluss verschlossen, ist die Dichte erhöht (Kondensat) wird der Abfluss geöffnet und das Kondensat zum Speisewasserbehälter geführt.

Die Funktion der Überstrommischkammer ist abhängig von dem Betriebszustand der Anlage. Kann der Brühdampf die Wärme an die Pufferspeicher abgeben, kondensiert dieser, der Kondensatableiter öffnet und der Druck in der Anlage bleibt konstant. In diesem Betriebszustand wird das nicht verdampfte Kondensat aus dem Entspannungsgefäß durch die Überstrommischkammer zum Speisewasserbehälter geführt.

Wenn der Brühdampf die Wärme nicht an die Pufferspeicher abgeben kann, öffnet der Kondensatableiter nicht und der Druck in der Anlage steigt. Das installierte Überströmventil verhindert ein Ansteigen des Drucks über einen Schwellwert von 1,2 bar und damit mögliche Schäden in der nachgelagerten Anlage. Der Dampf der über das Überströmventil abgeleitet wird, wird in der Überstrommischkammer mit dem Kondensat aus dem Entspannungsgefäß vermischt. Der entstehende

Nassdampf liegt bei 1,2 bar vor, ist für das nachgelagerte System unbedenklich und wird zum Speisewasserbehälter weitergeleitet.

2. Monitoring der Wärmerückgewinnung

Wie in dem vorangegangenen Kapitel aufgezeigt, wurde die Steam-X Anlage in das Dampfnetz und die Warmwasserbereitstellung im Haus 5 installiert. Für die Bewertung der Funktionsfähigkeit und der Effizienz der Wärmerückgewinnung sollen in diesem Kapitel die installierte Messtechnik vorgestellt sowie die Messwerte für den August 2020 analysiert werden.

2.1 Messtechnik und Datenerfassung

Die Abbildung 3 stellt ein vereinfachtes Schema der Steam-X Anlage mit den benötigten Komponenten, der Verrohrung und der Einbindung in die Netze des Klinikums dar. Die Regelung der Anlage erfolgt durch die Gebäudeleittechnik des Klinikums und wird im Abschnitt 1.2. kurz erläutert. Die Messdaten aus der GLT wurden für die Bewertung des Systems durch das Klinikum zur Verfügung gestellt. Ergänzend zu den Temperatursensoren der GLT wurden weitere Sensoren im Dampf- und Wassersystem durch das Institut für Wasser- und Energiemanagement installiert.

Folgende Sensoren wurden für das Monitoring installiert (vgl. dazu Abbildung 3)

- Temperatursensoren im Vor- (T VL) und Rücklauf (T RL) der Anschlüsse zu der WWB
- Temperatursensor (T K) im Anschluss an die Kondensatleitung
- Drucksensoren vor (D1) und nach (D2) dem Entspannungsgefäß
- Volumenstromsensoren im Anschluss der WWB (V1) und der Kondensatleitung (V2)

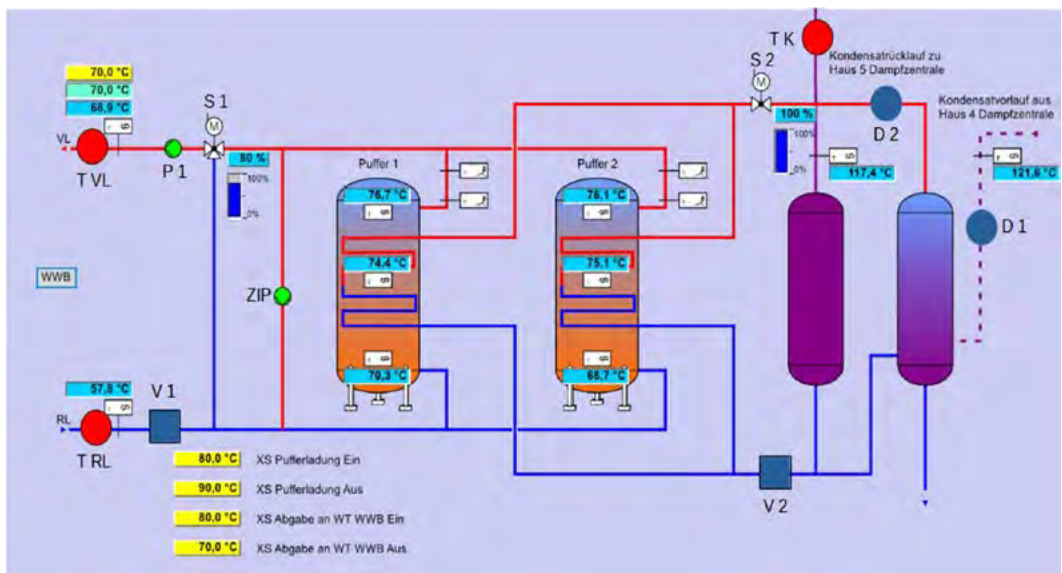


Abbildung 3 Fließschema der Steam-X Anlage aus der GLT des Klinikums

Messwertaufnahme – Datenlogger Raspberry Pi

Für die Realisierung der Messwertaufnahme wurde ein Raspberry Pi 4B gewählt. Er vereint einen geringen Kostenaufwand mit einer kleinen Bauform, besitzt verschiedenste Schnittstellen und kann individuell an die Aufgabenstellung angepasst werden.

Das IWE konnte bereits in vorangegangenen Projekten Erfahrung mit dem Raspberry Pi im Laboreinsatz aufbauen und hat im Rahmen der RET.CON 2021 die grundlegenden Erkenntnisse veröffentlicht (Dölz & Schlosser, 2021). Neben der Bewertung der Wärmerückgewinnung auf der Grundlage der aufgenommenen Messwerte, sollen mit dem Einsatz des Raspberry Pi als Datenlogger im Klinikum die vorliegenden Erfahrungen aus dem Laboreinsatz in den Industriesektor überführt werden.

Folgende Schwerpunkte wurden für den Einsatz im Industriesektor definiert:

- Schutz gegen Fremdkörper und Wasser
- Lauffähigkeit
- Datennutzung

Die Abbildung 4 zeigt den Raspberry Pi 4 B mit seinen Anschlüssen. Für den Einsatz in einer Industrieumgebung ist der offene chipkartengroße Einplatinencomputer nur bedingt geeignet. Für das Projekt wurde der Raspberry Pi in einem Gehäuse installiert, dass gegen Staub in schädigender Menge sowie gegen starkes Strahlwasser geschützt ist, was der Schutzart IP56 entspricht. Neben dem Datenlogger befindet sich im Schutzgehäuse eine Absicherung für das Monitoring, eine 24 V Spannungsversorgung für die Sensoren und die für die Umwandlung der Messsignale nötige Peripherie. Die Datenaufnahme in einer Industrieumgebung stellt besondere Anforderungen an die Lauffähigkeit der Messtechnik. Der Betreiber möchte so wenig Störungen in seiner Anlage haben wie möglich. Das heißt nach der Installation der Messtechnik sollte der Instandhaltungsaufwand für die Pflege der Hard- und Software so gering wie möglich ausfallen.

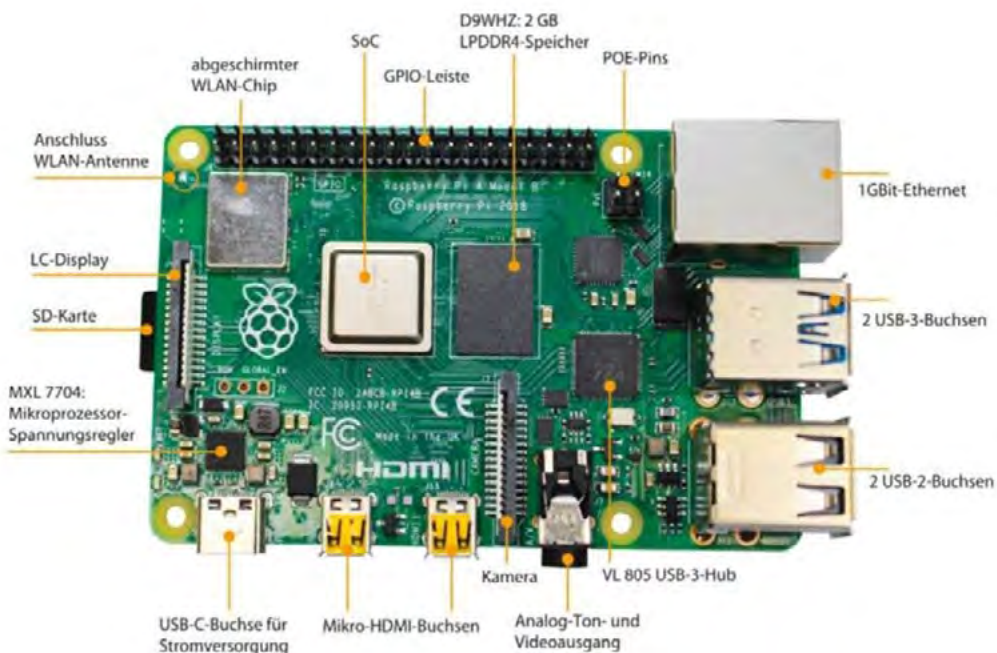


Abbildung 4 Raspberry-Pi 4 Ansicht von oben mit Beschriftung der standardmäßigen Anschlüsse (Behling, 2019)

Um die Gefahr von Softwareproblemen wie Programmabstürzen bzw. einfrieren zu minimieren und das System auf Stromausfällen vorzubereiten wurde das Tool Crontab verwendet. Crontab ist ein Programm das zu dem Betriebssystem Raspian gehört, mit dem der Raspberry Pi betrieben wird. Das Programm ermöglicht Software und Pythonscripte bei einem bestimmten Ereignis z.B. Start des Pi, zu einer bestimmten Zeit oder in definierten Zeitabständen auszuführen. Einfache sich wiederholende Funktionen wie die Abfrage und das Abspeichern von Messwerten lassen sich bequem implementieren. Gegen Programmfehler ist Crontab aufgrund der starken Verbreitung robust. Mit der automatischen Ausführung nach Systemstart ist kein manuelles Starten der Messwernerfassung nach Stromausfällen nötig.

Die Datennutzung umfasst die Verfügbarkeit und die Handhabung der Messdaten. Aufgrund der Zugangsbeschränkung einer Industrieumgebung sollten die Messdaten online verfügbar gemacht werden. Die Daten können kontinuierlich auf einen gesicherten Server geladen werden oder regelmäßig per Mail an einen Empfänger gesendet. Aufgrund der Gegebenheiten vor Ort konnte kein Zugang zum Internet hergestellt werden, was eine wöchentliche Sicherstellung der Messwerte nötig machte.

Die Messdaten werden in einem gängigen Format (csv, txt) abgespeichert und jeder Messzyklus mit einem Zeitstempel versehen. Aufgrund des kleinen Messzyklus von 1 Minute und der langen Messdauer von 1 Monat ist mit einer großen Anzahl von Messwerte zu rechnen. Für eine bessere Übersicht werden die Messwerte nach Tagen abgespeichert und die Datei mit dem jeweiligen Datum benannt.

Messwertaufnahme - Sensoren

Für das Monitoring wurden 4 unterschiedliche Sensortypen mit 3 unterschiedlichen Signalarten installiert. Für die Temperaturmessung wurde der Sensor DS18B20 gewählt. Neben einem breiten Messbereich von -55 bis 125 °C sowie einer Auflösung von 12 Bit (0,044 K) zeichnet sich der Sensor durch seine 1-Wire Kommunikation aus (Dallas Semiconductor, 2020). Dieses Kommunikationsprotokoll ermöglicht den Anschluss mehrerer Sensoren über ein Kabel, was den Aufwand und die Kosten für die Verkabelung stark reduziert. Der Anschluss an den Raspberry Pi und das Auslesen der Messwerte ist ohne zusätzliche Bauteile möglich. Für eine detaillierte Beschreibung verweisen wir an dieser Stelle auf den RET.CON Beitrag von 2021 (Dölz & Schlosser, 2021).

Auf die Messwertaufnahme der Volumenströme und der Drücke soll an dieser Stelle ausführlicher eingegangen werden. Für die Erfassung des Dampfvolumentstroms wurde ein Wortex Messgerät der Firma Krohne verwendet. Auf der Grundlage der Karman'schen Wirbelstraße lässt sich der Durchfluss von Gasen, Dämpfen und Flüssigkeiten detektieren (Krohne, OPTISWIRL 4200 Technisches Datenblatt, 2020). Die Messwernerfassung auf der Wasserseite erfolgte mit Hilfe eines magnetisch-induktiven Messwertaufnehmers (MID). In dem Messgerät wird ein Magnetfeld erzeugt, das von einer elektrisch leitfähigen Flüssigkeit durchflossen wird. In der Flüssigkeit wird eine Spannung induziert die sich proportional zur Fließgeschwindigkeit verhält (Krohne, OPTIFLUX 1000 Technisches Datenblatt, 2019). Das MID wird in Verbindung mit einem Messumformer (Krohne, IFC 050 Technisches Datenblatt, 2016) betrieben, der die Messspannung in das gewünschte Ausgangssignal umwandelt.

Das Wortex Messgerät und der Messumformer IFC 050 des MID's benötigen eine 24 V Spannungsversorgung und geben ein 4-20 mA HART-Signal aus. Das HART-Signal ist ein spezielles Kommunikationsprotokoll, bei dem einem analogen 4-20 mA Signal ein digitales Signal aufgeprägt wird. Mit dieser Methode ist es möglich neben dem Primären Messwert (Volumenstrom) zusätzliche Informationen wie (Temperatur, Druck) zu übertragen.

Die Erfassung der Drücke erfolgt mit Hilfe von Drucktransmittern oder auch Druckmessumformern. Die Sensoren geben ein Spannungssignal (0-10 V) aus, dass sich proportional zum Druck (0-6 bar) verhält. Die Druckmessumformer benötigen ebenfalls eine 24 V Spannungsversorgung.

In der Abbildung 5 ist der Verdrahtungsplan mit dem A/D-Wandler und den installierten Sensoren dargestellt. Der Raspberry Pi hat keine Schnittstelle für analoge Signale und kann nur digitale Signale verarbeiten. Die analogen Signale werden mit Hilfe des A/D-Wandlers ADS1015 in ein digitales Signal überführt. Die Kommunikation zwischen Raspberry Pi und dem ADS1015 erfolgt über eine I2C-Schnittstelle (SCL, SDA). Der A/D-Wandler besitzt eine Auflösung von 12 Bit und wird mit 3,3 V über

das Raspberry Pi versorgt. Das Eingangssignal am ADS1015 ist eine Spannung. Die maximale Messspannung richtet sich nach der Versorgungsspannung, die in diesem Fall 3,3 V beträgt.

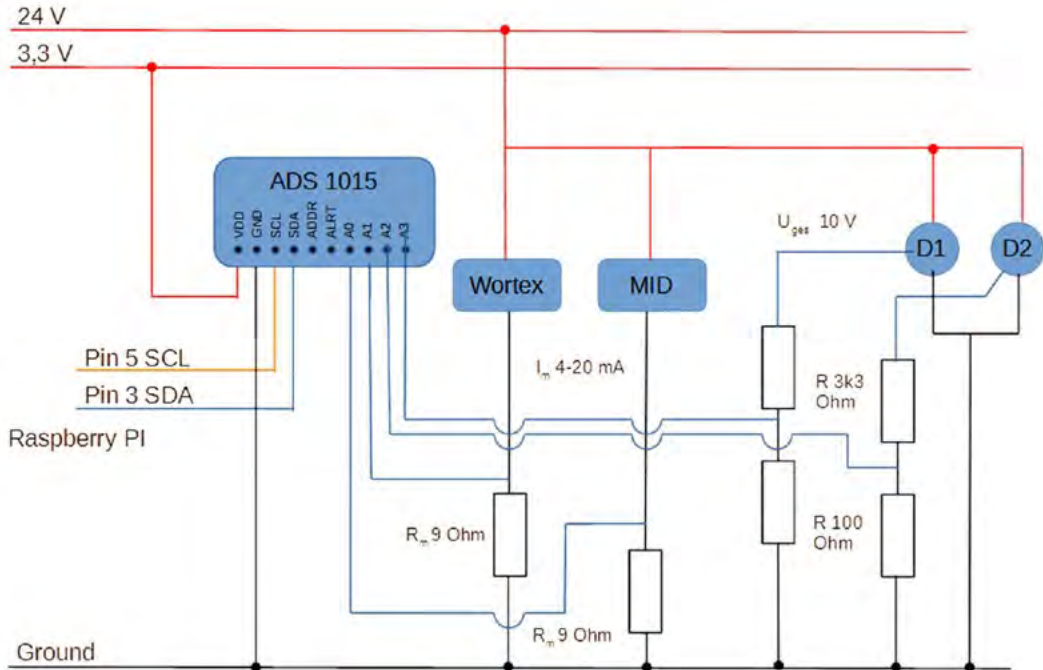


Abbildung 5 Verdrahtungsplan mit A/D-Wandler, Volumenstrom- und Drucksensoren

Wie in der Abbildung 5 dargestellt werden die Ausgangssignale der Sensoren auf das Eingangssignal des A/D-Wandlers angepasst. Das Stromsignal der Volumenstrommessgeräte wird mit Hilfe eines Messwiderstandes in ein Spannungssignal umgewandelt, siehe Gleichung 5:

$$U_m = R_m \cdot I_m \tag{5}$$

Mit dem gewählten Messwiderstand von 9 Ohm ergibt sich ein Spannungsbereich von 36 bis 180 mV. Bei Auswahl des Messwiderstandes ist darauf zu achten, dass er für die Verlustleistung ausgelegt ist und die zulässige Bürde des Sensors nicht überschritten wird.

Das Ausgangssignal der Druckmessumformer liegt bereits als Spannungssignal vor und wird über einen allgemeinen Spannungsteiler an das maximale Eingangssignal des A/D-Wandlers angepasst, vgl. dazu Gleichung 6:

$$U_m = \frac{R_2}{(R_1 + R_2)} \cdot U_{ges} = \frac{100}{(3300 + 100)} \cdot U_{ges} \tag{6}$$

Mit Hilfe des Spannungsteilers wird die Ausgangsspannung der Druckmessumformer auf eine Messspannung von 0 bis 294 mV umgewandelt.

2.2 Betrachtung des Monats August

Die Abbildung 6 zeigt im oberen Diagramm die tägliche Energie für die Dampf- und die Wasserseite für den Monat August. Da es im Zeitraum vom 1. bis 3. August zu einem Fehler in der Messwerterfassung der Volumenströme kam, sind die Messwerte für die Energie mit 0 kWh angegeben. Bis auf leichte Schwankungen sind die Tageswerte im Verlauf des Monats konstant. Eine signifikante Abweichung der

Messwerte zwischen Wochentag und Wochenende ist nicht feststellbar. In dem Zeitraum von Sonntag den 29. ab 13 Uhr bis Montag den 30. August 6 Uhr ist auf der Wasserseite kein Volumenstrom gemessen wurden. In der Folge kam es zu einem Anstieg der Speichertemperatur bis das Stellventil (S2) die Kondensatleitung geschlossen hat und die Anlage stilllegte. Der Grund für den fehlenden Volumenstrom ist nicht bekannt. Die Anlage arbeitete wie vorgesehen und nahm den Betrieb wieder auf nachdem der Pufferspeicher die Einschalttemperatur unterschritten hatte.

Das untere Diagramm in der Abbildung 6 zeigt die Verläufe der Vor- (T VL) und Rücklauf- (T RL) der Wasserseite sowie die Temperatur des Kondensats (T K). Bis auf die Anomalie am 29./30. August wiederholen sich die Verläufe täglich. Die Kondensattemperatur ist konstant und beträgt circa 118 °C. Die Wasser Vor- und Rücklauftemperaturen schwanken im Bereich von 55 bis 70 °C.

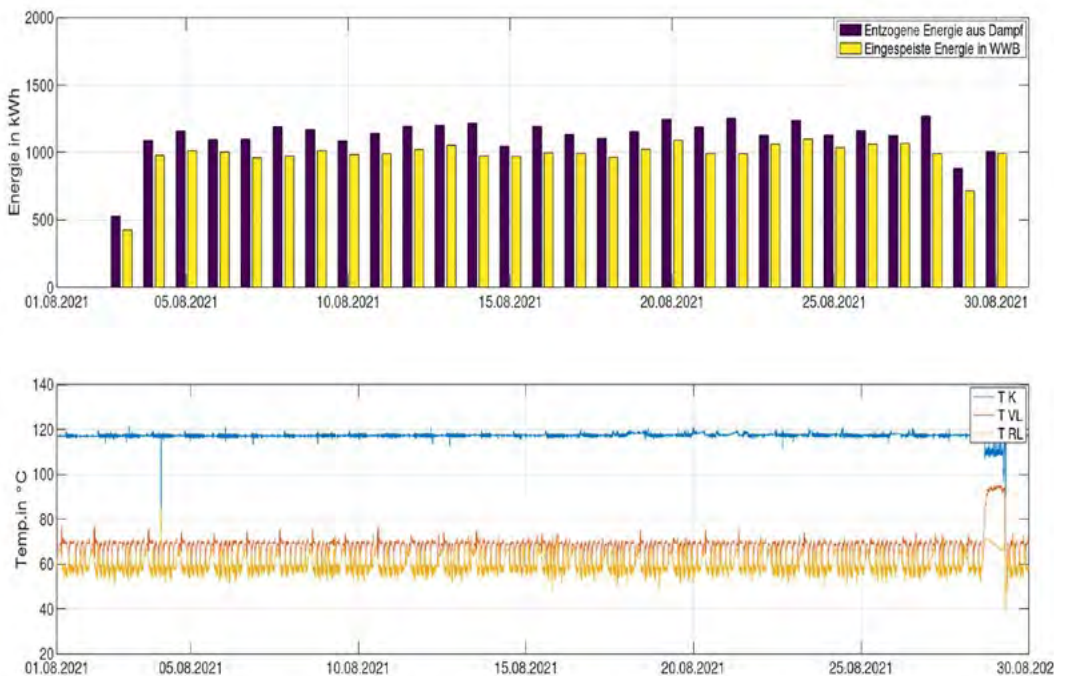


Abbildung 6 Tageswerte der Energieübertragungen, in und aus dem Pufferspeicher sowie Temperaturverläufe an den Systemanschlüssen im Zeitraum August

2.3 Betrachtung des Tagesverlaufs am Beispiel des 10. August

In der Abbildung 7 ist der Verlauf für den 10. August dargestellt. Dieser Tag wurde exemplarisch für eine detaillierte Auswertung ausgewählt. Die restlichen Tagesverläufe gleichen sich in Amplitude und Kurvenverhalten und sind nur auf der Zeitachse verschoben.

Das 1. Diagramm zeigt die Temperaturen der Pufferspeicher sowie die Position für das Mischventil (S1) und das Stellventil (S2). Für die Auswertung sind in dem Diagramm noch die Grenztemperaturen für das Mischventil (S1) hinterlegt. Die Speichertemperatur schwankt zwischen den beiden Grenztemperaturen und unterschreitet die untere Grenze gelegentlich (vgl. Abbildung 7 oberes Diagramm). Wie weiter oben beschrieben öffnet oder schließt das Mischventil (S1) bei über- oder unterschreiten der Speichertemperatur. Der Öffnungsgrad wird geregelt und stellt die Vorlauf- (T VL) auf 70 °C ein. Das Stellventil (S2) ist immer geöffnet, da die Speichertemperatur nicht über 90 °C steigt. Der Verlauf der Speichertemperaturen und die Position der Ventile lässt auf folgenden Punkte schließen:

1. Speichertemperatur schwankt zwischen 70 und 80 °C → Die eingespeiste Leistung auf der Wasserseite ist größer als die entzogene Leistung auf der Dampfseite
2. Stellventil (S2) immer geöffnet → Der Dampfseite wird dauerhaft Energie entzogen
3. Der Be- und Entladungszyklus der Pufferspeicher hat eine Zeitdauer von 3 bis 4,5 h

Das Diagramm in der Mitte zeigt den Verlauf der Wasser Vor- (T VL) und Rücklauftemperaturen (T RL) sowie der Temperatur des Kondensats (T K). Der Verlauf der Kondensattemperatur ist über den Betrachtungszeitraum konstant und beträgt circa 118 °C. Bei der Betrachtung der Vor- und Rücklauftemperaturen können 2 Zustände unterschieden werden. Wenn das Mischventil (S1) geöffnet ist stellt sich die Vorlauftemperatur auf circa 70 °C und die Rücklauftemperatur auf ungefähr 60 °C ein.

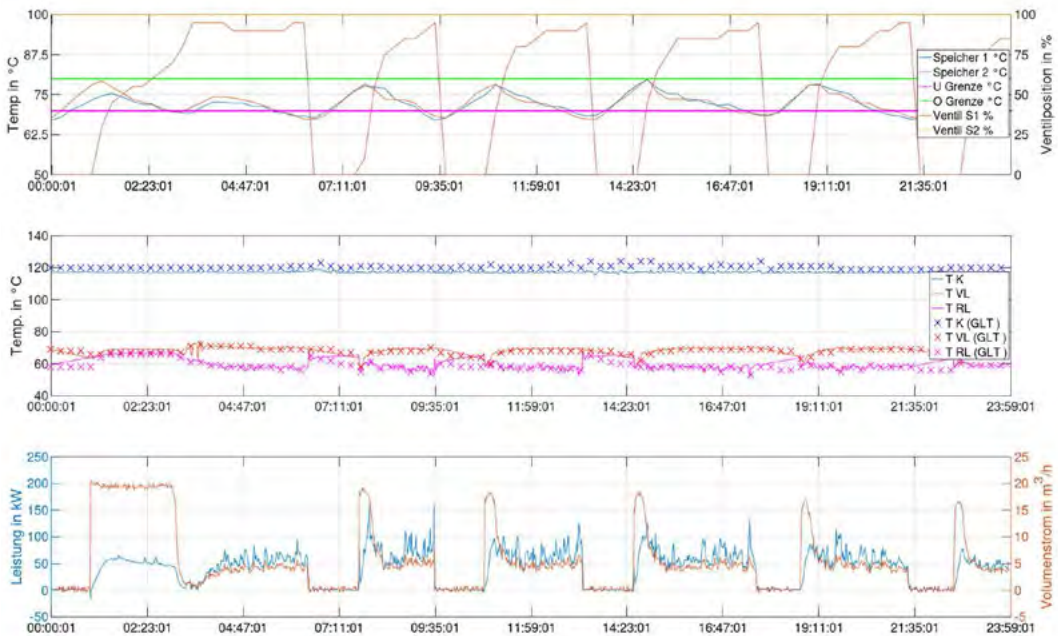


Abbildung 7 Tagesverlauf der abgeführten Leistung, der Temperatur der Fluidkreisläufe und der Speicher am 10. August 2021

Ist das Mischventil (S1) geschlossen gleichen sich die Messwerte einer mittleren Temperatur an. Die Messdaten, die durch die GLT des Klinikums aufgenommen werden, sind zum Abgleich mit X im Diagramm dargestellt. Die Abweichung sind gering, was bedeutet der Verlauf kann auch mit der reduzierten Abtastung der GLT, von circa 15 Minuten, gut nachgebildet werden.

In dem letzten Diagramm werden die Messwerte für den Volumenstrom und der Wärmeleistung der Wasserseite abgetragen. Der Verlauf stellt ein sich wiederholendes Muster dar. Wenn das Mischventil (S1) von dem geschlossenen zu dem geöffneten Zustand wechselt, steigt der Volumenstrom kurz auf Spitzenwerte von 20 m³/h an. Wenn sich die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf eingestellt hat, dann nimmt der Volumenstrom Werte zwischen 5 und 10 m³/h an.

Eine Auffälligkeit an dem Verlauf des Volumenstroms aus dem untersten Diagramm der Abbildung 7 ist der konstant hohe Volumenstrom im Zeitraum von 1 Uhr bis 3:30. In diesem Bereich arbeitet die Pumpe unter Volllast und benötigt dementsprechend viel elektrische Antriebsenergie. Eine erste Vermutung legt nahe, dass das Problem wahrscheinlich in der Regelstrategie der Pumpe liegt:

- Die Verläufe des Volumenstroms und der Position des Mischventil (S1) lassen darauf schließen, dass für die Pumpe und das Mischventil (S1) dieselben Einschaltbedingungen hinterlegt sind
- Die Verläufe der Leistung, des Volumenstroms sowie der Vor- (T VL) und Rücklauftemperaturen (T RL) lassen darauf schließen, dass der Volumenstrom der Pumpe so geregelt wird, dass die eingespeiste Leistung auf der Wasserseite circa 50 kW entspricht

Dass Problem entsteht, wenn die Temperatur im Pufferspeicher die Einschaltbedingungen erfüllt und das nachgelagerte System keine Wärme benötigt. Da die Rücklauftemperatur (T RL) der Vorlauftemperatur (T VL) sich gleichen kann die Pumpe die Leistung nicht erbringen. Dieses Phänomen lässt sich in unterschiedlich starker Ausprägung jede Nacht beobachten. Das Problem sollte sich durch das Einbeziehen der Temperatur des nachgelagerten Systems in die Regelstrategie der Pumpe lösen lassen.

2.4 Bewertung der Wärmerückgewinnung durch die Steam-X Anlage

Die Betrachtung der Messdaten wurde über 2 Zeiträume durchgeführt. Die Auswertung des Monats August ermöglicht einen Überblick und mittelt den Einfluss von Sondereffekten wie Wochentag, Wochenende, Feiertagen usw. Im Anschluss erfolgte die detaillierte Betrachtung des Tagesverlaufs mit den Messdaten vom 10. August. Die der Tabelle 1 sind die Ergebnisse der Auswertung gegenübergestellt und ermöglichen damit eine Einschätzung der Anlage.

Tabelle 1 Ergebnisse der Auswertung für den Monat August sowie den 10. August

	August ¹ 2021	10.08.21
Eingespeiste Energie in WWB [kWh]	27428,18	983,01
Entzogene Energie aus Dampf [kWh]	31418,2	1111,4
Nutzungsgrad [%]	87,3	88,45

Die entzogene Energie aus dem Brüdendampf stellt die Energie dar, die dem Kondensat durch die Steam-X Anlage entzogen werden konnte und an die Pufferspeicher abgegeben wird. Diese Energie wäre ohne die Steam-X Anlage nicht nutzbar gewesen und als Verlust „über Dach“ gegangen.

Die eingespeiste Energie in die WWB des Klinikums ist die Wärme die von den Pufferspeichern an das nachgelagerte System abgegeben wird. Durch die Steam-X Anlage muss diese Energie nicht durch die zentrale Wärmeversorgung mit Hilfe von Gaskesseln bereitgestellt werden. Das führt, bei einem angenommenen Brennwertwirkungsgrad von 95 %, zu einer Einsparung von 28871 kWh im Zeitraum August was circa 2571 Normkubikmetern² entspricht. Dies führte im August zu einer Kosteneinsparungen von 1244³ €. Im Mittel wurde im Jahr 2020, 2019, 2018 im Zeitraum August 1.197.652 kWh Erdgas im Klinikum verbraucht. Die Einsparung durch die Steam-X Anlage entspricht damit circa 2,41 % des Gesamtverbrauchs.

Der Nutzungsgrad der Anlage ist das Verhältnis von entzogener zu eingespeister Energie und kann als Grad für die Güte der Anlage betrachtet werden. Die Differenz zwischen 100 % und dem angegebenen Nutzungsgrad sind die Verluste der Anlage. Die Verluste setzen sich aus Wärmeverlusten an die Umgebung, Messfehlern der Messhardware und Verluste bei dem Flashprozess zusammen. Der Wert ist mit 87 % in Ordnung und verweist auf eine geringe Verlustrate.

¹ Die Messwerte vom 1. bis 3. August konnten nicht mit einbezogen werden.

² Brennwert 11,229 kWh(Ho)/m³Vn für das Brennwertgebiet Stadtwerke Erdgas Plauen im Zeitraum Oktober 2021

³ Kosten für Erdgas 4,31 Cent/kWh

3. Fazit und Ausblick

Mit dem durchgeführten Projekt konnte gezeigt werden, dass der Raspberry Pi sich auch für den Einsatz in einer Industrieumgebung eignet. Die Lauffähigkeit war über den Betrachtungszeitraum unter den Einsatzbedingungen gegeben. Die Datenverfügbarkeit und die Datenhandhabung weisen noch Verbesserungspotenzial auf. Die Datenverfügbarkeit war aufgrund der fehlenden Netzverbindung auf das regelmäßige sichern vor Ort beschränkt. Da die Peripheriegeräte Monitor, Maus und Tastatur benötigt wurden musste ein großer Aufwand betrieben werden. Die Formatierung der Messdaten erschwerte die anschließende Auswertung.

Um einen komfortablen Datenaustausch zu ermöglichen soll in weiteren Untersuchungen der Raspberry Pi als WLAN Hotspot konfiguriert werden. Weiterhin wird das Format der Messdaten an die Auswertung angepasst.

Das durchgeführte Monitoring der Steam-X Anlage hat gezeigt, dass die Wärmerückgewinnung funktioniert wie geplant. Die Planungsberechnungen konnten durch die Messungen bestätigt werden. Weiterhin konnte quantifiziert werden, dass im Betrachtungszeitraum circa 2571 Normkubikmetern Erdgas für die Warmwasserbereitstellung eingespart wurden. Diese Einsparung entspricht 2,4 % des Verbrauchs im Vergleichszeitraum der vorangegangenen Jahre. Mit den Messungen konnte eine Auffälligkeit in der Regelstrategie aufgezeigt und dem Betreiber übermittelt werden.

In Anschluss an die Auswertung der Messdaten wurde zwischen dem Klinikum und dem IWE vereinbart die installierte Messtechnik weiter zu nutzen und eine Langzeitmessung durchzuführen. Mit Hilfe der Langzeitmessung soll ein größerer Betrachtungszeitraum untersucht und Sondereffekte analysiert werden. Weiterhin soll überprüft werden, wie sich eine Anpassung der Regelung auf die Pumpenlaufzeit bei Nacht auswirkt. Gleichzeitig soll die Messtechnik auf ihre Stabilität, Speicherkapazität und Langlebigkeit untersucht werden.

Zusammen mit dem Hersteller der Steam-X Anlage ist geplant in einem anschließenden Projekt den Nutzungsgrad der Anlage weiter zu verbessern. Weiterhin wird eine detaillierte Untersuchung der Überströmmischkammer hinsichtlich der effizienten Vermischung von Brühdampf und Kondensat angestrebt.

Literaturverzeichnis

- Behling, H. (20. 11 2019). *Heise.de*. Abgerufen am 01. 09 2020 von <https://www.heise.de/tests/Das-kann-der-neue-Raspberry-4B-4523330.html>
- BMW. (2019). *Zahlen und Fakten Energiedaten*. BMW.
- Dallas Semiconductor. (9. 12 2020). Datasheet DS18B20 Programmable Resolution 1-Wire Digital Thermometer.
- Dölz, M., & Schlosser, T. (2021). *Der Raspberry Pi im Laboreinsatz - Möglichkeiten und Grenzen des Raspberry Pi zur Datenerfassung und Signalausgabe*. Nordhausen: RET.Con.
- e.K. isotech Gebäudetechnik. (2021). Schema X-Steam. Plauen.
- GmbH, o. G. (2021). Drucktransmitter G1/4" oder G1/2" für Über- und Unterdruck mit Normstecker (0-10V/4-20mA). Niederwiesen.
- Krohne. (09 2016). IFC 050 Technisches Datenblatt.
- Krohne. (10 2019). OPTIFLUX 1000 Technisches Datenblatt.
- Krohne. (10 2020). OPTISWIRL 4200 Technisches Datenblatt.

(NEUER) JOB? GERN.

Nachhaltig und innovativ im Bereich der Erneuerbaren Energien

RONNY JERKE

Leitwarte



*Ich schätze das menschliche
Miteinander sehr.*

Es erwarten Sie internationale
Strukturen, flexible Arbeits-
zeiten und vieles mehr.
Persönliche Eindrücke von
uns finden Sie im Film:

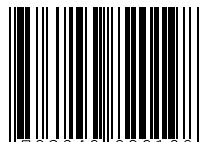


Alle Informationen auch unter
www.energiequelle.de/karriere



Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4
99734 Nordhausen

ISBN 978-3-940820-19-8



9 783940 820198