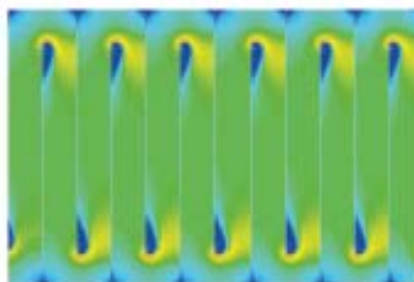




Tagungsband

6. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen
09. - 10. Februar 2023



SWE Strom Gas Wärme

SWE Wärme

Erfurter Energiemodell

Nachhaltig in die Zukunft. Das Erfurter Energiemodell findet auf jedes Szenario die richtige Antwort und bildet die Basis für eine adaptive Erweiterung und Einbindung neuer Technologien. Für eine klimaneutrale Wärme- und Stromerzeugung.

SWE Für Erfurt.

swe-energie.de/erfurter-energiemodell



Tagungsband

**6. Regenerative Energietechnik
Konferenz in Nordhausen**

9. - 10. Februar 2023

RET.Con 2023
6. 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

© 2023 by Hochschule Nordhausen
Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-940820-21-1



Inhaltsverzeichnis

Eröffnungssession

Christoph Licht Energiewende vs. Netzengpass – eine energierechtliche und ökonomische Würdigung	6
--	---

Session Kraftwerke und Kreisprozesse

Harvey Harbach, Anna Presser, Manuela Wimmer Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen "NEEWa"	11
Uwe Lenk Druckluftspeicherkraftwerk der nächsten Generation	17
Angelo Cau, Maximilian Rödder, Matthias Neef Performance Mapping of a 1 kW Organic Rankine Cycle for Teaching and Research Purposes using Design of Experiments	29

Session Wasserstoff und Biogas

Martin Hayduk, Romy Sommer, Johannes Gulden Vergleichende Bewertung von Elektrolyse- & H ₂ -Speichertechnologien zur Nutzung von Offshore-Windenergie	40
Michael Dölz, Joachim Georg Wüning, Tobias Plessing Anforderung an einen Leistungsprüfstand für die Entwicklung einer Wasserstoff-Methan Brennwerttherme	46

Session Photovoltaik 1

Esther Fokuhl, Sandor Stecklum, Georg Mühlhöfer, Viktor Wesselak, Thomas Mikolajick, Daniel Philipp, Paul Gebhardt In-situ-Auflösung lichtinduzierter Degradationseffekte während Klimakammerexperimenten durch Dunkelkennlinienmonitoring	57
Christin Busch, Kerstin Wydra Erfassung der Umweltwirkungen einer Agri-PV-Anlage anhand der Ökobilanzierung	70

Session Photovoltaik 2

- Darwin Daume, Martin Scheler, S. Schnabrich, Dharmik Sojitra, Bernd Hüttl
Leistungsbestimmungen von PV-Strings unter Freifeldbedingungen 80
- Lukas Gerstenberg, Viktor Wesselak
Früherkennung von PID in CIGS Dünnschicht-PV-Modulen und der Einfluss von Wechselepotential 88
- Maximilian Schönau, Michael Nicklaus, Malte Hoernes, Robert Arndt, Bernd Hüttl, Bettina Späth, Bastian Siepchen
Untersuchungen von Störstellen an CdSeTe-PV-Zellen mithilfe der thermischen Admittanz-Spektroskopie 95

Session PtX-Technologien

- Sebastian Voswinckel, Jessica Nagamichi, Sören C. Schwuchow, Oliver Ziegler
PtL aus der Lausitz – auf dem Weg zu einer CO₂-neutralen Luftfahrt 101

Session Energiesystemmodellierung

- Fabian Bauer, Silas Aaron Selzer, Peter Bretschneider
Datenanalysemethoden zur Erhöhung der Erklärbarkeit und Optimierung von Machine Learning Modellen 118
- Kevin Kreitzer, Alexander Blinn, Henrik te Heesen
Erarbeitung von Konzepten zur Standortoptimierung und Erweiterung des technischen Konzepts am Beispiel der Projektidee "PSKW-Rio" 138
- Janik Budde, Christian Klemm, Jan N. Tockloth, Gregor Becker, Peter Vennemann
Automatisierte Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme 150

Session Energiekonzepte für Quartiere

- Rebekka Besner, Kedar Mehta, Wilfried Zörner
Umfassende Analyse geeigneter Energieversorgungstechnologien für informelle Siedlungen in Sub-Sahara Afrika 160
- Martin Hayduk, Romy Sommer, Michael Bierhoff
Potentialanalyse zur umweltverträglichen, autarken Energieversorgung kleiner Ostsee-Inseln am Beispiel der Insel Ruden 171

Session Energiekonzepte für Gebäude

- Maximilian Kampmann, Johannes Goebel, Mario Adam
Effizienzuntersuchungen an einem Wärmepumpensystem mit Schichtspeicher für Raumheizung und Trinkwarmwasser anhand von Hardware in the Loop Versuchen 176

Stefan Krause, Liesa Hübner, Peter Kaufmann Energieeffizientes Solargewächshaus für den energieautarken Fruchtanbau mittels regenerativ erzeugter Energieströme und intelligenter Verwertungs- technologie – SolGreen	189
Kerstin Wurdinger, Daniel Büchner, Oliver Mercker, Volker Lenz Biomasse-Hybridheizung: ein Beitrag zur Versorgungssicherheit	204

Energiewende vs. Netzengpass – eine energierechtliche und ökonomische Würdigung –

Dr. iur. Christoph Licht, LL.M.

Hochschule Schmalkalden, Fakultät Wirtschaftsrecht, Blechhammer 9, 98574 Schmalkalden

Abstract

Der Bedarf an autarken und effizienten Energiekonzepten gewinnt nicht nur unter Berücksichtigung volatiler Energieversorgung und derzeit explodierenden Energiepreisen zunehmend an Bedeutung, sondern auch durch die aktuelle weltpolitische Lage, mithin wegen dem Russland-Ukrainekrieg. Das menschliche und politische „(Wunsch)-Szenario“ ist die unabhängige, klimaneutrale und umweltfreundliche Gewinnung erneuerbarer Energien, deren ressourcenschonender Einsatz sowie eine möglichst flexible Speicherung. Wann sich ein solches Ziel, auch unter Zuhilfenahme von intelligenten Energiekonzepten realisieren lässt, wird sich zeigen. Jedenfalls müssen – als wesentliche Faktoren für solche Konzepte – die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zwingend mitberücksichtigt werden. Droht ein sog. „Netzengpass“, sind Netzbetreiber gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen. Auf die Fragen, welche das sind, wen sie treffen (Betroffene) und welche Rolle hierbei erneuerbare Energien spielen, wird im Folgenden kurz eingegangen.

I. Hintergrund

Die bisherige gesetzliche Regelung, die in Deutschland der Sicherstellung der Netzstabilität einerseits und der Förderung von erneuerbaren Energien (EE) bzw. der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) diene, war durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [1] und den Fördergedanken des deutschen Gesetzgebers geprägt: EE- (sowie KWK-) Anlagen genossen grundsätzlich Einspeisevorrang. Dieses System wurde im Jahre 2021 grundlegend umgestaltet. Dabei wurden die neuen Normen vollständig in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [2] eingefügt bei gleichzeitiger Streichung der Regelungen in den §§ 14 und 15 EEG und damit die Rechtsregime zu Einspeisemanagement und Redispatch in den §§ 13 ff. EnWG zusammengeführt. Ziel war die Schaffung eines einheitlichen Regimes zur Netzengpassbehebung [3]. Der Grund dafür war eine europarechtliche Regelung, die der Harmonisierung der nationalen Stromversorgungssysteme in Europa diene und auch für die Integration von EE einen weitgehenden Marktgedanken verfolgt [4]. Die neue Regelung wird häufig auch als Redispatch (2.0) bezeichnet.

II. Betroffene

Während früher (das heißt vor der letzten Reform des EEG und des EnWG im Jahre 2021) EE-Anlagen und KWK-Anlagen einem besonderen Regime nach §§ 14, 15 EEG 2017 unterlagen, hat der Gesetzgeber mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz vom 13. Mai 2019 die Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG zum 1. Oktober 2021 folgerichtig aufgehoben und die EE- und KWK-Anlagen in ein einheitliches Regime mit den konventionellen Anlagen in den neuen § 13a EnWG überführt [5]. Das hat zur Folge, dass bei einem Netzengpass nicht mehr nur konventionelle Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt (MW) sondern auch EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, auf Aufforderung des Übertragungsnetzbetreibers die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden haben (sog. Redispatch-Maßnahme).

III. Der „Netzengpass“

Auslöser für Redispatch-Maßnahmen ist ein „Netzengpass“, d. h. eine Situation, in der die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Dies ist gem. § 13 IV EnWG dann der Fall, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind. Ein weiterer Fall liegt dann vor, wenn zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

Zu Störungen in Form eines Netzausfalls kommt es in der Bundesrepublik eher seltener, da die Übertragungsnetzbetreiber durch ihre Eingriffe meist präventiv eingreifen und die Situation beherrschen können. Häufiger hingegen sind Störungen in Form von vorgelagerten Netzengpässen, bei denen es sich um eine Gefährdung im Sinne der Regelung handelt [6].

Mit Blick in die Zukunft wird es aufgrund der hohen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien noch zu erheblichen Netzengpässen gerade im Nord-Süd-Transport kommen [7]. Es wird teilweise auch behauptet, dass aufgrund des Russland-Ukrainekriegs und einer damit verbundenen Gasknappheit zukünftig vermehrt Netzengpässe auftreten werden, weil viele Verbraucher elektrische Heizgeräte als „Gasalternative“ verwenden werden. Die Regierung, Medien und sogar örtliche Netzbetreiber warnen bereits jetzt vor den Folgen, mithin dem Zusammenbruch des Stromnetzes. Um dies zu verhindern, wird der Netzbetreiber zukünftig die Anlagen noch stärker und häufiger regeln und damit in ihren Betrieb eingreifen müssen.

I. Maßnahmenkategorien und deren Rangverhältnis

1. Maßnahmen

Beim Umgang mit Netzengpässen sind Betreiber von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzen zu netzbezogenen (§ 13 I S. 1 Nr. 1 EnWG), zu marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 I S. 1 Nr. 2 EnWG) sowie zum Vorhalten zusätzlicher Reserven (§ 13 I S. 1 Nr. 3 EnWG) berechtigt [8]. Diese einzelnen Instrumente, die dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, sind nachstehend genauer zu erläutern.

Bei netzbezogenen Maßnahmen handelt es sich um netzintern wirkende Handlungen wie beispielsweise Netzschaltungen, die durch den Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf sein Elektrizitätsversorgungsnetz selbst ergriffen werden können [9]. Das bedeutet, dass z. B. Schalthandlungen im eigenen Netzgebiet einschließlich der Kuppelleitungen vorgenommen werden können, die den Lastfluss im Netz beeinflussen, welche ggf. mit benachbarten Netzbetreibern abzustimmen sind (sog. „Topologiemassnahmen“).

Marktbezogene Maßnahmen hingegen sind gem. § 13 I S. 1 Nr. 2 EnWG insb. der Einsatz von Regelenergie sowie „Redispatch“-Maßnahmen, also solche Maßnahmen, welche gezielte Veränderung der Einsatzplanung eines Kraftwerks oder einer EE- (sowie KWK-) Anlagen beinhalten, z. B. durch Regelung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug, damit keine Über- oder Unterspeisung in der Regelzone entsteht und somit die Nennfrequenz von 50 Hertz gehalten wird. Des Weiteren führt § 13 I S. 1 Nr. 2 EnWG – nicht abschließend – noch andere marktbezogene Maßnahmen auf, wie beispielsweise auch vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten sowie Informationen über Engpässe und das Management von Engpässen, wobei Regelenergie und Redispatch in der Praxis besonders häufig eingesetzt werden. Als zusätzliche Reserven kommen insb. die Netzreserve nach § 13d EnWG und die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG in Betracht.

Bei der Netzreserve halten die Übertragungsnetzbetreiber eigene Kraftwerke vor, um örtliche Netzengpässe und Spannungsschwankungen auszugleichen, die aufgrund von Strommangel auftreten. Die Kapazitätsreserve dient dazu, Leistungsbilanzdefizite auf dem deutschen Strommarkt auszugleichen [10]. Lässt sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit, wie etwa ein drohender Netzzusammenbruch, nicht mit den nach § 13 I EnWG zur Verfügung stehenden Maßnahmen abwenden, sind gemäß § 13 II EnWG Betreiber von Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzen ermächtigt und verpflichtet, sog. Notfallmaßnahmen (auch direkt) zu ergreifen. Hierzu können sämtliche Stromerzeugungen, Stromtransite und Strombezüge an die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes angepasst werden [11]. Allerdings kommt es in der Praxis selten zu derartigen Notfallmaßnahmen, da sich ein Netzengpass meist durch den Redispatch der Erzeugungsanlagen beheben lässt.

2. Rangverhältnis

Das Rangverhältnis der Netzsicherheitsmaßnahmen – also die Reihenfolge, in der Netzbetreiber die jeweiligen Maßnahmen zu ergreifen haben – bestimmt sich im Grundsatz nach der Maßnahmeneffizienz und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip [12]. Das bedeutet, dass für die Auswahlentscheidung zunächst anhand der Geeignetheit verschiedener Netzsicherheitsmaßnahmen abzustufen ist (Maßnahmeneffizienz) und dann von mehreren gleich geeigneten Maßnahmen diejenige gewählt wird, welche die Rechte Dritter am geringsten beeinträchtigt (Verhältnismäßigkeitsprinzip/ Wettbewerbsgrundsatz [13]). Daraus folgt, dass die netzbezogenen Maßnahmen vor den marktbezogenen Maßnahmen ergriffen werden müssen, da die netzbezogenen Maßnahmen nur den Netzbetreiber betreffen [14]. Aus dem Wettbewerbsgrundsatz und zudem auch aus dem Wortlaut des § 13 II EnWG („Lässt sich eine Gefährdung (...) durch Maßnahmen nach Absatz 1 nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen (...)“) folgt, dass die Notfallmaßnahmen des § 13 II EnWG nur nachrangig zu den Maßnahmen nach § 13 I EnWG angewendet werden dürfen, da die Notfallmaßnahmen die Rechte Dritter stärker belasten als die enumerativ aufgeführten Maßnahmen in § 13 I EnWG [15]. Innerhalb gleich geeigneter marktbezogener Maßnahmen räumt das Gesetz hingegen keiner Maßnahme den Vorrang ein [16]. Hier darf der Netzbetreiber insofern – unter Berücksichtigung des Diskriminierungsverbots des EnWG sowie der sich aus § 1 EnWG ergebenden Kosteneffizienz – allein und frei entscheiden, welcher Maßnahme er den Vorzug gibt. Beispielsweise begründet der Umstand, dass durch Kapazitätseinschränkungen Umsatzeinbußen für den Kraftwerks- oder EE- (sowie KWK-) Anlagenbetreiber entstehenden und eventuell anfallende Kosten nicht abgewälzt werden können, keinen Vorrang anderer marktbezogener Maßnahmen i. S. d. § 13 I Nr. 2 EnWG [17].

Speziell bei Redispatch-Maßnahmen also bei strom- und spannungsbedingter Anpassung der Wirkleistungserzeugung [18] oder des Wirkleistungsbezugs von Anlagen erhebt § 13 I S. 2 EnWG den Grundsatz der Kosteneffizienz zum entscheidenden Maßstab für die Auswahlentscheidung. Das bedeutet, dass bei mehreren gleich geeigneten Maßnahmen diejenige auszuwählen ist, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten für das Gesamtsystem verursacht [19]. Das bedeutet, dass die Maßnahmen auf beiden Seiten des Netzengpasses zusammenzunehmen bzw. in die Betrachtung einzubeziehen sind – also sowohl diejenigen Anlagen, die vor dem Engpass heruntergeregelt, als auch diejenigen Anlagen, die nach dem Engpass hochgeregelt werden müssen – und dann die insgesamt kostengünstigste Maßnahmenkombination zu wählen ist [20].

Nach § 13 I S. 3 EnWG kann der Netzbetreiber bei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung unter 100 kW, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, vom Grundsatz der Kosteneffizienz abweichen, mithin stets nachrangig regeln. Hintergrund ist, dass der Aufwand für Maßnahmen gegenüber solchen kleinen Anlagen und der Nutzen für die Engpassentlastung außer Verhältnis stehen können. Daher soll der Netzbetreiber entscheiden können, dass er solche Anlagen abweichend von § 13 I S. 2 EnWG erst dann heranzieht, wenn keine

Alternativen zur Verfügung stehen. Die Regelung ist fakultativ ausgestaltet, damit der Netzbetreiber abhängig von den in seinem Netz verfügbaren Potenzialen davon Gebrauch machen oder bei der grundsätzlichen Regelung in § 13 I S. 2 EnWG bleiben kann. Dies wahrt die in der betrieblichen Praxis der Netzbetreiber notwendige Flexibilität [21].

II. Abschaltreihenfolge und Einspeisevorrang

So ergibt sich aus dem vorstehend dargestellten Rangverhältnis im Rahmen des Redispatch 2.0 folgende Abruf- bzw. Abschaltreihenfolge [22]:

- Konventionelle Kraftwerke (§ 13a EnWG)
- Zusätzliche Reserven (§ 13 Ic EnWG)
- KWK-Anlagen
- EE-Anlagen (§ 13 Ia EnWG)
- Anlagen unter 100 kW (§ 13 I S. 3 EnWG)
- Konventionelle Must-Run-Kraftwerke (§ 13 III EnWG)
- Abregelung sämtlicher Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen (Notfallmaßnahmen nach § 13 II EnWG) [23]

Ein Einspeisevorrang für EE-Anlagen – damals noch in der EE-RL 2009 [24] und in der Energieeffizienzrichtlinie (EnEffRL 2009 [25]) explizit enthalten, durch das sog. „Winterpaket“ der EU-Kommission jedoch gestrichen – existiert nicht mehr absolut, sondern nur noch nach Maßgabe des Kostenvergleichs unter Berücksichtigung der besonderen Vorgaben in § 13 Ia EnWG [26]. Die kalkulatorischen Kosten monetarisieren also den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien [27]. Sie werden so bestimmt, dass die Wirkleistungsreduzierung der EE-Anlagen nur dann erfolgt, wenn ein Vielfaches der Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann. Für das Vielfache hat die Bundesnetzagentur aktuell einen Mindestfaktor für EE-Anlagen von 10 und für KWK-Anlagen von 5 festgelegt [28]. Das bedeutet, dass in bestimmten Fällen nun auch EE-Anlagen abgeregelt werden können, obwohl noch andere Erzeugungsanlagen am Netz sind, nämlich dann, wenn durch die Abregelung der EE-Anlagen ein Vielfaches (Mindestfaktor 10) der Abregelung von konventionellen Anlagen vermieden werden kann oder mit anderen Worten, wenn dies mit einem Zehntel der Kosten im Vergleich zu einer Abregelung von konventionellen Kraftwerken verbunden ist [29]. Die Festlegung der kalkulatorischen Kosten dient jedoch allein der Festlegung der Abschaltreihenfolge gemäß § 13 I 2 EnWG. Die Kosten sind damit eine rein fiktive Größe, die nichts mit den tatsächlichen Kosten zu tun hat [30].

Dadurch, dass der Mindestfaktor für KWK-Anlagen aktuell bei 5 liegt und insofern der Faktor für EE-Anlagen höher ist, genießen EE-Anlagen Vorrang gegenüber KWK-Anlagen.

III. Fazit

Das oben angerissene Thema zeigt, dass die Energiewende und vor allem auch das o. g. „(Wunsch)-Szenario“ immer auch die Frage der Netzsicherheit und -stabilität aufwirft. Die Umsetzung – seien die eingesetzten Technologien noch so innovativ und smart – ist immer nur so gut, wie die Leistungsfähigkeit der Energienetze. Zwar entstehen bei Netzengpässen aufgrund diverser Ausgleichszahlungen dem EE-Anlagenbetreiber aus finanzieller Sicht keine nennenswerten Nachteile. Dennoch führt die Notwendigkeit der Netzregelung dazu, dass die Erreichung des Ziels „Energiewende“ auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird, als dies aus rein bilanzieller Erzeugungsleistung der EE-Anlagen vermutet werden könnte.

[1] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066).

- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 6 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2560) geändert worden ist.
- [3] BT-Drs. 19/7375, S 86.
- [4] *Lamy/Lehnert*, in: EnWZ 2021, 208 (211).
- [5] BT-Drs. 19/7375, 51.
- [6] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 15.
- [7] Vgl. *Franzius*, in: EnWZ 2022, 302 (303); *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 18.
- [8] *de Wyl/Thole/Bartsch*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft 2021, § 17, Rn. 180
- [9] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 17.
- [10] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 25.
- [11] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 82.
- [12] OLG Düsseldorf 28.1.2015 – VI-3 Kart 347/12 (V), BeckRS 2016, 2891 Rn. 214.
- [13] Gem. den Zielen und Grundsätzen der §§ 1 und 1a EnWG ist der Strommarkt nach wettbewerblichen Grundsätzen auszugestalten.
- [14] OLG Düsseldorf 28.4.2015 – VI-3 Kart 306/12 (V), BeckRS 2015, 13422 Rn. 91.
- [15] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 30.
- [16] BGH 1.9.2020 – EnVR 7/19, BeckRS 2020, 35771 Rn. 31
- [17] BGH 1.9.2020 – EnVR 7/19, BeckRS 2020, 35771 Rn. 31
- [18] Wirkleistung ist elektr. Leistung, welche für die Umwandlung in andere Leistungen verfügbar ist“
- [19] Vgl. *Franzius*, in: EnWZ 2022, 302 (303).
- [20] BT-Drs. 19/7375, 52.
- [21] BT-Drs. 19/9027, S. 11.
- [22] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 37.
- [23] Da die tatsächlichen Kosten und kalkulatorischen Kosten der jeweiligen Erzeugungsanlagen und zusätzlichen Reserven anzusetzen sind, kann die individuelle Abrufreihenfolge jedes Netzbetreibers natürlich abweichen.
- [24] Richtlinie 2009/28/EG
- [25] Richtlinie 2012/27/EU
- [26] *Lamy/Lehnert*, in: EnWZ 2021, 208 (211).
- [27] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 42.
- [28] Die Festlegung des Mindestfaktors ist durch die Festlegung der BNetzA vom 30.11.2020 erfolgt. Darin hat die BNetzA den Faktor für EE-Anlagen auf 10 festgelegt.
- [29] *Lamy/Lehnert*, in: EnWZ 2021, 208 (211); *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 54.
- [30] *Assmann*, in: BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer, 4. Edition 2022, § 13, Rn. 61; *Lamy/Lehnert*, in: EnWZ 2021, 208 (212).

Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen „NEEWa“

Förderung der gesteigerten Nutzung erneuerbarer Energiequellen durch Einsatz von Wasserkraft in anthropogenen Wassersystemen zur Reduzierung des Ökosystemeinflusses und Erhöhung der Nachhaltigkeit

Harvey Harbach¹, Anna Presser¹, Manuela Wimmer¹

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

Abstract

Der Druck von fossilen auf erneuerbare Energiequellen umzusteigen, nimmt dauerhaft zu, der Handlungsbedarf steigt. Um weitere Schritte in die Richtung der Klimaneutralität zu schaffen, müssen daher Vorgänge und Prozesse, welche bisher mit Energie aus fossilen Ressourcen – auch aus Drittländern – abgedeckt wurden, auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Die Energie aus Wasserkraft stellt dabei trotz ihres hohen Potentials die am wenigsten eingesetzte Technologie dar. Bereits bestehende, anthropogene Systeme wie Aquakulturen oder Kanalnetze besitzen ein hohes und ökologisch unbedenkliches Energiepotential. Dieses wird bisher jedoch aufgrund mangelnden Wissens und mangelnder Forschung noch nicht ausreichend ausgenutzt. Das Projekt „NEEWa - Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen“ wurde genau zu diesem Zweck ins Leben gerufen, um Wissenstransfer zu betreiben und so das Potential von Wasserkraftanlagen in solchen Anlagen zu untersuchen.

1. Einführung

Der Aufruf nach einer zunehmenden Deckung des Energiebedarfs mit erneuerbaren Energien wird immer lauter. Insbesondere da sich die Europäische Union mit dem „Green Deal“ bis 2050 das Ziel festgesetzt hat, klimaneutral zu werden, herrscht dringender Handlungsbedarf [1]. Bis 2030 sollen die Netto-Treibhausgasemissionen dabei um mindestens 55 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Der Anteil an erneuerbaren Energien soll dabei bis 2030 im Energiemix auf 40 % angehoben werden [2].

Um dieses Ziel zu erreichen, sollen im Energiesektor zum einen Emissionen verringert werden und zum anderen die Energieabhängigkeit von Drittländern reduziert werden. Um dies in die Praxis umzusetzen, sollten mehr Systeme auf erneuerbare Energiequellen umgestellt werden.

Vor allem das Potential der Wasserkraft wird bisher nicht genügend ausgeschöpft, da hier große Hemmnisse und Wissenslücken vorliegen. Dies liegt vor allem an den negativen ökologischen Einflüssen der Wasserkraft und den damit verbundenen Umsetzungsschwierigkeiten.

Das Projekt NEEWa - Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen hat es sich als Ziel gesetzt, genau diese Wissenslücken zu schließen und die Nutzung des Potentials der Wasserkraft zu fördern.



**Abbildung 1: Rinnenanlage als anthropogenes Wassersystem zur potenziellen Erzeugung von Energie durch Wasserkraft mit reduziertem Umwelteinfluss (Forschungsprojekt NEEWa am Institut für Wasser- und Energiemanagement)
Quelle: Harvey Harbach**

2. Zielsetzung Projekt NEEWa

Das Projekt NEEWa – Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen ist ein Forschungsprojekt des Instituts für Wasser- und Energiemanagement (iwe) der Hochschule Hof, die aufgrund ihrer ökologisch-nachhaltigen Ausrichtung auch als Green-Tech Hochschule bezeichnet wird. Das Projekt wird vom Europäischen Sozialfond (ESF) mit einer Summe von 417.000 Euro gefördert und erstreckt sich über eine Projektlaufzeit von 1. Juli 2021 bis 31. Dezember 2022. Das Logo des ESF sowie des Projektes NEEWa sind in Abbildung 2 und

Abbildung 3 zu sehen.



Abbildung 2: Förderung des Netzwerkes zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen (NEEWa) an der Hochschule Hof durch den Europäischen Sozialfonds (ESF)

Ziel des Projektes ist es, in Zusammenarbeit mit regionalen Unternehmen Wissenstransfer zum Thema Wasserkraft zu betreiben und so die Nutzung von Wasserkraft zur Erzeugung von regenerativer Energie in Bayern zu fördern und auszuweiten. Um dieses Ziel zu verfolgen, wurde ein Netzwerk aus Akteuren der gesamten Wertschöpfungskette, also aus Betreibern, Projektierern, Planern sowie Herstellern von Wasserkraftanlagen gebildet. Neben den Wissenschaftlern der

Hochschule Hof sind derzeit rund 30 kleinere und mittlere Unternehmen (KMUs) aus der Region am Projekt beteiligt.

Zu den Betreibern gehören sowohl Inhaber von Teichwirtschaften und Wasserkraftanlagen als auch Mitarbeiter von Stadtwerken, Gerbereien und Gesellschafter eines Bürger-Kraftwerks. Die Anlagenbetreiber verfügen oft über eine jahrzehntelange Erfahrung. Nicht alle Betreiber besitzen bereits eine Wasserkraftanlage, erwägen jedoch deren Einsatz.

Die Kernkompetenzen der teilnehmenden Projektierer liegen vor allem im Bau und der Modernisierung von Wasserkraftanlagen und deren elektronischer Technik. Nicht selten sind sie auch selbst Betreiber von Wasserkraftanlagen und sind zusätzlich in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien tätig. Die Hälfte der bisher am Projekt teilnehmenden Projektierer ist ausschließlich regional, die andere Hälfte deutschland- und auch weltweit tätig. Die Einsatzmöglichkeiten neuer Wasserkraftanlagen sehen sie vor allem im anthropogenen Bereich wie Teichanlagen und Klärwerken, sowie in bestehenden Querverbauungen (Schleusen) und Regenrückhaltebecken.

Die Hersteller bringen das nötige Wissen über die Fertigung von Wasserkraftanlagen und sonstige dazugehörige Bereiche wie Generatorenbau, Leistungselektronik und Steuerungsbau in das Netzwerk. Auch unter den Herstellern befinden sich teilweise Betreiber von Wasserkraftanlagen.



Abbildung 3: Forschungsprojekt „NEEWa – Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen“ des Instituts für Wasser- und Energiemanagement, Hochschule Hof

Neben der Bildung des Netzwerkes wurde im Rahmen des Projektes ein Werkzeug entwickelt, welches bei der Planung hinsichtlich Modernisierung, Revitalisierung und Neubau einer Wasserkraftanlage als Unterstützung fungieren soll. Dies ist das sogenannte Entscheidungshilfe-Werkzeug, das auch ausreichend Informationen über rechtliche Rahmenbedingungen enthält. So können einem Betreiber einer Wasseranlage erste nützliche Informationen geliefert werden, welche Wasserkraftanlagentechnik bei seiner Anlage in Frage kommen kann und welche Genehmigungen dazu einzuholen sind.

3. Vorgehensweise

Um in das Projekt einzusteigen, wurden zu Beginn leitfadengestützten Interviews mit allen Teilnehmern geführt, um so zunächst die größten Hindernisse für die Wasserkraft in Deutschland zu erörtern. Zugeschnitten auf die jeweilige Teilnehmergruppe waren Fragen zu beantworten z. B. nach dem Know-how über Wasserkraftanlagen, zu Problemen und Hindernissen bei deren Planung, Bau und Einsatz sowie zu Wissensbedarf und nach den Erwartungen und Anforderungen an ein Netzwerk. Für die Auswertung der Interviews wurde die qualitative Inhaltsanalyse (strukturierende Inhaltsana-

lyse) nach Mayring angewandt.

Als Ergebnis hat sich klar abgezeichnet, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Wasserkraft, insbesondere aufgrund der oft langjährigen Genehmigungsverfahren, die größte Herausforderung darstellen. Ein weiteres Hindernis stellt das Image der Wasserkraft in der Öffentlichkeit dar, da diese oft einseitig negativ dargestellt wird. Die hohen Umweltauflagen, welche erfüllt werden müssen, sind hier auch als wichtiger Punkt zu benennen. Auch sind die Verfahren zur Genehmigung nicht einheitlich in den Bundesländern, teilweise bestehen widersprüchliche Angaben zu Voraussetzungen und ökologische Auflagen sind nicht genau definiert. Darüber hinaus wurden eine oft geringe Wirtschaftlichkeit, insbesondere bei Anlagen unter 50 kW, hohe Kosten für Gutachten und Investitionskosten und eine damit verbundene erschwerte Finanzierung als Hemmnisse und Hindernisse für Wasserkraft genannt. Während der Interviews hat sich gezeigt, dass bei einigen Mitgliedern des Netzwerkes ein erhöhter Wissensbedarf z. B. in rechtlichen Belangen aber auch bei der Technik von Wasseranlagen besteht. Diese Hindernisse gilt es durch Unterstützung des Projektes zu bewältigen und durch Wissenstransfer Wissenslücken zu schließen.

In Bezug auf die Erwartungen an das Netzwerk haben alle Teilnehmergruppen neben dem Informationsaustausch unter anderem den Wunsch geäußert das öffentliche Image der Wasserkraft objektiv und wissenschaftlicher darzustellen, auch gegenüber Behörden. Außerdem war ein wichtiger Punkt für alle Teilnehmer, mit Hilfe des Netzwerkes eine Vereinfachung und Beschleunigung der Genehmigungsverfahren zu bewirken.

Aus den Interviews ging außerdem hervor, dass durch die Modernisierung bestehender Anlagen deren Ausbeute teilweise verdoppelt werden könnte. In Hinblick auf die ökologische Verträglichkeit könne die Wasserkraft durch Modernisierung eher bestehen als durch Neubauten. Die von den Betreibern genannten Ausbauwassermengen liegen zwischen 1,5 und 2.500 l/s, wobei bedingt durch Witterung und Jahreszeit, Schwankungen auftreten. Die nutzbaren Fallhöhen liegen zwischen 1 und 35 m. Die Kombinationen aus Wassermenge und Fallhöhe fallen dabei sehr unterschiedlich aus, was wiederum den Einsatz verschiedener Techniken zur Folge hat. So sind u. a. Wasser-räder, Ossberger Turbinen sowie Kaplan- und Francisturbinen im Einsatz. Die Leistung der eingesetzten Turbinen reicht von 2 bis zu 15.000 kW. Allerdings wird die Anschaffung einer Anlage auch häufig dadurch behindert, dass für die vorhandenen Gegebenheiten (Wassermenge und/oder Fallhöhe) keine passende technische Lösung gefunden werden konnte. Die vertretenen Hersteller produzieren Francis, Kaplan, Ossberger, Pelton, Propeller und drehzahlvariable halbaxiale Turbinen sowie Wasserräder und Wasserkraftschnecken, die in Fluss-, Dotier-, Gas- und Kleinwasserkraftanlagen zum Einsatz kommen. Der Leistungsbereich dieser Anlagen liegt zwischen 0,1 kW und 5 MW bei Fallhöhen von 0,8 bis 180 m und einer minimalen Wassermenge von 8 l/s.

Nach den leitfadengestützten Interviews folgten acht Netzwerktreffen sowie drei Wissenstransferveranstaltungen, in denen zunächst die Ergebnisse der Interviews dargestellt wurden und anschließend rechtliche Themen, Perspektiven der Verwaltung oder auch die Direktvermarktung von Strom beleuchtet wurden. Zudem fand auch eine Vor-Ort-Veranstaltung in Form eines Praxistages statt. Während der Wissenstransferveranstaltungen wurde außerdem die Entwicklung des Entscheidungshilfeworkzeugs vorgestellt, welches unter anderem den Umgang mit den Genehmigungsverfahren vereinfachen soll. Die bisherigen Netzwerktreffen sowie Wissenstransferveranstaltungen sind in Tabelle 1 aufgelistet:

Tabelle 1: Netzwerktreffen und Wissenstransferveranstaltungen des Forschungsprojektes „NEEWa – Netzwerk zur Erzeugung von Energie mit Wasserkraft in bestehenden Wasseranlagen“ zur Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung aus Wasserkraft in anthropogenen Wassersystemen

Netzwerktreffen	Wissenstransferveranstaltung
1. Vorstellung der Ergebnisse der leitfadengestützten Interviews mit den Herstellern 2. Vorstellung der Ergebnisse der leitfadengestützten Interviews mit den Betreibern 3. Vorstellung der Ergebnisse der leitfadengestützten Interviews mit den Projektierern 4. Von den Rechten, Wasser zum Betrieb von Wasserkraftanlagen zu nutzen 5. Wasserkraftnutzung im Verwaltungsvollzug – Sicht der Verwaltung 6. Praxistag Wasserkraft (Vor-Ort-Veranstaltung) 7. Marktzugang – Einspeisung – Eigenverbrauch / Direktvermarktung für Strom aus Wasserkraft 8. Wasserkraft in deutscher Aquakultur – Potential, Technik und Einsatzfelder	1. Vorstellung des Entscheidungshilfe-Werkzeugs 2. NEEWa-Diskussionsforum zum Thema „Ökologie und Wasserkraft“ mit Dr. rer. nat. Manfred Holzner, Büro für Gewässerökologie und Reinhard W. Moosdorf 3. Die Rolle rechtlicher Aspekte im Entscheidungshilfe-Werkzeug

Um die Öffentlichkeitsarbeit im Rahmen des Projektes voranzutreiben und das Image der Wasserkraft zu verbessern, wurde gemeinsam mit dem bayrischen Rundfunk ein Fernsehbeitrag in zwei Wasseranlagen verfilmt und veröffentlicht. Eine der dargestellten Wasseranlagen ist eine Fischzucht, die bereits seit Jahren erfolgreich eine Wasserkraftanlage betreibt und daraus die Energie für den eigenen Betrieb bezieht. Die andere Wasseranlage ist eine Kläranlage, deren Betreiber am Einbau einer Turbine zur Energieerzeugung interessiert sind. Durch die hoch modernisierten Prozesse innerhalb der Kläranlage können die Volumenströme des gereinigten Wassers gesteuert und in größeren Volumina in kurzen Zeitintervallen abgegeben werden. Dies ermöglicht es mit diesem Anlagentyp, aber auch den traditionellen Kläranlagentypen, zum Zeitpunkt des Energiebedarfs Strom aus Wasserkraft zu erzeugen. Um genaue Aussagen treffen zu können sind hier noch weitere Untersuchungen notwendig, aber diese Praxisbeispiele verdeutlichen das große, nicht genutzte Potential solcher Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie am Ort des Verbrauchs. Und dies ohne negative Einflüsse auf die Umwelt.

Einige Mitglieder des Netzwerkes haben es außerdem ermöglicht, dass die Wissenschaftler der Hochschule Hof Messungen an deren Anlagen durchführen konnten, um das Potential dieser für eine Wasserkraftanlage zu ermitteln. Neben der Fließgeschwindigkeit, dem Volumenstrom und der Fallhöhe wurde hier auch der Pegelstand gemessen. Selbstverständlich sind je Standort Einzelfallbewertungen notwendig, doch die gewonnenen Daten können in anonymisierter Form als Grundlage dienen, um grob abzuschätzen, welche Energieversorgung theoretisch möglich sein könnte. Im Rahmen des 8. Netzwerktreffens wurde die Messmethodik den Netzwerkteilnehmern erläutert und an zwei Fallbeispielen erläutert, wie groß das jeweilige Potential einer Wasserkraftanlage, auch in Hinblick auf die Kosten, ist.

4. Fazit

Die Messungen bei den Anlagenbetreibern runden das gesamte Projekt ab und tragen gemeinsam mit der Wissensvermittlung, der Entwicklung des Entscheidungshilfwerkzeugs und der wissenschaftlichen Darstellung der Wasserkraft in der Öffentlichkeit dazu bei, die angestrebte Energiewende in Deutschland durch eine saubere Wasserkraft zu unterstützen. Insbesondere mithilfe des Entscheidungshilfe-Werkzeuges und dem gewonnenen Wissen innerhalb des Netzwerkes, ist es den Netzwerkmitgliedern und auch anderen interessierten Wasseranlagen-Betreibern nun möglich das Potential ihrer Anlagen zur Energieerzeugung abzuschätzen. Allein in Bayern gibt es über 500 Kaltwasseranlagen (Teiche/Durchfluss), die potenziell mit Wasserkraftanlagen ausgestattet werden könnten; in ganz Deutschland sind es über 1.000. Hinzu kommen deutschlandweit noch ca. 10.000 Kläranlagen. Hier besteht ein enormes Potential, dass zur umweltfreundlichen Stromerzeugung herangezogen werden könnte und derzeit noch brachliegt. Außerdem wird die Auswahl des Turbinentyps durch das Online-Tool erleichtert, genauso wie die Einschätzung zur Rentabilität der Anlage. Des Weiteren steht auch eine Herstellerdatenbank zur Verfügung, die je nach Region dabei helfen kann, den passenden Hersteller für die gewünschte Wasserkraftanlage zu finden. Das Entscheidungshilfe-Werkzeug fungiert somit als Stütze und bietet die erforderlichen Informationen zur Umsetzung, vor allem im Hinblick auf die rechtlichen Aspekte. Auch wird die mit einer Wasserkraftanlage verbundene Projektierung beleuchtet, bei der Teilaspekte wie Revitalisierung, Modernisierung, Neubau, und auch ein möglicher Inselbetrieb einer Anlage eine Rolle spielen.

5. Ausblick

Zum Abschluss des Projektes wird eine Abschlussveranstaltung im Rahmen eines Netzwerktreffens durchgeführt. Die Projektlaufzeit endet im Dezember 2022, jedoch soll das Projekt in anderer Form weitergeführt werden. Dadurch soll das wertvolle entstandene Netzwerk des Forschungsprojektes NEEWa mit den verschiedenen Teilnehmern aufrechterhalten werden. Denn neben einem bereits gestellten Forschungsantrag gingen aus dem Forschungsprojekt auch weitere Forschungsansätze hervor, welchen in Zukunft mehr Aufmerksamkeit geschenkt werden soll.

Das online verfügbare Entscheidungshilfwerkzeug steht den Nutzern und zukünftig Interessierten weiterhin zur Verfügung, auch nach Ende der Projektlaufzeit. Somit können zusätzliche Daten aktueller und potenzieller zukünftiger Nutzer von Wasserkraftanlagen generiert werden. Außerdem bietet dies die Grundlage für weitere Zusammenarbeiten. Denn auch in Zukunft soll angestrebt werden alle Möglichkeiten der Erzeugung regenerativer Energie auszunutzen. Um das Ziel der Energiewende zunehmend zu verfolgen, sollte auch das Potential der Wasserkraft vollständig ausgenutzt werden.

6. Literaturverzeichnis

[1] Europäische Union: Europäischer Grüner Deal, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de, letzter Aufruf: 31.10.2022

[2] Europäische Union: Umsetzung des europäischen Grünen Deals, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_de, letzter Aufruf: 31.10.2022

Druckluftspeicherkraftwerk der nächsten Generation

Uwe Lenk

1. Stromproduktion mit Windkraft und Sonnenlicht
2. Energiespeicherung
3. Druckluftspeicherkraftwerk
4. Druckluftspeicher mit Wärmerückgewinnung
5. Ausblick
6. Zusammenfassung
7. Literatur

1 Stromproduktion mit Windkraft und Sonnenlicht

Nach etwas mehr als 100 Tagen im Amt und unter dem Eindruck der weiteren Eskalation des Ukraine Konfliktes hat die Bundesregierung am 6. April 2022 ein Energiesofortmaßnahmenpaket („Osterpaket“) zur signifikanten Steigerung der Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vorgestellt. Mehr als 500 Seiten umfasst das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ausgearbeitete Gesetzespaket. Das Osterpaket ist die umfassendste energiepolitische Novelle seit Jahrzehnten. Aus Sicht des Gesetzgebers besteht ein überragendes öffentliches Interesse an der Nutzung regenerativer Energien, sie dienen der öffentlichen Sicherheit [1].

Für Solarenergie ist eine Steigerung der Ausbauraten auf 22 GW pro Jahr geplant. Damit würde sich im Jahr 2030 eine installierte Gesamtleistung von 215 GW zur Stromproduktion aus Sonnenlicht ergeben. Für Windkraftanlagen soll die Ausbaurrate auf 10 GW pro Jahr ansteigen. Im Jahr 2030 würde damit eine installierte Leistung von 115 GW zur Stromproduktion aus Windkraftanlagen zur Verfügung stehen.

Nach ersten Angaben vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für das Jahr 2022 beträgt die derzeitige installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 147 GW (Stand: 20. Dezember 2022). Darin sind 66 GW PV-Anlagenleistung und 66 GW an Windkraft enthalten. Bei der Windkraft sind 58 GW an Land und 8 GW auf See installiert. Die Wasserkraft leistet einen Beitrag von 6 GW. Biomasse ist mit 10 GW vertreten. Windkraft- und PV-Anlagen repräsentieren in Summe 132 GW und damit 90 % der installierten regenerativen Leistung zur Stromproduktion in Deutschland [2].

Ein Blick, auf den in der Vergangenheit erreichten, jährlichen Zubau an Windkraft- und PV-Anlagen verdeutlicht das Ambitionsniveau der angestrebten Ausbauraten (Bild 1). Im Jahr 2030 könnte damit der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf bis zu 80 Prozent ansteigen (im Jahr 2021: 41 %). Um im Jahr 2035 nahezu treibhausneutral Strom zu produzieren, müssten die hohen Ausbauraten von 22 GW für Solarstrom und 10 GW für Windstrom langfristig beibehalten werden [3].

In der letzten Dekade von 2010 bis 2020 wurden im Durchschnitt etwa 4 GW PV-Leistung und etwa 3 GW Leistung aus Windkraft pro Jahr neu installiert. Mit 8,2 GW wurde im Jahr 2012 der bisher höchste PV-Leistungszubau erreicht. Im Jahr 2013 erfolgte ein starker Rückgang. Ab dem Jahr 2018 ist wieder ein positiver Trend bei den PV-Ausbauraten zu verzeichnen. Auf Basis der 5,7 GW neu installierter PV-Anlagenleistung im Jahr 2021 ist zukünftig fast eine Vervierfachung der PV-Ausbauraten erforderlich.

Bei der Windkraftnutzung wurde im Jahr 2017 mit 7,2 GW der höchste Zubau erreicht. Danach ist ein stetiger Rückgang beim Zubau neuer Anlagen zu beobachten [4, 5]. Auf Basis der 1,7 GW neu installierter Windanlageleistung im Jahr 2021 ist zukünftig mindestens eine Verfünffachung der Windausbauraten erforderlich.

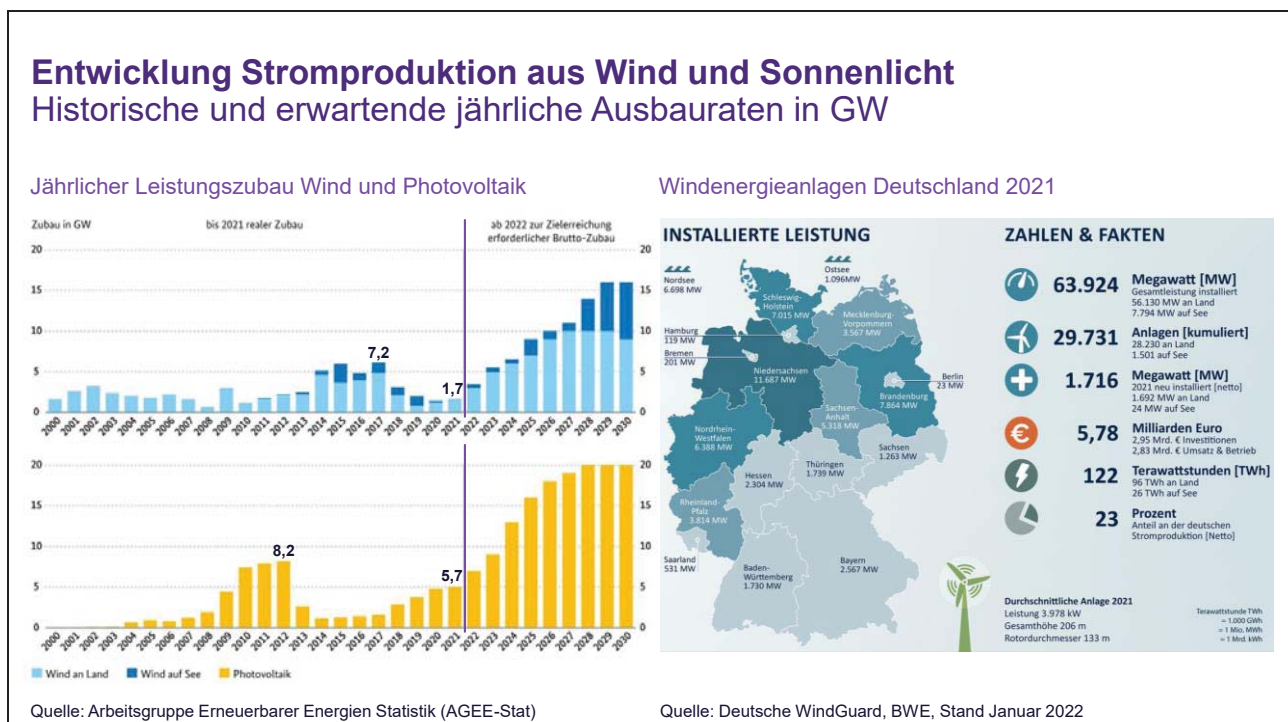


Bild1: Leistungsangebotsentwicklung von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland

Mit der angestrebten zügigen und deutlichen Steigerung des Anteils an fluktuierender Stromproduktion aus Windkraft und Sonnenlicht vergrößert sich das zeitliche Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion (Angebot) und Strombedarf (Nachfrage). Es ist ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erforderlich (Bild 2). Aktuell erfolgt dieser Ausgleich größtenteils durch die Anpassung der Einspeiseleistung von fossil befeuerten Kraftwerken. Durch die Zunahme von Teillastbetriebsstunden sowie von An- und Abfahrvorgängen steigen Brennstoffverbrauch, Emissionen und Betriebskosten dieser Anlagen. Zusätzlich führen längere Zeiten und eine steigende Anzahl suboptimaler Betriebszustände zu einem deutlich höherem Wartungs- und Instandsetzungsaufwand.

Durch den höheren Zubau an Windkraftanlagen im Norden (rechte Darstellung im Bild) und dem damit einhergehenden Stromüberschuss in Kombination mit Kraftwerksstilllegungen im Süden bei gleichzeitiger hoher Stromnachfrage im Süden und dem nur sehr langsam voranschreitenden Stromnetzausbau kommt es im deutschen Übertragungs- und Ver-

teilnetz häufig zu Netzengpässen. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber eingreifen.

Zuerst nutzt der Netzbetreiber netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie Regenergie, Countertrading, Redispatch oder abschaltbare Lasten. Als zweiten Schritt, vor der Abregelung einer Wind- oder PV-Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements, werden fossil befeuerte Kraftwerke auf ein netztechnisches erforderliches Minimum abgeregelt. Wenn diese Maßnahme nicht ausreicht, erfolgt im dritten Schritt die Abregelung der Wind- oder PV-Anlagen. Im Jahr 2021 betragen die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen rund 2,3 Mrd. Euro [6].

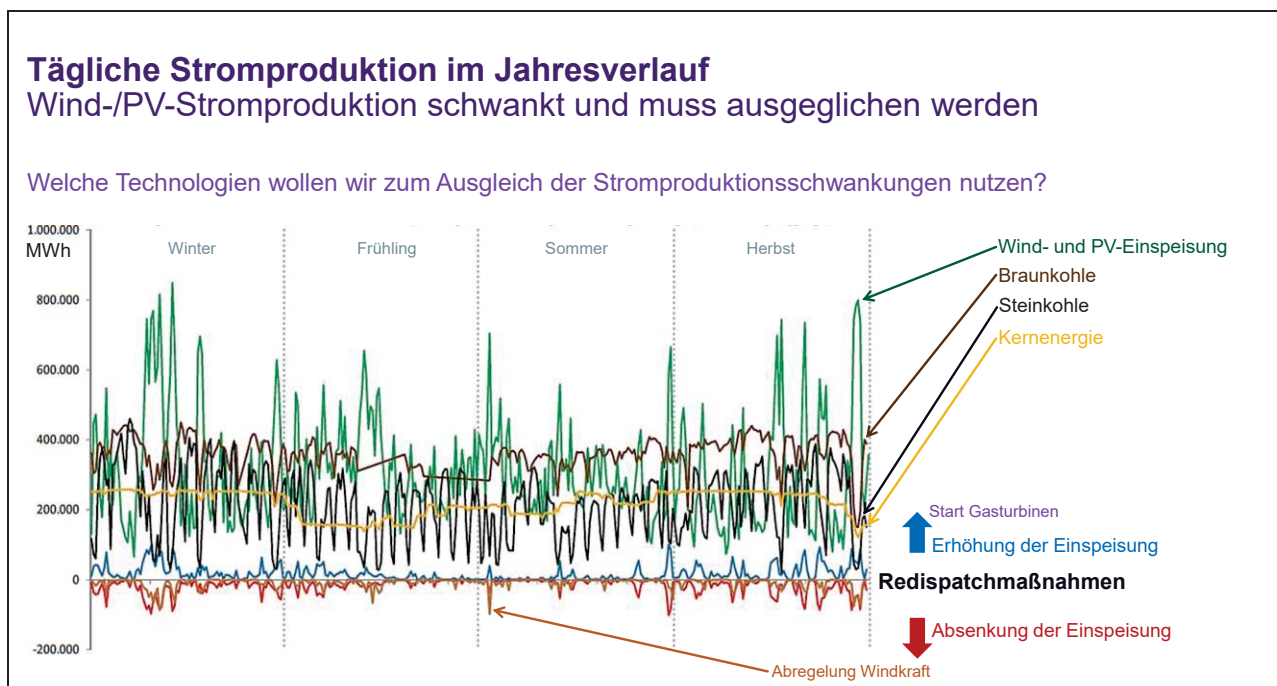


Bild 2: Zeitlicher Verlauf der Stromeinspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen

Die Aussagen von Jahresmittelwerten sind meist zur ersten Einschätzung ausreichend. Zur Beurteilung der Einspeiseleistung von Wind- und PV-Anlagen sind diese jedoch nicht sinnvoll [7]. Die jährliche Einspeiseleistung von Windkraftanlagen ist nicht normalverteilt und kann nicht mit einer Gauß-Kurve (Glockenkurve) beschrieben werden (Bild 3). Die linke Darstellung in Bild 3 zeigt die zeitliche Verfügbarkeit der an Land installierten Windanlagenleistung im Jahr 2018. Die abgebildete Kurve ist stark unsymmetrisch. An etwas weniger als 200 Stunden im Jahr wurden 0,2 GW der installierten Windkraftanlagenleistung ins Übertragungsnetz eingespeist. An knapp 700 Stunden wurden 2,5 GW eingespeist und eine Leistung von 41,5 GW wurde an 11 Stunden eingespeist.

Der mathematische Mittelwert der installierten 52 GW Windkraftleistung beträgt 26 GW. Im Jahresmittel wurde 2018 nur ein Fünftel (10,5 GW) der installierten Leistung eingespeist. Die wahrscheinlichste Einspeiseleistung am Kurvenmaximum beträgt 2,5 GW und ist deutlich kleiner als der Mittelwert. Auch die Kombination von Windkraft- und PV-Anlagen führt zu keiner Verbesserung der Problematik.

Die rechte Darstellung in Bild 3 zeigt eine etwas ältere Analyse der gemeinsamen Einspeiseleistung von Windkraft- und PV-Anlagen aus den Jahren 2011, 2012, 2013 und 2014. Die Kurven haben den nahezu identischen Verlauf. Auch der Leistungszubau von 2011 bis 2014 hat keinen Einfluss auf die statistische Verteilung. Ein weiterer Zubau von Windkraftanlagen führt nicht zum Leistungsausgleich oder zur Glättung des Einspeiseprofiles. Der Leistungszuwachs bewirkt eine Steigerung der Leistungsspitzenwerte ohne nennenswerte Verbesserung der täglichen Leistungsverfügbarkeit [8, 9].

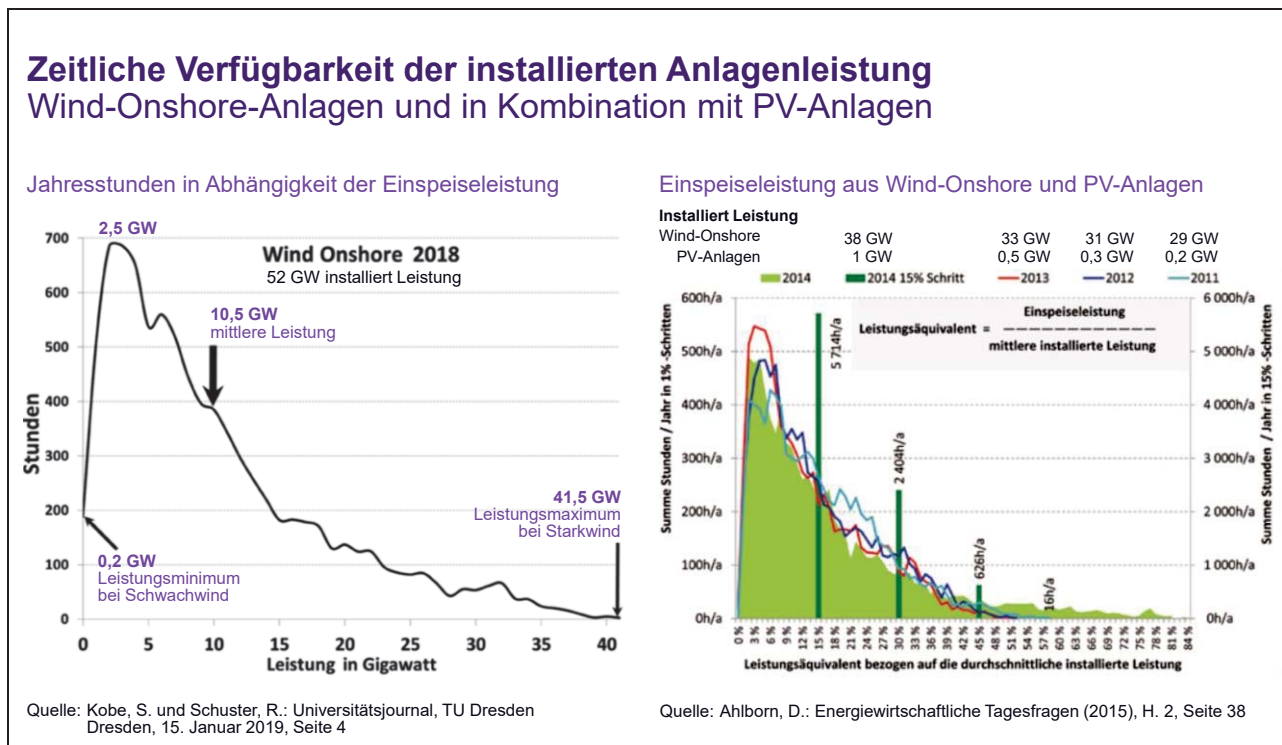


Bild 3: Leistungsverfügbarkeit von Windkraft- und PV-Anlagen

Zur Aufnahme überschüssiger Leistung und zur Abdeckung von Leistungslücken bei der Stromproduktion mit Windkraft- und Solaranlagen ist eine kostengünstige, kurzfristig verfügbare, leistungsstarke, effiziente, zuverlässige, sichere und umweltfreundliche Speichertechnologie erforderlich.

2 Energiespeicherung

Aufgrund des steigenden Anteils an Wind- und PV-Stromproduktion werden Energiespeicher zum räumlichen und zeitlichen Ausgleich zwischen Stromproduktion und Strombedarf unverzichtbar. Auch ein beschleunigter Stromübertragungs- und Verteilnetzausbau kann Energiespeicher nicht ersetzen. Speicher haben gegenüber Kraftwerken den Vorteil zur Aufnahme von lokaler und zeitlicher Stromüberproduktion. Bei steigender Stromnachfrage oder sinkender Stromproduktion aus Wind- und PV-Anlagen kann die gespeicherte Energie wieder abgegeben werden. Weitere Maßnahmen zur Flexibilisierung fossil befeuerter Kraftwerke oder zur Abregelung von Wind- und PV-Stromproduktion zum Ausgleich von

Stromangebot und Nachfrage können deutlich reduziert werden. Dies führt zur Verbesserung von Effizienz und Versorgungssicherheit.

In Bild 4 ist die Ausspeicherdauer für verschiedene Speicherlösungen über der Speicherkapazität dargestellt. Die verwendeten Farben in Kombination mit den dargestellten Flächen vermittelt einen Überblick zu den Einsatzbereichen und Technologien. Zwischen den verschiedenen Speicherlösungen bestehen erhebliche technologische Unterschiede [10].

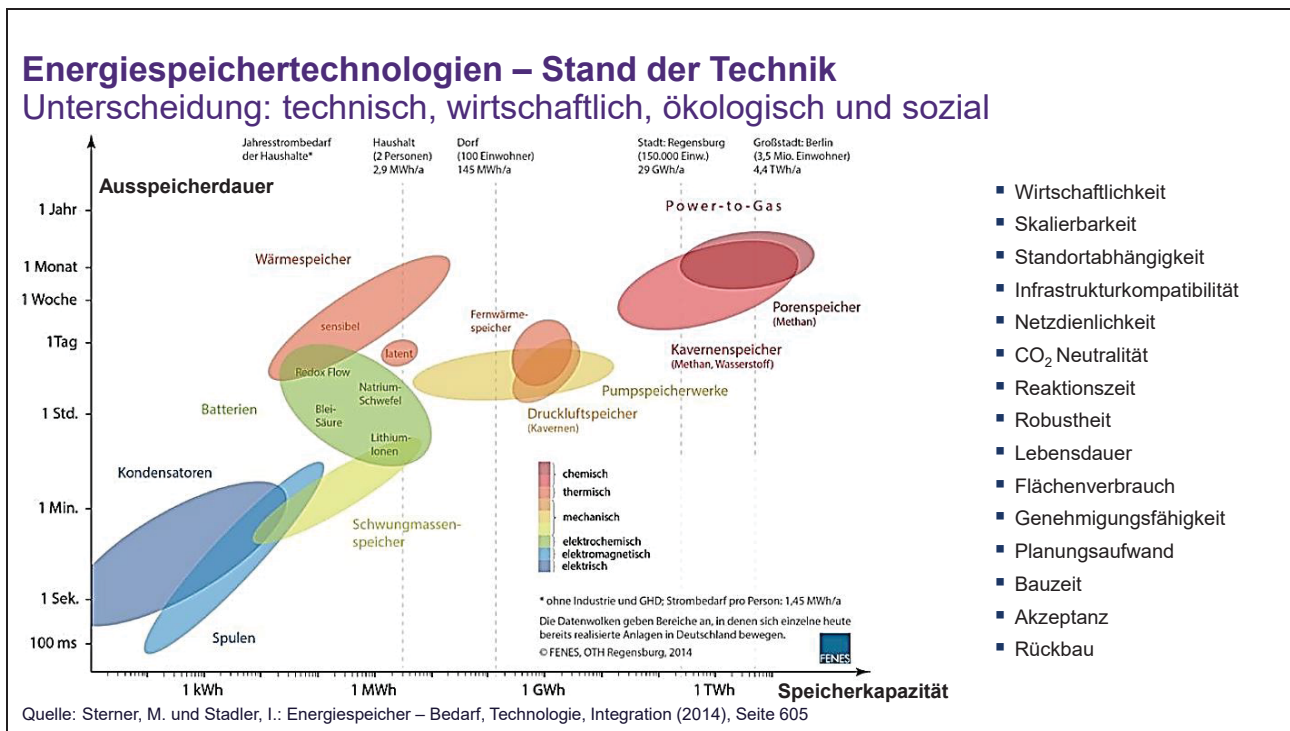


Bild 4: Zusammenstellung der Energiespeicherarten im Ragone-Diagramm

An allen Speichertechnologien besteht Bedarf: z.B. zum Ausgleich von Schwankungen der Windstärke im Minutenbereich, zur Abdeckung von Strombedarfs- und Angebotsschwankungen im Tageslastgang oder zur Langzeitspeicherung bei Windstille und Extremwittersituationen.

Ursprünglich wurden in Deutschland zum Ausgleich von tageszeitlichen Lastschwankungen Pumpspeicherkraftwerke errichtet und betrieben. Kernkraftwerke und Braunkohleblöcke sollten zur besseren Auslastung mit möglichst konstanter Leistung im Grundlastbetrieb fahren. Pumpspeicherkraftwerke ermöglichten nachts, an Wochenenden oder zu absatzschwachen Tageszeiten den ins Netz zu viel eingespeisten Strom zu speichern. Zeitversetzt wurde dieser dann zu deutlich höheren Preisen zur Lastspitzenabdeckung wieder ins Netz abgegeben. Pumpspeicherkraftwerke verringerten damit die wirtschaftlichen Risiken der thermischen Kraftwerke. Durch ihre hohe Flexibilität eignen sie sich insbesondere zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung. Die volle installierte Leistung oder eine Teilleistung kann innerhalb weniger Minuten abgerufen werden. Ebenso kann im Pumpbetrieb die volle oder eine Teilleistung dem Netz wieder entnommen werden. Mit einem Strom zu Strom Umwandlungsgrad zwischen 75 bis 80 % entstehen nur moderate Verluste. Auch die Möglichkeit zum Schwarzstart von Pumpspeicherkraftwerken nach ei-

nem vollständigen Netzzusammenbruch ist ein signifikantes Technologiemerkmale, wie der Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke zur Wiederherstellung der Stromversorgung im Jahre 2006 zeigte [11].

Deutschland verfügt über 31 Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 6,5 GW und einer Speicherkapazität von 39 GWh. Seit 2008 müssen die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken Netzentgelt zahlen [12]. Damit wurde der weitere Zubau von Pumpspeicherkraftwerken betriebswirtschaftlich unattraktiv. Die Betreiber reduzierten die Einsatzzeiten und kleinere Anlagen wurden außer Betrieb genommen. Die weitere Entwicklung von 28 Projekten mit in Summe 9,3 GW Pumpspeicherleistung wurde vorerst eingestellt [13]. Aktuell prüft jedoch zumindest Vattenfall, inwieweit neue Speicherkapazitäten auf Basis der Pumpspeichertechnologie eine sinnvolle und wirtschaftliche Option für die weitere Integration der erneuerbaren Energien in das fossilfreie Stromsystem der Zukunft sein könnten. Dazu hat Vattenfall am 20. Dezember 2022 die WSK Plus GmbH in Erfurt erworben. WSK Plus entwickelt das 400 MW Pumpspeicherkraftwerksprojekt Leutenberg/Probstzella in Thüringen [14].

3 Druckluftspeicherkraftwerk

Eine Alternative mit vergleichbaren Speichereigenschaften wie Pumpspeicherkraftwerke sind Druckluftspeicherkraftwerke. Mit der gleichen ökonomischen Motivation, zum Ausgleich von tageszeitlichen Lastschwankungen, wurde in Deutschland das Druckluftspeicherkraftwerk entwickelt. Wie Pumpspeicherkraftwerke sind auch Druckluftspeicherkraftwerke an geografische und geologische Standortbedingungen gebunden. Sie erreichen einen geringeren Strom zu Strom Umwandlungsgrad und verfügen über kleinere Speicherkapazitäten als Pumpspeicherkraftwerke. Dafür ist das Speichermedium Luft ortsunabhängig, kostenlos und in beliebiger Menge vorhanden. Auch der Flächenbedarf und der sichtbare Eingriff in die Landschaft ist gegenüber Pumpspeicherkraftwerken deutlich niedriger.

Bei den ersten errichteten Druckluftspeicherkraftwerken handelte es sich nicht um reine Speicherlösungen. Es wird eine Kombination aus Gasturbinenprozess und Druckluftspeicher genutzt. Das Bild 5 zeigt in der linken Darstellung das Funktionsprinzip. Im Gegensatz zum konventionellen Gasturbinenprozess werden Luftverdichtung, Verbrennung von Erdgas sowie die Entspannung der heißen Abgase, zeitlich und technisch voneinander getrennt. Das Arbeits- und Speichermedium Luft wird der Umgebung entnommen und mit einem elektrisch angetriebenen Verdichter komprimiert. Durch die Verdichtung kommt es zu einem Temperaturanstieg im Arbeitsmedium. Zur Einhaltung technischer Grenzen im Verdichter und der Speicherkaverne wird das Arbeitsmedium in Wärmeübertragern wieder abgekühlt. Danach strömt die komprimierte Luft in den eigentlichen Druckluftspeicher. In dem im Bild 5 dargestellten Fall, in mehrere Kavernen. Nach Erreichen des technisch erforderlichen Kavernendruckes kann die Ausspeicherung erfolgen. Der Verdichter wird abgestellt und die Turbine wird angefahren. Durch die Entspannung beim Ausspeichern der komprimierten Luft kommt es zu einer starken Abkühlung des Speichermediums. Um Vereisung und technische Schäden zu vermeiden, ist eine Aufheizung der Luft erforderlich. Dies erfolgt durch die Verbrennung von Erdgas in der Turbinenbrennkammer. Zur Wirkungsgradverbesserung kann das noch heiße Turbinenabgas nach der Turbine, vor dem Austritt an die Umgebung, zur Vorwärmung der kalten Luft aus der Kaverne genutzt wer-

den. Von der Turbine wird ein Generator angetrieben. Der Generator speist einen Teil der zuvor gespeicherten, aus dem Netz entnommenen, Elektroenergie wieder zurück.

Druckluftspeicherkraftwerk Compressed Air Energy Storage (CAES)

Funktionsprinzip

Anlage in Huntorf (Deutschland, Niedersachsen)
1. Druckluftspeicherkraftwerk weltweit

Inbetriebnahme	1978
Ertüchtigung	2006
Leistung	290 MW für 2 h
Retrofit-Leistung	321 MW für 3 h
Kavernenvolumen	2 x 150.000 m ³
Kavernendruck	43 bis 70 bar
Ladedauer	6 h mit 60 MW
Wirkungsgrad	42 %

Anlage in McIntosh (USA, Alabama)
2. Druckluftspeicherkraftwerk weltweit

Inbetriebnahme	1991
Leistung	110 MW für 26 h
Kavernenvolumen	540.000 m ³
Kavernendruck	52 bis 80 bar
Ladedauer	42 h mit 50 MW
Wirkungsgrad	54 % *)

*) mit Rekuperator ausgeführt

Quellen: Energiespeicher Niederhein GmbH, Schmidt, M.: CleanTech & Energiespeicher News / Wesel, 20. Februar 2014

Bild 5: Abwandlung des Gasturbinenprozesses zur hybriden Speicherlösung

Das erste Druckluftkraftwerk weltweit wurde 1978 in Huntorf in Betrieb genommen und die zweite Anlage 1991 in McIntosh (Bild 5, rechts). Die Angabe eines Wirkungsgrades für Druckluftspeicherkraftwerke ist umstritten, da zwei unterschiedliche Energieträger genutzt werden. In der Ausspeicherleistung ist die aus dem Stromnetz eingespeicherte elektrische Energie (Sekundärenergie) und die bei der Erdgasverbrennung zugeführte Primärenergie enthalten. Der angegebene Wirkungsgrad für die Anlage in McIntosh ist um 12 %-Punkte höher als der für die Anlage in Huntorf. Der deutliche Unterschied entsteht durch die Nutzung der Gasturbinenabgase zur Luftvorwärmung (Rekuperation) in McIntosh.

Auch das Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf ist schwarzstartfähig und war am Netzwiederaufbau nach dem Blackout am 4. November 2006 maßgeblich mit beteiligt [11]. Trotz guter Betriebserfahrungen und verschiedener wissenschaftlicher Analysen [15, 16, 17] wurde bisher nach der ersten Anlage in Huntorf keine weiteres Druckluftspeicherkraftwerke in Deutschland errichtet.

4 Druckluftspeicher mit Wärmerückgewinnung

Die beiden vorgestellten Druckluftspeicherkraftwerke sind Hybridanlagen und keine reinen Speicher. Sichtbar wird dies in der Größenordnung der elektrischen Leistungsabgabe während der Entladezeit. Die abgegebene Leistung ist größer als die zuvor aufgenommene. Die Ursache dafür ist die Verbrennung von Erdgas zur Aufheizung der expandierenden

Luft. Durch die Nutzung von Abwärme ist eine signifikante Wirkungsgradverbesserung zu erreichen, wie die Anlage in McIntosh mit Rekuperator beweist.

Um zu einem reinen Druckluftspeicher zu gelangen, ist es erforderlich, die bei der Kompression der Luft entstehende Wärme möglichst vollständig bei der Expansion wieder zuzuführen und auf die Verbrennung von Erdgas zu verzichten [18]. Mit diesem Ziel wurde im Januar 2010 das Gemeinschaftsprojekt ADELE (**A**diabater **D**ruckluftspeicher für die **E**lektrizitätsversorgung) mit sechs Partnern aus Industrie und Forschung gestartet. Die Projektkoordinierung erfolgte durch RWE. Die prinzipielle technische Machbarkeit wurde im Vorfeld durch das EU-Projekt AA-CAES (Advanced Adiabate Compressed Air Energy Storage) und in einer Studie von General Electric und RWE nachgewiesen [19]. Die Pilotanlage sollte in Staßfurt (Sachsen-Anhalt) mit einer Leistung von 90 MW und einer Speicherkapazität von etwa 360 MWh entstehen. Nach erfolgreicher Erprobung und Optimierung war eine größere 200 MW Anlage mit 1000 MWh Speicherkapazität geplant. Im Frühjahr 2015 wurde das ADELE-Projekt mangels konkreter Marktchancen eingestellt.

Im Jahr 2022 wurden in der Volksrepublik China zwei Druckluftspeicheranlagen in Betrieb genommen und für eine Dritte erfolgte der Baubeginn (Bild 6). Neun weitere Projekte mit einer Gesamtleistung von über 5 GW befinden sich in der Planung. Im August 2022 erfolgte die Inbetriebnahme einer 60 MW (300 MWh) Druckluftspeicheranlage mit Salz als Wärmespeicher in Jiangsu. Ende des Jahres wurde ein 100 MW (400 MWh) Druckluftspeicher mit Wärmespeicher (Salz) und Röhrenspeicher für die Druckluft in Zhangjiakou in Betrieb genommen. Bei dem Speicher in Zhangjiakou in der Provinz Hebei handelt es sich um ein nationales Technologiedemonstrationsprojekt. Der ermittelte Systemwirkungsgrad wird vom Institute of Engineering Thermophysics der Chinesischen Akademie der Wissenschaften in Peking mit 70,4 % angegeben. Neben der optimierten Wärmenutzung ist auch die Demonstration der geografischen und geologischen Standortunabhängigkeit eine Projektbesonderheit (siehe Systemdarstellung, rechts oben im Bild 6).



Bild 6: Druckluftspeicher mit Wärmerückgewinnung zum Leistungsausgleich

In Shandong erfolgte im Herbst 2022 die Grundsteinlegung für den ersten der beiden 350 MW (1,4 GWh) Druckluftspeicher mit integriertem Salzspeicher für 320 °C zur Kompressionswärmenutzung. Der Betreiber plant mit einer täglichen Betriebszeit zwischen 4 bis 8 Stunden. Die Inbetriebnahme soll chinesischen Medienberichten zufolge im Jahr 2024 erfolgen.

Ende des Jahres 2016 waren in der Volksrepublik China Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 148 GW und PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 77 GW installiert. Infolge der ungünstigen lokalen und zeitlichen Verteilung zwischen Elektrizitätsangebot und Nachfrage mussten im Jahresdurchschnitt 17 % der mit Windkraft und 20 % der mit PV-Anlagen produzierten Elektroenergie abgeregelt werden (siehe Bild 6, linke Darstellung). Im 13. Fünfjahresplan wurde deshalb eine Beschleunigung des Stromübertragungs- und Verteilnetzausbaus, die Flexibilisierung von thermischen Kraftwerken, die Installation von Gasturbinenkraftwerken, Batteriespeichern und Ladestationen für Elektroautos beschlossen (siehe Bild 6, mittlere Darstellung). Mit Inkrafttreten des 14. Fünfjahresplanes wurde ein weiterer Schwerpunkt bei der Installation von Druckluftspeichern gesetzt. Bei einer im Jahr 2020 installierten Windkraftanlagenleistung von 282 GW und 253 GW PV-Anlagenleistung war im Jahresdurchschnitt noch eine Abregelung von 3 % Windstromproduktion und 5 % PV-Stromproduktion erforderlich [20, 21].

5 Ausblick

Zur aktiven Mitgestaltung bei der Umsetzung der Energiewende hat auch Siemens Energy eine Druckluftspeicherlösung zum Ausgleich zeitlich und regional fluktuierender Stromproduktion und zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen – Betriebsführung, Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau – entwickelt (Bild 7).

Es wurde ein 135-MW-Druckluftspeicherkonzept mit Speicherung der Kompressionswärme auf mittlerem Temperaturniveau in Druckwasserbehältern ausgewählt. Der technische Ansatz zur Entwicklung einer Druckluftspeicherlösung mit deutlich niedrigerem Temperaturniveau als im ADELE-Projekt basiert auf thermodynamischen, technischen und wirtschaftlichen Analysen. So zeigen z.B. die von Daniel Wolf durchgeführten Betrachtungen von Hochtemperaturprozessen im Temperaturbereich von 350 bis 580 °C eine sehr moderate Wirkungsgradabnahme bei kleineren Speichertemperaturen [22]. Die von Fraunhofer UMSICHT durchgeführte Analyse zum Niedertemperaturdruckluftspeicher bestätigte diesen Effekt bei noch geringeren Temperaturen (unter 200 °C). Der Systemwirkungsgrad wird stärker von der möglichst vollständigen Einkopplung der Kompressionswärme und den Komponentenwirkungsgraden beeinflusst [23].

Wasser hat eine hohe spezifische Wärmespeicherkapazität, ist gut technisch handhabbar, kostengünstig, auch in großen Mengen ausreichend verfügbar und umweltfreundlich. Die eingesetzten Komponenten besitzen einen sehr hohen technischen Reifegrad, verfügen über ausreichend große Betriebsbereiche, sind gut regelbar und stellen eine schnelle und hohe Lastflexibilität sicher. Auch die Aufteilung der Luftkompression auf mehrere Verdichter mit eigenen Elektromotorantrieb (ca. 50 MW) und Zwischenkühlern verbessert die Flexibilität. Es werden Module mit standardisierten Komponenten genutzt. So kann z.B. bei einem höheren zulässigen Speicherdruck in der Kaverne (bis zu 225 bar) ein vierter Verdichter ergänzt werden (Bild 8).

Druckluftspeicher mit Wärmerückgewinnung HRCAS – Heat recycled compresses air storage

3D-CAD-Anlagendarstellung



Quelle: Siemens Energy


Eigenschaften

- Energiespeicherlösung für elektrische Energie ohne Brennstoff oder Elektrochemie
- CO₂-freie großtechnische Speicherlösung für mehrere 100 Megawattstunden
- Risikoarme Kombination aus Evolution und Innovation:
 - Arbeitsmedium ist Luft
 - Wärmespeicherung erfolgt mit Wasser
 - Verdichter, Generator/Motor, Wärmetauscher, Wärmespeicher und Expander sind über Jahrzehnte bewährte Industriekomponenten


Bild 7: Siemens-Energy-Druckluftspeicheranlage

HRCAS – Heat recycled compresses air storage Rotierende Massen, Druck- und Temperaturdifferenzen


Komponentenaufstellung und Wärmespeichersystem




Quelle: Siemens Energy




Ladebetrieb
Kompression



Wärmeübertrager



Entladebetrieb
Expansion



Kaverne

Bild 8: Komponentenordnung und Betriebsweise

Die bei der mehrstufigen Luftkompression entstehende Wärme wird in mit Wasser gefüllten Wärmespeichern im Temperaturbereich um 200 °C zwischengespeichert und bei der

ebenfalls mehrstufigen Luftexpansion wieder genutzt. Damit wird eine dem Expansionsprozess angepasste, mehrstufige Vorwärmung auf ca. 190 °C erreicht.

6 Zusammenfassung

Für eine zuverlässige Stromversorgung sind zusätzlich zum Übertragungs- und Verteilnetz auch Speicher zum Ausgleich der regional und zeitlich unterschiedlich stark einspeisenden Wind- und PV-Anlagen erforderlich. Eine der sich daraus ergebenden Anforderungen entsprechende Speichertechnologie sind Druckluftspeicher. Ihre praktische Realisierung ist jedoch an das Vorhandensein natürlicher oder vom Menschen geschaffener Speicher für komprimierte Luft gebunden. Aufgrund fehlender Marktanreize sowie zum Teil fehlender rechtlicher oder geologischer Voraussetzungen konnte sich diese Speichertechnologie bisher nicht etablieren. Aktuell ist jedoch eine technologische Wiederbelebung zu erkennen. Seit einiger Zeit werden weltweit wieder Projekte mit unterschiedlichen Druckluftspeicherlösungen entwickelt. Technisch und energiewirtschaftlich sowie aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten sind reine Druckluftspeicher gegenüber Druckluftspeicherkraftwerken zu bevorzugen, da sie keinen Brennstoff (Erdgas, Wasserstoff) benötigen. Es bleibt zu hoffen, dass Druckluftspeicher zukünftig einen ihren technischen Möglichkeiten entsprechenden Beitrag zur Integration steigender Anteile an fluktuierender Stromproduktion leisten können [24].

7 Literatur

- [1] BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz): Überblickspapier Osterpaket. Berlin, 6. April 2022
- [2] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.): Die Energieversorgung 2022 – Jahresbericht, Berlin, 20. Dezember 2022
- [3] AGEE-Sat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik): Bilanz zur Nutzung der erneuerbaren Energien im Auftrag des BMWK (Stand 12. Dezember 2022). Im März 2023 wird das jährliche AGEE-Stat-Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2022“ erscheinen.
- [4] Deutsche WindGard GmbH: Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Erstes Halbjahr 2022
- [5] Deutsche WindGard GmbH: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. Erstes Halbjahr 2022
- [6] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.): Redispatch in Deutschland, Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis einschließlich Dezember 2021. Berlin, 28. Juli 2022
- [7] Ahlborn, D.: Gutachterliche Stellungnahme zum Antrag der SPD-Fraktion des Landtages Nordrhein-Westfalen gemäß Drucksache 17/7758, „Nachhaltige Industriepolitik für Nordrhein-Westfalen“, Großalmerode, 24. Februar 2020
- [8] Ahlborn, D.: Statistische Verteilungsfunktion der Leistung aus Windkraftanlagen. World of Mining – Surface & Underground 67 (2015) No. 4, Wind Power, S. 2-7

- [9] Ahlborn, D.: Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft? Energie-wirtschaftliche Tagesfragen 65 Jg. (2015), H. 12, S. 37-39
- [10] Sterner, M. und Stadler, I.: Energiespeicher, Bedarf – Technologien – Integration. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2014
- [11] Bundesnetzagentur: Bericht über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006. Bonn, Februar 2007
- [12] dena (Deutsche Energie-Agentur): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherkraftwerken.
- [13] Heimerl, S. und Kohler, B.: Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. WasserWirtschaft (2017), H. 10, S. 77-79
- [14] Vattenfall: Pressemitteilung vom 20. Dezember 2022 (12:35 Uhr): Vattenfall erwirbt Projektgesellschaft für Pumpspeicherkraftwerk in Thüringen
- [15] Kretschmer, R.: Wirkungsgradpotenzial und Kosten der Druckluftspeicherung – ein Beitrag zur Integration der Windenergie in das Stromnetz. Habilitationsschrift an der TU Dresden, 2009
- [16] Nielsen, L.: GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher. Dissertation an der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina Braunschweig, 2013
- [17] Tietjen, T.: Hocheffizientes Druckluftspeicherkraftwerk mit Nutzung von Abwärme aus externen Quellen ohne Verwendung von Sondermaschinen. Dissertation an der Leuphana Universität Lüneburg, 2018
- [18] Glendenning, I. et al: Technical and Economic Assessment of Advanced Compressed Air Storage (ACAS) Concepts, Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, 1979
- [19] RWE power (Broschüre): ADELE-Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. Essen, 2010
- [20] AHK (Auslandshandelskammer): China – Energieinfrastruktur mit dem Fokus auf Energiespeicherung in Guangdong. Guangzhou, November 2020
- [21] GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit): China Energy Transition Status Report 2021. Beijing, June 2021
- [22] Wolf, D.: Methods for Design and Application of Adiabatic Compressed Air Energy Storage Based on Dynamic Modeling. Dissertation an der Ruhr-Universität Bochum, 2010
- [23] Abschlussbericht: Adiabates Niedertemperatur -Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen, November 2010
- [24] Niederhausen, H. (Hrsg.): Generationenprojekt Energiewende. BoD-Verlag (Books on Demand), Norderstedt, 2022

Uwe Lenk, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, SE EU DE BD
Mobil: +49 (174) 1536084
mailto:uwe.lenk@siemens-energy.com

Performance Mapping of a 1 kW Organic Rankine Cycle for Teaching and Research Purposes using Design of Experiments

Angelo Cau¹, Maximilian Rödder¹, Matthias Neef¹

¹Centre for Innovative Energy Systems (ZIES), University of Applied Sciences Düsseldorf, Germany

Abstract

For teaching and research issues, a micro-scale low-temperature organic Rankine cycle (MORC) has been investigated by using the method of Design of Experiments (DoE). A central composite plan was constructed, and multiple quadratic regression analysis has been applied to derive an approximation of the MORC's thermal efficiency based on measured data. The application of the statistical approach allows for the empirical determination of the accuracy. The regression model predicts a maximum efficiency of 1.88 %. In terms of quality of fit, the model has a coefficient of determination of 92 %. The largest discrepancies between model and measured data are being noted for lowest efficiencies. Nevertheless, a good fit can be observed for efficiencies across a large range of operating parameters, i.e. the method provides an efficient and accurate search for the best operating point with low experimental effort. Both experimental setup and the applied method have good potential to convey basic concepts of energy systems in education at moderate costs in terms of hardware, maintenance and testing time.

1 Introduction

At the University of Applied Sciences Düsseldorf, a micro-scale organic Rankine cycle (MORC) for the power output of max. 1 kW has been designed and built for teaching and research purposes [1]. In early stages of the design, the thermodynamic cycle calculations were performed with a simulation tool (Epsilon®Professional), where components characteristics as well as reasonable assumptions of the fluid properties, i.e. temperature and pressure, have been taken into account. Ensuing experimental investigations have shown that the experimental data have large deviation from the design calculations because heat losses over the pipes and components have not been respected. Therefore, the detailed experimental investigations of the single components, respectively expander and pump, are not expected to be reasonable for the performance analyses based on physical equation systems (white box models). However, statistical methods allow engineers to deal with such difficulties by deriving black box models from reliable experimental data. Thus, it has to be considered which method is supposed to be favourable for a system's performance analysis.

The dynamic modelling of organic Rankine cycles (ORC) is usually performed by combining single component models – white, grey or black box models – to an entire system structure. According to Imran et al. [2] dynamic system models suffer from different numerical problems that lead to long simulation times or to simulation failures that might make the model inappropriate for some operating ranges. For example, semi-empirical charge-sensitive models are considered to investigate the off-design operation characteristics of ORCs within the range for power outputs up to 2 kW [3], [4] and [5]. For such approaches both the experimental and the simulation effort are large.

If the goal is to find optimized operating conditions to achieve a high-power output and high thermal efficiency by adjusting the control parameters of the system more suitable solutions have to be considered because simulation time and accuracy become most important.

Yang et al. [6] investigate seven key parameters as the variables of an ORC system for the power output of up to 10 kW in order to derive an artificial neural network (ANN) based model of the system. 2100 experimental data points are used for the training and the validation by the algorithm and in addition 100 data points are provided as the test dataset for the ANN model. In a later work the key parameters are

reduced to four variables because less key parameters would result in loss of information and including additional key parameters would result in over training [7]. In general, ANN modelling requires a large amount of training, validation and test data and usually is favoured to describe rather complex problems [8]. However, ORC power plants and their components characteristics can be described by less complex physical relations as shown in the works mentioned before. Hence, ANN modelling seems slightly excessive, particularly with respect to the experimental effort.

Regression analysis is already applied to make fast predictions for the potential of an ORC to convert heat sources into electric power [9]. It is shown that the multiple linear regression models predict the modelled results very accurate. Different kind of system architectures are considered in [10]. For both cases, thermodynamic models are developed to provide data for the regression analysis.

Kalina and Swierzewski [11] analyse the operation of a commercial ORC for power outputs up to around 1,4 MW. Regression models are derived from experimental data of a year-round system operation, where the year with the highest electricity output between 2013-2017 is selected as the optimum. Because input signals and noise cannot be controlled for industrial ORCs, the accuracy of measurements is not fully determined from statistical approaches. In this case, the discrepancy from the experimental data to the regression models are validated with a large amount of data.

In order to find proper operating conditions for ORC power systems in off-design mode, statistical approaches, for instance the design of experiments (DoE), can be applied to derive ORC models with minimized experimental effort. Boodaghi et al. [12] use four independent input variables to derive quadratic polynomial functions for the output parameters of a two stage ORC with high and low temperature cycle for an overall power output of up to 310 kW. Minimal resources and quantitative data are required because a standard response surface methodology is used. For that case, the DoE is randomized to minimize the impacts of uncontrolled factors. Only 30 experimental data points are performed – 24 factorial runs and six repetitive central point runs.

The application of such a statistical method becomes very important when cost effectiveness criteria like the experimental effort have to be considered, which is strongly requested by industrial as well as educational institutions. The number of replications and the grid design have to be chosen with respect to the field of application.

In this work, a central composition design is selected for the application of the DoE, because a quadratic behaviour of the thermal efficiency, the response variable (RV), is expected and such a plan provides the necessary structure to represent it. The experimental results allow for a regression analysis of the objective function and the determined key parameters. The regression model results in the overall power output of the system and allows for a rapid calculation of the thermal efficiency by using the heat input for the calculation.

2 Experimental Setup and Design Space

In this section, a short description of the system is given, and its control (key) parameters are defined. Important design criteria for ORCs are the pressure range for the working fluid operation, the heat source temperature range and the maximum power output. The detailed design of the MORC components shown in figure 1 is already described in the author's earlier work [1]. In addition, the experimental setup is equipped with a liquid receiver in order to allow for an overfilling with working fluid and to prevent an underfilling, which both effects the plant operation negative. Notable requirements for the plant design according to teaching and research issues are:

- variable heat source temperature in a low temperature range
- plant operation in a low-pressure range
- variable power consumption

Both, plant operation in a low pressure and temperature range, are required if press fittings are used for the pipe linking. Particularly, the maximum pressure and temperature depend on the junction points or rather the connection technology, of course other component's requirements have to be taken into account as well. If both parameters are defined, the working fluid needs to be selected. In this case, Novec 649 [13] is chosen due to the proper operational safety and environmental compatibility (GWP of 1 and ODP of 0) in comparison to the more common working fluids like R245fa for example. At standard conditions (1 bar and 25 °C) the boiling point is 49 °C, which allows for the filling of the plant in liquid working fluid condition. It further allows for keeping the operating pressure level in a suitable range because for a working fluid temperature of 130 °C, respecting a pinch point of 10 K for the evaporator, the vaporization pressure is 9 bar.

Control parameters are indicated in figure 1 as the explanatory variables (EV) of the later described system model, see x_1 to x_5 . Their settings are not affected by other parameters, and they are almost constant. At the hot side of the MORC a heating device with pressurized water heating cycle (HC) is used in order to supply heat to the evaporator at variable heat source temperature levels. At the cold side of the MORC a cooling cycle (CC) is connected. Both cycles are equipped with a valve. Hence, the heat input via the source side and the heat output via the coolant can be controlled by the valve position, i.e. the volume flow rate. In order to allow the operator to control the mass flow rate of the working fluid the feed pump is equipped with an inverter. The 1 kW scroll expander is coupled to the generator. At the consumption side the variable electrical resistance is connected. Ten 100 W light bulbs can be switched on and off in parallel.

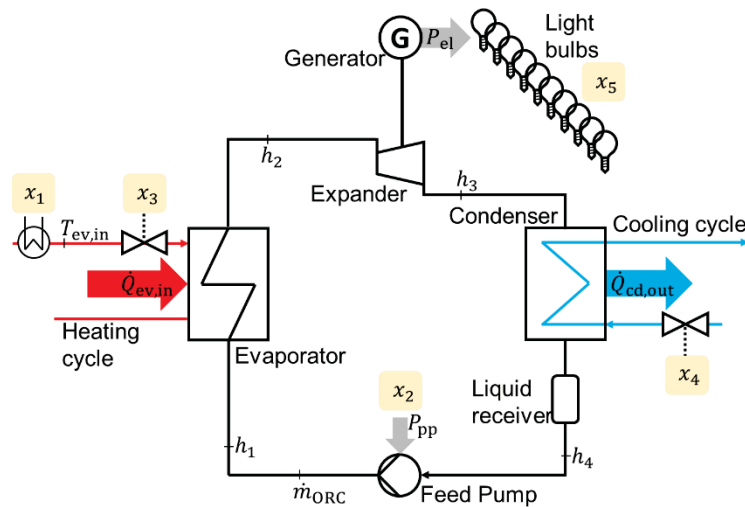


Fig. 1: MORC power plant layout with control variables: x_1 (temperature of the heat source), x_2 (relative pump power), x_3 (valve position of the heating circuit), x_4 (valve position of the cooling circuit) and x_5 (number of switched-on light bulbs)

This work is primarily concerned to make a statement about the thermal efficiency of the plant under different operating points. Therefore, the thermal efficiency of the plant is selected to be the response variable. It can be expressed as

$$\eta_{th} = \frac{P_{el} - P_{PP} - P_{FC}}{\dot{Q}_{ev,in}} = y \quad (1)$$

where the electrical power from the generator P_{el} is the useful power output and $\dot{Q}_{ev,in}$ is the supplied

heat power from the heat source. P_{PP} and P_{FC} are the required electrical powers for the pump and the frequency converter respectively.

The setting range of the presented control variables defines the design space. The explanatory variables and their limits are shown in table 1. The stage definition is a result of the experimental design. How exactly the structure of the plan looks like and which advantages it brings with itself, is explained in section 3. The temperature of the heat source is varied from 120 °C to 140 °C and the control signal of the pump ranges between 30 % and 70 %. The position of the valves moves from 10 % to 50 % and the number of switched-on bulbs varies from 2 to 10. The factor levels are normalized and represented with values from -2 to +2.

Tab. 1: Design space and level definition for explanatory variables (EV)

Description	EV	-2	-1	0	+1	+2	Unit
Temperature of the heat source	x_1	120	125	130	135	140	°C
Relative pump power	x_2	30	40	50	60	70	%
Valve position (heating)	x_3	10	20	30	40	50	%
Valve position (cooling)	x_4	10	20	30	40	50	%
Number of switched-on light bulbs	x_5	2	4	6	7	8	/

3 Applying Design of Experiment (DoE)

DoE is a method commonly used for the systematic planning and the evaluation of experiments. It deals with the investigation and understanding of effects of explanatory variables on the response variable [14]. It is a viable approach especially for the investigation of systems with multiple influencing variables.

If a number of f explanatory variables exists which are tested at n different settings each, a number of n^f combinations results. Such a full factorial test plan with a large number of settings and/or variables leads to a vast matrix of test points (TP). The application of a statistical design based on experimental data allows to reduce the number of combinations while keeping a high level of scope and quality of information.

The reduced number of test data from known sets of EVs are fed into a mathematical model which represents the dependency between explanatory and response variable within the design space of the plan. To avoid wrong or less accurate conclusions from the model it is statistically proved for its statistical correctness on the one hand and for its quality of fit on the other hand.

For this project, a parameter-dependent model function or rather multiple quadratic regression is chosen because it is assumed that the RV can exhibit non-linear dependencies on the EVs. By using the least-squares error method, the regression parameters are determined. The calibrated model does not explain the underlying physical phenomena but can quantify relationships and represents the system behavior.

For the investigation of a quadratic system behavior with five EVs a two-level design is not sufficient, because the middle setting is missing. EVs with three settings each, an equation with $3^5 = 243$ coefficients results, thus requiring a full factorial test plan with 243 test points. However, most terms would correspond to second or higher order interactions. It is well known that interactions between quadratic and linear terms, interactions between quadratic factors and fourth or higher order interactions can often be neglected [15]. In rare cases, interactions of third order are important to describe the system behavior.

In this case, a central composite plan (CCP) is chosen. Its constellation allows to calculate the quadratic and the linear two factor interaction terms but neglects the insignificant higher interaction terms [16].

Table 2 lists the experimental points with the given factor combinations.

Tab. 2: Central composite plan with 34 test points (TP)

TP	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	TP	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5
1	-1	-1	-1	-1	1	17	-2	0	0	0	0
2	-1	-1	-1	1	-1	18	2	0	0	0	0
3	-1	-1	1	-1	-1	19	0	-2	0	0	0
4	-1	-1	1	1	1	20	0	2	0	0	0
5	-1	1	-1	-1	-1	21	0	0	-2	0	0
6	-1	1	-1	1	1	22	0	0	2	0	0
7	-1	1	1	-1	1	23	0	0	0	-2	0
8	-1	1	1	1	-1	24	0	0	0	2	0
9	1	-1	-1	-1	-1	25	0	0	0	0	-2
10	1	-1	-1	1	1	26	0	0	0	0	2
11	1	-1	1	-1	1	27	0	0	0	0	0
12	1	-1	1	1	-1	28	0	0	0	0	0
13	1	1	-1	-1	1	29	0	0	0	0	0
14	1	1	-1	1	-1	30	0	0	0	0	0
15	1	1	1	-1	-1	31	0	0	0	0	0
16	1	1	1	1	1	32	0	0	0	0	0
						33	0	0	0	0	0
						34	0	0	0	0	0

	Corner point
	Star point
	Central point

Figure 2 shows an attempt to visualize the five-dimensional experimental space. A cube is shown, which represents the 3D experimental space of the factors x_1 , x_2 and x_3 of the size -1 to 1. To integrate the two other variables x_4 and x_5 further 2D spaces unfold at the center point and at the edges of the cube. Within these 2D domains, the first three factors are kept constant and only the factors x_4 and x_5 are varied. For visualization purposes, the additional 2D-squares are smaller than the cube, but the actual values for the factor lengths of all factors are the same. Subsequently, the cube and the squares are summarized as core of the plan, because they have the same structure despite the different visual representation. The core is supplemented by further test points, called star points. These star points are created by varying every factor starting from the central point. The factor level of the variation exceeds the factor level of the core and the density of the test points out of the core is lower. Accordingly, each variable is varied five times and the plan can be selected for a nonlinear system behavior.

Figure 2 shows that the plan consists of a two-level resolution V fractional factorial design. Due to the design not every corner of the core is filled with a TP. The fifth factor x_5 is confounded with the four-factor interaction $x_1x_2x_3x_4$ which means that only 50 % of all possible combinations within the core are tested. This results into a further reduction of measurement effort without loss of relevant information.

Finally, the central composite plan consists of 34 test points, including 16 individual corner points, 10 individual star points and 1 central point. Due to the type of construction, correlation coefficients of 30 % between the quadratic factors emerges. By adding further TPs at the center point to a total sum of 8, the correlations could be reduced to 3 %. From this construction a quadratic function with 21 model

terms is derived. Compared to a standard full factorial 3^5 plan the experimental effort is reduced by 86 %.

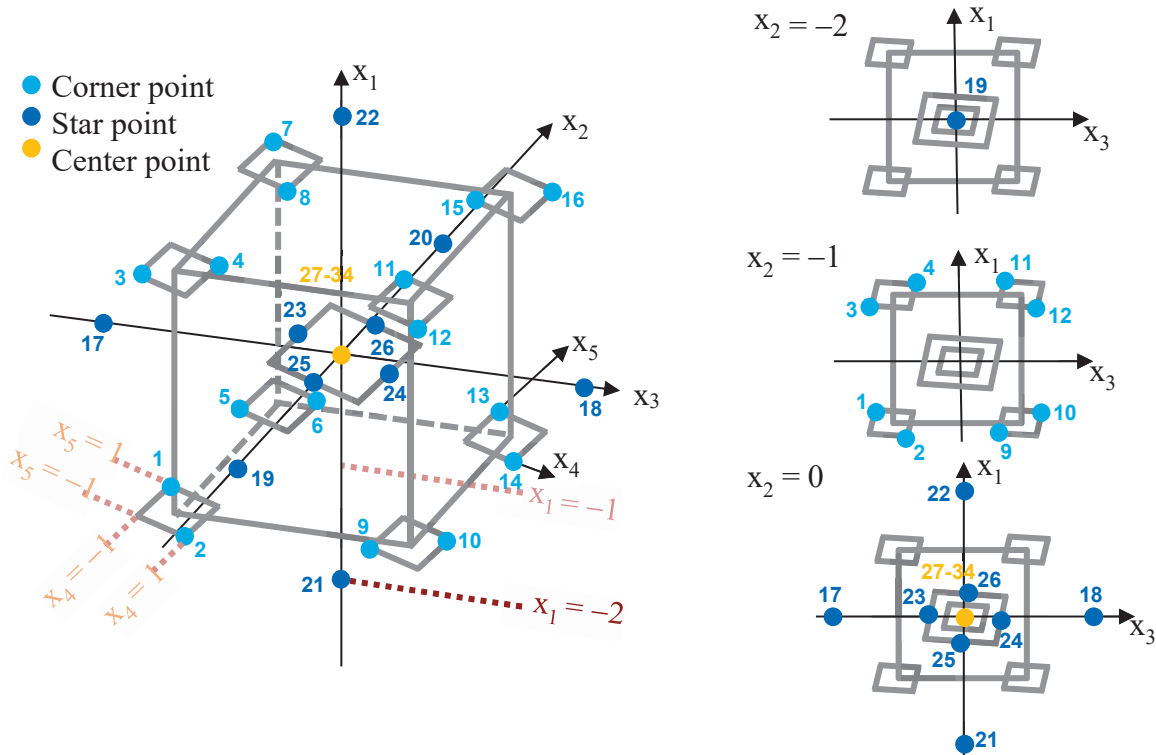


Fig. 2: Visual representation of the test plan

In order to generate a representative result, each TP is repeated once by adjusting the factor levels again. Thus, the experimental scatter resulting from the second adjustment of the factor levels is included [15]. A normal distribution of the populations and homoscedasticity are assumed for the evaluation of the results. The significance test is intended to check whether there are effects between the EV and RV or whether the relationship deviates significantly from randomness.

4 Results and Discussion

The plant was measured according to the described experimental design and a multivariate quadratic regression function was created by using the least squares method. The function is considered as basis for the evaluation. In the following the regression coefficients of the factors will be quantified, analyzed and checked for plausibility and comprehensibility.

4.1 Determination of the regression coefficients

Since the function comprises 21 terms, the regression coefficients are presented graphically for the sake of clarity. Figure 3 shows a pareto plot representing on the y-axis the factors and on the x-axis the corresponding regression coefficients sorted by their magnitude. The signs of the regression coefficients give the information of the direction of the variable's effect and the larger the regression coefficient, the more decisive is its effect on the response variable. Since an effect also depends on the step size, in this work the effects are determined by the change of the variables from 0 to +2. This ensures a good comparability between linear, quadratic and interaction effects.

Significance testing is used to statistically test the probability of obtaining an effect of a quantity simply by chance. The p-value is determined for each coefficient as a parameter and the significance level is set at 5 %. All coefficients with a p-value greater than 5 % are defined as insignificant. These factors are marked in red in the diagram. The factors below the threshold value are possibly important and marked in purple. Looking at figure 3, it is noticeable that 13 terms are insignificant. Except for the valve position of the heating circuit, each EV has an influence on the RV

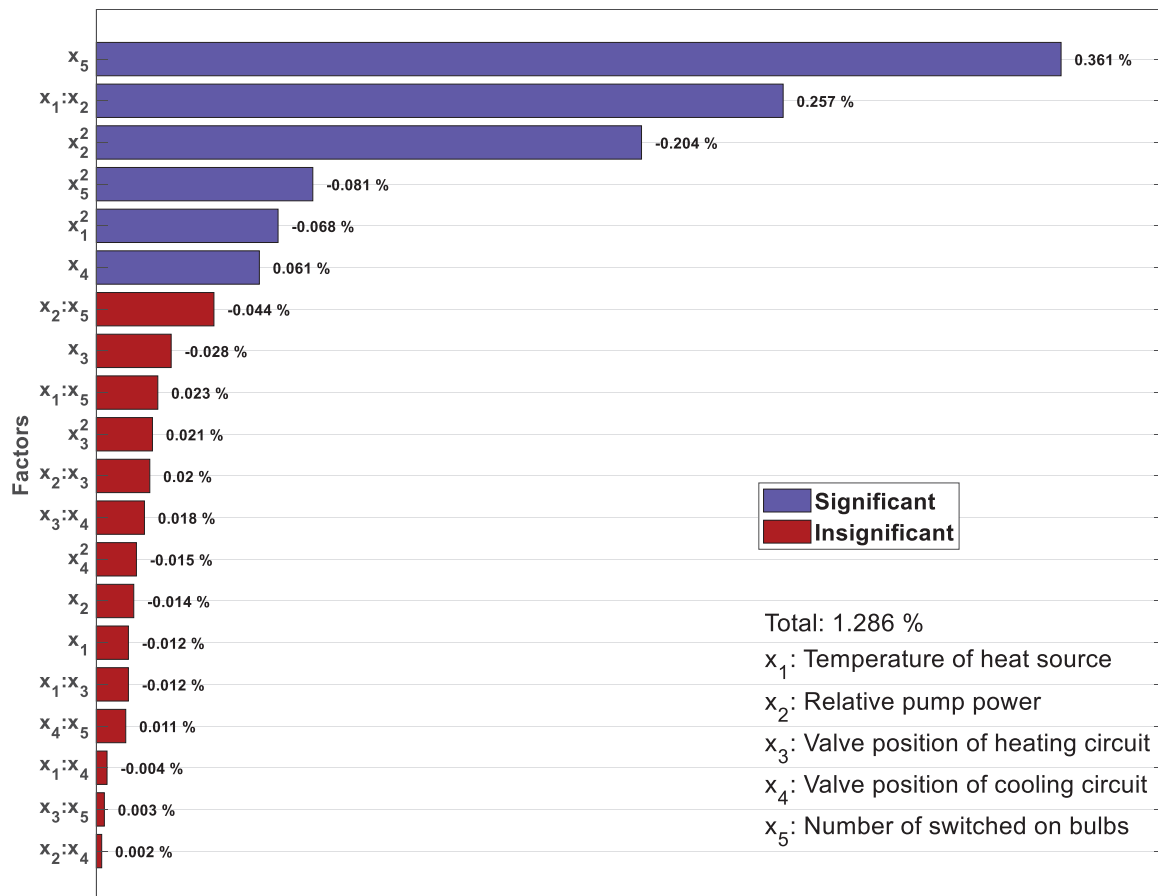


Fig. 3: Pareto plot of the regression coefficients (in %)

The total of the function is 1.286 %. It forms the y-axis intercept of the function. With respect to the magnitude of the regression coefficients it is remarkable that the number of bulbs switched-on x_5 has the strongest linear effect on the system performance within the design space. Varying the number of switched-on bulbs from 0 to +2 increases the thermal efficiency linear by 0.72 %, but also decreases quadratically by -0.32 %. Figure 4 shows a standardized illustration of the effects depending on their factor level. The curve of x_5 can be explained by the influence of the frictional torque in the generator [17]. This is particularly high when the applied load is low. The pareto plot also shows that temperature of the heat source and relative pump power have a negative quadratic effect on the efficiency and an insignificant linear effect. The pump has the strongest quadratic effect. This becomes clear by varying its setting from 0 to +2. The RV quadratically decreases by -0.82 %. However, the interaction between x_1 and x_2 is the strongest effect with 1.03 %, which can be defined as disordinal interaction. When a factor has a certain effect in one condition and the opposite effect in another condition, a disordinal interaction is present. Related to the project it indicates that the source temperature has a positive effect on the RV in pump condition +2 and a negative effect in pump condition -2.

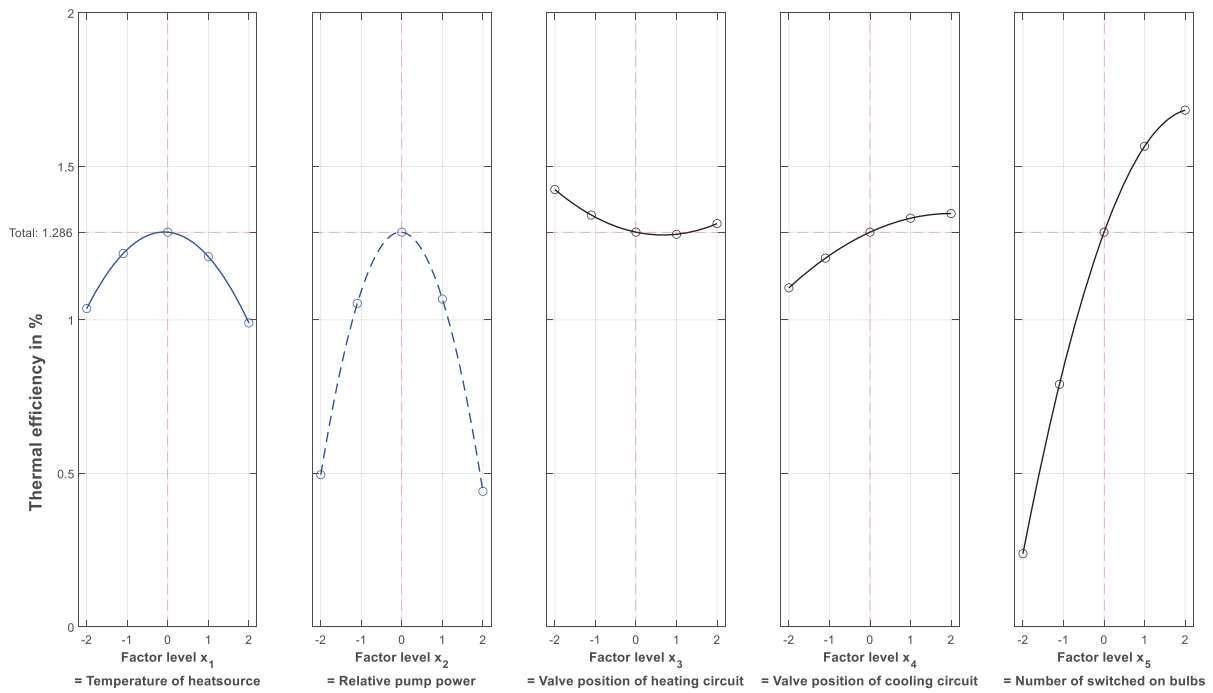


Fig. 4: Effect plot of EVs on thermal efficiency

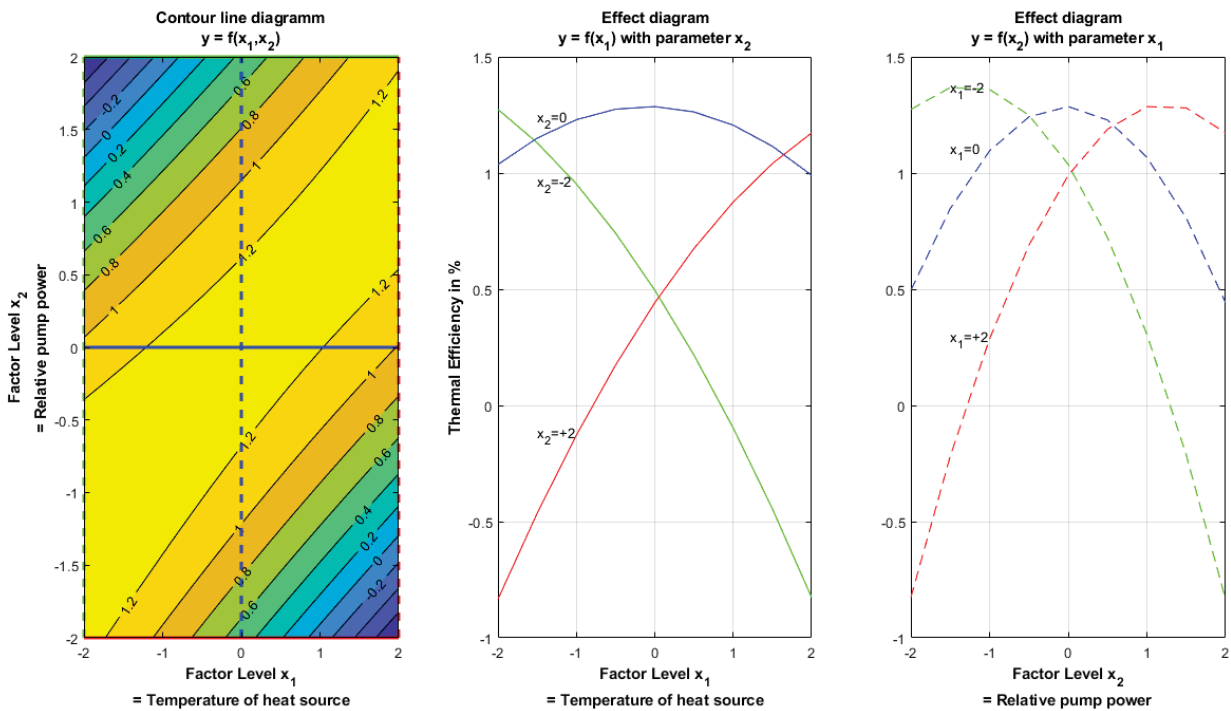


Fig. 5: Visualisation of Interaction between x_1 and x_2

Figure 5 shows the thermal efficiency plotted against both explanatory variables x_1 and x_2 while the other variables are set to 0. Based on the course of the iso-lines in the left diagram, the thermal efficiency decreases if the sign of the normalized factor level is different. The two diagrams next to it show the effect of the disordinal interaction by another kind of illustration. The test points with different signs for

source temperature and relative pump power were studied in more detail. Using a fluid properties calculator [18], it was discovered that the working fluid is already wet steam when it enters the expander. Since the fluid in the inlet is not superheated, the increase in volume to low-pressure steam and the associated power output at the rotor of the expander are lower. In addition to the loss of power, operation in wet steam is not good for the life of the expander. Accordingly, the signs of both normalized quantities should be the same during operation. Figure 5 also shows that the model predicts efficiencies below 0. In the middle diagram, the red line shows that the efficiency falls below 0 at a temperature of about 123 °C. From a physical point of view, it is not possible for the efficiency to fall below this value, the model is subject to errors in this area. The quality of fit is discussed in more detail later.

4.2 System optimum

One of the main objectives was to identify the optimum operation parameters of the plant. By determining the extreme values of the function an optimum of $\eta_{th} = 1,88 \%$ was found. Figure 6 points out the settings for the explanatory variables for reaching the MORC optimum. According to the diagram, the optimum is obtained when all variables except the relative pump power are set to the maximum level. In this small-scale plant each component has a large influence on the thermal efficiency of the entire system. The identified overall optimum was experimentally cross-checked afterwards which yielded an even better efficiency of 1.93 %.

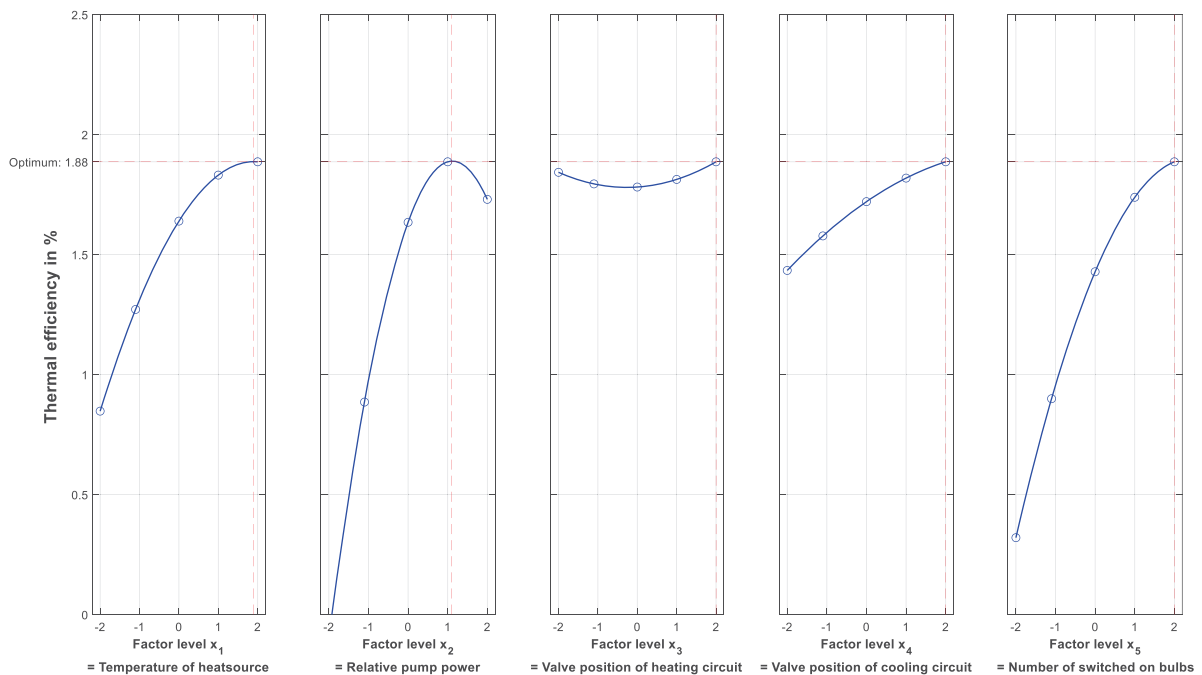


Fig. 6: Effect plot of EVs set for RV's optimum

4.3 Prognosis quality

The predictive ability of the model can be evaluated using both qualitative and quantitative methods. The prediction can be displayed quantitatively by means of a forecast/observation plot, see figure 7. Here, the prediction is plotted over the test plan results. The relative deviation of the measured data from the prediction can be visually determined by the 0 % and +/- 20 % lines.

It is noticeable that the model is not correct at low efficiencies. This applies to the data of the test plan

as well as to the validation data. The high deviations are mainly caused by factor combinations that go beyond the -1 limit of the core, i.e. the star points. This is because the information density about the system behavior is lower there and thus more difficult to map. The reason why this only applies to trial points below -1 is probably due to the asymptotic behavior of the target near 0. The quadratic model chosen does not know that the decrease in efficiency near 0 becomes smaller and smaller. But with increasing efficiency the prognosis ability improves. A similar process applies to the validation data. Those two other marked points are the maximum values of test plan data and validation data. The marked validation point results from the factor setting of the optimum from Figure 6. The relative derivations of both points are 6,7 % and 2,6 %. Thus, it can be concluded that high efficiencies are well predicted. Furthermore, the coefficient of determination is 92 % with 7.8 % due to lack-of-fit and 0.2 % due to pure error, which support the statement that the deviation is due the fitting inaccuracy of the model.

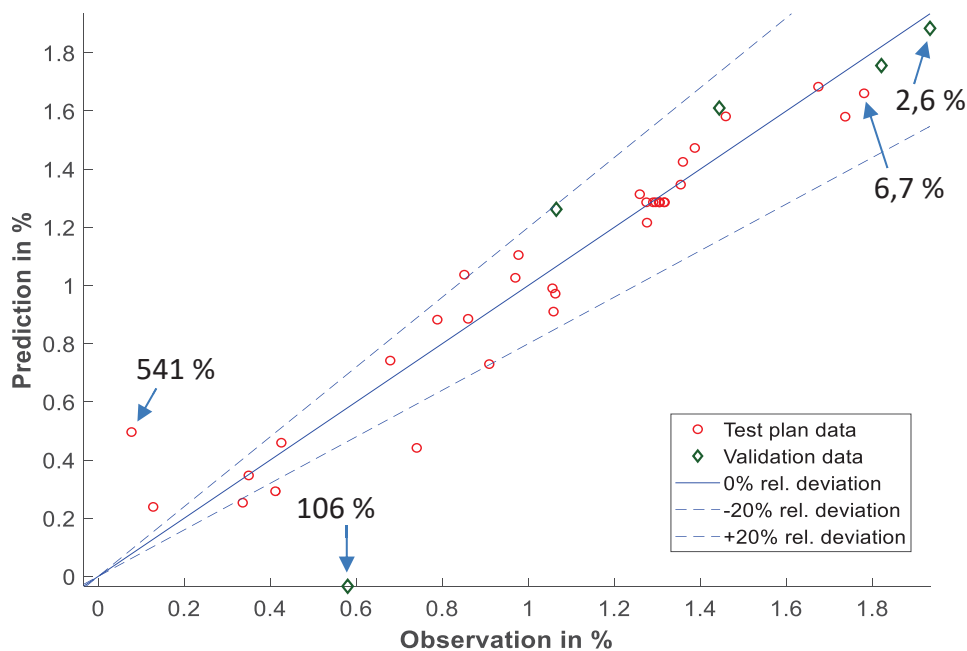


Fig. 7: Forecast/observation plot of the thermal efficiency

5 Conclusion

Statistical experimental design was considered to be a good method for analyzing the MORC system with a moderate experimental effort. The calculated cause-effect relationships between thermal efficiency and the explanatory variables are comprehensible and they help to understand the system's behavior to improve the plant operation for example.

In this case, a high positive disordinal interaction was found between the temperature of the heat source and the relative pump power. Due to the interaction of that both EVs an adjustment of only one variable, i.e. reducing the heat source temperature or increasing pump power, can lead to the operation of the expander in the wet steam area. Furthermore, the electrical load was identified as the largest linear and the pump as the largest quadratic influencing variable within the system boundaries. The valve position of the heating circuit is identified as insignificant by means of statistical tests.

In terms of forecast quality, the model achieved good predictions for the system behavior especially in the range of the highest efficiencies. In the low efficiency range the highest deviations are obtained, which are mainly caused by the lack-of-fit.

Despite the low overall system efficiency of the MORC the plant is well suited to demonstrate the systematic DoE approach and the importance of that methodology for engineers for teaching and research purposes.

6 References

- [1] Bonk, C. D., Laux, C., Rödder, M., Neef, M. (2017). Design of a 1 KW Organic Rankine Cycle for Teaching and Research Issues, IV International Seminar on ORC Power Systems, ORC2017, 13-15 September 2017, Milano, Italy, Energy Procedia 129, 931-938.
- [2] Imran, M., Pili, R., Usman, M., & Haglind, F. (2020). Dynamic modeling and control strategies of organic Rankine cycle systems: Methods and challenges. *Applied Energy*, 276, 115537.
- [3] Dickes, R., Dumont, O., & Lemort, V. (2020). Experimental assessment of the fluid charge distribution in an organic Rankine cycle (ORC) power system. *Applied Thermal Engineering*, 179, 115689.
- [4] Moradi, R., Habib, E., Villarini, M., & Cioccolanti, L. (2021). Assumption-free modeling of a micro-scale organic Rankine cycle system based on a mass-sensitive method. *Energy Conversion and Management*, 245, 114554.
- [5] Oh, J., Jeong, H., & Lee, H. (2021). Experimental and numerical analysis on low-temperature off-design organic Rankine cycle in perspective of mass conservation. *Energy*, 234, 121262.
- [6] Yang, F., Cho, H., Zhang, H., Zhang, J., & Wu, Y. (2018). Artificial neural network (ANN) based prediction and optimization of an organic Rankine cycle (ORC) for diesel engine waste heat recovery. *Energy conversion and management*, 164, 15-26.
- [7] Yan, D., Yang, F., Yang, F., Zhang, H., Guo, Z., Li, J., & Wu, Y. (2021). Identifying the key system parameters of the organic Rankine cycle using the principal component analysis based on an experimental database. *Energy Conversion and Management*, 240, 114252.
- [8] Agatonovic-Kustrin, S., Beresford, R. (2000). Basic concepts of artificial neural network (ANN) modeling and its application in pharmaceutical research. *Journal of Pharmaceutical and Biomedical Analysis* 22, 717-727.
- [9] Larsen, U., Pierobon, L., Wronski, J., & Haglind, F. (2014). Multiple regression models for the prediction of the maximum obtainable thermal efficiency of organic Rankine cycles. *Energy*, 65, 503-510.
- [10] Lecompte, S., Huisseune, H., van den Broek, M., & De Paepe, M. (2015). Methodical thermodynamic analysis and regression models of organic Rankine cycle architectures for waste heat recovery. *Energy*, 87, 60-76.
- [11] Kalina, J., & Świerzewski, M. (2019). Identification of ORC unit operation in biomass-fired cogeneration system. *Renewable Energy*, 142, 400-414.
- [12] Boodaghi, H., Etghani, M. M., & Sedighi, K. (2021). Performance analysis of a dual-loop bottoming organic Rankine cycle (ORC) for waste heat recovery of a heavy-duty diesel engine, Part I: Thermodynamic analysis. *Energy Conversion and Management*, 241, 113830.
- [13] 3M, 3M™ Novec™ 649 Engineered Fluid, Product Information, Retrieved at 09.19.2022 from <https://multimedia.3m.com/mws/media/569865O/3m-novec-engineered-fluid-649.pdf>
- [14] Montgomery, DC. (2017). *Design and Analysis of Experiments*, 9th Edition. Wiley
- [15] Siebertz, K., Bebbber, Dv., Hochkirchen, T. (2017). *Statistische Versuchsplanung*, 2. Auflage. Springer Vieweg
- [16] Sanchez, S.M., Sanchez P.J. (2005). Very large fractional factorials and central composite designs. *ACM Transactions on Modeling and Computer Simulation* 15 (4), 362-377
- [17] Kiel, J., (2020). *Einführung in die elektrische Energie- und Antriebstechnik*
- [18] Bell, I. H., Wronski, J., Quoilin, S., & Lemort, V. (2014). Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library CoolProp. *Industrial & engineering chemistry research*, 53(6), 2498-2508.

VERGLEICHENDE BEWERTUNG VON ELEKTROLYSE- & H₂- SPEICHERTECHNOLOGIEN ZUR NUTZUNG VON OFFSHORE-WINDENERGIE

Martin Hayduk, Romy Sommer, Johannes Gulden

Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES) / Hochschule Stralsund,
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Deutschland

Abstract

Die Planung neuer Offshore Windparks ist von einer zunehmenden Komplexität geprägt. Neben technischen Faktoren (z.B. Wassertiefe, Bodenbeschaffenheit, Windausbaute, etc.) besteht auch beim Konzept des Windparks eine zunehmende Auswahl an Gestaltungsmöglichkeiten. Dies betrifft insbesondere die Integration von Wasserstoff in die Wertschöpfungskette für Offshore Windstrom. Für den Windparkplaner müssen u.a. Fragen beantwortet werden, ob eine dezentrale Elektrolyse direkt am Windpark oder eine zentrale Elektrolyse möglicherweise an der Hafenkante sinnvoller sind. Auch hier sind die Einflussfaktoren vielfältig (z.B. Kabellänge für Landanschluss, potenzielle Speicherung und Abnahme von Wasserstoff nahe der Hafenkante, Wasserstofftransport über Pipelines und Schiff)

Um dieser Komplexität zu begegnen, soll ein Planungstool entwickelt werden, das eine ganzheitliche Bewertung von Offshore-Windparkalternativen ermöglicht. Kern des Tools ist ein Kostenmodell für die Installation von Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung. Darauf aufbauend wird ein interaktives 3D Planungstool entwickelt, welches es ermöglicht, die flexible Strukturplanung neuer Windparks auf Basis von GIS-Daten in einer VR-Umgebung darzustellen. Die interaktive Anpassung des Windparks verändert die Kostentreiber des Kostenmodells. Zudem wird im 3D-Modell der Landanschluss sowie dazugehörige Transportwege ausgewählt und in das Kostenmodell überführt. Der Windparkplaner sieht direkt die Auswirkungen von Veränderungen auf die Gesamtkosten. Somit hilft das System bei der Ausgestaltung und Strukturplanung neuer Offshore-Windparks sowie der Umrüstungsplanung bestehender Offshore-Windparks zur Wasserstoffherzeugung.

Schlüsselwörter: Offshore-Windpark, Wasserstoff, Planungstool

1. Einführung

Die Nutzung von Wasserstoff (H₂), als Energieträger rückt immer mehr in den Fokus der Öffentlichkeit. Dabei geht es vor allem um den sogenannten grünen Wasserstoff, der aus Windenergie erzeugt wird. [1] Die Kombination von Offshore-Windparks (OWP) und integrierter H₂-Erzeugung wurde bisher nur theoretisch betrachtet, wird jedoch als vielversprechendes Zukunftsthema gehandelt. [2] Grund für die geringe Realisierungsquote ist unter anderem die Komplexität der ganzheitlichen Planung von Windparks auf See mit dazugehöriger Erzeugung von H₂. Es existieren bisher keine Hilfsmittel, um diesen hochkomplexen Prozess zu unterstützen und somit die Realisierung der umweltfreundlichen Erzeugung von H₂ im industriellen Maßstab voranzutreiben. [3] Daher soll im Rahmen dieses Projektes ein Planungstool entwickelt werden, das die flexible Kosten- und 3D Strukturplanung neuer OWPs mit einer H₂-Erzeugung aus Offshore-Strom auf Basis von Geoinformationssystem-Daten (GIS-Daten) ermöglicht. Um den komplexen und interdisziplinären Planungsprozess und die damit verbundenen Abstimmungen zu vereinfachen, soll die Umsetzung in einer VR-Umgebung erfolgen. In das Planungstool werden Kostenmodelle zur Berechnung der Gesteungskosten für die Offshore-Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit des Standortes und der Entfernung zum Festland sowie den damit verbundenen Logistikkosten integriert. Die Ergebnisse des Projektes sollen somit die Durchführung entsprechender Projekte vorantreiben.

2. Methodik

Im ersten Schritt wurden die technischen Daten aktueller Elektrollysetechnologien in einer Literaturrecherche sowie Expertenbefragungen bei Partnern aus der Industrie erhoben. Die Daten wurden mittels einer Nutzwertanalyse ausgewertet. Es folgte die Analyse der Standorteinflussfaktoren von OWP. Anschließend wurde eine Datenerhebung von Wasserstoffspeichertechnologien und entsprechender Auswertung durchgeführt. Dabei wurden Tank- Und Bunkersysteme für flüssigen sowie gasförmigen Wasserstoff, Metallhydridspeicher, Flüssige Wasserstoffträger (LOHC), Methan, Methanol, Ameisensäure und Ammoniak miteinander verglichen und in einer Nutzwertanalyse gegenübergestellt. Um die verschiedenen Kostentreiber einzelner Szenarien zu quantifizieren, wurden entsprechende Einflussparameter bestimmt und verschiedene Varianten der Netzanbindung verglichen.

3. Ergebnisse und Diskussion

3.1 Auswahl Elektrollysetechnologie

Die verschiedenen Daten der Elektrollysetechnologien wurden erfasst und die technischen Parameter miteinander verglichen. Um die Marktreife der verschiedenen Wasserelektrolyseverfahren für den Offshore-Einsatz zu bewerten, wurde eine Nutzwertanalyse bestehender Technologien durchgeführt. Diese ist in Tab. 1 dargestellt. Basierend auf einem Punktesystem von 1 (schlecht) bis 10 (sehr gut) wurde eine Gewichtung relevanter Parameter für die Frage der Offshore-Eignung vorgenommen. Die Gesamtpunktzahl ergibt sich dabei aus der Summe der mit den entsprechenden Nutzwerten multiplizierten Parametern und stellt den Vergleichswert der Technologie dar. Die Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse eignet sich am besten für den Offshore-Einsatz mit einer Gesamtpunktzahl von 886, gefolgt von der alkalischen Elektrolyse (AEL) mit 767 Punkten.

Tab. 1: Nutzenwertanalyse Elektrollysetechnologien

	PEM	AEL	AEM	HTL	Nutzwert [%]
Leistungsgewicht	10	5	10	6	4,76
Stellfläche	10	8	8	4	9,52
Wirkungsgrad LHV	7	8	7	10	9,52
Betriebsdruck	9	8	8	9	4,76
Lastdynamik	10	5	3	1	14,29
Lebensdauer (Stack)	8	10	3	4	14,29
Eignung (Offshore)	10	6	7	1	14,29
Marktreife im MW-Bereich	7	10	7	6	14,29
Wartungs- & Betriebskosten	10	7	8	5	9,52
Kosten pro MW	8	9	8	7	4,76
Summe	885,7	766,7	628,5	457,1	2738,0

Der Grund für die Differenz soll im Folgenden erläutert werden. Die PEM-Elektrolyse ist bereits im MW-Bereich auf dem Markt verfügbar und kann, wenn sie entsprechend skaliert wird, sogar ähnliche oder niedrigere Anschaffungskosten als die anderen vergleichbaren Technologien aufweisen. [4] Obwohl die Hochtemperaturelektrolyse (HTL) den Vorteil bietet, Wasser in Form von heißem Dampf für den Herstellungsprozess nutzen zu können und damit deutlich bessere Wirkungsgrade zu erzielen, lässt sich diese Technologie bisher kaum mit hohen Zyklenzahlen betreiben, ohne entsprechende Degradationserscheinungen des Stacks zur Folge zu haben. [5] Damit entfällt die Möglichkeit, das System mit den schwankenden Energieflüssen eines Windparks zu koppeln, ohne einen erhöhten Verschleiß in Kauf nehmen zu müssen. Darüber hinaus befindet sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase und hat derzeit einen Technology Readiness Level (TRL) zwischen 6-7 [3,6,11] und wurde bisher nur in Pilotanlagen realisiert. Auch die Technologie der Anion Exchange Membrane (AEM) Elektrolyse, welche die Vorteile der PEM- und AEL- in sich vereint, zeigt noch deutliches Entwicklungs- und Verbesserungspotenzial auf. Es bleibt somit abzuwarten, welche technologischen Fortschritte die unterschiedlichen Elektrolyseverfahren in Zukunft durchlaufen werden und wie sie sich entsprechend am Markt positionieren können.

Abb. 1 zeigt einen Vergleich der vier am Markt verfügbaren Elektrolyseverfahren. Der Prozentsatz stellt die Ergebnisse der Summe (2738 Punkte) in der Nutzenwertanalyse für die Anwendungen in OWP dar. Die PEM-Wasserelektrolyse wurde als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz ermittelt. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten wie Leistungsgewicht, Stellfläche, Lastdynamik, Lebensdauer, TRL und OPEX klar durchsetzen. [7]

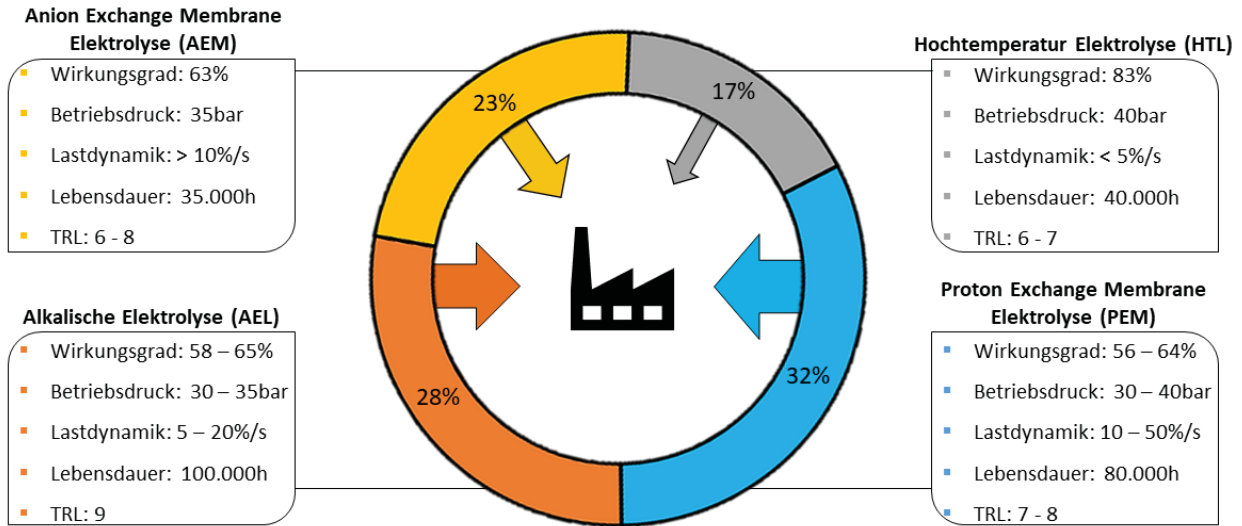


Abb. 1: Vergleich Elektrolysetechnologien

3.2 Vergleich H₂-Speichertechnologien

In der zweiten Phase des Projektes wurde eine vergleichende Bewertung verschiedener Wasserstoffspeichertechnologien, ihrer Vor- und Nachteile durchgeführt, die den Stand der Technik und die Eignung für verschiedene Logistiksysteme in Offshore-Anwendungen aufzeigen. Der Fokus lag dabei auf Tank & Bunker Systemen für (CGH₂ / LH₂ / MH / CH₄ / CH₃OH / HCOOH / LOHC / NH₃), siehe Tab. 2.

Tab. 2: Nutzenwertanalyse von H₂-Speichertechnologien

	CGH ₂ (350bar)	LH ₂	MH	CH ₄ (flüssig)	CH ₃ OH	HCOOH	LOHC	NH ₃ (flüssig)	Nutzwert [%]
Energie pro Liter	1	4	9	10	7	3	3	7	9,52
Wirkungsgrad (Bereitstellung)	9	5	8	8	9	3	6	6	9,52
Lebensdauer (Speicher)	9	8	9	8	10	10	10	9	4,76
Zyklen (Trägermedium)	10	10	5	10	10	10	2	10	4,76
Lagerung (Trägermedium)	7	3	10	9	10	9	10	8	4,76
Dynamik (Speicher)	9	8	7	8	10	10	10	8	4,76
Dynamik (Erzeugung)	9	9	9	6	8	4	7	5	4,76
Marktreife (im MW-Bereich)	10	7	7	10	8	3	2	10	14,29
Eignung (Offshore)	10	6	4	6	6	5	4	9	14,29
Umweltverträglichkeit (Trägermedium)	10	10	8	6	4	3	5	1	9,52
Kosten (Speicher)	9	6	4	7	10	10	7	8	4,76
Transport (im MW-Bereich)	10	4	2	10	10	7	10	7	14,29
Summe	871,4	633,3	633,2	828,5	809,4	552,3	580,9	733,3	5642,3

Im Folgenden wird eine Zusammenfassung der zweiten Phase des Projekts vorgestellt. Dabei konnte sich gasförmiger Wasserstoff eindeutig als Referenztechnologie durchsetzen. Für die Übertragung über Pipelines wurde ein besonders hohes Energieübertragungspotenzial festgestellt. Darüber hinaus hatte komprimierter Wasserstoff in der Nutzwertanalyse entscheidende Vorteile gegenüber flüssigen und chemischen Speichertechnologien in den folgenden Parametern: Effizienz (Versorgung), Dynamik

(Speicherung & Erzeugung), Marktreife (im MW-Bereich), Eignung (Offshore), Umweltverträglichkeit (Trägermedium), Lagerkosten und Transport (im MW-Bereich). Die Gesamtpunktzahl für jede Speichertechnologie ist in Abb. 2 dargestellt und zeigt die signifikante Marge von CGH₂ zu den Alternativen auf.

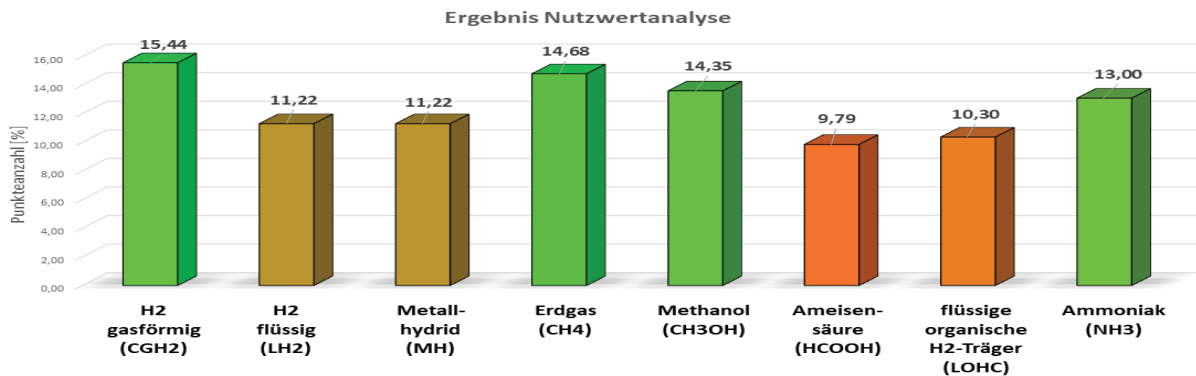


Abb. 2: Vergleich von H₂-Speichertechnologien für Offshore-Windenergie

Die Energieübertragung in Form von gasförmigem Wasserstoff kann je nach Übertragungsdistanz einen logistischen Wirkungsgrad > 90 % erreichen, was derzeit mit keinem anderen Wasserstoffträger in entsprechender Skalierung möglich ist. Als Lagermöglichkeit in dieser Größenordnung bieten nur Salzkavernen eine wirtschaftliche Option. [12] So kann beispielsweise eine Kaverne mit einem Durchmesser von 60 m, einer Höhe von 300 m und einem nutzbaren Druckbereich von 120 bar ca. 100 MNm³ Wasserstoff speichern. Dies entspricht einer Energiemenge von 300 GWh im Verhältnis zum LHV von H₂. Gleichzeitig kann das Be- und Entladen mit über 10 t pro Stunde durchgeführt werden, was einer Leistung von mehr als 333 MW pro Kaverne entspricht. Dies ermöglicht den direkten Betrieb mit volatilen erneuerbaren Energiequellen wie der Windkraft. [8] Die Technologie ist bereits verfügbar und könnte einen wichtigen Beitrag zur Wasserstoffspeicherung leisten. Für Europa wird eine Gesamtspeicherkapazität in Salzkavernen auf 84,8 PWh (H₂, LHV) geschätzt. [9] Da Wasserstoff ein ungiftiges Gas ist, sind die Auswirkungen auf Umwelt und Natur im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien deutlich geringer. Im Falle eines Lecks kommt es zu keinen Vergiftungen von Wasserorganismen, wie es zum Beispiel durch Ammoniak oder Methanol der Fall wäre. H₂ weist zwar im Vergleich zu CO₂ ein etwa 6-faches Erderwärmungspotenzial (GWP) auf, jedoch liegt dieser Faktor deutlich unter den Werten von Methan. Die Lagerkosten pro MWh_{H₂} in einer Salzkaverne liegen deutlich unter einem Standard-Wasserstoffdruckspeicher bis 350bar. [10] Der Energietransport aus dem Offshore-Windpark kann in einer Pipeline mit gasförmigem Wasserstoff realisiert werden. So kann eine Übertragungskapazität von mehr als 10GW_{H₂} in nur einer Rohrleitung mit einem Durchmesser von einem Meter erfolgen.

4. Zusammenfassung

Die PEM-Wasserelektrolyse hat sich als Referenztechnologie für den Offshore-Einsatz hervorgetan. Diese Technologie konnte sich in wichtigen Vergleichswerten deutlich durchsetzen.

Obwohl die anderen Elektrolyseverfahren noch über z.T. deutliches Verbesserungspotenzial verfügen, wird die künftige Weiterentwicklung zu einer Neubewertung bei der Auswahl entsprechender Technologien für den Offshoreeinsatz führen. Vor allem AEM und HTL befinden sich noch auf einem niedrigen TRL und werden in Zukunft weiterentwickelt werden müssen, um sich am Markt gegen die etablierten Verfahren behaupten zu können.

Gasförmiger Wasserstoff hat sich als Referenztechnologie für die Speicherung von Offshore-Windenergie durchsetzen können. Die Nutzwertanalyse der verschiedenen Wasserstoffspeichertechnologien zeigte deutliche Vorteile bei kritischen Parametern für die Anbindung an Offshore-Windparks. Die Speicherung von Wasserstoff im TWh-Maßstab könnte dabei durch Kavernenspeicher wirtschaftlich und sicher realisiert werden.

In der nächsten Projektphase wird eine wirtschaftliche Bewertung des Standortes einer Elektrolyseanlage durchgeführt. Die Einflussparameter wie die Entfernung des OWP zum Festland und die zu übertragende Leistung werden mit den am Markt verfügbaren Übertragungstechnologien gegenübergestellt und in einer Break-Even-Analyse miteinander verglichen. Ziel dieses Abschnittes ist es, den wirtschaftlichsten Standort für die Wasserstoffproduktionsanlagen zu finden. Anschließend werden alle Daten aus den bisherigen Arbeitspaketen in ein Kostenmodell einfließen und somit die Produktionskosten für die Wasserstoffversorgung ermittelt. Im letzten Schritt wird das Modell mit dem VR-Planungstool des Fraunhofer IGP zusammengeführt.

5. Literaturverzeichnis

- [1] Pressemitteilung: *Bundeswirtschaftsministerium treibt Wasserstoff auf See voran.*
URL <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/09/20210924-bundeswirtschaftsministerium-treibt-wasserstoff-auf-see-voran-verordnung-zur-vergabe-von-flachen-fur-die-wasserstofferzeugung-auf-see-veroeffentlicht.html>.
Aktualisiert am: 24.09.2021, Geprüft am: 08.12.2022
- [2] Projekt Offsh2ore: *Wasserstofferzeugung mit Offshore-Windenergie als Insellösung.*
URL <https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/offsh2ore>.
Aktualisiert am: 30.11.2022, Geprüft am: 08.12.2022.
- [3] Hebling C., Ragwitz M., Smolinka T., et al. 2019. *A Hydrogen Roadmap for Germany.* Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE (Eds.), Karlsruhe & Freiburg.
URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf.
Geprüft am: 06.12.2022.
- [4] Smolinka T., et.al. (2018) Studie IndWEde *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme.* NOW GmbH, S.43
- [5] Dincer I and Acar C. (2018) *Comprehensive Energy Systems Hydrogen Production.* Elsevier, S.15
- [6] Lösch O., et.al. (2019) *Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff* Technische Universität Darmstadt. Institut für Produktionsmanagement. Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW), S. 21
- [7] Holst M., Aschbrenner S., Smolinka T., et al. (2021) *Cost forecast for low- temperature electrolysis – technology driven bottom- up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis.* Fraunhofer ISE, S 08-33
- [8] Stolzenburg K., Hamelmann R., Wietschel M., Lehmann J., et al. (2014) *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem.* Abschlussbericht, S. 115-155
- [9] D. G. Caglayan, et al. (2019) *Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe* Institute of Energy and Climate Research, Techno-economic Systems Analysis (IEK-3), Forschungszentrum Juelich GmbH
- [10] Töppler J. and Lehmann J. (2017) *Hydrogen and Fuel Cell Technologies and Market Perspectives.* Springer, S. 28-29
- [11] John C. Mankins (1995) *Technology Readiness Levels* White Paper. NASA
- [12] Warnecke M. und Röhlings S. (2021) *Untertägige Speicherung von Wasserstoff* Status quo Open Acces Article, S. 15

Anforderung an einen Leistungsprüfstand für die Entwicklung einer Wasserstoff-Methan Brennwerttherme

M.Dölz¹, M.Eng; Dr. J.G.Wünning²; Prof. Dr. T. Plessing¹

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

²WS Wärmeprozessstechnik GmbH, Renningen

Abstract

In der vorliegenden Arbeit wird das Vorgehen bei der Konstruktion eines Prüfstandes für die Entwicklung einer Wasserstoff-Methan Brennwerttherme vorgestellt.

Das erste Kapitel beschäftigt sich mit den unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Methan und Wasserstoff. Abgeleitet aus den Eigenschaften der Brenngase werden Vorkehrungen für die Sicherheit im Umgang mit brennbaren Gasen, der Sauerstoffbedarf für den Verbrennungsvorgang und konstruktive Anforderungen an die Brennwerttherme vorgestellt.

Das zweite Kapitel beschäftigt sich mit dem Aufbau des Prüfstandes und stellt die Hauptbestandteile im Detail vor. Umfassend wird dabei auf die Gaskonditionierung sowie die Messwerterfassung und Steuerung eingegangen.

Im dritten Kapitel werden die Versuchsdurchführung anhand der Vorbereitung, der Durchführung und der Auswertung erläutert. Im abschließenden vierten Kapitel werden die Hauptaussagen zusammengefasst aufgeführt.

1. Wasserstoff und Erdgas im Verbrennungsprozess

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) weist in der nationalen Wasserstoffstrategie dem Wasserstoff eine „zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende“ zu (BMWi, 2020). Neben der stofflichen Nutzung in chemischen Prozessen wird der Wasserstoff als Energiespeicher für Erneuerbaren Energiequellen gehandelt. Mittels Elektrolyse erzeugter Wasserstoff soll gespeichert, transportiert und im Wärme-, Strom- sowie Mobilitätsbereich eingesetzt werden.

Im Jahr 2020 wurden in Deutschland 2008 PJ Erdgas als Endenergie genutzt, was 24,1 % der gesamten verbrauchten Endenergie entspricht (AGEB, 2021). Aufgrund der fortschreitenden Klimakrise soll in Zukunft der Einsatz von fossilen Energieträgern auf null reduziert werden. Eine Möglichkeit das Erdgasnetz zu dekarbonisieren, ist Wasserstoff bis zu einem bestimmten Volumenanteil, im Gespräch sind aktuell circa 20 %, einzuspeisen. Diese Maßnahme könnte kurzfristig umgesetzt werden und hätte den Vorteil, dass bestehende Strukturen genutzt werden können. Mittel- bis langfristig soll das Erdgas im Wärmebereich komplett durch den Einsatz elektrischer Energie oder Wasserstoff substituiert werden.

Die von der WS Wärmeprozessstechnik GmbH entwickelte Brennwerttherme ermöglicht den Übergang von der aktuellen Methan- zu der zukünftigen Wasserstoffversorgung. Die Therme kann mit Methan, mit einem Methan-Wasserstoff-Gemisch und mit reinem Wasserstoff betrieben werden. Um die Ansprüche an einen effizienten und emissionsarmen Betrieb der Anlage zu gewährleisten, wurden die Entwicklungsschritte kontinuierlich durch Messungen an einem eigens für die Vermessung der Therme entworfenen, Prüfstand durchgeführt.

Die Entwicklung einer Therme zur Verbrennung von Wasserstoff und Methan setzt voraus, dass die Unterschiede der physikalischen Eigenschaften beachtet werden. Eine Übersicht für den Verbrennungsprozess relevanter Eigenschaften werden in der Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1 Gegenüberstellung ausgewählter Eigenschaften von Methan und Wasserstoff (NILSSON, et al., 2017) (TÜV NORD GROUP)

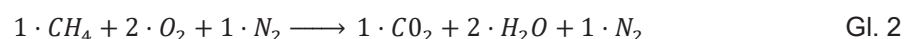
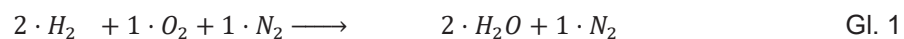
	Methan	Wasserstoff
Formelzeichen	CH ₄	H ₂
Dichte [kg/m ³]	0,72	0,0899
Brennwert [kWh/m ³]	10	3,54
Heizwert [kWh/m ³]	9,0	3
Molmasse [g/mol]	16,04	2,02
Laminare Brenngeschwindigkeit [cm/s]	30	200
Zündgrenzen [Vol.-%]		
untere	4,4	4
obere	17	77

Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften beeinflussen, bei der Entwicklung der Brennwerttherme und bei dem Arbeiten am Prüfstand, 2 Bereiche. Als Erstes wird an dieser Stelle auf den Aspekt der Sicherheit im Umgang mit Brennstoffen verwiesen. Wasserstoff besitzt eine um den Faktor 8 geringere Molmasse als Methan. Damit es zu keinen Undichtigkeiten an den Verbindungen der Gasstrecke kommt wurden diese mit einer speziellen Gewindedichtung „LOCTITE 577“ montiert. Bei der Erstinbetriebnahme wurde jede Verbindung mit einem Gasdetektor¹ auf Dichtheit geprüft und die Ergebnisse protokolliert.

Der TÜV-Nord erläutert auf die Frage wie gefährlich Wasserstoff im Vergleich zu anderen brennbaren Gasen ist, dass es bei einem korrekten Umgang mit Wasserstoff zu keinem erhöhten Sicherheitsrisiko kommt (TÜV NORD GROUP). Der geübte und sichere Umgang mit Brennstoffen ist neben der Einhaltung der allgemeinen Sicherheitsvorkehrungen im Labor unerlässlich. Aus diesem Grund wurde eine Checkliste ausgearbeitet, mit der vor jeder Versuchsreihe alle sicherheitsrelevanten Punkte geprüft werden. Eine Übersicht wird in Kapitel 3 vorgestellt.

Der Zweite Bereich der durch die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften beeinflusst wird, betrifft den Verbrennungsprozess in der Brennwerttherme.

Der Sauerstoffbedarf für den Verbrennungsvorgang wird durch die Brenngaszusammensetzung beeinflusst. Verbrennung von Methan und/oder Wasserstoff erfolgt mit Luft die neben dem Reaktanten Sauerstoff auch das Inertgas Stickstoff enthält. Die Reaktionsgleichung für die stöchiometrische Verbrennung von Methan und Wasserstoff ist in der Gleichung 1 und 2 dargestellt.



Nach Gleichung 1 und 2 wird für die Oxidation von einem Molekül Wasserstoff viermal so viel Sauerstoff benötigt wie für Methan. Der Sauerstoffbedarf für eine definierte Leistung ist die zweite Größe die zu beachten ist. Der Energiegehalt pro Molekül lässt sich folgendermaßen bestimmen

$$e_{H_2} = \frac{n \cdot m_{Mol} \cdot H_S}{\rho} = 0,079 \frac{kWh}{mol} \quad \text{Gl. 3}$$

$$e_{CH_4} = \frac{n \cdot m_{Mol} \cdot H_S}{\rho} = 0,223 \frac{kWh}{mol} \quad \text{Gl. 4}$$

¹ MRU 400GD Multifunktions-Detektor mit HC Sensor, Messbereich H₂: 0 bis 20.000 ppm (MRU · Messgeräte für Rauchgase und Umweltschutz GmbH)

Aus den Gleichungen 3 und 4 geht hervor, dass für den selben Energieertrag 2,8-mal mehr Wasserstoff eingesetzt werden muss als Methan. Verrechnet man die beiden Faktoren miteinander ergibt sich ein Faktor für den Sauerstoffbedarf von 1,4. Bei gleicher Leistung steigt somit der Sauerstoffbedarf bei der Verbrennung von reinem Wasserstoff um das 1,4-fache gegenüber der Verbrennung von reinem Methan. Der benötigte Sauerstoff bei verschiedenen Gaskonzentrationen² wird in der Abbildung 1 dargestellt.

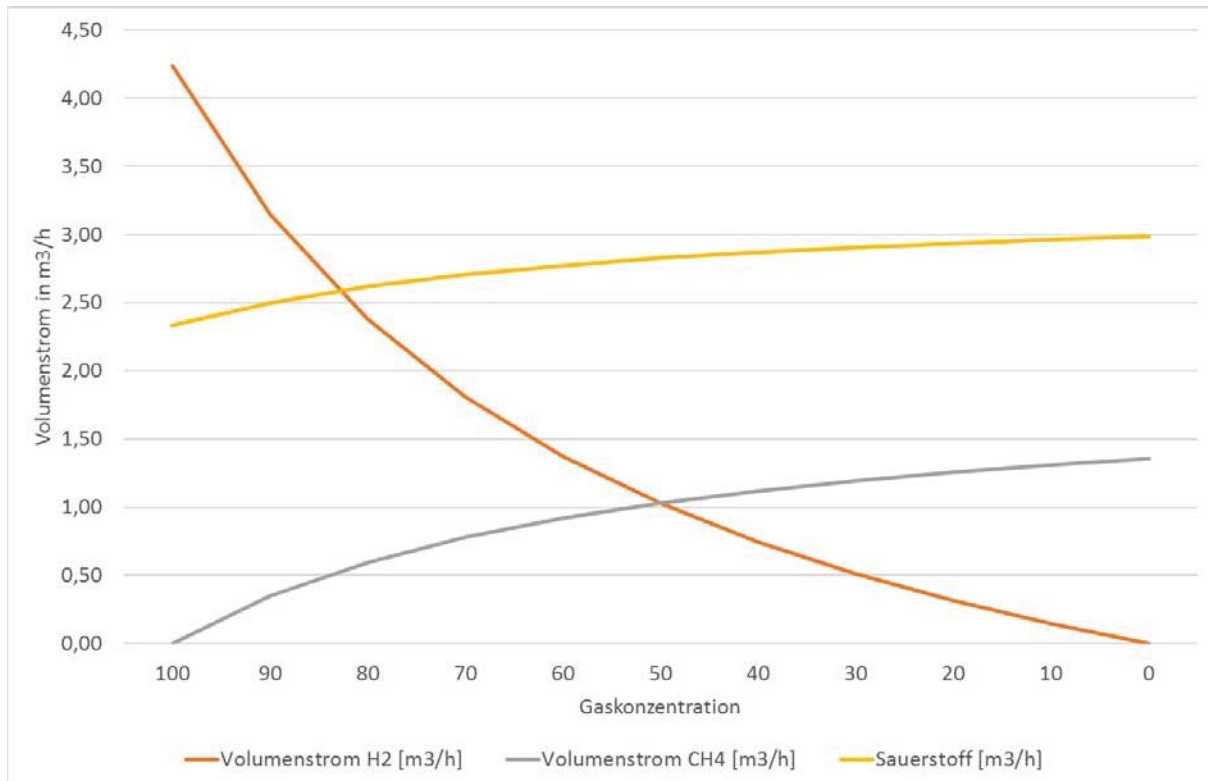


Abbildung 1 Sauerstoffbedarf für die Oxidation der Brenngasse in Abhängigkeit der Gaszusammensetzung bei einer Brenngasleistung von 15 kW und einem Luftverhältnis von 1,1

Neben dem variierenden Sauerstoffbedarf, dem durch Regeln des Luftvolumenstromes entgegengewirkt werden kann, gibt es noch 2 weitere Eigenschaften die bei dem Verbrennungsvorgang zu beachten sind. Aus der Tabelle 1 ist zu entnehmen, dass die laminare Brenngeschwindigkeit von Wasserstoff gegenüber Methan größer ist. Die Abbildung 2 zeigt den Verlauf der laminare Brenngeschwindigkeit für Wasserstoff, Wasserstoff-Methan-Gemische und Methan in Abhängigkeit des Brennstoffverhältnisses dar. Das Brennstoffverhältnis ist der Kehrwert des Luftverhältnisses und lässt sich mit Gleichung 5 berechnen.

$$\Phi = \frac{1}{\lambda} = \frac{\dot{V}_{\text{Brenngas}}}{\dot{V}_{\text{Sauerstoff}}} \quad \text{Gl. 5}$$

Aus der Abbildung 2 ist ersichtlich, dass sich die laminare Brenngeschwindigkeit von Methan und Wasserstoff stark unterscheiden. Die Amplitude verschiebt sich bei höheren Wasserstoffkonzentrationen von 1,1 (100 % Methan) zu einem Brennstoffverhältnis von 1,7 (100 % Wasserstoff). Die maximale laminare Brenngeschwindigkeit beträgt bei 100 % Methan 37 cm/s und bei Wasserstoff 280, was einem Faktor von 7,6 entspricht. Bei dem Auslegungsbrennverhältnis von 0,9 fällt der Faktor mit circa 6,6 geringer aus.

² Anteil Wasserstoff in Volumen %

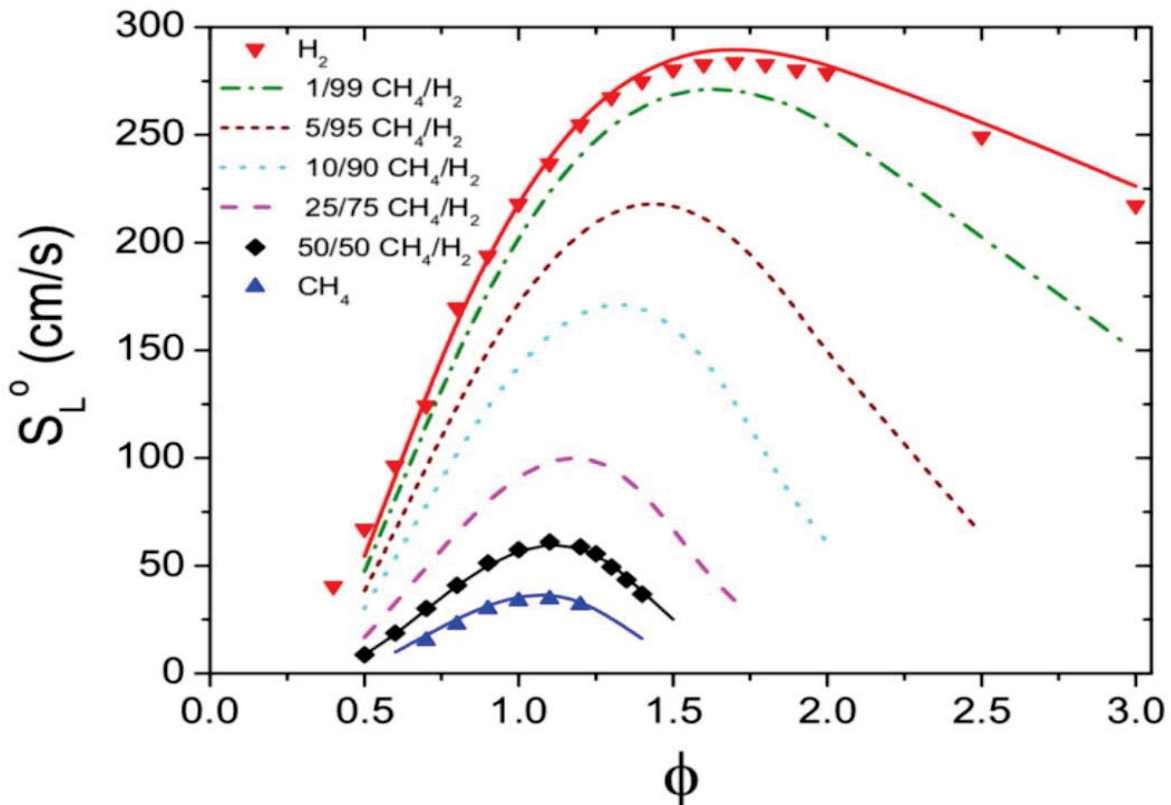


Abbildung 2 Verlauf der laminaren Brenngeschwindigkeit S_L von Wasserstoff, Wasserstoff-Methan-Gemischen und Methan in Abhängigkeit des Brennstoffverhältnis (NILSSON, *et al.*, 2017)

Weiterhin ist der Abbildung 2 zu entnehmen, dass Methan einen geringeren Brennereich in Abhängigkeit des Brennstoffverhältnisses aufweist als Wasserstoff. Diese Beobachtung deckt sich mit den in Tabelle 1 aufgeführten unteren und oberen Zündgrenzen der Brenngase. Die untere Zündgrenze ist bei Methan und Wasserstoff mit 4 % gleich. Mit 77 % liegt die obere Zündgrenze von Wasserstoff weit über der von Methan.

Der starke Unterschied der laminaren Brenngeschwindigkeit und der Zündgrenzen beider Brenngase müssen konstruktiv beachtet werden und stellen bei der Entwicklung der Brennwerttherme eine besondere Herausforderung dar.

2. Vorstellung des Leistungsprüfstandes

Die Entwicklung einer Brennwerttherme für die Verbrennung von Wasserstoff und Methan beinhaltet verschiedene Zielvorgaben. Die Aufgabe des Prüfstandes bei der Entwicklung ist, diese Zielvorgaben durch Messdaten zu quantifizieren und die Sensitivität einzelner Einflussfaktoren zu ermitteln. Stabile Versuchsbedingungen reduzieren den Einfluss von dynamischen Effekten und gewährleisten die Reproduzierbarkeit der Versuchsreihen. Als Zielgrößen wurden gemeinsam mit dem Projektpartner folgende Parameter bestimmt:

- Die zugeführte Leistung des Brenngases
- Die Wärmeleistung die über den internen Wärmeübertrager an das Trägerfluid Wasser übertragen wird
- Der Wirkungsgrad aus zugeführter Energie und nutzbarer Energie
- Die NO_x , Wasserstoff und Methan Emissionen im Abgasvolumstrom
- Die Masse des anfallenden Kondensats
- Die Temperaturdifferenz zwischen der Rücklauftemperatur im Wasserkreislauf und der Abgastemperatur

Gaskonditionierung

Für die Versorgung mit Brenngas wurden zwei Gasflaschen mit jeweils einem Füllvermögen von 50 l installiert. Der Gasdruck in den Flaschen beträgt 200 bar und wird für den nachgelagerten Versuchsaufbau in 2 Schritten auf einen Überdruck von 180 mbar reduziert.

Unter Anwendung der allgemeinen Gasgleichung

$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad \text{Gl. 6}$$

und unter Annahme, dass sich Wasserstoff und Methan bei den Versuchsparametern in Näherung wie ideale Gase verhalten, ergibt sich durch Gleichsetzen des Zustandes 1 (vor der Entspannung) und Zustand 2 (nach der Entspannung) folgende Gleichung

$$\frac{p_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{p_2 \cdot V_2}{T_2} \quad \text{Gl. 7}$$

Unter Annahme, dass die Temperatur vor und nach der Entspannung der Umgebungstemperatur entspricht, lässt sich das Volumen nach der Druckreduzierung mit Hilfe der Gleichung

$$V_2 = \frac{p_1}{p_2} \cdot V_1 \quad \text{Gl. 8}$$

bestimmen. Angewendet auf den Versuchsaufbau ergibt sich aus den 50 l die in der Gasflasche bei 200 bar vorliegen bei einem Überdruck von 180 mbar circa 8,47 m³.

Die untersuchte Brennwerttherme ist für einen Arbeitsdruck von maximal 1,180 bar ausgelegt. Das vergleichsweise geringe Druckniveau vermindert das Gefahrenpotential beim Umgang mit dem Brenngas und ermöglicht ein besseres Regelverhalten des Volumenstroms. Die erste Absenkung des Gasdrucks wird mit Flaschendruckmindern durchgeführt. Diese ermöglichen eine grobe Einstellung und senken den Druck auf 3 bar ab. Anschließend wird der Druck mit sogenannten Leistungsdruckmindern auf den Arbeitsdruck eingestellt. Diese speziellen Druckminderer sind dafür ausgelegt bei geringen Druck einen großen Volumenstrom zu ermöglichen. Der Druck am Austritt ist über eine Stellschraube sehr fein einstellbar und ermöglicht Druckverluste in der nachgelagerten Gasleitung auszugleichen.

Der Versuchsprüfstand wurde für einen Leistungsbereich von 5 bis 25 kW und einer Gaskonzentration von 0 bis 100 % Wasserstoff konstruiert. Die Einstellung des Gesamtvolumenstromes erfolgt mit Hilfe eines Nadelventils. Das Nadelventil hat den Vorteil, dass der Volumenstrom sehr exakt eingestellt werden kann. Die Teilvolumenströme des Methans und des Wasserstoffs werden über ein Mischventil eingestellt. Für die Bestimmung der Teilvolumenströme, bei gegebener Gaskonzentration und Brenngasleistung wurde das in der Abbildung 3 dargestellte Auslegungsdiagramm entwickelt

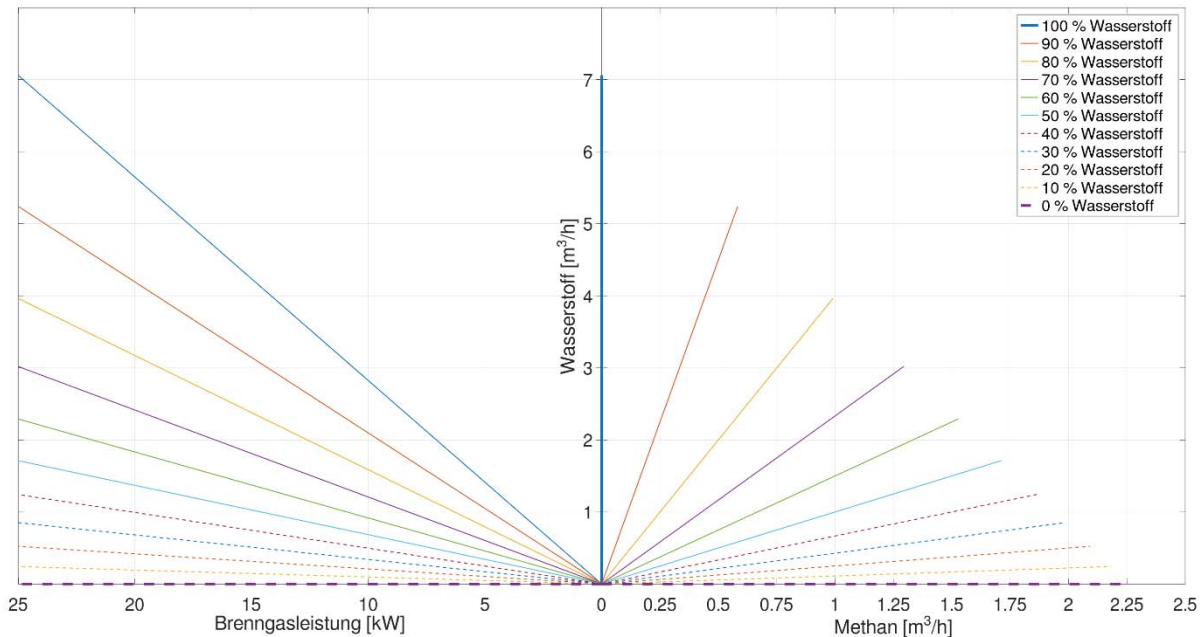


Abbildung 3 Auslegungsdiagramm für die Ermittlung der Volumenströme für Methan und Wasserstoff bei definierten Gaskonzentrationen und Leistungen

Das Diagramm wird folgendermaßen verwendet:

1. Auf der linken x-Achse wird die gewünschte Leistung markiert
2. Von Punkt 1 wird eine senkrechte Linie bis zur gewünschte Gaskonzentration gezogen
3. Ausgehend von Punkt 2 wird eine waagerechte Linie in den rechten Teil des Diagramms gezeichnet bis ebenfalls die gewünschte Gaskonzentration erreicht ist.
4. Ausgehend von Punkt 3 wird eine senkrechte Linie bis zur rechten x-Achse eingezeichnet
5. Abschließend wird an dem Schnittpunkt der Linie mit der y-Achse der Volumenstrom für den Wasserstoff abgelesen und auf der rechten x-Achse der Volumenstrom des Methans

Wärmeabführung und Temperaturregelung

Wie in Abbildung 4 dargestellt wird die Wärme der Verbrennungsreaktion mit Wasser abgeführt. Für die Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Temperaturniveaus und Temperaturspreizungen kann die Rücklauftemperatur und der Volumenstrom variiert werden.

Die Rücklauftemperatur kann im Bereich von 20 bis 80 °C angepasst werden. Der Volumenstrom kann im Bereich 200 bis 1500 l/h variiert werden.

Abgasmanagement

Die entstehenden Reaktionsprodukte werden direkt an der Brennwerttherme abgesaugt und über eine Sicherheitslüftung aus dem Labor abgeführt. Da sich im Abgas anteilig auch Brenngas befinden kann, ist die Anlage Explosionsgeschützt ausgeführt und muss regelmäßig durch eine zertifizierte Einrichtungen geprüft werden.

Messwerterfassung und Steuerung

Die Bewertung des Verbrennungsprozesses erfolgt anhand der Analyse des Abgases hinsichtlich der O₂, NO_x und CO₂-Emissionen sowie eventuell vorhandenen nicht verbrannten Brenngasen. Die Messwerterfassung erfolgt mit dem Abgasmessgerät Visit 02 S der Firma Eheim. Neben der vollständigen Verbrennung, die eine Voraussetzung für die bestmögliche Effizienz der Brennwerttherme darstellt, ist ein Ziel der Entwicklungsarbeit NO_x-Werte im Abgas unter 10 ppm zu erreichen und damit deutlich unter den gesetzlichen Vorgaben zu bleiben.

Die Erfassung des Methan- und Wasserstoffvolumenstromes am Messpunkt 1 (vgl. Abbildung 4) erfolgt mit Hilfe von Schwebekörper-Durchflussmessern, die auch als Rotameter bezeichnet werden. Die Rotameter sind mit einer analogen Drehfeldanzeige und einen analogen 4-20 mA Ausgang ausgestattet. Die optische Anzeige dient der Einstellung der Volumenströme, der Wert am analogen Ausgang wird digitalisiert und für die Bewertung herangezogen.

Die Luftzufuhr wird mit Hilfe eines Ventilators in Abhängigkeit des Sauerstoffüberschusses im Abgas geregelt. Um eine vollständige Verbrennung zu fördern, wird ein Lambda von 1,1 bis 1,2 angestrebt, was einem Sauerstoffüberschuss von 2 – 4 % im Abgas entspricht.

Für die interne Regelung der Brennwerttherme wird am Messpunkt 3 (M3) das Brenngas-Luftgemisch vor der Verbrennung auf die O₂-Konzentration untersucht. Das entstandene Kondensat wird am Messpunkt 7 (M7) gemessen.

Zusätzlich zu den aufgeführten Parametern werden für die detailliertere Analyse des Verbrennungsprozesses die Drücke und Temperaturen an den Messpunkten 1 bis 7 aufgenommen (vgl. Abbildung 4). Die Digitalisierung der analogen Messwerte erfolgt mit dem Messgerät Ahlborn 809 und einem Keithley 2701.

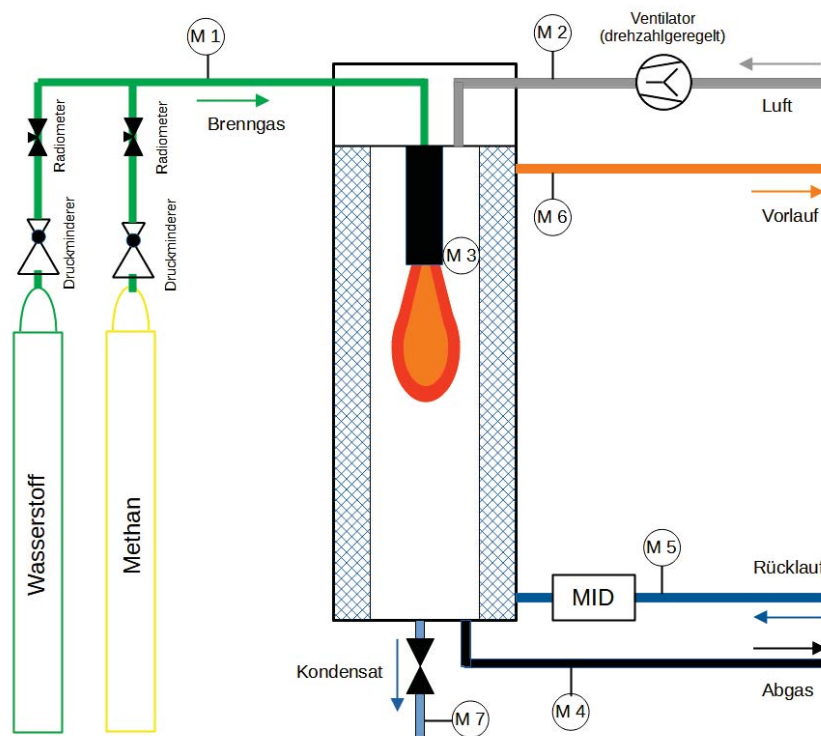


Abbildung 4 Schematischer Prüfaufbau mit Fluidströmen und den Messpunkten 1 bis 7

Die durch den Verbrennungsprozess entstehende Wärme wird über einen internen Wärmeüberträger an den externen Wasserkreislauf übergeben. Für die Bilanzierung des Wärmestromes im Wasserkreislauf wird der Volumenstrom mit einem magnetisch-induktiven Durchflussmesser (MID) aufgenommen und die Temperaturen im Vor- und Rücklauf gemessen.

Die Bedienung des Prüfstandes erfolgt mit einer, auf der Grundlage von LabVIEW, erstellten Prüfstandssoftware. Das Programm ermöglicht die Überwachung des Verbrennungsprozesses, die Steuerung der Rücklauftemperatur und die Einstellung der Temperaturspreizung im Wasserkreislauf sowie der Luftzufuhr. Die Messdaten werden verarbeitet, visualisiert, automatisch abgespeichert und stehen für die anschließende Auswertung zur Verfügung.

3. Durchführung einer Funktions- und Leistungsprüfung

Versuchsvorbereitung

Zu Beginn des Versuchs wird die Leistung und die Gaszusammensetzung festgelegt. Mit Hilfe des Diagramms aus Abbildung 3 werden die Teilvolumenströme bestimmt und im Prüfprotokoll dokumentiert. Weiterhin wird die Rücklaufftemperatur sowie die Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf festgelegt. Für die Variation der Versuchsparameter hat sich die Erstellung eines Versuchsplans als zielführend erwiesen. Mit dem Plan wird sichergestellt, dass jede Parameterkombination abgedeckt wird und es werden Dopplungen vermieden. Die Tabelle 2 zeigt den Versuchsplan für die Vermessung der Brennwerttherme bei unterschiedlicher Brenngasleistung, Temperaturspreizung und Rücklaufftemperatur. Die Versuche 1 bis 7 werden bei einer Rückkühltemperatur von 20 °C und Variation der Leistung und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- Rücklauf durchgeführt (grün). Im Anschluss werden mit den Versuchen 8 bis 13 die Auswirkungen höherer Rücklaufftemperaturen bei definierten Leistungen und Temperaturdifferenzen untersucht. Sollten die Messergebnisse genug Informationen bereitstellen können die ausgesparten Bereiche (weiß) vernachlässigt werden. Sollte sich bei der Auswertung keine eindeutigen Schlussfolgerungen ergeben, müssen diese und ggf. Weitere Versuche ebenfalls durchgeführt werden.

Tabelle 2 Beispielhafte Versuchsreihe mit 3 Versuchsparameter

Brenngasleistung [kW]	25		15			5	
Delta Wassertemp. [K]	20	30	10	20	30	10	20
Rücklaufftemp. 20°C	Versuch 1	Versuch 2	Versuch 3	Versuch 4	Versuch 5	Versuch 6	Versuch 7
Rücklaufftemp. 40°C	Versuch 8			Versuch 10		Versuch 12	
Rücklaufftemp. 60°C	Versuch 9			Versuch 11		Versuch 13	

Bevor mit dem Versuch begonnen werden kann, ist eine Checkliste abzarbeiten und ebenfalls im Prüfprotokoll zu dokumentieren. Die Liste umfasst folgende Punkte:

- Messwerterfassung einrichten und Aufzeichnung starten
 - PC, Multimeter, Sensoren mit Spannung versorgen
 - Prüfstandssoftware starten und Messwerterfassung beginnen
- Luftzufuhr einschalten
 - Luftgebläse starten
 - Mit der Prüfstandssoftware den benötigten Volumenstrom einstellen
- Wasserkreislauf in Betrieb nehmen
 - Volumenstrom einstellen und prüfen
 - Rücklaufftemperatur einstellen
- Abgasmanagement in Betrieb nehmen
 - Ventilator auf Stufe 3 (entspricht 1500 m³/h) einstellen
 - Luftzug prüfen
- Funktionstest
 - Ventile prüfen und anschließend Schließen
 - Zündung prüfen
- Konditionierstrecke mit Gas beladen
 - Die Teilstücke abschnittsweise in Betrieb nehmen und mit Gasetektor auf Leckagen prüfen

- Nach 15 Minuten noch einmal auf Leckagen prüfen
- Gasdetektor für die kontinuierliche Prüfung über Gasstrecke positionieren

Versuchsdurchführung

Im Anschluss an die aufgeführten Vorbereitungsschritte, wird mit der Vermessung der Brennwerttherme begonnen. Die elektronische Zündung wird in Betrieb genommen. Anschließend wird das Magnetventil zwischen der Gasstrecke und der Brennwerttherme geöffnet. Die Einstellung des Brenngasvolumenstromes erfolgt mit einem Nadelventil.

Die Zündung des Gemisches aus Brenngas und Luft erfolgt sobald das Brenngas mit dem Zündstab in Berührung kommt. Sollte dies nicht geschehen ist die Gaszusammensetzung (H_2 , CH_4 und O_2) zu prüfen und der Versuch gegebenenfalls abzubrechen. Im Anschluss an die erfolgte Zündung wird der Gesamtvolumenstrom, die Teilvolumenströme für Wasserstoff und Methan sowie die Luftzufuhr feinjustiert bis eine stabile Verbrennung vorliegt. Nach Erreichen eines stabilen Brennvorgangs kann die Zündung abgeschaltet werden.

Jede Parametervariation wird circa 15 Minuten vermessen. Die ersten 5 Minuten dienen der Einstellung der Versuchsparameter bis zu einem stabilen Verbrennungsvorgang. Die verbleibenden 10 Minuten werden, im Anschluss an die Versuchsdurchführung, für die Auswertung herangezogen, vgl. dazu Abbildung 5.

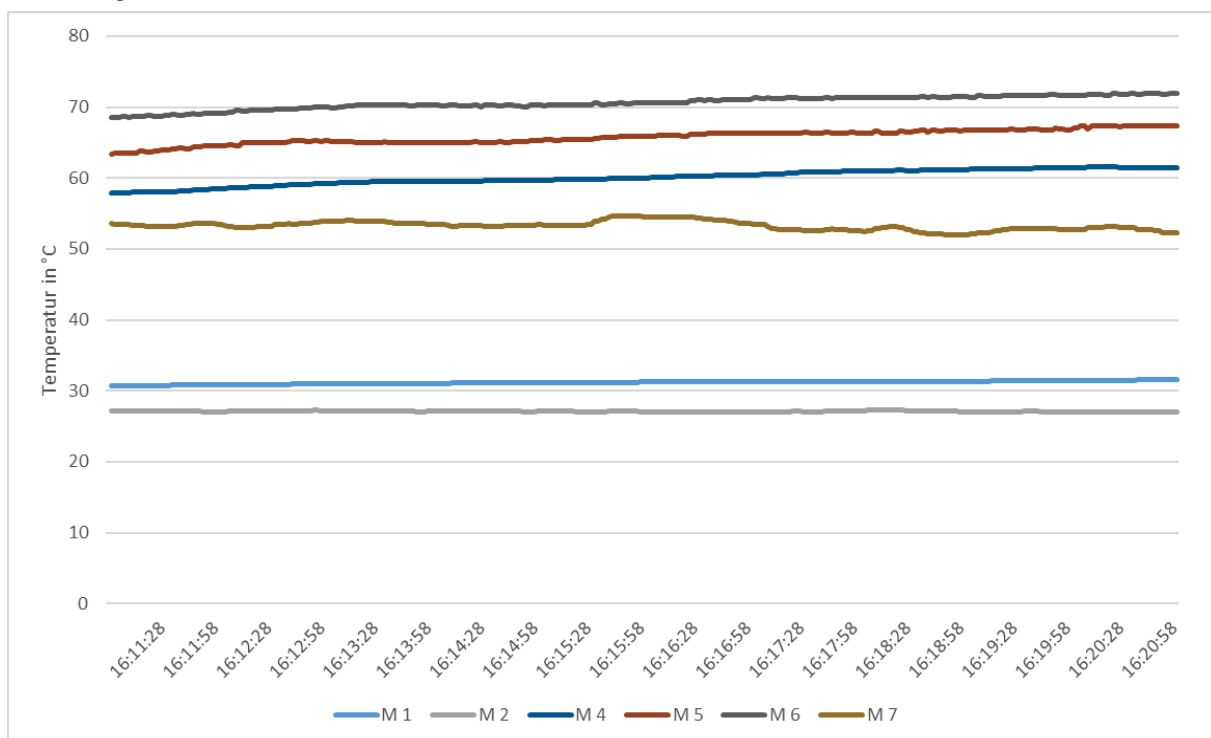


Abbildung 5 Temperaturverlauf der Messpunkte 1 bis 7 bei Versuch 9

Im Anschluss an die Messwerterfassung können die Versuchsparameter wie in Tabelle 2 dargestellt geändert werden und ein weiterer Versuch durchgeführt werden. Nach Abschluss der Versuchsreihe wird die Zündung wieder eingeschaltet und die Flaschendruckminderer geschlossen. Mit diesem Vorgehen wird sichergestellt, dass kein Brenngas in den Rohrleitungen zurückbleibt und die Anlage kann außer Betrieb genommen werden.

Auswertung der Messergebnisse

Die Messergebnisse werden durch die Prüfstandssoftware im Txt-Format abgespeichert und mit der Software Matlab ausgewertet. Wie am Beginn des Kapitels 2 aufgeführt erfolgt die Entwicklung einer Brennwerttherme anhand verschiedener Zielgrößen. An dieser Stelle wird beispielhaft die Auswertung des Wirkungsgrades auf der Grundlage des Versuchsplanes aus Tabelle 2 durchgeführt. Der Wirkungsgrad wird nach Gleichung 9 folgendermaßen berechnet

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{\text{Wärme}}}{\dot{Q}_{\text{Brenngas}}} \quad \text{Gl. 9}$$

Die Leistung des Brenngases $\dot{Q}_{\text{Brenngas}}$ bezieht sich auf den Brennwert und die Wärmeleistung ist die nutzbare Leistung zwischen Vor- und Rücklauf der angeschlossenen Wasserkreises. Die Abbildung 6 zeigt den Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur und der Brenngasleistung. Die blauen Punkte stellen die Ergebnisse der durchgeführten Versuche dar. Die Fläche ist eine mathematische Approximation auf der Grundlage Messergebnisse und wird erzeugt mit der Methode der kleinsten Quadrate.

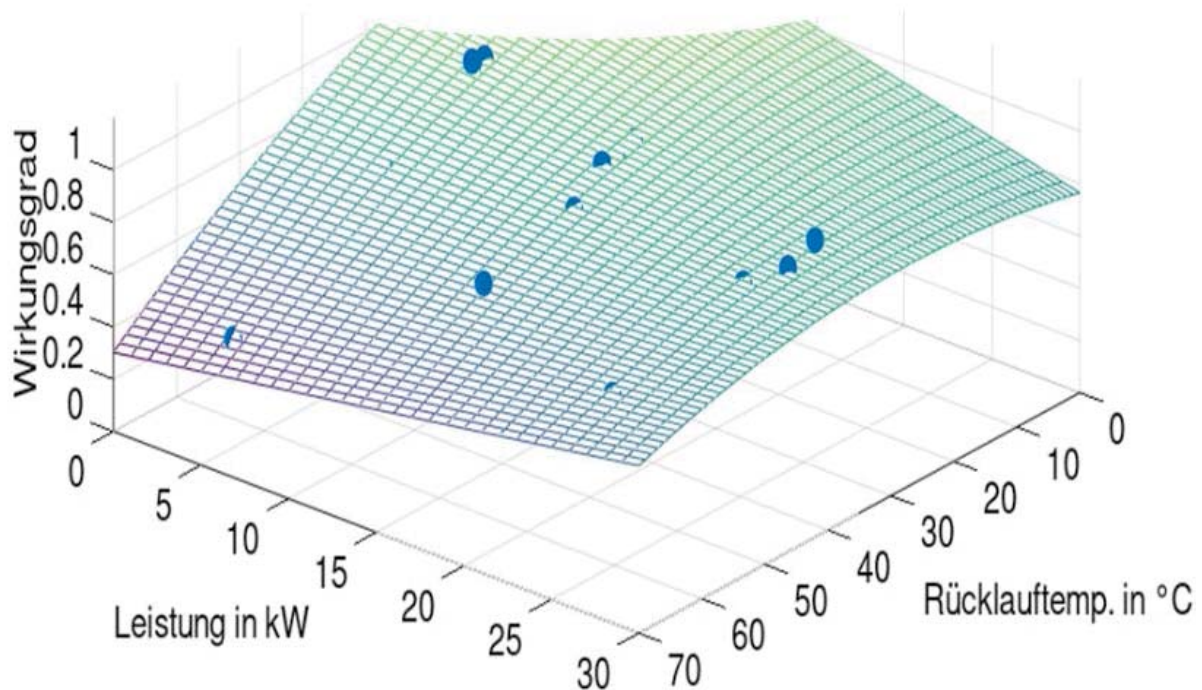


Abbildung 6 Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Brenngasleistung und der Rücklauftemperatur
Blaue Punkte entsprechen Messergebnissen, Fläche ist eine mathematische Nachbildung auf der Grundlage der Messergebnisse

Aus der Abbildung 6 lässt sich folgendes ableiten:

- Je größer die Rücklauftemperatur, umso geringer ist der Wirkungsgrad. Die These, dass das Verhalten hauptsächlich auf den Brennwerteffekt (der Wasserdampf kondensiert bei geringen Rücklauftemperaturen und gibt die gespeicherte Wärme ab) zurückzuführen ist, wird von der angefallenen Kondensatmenge gestützt.
- Bei geringer Rücklauftemperatur reduziert sich der Wirkungsgrad mit zunehmender Leistung von 0,98 auf 0,85. Eine Hypothese ist, dass die Wärmeübertragerfläche für eine Wärmeleistung von 25 kW ausgelegt ist, bei geringer Leistung die Effektivität ansteigt und weniger Wärmeverluste auftreten.
- Das Flächenmodell bildet die Messergebnisse gut ab. Die Bewertung der Brennwerttherme ist mit der Anzahl an Versuchen möglich. Nach konstruktiven Änderungen und erneuten Versuchen kann die Fläche zum Vergleich herangezogen werden.

4. Fazit und Ausblick

Die Entwicklung einer Wasserstoff-Methan Brennwerttherme stellt besondere Anforderung an die Auslegung des Prüfstandes. Ein hoher Sicherheitsstandard muss für die eingesetzten technischen Bauteile gelten und gleichfalls für das wissenschaftliche Personal beim Umgang mit brennbaren Gasen. Eine klare und protokollierte Struktur beugen Fehlern vor und ermöglichen Verbesserungen im Ablauf. Die kontinuierliche Messung der Brenngaskonzentration in der Umgebungsluft gehört ebenfalls zum Sicherheitskonzept.

Die unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und Methan erfordern bei der Konstruktion des Versuchsstandes besondere Aufmerksamkeit. Die Bauteile müssen für die Gase, den Druck und die Temperatur zugelassen sein. Weiterhin darf der Druckverlust bei wechselnden Parameterkombinationen nicht zu groß werden. Neben den gasführenden Bauteilen ist die Abführung der Reaktionsprodukte über eine explosionsgeschützte Absaugung zu gewährleisten. Die Wärmeabführung ist ein weiterer Bestandteil des Versuchsaufbaus und muss druck- und temperaturstabil ausgeführt werden.

Jede Messstelle ist mit Druck- und Temperatursensoren ausgestattet. Die Messung des Volumenstroms erfolgt bei den Brenngasen und der Verbrennungsluft mit Rotametern. Der Volumenstrom im Wasserkreislauf wird mit einem MID ermittelt. Für die messtechnische Erfassung der Emission (NO_x , CO_2 , O_2) im Abgas werden Messgeräte der Firma Eheim verwendet. Die Messwertverarbeitung, die Steuerung und die Visualisierung erfolgt mit der selbst programmierten Prüfstandssoftware auf der Grundlage von LabView.

Die beispielhafte Auswertung anhand der Zielgröße Wirkungsgrad deutet die Komplexität bei der Entwicklung einer Brennwerttherme mit unterschiedlichen Brenngasen an. Die Versuchsreihen werden mit dem Versuchsstand fortgesetzt. Eine detaillierte Veröffentlichung mit dem Schwerpunkt Aufbau und Funktionsweise der Brennwerttherme sowie Entwicklungsschritte zur unter 10 ppm Brennwerttherme wird im kommenden Jahr angestrebt.

Literaturverzeichnis

AGEB, AG Energiebilanzen e.V. 2021. *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland.* s.l. : AGEB, 2021.

BMW. 2020. *Die Nationale Wasserstoffstrategie.* s.l. : BMW, 2020.

MRU · Messgeräte für Rauchgase und Umweltschutz GmbH. *Wasserstoffmessung.* Neckarsulm : s.n.

NILSSON, Elna J.K., et al. 2017. *The comparative and combined effects of hydrogen addition on the laminar burning velocities of methane and its blends with ethane and propane.* s.l. : Fuel 189, 2017.

TÜV NORD GROUP. Wasserstoff: Eigenschaften, Sicherheit, Gefahren. [Online] [Zitat vom: 30. 12 2022.] <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-eigenschaften-sicherheit-gefahren/>.

In-situ-Auflösung lichtinduzierter Degradationseffekte während Klimakammerexperimente durch Dunkelkennlinienmonitoring

Esther Fokuhl¹, Sandor Stecklum¹, Georg Mülhöfer¹, Viktor Wesselak², Thomas Mikolajick³, Daniel Philipp¹, Paul Gebhardt¹

¹ Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg

² Institut für Regenerative Energietechnik (in.RET), Hochschule Nordhausen, Nordhausen

³ Institut für Halbleiter- und Mikrosystemtechnik, TU Dresden, Dresden

Abstract

Diese Arbeit beschäftigt sich mit den Möglichkeiten, durch das Monitoring von Dunkel-Strom-Spannungs-Kennlinien von Photovoltaikmodulen während Klimakammerexperimenten Informationen über Degradationsverläufe von Licht- und Temperaturinduzierter Degradation (Light and Elevated Temperature Induced Degradation, LETID) zu gewinnen. Hierzu werden zunächst Korrekturen an der gemessenen Kennlinie vorgenommen und anschließend Modellparameter des 2-Dioden-Modells, mit dem das Verhalten kristalliner Solarzellen häufig beschrieben wird, bestimmt. Aus dem Verlauf des Diodensättigungsstroms der ersten Diode, welches der sensitivste Parameter für den Einfluss durch LETID ist, werden erste Schätzwerte für die Reaktionsgeschwindigkeit eines Modultyps bei konstanten Testbedingungen bestimmt.

1. Motivation

Lichtinduzierte Degradationseffekte wie Bor-Sauerstoff Lichtinduzierte Degradation (Boron-oxygen light induced degradation, BO LID) und Licht- und Temperaturinduzierte Degradation (Light and Elevated Temperature Induced Degradation, LETID) verursachen Effizienzverluste in Solarzellen aufgrund erhöhter Rekombination von Ladungsträgern in der Zelle. In den vergangenen Jahren hat LETID als ein vergleichsweise neuer Effekt bei empfindlichen Modulen im Feld teilweise zu Leistungsverlusten von bis zu 7 % [1] oder mehr [2] geführt.

Die Empfindlichkeit von Photovoltaik-Modulen (PV-Modulen) gegenüber LETID wird häufig in Klimakammerprüfungen untersucht. Dabei wird den PV-Modulen ein Strom eingepreßt, während die Modultemperatur auf einen Wert von beispielsweise 75 °C geregelt wird. Da die Effekte von sowohl BO LID als auch LETID nicht direkt durch Licht, sondern durch die durch den Lichteinfall generierten Ladungsträger beschleunigt werden, ist dieses Vorgehen vergleichbar mit einer Prüfung bei Beleuchtung und erhöhter Temperatur [3] und erleichtert die Durchführung von Tests auf Modulebene. Im Verlauf des Tests sinkt die Modulleistung erst bis zu einem bestimmten Wert (hauptsächlich Degradation findet statt), bevor die Regenerationsphase beginnt und die Leistung langsam wieder ansteigt. Hierbei sind Degradation und Regeneration genau genommen nicht die Abnahme und Zunahme von Modulleistung, sondern Zustandswechsel von Defekten in der Solarzelle, die sowohl in Klimakammerprüfungen als auch im Feld gleichzeitig stattfinden, wobei die Regeneration bei den typischen Testbedingungen und im Feld deutlich langsamer voranschreitet und somit eine niedrigere Reaktionsrate besitzt als die Degradation.

Typische Prüfzeiten sind je nach Testbedingungen ein bis vier Wochen. Vor und nach einem Test werden Charakterisierungen, typischerweise bestehend aus einer Messung der Modulkennlinie bei Standardtestbedingungen und einer Elektrolumineszenzmessung, durchgeführt. Um einen Messwert nahe des maximalen Leistungsverlusts zu erhalten, werden in manchen Fällen zusätzliche Zwischenmessungen durchgeführt, für die der Test unterbrochen wird. Dieser Aufwand kann verringert werden, in dem in-situ Messwerte während der Prüfung aufgezeichnet werden, die eine Aussage über Änderungen der Modulcharakteristik durch LETID-Zustandsänderungen erlauben. So wird

beispielsweise bei einer LETID-Prüfung nach einer 2022 veröffentlichten Technischen Spezifikation der International Electronics Commission (IEC) der Verlauf der Dunkelspannung, welche benötigt wird, um einen konstanten Strom einzuprägen, aufgezeichnet, um den Beginn der Regenerationsphase zu erkennen und auf dieser Basis die Prüfung nach einer Woche zu beenden oder ohne Zwischencharakterisierung weiter fortzusetzen [4].

Eine hohe Auflösung von Änderungen der Modulcharakteristika wird außerdem benötigt, wenn aus Experimenten Informationen über die Kinetik von LETID oder BO LID Zustandswechseln gewonnen werden sollen. Solche Informationen können beispielsweise wichtige Eingangsgrößen für die Modellierung von Leistungsverlusten im Feld sein. Eine Messung der gesamten Dunkelkennlinie kann hierbei mehr Informationen über die Art der Verluste während eines Experiments liefern, als es eine Aufzeichnung der Dunkelspannung ermöglicht. Letztere entspricht der Messung eines Strom-Spannungs-Punkts der Dunkelkennlinie bei konstantem Strom.

In dieser Arbeit wird demonstriert, wie Dunkelkennlinienmonitoring als Werkzeug eingesetzt werden kann, um Änderungen der Modulcharakteristika durch lichtinduzierte Effekte während Klimakammerprüfungen zu identifizieren. Weiterhin wird eine Möglichkeit aufgezeigt, aus dem Verlauf eines Modellparameters des 2-Dioden-Modells Informationen über die Kinetik von Zustandsänderungen zu gewinnen.

2. Methodik

2.1 Messsystem

Die Dunkelkennlinien werden mit einer bipolaren, digitalen Spannungsquelle (CAENels Fast-PS) aufgenommen, die über eine Ethernet-Verbindung verfügt. Die Spannungsquelle ist in eine Schaltbox integriert, die den Anschluss von bis zu 9 Modulen ermöglicht. Die Messung wird über eine am Fraunhofer ISE entworfene Software gesteuert und kann entweder manuell getriggert werden, oder als in-situ Messung mit vorgegebenem Messintervall und Zeitraum automatisiert durchgeführt werden. Im Fall von LETID-Experimenten, bei denen einem Modul während einer Klimakammerprüfung ein definierter Strom eingepreßt wird, wechselt die Spannungsquelle zwischen der Bereitstellung des konstanten Stroms und der Kennlinienmessung. Die Periodendauer der Messung (Zeitintervall zwischen den Startzeiten zweier aufeinanderfolgenden Messungen) betrug in dem LETID-Experiment, auf das diese Arbeit Bezug nimmt, ca. 34 min.

2.2 Offsetkorrektur und Temperaturnormierung

Um eine möglichst hohe Reproduzierbarkeit der Dunkelkennlinien zu erhalten, werden zunächst eine Offsetkorrektur sowie eine Temperaturnormierung durchgeführt. Die Offsetkorrektur ist notwendig, da die gemessenen Dunkelkennlinien eine Stromabweichung im Bereich weniger mA aufweisen. Diese Stromabweichung ist dadurch zu erkennen, dass der Strom bei einer Spannung von 0 V nicht 0 A beträgt, wie es für eine Messung ohne Lichteinfall zu erwarten wäre und die Dunkelkennlinie somit nicht durch Ursprung des Koordinatensystems aus Spannung und Strom verläuft. Es handelt sich hierbei um einen Messfehler, der für verschiedene Messungen über die Zeit variiert, für eine Einzelmessung jedoch als konstante Abweichung korrigiert werden kann. Die Stromabweichung wird für jede Messung mit Hilfe von linearer Regression durch Datenpunkte bei niedrigen Spannungen bestimmt und jede Dunkelkennlinie wird wie in Abb. 1 dargestellt durch Subtraktion des Offsets von den gemessenen Stromwerten korrigiert.

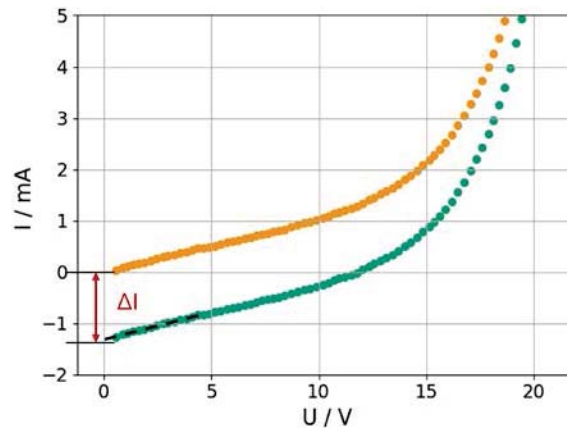


Abb. 1: Ausschnitt aus einer gemessenen Dunkelkennlinie mit Strom-Offset (grün) sowie der um den Strom-Offset korrigierten Dunkelkennlinie (orange).

Um eine Temperaturnormierung durchführen zu können, wurde für ein Modul jedes untersuchten Modultyps zunächst in einer Klimakammer temperaturabhängige Dunkelkennlinien bei Modultemperaturen zwischen 10 °C und 90 °C gemessen. Die Rohwerte sowie die um die Stromabweichung korrigierten Werte der Dunkelkennlinien bei verschiedenen Temperaturen sind in Abb. 2 dargestellt.

Die Leerlaufspannung einer Silizium-Solarzelle im beleuchteten Zustand steht in linearem Zusammenhang mit der Temperatur, wobei eine Erhöhung der Temperatur um 1 K zu einer Reduzierung der Spannung um ca. 2.3 mV führt [5]. Auch bei den Moduldunkelkennlinien in Abb. 2 ist ein negativer Zusammenhang zwischen Temperatur und Spannung zu erkennen. In den gemessenen Dunkelkennlinien wurde bei konstantem Strom ein linearer Zusammenhang zwischen Spannungsdifferenz und Temperatur festgestellt:

$$V(I, T_2) = V(I, T_1) + m(I) \cdot (T_1 - T_2) \quad (1)$$

Dieser Zusammenhang wurde für die Temperaturnormierung genutzt. Hierzu wurden stromabhängige Werte für den Temperaturkorrekturwert m bestimmt (siehe Abb. 3 a). Durch Zuordnung eines Werts von m zu jedem Messwert der Dunkelkennlinie kann jeder Spannungswert auf eine Referenztemperatur T_{set} normiert werden:

$$V(I, T_{set}) = V(I, T) + m(I) \cdot (T - T_{set}) \quad (2)$$

Abb. 3 b) zeigt die Dunkelkennlinien des Moduls nach Offsetkorrektur und Temperaturnormierung.

Auch wenn die Übereinstimmung der dargestellten Messkurven durch die erfolgten Korrekturen erheblich verbessert werden konnte, kann die beste Reproduzierbarkeit erreicht werden, indem die Messungen bei möglichst konstanten Bedingungen durchgeführt werden. Bei LETID-Experimenten mit konstanten Sollbedingungen ist die gemessene Modultemperatur nach dem Einregelvorgang der Klimakammer typischerweise mit Änderungen < 0.2 K fast konstant. Insbesondere bei Experimenten mit hoher Stromeinprägung führt diese durch Erwärmung der Zellen zu deutlich größeren Temperaturschwankungen zu Beginn der Exposition in der Klimakammer. Weiterhin können Temperaturunterschiede zwischen verschiedenen Zellen zu einer zusätzlichen Messunsicherheit führen. Eine Temperaturnormierung der Spannungswerte kann daher die Reproduzierbarkeit der Messungen verbessern, jedoch nicht alle Unsicherheiten durch Temperaturabweichungen ausgleichen.

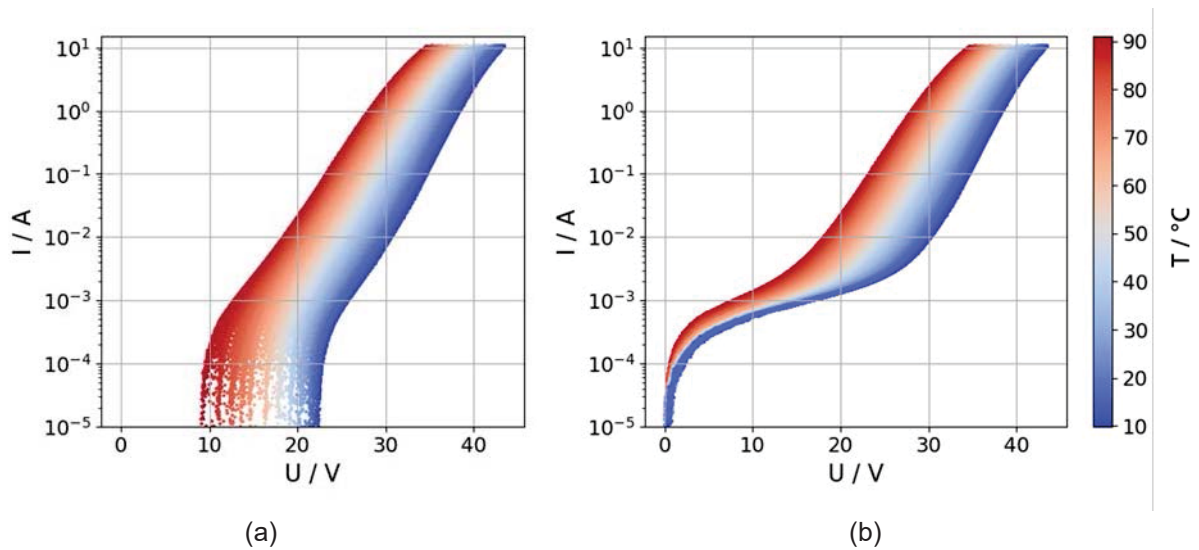


Abb. 2: An einem 120-Halbzell-Modul bei Temperaturen zwischen 10 °C und 90 °C gemessene Dunkelkennlinien: (a) vor Korrektur, (b) nach Offsetkorrektur des Stroms

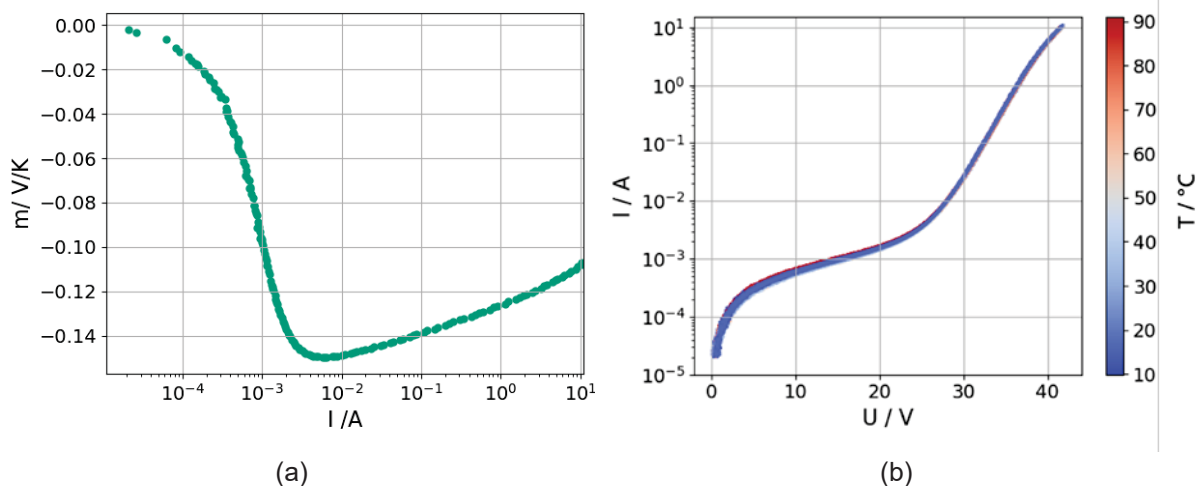


Abb. 3: (a) Für die Temperaturnormierung verwendete, stromabhängige Werte für m gemäß Gleichung (2), (b) temperaturnormierte Dunkelkennlinien eines 120-Halbzell-Moduls, gemessen bei Temperaturen zwischen 10 °C und 90 °C

2.2 Bestimmen von Parametern des 2-Dioden-Modells

Die Kennlinien kristalliner Solarzellen werden häufig mit dem 2-Dioden-Modell beschrieben [5]:

$$I(V) = I_{ph} - I_{sh} - I_{D1} - I_{D2} = I_{ph} - \frac{V+I \cdot R_S}{R_{Sh}} - I_{01} \left(e^{\frac{q(V+I \cdot R_S)}{n_1 k_B T}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{q(V+I \cdot R_S)}{n_2 k_B T}} - 1 \right) \quad (3)$$

Das Ersatzschaltbild des 2-Dioden-Modells ist in Abb. 4 (a) dargestellt.

Hierbei beschreibt der Diffusionsstrom der ersten Diode, I_{D1} , mit dem Diodensättigungsstrom I_{01} und dem Diodenidealitätsfaktor n_1 , der idealerweise 1 beträgt, das Verhalten von Basis und Emitter [6].

Rekombinationsströme in der Raumladungszone werden durch den Dunkelstrom durch die zweite Diode I_{D2} mit I_{02} und n_2 beschrieben [6]. Für den Diodenidealitätsfaktor der zweiten Diode wird häufig basierend auf der Theorie zu Rekombination über Störstellen $n_2=2$ angenommen [6–9], in einigen Arbeiten wurden jedoch auch abweichende Werte festgestellt [10]. Der Strom I_{sh} durch den Shunt-Widerstand R_{Sh} beschreibt Ströme, die parallel zum pn-Übergang fließen und Effekte durch Serien- und Kontaktwiderstände sind in dem Parameter R_S zusammengefasst. Der Photostrom I_{ph} beschreibt den

durch Licht generierten Strom und ist bei Dunkelkennlinienmessungen idealerweise 0. Weitere Größen der Gleichung sind die Boltzmannkonstante k_B , die Elementarladung q sowie die Temperatur T in K. Da in dieser Arbeit die Dunkelkennlinie betrachtet wird, wird der Dunkelstrom als positiv definiert und es ergibt sich:

$$I(V) = \frac{V - IR_S}{R_{Sh}} + I_{01} \left(e^{\frac{q(V - IR_S)}{n_1 k_B T}} - 1 \right) + I_{02} \left(e^{\frac{q(V - IR_S)}{n_2 k_B T}} - 1 \right) \quad (4)$$

Wie in Abb. 4 (b) demonstriert, wirken sich die Modellparameter in Abhängigkeit der Spannung unterschiedlich stark auf das Verhalten der Dunkelkennlinie aus. Bei sehr kleinen Spannungen gehen die Diodenströme gegen 0 und der Strom durch R_{Sh} dominiert die Form der Kennlinie. I_{02} ist üblicherweise um mehrere Größenordnungen höher als der Diodensättigungsstrom der ersten Diode I_{01} (z.B. [11–13]). Zugleich ist der Diodenidealitätsfaktor n_2 normalerweise etwa doppelt so groß wie n_1 oder größer ([12, 14], zitiert in [9]). Dies führt dazu, dass der Term der zweiten Diode das Verhalten der Kennlinie bei niedrigen Spannungen (in diesem Beispiel ca. 0,1 V – 0,3 V) dominiert und der Einfluss der ersten Diode bei mittleren Spannungen (in diesem Beispiel ca. 0,35 V – 0,5 V) am größten ist. Mit zunehmendem Strom steigt der Einfluss von R_S .

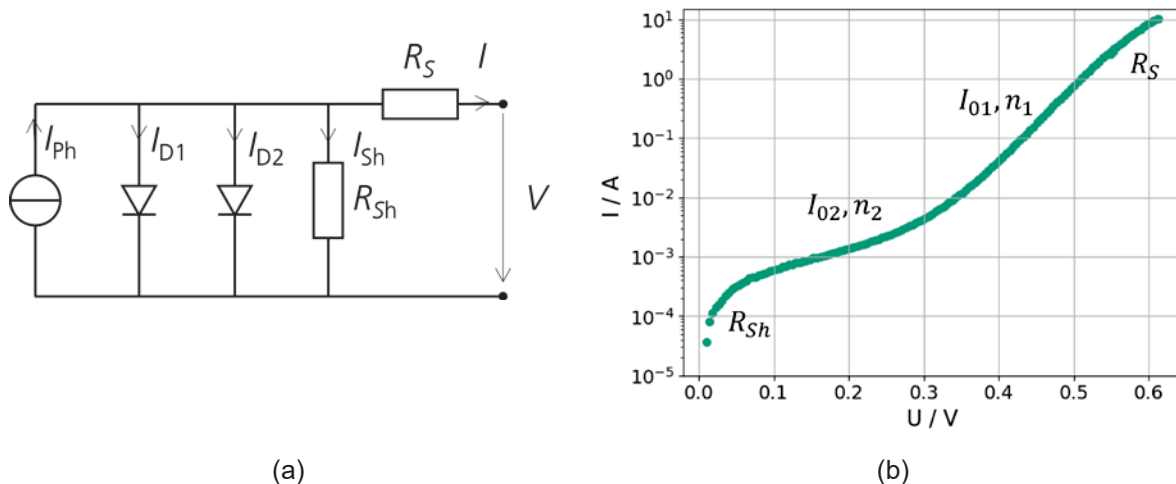


Abb. 4: (a) Ersatzschaltbild des 2-Dioden-Modells mit den Modellparametern der ersten und zweiten Diode I_{01} , n_1 , I_{02} , n_2 , sowie dem Serienwiderstand R_S und dem Shuntwiderstand R_{Sh} . (b) Dunkelkennlinie einer Halbzelle bei 73 °C, berechnet aus einer Modulkennlinie, sowie die Parameter, welche bestimmte Bereiche der Kennlinie dominieren.

Aus gemessenen Dunkelkennlinien von PV-Modulen werden Werte für die Modellparameter bestimmt, um Änderungen durch metastabile Defekte wie LETID identifizieren zu können. Für die Extraktion der Parameter des 2-Dioden-Modells (und auch anderer Modelle wie dem 1-Dioden-Modell) aus Hell- und Dunkelkennlinien existieren einige Arbeiten, die auf nichtlinearer Kurvenanpassung basieren (z.B. [12, 15, 16]). Auf diese Weise kann eine hohe Übereinstimmung zwischen gemessener Kennlinie und dem Kurvenfit erreicht werden. Allerdings können gute Fit-Ereignisse mit sehr unterschiedlichen Parametersets erreicht werden, die nicht zwangsläufig physikalisch begründet sein müssen [9, 12]. Eine andere Möglichkeit, die Diodenparameter zu bestimmen, ist das Identifizieren von linearen Bereichen in semilogarithmischen Darstellungen der Kennlinie und das gezielte Fitten des jeweiligen dominierenden Terms aus Gleichung (3) (z.B. [9, 11]).

Die in diesem Beitrag angewandte Methode orientiert sich an den Arbeiten von [9], die aufbauend auf die Methode von [14] lineare Anpassungen an Bereichen der semilogarithmischen Kennlinie durchgeführt haben, nachdem die Kennlinie um den Einfluss des Serienwiderstands korrigiert wurde. Ein ähnlicher Ansatz wurde auch in [17] für die Bestimmung von Modellparametern des 1-Dioden-

Modells aus Kennlinien von Dünnschichtphotovoltaikmodulen angewandt.

Bevor die Modellparameter bestimmt wurden, wurde aus der Dunkelkennlinie, die für ein Modul gemessen wurde, eine durchschnittliche Solarzellenkennlinie berechnet, an welcher die anschließenden Operationen durchgeführt werden. Hierzu werden alle Spannungswerte durch die Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen dividiert. Falls eine Kombination aus Reihen- und Parallelschaltung vorliegt, werden alle Stromwerte durch die Anzahl der parallelen Strings dividiert. Im nächsten Schritt wurden R_S und R_{Sh} durch Anpassung einer Geraden an Datenpunkte in zuvor festgelegten Spannungsbereichen (siehe Abb. 4b) bestimmt, in denen der Einfluss des jeweiligen Parameters auf den Verlauf der Kennlinie am größten ist, und die einen näherungsweise linearen Abschnitt auf der Kennlinie darstellen. Die Spannungsbereiche wurden für je eine repräsentative Kennlinie manuell auf Basis der Kurvenform festgelegt. Aus den Steigungen der Geraden ergeben sich Werte für R_S und R_{Sh} (siehe Abb. 5a).

Vor der Bestimmung der Diodenparameter n_1 , n_2 , I_{01} und I_{02} wurde die Spannung wie in [9] gezeigt um den Serienwiderstand korrigiert. Da das Einsetzen des zuvor bestimmten Wertes für R_S zu einer Überkorrektur führt (Krümmung der Kurve nach links im Bereich hoher Spannung, vgl. [9]) wurde R_S mit einem Korrekturfaktor (in unserem Beispiel: 0,4) multipliziert und die Spannung statt um R_S um den angepassten Serienwiderstand R_S^* korrigiert. Der Korrekturfaktor wurde manuell so angepasst, dass sich in der semilogarithmischen Darstellung bei höheren Spannungen, bei denen der Serienwiderstand normalerweise eine Krümmung der Kurve nach rechts verursacht (siehe Abb. 4b), ein lineares Verhalten der Kennlinie ergibt (siehe Abb. 5b). Auf ähnliche Weise wurde der Einfluss von R_{Sh} auf Bereiche der Kennlinie niedriger Spannung reduziert. Für letztere Korrektur wurde in diesem Beispiel $R_{Sh}^*=2 \cdot R_{Sh}$ als angepasster Shuntwiderstand verwendet. Wie Abb. 5b zeigt, führt die R_{Sh} -Korrektur nicht zu einem linearen Verlauf der Kennlinie bei niedrigen Spannungen. Da eine Korrektur mit $R_{Sh}^*=1 \cdot R_{Sh}$ zu einer starken Streuung der Messwerte Spannungen <0.2 V führte, wurde eine Korrektur mit zweifachem Shuntwiderstand durchgeführt, um dennoch reproduzierbarere Parameter der zweiten Diode zu erhalten. Im Vergleich zu den Ergebnissen ohne R_{Sh} -Korrektur führte diese teilweise Korrektur zu einer Verringerung von n_2 um ca. 10 % und von I_{02} um ca. 60 %. Die Spannungsbereiche und Korrekturfaktoren wurden für den in dieser Arbeit untersuchten Modultyp und die relevanten Temperaturen festgelegt. Für die Bestimmung von Parametern aus Dunkelkennlinien anderer Module oder bei anderen Temperaturen sollten diese Werte angepasst werden.

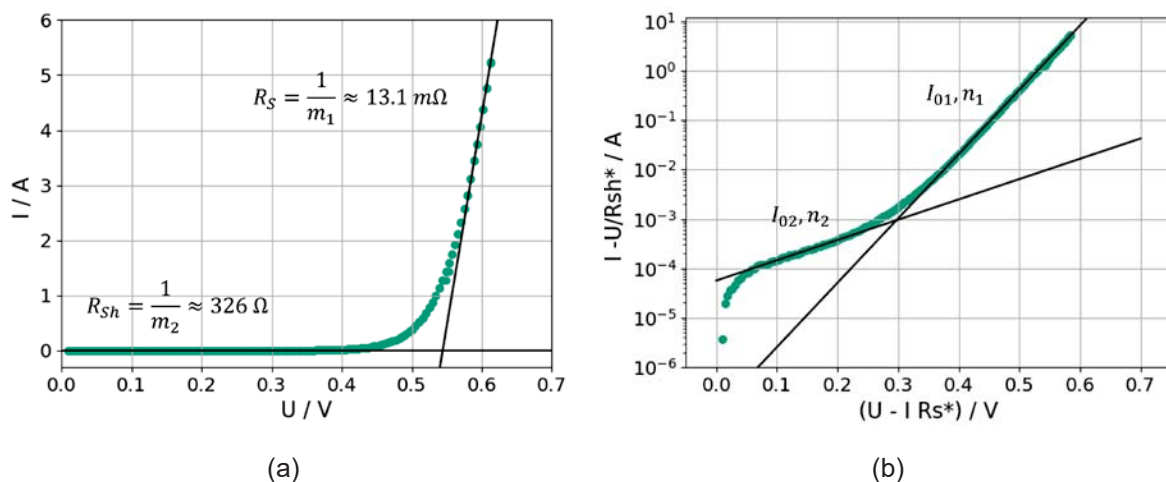


Abb. 5: Dunkelkennlinie mit linearen Fits (a) zur Bestimmung von R_S und R_{Sh} und (b) in semilogarithmischer Darstellung zur Bestimmung der Diodenparameter n_1 , n_2 , I_{01} und I_{02}

Für die Spannungsbereiche, in denen die erste oder die zweite Diode das Verhalten der Dunkelkennlinie maßgeblich bestimmt, kann der Term der jeweils anderen Diode in Gleichung (4)

vernachlässigt werden. Durch Logarithmieren beider Seiten ergibt sich dann eine Geradengleichung, die an die Datenpunkte der jeweiligen Spannungsbereiche in der semilogarithmischen Darstellung der Dunkelkennlinie angepasst werden kann (siehe Abb. 5b):

$$\log\left(I(V) - \frac{V - I \cdot R_S}{R_{Sh}}\right) = \log(I_{01,02}) + \frac{q(V - I \cdot R_S)}{n_{1,2} k_B T} \quad (5)$$

Aus der Steigung der Geraden können die Diodenidealitätsfaktoren n_1 bzw. n_2 bestimmt werden, der y-Achsenabschnitt entspricht den Diodensättigungsströmen I_{01} und I_{02} .

Die in diesem Beispiel ermittelten Modellparameter betragen $n_1 = 1,117$, $n_2 = 3,541$, $I_{01} = 127,34$ nA, $I_{02} = 56,81$ µA, $R_S = 13,063$ mΩ und $R_{Sh} = 326,203$ Ω.

3. In-situ Monitoring während LETID-Experimenten

3.1 Beschreibung des Experiments

In einem Experiment zum Vergleich der Auswirkung verschiedener Labor- und Freifeld-Testbedingungen auf den Verlauf BO LID und LETID wurden an 12 baugleichen Photovoltaikmodulen mit monokristallinen PERC Solarzellen (je 120 Halbzellen) die in Abb. 6 dargestellten Schritte durchgeführt [18].

	1	2	3	4	5	6
	2 Module	2 Module	2 Modules	2 Module	2 Module	2 Module
BO LID Vorkonditionierung		CID 25°C, I _{sc}		CID 25°C, I _{sc}	CID 25°C, I _{sc}	CID 25°C, I _{sc}
LETID Test	Outdoor, MPP	CID, 75°C, I _{sc} -IMPP		CID, 75°C 2x I _{sc} -IMPP	CID, 85°C I _{sc} -IMPP	Dark, no CID, 75°C

Abb. 6: Überblick über das Experiment mit sechs unterschiedlichen Sequenzen.

Während jeder Variation des Laborexperiments (Sequenzen 2 bis 6 in Abb. 6) wurden an einem von zwei Modulen Dunkelkennlinien in-situ aufgenommen. Weiterhin wurden an allen Modulen des Experiments in regelmäßigen Abständen Zwischencharakterisierungen in Form von Messungen der Strom-Spannungs-Kennlinie (IV-Kennlinie) bei Standardtestbedingungen (STC) und 200 W/m², sowie Elektrolumineszenzmessungen und Dunkelkennlinienmessungen im Labor durchgeführt. Bei den Dunkelkennlinienmessungen zur Zwischencharakterisierung betrug die Solltemperatur typischerweise 25 °C.

Da die Zustandsänderungen von BO LID und LETID nicht direkt durch Licht, sondern durch Ladungsträger ausgelöst werden, und diese auch durch das Anlegen einer Spannung (bzw. Injizieren eines Stroms) generiert werden können [3], wurden die Laborexperimente durch Injizieren eines Stroms in der Klimakammer realisiert (CID = „Carrier Induced Degradation“). Dies ist gängige Praxis für LETID-Tests an PV-Modulen [4, 19, 20].

Ergebnisse des Experiments auf Basis der IV- und Elektrolumineszenzmessungen wurden bereits veröffentlicht [18]. In dieser Arbeit werden Ergebnisse des Dunkelkennlinienmonitorings beispielhaft für ein Modul aus Sequenz 2 diskutiert (siehe Abb. 6). In dieser Sequenz wurde vor dem LETID Experiment zunächst die BO LID Vorkonditionierung aus der LETID Technical Specification IEC TS 63342 durchgeführt, um den Einfluss von BO LID auf das LETID-Experiment zu verringern [4]. Hierzu wurde ein Strom in Höhe des Kurzschlussstroms (I_{sc}) injiziert, während die Modultemperatur auf 25 °C geregelt wurde. Bei dieser Temperatur wird keine Degradation durch LETID verursacht, die Degradation durch

BO LID ist nach Beendigung dieses Schrittes jedoch abgeschlossen (24 h laut IEC TS 63342, längere Zeiten in diesem Experiment).

Anschließend wurde für insgesamt 810 h ein LETID-Experiment bei 75 °C und einer Stromstärke von $I_{SC}-I_{MPP}$ durchgeführt, wobei I_{MPP} der Strom im Punkt maximaler Leistung ist und die Stromstärke $I_{SC}-I_{MPP}$ zu einer vergleichbaren Erzeugung von Ladungsträgern wie bei Beleuchtung mit 1000 W/m² und Betrieb im MPP führt. Sowohl I_{SC} als auch I_{MPP} wurden über die Datenblattangaben des jeweiligen Moduls definiert.

3.2 Auswirkung von BO LID und LETID auf die Charakteristik der Dunkelkennlinie

Die relativen Leistungsänderungen eines Moduls aus Sequenz 2 (siehe Abb. 6) nach mehreren Schritten der BO LID Vorkonditionierung sowie des LETID-Experiments bei 75 °C und $I_{SC}-I_{MPP}$ sind in Abb. 7 (a) abgebildet. Der erste Experimententeil führte zu einem Leistungsverlust von ca. 1,5 % durch BO LID. Das nachfolgende LETID-Experiment führte zu weiteren Verlusten von ca. 1,3 %. Bei dem untersuchten Modultyp zeigten sich auch in den anderen Experimentensequenzen die stärksten Auswirkungen sowohl von BO LID als auch von LETID auf die Hellkennlinie in der MPP-Spannung. In der Dunkelkennlinie desselben Moduls sind die stärksten Änderungen durch BO LID und LETID in Spannungsbereichen zu sehen, in denen die erste Diode das Verhalten der Kennlinie dominiert (siehe Abb. 4 (b) und Abb. 7 (b)). Dies passt gut zu vorausgegangenen Arbeiten, die LETID-Degradation mit erhöhter Rekombination in der Basis in Verbindung bringen [3]. Auch die MPP-Spannung fällt in diesen Bereich. Bei einem Strom von $I_{SC}-I_{MPP}$ (der zu einer Spannung in der Nähe der MPP-Spannung führt) beträgt die Abnahme der Spannung in der Dunkelkennlinie ca. 0,5 V. Bei STC-Bedingungen wurde in der Hellkennlinie ein Verlust der MPP-Spannung von ca. 0,7 V gemessen.

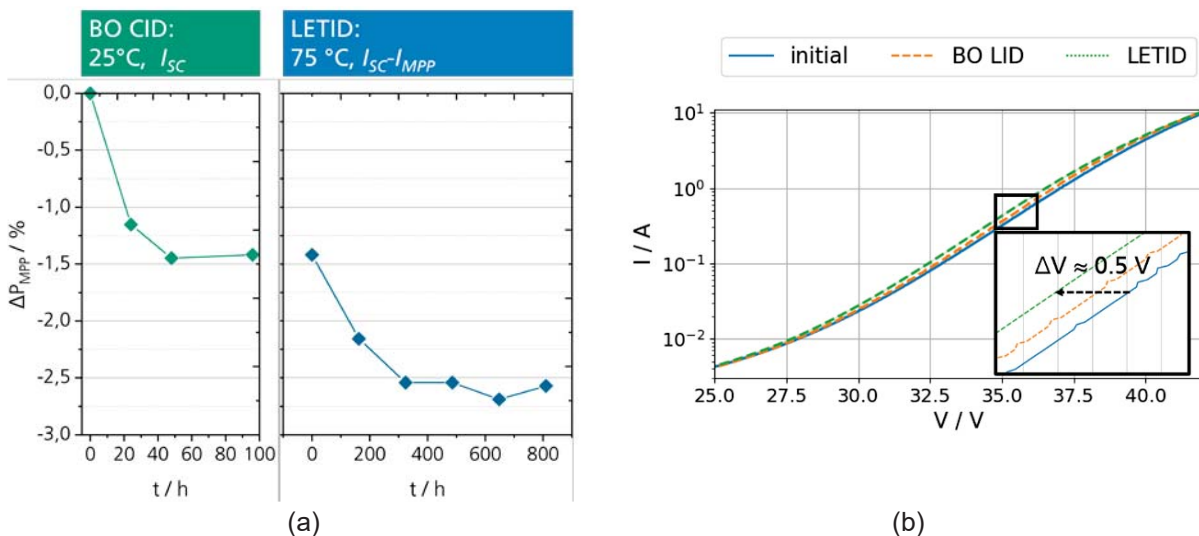


Abb. 7: (a) Änderungen der MPP-Leistung bei STC durch die BO LID Vorkonditionierung sowie ein LETID-Experiment bei 75 °C und $I_{SC}-I_{MPP}$ (b) logarithmische Darstellung gemessener Dunkelkennlinien eines Moduls vor dem Experiment, nach der BO LID Vorkonditionierung sowie nach dem LETID-Experiment bei 75 °C und $I_{SC}-I_{MPP}$ [18]

3.3 Auswirkung von LETID auf die Parameter des 2-Dioden-Modells

Aus den Dunkelkennlinien, die während der LETID-Experimente (vgl. Abb. 6) gemessen wurden, wurden mit der in Abschnitt 2 beschriebenen Methode Modellparameter des 2-Dioden-Modells

bestimmt. Die Parameter, die aus den in-situ Daten eines Moduls aus Experimentsequenz 2 (bei 75 °C und $I_{SC}-I_{MPP}$) bestimmt wurden, sind in Abb. 8 dargestellt. Das Experiment wurde in fünf Intervallen von je einer Woche Dauer durchgeführt, zwischen denen das Modul charakterisiert wurde. Im vierten Intervall wurden für einen Teil des Experiments wegen eines technischen Fehlers keine Dunkelkennlinien aufgenommen, die Bestromung in der Klimakammer wurde jedoch regulär durchgeführt.

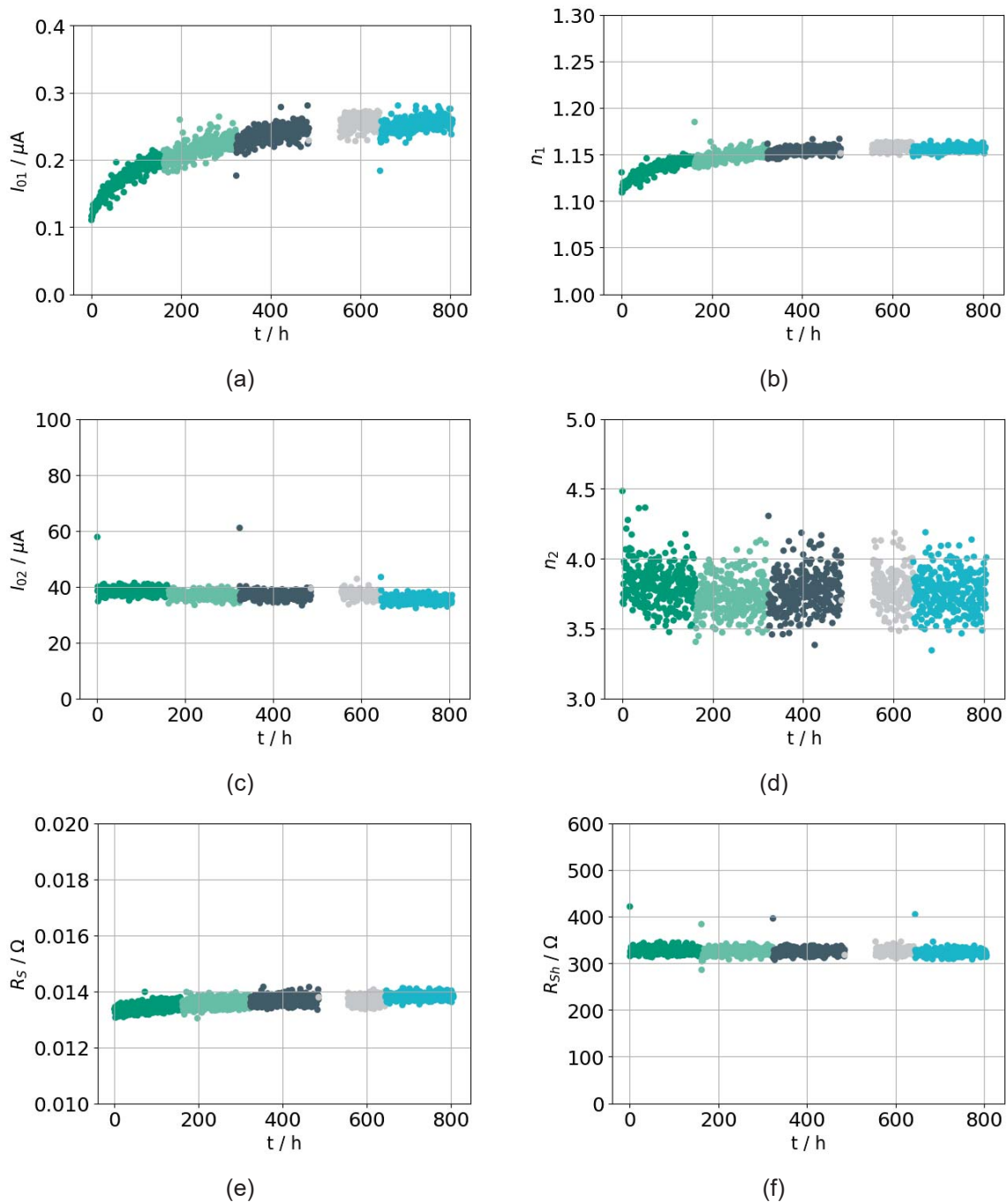


Abb. 8: Aus in-situ gemessenen Dunkelkennlinien während eines LETID-Experiments bei 75 °C und $I_{SC}-I_{MPP}$ ermittelte mittlere Zellparameter des 2-Dioden-Modells: (a) I_{01} , (b) n_1 , (c) I_{02} , (d) n_2 , (e) R_s , (f) R_{sh} . Die unterschiedlichen Farben kennzeichnen die Intervalle des Experiments.

Die stärksten Änderungen sind im Diodensättigungsstrom der ersten Diode, I_{01} , zu erkennen, der während des Experiments um mehr als 100 % ansteigt. Dieser Anstieg ist durch die Zunahme an Rekombination begründet und somit direkt auf LETID zurückzuführen. Auch der Diodenidealitätsfaktor der ersten Diode, n_1 , steigt während des Experiments leicht an.

Die leichte Abnahme der Parameter der zweiten Diode, I_{02} und n_2 , ist nicht physikalisch begründet und ein Indiz für Unsicherheiten bei der Parameterbestimmung in diesem Bereich der Kennlinie. Der Parameter n_2 zeigt zudem eine hohe Varianz. Mögliche Gründe für die Unsicherheiten in diesem Spannungsbereich sind die sehr kleinen Ströme, die zu einer höheren relativen Messunsicherheit führen. Weiterhin ist der Spannungsbereich mit linearem Verlauf, an welchen die Gleichung der zweiten Diode angepasst werden kann, deutlich kleiner, als dies für die erste Diode der Fall ist (siehe Abb. 5 b) und der Einfluss von R_{Sh} wurde, wie in Abschnitt 2.2 erläutert, nur teilweise korrigiert.

Die Zunahme des Serienwiderstands ist möglicherweise ein Artefakt aufgrund der Änderungen der Kennlinie im Bereich der ersten Diode, der mit dem Wirkungsbereich von R_S überlappt. Gleichzeitig kann der Serienwiderstand auch durch äußere Faktoren, wie der Umgebungstemperatur des Messgeräts, beeinflusst sein oder eine Degradation der Zellmetallisierung bedeuten. Für die Betrachtung des LETID-Effekts ist die Änderung von R_S nicht relevant. Der Shuntwiderstand verbleibt während des Experiments nahezu konstant.

Aufgrund der genannten Unsicherheiten bei der Parameterbestimmung und weil es sich bei den Werten um gemittelte Werte für ein Modul handelt, dessen Zellparameter sich unterscheiden können, sollten die ermittelten Modellparameter nicht als tatsächlich physikalische Zellparameter betrachtet werden. Dennoch entspricht die hohe Sensitivität von I_{01} gegenüber Rekombination durch LETID den Erwartungen [21] und die Reproduzierbarkeit der Parameter der ersten Diode erscheint ausreichend, um I_{01} in weiteren Untersuchungen als Indikator für Änderungen durch LETID heranzuziehen.

3.4 Bestimmen von Reaktionsraten

Nachdem der Parameter I_{01} als Indikator für Änderungen der Dunkelkennlinie durch LETID ausgewählt wurde, wird die Möglichkeit untersucht, aus dem Verlauf dieses Parameters Informationen über die Reaktionsgeschwindigkeit für Degradation durch LETID zu bekommen. Hierzu wird aufbauend auf eine Arbeit, bei der Reaktionsraten von Solarzellen unter Annahme des 1-Dioden-Modells bestimmt wurden [21], eine nichtlineare Kurvenanpassung an folgende Funktion durchgeführt (Abb. 9 a):

$$I_{01}(t) = I_{01,final} + (I_{01,initial} - I_{01,final}) \cdot e^{-kt} \quad (6)$$

Hierbei entsprechen $I_{01,initial}$ und $I_{01,final}$ dem Diodensättigungsstrom der ersten Diode zu Beginn des Experiments und nach Sättigung und k der Reaktionsrate.

Als Vergleich wurde k auch aus den bei Standardtestbedingungen gemessenen Werten der MPP-Spannung bestimmt (Abb. 9 b). Hierzu wurde mit dem Anfangswert der MPP-Spannung, $V_{MPP,initial}$, dem Minimalwert $V_{MPP,min}$ und der Temperaturspannung $V_T = k_B T / q$ der Anteil der LETID-Defekte im degradierten Zustand B, N_B in Abhängigkeit der aktuellen MPP-Spannung approximiert [22]:

$$N_B(t) = \left(\frac{1}{\frac{V_{MPP}(t)}{V_T}} - \frac{1}{\frac{V_{MPP,initial}}{V_T}} \right) / \left(\frac{1}{\frac{V_{MPP,min}}{V_T}} - \frac{1}{\frac{V_{MPP,initial}}{V_T}} \right) \quad (7)$$

Die Berechnung beruht wie auch Gleichung 6 auf der vereinfachten Annahme, dass Änderungen der MPP-Spannung ausschließlich durch LETID-Degradation verursacht werden und zum Zeitpunkt des gemessenen Minimalwerts alle LETID-Defekte im degradierten Zustand sind.

An die auf diese Weise abgeschätzten Werte für N_B wird zur Bestimmung eines Werts für die Reaktionsrate k die folgende Kurve angepasst:

$$N_B(t) = 1 - e^{-kt} \quad (8)$$

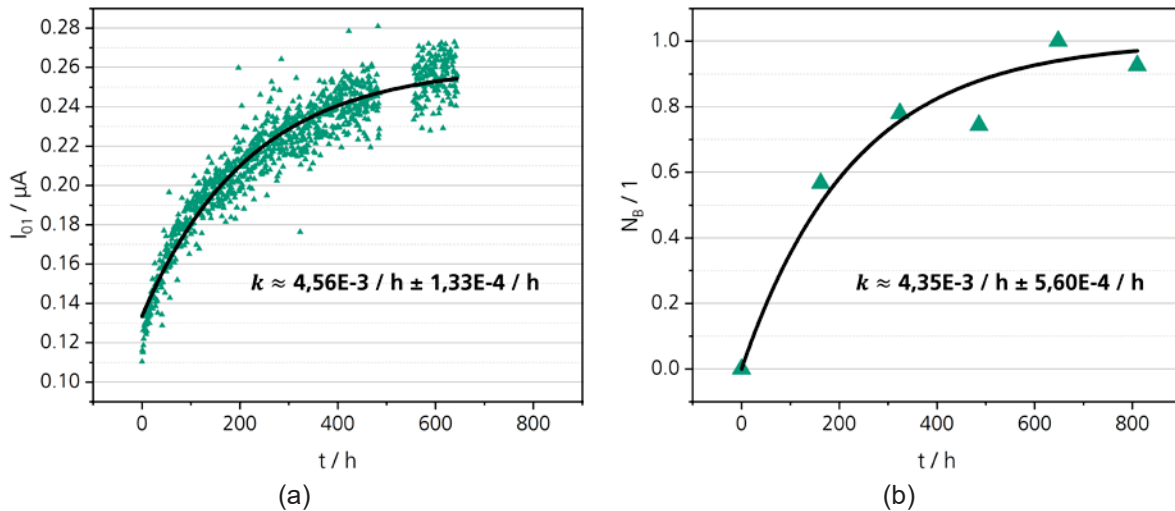


Abb. 9: Verläufe von (a) I_{01} aus Abb. 8 und (b) N_B , berechnet aus V_{MPP} , sowie approximierte Kurven durch die Werte.

Die Reaktionsraten, die mit den beiden beschriebenen Methoden bestimmt wurden, betragen für das Modul, dessen Parameter in 3.3 dargestellt wurden $4,56E-3 \text{ h}^{-1}$ (aus I_{01} -Fit), bzw. $4,35E-3 \text{ h}^{-1}$ (aus N_B -Fit). Obwohl der zweite Fit nur an sechs Datenpunkte angepasst wurde und einer der Datenpunkte stark von der Kurve abweicht, unterscheiden sich die Werte somit in diesem Beispiel um weniger als 5 %. Weiterhin zeigt der Verlauf von I_{01} eine gute Übereinstimmung mit der angepassten Kurve.

Bei den Werten für k handelt es sich wie bei den Modellparametern des 2-Dioden-Modells um gemittelte Werte für das gesamte Modul. Unterschiede zwischen den Zellen können auf diese Weise nicht berücksichtigt werden. Da unterschiedliches Verhalten von Zellen im Modul in bisher publizierten Ansätzen für die Modellierung von Degradation durch LETID im Feld [23–25] auch nicht berücksichtigt wird, erscheint die Verwendung von Modulmittelwerten für Untersuchungen auf Modulebene ausreichend.

Weiterhin wurde in dem Experiment der Strom konstant gehalten, wie es in LETID-Prüfungen üblich ist. Bei fortschreitender Degradation durch LETID bedeutet dies eine Abnahme der Spannung, was gleichbedeutend mit einer Abnahme der Anzahl injizierter Ladungsträger ist. Da LETID-Reaktionsraten in direktem Zusammenhang mit dem Injektionslevel stehen [26], ist eine leichte Abnahme von k über die Experimentlaufzeit zu erwarten, die möglicherweise einen Einfluss auf das Ergebnis haben können. Die Untersuchung der Reaktionsraten auf Modulebene bringt also notwendige Vereinfachungen Unsicherheiten mit sich, ist aber für die Bewertung der Module im Betrieb sehr relevant. Die vorgestellte Methode erscheint vielversprechend, um für einen bestimmten Modultyp Schätzwerte für die Reaktionsgeschwindigkeit zu erhalten. Insbesondere, da in der Literatur vorhandenen Werte für Kinetikparameter von LETID stark variieren [25] und somit mit höheren Unsicherheiten verbunden sind, können aus realen Prüfdaten extrahierte Reaktionsraten wertvolle Eingangsparameter für Modelle sein.

4. Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde demonstriert, wie Dunkelkennlinienmonitoring genutzt werden kann, um

Degradation durch BO LID und LETID während Klimakammerexperimente zu identifizieren. Durch Bestimmung von Parametern des 2-Dioden-Modells wurden Änderungen während eines LETID-Experiments zeitaufgelöst dargestellt. Als sensitivster Parameter für Degradation durch LETID wurde der Diodensättigungsstrom der ersten Diode I_{01} herangezogen, um aus in-situ gemessenen Dunkelkennlinien Werte für LETID-Reaktionsraten zu bestimmen. Bei den Werten handelt es sich um erste Ergebnisse, die mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet sind (insbesondere Bestimmung der Parameter, Einfluss LETID Regeneration, nicht konstantes Injektionslevel, gemittelte Werte pro Modul). Ein Vergleich mit einer anderen Methode zur Bestimmung der Parameter des 2-Dioden-Modells auf Basis eines nichtlinearen Fits ist geplant.

Das Bestimmen von Reaktionsraten aus in-situ gemessenen Modul-Dunkelkennlinien während LETID-Experimenten kann ein Ansatz sein, um temperatur- und injektionslevelabhängige Kinetikparameter für LETID-Zustandsänderungen wie z.B. Degradation, Regeneration und temporäre Erholung (Umkehrung von Degradation bei niedriger Temperatur) eines bestimmten Modultyps zu bestimmen. Diese Werte können dann als Input-Parameter dienen, um auf Basis von Wetterdaten durch LETID zu erwartende Verluste für einen bestimmten Standort zu prognostizieren.

Um die Kinetik aller relevanten Zustandsänderungen von BO LID und LETID gut abdecken zu können, wären umfangreichere Experimente als in Abb. 6 gezeigt, notwendig. Zudem sollte die Gleichzeitigkeit verschiedener Zustandsänderungen bei der Bestimmung von Reaktionsraten insbesondere bei stark beschleunigten Bedingungen berücksichtigt werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Kombination von experimentellen Daten mit Literaturwerten für Kinetikparameter.

Am Fraunhofer ISE sind weitere Schritte in Richtung Degradationsmodellierung geplant. Dabei könnten die Daten des Freifeldexperiments aus Sequenz 1 in Abb. 6 (z.B. Modultemperatur, Zwischencharakterisierung bei STC) zur Validierung eines solchen Modells dienen.

5. Literaturverzeichnis

- [1] F. Kersten, F. Fertig, K. Petter, B. Klöter, E. Herzog, M. B. Strobel, J. Heitmann, and J. W. Müller, "System performance loss due to LeTID," *Energy Procedia*, vol. 124, pp. 540–546, 2017.
- [2] K. Nakayashiki, J. Hofstetter, A. E. Morishige, T.-T. A. Li, D. B. Needleman, M. A. Jensen, and T. Buonassisi, "Engineering Solutions and Root-Cause Analysis for Light-Induced Degradation in p-Type Multicrystalline Silicon PERC Modules," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 4, pp. 860–868, 2016.
- [3] F. Kersten, P. Engelhart, H.-C. Ploigt, A. Stekolnikov, T. Lindner, F. Stenzel, M. Bartsch, A. Szpeth, K. Petter, J. Heitmann, and J. W. Müller, "Degradation of multicrystalline silicon solar cells and modules after illumination at elevated temperature," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 142, pp. 83–86, 2015.
- [4] *IEC TS 63342:2022 C-Si photovoltaic (PV) modules - Light and elevated temperature induced degradation (LETID) test - Detection*.
- [5] G. R. Konrad Mertens, "Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice,"
- [6] S. Glunz, "Ladungsträgerrekombination in Silicium und Siliciumsolarzellen," Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Freiburg, 1995.
- [7] M. Wolf, G. T. Noel, and R. J. Stirn, "Investigation of the double exponential in the current—Voltage characteristics of silicon solar cells," *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 24, no. 4, pp. 419–428, 1977.
- [8] J. Beier, "Untersuchungen zur Anwendbarkeit des Superpositionsprinzips bei Silizium-Solarzellen," Dissertation, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Freiburg, 1992.
- [9] G. H. Yordanov, O.-M. Midtgard, and T. O. Saetre, "Extracting parameters from semi-log plots of polycrystalline silicon PV modules outdoor I–V data: Double-exponential model revisited," in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 2010): Honolulu, Hawaii, USA, 20 - 25 June 2010*, Honolulu, HI, USA, 2010, pp. 2756–2761.

- [10] J. Beier, "Humps in dark I-V-curves - analysis and explanation," in *IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, pp. 321–326.
- [11] A. Kaminski, Marchand. J., A. Fave, and A. Laugier, "New Method of Parameters Extraction from Dark I-V Curve," in *26th PVSC 1997*.
- [12] J. Appelbaum, A. Chait, and D. Thompson, "Parameter Estimation and Screening of Solar Cells," *Progress in Photovoltaics*, no. 1, pp. 93–106, 1993.
- [13] D. S. H. Chan and J. C. H. Phang, "Analytical Methods for the Extraction of Solar-Cell Single- and Double-Diode Model Parameters from I-V Characteristics," *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 1987, no. Ed-34, No. 2.
- [14] M. Wolf and H. Rauschenbach, "Series Resistance Effects on Solar Cell Measurements," *Advanced Energy Conversions*, no. 3, pp. 455–479, 1963.
- [15] R. Gottschalg, M. Rommel, D. G. Infield, and H. Rysse, "Comparison of Different Methods for the Parameter Determination of the Solar Cells Double Exponential Equation.," in *14th EUPVSEC 1997*.
- [16] E. Q. B. Macabebe and E. E. van Dyk, "Extraction of device parameters from dark current-voltage characteristics of PV devices," *Phys. Status Solidi (c)*, vol. 5, no. 2, pp. 616–619, 2008.
- [17] S. S. Hegedus and W. N. Shafarman, "Thin-Film Solar Cells: Device Measurements and Analysis," *Prog Photovolt Res Appl*, no. 2, pp. 155–176, 2004.
- [18] E. Fokuhl, D. Philipp, G. Mülhöfer, and P. Gebhardt, "LID and LETID evolution of PV modules during outdoor operation and indoor tests," *EPJ Photovolt.*, vol. 12, p. 9, 2021.
- [19] E. Fokuhl, T. Naeem, A. Schmid, P. Gebhardt, T. Geipel, and D. Philipp, "LeTID – A Comparison of Test Methods on Module Level," in *36th EUPVSEC 2019*.
- [20] J. Karas, I. Repins, K. A. Berger, B. Kubicek, F. Jiang, D. Zhang, J.-N. Jaubert, A. B. Cueli, T. Sample, B. Jaeckel, M. Pander, E. Fokuhl, M. B. Koentopp, F. Kersten, J.-H. Choi, B. Bora, C. Banerjee, S. Wendlandt, T. Erion-Lorico, K. J. Sauer, J. Tsan, M. Pravettoni, M. Caccivio, G. Bellenda, C. Monokroussos, and H. Maaroufi, "Results from an international interlaboratory study on light- and elevated temperature-induced degradation in solar modules," *Progress in Photovoltaics*, 2022.
- [21] W. Kwapil, J. Schon, T. Niewelt, and M. C. Schubert, "Temporary Recovery of the Defect Responsible for Light- and Elevated Temperature-Induced Degradation: Insights Into the Physical Mechanisms Behind LeTID," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 6, pp. 1591–1603, 2020.
- [22] M. Müller, M. Ehrl, and J. Heitmann, "Energy yield considerations based on the BO-related defect," in Lausanne, Switzerland, 2018, p. 90002.
- [23] M. Pander, T. Luka, B. Jaeckel, J. Bauer, D. Dassler, M. Ebert, M. Turek, and C. Hagendorf, "Prediction of Potential Power/Yield Loss from LETID Susceptible Modules," in *36th EUPVSEC 2019*.
- [24] J. Dupuis, G. Plessis, G. El Hajje, E. Lajoie-Mazenc, E. Sandré, K. Radouane, and P. Dupeyrat, "Light- and elevated temperature-induced degradation impact on bifacial modules using accelerated aging tests, electroluminescence, and photovoltaic plant modeling," *Progress in Photovoltaics*, vol. 29, no. 7, pp. 694–704, 2021.
- [25] I. L. Repins, D. C. Jordan, M. Woodhouse, M. Theristis, J. S. Stein, H. P. Seigneur, D. J. Colvin, J. F. Karas, A. N. McPherson, and C. Deline, "Long-term impact of light- and elevated temperature-induced degradation on photovoltaic arrays," *MRS Bulletin*, 2022.
- [26] W. Kwapil, T. Niewelt, and M. C. Schubert, "Kinetics of carrier-induced degradation at elevated temperature in multicrystalline silicon solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 173, pp. 80–84, 2017.

Erfassung der Umweltwirkungen einer Agri-PV-Anlage anhand der Ökobilanzierung

M. Sc. Christin Busch^{1,2}, Prof. Dr. Kerstin Wydra¹

¹Fachhochschule Erfurt, Leipziger Str. 77, 99085 Erfurt

²Neue Affiliation: ILS Research gGmbH, Brüderweg 22–24, 44135 Dortmund

Abstract

Durch Agri-Photovoltaik (APV), also die simultane Nutzung einer Fläche zur Produktion von Strom und landwirtschaftlichen Erzeugnissen entstehen zahlreiche Synergieeffekte in den Bereichen Landwirtschaft, Klimaschutz und Klimawandelanpassung. Dennoch fehlen Aussagen zu den Umweltwirkungen dieser Technologie. Aus diesem Grund wurde eine Ökobilanzierung für eine geplante APV-Anlage in Thüringen mit einer installierten Leistung von 500,13 kWp durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass APV-Anlagen größtenteils ähnliche Umweltwirkungen verursachen wie Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen. Im Vergleich mit der Strombezug aus dem deutschen Strommix ergaben sich in zwölf der untersuchten Wirkungskategorien zudem teils deutlich geringere Umweltwirkungen. Aufgrund anhaltender Entwicklungen im Anlagendesign und bei den verwendeten Materialien ist künftig mit weiteren Verbesserungen der Ökobilanz zu rechnen.

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens hat sich Deutschland dazu verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um bis zu 65% zu reduzieren und bis 2045 das Langzeitziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen [1]. Einen wichtigen Beitrag soll hierbei die klimafreundliche Erzeugung von erneuerbarem Strom, darunter in besonderem Maße durch die sogenannte Freiflächen-Photovoltaik (FF-PV) liefern [2]. Laut Umweltbundesamt wird der jährliche Flächenbedarf für FF-PV bis 2030 bei etwa 7.000 ha pro Jahr liegen, wenn das Zubauziel von 200 GW erreicht werden soll [3]. Vor diesem Hintergrund können beim Ausbau der FF-PV jedoch Landnutzungskonflikte entstehen, bspw. mit dem Städtebau oder der Nutzung von Flächen zur landwirtschaftlichen Produktion [4].

Die Landwirtschaft steht jedoch vor eigenen Herausforderungen. In Deutschland betrug der Anteil der durch die Landwirtschaft entstandenen Treibhausgasemissionen (THG) im Jahr 2018 mit 63,6 Mio. t CO₂ eq etwa 7,4% der gesamten Emissionen [5]. Global betrachtet liegen die THG durch den Landwirtschaftssektor mit 5,8 Mrd. t CO₂ eq sogar bei 11,9% der gesamten THG [6]. Die Landwirtschaft trägt damit erheblich zum Klimawandel und steuert zudem zu einem Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur sowie zu häufigeren und intensiveren Extremwetterereignissen wie Starkregen oder Hitzewellen bei [7-9]. Im Umkehrschluss wird sie jedoch selbst stark durch den Klimawandel beeinflusst. Besonders in den Sommermonaten verringern sich aufgrund anhaltender Trockenperioden die Bodenwasservorräte in Deutschland, darunter im besonderen Maße auch in Thüringen. Hierdurch können Trockenschäden und damit Ernteeinbußen entstehen [10]. Doch auch Extremereignisse wie Stürme, Starkregen oder Hagel werden aufgrund des Klimawandels häufiger, wodurch das Produktionsrisiko für Landwirt*innen steigt. Im langjährigen Mittel wurden in Deutschland bis 2016 somit Schäden im Wert von 511,02 Mio. Euro erreicht. Besonders Dürren und Wetterextreme wie starke Hagelfälle sind nur schwer vorhersehbar und können oft nicht durch pflanzenbauliche Maßnahmen abgewendet werden. Im schlimmsten Fall führen sie zu Totalschäden [11]. Im Hitzejahr 2018 erreichte Deutschland global betrachtet dadurch den dritten Platz der monetären Verluste durch den Klimawandel [12].

Das Konzept der Agri-Photovoltaik (APV) vereint die Aspekte Klimaschutz, Klimawandelanpassung und

Landwirtschaft, indem die Installation einer FF-PV mit der landwirtschaftlichen Produktion kombiniert wird. Hierdurch entstehen zahlreiche Synergieeffekte in der Landnutzungseffizienz sowie der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung unter sich verändernden klimatischen Bedingungen. Durch die kombinierte Landnutzung kann sich die Landnutzungseffizienz im Vergleich zur getrennt stattfindenden Produktion von PV-Strom und landwirtschaftlicher Erträge um 86% erhöhen [13]. Für diese Bewirtschaftungsweise konnten zudem erste positive Effekte auf die Ernteerträge nachgewiesen werden, da die PV-Module durch Verschattung zu einer Verringerung des Bewässerungsbedarfs [14,15] oder dem Schutz vor Winderosion [16] beitragen. Das Konzept wurde bisher jedoch nur in wenigen Ländern erprobt und teilweise, wie in Deutschland, nur zu wissenschaftlichen Untersuchungen umgesetzt [13]. Durch die derzeitigen rechtlichen Entwicklungen wie die Osternovelle 2022 sollen die Potenziale der APV weiter gefördert werden. Neben den Auswirkungen der Anlagen vor Ort müssen jedoch die Folgen dieser recht neuen Technologie auch global und vollumfänglich hinsichtlich der Produktionsbedingungen aller Anlagenkomponenten untersucht werden. Nur so lassen sich Aussagen über die positiven Aspekte der APV treffen und Vergleiche zu anderen Technologien der Stromproduktion ziehen. Eine Möglichkeit hierfür ist die Lebenszyklusanalyse oder auch Ökobilanzierung.

1.2. Die Ökobilanz von APV-Anlagen

Die Ökobilanzierung ist eine systematische Analyse von Produkten und Systemen hinsichtlich ihrer Umweltwirkungen, die über den gesamten Lebenszyklus entstehen – von der Herstellung über die Nutzung bis zum Lebensende. Hierfür werden die Input- und Outputflüsse zusammengestellt, die zur Herstellung, Nutzung sowie Beseitigung des Produktes oder des Systems anfallen. Die Umweltwirkungen einer Ökobilanz umfassen damit im Gegensatz zu den in anderen Umweltanalysen (wie bspw. der Umweltverträglichkeitsprüfung) einen erweiterten Maßstab. Hierdurch werden Verbesserungsmöglichkeiten in Bezug auf bestimmte, vorher festgelegte Umweltaspekte (Wirkungskategorien) im gesamten Lebensweg eines Produktsystems untersucht und aufgezeigt [17].

Während die Ökobilanz der getrennten Produktion landwirtschaftlicher Erträge [18-21] sowie von PV-Strom [22-25] bereits etablierter Gegenstand von Studien ist, steckt die Bewertung der Umweltwirkungen von APV-Anlagen noch in den Kinderstudien. Tabelle 1 gibt einen Überblick über bisher publizierte Studien zur Ökobilanz von APV-Systemen.

Quelle	Studie	APV-Anlagendesign	Studiendesign
[26]	Ott et al. (2020)	Kohlanbau zwischen bodennahen PV-Modulreihen	Vergleich von Anlagen mit verschiedenen Modulreihenbreiten
[27]	Agostini et al. (2021)	Maisanbau unter hoch-aufgeständertem Agrovoltaico® Solar-Tracking-System mit Drahtseilstruktur	Vergleich drei verschiedener Arten von Unterkonstruktion und Sun-Tracking-Systemen
[28]	Pascaris et al. (2021)	Kaninchenhaltung zur Fleischproduktion mit bodennahen PV-Modulen	Vergleich der APV-Anlage mit getrennt stattfindender Produktion von Fleisch und PV-Strom sowie mit Fleischproduktion und konventionellem Strommix
[29]	Handler & Pearce (2022)	Schafhaltung zur Fleischproduktion mit bodennahen PV-Modulen	Vergleich der APV-Anlage mit getrennt stattfindender Produktion von Fleisch und

			PV-Strom sowie mit Fleischproduktion und konventionellem Strommix
--	--	--	---

Für den Kohlanbau zwischen herkömmlichen FF-PV-Modulreihen konnte festgestellt werden, dass durch APV-Systeme ähnliche CO₂-Emissionen wie FF-PV-Anlagen und deutlich weniger als durch die Kohleverstromung verursacht werden. Eine Studie in Italien untersuchte die Umweltauswirkungen eines APV-Systems mit Maisanbau unter einem Solar-Tracking-System mit Drahtseilstruktur, einschließlich verschiedener Konfigurationen und Unterkonstruktionen [27]. Auch hier konnte gezeigt werden, dass APV-Anlagen mit Ausnahme des Ressourcenverbrauchs von Metallen und Mineralien in allen untersuchten Wirkungskategorien ähnliche Umweltwirkungen erzielen wie herkömmliche FF-PV und deutlich weniger Wirkungen als durch die Verstromung fossiler Brennstoffe. Studien zu APV-Systemen für Nutztiere kamen zu ähnlichen Ergebnissen. APV-Systeme mit kombinierter Produktion von PV-Strom sowie Schafs- und Kaninchenfleisch verursachten durch Einsparungen bei der Landbewirtschaftung (Mähen, Herbizide, Futter etc.) 69,3% weniger Emissionen als die getrennte Produktion beider Outputs. Im Vergleich zu herkömmlicher Fleischproduktion sowie der Stromerzeugung aus dem Netz konnten sogar 98,5% weniger Emissionen berechnet werden [28, 29]. Trotz dieser Ergebnisse lassen sich jedoch noch keine Aussagen über die Umweltwirkungen von APV-Anlagen mit Nahrungspflanzenanbau und dem derzeit gängigen System-Aufbau deutscher Anlagen treffen. Das Ziel dieser Studie war deshalb die Untersuchung der Ökobilanz von einer APV-Anlage mit konventionellem Kartoffelanbau unter PV-Modulen und Stahlträgern.

2. Methodik

In dieser Studie wurde deshalb eine Ökobilanzierung für eine geplante APV-Anlage in Thüringen mit einer installierten Kapazität von 500,13 kWp durchgeführt. DIN EN ISO 14040 [30] und DIN EN ISO 14044 [17] definieren die folgenden vier essentiellen Schritte einer jeden Ökobilanzierung, um die Vergleichbarkeit und Qualität der Ergebnisse zu gewährleisten: Festlegung des Untersuchungsrahmens, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Interpretation. Diese Schritte werden im Folgenden auf Basis der APV-Anlage erläutert.

2.1. Festlegung des Untersuchungsrahmens

Um die Umweltwirkungen des APV-Systems mit Kartoffelproduktion und einer installierten Kapazität von 500,13 kWp mit der bisher üblichen getrennten Produktion von Kartoffeln und PV-Strom sowie mit der Kartoffelproduktion und dem Strombezug aus dem deutschen Energiemix vergleichbar zu machen, wurden drei Szenarien mit denselben System-Outputs entwickelt. Die Anlagenleistung entspricht bei allen drei Szenarien 500,13 kWp. Als Output wurde eine Kartoffelproduktion von 9.236,09 dt für den Zeitraum von 30 Jahren und eine Stromproduktion von 14.402.942,3 kWh für den gleichen Zeitraum angesetzt. Diese Outputs dienen als funktionelle Einheit der Ökobilanzierung, auf welche alle berechneten Umweltwirkungen im Rahmen der Wirkungsabschätzung bezogen werden. Abbildung 1 zeigt das Aufbauschema der drei Szenarien einschließlich der generierten Outputs. Im Folgenden werden die Szenarien genauer erläutert.

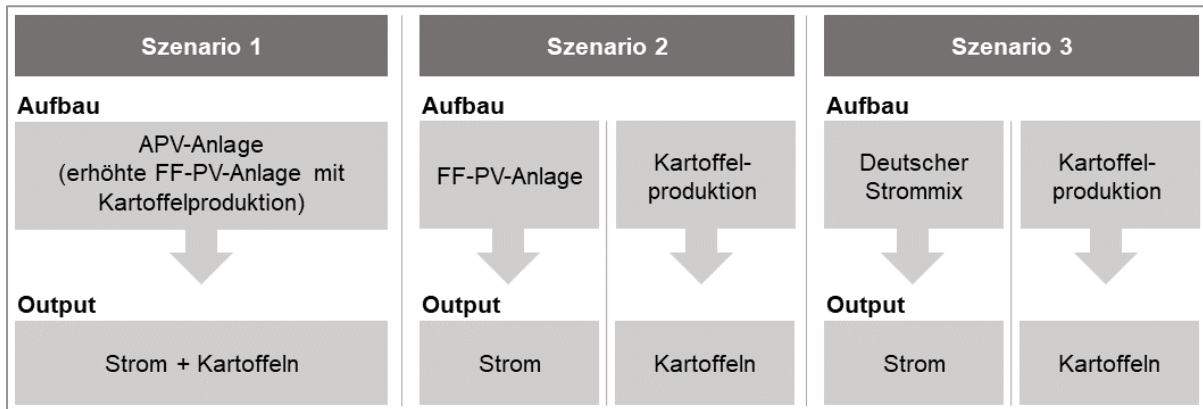


Abb. 1: Aufbauschema der Szenarien 1, 2 und 3

Szenario 1 – APV-Szenario

Szenario 1 beschreibt die APV-Anlage auf einer Gesamtfläche von 9.633 m² mit einer Modulfläche von 3.105,76 m² und einer Kartoffelanbaufläche von 8.669,8 m². Die landwirtschaftliche Bearbeitung erfolgt unter den PV-Modulen, die in einer Höhe von 5 m angebracht sind. Zusätzlich wurde ein Inverter mit einer Leistung von 500 kW angesetzt. Als Lebensdauer aller Systemkomponente einschließlich der PV-Module wurden 30 Jahre festgelegt. Als Performance Faktor wurde 0,8 gewählt, der Wirkungsgrad der Module wurde mit 17,57 angesetzt.

Szenario 2 – Separate Produktion von Kartoffeln und PV-Strom

Szenario 2 beschreibt die bisher übliche Produktion von Kartoffeln und PV-Strom durch eine FF-PV-Anlage auf getrennten Flächen. Um dieselben Outputs wie in Szenario 1 zu generieren (9.236,09 dt Kartoffeln und 14.402.942,3 kWh), wurde für die FF-PV-Anlage eine Anlagengröße von 7.251,83 m² berechnet. Die Fläche für den Kartoffelanbau wurde auf 9.103,19 m² angesetzt, um die gleichen Kartoffelerträge zu erreichen. Insgesamt ergibt sich für Szenario 2 somit eine Gesamtfläche von 16.355,02 m².

Szenario 3 – Kartoffelproduktion und deutscher Strommix

Szenario 3 beschreibt ein reines Kartoffelszenario. Die landwirtschaftliche Produktion ist ebenfalls von der Stromproduktion abgekoppelt. Hierdurch ergibt sich dieselbe Anbaugröße wie in Szenario 2 (9.103,19 m²). Der Strom-Output wird hier jedoch durch den deutschen Strommix abgedeckt, um die Umweltwirkungen der beiden PV-Szenarien mit konventioneller Stromproduktion vergleichen zu können. Es ergibt sich somit keine Anlagengröße für die Stromproduktion. Die Daten für den deutschen Strommix enthalten bereits Angaben zum Flächenverbrauch und wurden deshalb nicht gesondert berechnet.

Die Systemgrenze wurde in dieser Studie auf Basis des Cradle-to-Gate-Prinzips angesetzt. Hierdurch werden lediglich die relevanten Inputs an Materialien, Energie und sonstigen Stoffen von der Rohstoffgewinnung, Produktion und Nutzung der Systemkomponente aus der Kartoffel- und Stromproduktion betrachtet. Die Lagerung und Weiterverarbeitung der Kartoffeln, der Weitertransport der Produkte zum Verbraucher, Verwaltungsarbeiten sowie Forschung und Entwicklung wurden als Abschneidekriterien festgelegt. Um die Systemgrenzen der Strom- und Kartoffelproduktion einheitlich zu halten und den Fokus stärker auf die Nutzung und den Flächenverbrauch zu legen, wurden zudem die vor allem für die Ökobilanzierung von PV-Systemen relevanten Schritte des Recyclings und des Lebensendes nicht betrachtet und für zukünftige Studien eingeplant.

2.2. Sachbilanz

Die Sachbilanzdaten der PV-Stromproduktion basieren auf den Angaben des IEA PVPS Task 12 nach Frischknecht et al. (2015) [31], den PEFCR Angaben für PV-Module [32] sowie den Aktualisierungen nach Hengstler et al. (2021) [33] und wurden für die APV-Anlage (Szenario 1) angepasst. Dabei wurden die Systemkomponente PV-Module, Inverter, Unterkonstruktion und die elektrischen Leitungen betrachtet. Als Basis diente die Ökobilanzierungsdatenbank Ecolinvent. Die Sachbilanzdaten der Kartoffelproduktion einschließlich der Inputs zur Düngung, Landnutzungsänderung, dem Gebrauch von Maschinen sowie der Bewässerung basieren auf den verfügbaren Daten der Datenbank Agri-footprint 5.

2.3. Wirkungsabschätzung

Die Wirkungsabschätzung erfolgte auf Grundlage der Empfehlungen des Product and Organisation Environmental Footprint (PEF) Frameworks [34], welches im Jahr 2018 aktualisiert wurde [35]. Auf Basis dieser Vorgaben wurden die Wirkungskategorien Climate Change, Ozone Depletion, Ionizing Radiation, Photochemical Ozone Formation, Particulate Matter, Human Toxicity (non-cancer), Human Toxicity (cancer), Acidification, Eutrophication (freshwater), Eutrophication (marine), Eutrophication (terrestrial), Ecotoxicity (freshwater), Land Use, Water Use, Resource Use (fossils) und Resource Use (minerals and metals) ausgewählt. Die Wirkungsbilanz wurde mit Hilfe der Software SimaPro berechnet.

3. Ergebnisse und Interpretation

In insgesamt 15 Wirkungskategorien verursachte das Szenario mit getrennt stattfindender Produktion (Szenario 2) die geringsten Umweltauswirkungen, wobei auch das APV-Szenario (Szenario 1) in 12 Wirkungskategorien deutlich bessere Ergebnisse als Szenario 3 aufwies. Lediglich in den Kategorien Particulate Matter, Human Toxicity (beide Kategorien) und Resource Use (minerals and metals) erreichte das APV-Szenario (Szenario 1) höhere Werte als Szenario 3, was vor allem auf die erhöhten Materialverbräuche der Unterkonstruktion zurückzuführen ist. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung anhand der ausgewählten Wirkungskategorien Climate Change, Resource Use (minerals and metals), Resource (fossils) und Land Use auszugsweise im Spezifischen dargestellt. Abbildung 2 zeigt den Vergleich der Umweltwirkungen in den genannten Wirkungskategorien der Szenarien 1, 2 und 3, bezogen auf das Szenario mit den jeweils höchsten Umweltwirkungen.

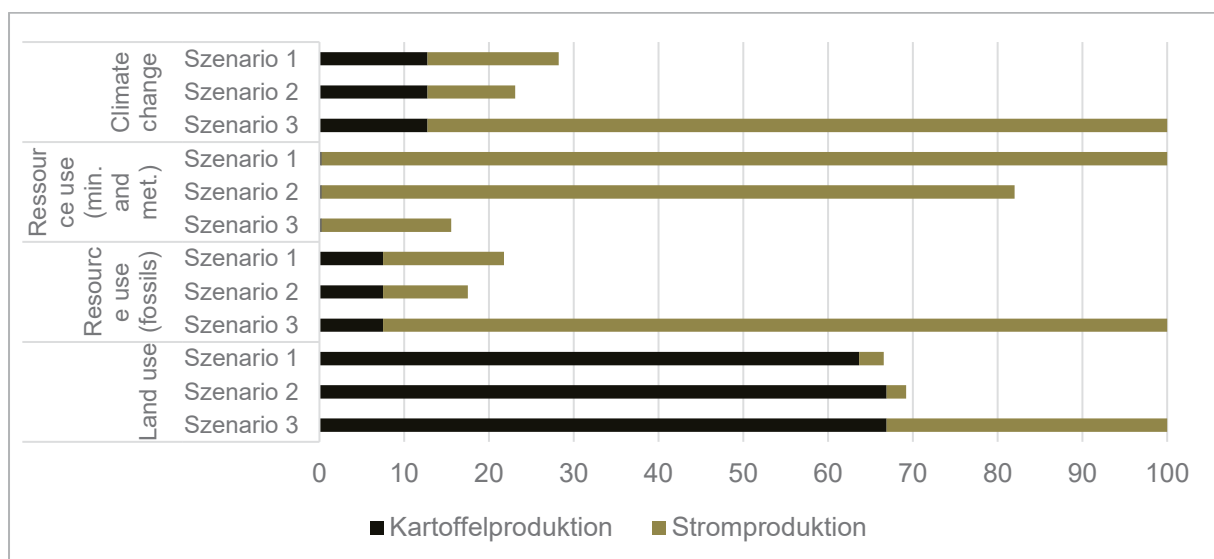


Abb. 2: Vergleich der Umweltwirkungen der Szenarien 1, 2 und 3 in den Wirkungskategorien Climate Change, Resource Use (minerals and metals), Resource Use (fossils) und Land Use, bezogen auf das Szenario mit den jeweils höchsten Umweltwirkungen

3.1. Climate Change

In der Wirkungskategorie Climate Change werden die höchsten Emissionen in Szenario 3 verursacht. Die Emissionen, die durch das APV-Szenario (Szenario 1) verursacht werden, machen lediglich 28% der Umweltwirkungen von Szenario 3 aus, bei Szenario 2 sind es lediglich 23%. Während bei den Szenarien 1 und 2 Kartoffel- und Stromproduktion etwa die Hälfte dieser Umweltwirkungen ausmachen, überwiegt bei Szenario 3 die Stromproduktion mit einem Anteil von etwa 88% deutlich. Obgleich der deutsche Strommix einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien aufweist, wurden 2020 noch etwa 36,2% durch fossile Brennstoffe wie Braunkohle, Steinkohle und Erdgas gedeckt [36], die erheblich zur Produktion von CO₂-Emissionen beitragen. Die Emissionen aus der PV-Stromproduktion der Szenarien 1 und 2 ergeben sich vornehmlich aus der Herstellung der PV-Module. In Szenario 1 (APV) erreicht jedoch auch die Unterkonstruktion aufgrund erhöhter Stahlverbräuche durch die Anlagenhöhe von 5 m ebenfalls relevante Anteile von 22% an den Gesamtemissionen. Die Emissionen aus der Kartoffelproduktion entstehen größtenteils durch die Produktion und den Einsatz von landwirtschaftlichen Maschinen sowie den Einsatz von Dünger und Pestiziden.

3.2. Resource Use (minerals and metals)

Die Wirkungskategorie Resource Use (minerals and metals) stellt die einzige Wirkungskategorie dar, in der das APV-Szenario (Szenario 1) die höchsten Wirkungen verursacht. Szenario 2 erreicht hier etwa 82% der Umweltwirkungen aus Szenario 1 aufgrund verringerter Stahlverbräuche in der Produktion der Unterkonstruktion. In beiden Szenarien werden die Umweltwirkungen dieser Wirkungskategorie fast ausschließlich durch die Stromproduktion und dabei durch die Herstellung der Module und der Unterkonstruktion verursacht. Die Wirkungskategorie stellt jedoch auch die einzige Kategorie dar, in der die elektrischen Leitungen sowie der Inverter Anteile von über 10% an den gesamten Umweltwirkungen erreichen. Dies ist auf die in der Produktion verwendeten Materialien Kupfer und Silber zurückzuführen. Szenario 3 verursacht etwa 16% der Umweltwirkungen im Vergleich zu Szenario 1. Auch hier liegt der Hauptverursacher in der Stromproduktion.

3.3. Resource Use (fossils)

Szenario 3 verursacht in der Wirkungskategorie Resource Use (fossils) die höchsten Umweltwirkungen, wobei 92,5% der Umweltwirkungen durch die Stromproduktion, vornehmlich durch die hohen Anteile der Kohleverstromung erreicht werden. Die Szenarien 1 und 2 verursachen hier Anteile von etwa 22 und 17% im Vergleich zu Szenario 3. In Szenario 1 werden etwa 34,5% durch die Kartoffel- und 65,5% durch die PV-Stromproduktion verursacht. Die Modulherstellung erreicht dabei einen Anteil von 40%, die der Unterkonstruktion etwa 24%. In Szenario 2 liegt der Anteil der Stromproduktion aufgrund geringerer Materialverbräuche bei 57%, wobei ein Großteil der Umweltwirkungen durch die Modulherstellung verursacht wird.

3.4. Land Use

In der Wirkungskategorie Land Use werden ebenfalls die höchsten Umweltwirkungen durch Szenario 3 verursacht. Der Flächenverbrauch der Szenarien 1 und 2 entspricht etwa 69 und 66,5% des Flächenverbrauchs von Szenario 3. Hierbei ist zu erwähnen, dass nicht nur der Flächenverbrauch der Anlagen vor Ort, sondern auch der Rohstoffgewinnung und Materialherstellung aller Anlagenkomponenten miteinbezogen wurden. Obgleich Braunkohlekraftwerke hinsichtlich ihrer Landnutzungsintensität bezogen auf eine Kilowattstunde Strom ähnliche Werte wie FF-PV-Anlagen erreichen [37, 38], enthält der deutsche Strommix weitere Energieformen mit hohen Landnutzungswirkungen, wie beispielsweise die Biomasse. Hierdurch entstehen durch Szenario 3 insgesamt höhere Umweltwirkungen in der Wirkungskategorie Land Use als durch die reine PV-Nutzung in den Szenarien 1 und 2.

Die hier erzielten Ergebnisse geben eine allgemeine Einschätzung der Umweltauswirkungen von APV-Systemen und zeigen deren überwiegend positive Effekte auf. Im Vergleich zur alleinigen Erzeugung

von Kartoffeln mit Strom aus dem deutschen Strommix ergeben sich deutliche Emissionseinsparungen hinsichtlich der Umweltauswirkungen. Obwohl das PV-Szenario (Szenario 2) größtenteils geringere Auswirkungen verursacht als Szenario 1, werden sich die lebenszyklusrelevanten Umweltauswirkungen von APV-Systemen in Zukunft wahrscheinlich durch weiterentwickelte Systemdesigns, angepasste landwirtschaftliche Anbaumethoden und den Einsatz anderer Materialien für die Unterkonstruktion weiterhin verringern, sodass geringere Umweltauswirkungen erzielt werden können, als durch die getrennte Produktion landwirtschaftlicher Produkte und PV-Strom.

4. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung (2021): Klimaschutzgesetz 2021. Generationenvertrag für das Klima. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, zuletzt geprüft am 12/4/2021.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (Hg.) (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf>, zuletzt geprüft am 5/29/2021.
- [3] Umweltbundesamt (Hg.) (2022): Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele. Notwendigkeit und mögliche Umsetzungsoptionen. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>, zuletzt geprüft am 12/22/2022.
- [4] Böhm, Jonas; Witte, Thomas de; Michaud, Coline (2022): Land use Prior to Installation of Ground-mounted Photovoltaic in Germany—GIS-analysis Based on MaStR and Basis-DLM. In: *Z Energiewirtschaft* 46 (2), S. 147–156. DOI: 10.1007/s12398-022-00325-4.
- [5] Umweltbundesamt (Hg.) (2020): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 201. Umweltbundesamt - UNFCCC-Submission. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de_0.pdf.
- [6] ClimateWatch (Hg.) (2021): Data Explorer. Online verfügbar unter https://www.climatewatchdata.org/data-explorer/historical-emissions?historical-emissions-data-sources=cait&historical-emissions-end_year=2018&historical-emissions-gases=all-ghg&historical-emissions-regions=All%20Selected%2CWORLD&historical-emissions-sectors=All%20Selected&historical-emissions-start_year=2018&page=14&sort_col=country&sort_dir=ASC, zuletzt geprüft am 5/29/2021.
- [7] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013): *Climate Change 2013: The Physical Science Basis (Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change)*. Unter Mitarbeit von T. F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. M. B. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung et al. Cambridge, Vereinigtes Königreich, New York, USA: Cambridge University Press. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf (Accessed 25 April 2021), zuletzt geprüft am 4/25/2021.
- [8] Putnam, Aaron E.; Broecker, Wallace S. (2017): Human-induced changes in the distribution of rainfall. In: *Science advances* 3 (5), e1600871. DOI: 10.1126/sciadv.1600871.
- [9] Zhang, Xuebin; Wan, Hui; Zwiers, Francis W.; Hegerl, Gabriele C.; Min, Seung-Ki (2013): Attributing intensification of precipitation extremes to human influence. In: *Geophys. Res. Lett.* 40 (19), S. 5252–5257. DOI: 10.1002/grl.51010.

- [10] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) (Hg.) (2020): Erntebericht 2020. Mengen und Preise. Berlin.
- [11] Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft e.V. (GDV) (Hg.) (2016): Landwirtschaftliche Mehrgefahrenversicherung für Deutschland. Stand: November 2016. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.gdv.de/resource/blob/8942/fa2dc37ecb8fafbb8b6fe7c2ae1a10d1/publikation---landwirtschaftliche-mehrfahrenversicherung-fuer-deutschland-data.pdf>.
- [12] Eckstein, David; Künzel, Vera; Schäfer, Laura; Wings, Maik (2019): Global Climate Risk Index 2020. Who Suffers Most from Extreme Weather Events? Weather-Related Loss Events in 2018 and 1999-2018. Hg. v. GermanWatch. Bonn.
- [13] Trommsdorff, Max; Gruber, Simon; Keinath, Tobias; Hopf, Michaela; Hermann, Charis; Schönberger, Frederik et al. (2022): Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland | Stand April 2022. 2. Aufl. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE). Freiburg. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf>.
- [14] Adeg, Elnaz H.; Selker, John S.; Higgins, Chad W. (2018): Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency. In: PloS one 13 (11), e0203256. DOI: 10.1371/journal.pone.0203256.
- [15] Elamri, Y.; Cheviron, B.; Lopez, J.-M.; Dejean, C.; Belaud, G. (2018): Water budget and crop modelling for agrivoltaic systems: Application to irrigated lettuces. In: Agricultural Water Management 208, S. 440–453. DOI: 10.1016/j.agwat.2018.07.001.
- [16] Kostik, Nikita; Bobyl, Alexander; Rud, Vasiliy; Salamov, Islam (2020): The potential of agrivoltaic systems in the conditions of southern regions of Russian Federation. In: IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 578 (1), S. 12047. DOI: 10.1088/1755-1315/578/1/012047.
- [17] DIN EN ISO 14044, 2006: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006.
- [18] Del Borghi, A.; Gallo, M.; Strazza, C.; Del Borghi, M. (2014): An evaluation of environmental sustainability in the food industry through Life Cycle Assessment: the case study of tomato products supply chain. In: Journal of Cleaner Production 78, S. 121–130. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.04.083.
- [19] Roy, Poritosh; Nei, Daisuke; Orikasa, Takahiro; Xu, Qingyi; Okadome, Hiroshi; Nakamura, Nobutaka; Shiina, Takeo (2009): A review of life cycle assessment (LCA) on some food products. In: Journal of Food Engineering 90 (1), S. 1–10. DOI: 10.1016/j.jfoodeng.2008.06.016.
- [20] Schmidt Rivera, Ximena, C.; Bacenetti, Jacopo; Fusi, Alessandra; Niero, Monia (2017): The influence of fertiliser and pesticide emissions model on life cycle assessment of agricultural products: The case of Danish and Italian barley. In: The Science of the total environment 592, S. 745–757. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2016.11.183.
- [21] Timpanaro, Giuseppe; Branca, Ferdinando; Cammarata, Mariarita; Falcone, Giacomo; Scuderi, Alessandro (2021): Life Cycle Assessment to Highlight the Environmental Burdens of Early Potato Production. In: Agronomy 11 (5), S. 879. DOI: 10.3390/agronomy11050879.
- [22] Ludin, Norasikin Ahmad; Mustafa, Nur Iffthitah; Hanafiah, Marlia M.; Ibrahim, Mohd Adib; Asri Mat Teridi, Mohd; Sepeai, Suhaila et al. (2018): Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 96, S. 11–28. DOI: 10.1016/j.rser.2018.07.048.

- [23] Muteri, Vincenzo; Cellura, Maurizio; Curto, Domenico; Franzitta, Vincenzo; Longo, Sonia; Mistretta, Marina; Parisi, Maria Laura (2020): Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels. In: *Energies* 13 (1), S. 252. DOI: 10.3390/en13010252.
- [24] Peng, Jinqing; Lu, Lin; Yang, Hongxing (2013): Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, S. 255–274. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.035.
- [25] Stoppato, A. (2008): Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. In: *Energy* 33 (2), S. 224–232. DOI: 10.1016/j.energy.2007.11.012.
- [26] Ott, Emily M.; Kabus, Cody A.; Baxter, Benjamin D.; Hannon, Brooke; Celik, Ilke (2020): Environmental Analysis of Agrivoltaic Systems. DOI: 10.1016/B978-0-12-819727-1.00012-1.
- [27] Agostini, A.; Colauzzi, M.; Amaducci, S. (2021): Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. In: *Applied Energy* 281, S. 116102. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116102.
- [28] Pascaris, Alexis S.; Handler, Rob; Schelly, Chelsea; Pearce, Joshua M. (2021): Life cycle assessment of pasture-based agrivoltaic systems: Emissions and energy use of integrated rabbit production. In: *Cleaner and Responsible Consumption* 3, S. 100030. DOI: 10.1016/j.clrc.2021.100030.
- [29] Handler, Robert; Pearce, Joshua M. (2022): Greener sheep: Life cycle analysis of integrated sheep agrivoltaic systems. In: *Cleaner Energy Systems* 3, S. 100036. DOI: 10.1016/j.cles.2022.100036.
- [30] DIN EN ISO 14040, 2006: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006.
- [31] Frischknecht, Rolf; Itten, René; Sinha, Parikhit; Wild-Scholten, Mariska de; Zhang, Jia; Fthenakis, Vasilis et al. (2015): Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessments of Photovoltaic Systems. International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12. Report IEA-PVPS 12-04:2015. Online verfügbar unter https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_Task_12_LCI_LCA.pdf.
- [32] Stolz, Philippe; Frischknecht, Rolf; Wyss, Franziska; Wild-Scholten, Mariska de (2016): PEF screening report of electricity from photovoltaic panels in the context of the EU Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCR) Pilots. 24 April 2016 - v.2.0. Switzerland, Netherlands. Online verfügbar unter http://pvthin.org/wp-content/uploads/2020/05/174_PEF_CR_PV_LCA-screening-report_v2.0.pdf.
- [33] Hengstler, Jasmin; Russ, Manfred; Stoffregen, Alexander; Hendrich, Aline; Weidner, Simone; Held, Michael; Briem, Ann-Kathrin (2021): Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 35/2021). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-06_cc_35-2021_oekobilanzen_windenergie_photovoltaik.pdf.
- [34] European Commission (2013): Empfehlung der Kommission vom 9. April 2013 für die Anwendung gemeinsamer Methoden zur Messung und Offenlegung der Umweltleistung von Produkten und Organisationen. (2013/179/eu). Amtsblatt der Europäischen Union. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/93cb8358-b80d-11e2-ab01-01aa75ed71a1>.
- [35] Fazio, S.; Biganzioli, F.; Laurentiis, V. de; Zampori, L.; Sala, S.; Diaconu, E. (2018): Supporting information to the characterisation factors of recommended EF Life Cycle Impact Assessment methods. Version 2, from ILCD to EF 3.0. European Commission. Ispra, Italien.

- [36] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fraunhofer ISE) (2021): Der Strommix in Deutschland 202 [NETTO]. Online verfügbar unter <https://strom-report.de/download/strommix-2020-deutschland/>, zuletzt geprüft am 11/17/2021.
- [37] Lovering, Jessica; Swain, Marian; Blomqvist, Linus; Hernandez, Rebecca R. (2022): Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. In: PloS one 17 (7), e0270155. DOI: 10.1371/journal.pone.0270155.
- [38] United Nations (2021): Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. Geneva. Online verfügbar unter https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf, zuletzt geprüft am 12/14/2022.

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

D. Daume*, M. Scheler, S. Schnabrich, D. Sojitra, 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

Abstract

Der Selbstreferenzierungsalgorithmus (SRA) wurde im Rahmen des Projektes PV-FeldLab erfolgreich weiterentwickelt, so dass jetzt auch elektrische Leistungen von Photovoltaik- (PV-) Strings im Freifeld für variable Bestrahlungsstärken und Temperaturen bestimmt werden können [1, 2]. In diesem Bericht wird gezeigt, dass die Bestimmungen so verlässlich und valide sind, dass das Konzept ab jetzt auch für sehr genaue Ertragsberechnungen und sensitive Degradationsanalysen genutzt werden kann.

Dazu wurde der elektrische Ertrag mit dem Wechselrichter des Test-Strings über 11 Monate im Jahr 2022 gemessen und mit dem durch den SRA berechneten Ertrag verglichen. Zudem wurden Referenzsimulationen mit der kommerziellen Software PVsyst durchgeführt und mit den simulierten und gemessenen Erträgen in Vergleich gebracht.

Darüber hinaus wurde ein Test-PV-String mit Hilfe eines Seriell- sowie eines Parallelwiderstands künstlich und messtechnisch rückführbar degradiert. Der an den Widerständen abfallende Leistungsverlust wurde mit dem SRA auf Grundlage weiterer Outdoor-Messungen berechnet und quantifiziert.

Motivation: Präzisierte Ertragsberechnungen und Leistungsverlustanalysen mit dem SRA-Konzept

Präzise Outdoor-Leistungsbestimmungen von PV-Modulen und -Strings werden durch ständig wechselnde Betriebsbedingungen erheblich erschwert, da die für die Zellen wirksamen Temperaturen T_{Zelle} sowie Bestrahlungsstärken G_{Zelle} nur indirekt bestimmt werden können. Ein gemessene Rückseiten-Temperatursensor stellt trotz hoher Messgenauigkeit für die Messwerterfassung lediglich eine genäherte Modul-Temperatur T_{mod} dar, sie ist aber nicht die tatsächliche Zelltemperatur [2]. Ähnlich sind die Zusammenhänge für die gemessene Bestrahlungsstärke G_{mod} und der tatsächlich wirksamen G_{Zelle} .

Das SRA-Konzept erlaubt dennoch sehr genaue Leistungsbestimmungen von PV-Generatoren unter Nutzung der gemessenen Temperaturen T_{mod} und Bestrahlungsstärken G_{mod} einer Messkampagne. Das Konzept ersetzt die gemessenen Werte durch effektive (Temperatur: T_{eff} und Bestrahlungsstärke G_{eff}) [1, 2].

Um die effektive Temperatur T_{eff} zu bestimmen, werden alle gemessenen Daten Bestrahlungsstärkeklassen i zugeordnet. Da die Temperatur einer Zelle gemäß [1, 2] proportional zur gemessenen Leerlaufspannung $V_{OC,mod}$ ist, kann für jede Bestrahlungsstärkeklasse eine lineare Regression durchgeführt werden, um T_{eff} zu berechnen:

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

Durch eine Auswahl von sehr kleinen Bestrahlungsstärkeklassen, beispielsweise $\Delta G_{mod} = \pm 10 \frac{W}{m^2}$ kann

sichergestellt werden, dass die Leerlaufspannung maßgeblich durch die Temperatur und vernachlässigbar durch die Bestrahlungsstärke beeinflusst wird. $V_{OC,25^{\circ}C,i}$ stellt die Leerlaufspannung unter Standardtestbedingungen (STC, engl.: Standard-Test-Conditions) dar, welche, ebenso wie der Temperaturkoeffizient β_i , über die Regression in jeder Klasse i bestimmt werden kann [1, 2].

Ebenso linear proportional zueinander sind die Bestrahlungsstärke G_{mod} und der gemessene Kurzschlussstrom $I_{SC,mod}$, worüber die effektive Bestrahlungsstärke berechnet werden kann:

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

In die Berechnung geht die zuvor berechnete effektive Temperatur T_{eff} ein, um die Temperaturabhängigkeit von $I_{SC,mod}$ zu kompensieren. Des Weiteren wird ein unter STC-Bedingungen gemessener Kurzschlussstrom $I_{SC,STC}$ als Kalibriergröße sowie der Temperaturkoeffizient des Stromes α benötigt [1, 2]. Letzterer kann aus dem Datenblatt des entsprechenden Moduls entnommen oder Indoor bestimmt werden.

Sobald beide Größen T_{eff} und G_{eff} bekannt sind, kann die Leistung des Moduls oder Strings für verschiedene Betriebsbedingungen berechnet werden. Idealerweise kann die nach IEC 61853-1 empfohlene Leistungsmatrix, bestehend aus insgesamt 23 Bestrahlungsstärke-Temperatur-Paaren, vollständig ausgefüllt werden, welche in Tab. 1 dargestellt ist.

Tab. 1: IEC 61853-1 Tabelle für Leistungsbestimmungen von PV-Modulen im Freifeld [3]

$G / \frac{W}{m^2}$	$T / ^{\circ}C$			
	15°C	25°C	50°C	75°C
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	-	-

Bislang wurde das SRA-Konzept erfolgreich verwendet, um die Leistung von PV-Modulen und neuerdings auch von Strings durch Outdoor-Messungen zu bestimmen [1, 2]. Im vorliegenden Paper wird das SRA-Konzept für Strings validiert, in dem der Ertrag eines Strings über annähernd ein ganzes Jahr berechnet wird. Zudem wird geprüft, mit welcher Präzision Leistungsverluste von PV-Strings durch künstlich eingebrachte Degradation erkannt werden.

Outdoor-Messkampagnen an einem Test-PV-String

Für eine ausführliche Analyse eines Test-Strings mit dem SRA-Konzept, wurden zwei identische Strings auf dem Dach des Zentrums für Mobilität und Energie (ZME) an der Hochschule Coburg installiert. Beide Strings bestehen aus jeweils 12 Silizium-Modulen (IBC MonoSol 320 VL5-HC) mit einer Peak-Nennleistung von 320 Wp je Modul. In Abb. 1 sind die beiden installierten Strings dargestellt.



Abb. 1: Darstellung der Silizium-Test Strings auf dem Dach des ZME

Im Rahmen von insgesamt 35 Messkampagnen in den Jahren 2021 und 2022, wurde die IV-Kennlinie einer der Strings alle 20 Sekunden gemessen, wodurch über 3000 einzelne Datensätze zur Auswertung mit dem SRA-Konzept erzeugt wurden. Synchron wurden die lokalen Betriebsbedingungen (G_{mod}, T_{mod}) gemessen und ebenfalls gespeichert.

Vor der Durchführung der Outdoor-Messkampagnen wurde die Leistung der Module im Indoor-Labor mit Hilfe von Flasher-Messungen normgerecht ermittelt. Die unter STC-Bedingungen (STC) gemessene Leistung der Module beträgt $P_{mpp,mod} = 314,7 \text{ W} \pm 0,5 \text{ W}$. Daher kann für den String eine Gesamtleistung von $P_{mpp,str} = 3776 \text{ W} \pm 6 \text{ W}$ unter STC-Bedingungen angenommen werden.

Mit Hilfe eines Filter-Algorithmus gemäß [1] werden Messungen unter homogenen Bestrahlungsstärke-Bedingungen selektiert. Diese Maßnahme sichert die ausschließliche Nutzung brauchbarer Daten unter kontrollierten Messbedingungen. Der gefilterte Datensatz wird dem SRA übergeben und es werden die Leistungen für verschiedene G - T -Bedingungen berechnet. Die Ergebnisse der Berechnungen sind entsprechend IEC 61853-1 in Tab. 2 dargestellt. Die nach Norm vorgegebenen Bedingungen wurden um mehrere Bestrahlungsstärken und Temperaturen erweitert. Die mit dem SRA unter Outdoor-Messungen berechnete Leistung für STC-Bedingungen weicht um 0,1% von der Indoor-Flasher-Messung ab.

Tab. 2: Ausgefüllte Leistungs-Matrix nach Anwendung des SRA-Algorithmus

$G_{eff} / \frac{W}{m^2}$	$T_{eff} / ^\circ C$				
	15°C	25°C	45 °C	50°C	75°C
1100	4389 W	4172 W	3772 W	3679 W	3257 W
1000	3973 W	3781 W	3430 W	3350 W	2990 W
800	3140 W	2998 W	2747 W	2691 W	2456 W
600	2308 W	2215 W	2064 W	2033 W	1922 W
500	1891 W	1824 W	1722 W	1704 W	1655 W
400	1475 W	1432 W	1381 W	1375 W	1240 W
200	643 W	635 W	590 W	573 W	513 W
100	227 W	223 W	213 W	211 W	202 W

Ertragsberechnungen mit Hilfe des SRA-Konzepts

Auf Grundlage der Leistungsbestimmungen (siehe Tab. 2) kann der Energieertrag der Anlage berechnet werden.

Die Ertragsberechnungen erfolgten für den Zeitraum vom 01. Januar 2022 bis zum 30. November 2022, also über 11 Monate. Für diesen Zeitraum liegen Vergleichswerte der vom Wechselrichter ins Netz eingespeisten Erträge vor. Als Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Betriebsbedingungen der PV-Anlage wurden die Bestrahlungsstärke in Modulebene G_{mod} sowie die Umgebungstemperatur T_{amb} des Satellitendaten-Anbieters „Solargis“ mit 15-Minuten-Zeitschritten genutzt. Die Modultemperatur T_{mod} wurde mit Hilfe des Sandia-Modells [4] auf Basis der Daten T_{amb} und G_{mod} berechnet.

Für sämtlich vorliegende Satellitendaten (G_{mod}, T_{mod}) der 11 Monate können mit Hilfe von Tab. 2 und geeigneter Interpolationen bzw. Extrapolationen entsprechende String-Leistungen $P_{String}(G_{mod}, T_{mod})$ zugeordnet werden. Der Ertrag des PV-Strings, beispielweise für eine Stunde, berechnet sich gemäß Gl. (3), indem die errechneten Leistungen der 15-Minuten-Intervalle aufsummiert werden.

$$E_{String,1h} = \sum_1^{n=4} P_{String,n}(G_{eff,n}, T_{eff,n}) * 0,25 h \quad (3)$$

In Tab. 3 werden die monatlichen Erträge des Wechselrichters $E_{Wechselrichter}$ mit den durch den SRA berechneten Erträgen E_{SRA} verglichen. Tab. 3 zeigt, dass die SRA-prognostizierten Erträge außerhalb des Winters um weniger als 4 % von gemessenen Erträgen abweichen. In den Wintermonaten Januar, Februar und November weichen die Daten um bis zu 39,4 % voneinander ab. Da die Eingangsdaten für den SRA vorwiegend für Clear-Sky-Tage und hohe Bestrahlungsstärken aufgezeichnet wurden, wird vermutet, dass die berechneten Leistungen in Tab. 2 für niedrige Bestrahlungsstärken überschätzt sind. Es sind noch Messungen bei niedrigen Bestrahlungsstärken nötig, um diese Datenlücke zu schließen. Die Jahressumme des experimentellen Ertrags weicht vom SRA-Ertrags um weniger als 2 % ab.

Tab. 3: Vergleich des gemessenen Ertrags mit der SRA-Ertragsberechnung

Monat des J. 2022	$E_{Wechselrichter}$ kWh	E_{SRA} kWh	ΔE_{SRA} %
Januar	55,44	33,6	-39,4%
Februar	168,40	155,3	-7,8%
März	455,34	470,9	3,4%
April	451,82	446,4	-1,2%
Mai	617,91	614,7	-0,5%
Juni	638,70	631,6	-1,1%
Juli	598,27	581,5	-2,8%
August	560,54	563,5	0,5%
September	377,96	366,4	-3,1%
Oktober	259,80	249,4	-4,0%
November	116,80	105,4	-9,8%
Gesamt	4300,97	4218,7	-1,9%

Ertragssimulationen auf Basis der kommerziellen Software PVsyst

Um unsere SRA-Ertragssimulationen mit den Daten kommerzieller Simulationsprogramme zu vergleichen, wurden die Erträge des Strings mit der weit verbreiteten Software PVsyst simuliert. Dazu wurde der Aufbau des ZME-Daches zunächst in einer 3D-Darstellung nachgebaut, um sämtliche Schattenwürfe von großen Objekten oder Blitzableitern abzubilden.

Der in PVsyst erstellte Aufbau des Daches ist in Abb. 2 dargestellt. Die beiden Strings sind auf der linken Seite in Blau zu erkennen, wobei lediglich der untere String für die Messungen mit dem SRA herangezogen wurde, da dieser weniger stark von Objekten verschattet wird.

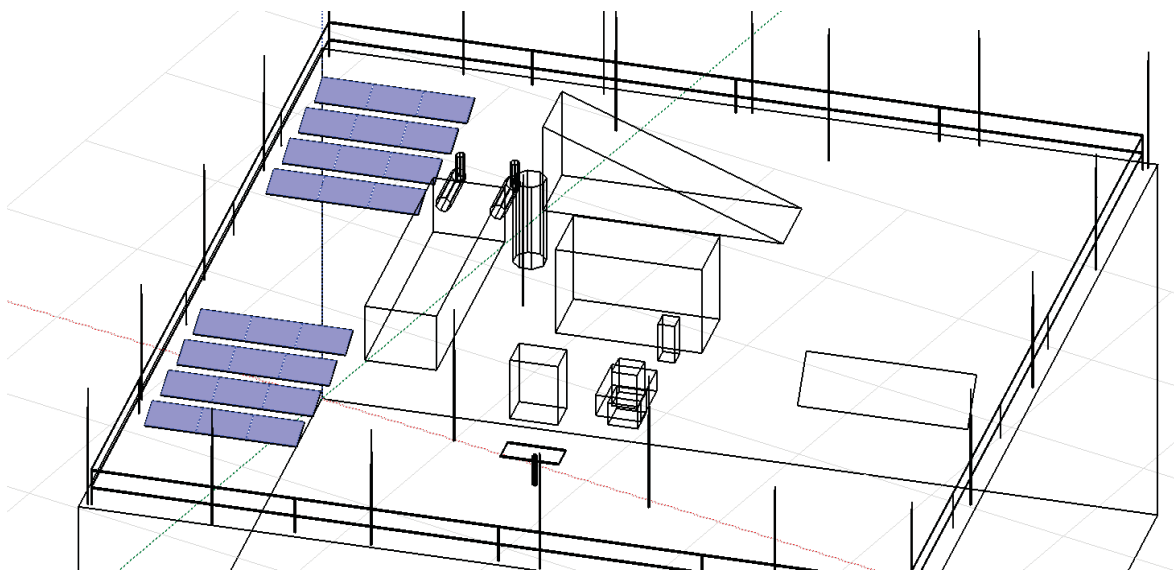


Abb. 2: 3D-Modell der Test-PV-Strings und Verschattungsobjekten auf dem Dach des ZME

Zudem wurden die verwendeten Module und der Wechselrichter in die PVsyst-Software eingepflegt und die Module wurden entsprechend des Aufbaus ausgerichtet. Die Moduldaten wurden über eine Referenz-IV-Kennlinie der Indoor-Messung generiert, da die STC-Leistung der Module etwas abweichend vom Datenblatt, $P_{mpp,mod} = 314,7 \text{ W} \pm 0,5 \text{ W}$ beträgt.

Als Wetterdaten wurden die gleichen Solargis-Daten im Zeitintervall von 15 Minuten verwendet: Die Bestrahlungsstärke in Globalebene G_{glob} sowie die Umgebungstemperatur T_{amb} .

Der Vergleich der simulierten Erträge E_{PVsyst} ist in Tab. 4 dargestellt. Die berechneten Erträge weichen monatlich maximal um 4,8 % von den tatsächlichen Erträgen ab. Die simulierte Jahressumme weicht lediglich um 1,6 % vom gemessenen Ertrag ab.

Es zeigt sich, dass die kommerzielle Software im Schwachlichtbereich unseren SRA-Ertragsberechnungen überlegen ist. Wie bereits erwähnt, wäre die SRA-basierte Ertragssimulation des Schwachlichtverhaltens verlässlicher, wenn entsprechende Messungen bei Schwachlichtbedingungen vorlägen. Schwachlichtmessungen unter homogenen G-Bedingungen sind möglich und werden zukünftig in die Messkampagnen aufgenommen. In Monaten mit überwiegend hohen Bestrahlungsstärken sind die SRA-Simulationen konkurrenzfähig. Es ist damit grundsätzlich gezeigt, dass die SRA-Ertragssimulationen ein tragfähiges Konzept für Ertragsprognosen darstellen, insbesondere dann, wenn die zugrundeliegenden Messungen in einem ausreichend weitem G-T-Bereich vorgenommen werden.

Tab. 4: Vergleich des gemessenen Ertrags mit der PVsyst-Simulation

Monat des J. 2022	$E_{\text{Wechselrichter}}$ kWh	E_{PVsyst} kWh	ΔE_{PVsyst} %
Januar	55,44	57,3	3,4%
Februar	168,40	170,9	1,5%
März	455,34	466,9	2,5%
April	451,82	452,6	0,2%
Mai	617,91	608,5	-1,5%
Juni	638,70	623,9	-2,3%
Juli	598,27	579,3	-3,2%
August	560,54	555,3	-0,9%
September	377,96	374,2	-1,0%
Oktober	259,80	264	1,6%
November	116,80	122,4	4,8%
Gesamt	4300,97	4234,3	-1,6%

Degradationsanalyse mit dem SRA-Konzept

In einem weiteren Arbeitsschritt sollte gezeigt werden, dass die SRA-Analyse bereits geringfügige Leistungseinbußen, z.B. durch Degradation, valide aufdecken kann. Es sollen Leistungsverluste von mit einer Präzision besser als 2 % für G-T-Bedingungen nahe STC erkannt werden.

Um einen Degradationseffekt am Test-String kontrolliert zu simulieren, wurde der PV-String zusätzlich mit eigens dafür ausgelegten Serien- oder Parallelwiderständen verschaltet. Die Widerstände wurden jeweils einzeln am String-Eingang dazu geschaltet. Als Serienwiderstand wurde ein Widerstandswert mit $R_S = 7,8 \Omega$ gewählt, der Parallelwiderstand war $R_P = 470 \Omega$.

In Abb. 3 sind die Kennlinien des PV-Strings mit und ohne Zuschalten der Serien- oder Parallelwiderstände, jeweils in Rot und Grün dargestellt.

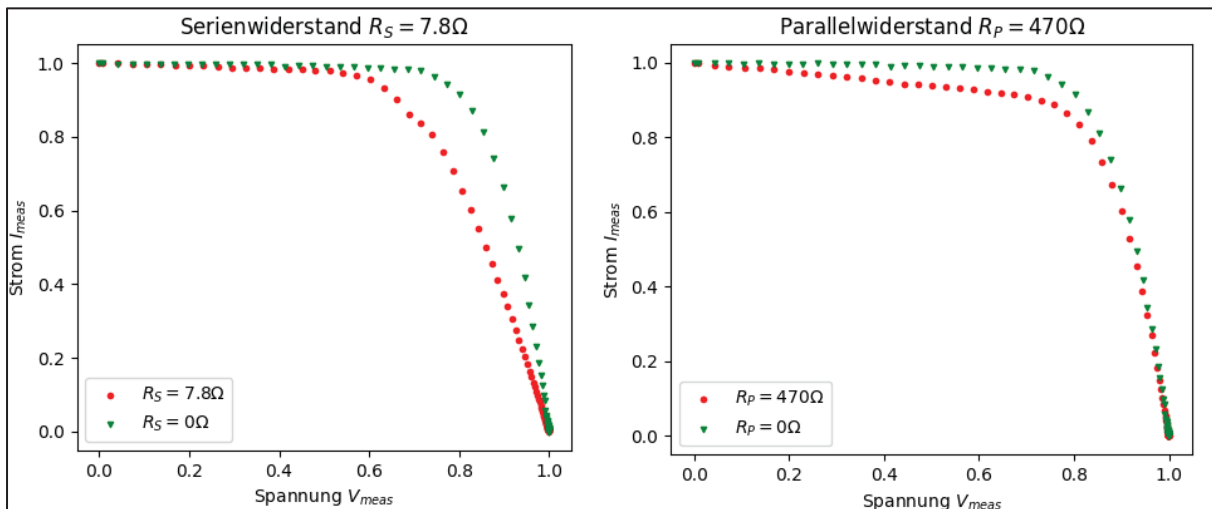


Abb. 3: Die IV-Kennlinien des Test-Strings vor (Grün) und nach Zuschalten eines seriellen bzw. parallelen Widerstands (rot: mit Verschaltung; grün ohne Verschaltung)

Die bekannten Widerstandswerte gestatten exakte Leistungsverlustberechnungen für die PV-Strings: Am Serienwiderstand ist der Leistungsverlust P_S bei bekannten Stringstrom I_{MPP} und bekannten R_S direkt berechenbar:

$$P_S = I_{MPP}^2 * R_S = (9,39 A)^2 * 7,8 \Omega = 687,7 W \quad (4)$$

$$P_{MPP,Seriell} = P_{MPP,SRA} - P_S = 3781 W - 687,7 W = 3093,3 W \quad (5)$$

Somit sollte die vom SRA berechnete Leistung nach Anschließen des Serienwiderstandes gemäß Gleichung (5) für STC-Bedingungen auf 3093,3 W fallen, siehe auch Tab. 2.

Die am Parallelwiderstand abfallende Leistung kann über die Spannung am Punkt der Maximalen Leistung V_{MPP} berechnet werden. Dazu wird die Einzelspannung der Indoor-Messung mit der Anzahl der Module multipliziert und anschließend quadratisch durch den Widerstandswert geteilt:

$$P_P = \frac{(V_{MPP,Modul} * n_{Module})^2}{R_P} = \frac{(33,51 V * 12)^2}{470 \Omega} = 344 W \quad (6)$$

$$P_{MPP,Parallel} = P_{MPP,SRA} - P_R = 3781 W - 344 W = 3437 W \quad (7)$$

Analog zum Serienwiderstand sollte die vom SRA berechnete Leistung nach Anschließen des Parallelwiderstandes nach Rechnung (7) unter STC-Bedingungen auf 3437 W sinken, siehe Tab. 2.

Tab. 4: Die vor Beginn der Messung berechnete Leistung P_{MPP} im Vergleich zur vom SRA berechneten Leistung P_{SRA} nach Installation der Degradations-Widerstände

Widerstand und (-Größe)	Rechnung P_{MPP} / W	SRA P_{SRA} / W	Differenz $\Delta P / \%$
Seriell $\rightarrow R_S = 7,8 \Omega$	3093,3 W	3125 W	+ 1,02 %
Parallel $\rightarrow R_P = 470 \Omega$	3437 W	3490 W	+ 1,54 %

Die mit dem SRA-Konzept berechneten Leistungen nach Vorschaltung der Widerstände ist für STC-Bedingungen in Tab. 4 dargestellt. Die mit dem SRA-Verfahren bestimmten PV-Stringleistungen liegen mit den Abweichungen von 1,02 % bzw. 1,54 % zu den exakt berechenbaren Leistungsverlustdaten innerhalb der Zieldefinition des Projekts.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der Arbeiten konnte gezeigt werden, dass das SRA-Konzept für elektrische Outdoor-Leistungsbestimmungen nunmehr auch präzise Leistungsbestimmungen für PV -Strings ermöglicht. Zum Nachweis der erreichten hohen Präzision wurde der SRA zur Ertragssimulation des Test-PV-Strings über einen Zeitraum von 11 Monaten genutzt. Mit Verwendung von meteorologischen Satellitendaten des Anbieters Solargis, wurde der Ertrag des Strings in der Jahressumme auf weniger als 2% genau berechnet. Im direkten Vergleich mit dem bekannten kommerziellen Simulationsprogramm PVsyst zeigt sich, dass die SRA-Leistungsmatrix unter Bedingungen mit wenig Bestrahlungsstärke durch mehr Messungen optimiert werden kann, aber dennoch eine ähnlich gute Performance im Jahres-Vergleich aufweist.

Des Weiteren wurde das SRA-Konzept verwendet, um die Leistung an einem künstlich degradierten String zu quantifizieren. Dazu wurde ein Serien- oder Parallelwiderstand am Test-PV-String installiert, um die Leistung gezielt zu verschlechtern.

Mit Hilfe des SRA-Konzepts konnte die Leistung nach Installation der Widerstände sowohl für den Serien- als auch den Parallelwiderstand auf weniger als 1,6 % genau berechnet werden. Dadurch wird es zukünftig möglich sein, den SRA für die Quantifizierung von Degradation an PV-Modulen oder -

Strings zu verwenden.

Zukünftig soll das Konzept in weiteren Freifeld-Messkampagnen an Muster-PV-Anlagen genutzt werden, um eine vollumfängliche Leistungsanalyse inkl. Degradationserkennung und -quantifizierung zu ermöglichen. Dazu werden reell degradierte PV-Strings an unterschiedlichen Standorten zum Einsatz kommen. Des Weiteren wird das Verfahren so erweitert, dass Messungen remote über moderne Smart-IV-Wechselrichter und die Verwendung von Satellitendaten durchgeführt werden können, um den Messaufwand weiter zu reduzieren.

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] M. Scheler, D. Daume, D. Sojitra, T. Neumeyer, S. Steinbach, T. Beck, A. Schulze, B. Hüttl, (2022): „Precise on-site power analysis of photovoltaic arrays by self-reference algorithm“ in: 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 4DO.1.4, pp. 1070 – 1073
- [2] 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
- [3] DIN-Norm: DIN EN 61853-1: „Prüfung des Leistungsverhaltens von photovoltaischen (PV-) Modulen und Energiebemessung – Teil 1: Leistungsmessung in Bezug auf Bestrahlungsstärke und Temperatur sowie Leistungsbemessung“, Beuth Verlag – Normen, Standards & Fachliteratur
- [4] King, D. et al, 2004, “Sandia Photovoltaic Array Performance Model”, SAND-Report 3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.

Früherkennung von PID in CIGS Dünnschicht-PV-Modulen und der Einfluss von Wechselepotential

Lukas Gerstenberg, Viktor Wesselak

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,

Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

Abstract

CIGS Substrat Dünnschichtphotovoltaikmodule zeigen unter negativer Potentialbelastung eine Degradation des Wirkungsgrades. In der Literatur sind einige Wirkungsmechanismen bereits bekannt, davon unter anderem die Ausbildung lokaler Kurzschlüsse im p-n Übergang durch die Ansammlung von Natriumionen an Stapelfehlern. Dieser Effekt tritt von allen auftretenden Degradationsmechanismen als erster ein, wodurch die herbeigeführte Reduktion des Parallelwiderstands als Indikator einer beginnenden Degradation dienen kann. Diese für kristalleines Silizium erprobte Technik konnte an CIGS Modulen erfolgreich angewandt werden. Durch weiterführende Untersuchungsmethoden soll nun ebenfalls die Regeneration von CIGS Modulen durch Potentialumkehr anhand des Parallelwiderstands erkennbar gemacht werden. Eine speziell entwickelte Schaltung ermöglicht es zukünftig, eine Wechselbelastung aus Degradation und Regeneration in beschleunigten Alterungstests auf Module im Labor anzuwenden.

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. Die zur Minimierung ohmscher Verluste favorisierte Reihenschaltung der Module wird bis knapp unterhalb der freigegebenen Systemspannung der Photovoltaikmodule realisiert. Typisch ist hierbei eine maximale Systemspannung von 1000 V, teilweise werden Anlagen bis 1500 V auf der Gleichstromseite aufgebaut. Der Photovoltaikstrang, bestehend aus den in Reihe geschalteten Modulen, liegt am Gleichstromeingang der Wechselrichter an. Gleichzeitig haben die Photovoltaikmodule am Rahmen bzw. am Modulrand Kontakt zur Unterkonstruktion, die aus Sicherheitsgründen geerdet sein muss. So entstehen innerhalb der Module zur Unterkonstruktion Potentialdifferenzen, die sich je nach Wechselrichter unterschiedlich ausbilden. Transformatorlose Wechselrichter, wie sie aktuell marktüblich sind, erlauben keine Erdung des Photovoltaikstrangs. Je nach interner Wechselrichtertopologie entstehen unterschiedliche Situationen, siehe Abb. 1.

Typischerweise bildet sich ein schwebendes Potential aus, bei dem ein Teil des Photovoltaikstrangs eine positive Potentialdifferenz gegenüber der Unterkonstruktion erfährt und der andere Teil eine negative, (siehe Abb. 1 c). Eine Abnahme des Wirkungsgrades zeigt sich im Wesentlichen bei Photovoltaikmodulen, die ein negatives Potential gegenüber der Unterkonstruktion erfahren [1]. Dieser potentialinduzierten Degradation (PID) liegt je nach Modultechnologie eine Reihe unterschiedlicher Effekte zugrunde. Unabhängig von der Modultechnologie verursacht die negative Potentialdifferenz zwischen den Zellen und dem Modulrahmen und dem Modulglas eine Ionenwanderung aus dem Modulglas in die Zellen. Positive Natriumionen (Na^+) migrieren durch das elektrische Feld in die aktiven Zellschichten. Von dort diffundieren sie, angetrieben durch Konzentrationsunterschiede, weiter in die Zellen.

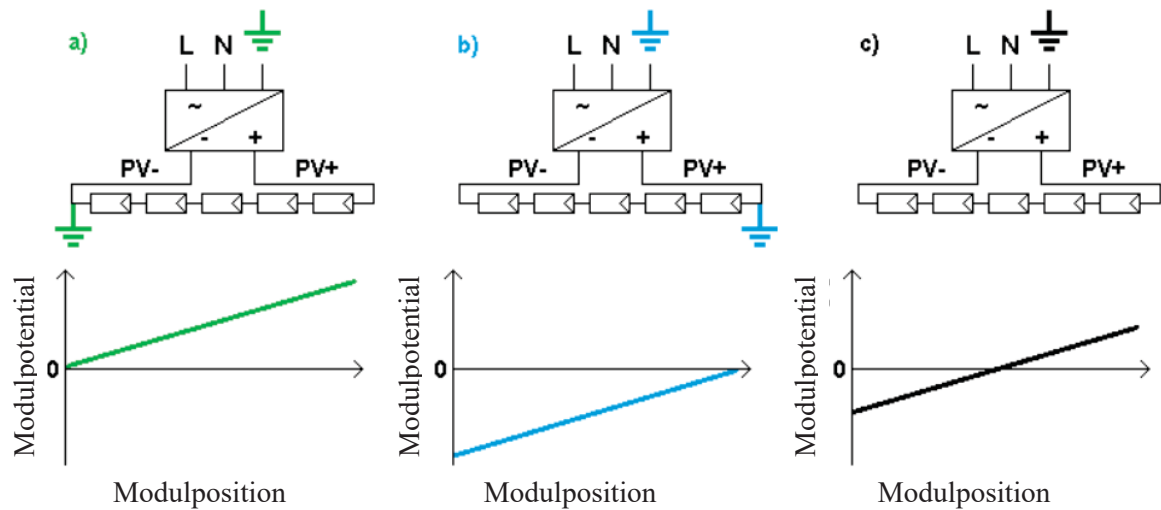


Abb. 1: Potentiale im Solargenerator: a) negativer Pol geerdet, b) positiver Pol geerdet, c) ungeerdet, schwebendes Potential [8]

Die Ionenmigration und -diffusion sind im Labor nur mit hohem Aufwand und mit zerstörenden Messungen messbar. Im Feld und auf Modulebene ist eine solche Messung unmöglich. Statt der Ionenbewegung wird der fließende Strom gemessen, den die Potentialdifferenz zwischen Zelle und Unterkonstruktion antreibt. Dieser Leckstrom ermöglicht Vergleiche zwischen Feldversuchen und beschleunigten Alterungstests im Labor. Eine Integration des Leckstroms über der Testzeit ergibt eine übertragene Ladungsmenge, die Vergleiche zwischen Belastungstests bei unterschiedlichen Bedingungen ermöglicht.

Für kristallines p-typ Silizium (c-Si) äußert sich PID durch lokale Kurzschlüsse des p-n Übergangs. Die durch die Potentialdifferenz in die Zelle forcierten Na^+ -Ionen akkumulieren an Stapelfehlern und verursachen lokale Kurzschlüsse der Zellen (eng.: shunts, shunting-type PID, PID-s). Die Folge ist eine Reduktion des Parallelwiderstands der Module, wodurch bei gleichbleibendem Kurzschlussstrom der Füllfaktor und der Wirkungsgrad abnehmen [2,3].

Für Dünnschichtphotovoltaikmodule unterscheiden sich die Degradationsmechanismen grundsätzlich durch den Modulaufbau. Superstratmodule aus amorphem Silizium oder Cadmiumtellurid werden fertigungsbedingt auf dem Frontglas abgeschieden. Eine Verkapselung ist daher nur zwischen dem Rückkontakt und dem Rückglas möglich. Superstratmodule sind anfällig für PID-bedingte Schäden am Frontkontakt, häufig zeigt sich eine partielle Delamination des transparenten leitfähigen Oxids (TCO).

Substratmodule aus Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) werden auf dem Rückglas abgeschieden. Eine Verkapselung der Zellen erfolgt zwischen Frontkontakt und Frontglas, wodurch Substratmodule resistent gegenüber Schäden am TCO sind. Ioneneintritt erfolgt hier über das Rückglas, von wo die Ionen weiter in die Zelle diffundieren. Der vollständige Degradationsmechanismus ist bis heute unklar [4]. Bekannt ist, dass die Ansammlung eingetretener Natriumionen am Cadmiumsulfid-CIGS-Übergang für erhöhte Rekombination sorgt und eine Abnahme der Leerlaufspannung verursacht [4]. Sammeln sich die durch den Rückkontakt eindiffundierten Natriumionen an Stapelfehlern im CIGS-Absorber an, entstehen lokale Kurzschlüsse [5].

Für p-typ c-Si Module kann die Abnahme des Parallelwiderstands mit der Degradation der Moduleistung korreliert werden [2, 3]. Dadurch reicht es aus, im Feld den Parallelwiderstand der Module zu bestimmen und die Änderung auszuwerten, um auf die Leistungsabnahme zurückzuschließen.

Am einfachsten lässt sich der Parallelwiderstand eines Photovoltaikmoduls aus der Steigung der Strom-

Spannungs-Kennlinie für $U=0$ bestimmen, siehe Gl. 1. Diese Methode kann sowohl für die Hell- als auch die Dunkelkennlinie verwendet werden. Zu beachten ist hierbei, dass auf Grund der unterschiedlichen Stromflussrichtung der Hell- und Dunkel-Parallelwiderstand unterschiedliche Werte einnehmen. Bei der Messung unter Bestrahlung entstehen die Ladungsträger flächig verteilt in der Zelle und fließen zu den Kontaktfingern. Bei Dunkelmessung werden Ladungsträger punktuell über die Kontaktfinger in die Zelle eingebracht, wodurch sie auf anderen Strompfaden fließen. Die Folge ist grundsätzlich ein größerer Wert für den Parallelwiderstand aus Dunkelmessungen. Die Vermessung der Dunkelkennlinien erweist sich als vorteilhaft, da die Messung in der Feldanwendung nachts durch Vorwärtsbestromung der Module außerhalb der Betriebsstunden erfolgen kann. Bei beschleunigten Alterungstests im Labor eignet sich die Messung der Dunkelkennlinie deshalb, weil die Module bei beliebiger Temperatur direkt in der Klimakammer vermessen werden können. Hierbei ist die Temperaturabhängigkeit des Parallelwiderstands zu beachten, die für jeden Modultyp zu bestimmen ist [6].

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

Die Methode, Leistungsverlust und Parallelwiderstand zu korrelieren, wurde an CIGS-Dünnschichtmodule im Labor angewendet, um die Verwendbarkeit an Substrat-Dünnschichtmodulen zu untersuchen. Durch frühzeitige Erkennung einer beginnenden Degradation kann einer weiteren Leistungsabnahme entgegengewirkt werden.

2.1. Früherkennung von PID-s in CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen

Im Labor erfolgte ein beschleunigter Alterungstest bei 65°C , 85 % relativer Feuchtigkeit (r. F.) und einer Potentialdifferenz der Zellen im Modul von -1000 V gegenüber der Modulhalterung. Vor Testbeginn erfolgte die Bestimmung der Modulleistung bei Standardtestbedingungen (STC: 1000 W/m^2 , 25°C , AM 1.5) und eine Elektrolumineszenzaufnahme des gesamten Moduls nach vorheriger Stabilisierung mittels Lichtbestrahlung (acht Stunden, 1000 W/m^2 , 45°C). Nach Erreichen der Sollwerte in der Klimakammer startete die Potentialbelastung, die stündlich für die Messung der Dunkelkennlinie pausiert wurde. Nach den ersten fünf Stunden folgte eine Zwischenmessung im Sonnensimulator bestehend aus achtstündiger Stabilisierung und anschließender Leistungsmessung bei STC. Folgend erfolgten diese Zwischenmessungen alle drei Stunden. Eine detaillierte Beschreibung des Experiments und der Auswertung ist [9] zu entnehmen.

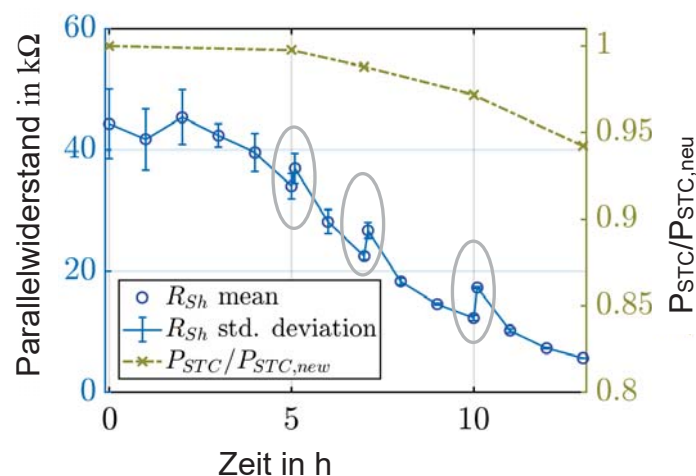


Abb. 1: Normierte Modulleistung (blaue Kreise linke Y-Achse) und parallelwiderstand in kΩ (grüne Kreuze, rechte Y-Achse) über der kumulierten Stresszeit in der Klimakammer bei 65°C , 85 % r.F. und -1000 V ggü. Rahmen.

Abb. 1 zeigt die normierte Modulleistung bei STC (blaue Kreise) und den Parallelwiderstand (grüne Kreuze) über der kumulierten Alterungszeit in der Klimakammer. Nach fünf Stunden Stressbelastung zeigt die Modulleistung eine beginnende Reduktion. Nach insgesamt 13 Stunden Bias Damp Heat Test beträgt die Leistungsabnahme sechs Prozent.

Der Parallelwiderstand des CIGS Moduls verringert sich bereits in den ersten fünf Stunden von anfänglich 42 kΩ auf 36 kΩ. Die partielle Regeneration des Parallelwiderstands bei den Zwischenmessungen ist auf die achtstündige Lichtbestrahlung vor der STC Messung zurückzuführen, siehe grau eingekreiste Bereiche in Abb. 1 [7]. Insgesamt zeigt sich eindeutig eine Reduktion des Parallelwiderstands bis hin zu acht kΩ nach nur 13 Stunden Stresstest. Bei Betrachtung der Leerlaufspannung und des Füllfaktors zeigen sich leichte Verringerungen der Startwerte ab sieben bis zehn Stunden für die Leerlaufspannung und ab zehn Stunden für den Füllfaktor, siehe Tabelle I. Der Parameter, der sich zuerst verändert und das ist einem wesentlichen Maße, ist der Parallelwiderstand. Dies ermöglicht eine Korrelation des anfänglichen Leistungsverlusts mit der Abnahme des Parallelwiderstands für diese CIGS Module.

Tab. I: Leerlaufspannung und Füllfaktor bei Start- und Zwischenmessungen des Stresstests eines CIGS Moduls bei 65 °C, 85 % r.F. und -1000 V ggü. Rahmen

Zeit in h	0	5	7	10	13
V _{oc} in V	111.0	110.9	110.7	109.6	108.7
FF in %	74.1	73.8	74.0	72.8	70.8

2.2. Regeneration von PID in CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen

Die durch negatives Potential verursachte Degradation lässt sich durch Umkehr des Potentials partiell regenerieren. Diese für kristallines Silizium bekannte Methode lässt sich bei CIGS Modulen ebenfalls anwenden [10,11,12]. Die Potentialumkehr, also die Beaufschlagung der Zellen mit einem positiven Potential gegenüber den Modulgläsern, erzeugt ein elektrisches Feld im Inneren des Moduls, welches auf die positiven Natriumionen eine Kraft in Richtung der Modulgläser auswirkt. Konkret im Fall eines Substrat CIGS Moduls bedeutet dies, dass zuvor durch den Metallrückkontakt eingetretene Natriumionen aus den aktiven Schichten zurück in das Rückglas migrieren. Natriumionen, die durch das negative Potential aus dem Frontglas in die Verkapselungsfolie migriert sind, werden durch die Potentialumkehr aus der Verkapselung zurück in das Frontglas bewegt. Es ergibt sich in der Verkapselungsfolie eine geringere Natriumionendichte, welche zu Diffusion vorhandener Natriumionen aus der Zelle in die Folie führt. Die Potentialumkehr sorgt also sowohl an der Vorderseite als auch an der Rückseite des CIGS Moduls für ein Austreten der eingebrachten Natriumionen aus der Zelle.

Der Regenerationstest für die CIGS Module folgt nach Erreichen einer Degradation von -20 Prozent.

3. Wechselbelastung durch Degradation und Regeneration

Das bekannte PID-Problem bei negativ belasteten Modulen in Feldanlagen kann durch die Installation von Potentialumkehrboxen angegangen werden. Im Tagesbetrieb der Anlage entsteht die typische Potentialverteilung im DC Strang mit teils negativ belasteten Modulen, die dadurch degradieren. Nachts wird der Strang vom Wechselrichter getrennt und in Gänze mit einem positiven Potential gegenüber dem Modulrahmen beaufschlagt. Im Tageszyklus ergibt sich somit ein Wechsepotential, welches im Modul für eine alternierende Ionenwanderung sorgt. Unbekannt und wenig untersucht sind die Auswirkungen einer wechselnden Degradation und Regeneration vor allem deshalb, weil Potentialumschaltboxen eine Neuerscheinung sind. Sowohl für Feld- als auch für Laborversuche sind kaum Analysen einer solchen Wechselbelastung zu finden.

Im Freifeld der Hochschule Nordhausen läuft ein Echtzeitversuch, bei dem zwei CIGS Module tagsüber mit -1000 V und nachts mit +1000 V beaufschlagt werden. Eine semikontinuierliche Leckstrommessung ermöglicht es, die tagsüber und nachts übertragenen Ladungsmengen auszuwerten. Abb. 2 zeigt die Leckstromverläufe für die beiden Module an vier Tagen im Januar. Nach dem Umschalten ist je eine Einschaltspitze im Strom zu erkennen, die auf Grund der Modulkapazität gegenüber der Unterkonstruktion auftritt. Der Leckstrom ist ansonsten stark temperaturabhängig und steigt bei benässter Modul Ober- oder Unterseite aufgrund der höheren Leitfähigkeiten an. Die Hell- sowie Dunkelkennlinien der Module werden regelmäßig erfasst und mit den übertragenen Ladungsmengen ausgewertet. Für die Nachbildung dieser Wechselbelastung im Labor muss der Beschleunigungsfaktor berücksichtigt werden. Die erhöhte Temperatur und Luftfeuchtigkeit in der Klimakammer verursachen höhere Leckströme, wodurch der Tagnachtzyklus nicht innerhalb von 24 Stunden, sondern in verkürzter Zeit auftritt.

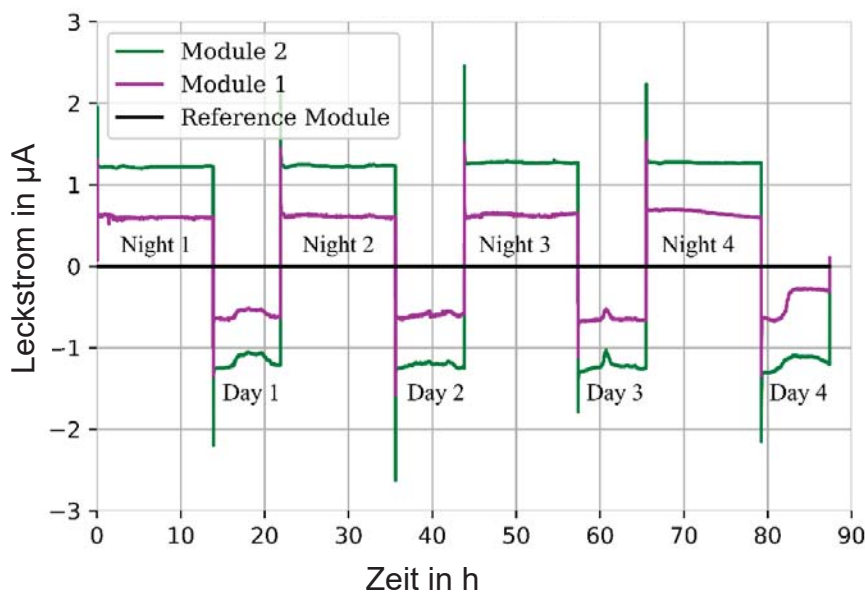


Abb. 2: Leckstrom zweier CIGS Module im Freifeld unter Wechsellastbelastung. Tagsüber -1000 V, nachts +1000 V.

Die Umsetzung einer Schaltung zur Nachbildung der Wechsellastbelastung und einer Dunkelkennlinienmessung ist auf Grund der höheren Schaltfrequenz eine Herausforderung. Neben der Potentialumkehr müssen die Dunkelkennlinienmessung und die Leckstrommessung eingebunden werden. Hierbei ist es schaltungstechnisch zu verhindern, dass die Gleichspannungsnetzteile (1000 V) und die Messtechnik in Kontakt geraten. Abb. 3 zeigt die Relaisschaltung, die alle Komponenten verbindet. Gesteuert wird die Schaltung über einen entsprechend programmierten ATmega2560. Kern der Steuerung ist eine frei wählbare Periodendauer zum Umschalten zwischen Tag und Nacht, also - 1000 V und +1000 V. Die jahreszeitabhängigen Unterschiede in Tag- und Nachtlänge können ebenfalls abgebildet werden. Um einen Kontakt zwischen den 1000 V Netzteilen und der Messtechnik zu vermeiden, werden die Netzteile zur Spannungsbereitstellung nur dann mit Versorgungsspannung verbunden, wenn alle Relais zur Messtechnik ausgeschaltet sind.

Die Periodendauer zum Umschalten der Potentiale in der Klimakammer wird anhand der übertragenen Ladungsmengen aus dem Freifeldtest bestimmt. Mit der Annahme eines zeitlich konstanten Leckstroms ergibt sich die Periodendauer in der Klimakammer T_K nach Gl. 2 aus dem Leckstrom im Freifeld I_{Feld} , dem Leckstrom in der Klimakammer I_K und der Periodendauer im Freifeld T_{Feld} .

$$T_K = T_{\text{Feld}} \cdot \frac{I_{\text{Feld}}}{I_K} \quad (2)$$

Die zugrundeliegende Annahme ist hierbei, dass in jeden Tagnachtzyklus im Feld und im Labor die gleiche Ladungsmenge übertragen werden soll. Je nach Modultyp, also je nach Isolationswiderstand liegt die Periodendauer in der Klimakammer zwischen einigen Minuten und einigen Stunden.

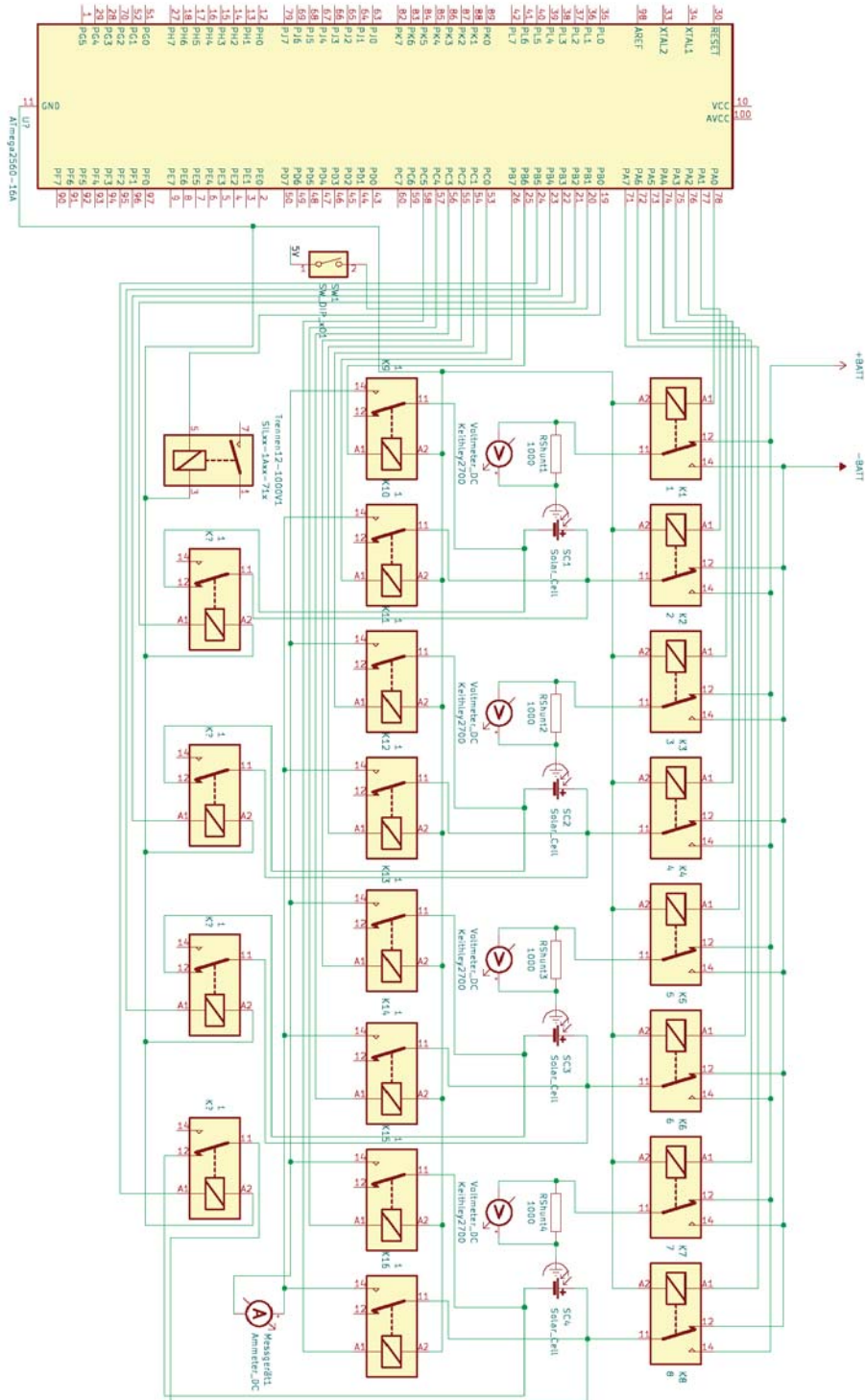


Abb. 3: Relaisschaltung zur Nachbildung eines Wechselepotentials an vier Modulen im Labor. Das 1000 V Netzteil wird durch +Batt und –Batt repräsentiert, die Dunkelkennlinienmessung durch Messgerät1. Die Leckstrommessung erfolgt über die Messwiderstände Rshunt1 bis Rshunt4, je 1000 Ω. Aus Bachelorarbeit Felix Peine, in.RET 2022.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Die bei der Degradation beobachtete Abnahme des Parallelwiderstands kann als Indikator zur Früherkennung von PID in CIGS Modulen verwendet werden. Bei der Regeneration durch Potentialumkehr ist ein Wiederanstieg des Parallelwiderstands zu erwarten, was durch zukünftige Messungen mit der vorgestellten Relaischaltung untersucht werden wird. Eine vereinfachte Abschätzung der Periodendauer für den Potentialwechsel im Laborversuch wird bei den ersten Durchläufen überprüft werden. Die Untersuchungen zum Wechselepotential werden Klarheit über die Verwendung von Potentialumschaltboxen geben und aufzeigen, welchen Einfluss eine wechselnde Degradation und Regeneration auf CIGS Module auswirken.

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] 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
- [8] Fjällström, V.: Potential-Induced Degradation and possibilities for recovery of CuIn Ga Se thin film solar cells, Uppsala Universität, Lizenziat, 2015
- [9] Gerstenberg, L. et al.: Early detection of potential-induced degradation via the shunt resistance in CIGS thin film solar modules. In: 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, pp. 898-901, 2022
- [10] Yamaguchi, S. et al.: Potential-induced degradation of Cu(In,Ga)Se₂ photovoltaic modules. Japanese. In: Journal of Applied Physics 2015; 54(8): 697-708.
- [11] Alonso-Garcia, MC. et al.: Analysis of Potential-Induced Degradation in Cu (In,Ga)Se₂ samples. In: IEEE Journal of Photovoltaics 2019; 9: 331-338.
- [12] Yilmaz, P. et al.: Potential induced degradation of CIGS PV systems: A literature review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 154, 2022

Untersuchungen von Störstellen an CdSeTe-PV-Zellen mithilfe der thermischen Admittanz-Spektroskopie

M. Schönau^{1,2}, M. Nicklaus¹, M. Hoernes¹, R. Arndt², B. Hüttl¹, B. Späth², B. Siepen²

¹ Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, 96450 Coburg, Friedrich-Streib-Str. 2, Deutschland, maximilian.schoenau@stud.hs-coburg.de

² CTF Solar GmbH, 01099 Dresden, Manfred-von-Ardenne-Ring 4

Abstract: In dieser Arbeit werden Untersuchungen an CdSeTe-PV-Zellen mit variierenden Selenkonzentrationen vorgestellt. Selen wird verwendet, um den Bandabstand in CdTe-Zellen zu verringern, wodurch ein höherer Wirkungsgrad erreicht wird. Mithilfe der thermischen Admittanz-Spektroskopie werden die Auswirkungen der Selen-Dotierung auf das elektrische Verhalten tiefer Defekte untersucht.

1. Einleitung

Um das 1,5 Grad Ziel des Pariser Klimaabkommens zu bewältigen, muss in den kommenden Jahren der Anteil der Erneuerbaren Energien am Energiemix massiv ausgebaut werden. Dabei werden die Solarenergie und insbesondere auch die CdTe-Photovoltaik (CdTe-PV) eine bedeutende Rolle einnehmen. Diese besitzt im Vergleich zur konventionellen Silizium-PV eine wesentlich niedrigere energetische Amortisationszeit. Die Leistungseinbußen bei Schwachlichtverhalten und hohen Temperaturen sind bei der CdTe-PV besser als bei der Si-PV. Zudem konnte in den letzten Jahren die Alterung der CdTe-PV durch kupferfreie Rückkontakte stark verbessert werden [1].

Die CTF Solar GmbH entwickelt die CdTe-PV-Technologie für den chinesischen Mutterkonzern CNBM auf Basis der Closed-Space-Sublimation [2]. In der großtechnischen Fertigung befinden sich CdTe-Dünnschichtmodule verschiedener Formate und Farbgebungen. Die entwickelte kosteneffiziente Technologie konnte die CTF Solar in Zusammenarbeit mit der CNBM bereits für Produktionskapazitäten von mehr als 100 MW_p pro Jahr einsetzen [3].

Im Labor für Photovoltaik und solare Energiewandlung der Hochschule Coburg werden Forschungszellen der CTF Solar GmbH mit verschiedenen Messverfahren untersucht. In diesem Beitrag werden Kapazitäts-Spannungs- und Strom-Spannungs-Messungen (CV und IV), sowie Untersuchungen mit der thermischen Admittanzspektroskopie (TAS) an CdTe-Zellen mit verschiedenen Selen-Konzentrationen vorgestellt.

2. Selen in CdTe-Zellen

Selen wird in CdTe-Zellen eingesetzt, um den Bandabstand graduell über die Absorbertiefe zu verringern. Typischerweise kann eine Einfach-Photovoltaikzelle nur Photonen eines schmalen Energiespektrums absorbieren, welches im Wesentlichen durch den Bandabstand E_G des Zell-Halbleiters vorgegeben wird. Besitzt eine PV-Zelle beispielsweise einen niedrigen Bandabstand E_G , kann sie den niederenergetischen Bereich des Sonnenspektrums sehr gut nutzen, verliert dann aber die Energie der hochenergetischen Photonen und etwas von der Diffusionsspannung. Ein gleiches Dilemma gilt für höhere Bandabstände. Diese Limitierung wird auch Shockley-Queisser-Grenze genannt [4]. Die Shockley-Queisser-Grenze ist in Abb. 1 in Abhängigkeit des Bandabstandes dargestellt. Durch Nutzung von Mehrfach-PV-Zellen, welche eine Staffelung von Bandabständen besitzen, kann dieses Limit überschritten werden.

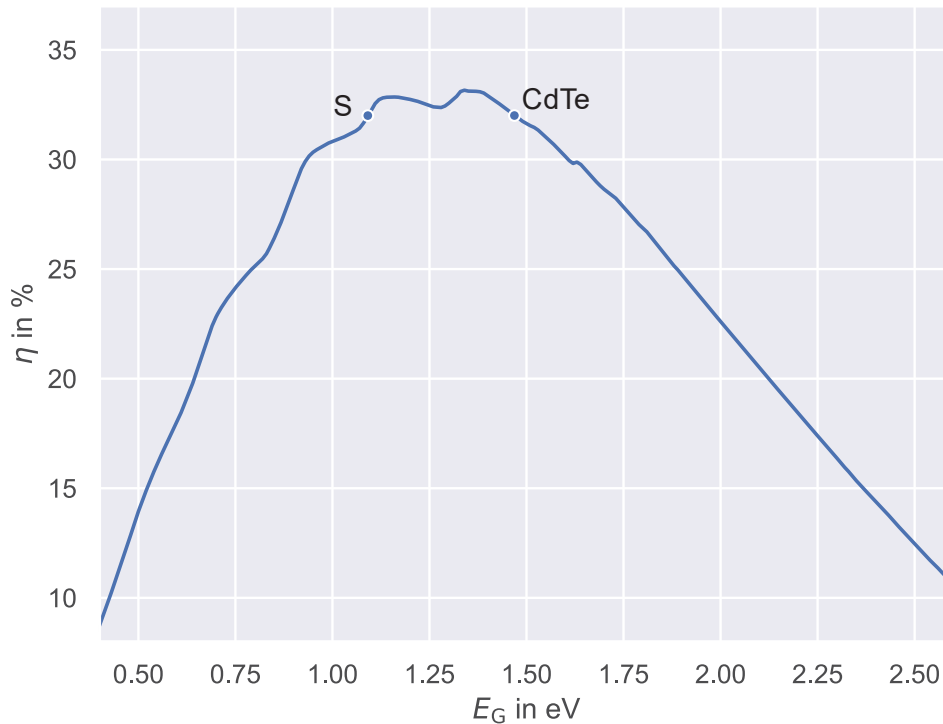


Abb. 1, Shockley-Queisser-Grenze einer Einfach-Photovoltaikzelle bei einer Temperatur von 25 °C unter Bestrahlung des AM 1.5G Spektrums, Quelle: [5]

Die CdTe-PV liegt mit einem Bandabstand von $E_{G, CdTe} = 1,48$ eV [6] nahe des Optimums der Shockley-Queisser-Grenze. Die optimale Photonenausbeute kann mit einem etwas geringeren Bandabstand von 1,34 eV erreicht werden, wodurch theoretisch ein Wirkungsgrad von bis zu 33,2 % erreicht werden kann.

Die Optimierung bzw. lokal graduierte Veränderung des Bandabstands wird auch als Band-Gap Engineering bezeichnet und wird in der CdTe-PV durch Selen ermöglicht, welches Telluratome substituiert. Wird Tellur komplett durch Selen ersetzt, wird der Bandabstand mit $E_{G, CdSe} = 1,75$ eV höher als der von CdTe. Bei einer Mischung von Cadmium und Selen zu CdSeTe kann jedoch der Bandabstand aufgrund von Vergards Gesetz verringert werden. Dieser Zusammenhang berechnet sich mit [7]:

$$E_{G, CdSeTe}(x_{Se}) = E_{G, CdTe} \cdot (1 - x_{Se}) + E_{G, CdSe} \cdot x_{Se} - b x_{Se} \cdot (1 - x_{Se}) \quad (1)$$

Dabei ist x_{Se} der Selen-Anteil in Bezug zu Tellur und b der empirische Biegeparameter. Der Verlauf des Bandabstands von CdSeTe nach Vergards Gesetz ist in Abb. 2 dargestellt.

Abb. 3 stellt *EQE*-Messungen an CdSeTe-Zellen mit variablen Selengehalt dar. *EQE*-Messungen beschreiben die Photonenausbeute einer Zelle in Abhängigkeit der Wellenlänge des Lichts. In der Abbildung ist erkennbar, dass Zellen mit höheren Selengehalten bessere Absorptionseigenschaften im langwelligeren Bereich besitzen. Wird also der Selenanteil der CdSeTe-Zelle vergrößert und über dem Absorber graduell variiert, kann ein breiteres Spektrum absorbiert werden, was höhere Zell-Wirkungsgrade ermöglicht.

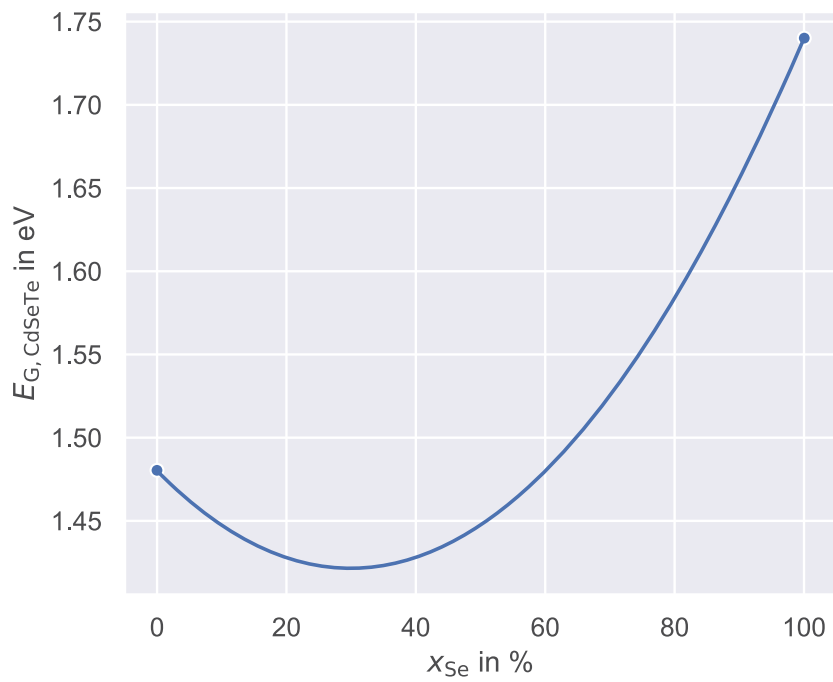


Abb. 2, Änderung des Bandabstandes von CdSeTe bei Änderung des Selenanteils nach Vegards Gesetz mit $b = 0,65$, Quelle: [5]

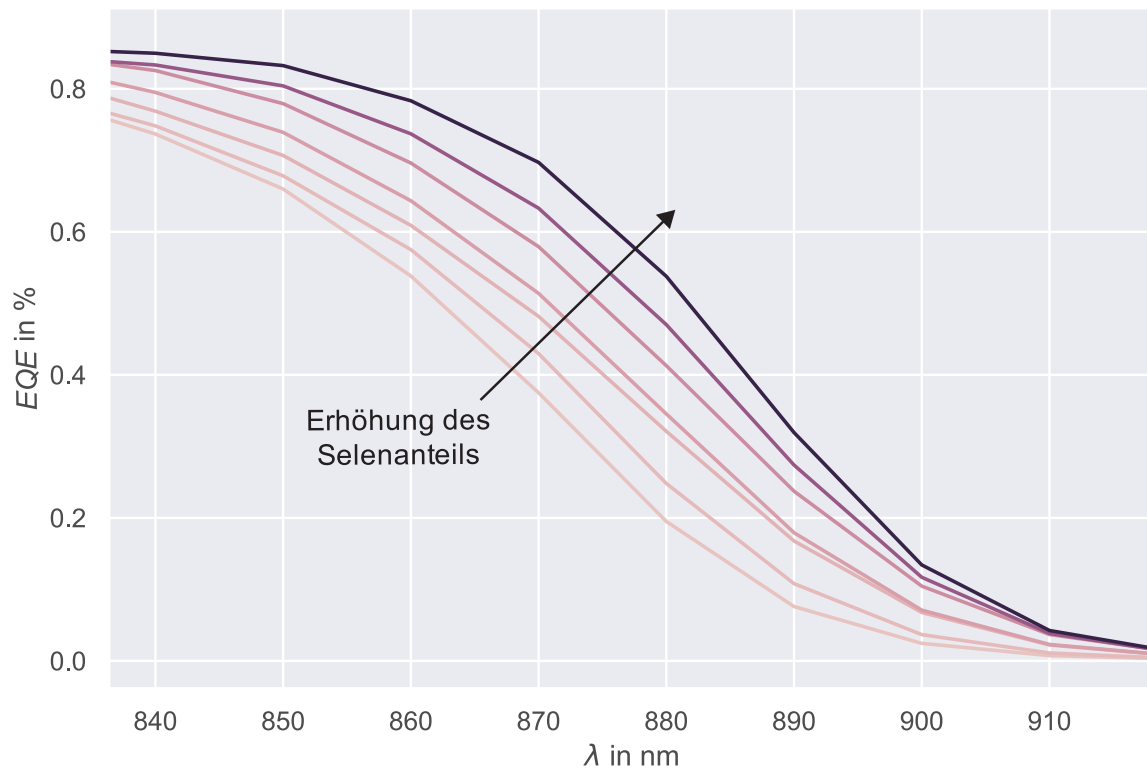


Abb. 3, Abhängigkeit der EQE vom Selengehalt an Zellen von CTF Solar

3. Untersuchungen mit der thermischen Admittanzspektroskopie

Die thermische Admittanzspektroskopie (TAS) ermöglicht die elektrische Charakterisierung einer Probe hinsichtlich ihrer Störstellen bzw. Defekte. Störstellen entstehen unter anderem durch unperfekte Herstellung und stellen einen wesentlichen Verlustprozess von CdTe-Zellen dar, da die elektrischen Ladungsträger an ihnen rekombinieren [8]. Bei der TAS wird in einem breiten Temperaturbereich die Admittanz einer Zelle über der Frequenz gemessen, um das Energieniveau einer Störstelle E_T und den Emissionsparameter ξ zu bestimmen. Das festgestellte Energieniveau kann bei der Zuordnung einer detektierten Störstelle zu seiner Spezifik (chemisches Element und Art des Einbaus im CdTe-Gitter) helfen, der Emissionsparameter kann in manchen Fällen als Indikator für die Konzentration einer Störstelle verwendet werden [9].

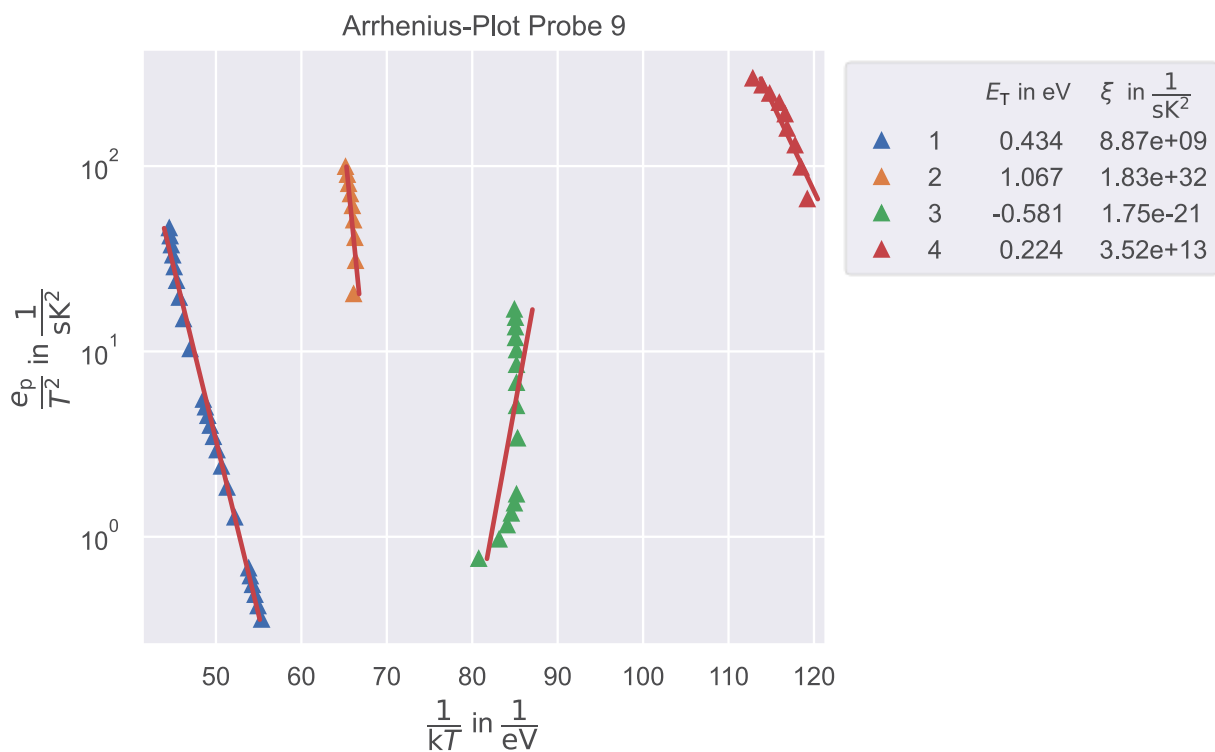


Abb. 4, Beispielhafter Arrhenius-Plot, Quelle: [5]

Mithilfe der TAS konnten verschiedenen Störstellen in den untersuchten Proben nachgewiesen werden [9]. Abb. 4 zeigt beispielhaft einen Arrhenius-Plot, in welchem vier Störstellen dargestellt sind. Die Energieniveaus und Emissionsparameter der identifizierten Störstellen variierten bei den untersuchten Proben [5]. Die in blau markierte Störstelle 1, welche ein Energieniveau von 0,43 eV besitzt, konnte für alle Proben zuverlässig identifiziert werden und wurde deshalb hinsichtlich ihrer Korrelation mit bestimmten elektrischen Parameter bei Variation des Selengehalts untersucht.

Abb. 5 (links) zeigt den Emissionsparameter von Störstelle 1, welcher über den Wirkungsgrad der Zellen aufgetragen wurde. Die Wirkungsgrade wurden mit IV-Messungen bei Standardtestbedingungen bestimmt. Es ist zu beobachten, dass der steigende Wirkungsgrad mit der steigenden Selenkonzentration zusammenhängt. Außerdem korrelieren Emissionsparameter von Störstelle 1 und Wirkungsgrad miteinander.

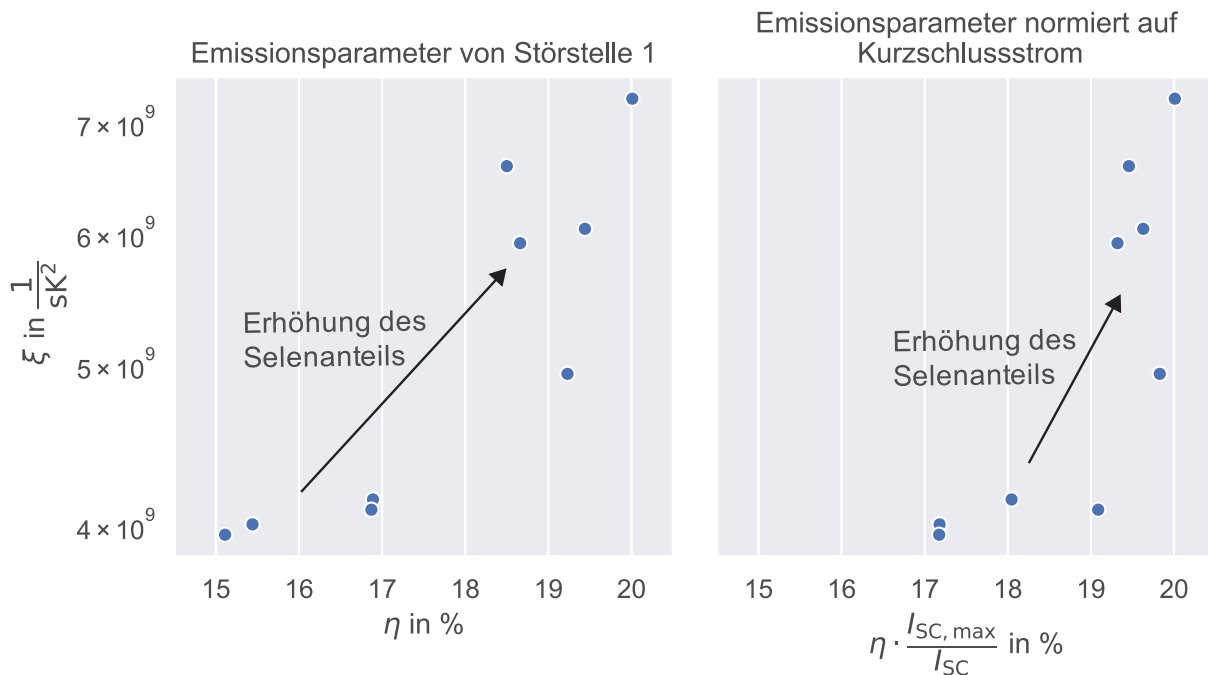


Abb. 5, Emissionsparameter der untersuchten Zellen von einer Störstelle bei $E_T = 0,43$ eV [9]

Eine Erhöhung des Wirkungsgrades für steigenden Selengehalt ist gemäß des Vergard-Gesetzes erklärbar: Die Erhöhung des Selenanteils verringerte den Bandabstand und ermöglichte dadurch eine bessere Ausbeutung des Sonnenlichts, was eine Erhöhung des Kurzschlussstroms erzeugt.

In Abb. 5 (rechts) wurden die Werte der Wirkungsgrade mit dem Faktor $I_{SC,max}/I_{SC}$ multipliziert, um die Wirkung des Band-Gap-Engineerings abzuspalten. Aus der Darstellung ist erkennbar, dass es einen weiteren Einfluss der Selendotierung auf das elektrische Verhalten der CdSeTe-PV-Zellen gibt.

Zudem wird beobachtet, dass mit dem Wirkungsgrad und dem Selengehalt die Leerlaufspannung der Zellen wächst, was den allgemeinen Erwartungen widerspricht [10]. Abb. 5 (rechts) legt nahe, dass die Selendotierung eine Störstelle mit $E_T = 0,43$ eV verstärkt, welche als Akzeptor fungiert. Diese Annahme würde den Effekt auf die Leerlaufspannung erklären.

4. Zusammenfassung

Es wurden Proben mit verschiedenen Wirkungsgraden und Selenanteilen mithilfe der thermischen Admittanz-Spektroskopie untersucht. Selen wird verwendet, um den Bandabstand in CdTe-Zellen zu verringern, wodurch ein höherer Strom erreicht wird. Dies konnte an Zellen von CTF Solar beobachtet werden.

Zusätzlich zum Anstieg des Stromes konnten Verbesserungen in den elektrischen Eigenschaften bei einer Erhöhung des Selenanteils gefunden werden. Unter anderem erhöhte sich die Leerlaufspannung mit der Selendotierung. Mit der TAS konnte nachgewiesen werden, dass die Se-Dotierung tiefe Störstellen erzeugt, welche vermutlich als Akzeptor wirken.

5. Literatur

- [1] W. K. Metzger *et al.*, „As-Doped CdSeTe Solar Cells Achieving 22% Efficiency With -0.23% \ C Temperature Coefficient“, *IEEE J. Photovoltaics*, S. 1–4, 2022.
- [2] N. Amin und K. S. Rahman, „Close-Spaced Sublimation (CSS): A Low-Cost, High-Yield Deposition System for Cadmium Telluride (CdTe) Thin Film Solar Cells“ in *Modern Technologies for Creating the Thin-film Systems and Coatings*, N. N. Nikitenkov, Hg., IntechOpen, 2017, doi: 10.5772/66040.
- [3] CTF SOLAR, „Factors 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
- [4] W. Shockley und H. J. Queisser, „Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells“, *Journal of Applied Physics*, Jg. 32, Nr. 3, S. 510–519, 1961, doi: 10.1063/1.1736034.
- [5] M. Schönau, „Elektrische Methoden zur Charakterisierung von CdTe-Photovoltaikzellen“. Masterarbeit, Hochschule für angewandte Wissenschaften Coburg, 2023.
- [6] S. O. Kasap und P. Capper, Hg., *Springer Handbook of Electronic and Photonic Materials*. Boston, MA: Springer US, 2006.
- [7] A. Çirş *et al.*, „Deposition of CdSeTe alloys using CdTe—CdSe mixed powder source material in a close-space sublimation process“, *J Mater Sci: Mater Electron*, Jg. 32, Nr. 7, S. 9685–9693, 2021, doi: 10.1007/s10854-021-05630-1.
- [8] D. N. Krasikov, A. V. Scherbinin, A. A. Knizhnik, A. N. Vasiliev, B. V. Potapkin und T. J. Sommerer, „Theoretical analysis of non-radiative multiphonon recombination activity of intrinsic defects in CdTe“, *Journal of Applied Physics*, Jg. 119, Nr. 8, S. 85706, 2016, doi: 10.1063/1.4942529.
- [9] M. Schönau *et al.*, „Defect Analysis of Graded CdSexTe1-x/CdTe Thin-Film Solar Cells by Means of Thermal Admittance Spectroscopy“ (eng), 2022, do : 10.4229/WCPEC-82022-2AV.2.25.
- [10] X. Zheng *et al.*, „Recombination and bandgap engineering in CdSeTe/CdTe solar cells“, *APL Materials*, Jg. 7, Nr. 7, S. 71112, 2019, doi: 10.1063/1.5098459.

PtL aus der Lausitz – auf dem Weg zu einer CO₂ neutralen Luftfahrt

Sebastian Voswinckel, Jessica Nagamichi, Sören C. Schwuchow, Oliver Ziegler

PtX Lab Lausitz, Cottbus

Abstract

Der Luftverkehr 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 kurz- bis mittelfristig nicht zur Verfügung. Kurzfristig ist der Einsatz CO₂-neutral produzierter, synthetischer Kraftstoffe eine Möglichkeit, die bilanziellen CO₂-Emissionen zu senken. Um den Anforderungen an Nachhaltigkeit und CO₂-Neutralität zu entsprechen, müssen die Edukte (Kohlenstoff, Wasserstoff) sowie die eingesetzte Energie zur Herstellung des Kraftstoffes natürlichen bzw. regenerativen Quellen entstammen. CO₂ aus industriellen Punktquellen entstammt zumeist aus der Verbrennung fossiler Energieträger und stellt deshalb nur eine Verschiebung der Emissionen dar und führt nicht zur CO₂-Neutralität des bereitgestellten Kraftstoffes, sondern verlängert lediglich dessen Nutzungskette. Die bei deren Nutzung ausgelösten Lock-In-Effekte, also dass entsprechende Anlagen, zur Aufrechterhaltung dieser Nutzungskette, weiterbetrieben werden müssen, konterkarieren die allgemeine Forderung einer Defossilisierung aller Sektoren. Ferner wird das Problem der sogenannten Nicht-CO₂-Effekte in der Luftfahrt durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe adressiert, welche bezüglich des Treibhauseffektes einen mehr als doppelt so großen Einfluss wie die CO₂-Emissionen haben. Zudem muss die zur Herstellung der Kraftstoffe aufgewendete Energie zusätzlich bereitgestellt werden und darf den Markt für regenerative Energien nicht negativ in der Form beeinflussen, dass dadurch ein Preis- bzw. Verteilungskampf mit anderen Sektoren entsteht und dadurch die Energiewende verzögert. In der ersten Phase des Markthochlaufs von PtL-Produkten wird die Produktion im Inland erfolgen. Dazu wird in der Lausitz eine PtL-Demonstrationsanlage unter Anwendung der höchst möglichen Nachhaltigkeitsstandards errichtet.

1 CO₂-Neutralität vs. Klimaneutralität

1.1 Emissionen des Luftverkehrs und deren Auswirkung auf die Erderwärmung

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]. Der Luftverkehr wird voraussichtlich bis zum Jahr 2024 wieder auf das Volumen des Jahres 2019 anwachsen [2]. Der internationale Dachverband der Fluggesellschaften, die International Air Transport Association (IATA), geht von einem weltweiten jährlichen Wachstum der Passagierzahlen von 3,3 Prozent bis zum Jahr 2040 aus [3].

Die CO₂-Emissionen des Luftverkehrs entstehen durch die Verbrennung von Kerosin, welches ein Gemisch aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen darstellt. Die Emission des CO₂ in großer Höhe hat eine vergleichbare Wirkung wie die Emission von CO₂ z.B. 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 zu den reinen CO₂-Emissionen infolge der Verbrennung von Kerosin aus und kann vernachlässigt werden [4]. Neben CO₂, CH₄ und N₂O sorgen andere, bei der Verbrennung entstehende Emissionen wie etwa Wasserdampf und Stickoxide für sogenannte Nicht-CO₂-Effekte. Diese haben als direkte und indirekte Aerosoleffekte sowie Kondensstreifen-Zirren einen erheblichen Einfluss auf die Energiebilanz der Erde und tragen dadurch einen weiteren Anteil zur globalen Erderwärmung bei. Der Quotient der direkten CO₂-Effekte zu den Nicht-CO₂-Effekten entspricht dabei in etwa 1:2 [5]. Eine Übersicht über die Auswirkungen der

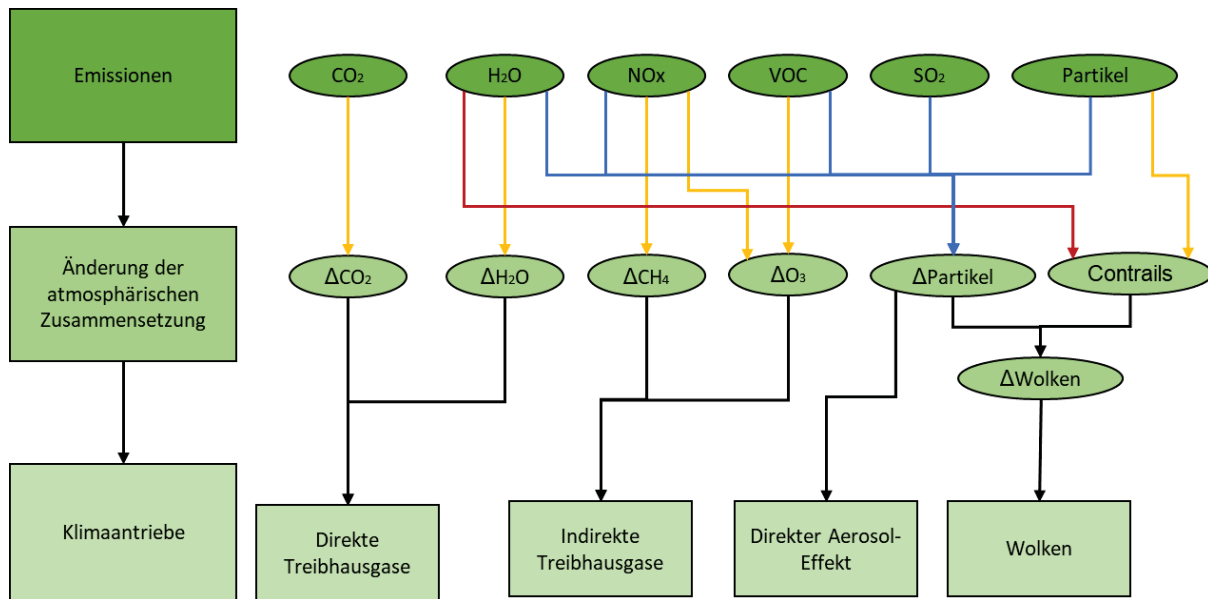


Abb. 1: Luftfahrt-Emissionen und deren Auswirkungen auf die Klimaerwärmung nach [4]

einzelnen Emissionen des Luftverkehrs liefert Abb. 1.

Der Einfluss verschiedener Effekte auf die globale Erwärmung wird als Strahlungsantrieb bezeichnet. Strahlungsantriebe können erwärmend (positiv) oder 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. In Abb. 2 sind die aus dem Luftverkehr stammenden Strahlungsantriebe dargestellt. Die Balken und Skalen zeigen die besten ERF-Abschätzungen (Effective Radiative Forcing = Effektive Strahlungsantriebe) bzw. die Konfidenzintervalle von 5 bis 95 Prozent. Rote Balken stehen für Erwärmungsterme und blaue Balken für Abkühlungsterme. Stickoxidemissionen und die Bildung von Kondensstreifen-Zirren verursachen den größten positiven Strahlungsantrieb. Diese großen positiven Strahlungsantriebe heben die vergleichsweise geringen negativen Strahlungsantriebe der direkten und indirekten Aerosoleffekte sowie der negativen Anteile des Strahlungsantriebs von Stickoxidemissionen auf. In der Summe ergibt sich daher ein positiver Strahlungsantrieb. Eine detaillierter Darstellung des Strahlungsantriebs der einzelnen Nicht-CO₂-Effekte kann bspw. [7] entnommen werden.

Durch den Einsatz von synthetischem Kerosin können Stickoxidemissionen und damit deren Strahlungsantrieb verringert werden. Des Weiteren ist die Bildung von Kondensstreifen-Zirren von den Umgebungsbedingungen abhängig. Folglich kann durch die Wahl der Flugroute eine Reduzierung bzw. Umkehrung des positiven Strahlungsantriebs von Kondensstreifen-Zirren erreicht werden.

1.2 Operationelle Mitigation zur Reduzierung der Nicht-CO₂-Effekte

Die Bildung von Kondensstreifen (dünne Eiswolken) kann mithilfe von thermodynamischen Theorien mit einem hohen Konfidenzniveau bestimmt werden. Eine Theorie, genannt Schmidt-Appleman-Kriterium (SAC), besagt, dass eine Kondensstreifenbildung nur bei Unterschreitung einer kritischen Temperatur und gleichzeitiger Überschreitung einer Schwellenfeuchtigkeit möglich ist. Die Bestimmung der kritischen Parameter ist dabei meteorologisch abhängig von dem Luftdruck, der relativen Luftfeuchtigkeit und der Umgebungstemperatur.

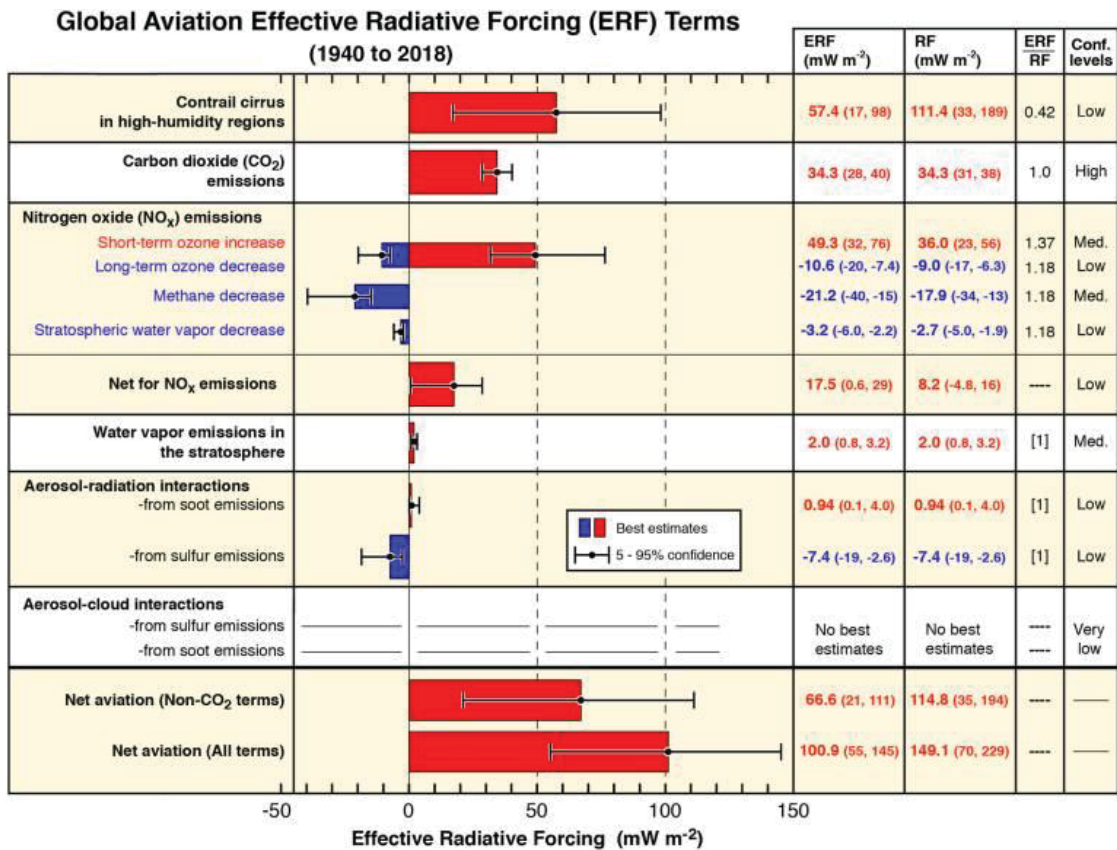


Abb. 2: Bestwertabschätzungen der Einflussfaktoren für die Klimaerwärmung durch den globalen Luftverkehr von 1940 bis 2018 [6]

Die Gesamtklimawirkung von Kondensstreifen setzt sich aus kurzweiligen und langweiligen Effekten zusammen, wobei der Effekt bei Nacht ausschließlich wärmend ist. Dabei wird auf der Oberfläche der Kondensstreifen ein Albedo-Effekt erzeugt, indem ein Anteil der ankommenden Sonnenstrahlen wieder reflektiert wird. Die Bildung von persistenten Kondensstreifen, welche einen verstärkten Klimaeffekt aufzeigen, kann durch die Reduktion von Flugzeit in eisübersättigten Luftmassen limitiert werden. Da atmosphärische Regionen mit einer Eisübersättigung tendenziell schmal sind, ist ein Unter- beziehungsweise Überfliegen der kritischen Bereiche möglich. Die Flughöhenanpassung kann in zwei Varianten ausgeführt werden: Zum einen kann eine flottenweite Reiseflughöhen-Variation eingesetzt werden, wodurch alle Flüge in ineffizienteren Bedingungen bezüglich des Kraftstoffverbrauches geplant werden. Daraus folgt zwangsläufig ebenfalls eine erhöhte Schadstoffemission. Zum anderen ist eine punktuelle Höhenänderung (vgl. Abb. 3) um identifizierbare Regionen denkbar, die eine persistente Kondensstreifenbildung erlauben. Um solche kleinskaligen Anpassungen des Höhenprofils zu ermöglichen, ist vor Flugbeginn ein hinreichend genaues Wettervorhersagemodell für die Identifikation nötig [8].

Da sich die Klimawirkung von Kondensstreifen aus kurzweiligen und langweiligen Strahlungseffekten zusammensetzt, gilt es den wärmenden Effekt zu minimieren. Nach Meerkötter et al. [9] kann der Nettoklimaeffekt der Kondensstreifen die Erdoberfläche während eines Tages kühlen, wobei der resultierende Effekt stark von äußeren Einflüssen wie der Sonnenposition abhängt. In der Nacht erwärmen diese ausschließlich. Daraus ableitend bietet es sich an, den Flugverkehr zeitlich zu regulieren, sodass der Großteil der Lebensdauer in für das Klima günstigen Zeiten vorliegt. Insgesamt zeigen operationelle Mitigationsstrategien ein signifikantes Potential zur Reduzierung des Klimaeinflusses von Kondensstreifen, welche kurzfristig ohne technologischen Fortschritt implementierbar wären. [8]

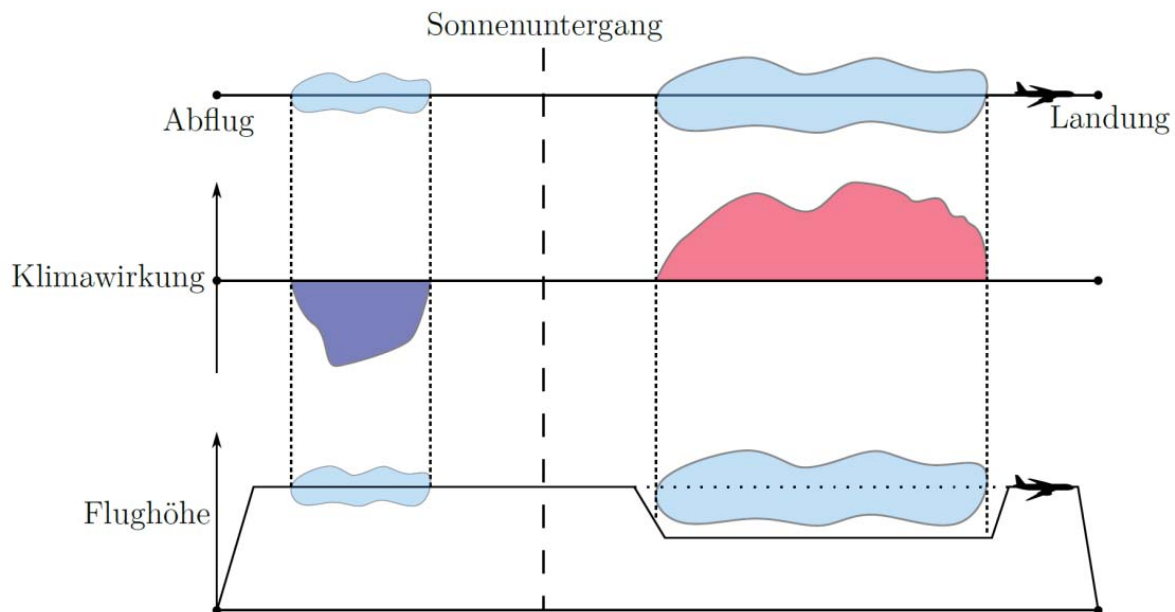


Abb. 3: Qualitatives Konzept der Flughöhenadaption [8]

Mithilfe bereits publizierter Studien zum Thema operationeller Mitigation konnten Becker et al. [8] weitere Anforderungen und Ansätze ableiten, wodurch Strategien mit gezielten Adaptionen sogenannter vierdimensionaler Trajektorien einer Flugmission erarbeitet werden konnten. Die Strategien und das zugehörige Reduktionspotential wurden im Rahmen einer Verkehrssimulation über dem Nordatlantik untersucht. Die Ergebnisse von Becker et al. zeigen, dass nur wenige Flüge den Großteil der anthropogenen Klimawirkung erzeugen, wodurch mit gezielten Adaptionen weniger Flüge klimawärmende Segmente explizit vermieden werden können.

2 Treibhausgasminderungsziele in der Luftfahrt

Mit dem Übereinkommen von Paris hat sich die Staatengemeinschaft im Jahr 2015 darauf geeinigt, den Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur auf deutlich unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um dieses Ziel zu erreichen plant die EU ihre gesamten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 zu verringern und bis 2050 klimaneutral sein. Deutschland hat seine internationalen Verpflichtungen in das Klimaschutzgesetz übersetzt und strebt bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität an. Festgeschrieben wurden zudem verbindliche Ziele für jeden Sektor bis zum Jahr 2030, denen zufolge der deutsche Verkehrssektor seine Treibhausgasemissionen um 48 Prozent gegenüber 1990 senken muss. Dabei muss auch die Luftfahrt ihren Beitrag leisten. Grundsätzlich ist zwischen inländischen, innereuropäischen und sonstigen internationalen Flügen zu unterscheiden. Nach dem Pariser Klimaabkommen tragen in der Regel nur die Emissionen inländischer Flüge zu den Emissionen des nationalen Verkehrssektors bei und werden im Rahmen des nationalen Beitrags (NDC) berücksichtigt. Die Maßnahmen der Europäischen Union zur Reduktion der Emissionen berücksichtigen zusätzlich zumindest noch die Flüge innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums (EWR), d.h. innerhalb der Europäischen Union sowie Norwegen, Island und Lichtenstein.

Zuständig für die Belange des internationalen Luftverkehrs ist die Internationale Zivilluftfahrtorganisation (International Civil Aviation Organization – ICAO), eine Sonderorganisation der Vereinten Nationen.

Hinsichtlich der Reduktion von klimaschädlichen Emissionen verfolgt sie das Ziel einer jährlichen Treibstoffeffizienzsteigerung von zwei Prozent, sowie der Umsetzung eines CO₂-neutralen Wachstums der zivilen Luftfahrt ab 2020. Zusätzlich haben sich die Mitgliedsstaaten der ICAO im Oktober 2022 auf eine weitere Verschärfung der Ziele geeinigt: Bis 2050 sollen die Emissionen der gesamten zivilen Luftfahrt CO₂-neutral sein. Die CO₂-Emissionen sollen durch eine Optimierung der Flugrouten und des Flughafenverkehrs sowie der Einführung von nachhaltigen Flugkraftstoffen (Sustainable Aviation Fuels - SAF) und dem CO₂-Kompensationsinstrument CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation) gesenkt werden. Dabei ist zu beachten, dass im Rahmen von CORSIA zunächst nur wachstumsbedingte Emissionen des internationalen Luftverkehrs berücksichtigt werden, die über die Emissionen des Referenzjahres 2019 hinausgehen [10].

Auch die IATA hat auf ihrer 77. Jahreshauptversammlung 2021 – und damit bereits ein Jahr vor der ICAO – die Realisierung von CO₂-Neutralität im Luftverkehr bis zum Jahr 2050 beschlossen. Dazu sollen 19 Prozent der CO₂-Emissionen durch Kompensationsmaßnahmen und Carbon Capture 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 SAF [11].

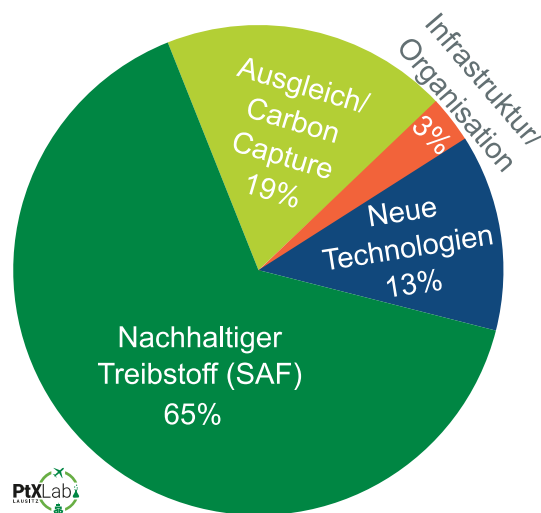


Abb. 4: Von der IATA geplante Reduktion der CO₂-Emissionen zur Realisierung von CO₂-Neutralität im Luftverkehr bis 2050.

Innerhalb der EU bzw. des europäischen Wirtschaftsraums (EWR) unterliegen die CO₂-Emissionen des Flugverkehrs dem europäischen Emissionshandel (EU ETS), der nach einem sog. „Cap-and-Trade“-System funktioniert. Hierbei werden auf Grundlage einer festgelegten Obergrenze (Cap) für die Emissionen des Luftverkehrs spezielle Zertifikate (EU Aviation Allowances) an die Luftfahrzeugbetreiber verteilt, die von ihnen zur Erfüllung ihrer Abgabeverpflichtungen verwendet werden können. Der überwiegende Teil der Zertifikate für die Luftfahrt (82 Prozent) wird den Fluggesellschaften dabei derzeit kostenlos zur Verfügung gestellt, der Rest über Auktionen alloziert. Verfügt ein Emittent über zu wenige oder zu viele Zertifikate, da seine Emissionen die vorhandenen Zertifikate übersteigen oder unterbieten, kann er fehlende oder überzählige Zertifikate handeln (Trade) [12]. Seit 2021 dürfen EU Aviation Allowances auch an Anlagenbetreiber außerhalb des Luftverkehrssektors abgegeben werden. Um ausreichende Anreize zur Senkung der Emissionen zu setzen, werden die Kosten für Emissionen für die Fluggesellschaften sukzessive über zwei Maßnahmen erhöht. Die Obergrenze, d.h. die insgesamt für den Luftverkehrssektor zur Verfügung stehenden Emissionszertifikate, wird ab 2021 jährlich entsprechend

des linearen Reduktionsfaktors von 2,2 Prozent reduziert. Dadurch sollen die Emissionen des Luftverkehrs im Jahr 2030 um 27 Prozent gegenüber dem Basisjahr 2005 verringert werden. Gleichzeitig wird die Menge der kostenlos ausgegebenen Zertifikate im Jahr 2024 auf 75 Prozent und im Jahr 2025 auf 50 Prozent abgesenkt. Ab 2026 werden keine kostenlosen Zertifikate für den Luftverkehr ausgegeben, d.h. sie müssen von den Fluggesellschaften kostenpflichtig bezogen werden. Jedoch werden etwa 20 Millionen kostenlose Zertifikate bis 2030 bereitgestellt, um Anreize für die Einführung von SAF zu schaffen. Der EU ETS berücksichtigt nach wie vor nicht die Nicht-CO₂-Effekte. Allerdings haben sich der Rat und das Europäische Parlament Anfang Dezember 2022 darauf geeinigt, dass Fluggesellschaften ab 2025 auch über ihre Nicht-CO₂-Emissionen Bericht erstatten müssen. Bis 2028 soll die EU-Kommission sodann einen Vorschlag zur Ausweitung des Anwendungsbereichs des ETS auf die Nicht-CO₂-Effekte unterbreiten.

Die von den unterschiedlichen Institutionen formulierten Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen zeigen einen ähnlichen Weg auf. 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.

Auch die Kompensation von CO₂-Emissionen ist nicht unproblematisch. Hierbei 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. Um dem Kriterium der CO₂-Neutralität gerecht zu werden, muss die dazu benötigte Energie aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. 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. Bei Letzteren 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

Evolutionäre Entwicklungen und revolutionäre Neuerungen in der Luftfahrt mit signifikanten Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen sind kurzfristig nicht zu erwarten [13]. Das liegt zum einen an den hohen Sicherheitsanforderungen der Luftfahrt und den damit verbundenen Zertifizierungsprozessen und zum anderen an den dort üblichen langen Investitionszyklen. 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. Aufgrund nicht schnell genug verfügbarer Alternativen muss dafür 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. Zur Vermeidung einer Flächenkonkurrenz sollten für die Herstellung von biogenem SAF nur Reststoffe eingesetzt werden. Deren Potential ist aber sehr ungleichmäßig verteilt, teilweise schwer zu erschließen und der langfristige Bedarf an SAF kann damit nicht nachhaltig gedeckt werden.

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). 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 weitestgehenden Vermeidung von NO_x-Emissionen zu rechnen [5]. Das setzt jedoch die Verfügbarkeit von ausreichenden Mengen und kostengünstig verfügbaren nachhaltig produzierten und aromatenfreien PtL voraus.

Allen hier genannten Plänen zur Reduktion der Klimawirkung des Luftverkehrs haben gemeinsam, dass lediglich auf die Reduktion der CO₂-Emissionen abgestellt 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. Letztere werden allerdings nicht komplett vermieden. Hier sind ebenfalls technische Anstrengungen erforderlich, um über einen optimierten Verbrennungsprozess bspw. NO_x-Emissionen zu reduzieren. Auch der Einsatz von PtL-Kerosin kann die Luftfahrt daher nicht klimaneutral machen. Eine nachhaltige Reduktion der Klimawirkung des Luftverkehrs ist letztendlich nur durch Vermeidung von Flügen zu erreichen. Ein vollständiger Verzicht auf Lufttransporte ist auch langfristig nicht realistisch. Jedoch können insbesondere Kurzstreckenflüge schon heute mit vergleichbaren Reisedauern und erheblichen Emissionsreduktionen durch Verlagerung auf den Schienenverkehr zu einer reduzierten Klimawirkung des Luftverkehrs beitragen.

3.1 Herstellung von PtL-Kerosin

PtL-Kerosin kann mittels Methanolsynthese oder über die sogenannte Fischer-Tropsch-Route hergestellt werden [14]. Gegenwärtig ist eine Beimischung (Drop-In) von bis zu 50 Prozent PtL-Kerosin jedoch nur für synthetische Kraftstoffe zulässig, die mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestellt wurden. Im Folgenden wird die Darstellung daher auf diesen Herstellungspfad begrenzt. Abb. 5 zeigt den schematischen Ablauf des Produktionsprozesses.

Ausgangsstoffe für die Herstellung von PtL-Kerosin sind Wasserstoff (H₂) und Kohlendioxid (CO₂). Mittels umgekehrter Wasser-Gas-Shift-Reaktion wird aus H₂ und CO₂ Kohlenmonoxid (CO) aufbereitet. Im Fischer-Tropsch-Reaktor wird aus dem Synthesegas (CO und H₂) ein sogenanntes SynCrude (Kohlenwasserstoffe) hergestellt. Dieses SynCrude kann in einem konventionellen Raffinationsprozess u.a. zu Naphtha, Kerosin, Diesel und einer Wachsfraktion weiterverarbeitet werden. 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. Allerdings ist der Produktionsprozess von PtL-Kerosin sehr energieintensiv und mit hohen Effizienzverlusten behaftet. 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 [14]. Damit ist ein Gesamtwirkungsgrad von der Wasserstoffelektrolyse bis zum Kerosin von maximal 47 Prozent zu erreichen.

Eine zentrale Anforderung an nachhaltige synthetische Kraftstoffe ist ihre CO₂-Neutralität. Damit das PtL-Kerosin CO₂-neutral ist, muss sog. „grüner Wasserstoff“ genutzt werden. Letzterer wird ausschließlich mit erneuerbarer Energie produziert. Die für die CO₂-Gewinnung benötigte Energie muss ebenfalls aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. Gleichzeitig besteht synthetisches Kerosin aus den gleichen Kohlenwasserstoffen wie sein fossiles Pendant. Daher wird auch bei der Verbrennung von PtL-Kerosin CO₂ emittiert. Entscheidend für die CO₂-Neutralität von Letzterem ist daher die Herkunft des bei der Produktion eingesetzten CO₂. Das benötigte, reine CO₂ kann durch Abscheidung aus industriellen Abgasströmen, Biogas oder der Umgebungsluft gewonnen werden. Dabei gilt grundsätzlich, dass

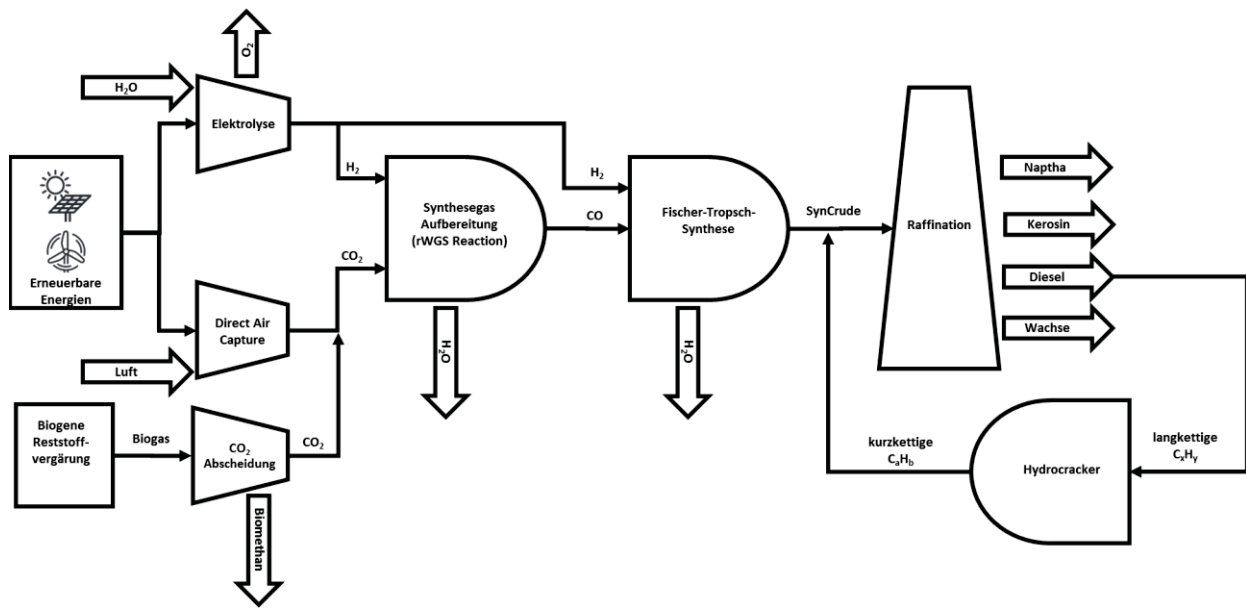


Abb. 5: Prozesskette für die Herstellung von PtL-Kerosin mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese

je höher die CO_2 -Konzentration ist desto kostengünstiger kann die Abscheidung realisiert werden. Um eine tatsächlich CO_2 -neutrale Luftfahrt zu gewährleisten, muss das zur Herstellung des PtL-Kerosins benötigte CO_2 aus einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf stammen (vgl. Abb. 6). Hierfür muss dieses mittels Direct Air Capture (DAC) direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden oder aus nachhaltiger Biomasse gewonnen werden. Letzteres trifft im Wesentlichen nur auf biogene Reststoffe zu, die nicht in einem ausreichenden Umfang zu Verfügung stehen. Die Nutzung von CO_2 aus industriellen Punktquellen, auch aus nichtvermeidbaren Industrieemissionen, genügt diesen Kriterien jedoch nicht. Der Rückgriff auf diese Quellen führt lediglich zu einer Verschiebung der CO_2 -Emissionen, stellt keine echte Vermeidung neuer bzw. zusätzlicher CO_2 -Emissionen dar und erzeugt zusätzlich die Gefahr von Lock-In-Effekten bei klimaschädlichen Technologien. Für solche CO_2 -Emitenten müssen daher eigene Lösungen zur Kompensation oder Vermeidung gefunden werden, die ebenfalls hohen Anforderungen an die Nachhaltigkeit genügen.

Der Aufbau der PtL-Demonstrationsanlage in der Lausitz verfolgt das Ziel, eine Vorreiterfunktion bei der Anwendung höchstmöglicher Nachhaltigkeitskriterien für die Herstellung von synthetischem Kerosin einzunehmen. Dafür müssen bereits vor Aufbau der Produktionskapazitäten strenge Nachhaltigkeitskriterien definiert und eingehalten werden. Diese Kriterien werden zwangsläufig besonders strenge Vorgaben an die sog. „Zusätzlichkeit“ der benötigten Energie stellen müssen. Die für den Produktionsprozess benötigte Energiemenge muss hierbei zusätzlich zur Verfügung gestellt werden und darf den Umbau des Energiesektors zugunsten erneuerbare Energien nicht verhindern oder verlangsamen. Dieses Kriterium ist aber bspw. auch dann erfüllt, wenn ein systemdienlicher Betrieb sichergestellt werden kann, also elektrische Energie aus bestehenden Anlagen genutzt wird, die andernfalls aufgrund mangelnder Nachfrage abgeregelt werden müssten. Bei der Implementierung derartig strenger Nachhaltigkeitskriterien muss jedoch darauf geachtet werden, dass gleichzeitig eine Produktion von PtL nicht ver- oder behindert wird. Aufgrund des unzureichenden Ausbaus von Produktionsanlagen für erneuerbare Energie in Deutschland besteht zwangsläufig ein Trade-Off in der Nachhaltigkeit zwischen der Produktion von erneuerbarer Energie und jener von PtL. Während des Markthochlaufs von PtL muss daher fortlaufend geprüft werden, ob und in welchem Umfang möglicherweise Ausnahmeregelungen hinsichtlich der angestrebten strengen Nachhaltigkeitskriterien notwendig sind, um ein optimales Level an Nachhaltigkeit des gesamten Energiesystems sicherzustellen. Hierzu kann es durchaus notwendig sein, für einen begrenzten Zeitraum auf Second-Best-Lösungen zurückzugreifen, um langfristige Nachhaltigkeitsziele

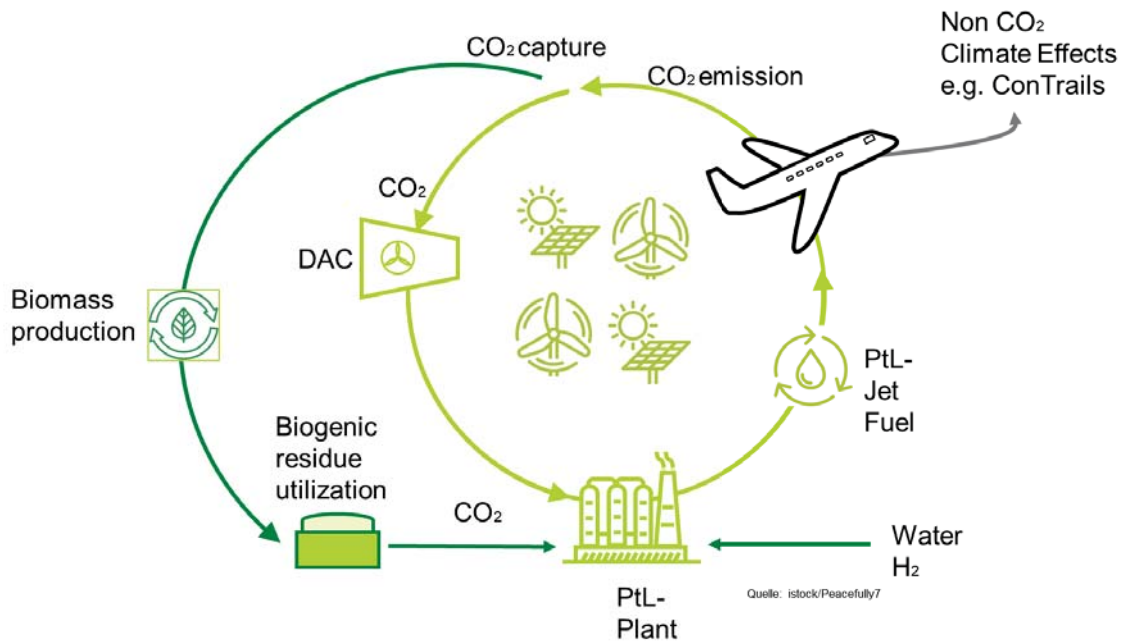


Abb. 6: Geschlossener CO₂ Kreislauf für die CO₂ neutrale Herstellung und Nutzung von PtL-Kerosin.

schneller zu erreichen. Solche Ausnahmeregelungen sollten aber nur in Regionen mit klaren Ausbauzielen erneuerbarer Energien bzw. mit hohem erneuerbarem Energieanteil Anwendung finden.

3.2 Markthochlauf der PtL-Produktion

Für einen erfolgreichen Markthochlauf von PtL-Produkten, insbesondere synthetisches Kerosin, aus der Lausitz sind neben der Sicherstellung eines aus technischer Sicht verlässlichen Produktionsprozesses die Produktionskosten von zentraler Bedeutung. Aufgrund des energie- und kapitalintensiven Produktionsprozesses von synthetischem Kerosin sowie der unzureichenden Bepreisung der klimaschädlichen Wirkung des fossilen Kerosins hat Ersteres einen signifikanten Kostennachteil. Derartige Kostennachteile können teilweise durch Instrumente wie verbindliche Beimischungsquoten umgangen werden. Allerdings erzeugen Quotenregelungen einen Kostendruck auf den nachgelagerten Märkten und verringern oftmals die Notwendigkeit für Innovationen auf der Produktionsseite. Gerade bei stark preiselastischen Gütern wie privaten Flugreisen auf [15]–[17] mit gleichzeitig stark kaufkraftabhängiger Nachfrage [15] geht von derartigen Kostensteigerungen auch immer die Gefahr signifikanter Nachfragerückgänge aus. Letztere haben wiederum negative Folgen für den Markthochlauf und können auch im Hinblick auf das Erreichen von Klimazielen kontraproduktiv sein. Effiziente Produktionsprozesse und die konsequente Umsetzung von Innovationen sind daher für einen erfolgreichen Markthochlauf unerlässlich.

Aus Sicht der Produktion ist elektrische Energie der hauptsächliche Kostenbestandteil. Diese macht, je nach Herkunft der benötigten Produktionsfaktoren, zwischen 54 Prozent und 74 Prozent der gesamten Produktionskosten aus [18], [19]. Benötigt wird die elektrische Energie in erster Linie für die Herstellung grünen Wasserstoffs durch Elektrolyse und, bei der Nutzung von DAC-Anlagen, für die Adsorption von CO₂ aus der Umgebungsluft. Gleichzeitig benötigt der Aufbau der Produktion, insbesondere der Elektrolyseur, hohe Investitionssummen. Daher stellen ebenfalls die Zinsen einen relevanten Einflussfaktor

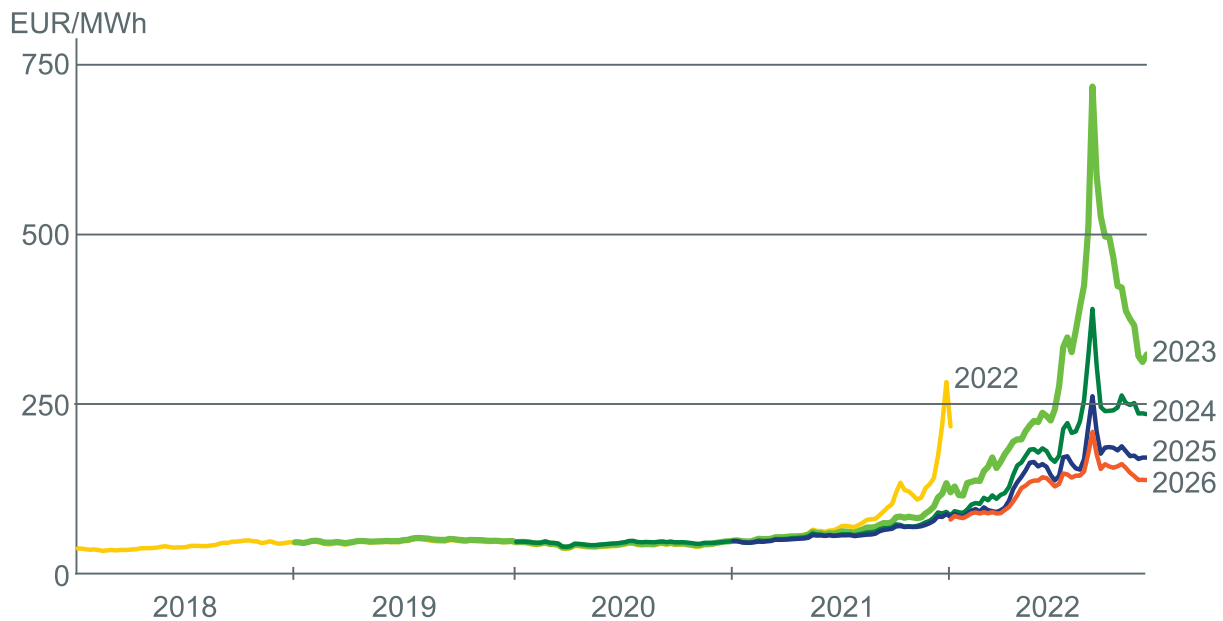


Abb. 7: Entwicklung der Terminmarktpreise für die elektrische Grundlast (Phelix Baseload Year Future) für Januar des jeweiligen Jahres zwischen Januar 2018 und Dezember 2022 nach [21].

für die Entwicklung der Produktionskosten dar. Gerade vor dem Hintergrund der sich aktuell abzeichnenden Zinswende sollte der Einfluss der Kapitalkosten auf die Wirtschaftlichkeit von synthetischen Treibstoffen nicht unterschätzt werden. Darüber hinaus stellen bei der Produktion von erneuerbarer elektrischer Energie die Kapitalkosten den größten Kostenbestandteil dar. Dadurch haben steigenden Zinsen wiederum einen indirekten positiven Einfluss auf den Preis für erneuerbare elektrische Energie. Allerdings sind die Preise für elektrische Energie aktuell von den Produktionskosten größtenteils abgekoppelt. So liegt der Großhandelspreis für Strom zurzeit deutlich oberhalb der durchschnittlichen Produktionskosten von rund 70 €/MWh für einen Mix von elektrischer Energie aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland [18]. Bei dieser Entwicklung spielen der Krieg in der Ukraine und die daraus resultierende Unsicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit fossiler Energieressourcen sowie die Probleme beim Betrieb französischer Atomkraftwerke eine zentrale Rolle. Beide Entwicklungen werden die Preisgestaltung auf den deutschen Strommärkten auch zukünftig stark beeinflussen. Wie die Preise bei Termingeschäften für Strom in Abb. 7 nahelegen, werden auch für die Zukunft deutlich höhere Preise für elektrische Energie in Deutschland erwartet. Zwar muss heute für elektrische Energie im Januar der folgenden Jahre (2024-2026) weniger bezahlt werden als für Lieferungen in 2022 oder 2023, die zurzeit vereinbarten Preise liegen jedoch auch dann noch deutlich über dem Niveau der Jahre vor Mitte 2021. Ob ein Betrieb von PtL-Anlagen zu den Erzeugungskosten von Strom in den nächsten Jahren überhaupt möglich ist, ist daher fraglich und die Entwicklung des Strompreises stellt hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Produktion einen zentralen Risikofaktor dar.

Abb. 8 verdeutlicht diesen Zusammenhang zwischen den Produktionskosten für synthetisches Kerosin auf der einen und dem Strompreis und den Zinsen auf der anderen Seite. In der Abbildung sind die Isokostenlinien für synthetisches Kerosin pro Liter zum aktuellen Zeitpunkt (2022) dargestellt.¹ Die Abbildung zeigt, mit anderen Worten, alle Kombinationen von Strompreis und Zins, die in identischen Kos-

¹ Alle Kostenschätzungen sind eigene Berechnungen basierend auf [18], [19]. Grundlage sind das Fischer-Tropsch-Verfahren mit Gesamtinvestitionskosten in Höhe von rund 9,5 M€/MW_{LHV} entsprechend [18] und ein Strombedarf von rund 1,4 MJ_e/MJ_{FT} entsprechend [19]. Das zur Herstellung benötigte CO₂ wird entsprechend der aktuell verfügbaren Technologie aus einer Punktquelle gewonnen. Detailliertere Berechnungen stellen die Autoren auf Nachfrage gerne zur Verfügung.

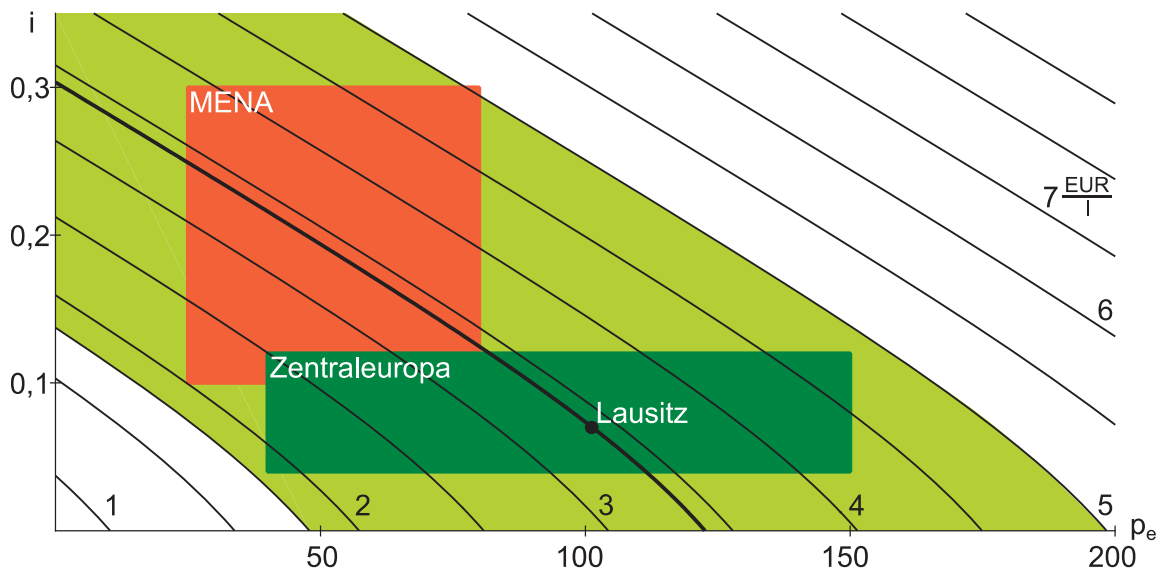


Abb. 8: Isokostenlinien für synthetisches Kerosin in €/l mit Zins i und Strompreis p_e in €/MWh.

ten für synthetisches Kerosin resultieren, wobei der Preis mit steigender Entfernung zum Ursprung zunimmt. Das dunkelgrüne bzw. rote Rechteck zeigen mögliche Kostenbereiche für synthetisches Kerosin aus Zentraleuropa bzw. der MENA-Region. Der schwarze Punkt stellt eine erste Kostenschätzung für synthetisches Kerosin aus der Lausitz dar. Die hier vorgenommene, sehr konservative Schätzung kommt zu Kosten von rund 3,40 €/l, basiert jedoch auf vergleichsweise hohen Investitionskosten entsprechend [18], Zinsen [20] am oberen Ende der üblichen Schätzungen [18], [19] und einem relativ hohen, aber realistischen Strompreis von rund 100 €/MWh. Zum Vergleich zeigt die hellgrüne Fläche den Bereich für Kostenschätzungen für synthetisches Kerosin aus vergleichbaren, aktuellen Studien an. Die Spannweite liegt hier zwischen rund 1,80 €/l und 5,00 €/l [21]. Bei der Einordnung dieser Spannweite an Kosten sowie beim Vergleich muss jedoch beachtet werden, dass die zugrundeliegenden Kostenkalkulationen auf unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich Investitionen, Kosten, Zinsen und Strompreis basieren.

Hinsichtlich eines intraindustriellen Vergleichs zeigt sich, dass synthetisches Kerosin aus Deutschland durchaus wettbewerbsfähig im Vergleich zu Produktionsstandorten in anderen Ländern sein kann. Mögliche Vorteile bei der Produktion im Hinblick auf höhere Volllaststunden bei der Stromproduktion und geringere Investitions- oder Unterhaltskosten werden durch hohe Risikoaufschläge bei der erwarteten Verzinsung für Investitionen und durch Transportkosten größtenteils wieder ausgeglichen.¹

Fossiles Kerosin ist auf dem Weltmarkt zwar grundsätzlich von denselben Verwerfungen betroffen wie die Stromproduktion. So stieg der Preis für fossiles Kerosin von durchschnittlich 0,36 €/l (2017) auf 0,85 €/l (2022), liegt damit aber weiterhin deutlich unter den zu erwartenden Kosten für synthetisches Kerosin. Ein Teil dieses Kostennachteils kann durch die Internalisierung der externen Effekte der Nutzung von fossilem Kerosin ausgeglichen werden, insbesondere durch die Bepreisung des Ausstoßes von klimaschädlichen Gasen. Für jede Erhöhung des Preises der ETS-Zertifikate um 100 €/CO₂eq, würde der Preis für fossiles Kerosin um rund 0,25 €/l steigen.² Ein vollständiger Ausgleich des Kostennachteils ist damit aber nicht möglich. Damit synthetisches Kerosin wettbewerbsfähig wäre, müsste der Preis für die Zertifikate im besten Fall 400 €/CO₂eq, im Fall der hier vorliegenden Schätzung sogar rund

¹ Die „Climate Policy Initiative“ bspw. argumentiert, dass eine Anlage zur Produktion von Solarstrom in Deutschland lediglich eine Verzinsung von 7% erwirtschaften muss, in Ägypten hingegen 28% durch potenzielle Investoren erwartet werden [20].

² Basierend auf der geringsten Kostenschätzung für synthetisches Kerosin in Höhe von sehr geringen 1,80 €/l und den aktuell sehr hohen Preisen für fossiles Kerosin von 0,85 €/l.

1000 €/CO₂eq betragen. Jedoch ist mit Blick auf die zu erwartende öffentliche Reaktion bereits der geringere Wert auf absehbare Zeit (politisch) nicht umsetzbar. Bei signifikant höheren Werten müsste kurzfristig ebenfalls mit hohen Wohlfahrtsverlusten aufgrund der zu erwartenden Abwanderung industrieller Produktion gerechnet werden. Diese Problematik würde jedoch etwas abgeschwächt werden, sofern zukünftig auch die Nicht-CO₂-Effekte mit Zertifikaten kompensiert werden müssten. In diesem Fall müssten dann pro Flug mehr Zertifikaten gekauft werden. In welchem Umfang eine solche Maßnahme zur besseren Wirtschaftlichkeit von synthetischem Kerosin beitragen würde, hängt jedoch von der konkreten Umrechnung der einzelnen Effekte in CO₂-Äquivalente ab.

In Deutschland werden verschiedene Politikinstrumente zur Förderung der PtL-Produktion genutzt. Dabei muss beachtet werden, dass die einzelnen Prozessschritte der Fischer-Tropsch-Route zwar technologisch ausgereift sind und teilweise bereits seit Jahrzehnten im industriellen Einsatz sind. 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 (z.B. PtL-Produktionsanlage in Werlte, 350 t/a). Gleichzeitig beträgt der weltweite Kerosinbedarf derzeit rund 300 Mio. t/a, in Deutschland rund 10 Mio. t/a. Dies bedeutet, dass große Produktionskapazitäten basierend auf noch nicht vollständig ausgereifter Technologie in relativ kurzer Zeit aufgebaut werden müssen. Für Investor*innen besteht daher ein besonderes Risiko. Um den Markthochlauf von PtL-Produkten voranzutreiben, haben die Bundesregierung und die Länder sowie Vertreter*innen der Industrie daher mit der PtL-Roadmap Eckpunkte zur Erreichung der Klimaschutzziele vereinbart [1]. Zentral für den Luftverkehr ist dabei die Verpflichtung, bis zum Jahr 2030 200.000 Tonnen PtL-Kerosin im deutschen Luftverkehr zu nutzen. Hierfür wird sowohl angebots- wie auch nachfrageseitige Instrumente zurückgegriffen. Neben der Förderung von anwendungsbezogener Forschung und des Aufbaus von Produktionskapazitäten im industrienahen Maßstab ist hierbei eine Forcierung der Nachfrage zentral. Für letzteres ist am 1. Oktober 2021 das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasemissionsminderungsquote 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 Treibhausgasemissionsminderungs-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

Ähnliche Maßnahmen wurden auf europäischer Ebene eingeleitet. Seitens der Europäischen Kommission wurde im Juli 2021 im Rahmen des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ vorgeschlagen, für alle Flüge aus der EU 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 sog. Carbon Leakage durch ein Ausweichen der Tankaktivitäten in außereuropäische Flughäfen verhindert werden.

Tab. 2: Beimischungsquoten für Flugkraftstoffe im Fit for 55 Paket der EU Kommission [22]

Jahr	Beimischungsquote nachhaltiger Flugzeugkraftstoffe (SAF) in %	Davon mindestens 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 des Energiebedarfs für die Bereitstellung des benötigten CO₂. Das entspricht in etwa der gesamten elektrischen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

Mit der im Gesetz zur Treibhausgasminderungsquote festgeschriebenen Beimischungsquote von PtL-Kerosin stehen für die Jahre 2026 bis 2030 in Deutschland die Minimalwerte für den Bedarf fest. Bis zum Jahr 2026 müssen erste Produktionskapazitäten in der Größenordnung einiger zehntausend Tonnen aufgebaut werden. In Deutschland sind bis dahin Produktionskapazitäten von rund 47.000 t PtL-Kerosin angekündigt (vgl. Abb. 9). Damit kann der prognostizierte Bedarf von 50.000 t nicht vollständig gedeckt werden. Zudem ist mit einer Vergrößerung der Deckungslücke zu rechnen, wenn der Kerosinverbrauch ansteigt. Problematisch ist, dass die Ankündigungen zum Aufbau der Produktionskapazitäten teilweise noch vor dem Start der Diskussionen rund um die Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene erfolgt sind und die Investitionsentscheidung in Frage gestellt werden könnte.

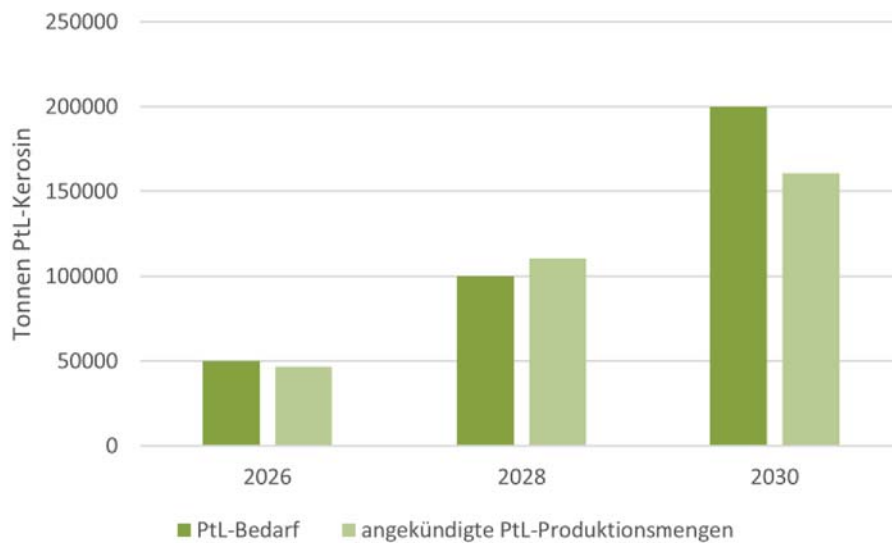


Abb. 9 Gesetzlich verankerter PtL-Kerosinbedarf in Deutschland und angekündigte Produktionskapazitäten für PtL-Kerosin in Deutschland für die Jahre 2026, 2028 und 2030

Der aus der deutschen Beimischungspflicht generierte Bedarf von ca. 50.000 t PtL-Kerosin im Jahr 2026 wird zunächst durch wenige Produktionsanlagen gedeckt werden können. Dieser Produktionsmenge steht ein zusätzlicher elektrischer Energiebedarf von rund 1,33 TWh gegenüber, der bis zum Jahr 2030 voraussichtlich auf 8,8 TWh ansteigen wird. Ein erfolgreicher Aufbau einer PtL-Produktionsindustrie setzt voraus, dass dieser Energiebedarf durch erneuerbare Energien gedeckt wird und die Energiewende nicht ausbremst bzw. den Anteil an erneuerbaren Energien nicht verkleinert. Eine Möglichkeit dazu ist, überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen zu nutzen. Ausreichendes Potential dazu ist in Deutschland vorhanden. Laut Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2021 5,8 TWh elektrische Energie aus erneuerbaren Energieerzeugern abgeregelt, über 95 Prozent davon aus Windkraftanlagen. Durch eine netzdienliche Positionierung der PtL-Produktionsanlagen könnten diese Überschüsse genutzt werden und dem auf europäischer Ebene diskutierten Kriterium der Zusätzlichkeit (bzw. Additionalität) genügen.

In Kombination mit den geplanten Subquoten für PtL-Kerosin auf EU-Ebene ist der europäische Bedarf in vgl. Abb. 10 dargestellt. EU-weit wird der zusätzliche elektrische Energiebedarf für die Produktion von PtL-Kerosin für die Luftfahrt auf über 350 TWh ansteigen (vgl. Abb. 10). In dieser ersten Markthochlaufphase ist eine Produktion in Deutschland bzw. Europa realistisch abbildbar. Parallel zum Markthochlauf der PtL-Produktion muss aber auch der Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben werden. Dadurch werden Zeiten, an denen einzelne Anlagen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden müssten potentiell zunehmen und könnten energiewendeneutral für die PtL-Produktion eingesetzt werden. Es muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass zukünftig in anderen Sektoren ebenfalls erhebliche Mengen grüner Wasserstoff benötigt werden. Des Weiteren erfordert der Einsatz von volatiler erneuerbarer Energie allgemein und im speziellen Überschussenergie neue Anforderungen an das derzeit vorherrschende Produktionsregime in der chemischen Industrie. Dazu sind Speicherkapazitäten in den Anlagenbetrieb zu integrieren.

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

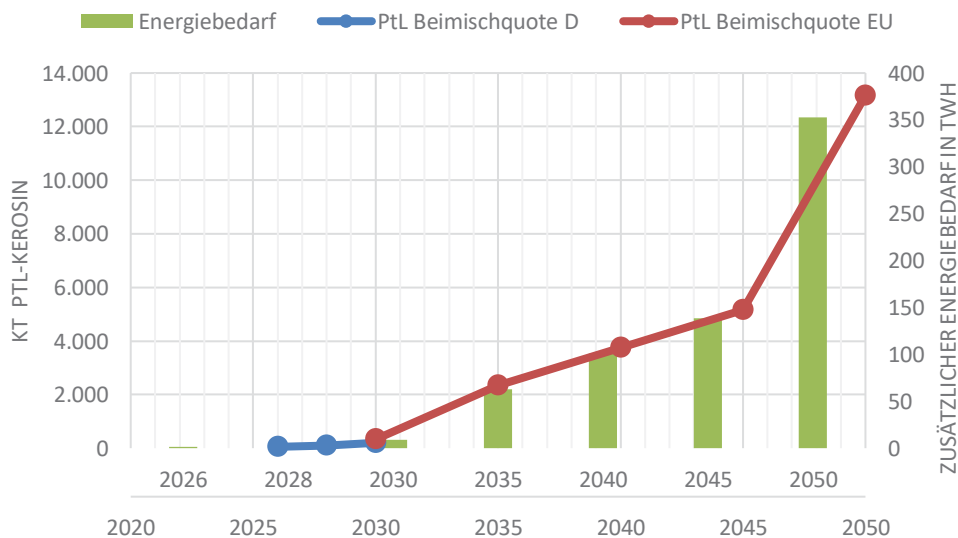


Abb. 10: Aus den in Deutschland beschlossenen und auf EU-Ebene geplanten Beimischquoten von PtL-Kerosin resultierende Treibstoffnachfrage (Linien) und für die Produktion benötigte Endenergie (Balkendiagramm)

am Produktionsort in Verkehr zu bringen. Um zusätzliche Investitionen zu ermöglichen, könnte die vor Ort vertankte PtL-Menge entsprechend in Deutschland bzw. Europa angerechnet werden (Book and Claim). Dazu müssen aber einerseits die regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen werden und andererseits dürfen die Treibhausgasreduktionsbemühungen im Produktionsland nicht behindert oder ausgebremst werden.

5 Zusammenfassung

Der internationale Luftverkehr war im Jahr 2018 für 2,8 Prozent der weltweiten CO₂ Emissionen verantwortlich, die nicht in den nationalen Treibhausgasemissionsbudgets berücksichtigt werden. Neben den CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Kerosin entstehen auch sogenannte Nicht-CO₂-Effekte. Auslöser für diese sind z.B. um Wasserdampf, Stickoxide und Ruß. Die durch sie hervorgerufenen klimaschädigenden Wirkungen sind 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-, nationaler und internationaler Ebene ab. Mit Beschluss der ICAO soll das Wachstum des internationalen Luftverkehrs ab 2020 CO₂-neutral erfolgen. Innerhalb der EU erfolgt die Umsetzung von CORSIA zentral und der europäische CO₂-Zertifikatehandel umfasst den Luftverkehr. Außerdem haben IATA und ICAO das Ziel Netto-Null-CO₂-Emissionen bis 2050 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 flächendeckenden Einführung neuartiger Antriebssysteme zu rechnen. Daher besteht kurz- bis mittelfristig nur die Möglichkeit, fossile Flugtreibstoffe durch CO₂-ärmere 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, derzeit die einzige nachhaltige Alternative. Grundvoraussetzung dafür ist aber, dass die dazu benötigte Energie (insb. für die Wasserstoffproduktion) aus erneuerbaren Quellen stammt und das genutzte CO₂ in einem geschlossenen Kreislauf (bspw. Direct Air Capture) geführt wird. Bereits in der Phase des Markthochlaufs sind dabei strenge Nachhaltigkeitskriterien anzuwenden, die aber einen Markthochlauf nicht verlangsamen. Um dieses Ziel zu unterstützen entsteht in der Lausitz eine PtL-Demonstrationsanlage, bei deren Bau die derzeit höchstmöglichen Nachhaltigkeitskriterien angewendet werden.

In der ersten Phase des Markthochlaufs wird die PtL-Produktion in Deutschland bzw. Zentraleuropa stattfinden. Unter den derzeitigen Gegebenheiten wird diese Produktion wirtschaftlich möglich sein. Mittel- bis langfristig müssen aber auch Kapazitäten außerhalb Europas aufgebaut werden um den gesamten Bedarf an PtL-Kerosin innerhalb und außerhalb Europas zu decken. Auch wenn so eine nahezu CO₂-neutrale Luftfahrt ermöglicht wird, ist das Ziel einer klimaneutralen Luftfahrt damit allein nicht zu erreichen. Durch die Verbrennung synthetischen Kerosins werden ebenfalls Wasserdampf, Stickoxide und Ruß emittiert und tragen damit durch die sogenannten Nicht-CO₂-Effekte zur Erderwärmung bei. Hier bedarf es weiterer technischer und organisatorischer Anstrengungen um diese Emissionen ebenfalls zu verringern, zu kompensieren und schlussendlich zu vermeiden. Die effektivste Methode, um die Auswirkungen des Flugverkehrs auf das Klima zu verringern, ist jedoch die Vermeidung von Flugreisen, auch wenn das nicht vollständig möglich ist.

Disclaimer

Alle Informationen, Hinweise und Aussagen in dieser Veröffentlichung stammen – wenn nicht anders gekennzeichnet – ausschließlich von den Autor*innen.

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. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/LF/ptl-roadmap.pdf?__blob=publicationFile
- [2] NLR, „Destination 2050: A route to net zero European aviation“, Royal Netherlands Aerospace Centre and SEO Amsterdam Economics, NLR-CR-2020-510, Feb. 2021.
- [3] IATA, „Global Outlook for Air Transport - Times of Turbulence“, International Air Transport Association (IATA), Juni 2022.
- [4] J. Bopst, R. Herbener, O. Hölzer-Schopohl, J. Lindmaier, T. Myck, und J. Weiß, „Umweltschonender Luftverkehr: lokal - national - international“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 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
- [5] DLR und BDLI, „Zero Emission Aviation - Emissionsfreie Luftfahrt: White Paper der deutschen Luftfahrtforschung“, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Köln, Okt. 2020.
- [6] 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.
- [7] S. Voswinckel, „Der Weg zu einer CO2 neutralen Luftfahrt“, in *RET.Con 2022*, Nordhausen.
- [8] M. Becker, F. Linke, und V. Gollnick, „Untersuchungen zum Ansatz der Vermeidung nächtlicher Kondensstreifen zur Reduktion der Klimawirkung des Luftverkehrs“, S. 12 pages, 2022, doi: 10.25967/570511.
- [9] R. Meerkötter, U. Schumann, D. R. Doelling, P. Minnis, T. Nakajima, Y. und Tsushima, „Radiative forcing by contrails“. *Annales Geophysicae*, 1999. [Online]. Verfügbar unter: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00316645>
- [10] ICAO, „Resolution A41-21: Consolidated statement of continuing ICAO policies and practices related to environmental protection - Climate change“. Oktober 2022.
- [11] IATA, „Net Zero Resolution - Fact Sheet“, International Air Transport Association (IATA), Juni 2022.
- [12] T. Dilg, „Klimaschutz im Luftverkehrsrecht: Eine Analyse klimaschützender Regelungen und ihrer Wechselwirkungen aus clubtheoretisch informierter, rechtswissenschaftlicher Perspektive am Beispiel des Luftverkehrssektors“, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, Baden-Baden, 2022. Zugegriffen: 6. Oktober 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.5771/9783748928881>
- [13] IATA, „Aircraft Technology Roadmap to 2050“, International Air Transport Association (IATA), Nov. 2019.
- [14] dena, „Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels: Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern“. 2018.
- [15] M. Brons, E. Pels, P. Nijkamp, und P. Rietveld, „Price elasticities of demand for passenger air travel: a meta-analysis“, *J. Air Transp. Manag.*, Bd. 8, Nr. 3, S. 165–175, Mai 2002, doi: 10.1016/S0969-6997(01)00050-3.
- [16] M.-E. Andrés Martínez, J.-L. Alfaro Navarro, und J.-F. Trinquencoste, „The effect of destination type and travel period on the behavior of the price of airline tickets“, *Res. Transp. Econ.*, Bd. 62, S. 37–43, Juni 2017, doi: 10.1016/j.retrec.2017.03.003.
- [17] S. Mumbower, L. A. Garrow, und M. J. Higgins, „Estimating flight-level price elasticities using online airline data: A first step toward integrating pricing, demand, and revenue optimization“, *Transp. Res. Part Policy Pract.*, Bd. 66, S. 196–212, Aug. 2014, doi: 10.1016/j.tra.2014.05.003.
- [18] A. Soler u. a., „E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050“, Concawe & Aramco, Brüssel, 17/2022, Nov. 2022. Zugegriffen: 14. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Rpt_22-17.pdf

- [19] V. Batteiger u. a., „Power-to-Liquids: A scalable and sustainable fuel supply perspective for aviation“, Jan. 2022, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids>
- [20] Economist, „Splitting the climate bill: There is a better way to help poor countries fight climate change“, *The Economist*, London, 17. November 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.economist.com/leaders/2022/11/17/there-is-a-better-way-to-help-poor-countries-fight-climate-change>
- [21] Y. Zhou, S. Searle, und N. Pavlenko, „Current and future cost of e-kerosene in the United States and Europe“, International Council on Clean Transportation (ICCT), Washington, DC, Working Paper 2022–14. Zugegriffen: 14. Dezember 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-us-europe-current-future-cost-ekerosene-us-europe-mar22.pdf>
- [22] European Commission, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Ensuring a Level Playing Field for Sustainable Air Transport*. 2021.

Datenanalysemethoden zur Erhöhung der Erklärbarkeit und Optimierung von Machine Learning Modellen

Fabian Bauer*, Silas Aaron Selzer*, Peter Bretschneider

Technische Universität Ilmenau, Gustav-Kirchhoff-Str. 5, 98693 Ilmenau, Germany

* these authors contributed equally

Kurzzusammenfassung

Zur Verbesserung von physikalischen Modellen werden in kommerziellen Anwendungen durch die stetige Zunahme an vorhandenen Daten vermehrt Machine Learning Modelle genutzt. Für die Güte der Modelle ist die Identifikation der signifikanten Eingangsvariablen entscheidend, da die Modelle nur so gut sein können, wie die repräsentative Qualität der bereitgestellten Daten. Neben der Optimierung der Machine Learning Modelle wird durch die Datenanalysemethoden die Erklärbarkeit durch die Reduktion der Modellgröße erhöht sowie der Rechenaufwand verringert. In der Arbeit werden verschiedene Filter-Methoden als Untergruppe der Datenanalyseverfahren zur Merkmalsauswahl miteinander verglichen. Anhand synthetischer Daten werden die Fähigkeiten und Besonderheiten der Methoden herausgestellt. Diese Ergebnisse werden anschließend mittels Realdaten aus der Energietechnik verifiziert, die Stärken der Datenanalyse als Vorverarbeitungsschritt aufgezeigt und die Effektivität der Methoden miteinander verglichen. Die Realdaten aus dem Bereich der Energietechnik zeigen, dass die in der Literatur favorisierten, informationstheoretischen Maße Schwächen aufweisen. Vor allem die Redundanzbewertung stellt sich als fehleranfällig heraus. Gerade bei einfachen Abhängigkeiten der Kandidaten von der Zielvariablen weisen partielle Korrelationsmaße bei komplexen Redundanzen Vorteile auf.

1. Einleitung

Aufgrund der Digitalisierung in der Energiewirtschaft und Fortschritte in der Sensortechnik steigt die Anzahl der messtechnisch erfassten Informationen und exogenen Einflussgrößen signifikant an. [1] Je nach zeitlicher Auflösung und Anzahl der Sensoren, nehmen die erfassten Zeitreihen große Dimensionen an. Deshalb wird es für den Menschen zunehmend schwieriger, die inneren Zusammenhänge zu erfassen. Maschinelles Lernen (ML) ist eine Anwendung der künstlichen Intelligenz, die Systeme in die Lage versetzt, aus Daten selbständig Informationen zu abstrahieren. Verfahren des ML verwenden große Datenmengen zur Erstellung von Modellen und gelten als wichtige Schlüsseltechnologie für Prognosen in der Energietechnik. Diese datenwissenschaftlichen Modelle liefern oftmals gute Ergebnisse, haben jedoch den Nachteil, dass diese Ergebnisse für einen Beobachter nicht mehr nachvollziehbar sind. Deshalb ist es notwendig, die Nachvollziehbarkeit zu erhöhen, so dass einerseits das Vertrauen in die Verfahren gerechtfertigt werden kann, andererseits aber auch um Fälle analysieren und behandeln zu können, in denen die Verfahren weniger gute Ergebnisse liefern. Zur Erhöhung der Erklärbarkeit von datenwissenschaftlichen Modellen ist es relevant nachzuvollziehen, welche Eingangsgrößen eines Modells einen signifikanten Einfluss in Bezug auf die zu modellierenden Ausgangsgröße haben. [1, 2]

Gleichzeitig spielt die Wahl der Eingangsgrößen eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung der optimalen Form eines statistischen Modells. Speziell datenwissenschaftliche Modelle können nur so gut sein wie die repräsentative Qualität der bereitgestellten Daten. Entscheidend ist also, die Beziehung innerhalb der verfügbaren Daten sowie die Beziehung zwischen den Eingangs- und Ausgangsvariablen zu identifizieren. Bei klassischen künstlichen neuronalen Netzen (KNN) wird keine a priori-Annahme der funktionalen Form beispielsweise aufgrund von physikalischen Interpretationen durchgeführt. Die Eingangsvariablen für das datenwissenschaftliche Modell werden aus den verfügbaren Daten ausgewählt. Ziel ist es, nur die relevanten Eingangsdaten für das Training der KNN auszuwählen, welche idealerweise keine oder nur eine geringe Redundanz zueinander aufweisen. [2]

2. Motivation

Vor diesem Hintergrund werden Methoden und Verfahren zur Identifikation der signifikanten Eingangsgrößen für datengetriebene Modelle gesucht. Diese Methoden sollen Prozesscharakteristika spezifisch in der Lage sein, inhärente Beziehungen zwischen den Variablen zu erkennen. Die korrekte Wahl der Eingangsvariablen (Stichwort: Input Variable Selection) spielt eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung der optimalen Form eines datenwissenschaftlichen Modells. Die Schwierigkeit der Input Variable Selection (IVS) bei KNN wird durch die Nichtlinearität, die hohe Komplexität und den nichtparametrischen Charakter der Regression bedingt. Typischerweise wird davon ausgegangen, dass die künstliche neuronale Netzarchitektur beim Lernprozess die verbrauchten und redundanten Variablen erkennen und nur die relevanten Variablen einbezogen werden. Die IVS wird oftmals dem KNN selbst überlassen. Dies hat jedoch direkte Auswirkungen auf die Modellkomplexität, den Rechenaufwand, die Leistungsfähigkeit und die Nachvollziehbarkeit des KNN. Beispielsweise steigt mit linearer Zunahme der Eingangsgrößen das Gesamtvolumen des Modellierungsproblems exponentiell an und die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die verwendeten Optimierer in einem lokalen Optimum hängen bleiben. [2, 3]

Als Überblick lassen sich nachfolgende Gründe für die Notwendigkeit einer IVS nennen: [2]

1. Relevanz

Es sind nur Eingangsvariablen auszuwählen, mit denen das Verhalten der Ausgabe beschrieben werden kann. Wird eine zu geringe Anzahl oder eine nicht informative Menge an Eingangsvariablen gewählt, resultiert ein schlechtes Modell, da ein Teil des Verhaltens der Zielvariable nicht beschrieben werden kann.

2. Rechenaufwand

Durch die Hinzunahme von Eingangsvariablen, steigt die Modellgröße, was sich u. A. in der steigenden Anzahl an Verbindungsgewichten im KNN widerspiegelt. Dies verringert die Trainingsgeschwindigkeiten und führt zu einer Zunahme des Rechenaufwands.

3. Trainingsschwierigkeiten

Durch redundante und irrelevante Eingangsvariablen steigt die Anzahl der lokalen Optima in der Verlustfunktion, da die Anzahl an Parameterkombinationen zunimmt, welche lokal optimale Fehlerwerte ergeben. Hierdurch steigt die Wahrscheinlichkeit, nur ein lokales anstatt des globalen Optimums zu erzielen.

4. Nachvollziehbarkeit

Zur Erhöhung der Erklärbarkeit ist es wichtig, nachzuvollziehen, welche Eingangsgrößen für die Modellierungsaufgabe signifikant sind. Zudem wird durch die Verringerung der Komplexität die Extraktionsfähigkeit von Zusammenhängen in den Daten deutlich erhöht.

IVS-Methoden lassen sich unterteilen in Modell-basierte und Modell-unabhängige Ansätze (siehe Abbildung 1).

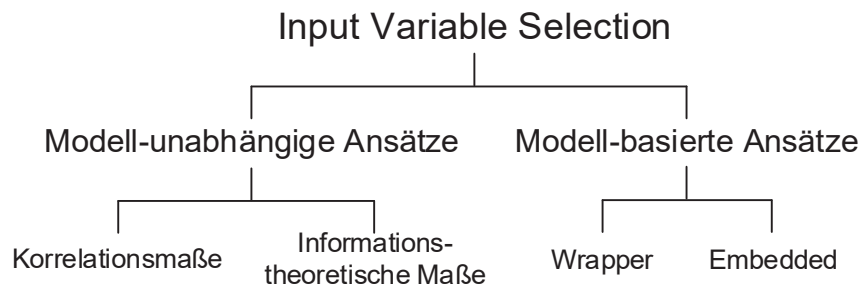


Abbildung 1: Kategorisierung der Algorithmen der Input Variable Selection [2, 4]

Zu den Modell-basierten Ansätzen zählen Wrapper- und Embedded-Methoden. Der Wrapper-Algorithmus setzt auf eine vollständige Durchsuchung des Merkmalsraums. Dabei wird die Menge aller möglichen Kombinationen der Eingangsvariablen untersucht und die Modelleistung beurteilt. Ausgewählt wird der Satz an Eingangsvariablen, der die beste Modelleistung erzielt. Dieser Ansatz ist anfällig für Überanpassungen und geht mit einem erheblichen Rechenaufwand einher, da für jede Kombination an Eingangsvariablen ein Modell trainiert wird. Beim Embedded-Algorithmus erfolgt die IVS direkt im Trainingsalgorithmus. Beim Training des KNN werden die Eingangsgewichte je nach Einfluss der Eingangsvariablen auf die Ausgangsvariable eingestellt. Bei irrelevanten oder redundanten Variablen nähern sich die Gewichte beim Trainingsprozess der Null an. Diese werden sodann entfernt, indem die Gewichte auf null gesetzt werden. Damit erfolgt die Bewertung der Eingangsvariablen direkt innerhalb des Trainingsalgorithmus. Dies hat den Vorteil gegenüber des Wrapper-Algorithmus, dass nur ein einziges Modell trainiert wird. Beide Algorithmen überlassen dem KNN selbst die Auswahl der Kandidatenvariablen und erschweren so die Nachvollziehbarkeit des Modells. [2, 3]

Filtermethoden zählen zu den Modell-unabhängigen Ansätzen und verwenden statistische Hilfsanalysen für die Bewertung der Eingangsvariablen. Mit diesen wird die Relevanz und Redundanz von einzelnen Eingangsvariablen oder deren Kombinationen analysiert. Der große Vorteil bei der Wahl der Filter-Methoden ist der geringe Berechnungsaufwand sowie die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Merkmalsauswahl mit den Filtermethoden losgelöst von dem Trainingsprozess und damit auch von der Netzwerkarchitektur sowie dem aufwendigen Training der Modelle durchgeführt wird. Dadurch lässt sich weiterhin die Wahrscheinlichkeit der Überanpassung der Modelle an die Trainingsdaten reduzieren. Neben den bereits diskutierten Vorteilen generiert man durch die vorgelagerte theoretische Analyse Wissen über das System, welches durch einen Optimierungsprozess nur schwierig extrahiert werden kann. Typischerweise kategorisiert man die Filter-Methoden in zwei Untergruppen: Korrelationsmaße und informationstheoretische Maße (siehe Abbildung 1). [2, 3, 5]

3. Datensets

Die Performance der Filter-Methoden als Input Variable Selection Algorithmen werden anhand von fünf verschiedenen Datensets (siehe Tabelle 1) getestet. Diese lassen sich in zwei Gruppen kategorisieren. Bei den Datensets 1 bis 3 handelt es sich um synthetische Daten mit steigender Komplexität. Anhand dieser Datensets werden die prinzipiellen Eigenschaften der IVS-Verfahren aufgezeigt. Mithilfe der Datensets 4 und 5 werden die Betrachtungen auf reale Messzeitreihen erweitert, um somit die Funktionsweise der Filter-Methoden an realen Problemstellungen zu überprüfen.

Für die Erzeugung der synthetischen Datensets werden jeweils zwei Zeitreihenscharen bestehend aus zehn unterschiedlichen Zeitreihen erstellt. Die erste Zeitreihenschar besteht aus zehn vollständig unabhängigen Zeitreihen, welche basierend auf Gauß'schen weißen Rauschen ($\mathbb{E}[x_i(t)] = 0$, $\mathbb{E}[x_i(t)^2] = \sigma^2 < \infty$ und $Cov(x_i(t), x_j(t)) = 0$ für $i \neq j$) erstellt werden. Diese werden nachfolgend mit dem Formelzeichen x gekennzeichnet. Auch die zweite Zeitreihenschar wird auf Grundlage einer

Gauß'schen Normalverteilung mit einem Erwartungswert von $\mathbb{E}[x_i(t)] = 0$ und einer Standardabweichung von $\mu[x_i(t)] = 0$ erzeugt. Jedoch werden jeweils zwei Zeitreihen miteinander korreliert, indem die Nebendiagonalelemente der Kovarianzmatrix auf $\rho = 0.8$ gesetzt werden. Diese Zeitreihen werden nachfolgend mit einem y bezeichnet. Korreliert werden die jeweils direkt aufeinanderfolgenden Reihen, sprich y_0 und y_1 , y_2 und y_3 etc.

Die beiden Gruppen von Zeitreihenscharen werden zur Erstellung der Datensets 1 bis 3 verwendet. Die Komplexität der Datensets nimmt dabei zu. Im Datenset 1 sind vier Zeitreihen linearer miteinander verknüpft. Beim Datenset 2 fließen drei Zeitreihen nichtlinear, monoton ein. Das Datenset 3 besteht aus drei Zeitreihen, welche nichtlinear, periodisch verrechnet wurden. Durch die steigende Komplexität der gewählten Datensets können die unterschiedlichen Eigenschaften der Filter-Methoden untersucht und herausgestellt werden.

Anhand der Datensets 4 und 5 erfolgt die Erweiterung der Untersuchungen auf reale Messzeitreihen der *50Hertz Transmission GmbH*. [6] Das Datenset 4 beinhaltet Messungen der Leiterseiltemperatur sowie 18 verschiedene meteorologische sowie elektrische Messgrößen, welche zur Berechnung der Leiterseiltemperatur verwendet werden. Somit stellt die Zielvariable die Leiterseiltemperatur dar. Die elektrischen Messgrößen wurden für eine 380 kV Hochspannungsübertragungsleitung bereitgestellt. Die meteorologischen Messgrößen, basierend auf Interpolationsdaten, wurden von der *Meteotest AG* bezogen. [7] Zur Berechnung der Leiterseiltemperatur werden kommerziell die beiden etablierten Standards, der CIGRE-Standard Nr. 601 [8] und der IEEE-Standard Nr. 738 [9], verwendet. Bei diesen Standards sind die Eingangsvariablen (Stromstärke, Globalstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Windrichtung) definiert. Die kommerziell verwendeten Modelle weisen jedoch Unsicherheiten auf, welche durch die Verwendung von datenwissenschaftlichen Modellen in Form von künstlichen neuronalen Netzen überwunden werden könnten. Um dieses Ziel zu erreichen, ist jedoch die Wahl geeigneter Messgrößen als Eingangsvariablen in das Modell entscheidend. Durch weitere Eingangsgrößen und damit zusätzlichen Informationen könnte die Modellgüte verbessert werden. Zur Identifikation der signifikanten Eingangsvariablen werden die Filter-Methoden herangezogen und untersucht.

Als zweites Realdatenset umfasst das Datenset 5 die eingetretenen Netzverluste im Übertragungsnetz der Regelzone der *50Hertz Transmission GmbH* sowie 18 weitere Prognose- und Messzeitreihen für das Netzgebiet. [6] Die Verluste entstehen bei der Übertragung von elektrischer Energie in den Leitungen und Betriebsmitteln des Energiesystems. Die Netzverluste in einem Netzgebiet errechnen sich aus der Differenz der eingespeisten und entnommenen elektrischen Energie und stellen für die Untersuchungen die Zielgröße dar. Die Höhe der Netzverluste ist potentiell von der Netzlast, den Netzeinspeisungen des Kraftwerksparks den Transiten (Aggregation aller Lastflüsse in und aus der Regelzone) und der vertikalen Netzlast abhängig. Weitere mögliche Einflussgrößen sind die Hochrechnungen und Prognosen für die Wind- und Photovoltaikeinspeisung, die Leitungsbelastungen sowie Temperaturprognosen. Für die optimale Berechnung der Netzverluste und zur Erhöhung der Erklärbarkeit ist es insbesondere relevant nachzuvollziehen, welche Eingangsvariablen einen signifikanten Einfluss in Bezug auf die zu modellierenden Ausgangsgrößen haben. Speziell bei der Modellierung sicherheitskritischer Systeme kommt der Nachvollziehbarkeit ein besonders hoher Stellenwert zu. Zur Gewährleistung dieser Aspekte werden die Filter-Methoden zur Datenanalyse verwendet.

Tabelle 1: Modelle zur Datengenerierung

Datensets		Model Nr.
Datenset 1	$z_0 = -2.5x_0 - 3x_4 + 2x_7 + 4x_8$	1
Datenset 2	$z_1 = -2e^{3x_1} + 1.5(4x_1)^3 + 2x_3^3 - 3(2.4x_3)^5 + 3(2x_9)^7 \dots$ $\dots + 2e^{3x_9}$	2
Datenset 3	$z_2 = 2 \sin(10\pi x_2)^2 - 4 \cos(12\pi x_2) - 2.4 \cos(6\pi x_5) \dots$ $\dots - 3 \sin(8\pi x_5) + 1.6 \sin(15\pi x_6)^3 + 2.3 \sin(9\pi x_6)$	3
Datenset 4	Zeitreihe Leiterseiltemperatur	Realdaten (50Hertz)
Datenset 5	Zeitreihe Netzverluste	Realdaten (50Hertz)

4. Methoden und Techniken

Wie bereits in der Motivation andiskutiert und in Abbildung 1 dargestellt, erfolgt die Einteilung der Filter-Methoden in Korrelations- und informationstheoretische Maße. Diese werden nachfolgend getrennt voneinander eingeführt.

4.1. Korrelationsmaße

Mithilfe der Korrelationsmaße wird der Zusammenhang von Variablen untersucht. Unterschieden werden verschiedene Korrelationsmaße, welche nachfolgend aufgezeigt werden. Zur späteren Berechnung der Korrelationsmaße wird die Python-Bibliothek *Pingouin* genutzt. [10]

4.1.1. Pearson-Korrelationskoeffizienten

Der Pearson-Korrelationskoeffizient ρ_p ermöglicht die Bewertung eines linearen Zusammenhangs zwischen zwei Variablen. Mathematisch wird dies durch die Normierung der Kovarianz $\sigma(X_k, Z)$ durch das Produkt der Standardabweichungen $\sigma(X_k) \cdot \sigma(Z)$ umgesetzt. Als Berechnungsvorschrift für den Pearson-Korrelationskoeffizienten für die Kandidatenvariable X_k in Bezug auf die Zielvariable Z erhält man

$$\rho_p(X_k, Z) = \frac{\sigma(X_k, Z)}{\sigma(X_k) \cdot \sigma(Z)} \quad (4.1)$$

Anhand der Größe von ρ_p kann die Stärke des linearen Zusammenhangs beurteilt werden:

- $\rho_p > 0$: Ein positiver Zusammenhang zwischen den Variablen liegt vor.
- $\rho_p < 0$: Ein negativer Zusammenhang kann zwischen den Variablen beobachtet werden.
- $\rho_p = 0$: Es besteht kein Zusammenhang zwischen den Variablen.

Ab einem Wert von $|\rho_p| = 0.1$ spricht man von einem schwachen Zusammenhang. Bei Betragswerten für den Pearson-Korrelationskoeffizienten größer 0.3 geht man von einem mittleren Zusammenhang aus. Ab Werten von $|\rho_p| = 0.5$ bezeichnet man den Zusammenhang als stark. [11, 12]

Bei der Pearson-Korrelation erfolgt die Auswahl nach der Berechnung des Korrelationskoeffizienten zwischen jeder einzelnen möglichen Eingangsvariable und der Ausgangsvariable. [2]

4.1.2. Spearman'sche Rangkorrelationskoeffizient

Der Spearman'sche Rangkorrelationskoeffizient bewertet die Monotoniebeziehung zwischen zwei Variablen und kann als Erweiterung des Pearson-Korrelationskoeffizienten angesehen werden. Die Reihen werden zunächst in Rangreihen umgewandelt. Das heißt, jedem Wert der Reihe wird ein Rang $R(X_k)$ zugeordnet. Anschließend erfolgt die Berechnung der Pearson-Korrelation für die Rangreihen. Der Spearman'sche Rangkorrelationskoeffizient ist somit nach

$$r_S(X_k, Z) = \frac{\sigma(R(X_k), R(Z))}{\sigma(R(X_k)) \cdot \sigma(R(Z))} = 1 - \frac{6 \sum_i (R(x_{k,i}) - R(z_i))^2}{n(n^2 - 1)} \quad (4.2)$$

gegeben. Der große Vorteil des Spearman'schen Rangkorrelationskoeffizienten ist, dass nicht nur Linearitäten, sondern eben auch Monotonien bewertet werden. [12–14]

Wie bei der Pearson-Korrelation erfolgt die Auswahl nach Berechnung des Maßes zwischen jeder einzelnen möglichen Kandidatenvariable und der Zielvariable. [2]

4.1.3. Partieller Korrelationskoeffizient

Der Pearson-Korrelationskoeffizient und der Spearman'sche Rangkorrelationskoeffizient bewerten jeweils den Zusammenhang zwischen zwei Variablen. Jedoch ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass der Zusammenhang zwischen zwei Variablen von weiteren Variablen mitbestimmt wird. In Bezug auf die Merkmalsauswahl bewerten die bisher diskutierten Korrelationsmaße allein die Relevanz der Kandidatenvariablen zur Beschreibung der Zielvariable. Die Redundanz wird nicht mitberücksichtigt, was typischerweise zu einer großen Anzahl an ausgewählten Variablen bzw. wenig informativen Eingangsvariablen führt. [3, 12]

Gesucht sind gerade die Eingangsvariablen mit maximaler Relevanz bei minimaler Redundanz. Ziel ist es somit, die Korrelation zwischen zwei Variablen, ohne die Mitbestimmung weiterer Variablen, zu beurteilen. Dazu wird der partielle Korrelationskoeffizient

$$r(X_k, Z|S) = \frac{r(X_k, Z) - r(X_k, S)r(Z, S)}{\sqrt{(1 - r(X_k, S)^2) \cdot (1 - r(Z, S)^2)}} \quad (4.3)$$

verwendet, wobei $r(X_k, Z|S)$ die partielle Korrelation zwischen X_k und Z unter Herausrechnung der Effekte von S angibt. Der partielle Korrelationskoeffizient kann sowohl für die Pearson- als auch die Spearman-Korrelation berechnet werden. Die Ordnung des Korrelationskoeffizienten kann beliebig erhöht werden, sodass der Effekt einer größeren Anzahl an Variablen herausgerechnet wird. [12, 15]

Im Gegensatz zu den beiden vorherigen Korrelationsmaßen erfolgt die Auswahl bei den partiellen Korrelationskoeffizienten iterativ. Es wird jeweils die Kandidatenvariable ausgewählt, deren Korrelationskoeffizient (nur bei der Auswahl der ersten Variable) bzw. partieller Korrelationskoeffizient am größten ist. Anschließend wird für alle weiteren möglichen Eingangsvariablen die partielle Korrelation mit der Ausgangsvariable unter Abzug der Mitbestimmung der bereits ausgewählten Variablen berechnet. [2]

4.2. Informationstheoretische Maße

Die Korrelationsanalyse ist in der Bestimmung möglicher Abhängigkeiten beschränkt. Der Pearson-Korrelationskoeffizient bewertet nur lineare Zusammenhänge zwischen Variablen. Durch den Spearman'schen Rangkorrelationskoeffizienten können monotone Abhängigkeiten bewertet werden. Statistische Maße aus der Informationstheorie können darüber hinaus nichtlineare, periodische oder auch chaotische Abhängigkeiten erkennen. [3]

Die informationstheoretischen Maße basieren auf der Entropie

$$H(X) = - \sum_{x \in \mathcal{X}} p(x) \ln(p(x)), \quad (4.4)$$

welche die Unsicherheit der Verteilung von X darstellt, wobei x die Werte, die X aus der Grundgesamtheit \mathcal{X} annehmen kann, und $p(x)$ die Wahrscheinlichkeitsverteilung angeben. [3]

Die Entropie wird gerade dann maximal, wenn alle Ereignisse gleichwahrscheinlich sind. Vice versa wird die Entropie niedrig, wenn die Unsicherheit über das Ergebnis gering ist, also die Verteilung gerade auf ein Ereignis ausgerichtet ist. [3]

Die angegebene Definition in Gleichung (4.4) gilt für diskrete Variablen. Betrachtet man stetige Variablen, muss der Übergang von der Entropie zur differentiellen Entropie erfolgen. Diese kann nach der Berechnungsvorschrift

$$h(X) = - \int p(x) \ln(p(x)) dx \quad (4.5)$$

bestimmt werden. [16]

Im Vergleich zur Entropie fehlen der differentiellen Entropie eine Reihe von Eigenschaften. Beispielsweise kann die differentielle Entropie negative Werte annehmen. Darüber hinaus ist diese zwar invariant unter Addition von Konstanten aber nicht skalierungsinvariant. [17]

Wie schon bei den Korrelationskoeffizienten beschrieben, kann auch die Entropie von anderen Variablen abhängig sein. Durch die Konditionierung der Entropie kann der Effekt einer anderen Variable herausgerechnet werden. Die bedingte Entropie ist nach

$$h(X|Z) = - \iint p(x) p(x|z) \ln(p(x|z)) dx dz \quad (4.5)$$

gegeben und stellt ein Maß für die Ungewissheit in X bei der Kenntnis der Variable Z dar, wobei $p(x|z)$ die bedingte Wahrscheinlichkeitsdichte angibt. [17]

4.2.1. Mutual Information

Auf Grundlage der differentiellen Entropie kann die Mutual Information

$$I(X_k, Z) = h(X_k) - h(X_k|Z) = \iint p(x_k, z) \ln \left(\frac{p(x_k, z)}{p(x_k) \cdot p(z)} \right) dx_k dz \quad (4.6)$$

eingeführt werden. In der Formel beschreibt $p(x_k, z)$ die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung von x_k und z . Die Mutual Information gibt gerade die Information an, welche die Variable X_k über die Variable Z zur Verfügung stellt. Anders formuliert ist die Mutual Information ein Maß für die Ungewissheit in X_k , welche durch die Kenntnis von Z entfernt wird. Somit kann die Mutual Information als Bewertungskriterium der Relevanz von Eingangsvariablen verwendet werden. [16, 18]

Die Auswahl der Eingangsvariablen erfolgt wie bei der Pearson- und Spearman-Korrelation nach der Bestimmung der MI zwischen jeder Kandidatenvariable und der Zielvariable und anschließender Auflistung der Kandidatenvariablen nach abfallender MI. [2]

4.2.2. Partial Mutual Information

Wie schon bei den Korrelationsmaßen diskutiert, sind Maße, die ausschließlich die Relevanz bewerten, anfällig dafür, eine zu große Menge an Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen auszuwählen. Die

Menge an Eingangsvariablen zeichnet sich durch Überlagerungen von Informationen aus.

Als erste Möglichkeit für ein kombiniertes Maß aus Relevanz- und Redundanz-Bewertung kann die Partial Mutual Information definiert werden. Die Partial Mutual Information stellt die Konditionierung der Mutual Information auf eine weitere Variable dar. Die Berechnung erfolgt nach der Gleichung

$$I(X_k, Z|S) = \iiint p(x_k, z, s) \ln \left(\frac{p(x_k, z, s) \cdot p(s)}{p(x_k, s) \cdot p(z, s)} \right) dx_k dz ds, \quad (4.7)$$

wobei $p(x_k, z, s)$ die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung von x_k , z und s angibt. Die Partial Mutual Information beschreibt die Information, welche zwischen X_k und Z ausgetauscht werden, wenn S bekannt ist. [16, 19, 20]

Wie bei dem partiellen Korrelationskoeffizienten werden die Eingangsvariablen iterativ ausgewählt. [20]

4.2.3. Maximale Relevanz minimale Redundanz

Neben der Partial Mutual Information ist das Maß Maximale Relevanz minimale Redundanz (MRMR) eine weitere Möglichkeit zur Bewertung beider Kriterien, Relevanz und Redundanz, in einer Maßzahl. Die Berechnung erfolgt nach

$$J_{\text{MRMR},k}(X_k, Z|S) = I(X_k, Z) - \frac{1}{|S|} \sum_j I(X_k, X_j), \quad (4.8)$$

wobei S die Menge der bereits ausgewählten Eingangsvariablen markiert. [3, 21]

In dem ersten Term wird die Relevanz der Kandidatenvariablen bestimmt. Die Relevanz wird durch die Mutual Information zwischen der Kandidatenvariable X_k und der Ausgangsvariable gemessen. Mit größerer MI nimmt die Relevanz zu. Deswegen fließt dieser Term mit einem positiven Vorzeichen ein. In dem zweiten Term wird die Redundanz bewertet. Als Redundanz-Maß dient die Mutual Information zwischen den möglichen Kandidatenvariablen X_k und den bereits ausgewählten Eingangsvariablen X_j . Nehmen die einzelnen Summanden des zweiten Terms hohe Werte an, enthalten die bereits ausgewählten Variablen die Informationen der Kandidatenvariablen. Der zweite Term fließt mit negativen Vorzeichen ein, sodass die Wichtigkeit der Variable mit steigender Redundanz geringer wird. Durch den Vorfaktor $1/|S|$ wird verhindert, dass der zweite Term bei mehr Summationstermen immer weiter anwächst. [3, 21]

Auch bei der MRMR wird die Merkmalauswahl iterativ umgesetzt.

4.3. Berechnung der MI für stetige Variablen

Zur Berechnung der MI und der PMI muss die Wahrscheinlichkeitsdichte berechnet werden. Für diskrete Variablen stellt dies keine große Herausforderung dar. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung kann als Anteil an der Gesamtzahl N der Messungen, an denen X den Wert x annimmt, bestimmt werden. [3]

Für stetige Variablen ist die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilung nicht trivial. Diese kann bei stetigen Variablen nur noch abgeschätzt werden. In der Literatur werden viele verschiedene Methoden zur Schätzung der Mutual Information und auch der Partial Mutual Information vorgeschlagen. Beispielsweise zu nennen sind dabei:

- Kerndichteschätzer [22]
- Methode der k nächsten Nachbarn [23]
- Edgeworth-Approximation der differentiellen Entropie [24]
- Adaptive Partitionierung der XY-Ebene [25]

Nach Khan et al. [26] stellen sich die Kerndichteschätzer als effektivste Methode für sehr kurze Datenreihen mit relativ hohem Signal zu Rausch Verhältnis und die k nächsten Nachbarn als beste Wahl für sehr kurze Zeitreihen mit relativ geringen Signal zu Rausch Verhältnis sowie kurze Zeitreihen bei allen Rauschstärken heraus. Bei der Berechnung der PMI, welche auf eine Veröffentlichung von Sharma [19] zurückgeht, werden Kerndichteschätzer verwendet. Problematisch an den Kerndichteschätzern ist die starke Abhängigkeit von der Wahl der Kernbreite. [27]

Die Berechnung der MI mittels k nächster Nachbarn ist hingegen nahezu unabhängig von der Wahl der Anzahl k . [27] Die Wahl von kleinen k Werten reduziert die systematischen Fehler, wohingegen die Wahl von größeren k Werten die statistischen Fehler reduziert. [23] Als sinnvoll stellt sich die Wahl von $k = 3$ heraus. [28]

Zur Berechnung der Mutual Information sowie der Partial Mutual Information wird in dieser Arbeit die Python-Bibliothek *ennemi* verwendet. [28]

5. Ergebnisse und Diskussion

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der unterschiedlichen Filter-Methoden anhand der verschiedenen Datensets verglichen und diskutiert. Zunächst erfolgt die Betrachtung der Ergebnisse der synthetischen Daten. Anschließend wird die Diskussion auf die Ergebnisse der Realdaten erweitert.

5.1. Synthetische Daten

Bei den synthetischen Daten wurde die Merkmalauswahl mittels verschiedener Korrelations- und informationstheoretischer Maße durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Untersucht wurden die Datensets 1 bis 3, wobei die Verknüpfung einmal mit den korrelierten und einmal mit den unkorrelierten Zeitreihenscharen durchgeführt wurde. In der Tabelle sind die Eingangsvariablen für die unterschiedlichen Datensets sowie die Ergebnisse der Merkmalsauswahl nach den verschiedenen Input Variable Selection Methoden aufgetragen. Die Ergebnisse der Datensets werden nachfolgend einzeln diskutiert.

5.1.1. Datenset 1 unkorreliert

Vergleicht man die ausgewählten Eingangsvariablen der verschiedenen Input Variable Selection Algorithmen mit den tatsächlichen Eingangsvariablen, stellt man fest, dass nur die Merkmale ausgewählt nach der partiellen Pearson-Korrelation nicht perfekt mit den eingestellten Eingangsvariablen übereinstimmen. Eine Variable x_7 wird nicht als Eingangsvariable ausgewählt. Man kann somit festhalten: In dem einfachsten Fall, einem linearen Zusammenhang, wählen bis auf die partielle Pearson-Korrelation alle Merkmalauswahlmethoden die korrekten Eingangsvariablen aus.

5.1.2. Datenset 1 korreliert

Verknüpft man die korrelierten Zeitreihenscharen nach der gleichen Formel für das Datenset 1 und führt die Merkmalauswahl erneut durch, verändert sich die Merkmalauswahl deutlich. Aufgrund der hohen Korrelation ($\rho = 0.8$) wählen gerade die Maße, welche keine Redundanzbewertung durchführen, sprich Pearson-Korrelation, Spearman-Korrelation und Mutual Information Maximisation, die korrelierten Merkmale mit aus. Die partielle Pearson-Korrelation zeigt ein ähnliches Verhalten, obwohl in dieser Filtermethode die Redundanz mitberücksichtigt werden sollte. Die weiteren Maße filtern gerade die korrelierten Merkmale heraus, sodass die ausgewählten Merkmale mit den Eingangsvariablen übereinstimmen.

Tabelle 2: Ergebnisse der IVS der synthetischen Zeitreihen nach der Filter-Methode

Datensets	Eingangsvariablen	Pear	PaPear	Spear	PaSpea	MIM	PMI	MRMR
Datenset 1 unkorr.	x_0 ,	x_8 ,	x_8 ,	x_8 ,	x_8 ,	x_8 ,	x_8 ,	x_8 ,
	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,	x_4 ,
	x_7 ,	x_0 ,	x_0	x_0 ,	x_0 ,	x_0 ,	x_0 ,	x_7 ,
	x_8	x_7		x_7	x_7	x_7	x_7	x_0
Datenset 1 korr.	y_0 ,	y_8 ,	y_8 ,	y_8 ,	y_8 ,	y_8 ,	y_8 ,	y_8 ,
	y_4 ,	y_9 ,	y_4 ,	y_9 ,	y_4 ,	y_9 ,	y_4 ,	y_4 ,
	y_7 ,	y_4 ,	y_0 ,	y_4 ,	y_0 ,	y_4 ,	y_0 ,	y_0 ,
	y_8	y_0 ,	y_6 ,	y_0 ,	y_7	y_0 ,	y_7	y_7
		y_5 ,	y_7 ,	y_5 ,		y_5 ,		
		y_1 ,	y_9 ,	y_1 ,		y_7 ,		
		y_7 ,	y_5 ,	y_7 ,		y_1 ,		
		y_6	y_1	y_6		y_6		
Datenset 2 unkorr.	x_1 ,	x_9	x_9	x_9 ,	x_9 ,	x_9 ,	x_9 ,	x_9 ,
	x_3 ,			x_3 ,	x_3 ,	x_3 ,	x_3	x_3 ,
	x_9			x_1	x_1	x_1		x_1
Datenset 2 korr.	y_1 ,	y_9 ,	y_9	y_9 ,	y_9 ,	y_9 ,	y_9 ,	y_9 ,
	y_3 ,	y_8		y_8 ,	y_3 ,	y_3 ,	y_3	y_3 ,
	y_9			y_3 ,	y_1	y_8 ,		y_1
				y_2 ,		y_2 ,		
			y_1		y_1			
Datenset 3 unkorr.	x_2 ,	-	-	-	-	x_2 ,	x_2 ,	x_2 ,
	x_5 ,					x_5 ,	x_5	x_5 ,
	x_6					x_6		x_6
Datenset 3 korr.	y_2 ,	-	-	-	-	y_2 ,	y_2 ,	y_2 ,
	y_5 ,					y_5 ,	y_5	y_5 ,
	y_6					y_6		y_6

5.1.3. Datenset 2 unkorreliert

In einem weiteren Datenset wird die Komplexität der Funktionen erhöht. Die Verknüpfung erfolgt hier nichtlinear, monoton. Aufgrund dessen können die linearen Korrelationsmaße, Pearson-Korrelation und partielle Pearson-Korrelation die nichtlinearen monotonen Abhängigkeiten nicht erkennen. Deswegen wird jeweils nur eine Variable als Merkmal ausgewählt. Sowohl die Spearman-Korrelation als auch die partielle Spearman-Korrelation sowie die informationstheoretischen Maße erkennen die korrekten Eingangsvariablen. Eine Ausnahme stellt die PMI dar. Diese stuft eine Eingangsvariable x_1 als unwichtig ein.

5.1.4. Datenset 2 korreliert

Beim Übergang zu den korrelierten Daten wird deutlich, dass die Spearman-Korrelation sowie die Mutual Information Maximisation die Redundanz bedingt durch die Korrelation nicht herausrechnen

können. Hier wird eine zu große Menge an Variablen als Merkmale ausgewählt. Die partielle Spearman-Korrelation sowie die MRMR erkennen auch bei dem korrelierten Datenset die korrekten Eingangsvariablen.

5.1.5. Datenset 3 unkorreliert und korreliert

In einem dritten Datenset werden die Ergebnisse nichtlinear, periodisch miteinander verknüpft. Bei diesem Datenset weisen die Ergebnisse der unkorrelierten und korrelierten Daten keine Unterschiede auf, sodass diese gemeinsam in einem Unterabschnitt diskutiert werden.

Die Korrelationsmaße können nur lineare (Pearson-Korrelation) oder monotone (Spearman-Korrelation) Zusammenhänge zwischen zwei Variablen bewerten. Die periodischen Abhängigkeiten des Datensets 3 werden folglich nicht erkannt. Keine der Kandidatenvariablen wird als Eingangsvariable ausgewählt. Die PMI zeigt ein ähnliches Verhalten zum Datenset 2. Zwei der drei Eingangsvariablen werden erkannt. Die Input Variable Selection Methoden MIM und MRMR treffen jeweils die richtige Auswahl. Auffällig ist dabei, dass die MIM auch für die Verknüpfung der korrelierten Daten die korrekte Eingangsvariablen ausgibt, obwohl diese nur ein Relevanzmaß darstellt.

Bei der Analyse der synthetischen Daten kann man folgende Erkenntnisse festhalten. Die Relevanz-Methoden schneiden bei korrelierten Datensets schlecht ab, da aufgrund der fehlenden Redundanz-Bewertung die korrelierten Größen mit ausgewählt werden. Die Methoden basierend auf der Pearson-Korrelation erzielen nur für das Datenset 1 und damit für lineare Zusammenhänge gute Ergebnisse. Die Merkmalauswahl anhand der Spearman-Korrelation zeigt für das Datenset 1 und Datenset 2 gute Ergebnisse. Somit lassen sich lineare und nichtlineare, monotone Abhängigkeiten bestimmen. Die informationstheoretischen Maße erzielen für alle Datensets gute Ergebnisse. Mit diesen können alle betrachteten Zusammenhänge erkannt werden. Die PMI als Merkmalauswahl fällt aus den informationstheoretischen Maßen etwas heraus, da nicht immer alle abhängigen Variablen identifiziert werden. Einzelne Variablen werden teilweise als unwichtig eingestuft, obwohl diese als Eingangsvariablen in das Datenset einfließen. Insgesamt zeigt sich die MRMR am effektivsten. Für alle Datensets, sowohl die unkorrelierten als auch die korrelierten, werden die korrekten Eingangsvariablen als Merkmale ausgewählt.

5.2. Reale Messdaten

Die Ergebnisse, erzielt mittels der synthetischen Daten, werden nachfolgend anhand von realen Problemstellungen aus der Energietechnik verifiziert. Als Anwendungsbeispiele werden die Berechnung der Leiterseiltemperatur sowie die Bestimmung der Netzverluste mittels neuronaler Netze untersucht. Für die Bestimmung der Größen existieren bereits physikalische Modelle. Diese stellen sich jedoch als fehleranfällig heraus. Durch die Verwendung von datenwissenschaftlichen Methoden in Form von neuronalen Netzen sollen die Modelle optimiert werden. Entscheidend für die neuronalen Netze ist dabei die Wahl der Eingangsvariablen. Mithilfe der diskutierten Filter-Methoden ist es das Ziel, den optimalen Parametersatz für die beiden Anwendungsbeispiele zu finden.

Das Vorgehen zur Erstellung der Modelle ist dabei folgendes: Zunächst erfolgt die Auswahl der Merkmale mittels der verschiedener Filtermethoden. Basierend auf der Input Variable Selection werden verschiedene Modelle mit unterschiedlichen Eingangsvariablen definiert und die Modellarchitektur sowie die Hyperparameter der Modelle optimiert. Die Performance der optimierten Modelle wird anschließend an den Testdaten verifiziert. Der Vergleich der Merkmalauswahl wird anhand der Modellgüte, der Rechenzeit sowie der Modellgröße getroffen.

5.2.1. Berechnung der Leiterseiltemperatur

Das Ziel des ersten Beispiels ist ein datenwissenschaftliches Modell zu entwickeln, welches zur Bestimmung der Leiterseiltemperatur einer 380 kV Hochspannungsübertragungsleitung dient. Bisher basiert die Berechnung der Leiterseiltemperatur auf den etablierten und kommerziell verwendeten physikalischen Modellen, dem CIGRE-Standard Nr. 601 [8] und dem IEEE-Standard Nr. 738 [9]. Diese Modelle weisen jedoch Schwächen bei der Bestimmung der Leiterseiltemperatur auf. Bei den physikalischen Berechnungsmodellen sind die Eingangsvariablen klar definiert. Durch die Verwendung von datenwissenschaftlichen Modellen unter dem Einbezug weiterer Eingangsvariablen und damit zusätzlicher Informationen soll die Leiterseiltemperatur optimiert werden.

Neben der Zielvariablen, der gemessenen Leiterseiltemperatur, stehen 18 Messzeitreihen mit elektrischen sowie meteorologischen Messgrößen als Kandidatenvariablen zur Beschreibung der Leiterseiltemperatur zur Verfügung. Durch die Verwendung der Filtermethoden werden die signifikanten Eingangsvariablen zur Beschreibung der Leiterseiltemperatur aus den Kandidatenvariablen bestimmt. Die Auswahl der Variablen ist entscheidend für die Größe des Modells und damit einhergehend den Rechenaufwand, die Trainingschwierigkeiten, die Nachvollziehbarkeit und die Güte des Modells.

In Tabelle 3 sind die entscheidenden Ergebnisse der Hyperparameteroptimierung sowie die mittlere Rechenzeit der Modelle aufgetragen. Alle Modelle, bei denen die Merkmale mittels Filter-Methoden ausgewählt wurden, weisen eine geringere Größe, sprich weniger Parameter, im Vergleich zum Modell mit allen Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen auf. Vor allem die Modelle, deren Eingangsvariablen nach Filter-Methoden, welche nur die Relevanz bewerten, ausgewählt wurden, zeigen eine geringere Anzahl an Parametern. Eine Ausnahme der Beobachtungen stellt die Merkmalauswahl nach der MRMR dar. Trotz der Relevanz- und Redundanz-Bewertung weist das Modell eine geringe Anzahl an Parametern auf. Auffällig ist jedoch, dass gerade die Batchgröße bei diesem Modell deutlich geringer ist im Vergleich zu den anderen Modellen. Weiterhin lässt sich beobachten, dass die Modelle ausschließlich basierend auf der Relevanzbewertung, gerade die Pearson- und die Spearman-Korrelation, ein höhere Dropout-Stärke zeigen. Vergleicht man die Trainingszeiten, weist das Modell mit allen Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen die geringste Rechenzeit aufgrund der erhöhten Anzahl an Parametern auf. Eine Ausnahme stellt wieder das Modell basierend auf der MRMR dar, da hohe Rechenzeiten aus der sehr geringen Batchgröße resultieren. Die neuronalen Netze, bei denen nur die Relevanz der Eingangsvariablen bewertet wurde, weisen nochmal eine geringere Trainingszeit auf.

Tabelle 3: Vergleich der Hyperparameteroptimierung sowie der Rechenzeit des Datenset 4

Vergleichsgröße	Alle Var.	Pear	PaPear	Spear	PaSpea	MIM	PMI	MRMR
Parameter	4321	441	2191	331	1261	661	1481	551
Batchgröße	536	1188	1188	1188	1188	1188	1188	72
Dropout	0,05	0,1	0,05	0,1	0,025	0,025	0	0,05
Trainingszeit (s)	75,97 ±29,20	11,20 ±1,18	64,62 ±10,23	18,66 ±2,55	53,49 ±12,19	13,71 ±1,51	31,53 ±15,26	428,02 ±95,75

Als Zwischenfazit aus diesen Betrachtungen kann man festhalten, dass die Modelle, bei denen eine Merkmalauswahl mittels Filter-Methoden getroffen wurde, geringere Modellgrößen und damit geringere Rechenzeiten durch die Input Variable Selection aufweisen.

Interessant zur Bewertung der Modelle ist die Güte. Diese wird nachfolgend anhand der Abweichungen

der berechneten Leiterseiltemperatur von der gemessenen Leiterseiltemperatur bewertet. Die Bewertung wird mithilfe des mittleren quadratischen Fehlers

$$\text{MSE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{\text{calc},i} - Y_{\text{meas},i})^2 = \text{SB} + \text{SDSD} + \text{LCS} \quad (5.1)$$

umgesetzt, wobei $Y_{\text{calc},i}$ die berechneten Leiterseiltemperaturen mit dem neuronalen Netz, $Y_{\text{meas},i}$ die gemessenen Leiterseiltemperaturen und N die Anzahl der Testdatenpunkte darstellt. Der mittlere quadratische Fehler lässt sich nach Kobayashi et al. [29] in drei Komponenten aufteilen, welche additiv verknüpft sind. Der erste Term

$$\text{SB} = (\bar{Y}_{\text{calc}} - \bar{Y}_{\text{meas}})^2, \quad (5.2)$$

welcher mit SB bezeichnet wird, repräsentiert die Abweichung der Berechnung von der Messung und stellt den quadrierten mittleren Fehler dar. Dabei markieren die Größen \bar{Y}_{calc} und \bar{Y}_{meas} die Mittelwerte der Datenreihen. Mithilfe dieses Terms können somit die systematischen Abweichungen der Modellschätzung, wie Verschiebungen entlang der y-Achse, beurteilt werden. [29]

Der zweite Summand

$$\text{SDSD} = (\text{SD}_{\text{calc}} - \text{SD}_{\text{meas}})^2 \quad (5.3)$$

in Gleichung (5.1), welcher als SDSD bezeichnet wird, gibt den Unterschied in der Größe der Fluktuation zwischen der Simulation und der Messung an. SDSD ergibt sich aus der quadrierten Differenz der Standardabweichungen der berechneten Leiterseiltemperatur

$$\text{SD}_{\text{calc}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{\text{calc},i} - \bar{Y}_{\text{calc}})^2} \quad (5.4)$$

sowie der gemessenen Leiterseiltemperatur

$$\text{SD}_{\text{meas}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{\text{meas},i} - \bar{Y}_{\text{meas}})^2}. \quad (5.5)$$

Ein größerer SDSD-Wert zeigt an, dass das Modell nicht in der Lage war, das Ausmaß der Fluktuation zwischen den Messungen zu simulieren. [29]

Der dritte Term

$$\text{LCS} = 2\text{SD}_{\text{calc}}\text{SD}_{\text{meas}}(1 - r) \quad (5.6)$$

führt den Mangel an positiver Korrelation gewichtet mit den Standardabweichungen an, wobei

$$r = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{\text{calc},i} - \bar{Y}_{\text{calc}})(Y_{\text{meas},i} - \bar{Y}_{\text{meas}}) \right] / (\text{SD}_{\text{calc}}\text{SD}_{\text{meas}}) \quad (5.7)$$

dem linearen Korrelationskoeffizienten entspricht. Größere LCS-Werte bedeuten, dass das Model die Muster der Fluktuationen nicht wiedergeben kann. [29]

Anhand der eingeführten Fehlermaße werden die unterschiedlichen KNN mit verschiedenen Eingangsvariablen bewertet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 und Abbildung 2 dargestellt.

Tabelle 4: Ergebnisse der besten Modelle des Datenset 4

Fehlermaße	Alle Var.	Pear	PaPear	Spear	PaSpea	MIM	PMI	MRMR
SB [K ²]	0,1078 ±0,0791	0,2289 ±0,0723	0,1728 ±0,1159	0,2984 ±0,0855	0,1867 ±0,0761	0,2022 ±0,1154	0,3192 ±0,1819	0,0744 ±0,0570
SDSD [K ²]	0,2532 ±0,1311	0,2280 ±0,0254	0,0216 ±0,0174	0,2172 ±0,0351	0,0396 ±0,0282	0,3697 ±0,1061	0,1917 ±0,0220	0,8628 ±0,2319
LCS [K ²]	5,9048 ±0,1740	9,9107 ±0,0565	5,8968 ±0,0904	9,9528 ±0,0984	5,7792 ±0,0352	9,0016 ±0,1963	6,4004 ±0,1779	9,4556 ±0,1603
MSE [K ²]	6,2652 ±0,2191	10,4216 ±0,1097	6,0911 ±0,1861	10,4684 ±0,1554	6,0055 ±0,0803	9,5736 ±0,2399	6,9113 ±0,2876	10,3928 ±0,1136

Vergleicht man zunächst den Bias des Systems in Form des Fehlerwertes SB, stellt man fest, dass das Modell mit der Merkmalsauswahl MRMR getroffen wurde, die geringste systematische Abweichung in den Daten aufweist. Danach ordnet sich direkt das Modell mit allen Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen ein. Die Maße, welche einzig auf der Bewertung der Relevanz beruhen, sprich die Pearson-Korrelation, die Spearman-Korrelation und die MIM tendieren alle zu höheren systematischen Abweichungen. Zu erklären ist dies damit, dass eine nicht informative Menge an Eingangsvariablen aufgrund er fehlenden Redundanzbewertung ausgewählt wurde. Somit kann ein Teil des Verhaltens durch die gewählten Eingangsvariablen nicht beschrieben werden. Die höchste systematische Abweichung zeigt das Modell, dessen Merkmalauswahl auf Grundlage der PMI getroffen wurde.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die SDSD-Werte. Auch hier tendieren die Pearson- und Spearman-Korrelation sowie die MIM zu höheren Werten im Vergleich zu den konditionierten Größen. Jedoch ist der SDSD-Wert für das Modell mit allen Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen sowie das Modell basierend auf der MRMR deutlich erhöht. Somit weisen diese Modelle zwar einen geringeren Bias auf, können aber die Fluktuation der Leiterseiltemperatur nicht wiedergeben.

Die diskutierten Tendenzen der SDSD-Werte setzen sich auch für die LCS-Werte fort. Erneut zeigen die Modelle basierend auf den Relevanzkriterien, Pearson- und Spearman-Korrelation sowie der MIM höhere Werte als die konditionierten Filter-Methoden. Das Modell mit allen Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen liegt im Bereich der partiellen Pearson- und Spearman-Korrelation. Beobachten lässt sich darüber hinaus, dass der LCS-Wert für das Modell basierend auf der MRMR auffällig hoch ist und im Bereich der Relevanzmaße liegt. Der LCS-Wert ist dabei sogar größer als der des Modells basierend auf der MIM.

Die diskutierten Werte setzen sich nach Gleichung (5.1) zum MSE zusammen. Der MSE zeigt, dass aus der Merkmalauswahl nach der partiellen Spearman-Korrelation das beste Modell resultiert. Den zweitgeringsten MSE erzielt das Modell, bei dem die Merkmale nach der partiellen Pearson-Korrelation ausgewählt wurden. Das drittbeste Modell ist gerade jenes, welches alle Kandidatenvariablen als Eingangsvariablen erhält. Erst danach und auch mit etwas Abstand kann das erste Modell basierend auf informationstheoretischen Maßen, genauer der PMI, beobachtet werden. Auffällig ist das Modell basierend auf der MRMR liegt im Bereich der Pearson- und Spearman-Korrelation, obwohl es sich hierbei um ein informationstheoretisches Maß handelt, dass die Relevanz und Redundanz bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass sich bei dem realen Datenset ein konträres Verhalten zu den synthetischen Daten beobachten lässt.

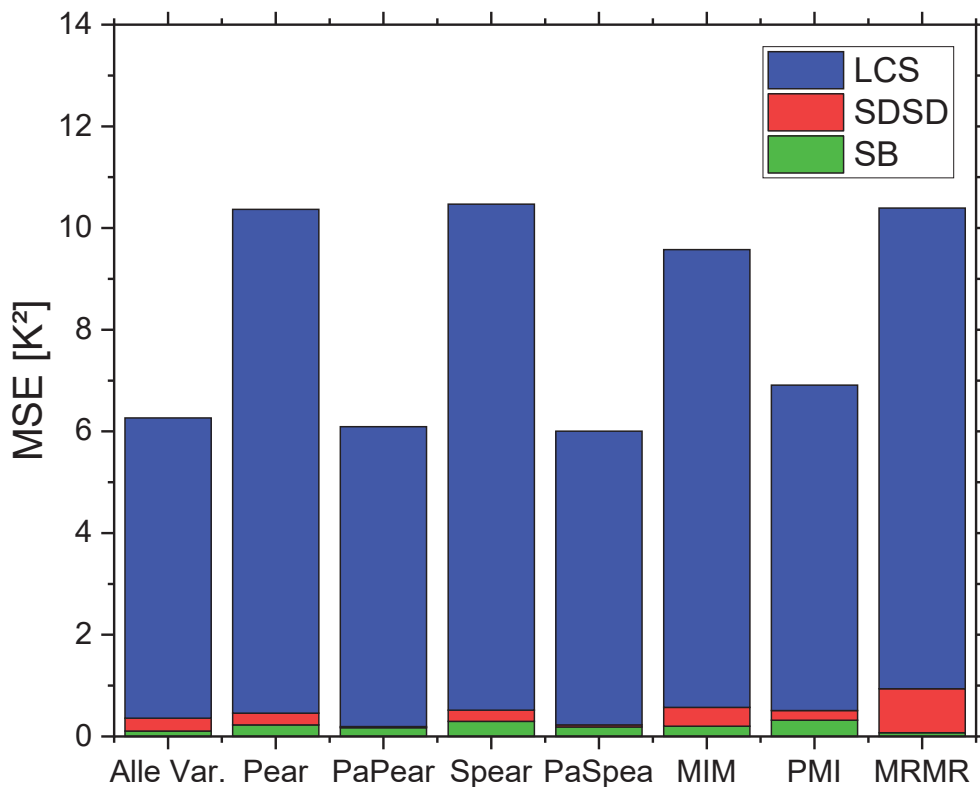


Abbildung 2: Vergleich der Fehlermaße der verschiedenen KNN zur Berechnung der Leiterseiltemperatur. Die einzelnen KNN unterscheiden sich in der Auswahl der Merkmale durch die unterschiedlichen Filtermethoden.

Die partiellen Korrelationsmaße erzielen im Vergleich zu den informationstheoretischen Maßen Modelle mit deutlich geringeren Abweichungen in der Modellschätzung. Zurückzuführen ist dies auf die einfachen Zusammenhänge in dem Datenset 4. Die Leiterseiltemperatur hängt von den verschiedenen Einflussgrößen wie der Stromstärke, der Windgeschwindigkeit, der Windrichtung, der Umgebungstemperatur, usw. monoton ab. Durch die Verwendung der Filter-Methoden kann die Modellgüte verbessert werden. Neben der verbesserten Modellgüte lässt sich auch eine erhöhte Nachvollziehbarkeit der Modelle erkennen. Gerade bei der partiellen Spearman-Korrelation fällt auf, dass nur Variablen ausgewählt werden, bei denen man einen direkten Bezug zu physikalischen Gesetzmäßigkeiten herstellen kann. Auch die Trainings-schwierigkeiten werden reduziert, was in einer verringerten Standardabweichung des MSE deutlich wird. Der Trainingsprozess endet in weniger weit entfernten Minima.

5.2.2. Berechnung der Netzverluste

Bisherige Ansätze zur Berechnung der Netzverluste unterteilen sich in deterministische, lineare stochastische und nichtlineare stochastische Zeitreihenmodelle. Ein aktueller Ansatz wurde in [30] von Bothor durch ein linear stochastischen Prognosemodell für Netzverluste entwickelt. Dieses basiert auf einem saisonalen, autoregressiven Moving-Average-Modell mit exogenen Regressoren. In der Arbeit weist der Autor darauf hin, dass speziell bei nichtlinearen Zusammenhängen in den Daten KNN verbesserte Prognoseergebnisse erzielen können ggü. den etablierten Methoden. Als problematisch wird jedoch die Datenvorverarbeitung /-analyse und der größere Aufwand bei der Entwicklung der Modelle angesehen. Durch die Verwendung der eingeführten Filter-Methoden ist es das Ziel, die Datenanalyse zu vereinfachen bei gleichzeitiger Reduzierung der Modellkomplexität sowie Erhöhung der Modellgüte für datenwissenschaftliche Modelle.

Tabelle 5: Ergebnisse der besten Modelle des Datenset 5

Fehlermaße	Alle Var.	Pear	PaPear	Spear	PaSpea	MIM	PMI	MRMR
SB [MW ²]	62,828	170,913	93,198	163,942	87,313	157,654	151,654	126,685
	±25,844	±44,487	±37,978	±71,121	25,290	±43,019	±34,268	±37,133
SDSD [MW ²]	6,878	38,769	10,609	33,844	14,017	25,941	6,707	3,672
	±8,227	±22,274	±5,975	±23,937	±8,067	±22,365	±5,616	±5,541
LCS [MW ²]	784,146	914,072	684,094	865,871	695,071	861,661	776,791	847,565
	±78,913	±24,264	±13,710	±21,967	±21,545	±37,092	±27,663	±36,151
MSE [MW ²]	853,851	1123,753	787,900	1063,657	796,400	1045,447	935,151	977,921
	±87,131	±78,747	±52,952	±92,709	±32,289	±71,451	±58,791	±67,597

Bei den nachfolgenden Untersuchungen stellen die Netzverluste die Zielvariable dar. Zur Bestimmung der Zielvariablen stehen dem datenwissenschaftlichen Modell 18 Prognose- und Messzeitreihen zur Verfügung. Die Aufgabe der Filter-Methoden ist es, aus den Kandidatenvariablen die fähigsten Variablen hinsichtlich der Modellgüte zu identifizieren.

Anhand der in Kapitel 5.2.1 eingeführten Fehlermaße werden nachfolgend die verschiedenen datenwissenschaftlichen Modelle mit den jeweilig nach den Filter-Methoden ausgewählten Eingangsvariablen bewertet. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 5 und der Abbildung 3 dargestellt.

Beim Vergleich der systematischen Abweichungen der Modelle weist das Modell mit allen Kandidatenvariablen den niedrigsten SB-Wert auf. Danach folgen die Modelle mit der Merkmalsauswahl nach der partiellen Spearman-Korrelation und partiellen Pearson-Korrelation. Die höchste systematische Abweichung tritt bei der Merkmalsauswahl nach der Pearson-Korrelation auf. Ebenso weisen die Modelle basierend auf der Auswahl nach der Pearson-Korrelation, der Spearman-Korrelation und der MIM eine sehr hohe systematische Abweichung auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass keine Redundanzbewertung bei der Auswahl der Eingangsdaten durchgeführt wird.

Die Bewertung der Fluktuation durch den SDSD-Wert zeigt, dass das Modell basierend auf der Kandidatenauswahl nach MRMR am besten abschneidet, gefolgt von der Auswahl nach der PMI und das Modell mit allen Variablen. Somit weisen die Modelle mit der Variablenauswahl nach den informationstheoretischen Maßen mit Redundanzbewertung die geringste Fluktuation bei der Darstellung der Netzverluste auf. Die höchsten Abweichungen treten wiederum bei den Modellen auf, welche ausschließlich auf der Bewertung der Relevanz beruhen, sprich Pearson, Spearman und MIM.

Die beste Wiedergabe der Muster der Fluktuationen und damit den niedrigsten LCS-Wert erzielt das Modell mit der Merkmalsauswahl nach der partiellen Pearson-Korrelation, dicht gefolgt von der Auswahl nach der partiellen Spearman-Korrelation. Die höchsten Fehlerwerte zeigen erneut die Modelle basierend auf der reinen Relevanzbewertung, Pearson, Spearman sowie MIM. Auffällig ist das Modell basierend auf der MRMR, dass trotz der Relevanz- und Redundanzbewertung im Bereich der unkontingierten Filter-Methoden liegt.

Zusammenfassend aus den Fehlermaßen SB, SDSD und LCS errechnet sich für das Modell basierend auf der partiellen Pearson-Korrelation der niedrigste MSE-Wert. Mit nur einem geringen Unterschied erzielt das Modell, bei dem die Merkmale nach der partiellen Spearman-Korrelation ausgewählt wurden, den zweit geringsten MSE. Das drittbeste Ergebnis wird vom Modell erzielt, welches alle Eingangsvariablen verwendet. Darauf folgen, relativ dicht beieinanderliegend, die Modelle basierend auf den informationstheoretischen Maßen mit Redundanzbewertung, PMI und MRMR. Die letzten Ränge mit den höchsten Fehlerwerten bilden erneut die Modelle mit ausschließlicher

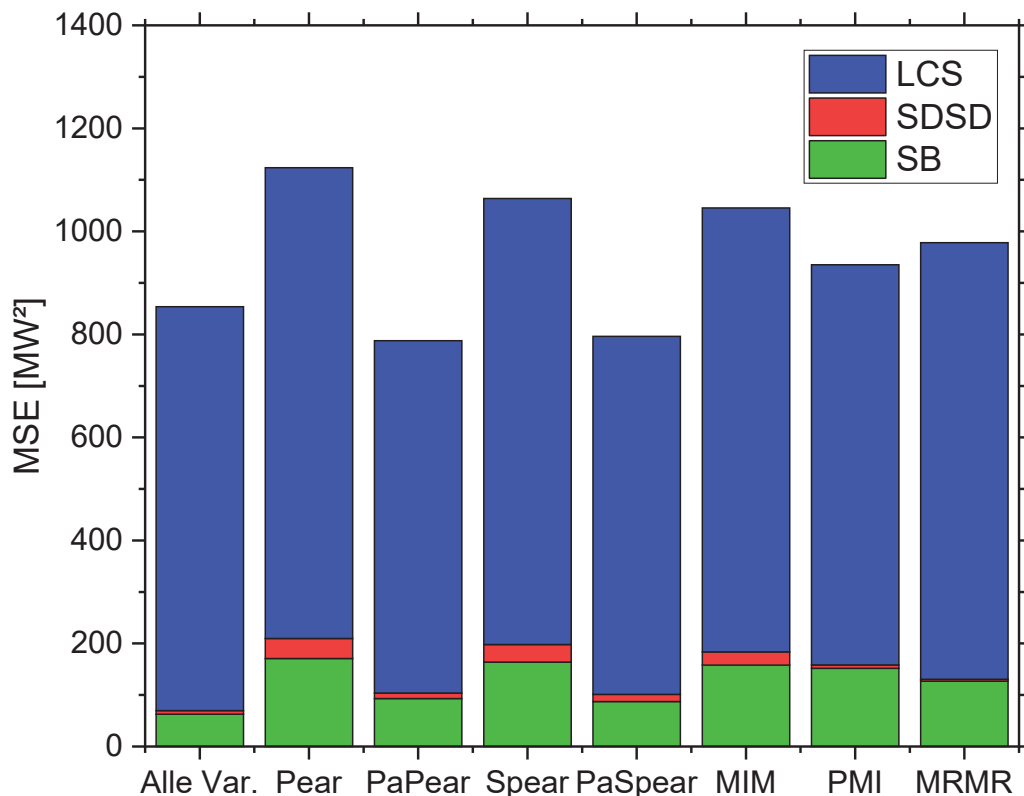


Abbildung 3: Vergleich der Fehlermaße der verschiedenen KNN zur Berechnung der Netzverluste. Die einzelnen KNN unterscheiden sich in der Auswahl der Merkmale durch die unterschiedlichen Filtermethoden.

Relevanzbewertung, genauer gesagt mit der Kandidatenauswahl nach der Pearson- und Spearman-Korrelation sowie der MIM.

Auch im Datenset 5 zeigen somit die Ergebnisse der Realdaten ein differenziertes Bild ggü. den Untersuchungen an den synthetischen Daten. Die Modelle mit der Kandidatenauswahl nach den informationstheoretischen Maßen mit Redundanzbewertung erzielen nur mittelmäßige Ergebnisse. Als leistungsstärkste Filter-Methoden erweisen sich die partiellen Korrelationsmaße nach Pearson und Spearman, womit sich die Modelle mit den geringsten Abweichungen in der Modellschätzung ergeben. Für das Datenset 5 ist ebenfalls, wie im Datenset 4, davon auszugehen, dass relativ einfache monotone Zusammenhänge vorliegen und deshalb die linearen und monotonen Korrelationsmaße zu den besten Modellen führen. Diskussionswürdig ist allerdings, weshalb die konditionierten informationstheoretischen Maße PMI und MRMR ihre gezeigte Stärke bei den synthetischen Daten (vgl. Kapitel 5.1) nicht auf die Realdaten aus Datenset 4 & 5 übertragen können.

6. Diskussion und Schlussfolgerungen

Der Vergleich der konditionierten und nicht konditionierten Maße zeigt für die Realdaten sowie synthetischen Daten ähnliche Ergebnisse. Es zeigt sich, dass die konditionierten Maße sowohl bei den synthetischen Daten, in Form der korrekten Auswahl der Eingangsvariablen, als auch bei den Realdaten, in Form der geringeren Abweichungen der Modelle, bessere Ergebnisse erzielen. Somit zeichnet sich die Redundanz-Bewertung als entscheidend aus.

Jedoch lässt sich ein gegensätzliches Verhalten der Filter-Methoden bei den Ergebnissen der synthetischen Daten und der Realdaten in Bezug auf die besten Modelle erkennen. Bei der Betrachtung

der synthetischen Daten zeigen die informationstheoretischen Maße und vor allem die MRMR die beste Wahl der Eingangsvariablen aus dem Satz der Kandidatenvariablen. Für jedes Datenset stimmen die ausgewählten Kandidatenvariablen mit den verwendeten Eingangsvariablen überein. Hingegen weisen die Korrelationsmaße gerade bei den nichtlinearen, periodischen Zeitreihen Schwächen auf und erkennen die vorgegeben Zusammenhänge nicht. Die Ergebnisse der Realdaten zeigen ein konträres Verhalten. Die Modelle mit den Eingangsvariablen ausgewählt nach den partiellen Korrelationsmaßen erzielen im Vergleich zu den informationstheoretischen Maßen deutlich bessere Ergebnisse. Zurückzuführen ist dies auf die einfachen Zusammenhänge in den Daten: Monotone Abhängigkeiten der Leiterseiltemperatur und der Netzverluste von den Eingangsvariablen. Ohne die Kenntnis der Daten bzw. a-priori Annahmen ist es nicht möglich, das richtige Maß für die Input Variable Selection auszuwählen.

In der Arbeit konnte gezeigt werden, dass die in der Literatur favorisierten, informationstheoretischen Maße Schwächen aufweisen. Oftmals liegen einfache, monotone Zusammenhänge in den realen Problemstellungen vor, sodass Korrelationsmaße wie beispielsweise die partielle Pearson- oder Spearman-Korrelation gute Ergebnisse erzielen. Im Gegensatz zu den synthetischen Daten weisen bei den Realdaten die informationstheoretischen Maße Schwächen auf. Die vergleichsweise einfachen linearen Korrelationen zur Simulation der Redundanzen in den synthetischen Daten konnten die konditionierten informationstheoretischen Maße erkennen. Jedoch stellen die komplexeren Redundanzen der Realdaten die informationstheoretischen Maße vor Probleme. Vor allem die Redundanzbewertung zeigt sich bei den informationstheoretischen Maßen als problematisch. In den gewählten Beispielen aus der Energietechnik sinkt der Fehler der Relevanzmaße von der Pearson- über die Spearman-Korrelation hinzu der MIM. Betrachtet man nun die Maße, welche die Relevanz und die Redundanz bewerten, kann dies für die partielle Pearson- und Spearman-Korrelation konsistent beobachtet werden. Die PMI und MRMR weisen jedoch höhere Fehlerwerte auf. Dies lässt sich durch eine fehleranfällige Redundanzbewertung erklären. Bei der MRMR kann dies darauf zurückgeführt werden, dass der Redundanz-Term additiv zusammengesetzt ist. Die Bewertung der Redundanz erfolgt durch die Summation der berechneten Mutual Information zwischen der ausgewählten Kandidatenvariable und den einzelnen bereits ausgewählten Eingangsvariablen. Bei der PMI wird versucht, die Relevanz- und Redundanzbewertung in einem Maß umzusetzen. Die Redundanzbewertung zeigt sich jedoch im Vergleich zu den partiellen Korrelationsmaßen als weniger effektiv. Dies lässt sich vermutlich durch die Berechnung bzw. Abschätzung der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsdichte erklären. Durch die Kombination mehrerer bereits ausgewählter Variablen in einer Wahrscheinlichkeitsverteilung ist die Bestimmung dieser mittels der Methode der k-nächsten Nachbarn fehleranfällig.

Bei der Erstellung von datenwissenschaftlichen Modellen können informationstheoretische Maße somit nicht einfach blind angewendet und diesen vertraut werden. Gerade bei Datensets, bei denen die Kandidatenvariablen viele redundante Daten enthalten, zeigen sich die partiellen Korrelationsmaße als effektive Alternative.

Regler et al. [31] schlagen eine neue Filter-Methode als Input Variable Selection Algorithmus vor, welche als Total Cumulative Mutual Information (TCMI) bezeichnet wird. Diese überwindet die Problematik des Vergleichs der Redundanz nur zwischen einzelnen Werten, welche bei der MRMR auftritt. Die TCMI umgeht dieses Problem, indem immer Untergruppen des gesamten Datensets betrachtet werden. Problematisch ist jedoch der Rechenaufwand. Die Untersuchungen wurden anhand von Messreihen mit 500 Messpunkten und Untergruppen bis maximal fünf Messreihen durchgeführt. Bei diesem sehr geringen Umfang an Daten hat die Rechenzeit Minuten bis Stunden betragen. Gerade für die Leiterseiltemperatur mit 18 Messzeitreihen mit ca. 650.000 Werten kann diese Methode aufgrund fehlender Rechenressourcen nicht angewandt werden.

7. Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei der *50Hertz Transmission GmbH* für die Bereitstellung der Realdaten und die konstruktive Diskussion.

8. Literatur

- [1] O. D. Doleski, Hg., *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.springer.com/>
- [2] R. May, G. Dandy und H. Maier, „Review of Input Variable Selection Methods for Artificial Neural Networks“ in *Artificial Neural Networks - Methodological Advances and Biomedical Applications*, K. Suzuki, Hg., InTech, 2011.
- [3] Gavin Brown, Adam Pocock, Ming-Jie Zhao, Mikel Luján, „Conditional Likelihood Maximisation: A Unifying Framework for Information Theoretic Feature Selection“, *Journal of Machine Learning Research* 13, Jg. 2012, S. 27–66.
- [4] A. Darudi, S. Rezaeifar und M. H. J. D. Bayaz, „Partial mutual information based algorithm for input variable selection For time series forecasting“ in *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Wroclaw, Poland, 2013, S. 313–318, doi: 10.1109/EEEIC-2.2013.6737928.
- [5] W. Duch, „Filter Methods“ in *Studies in fuzziness and soft computing, Feature Extraction*, I. Guyon, M. Nikravesh, S. Gunn und L. A. Zadeh, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2006, S. 89–117, doi: 10.1007/978-3-540-35488-8_4.
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, *50Hertz*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.50hertz.com> (Zugriff am: 12. Dezember 2022).
- [7] Jan Remund, Stefan Müller, Michael Schmutz and Pascal Graf, „Meteonorm Version 8“, *EUPVSEC 2020, Online conference, Sept. 7-11th*, 2020.
- [8] J. Iglesias et al., *Guide for thermal rating calculations of overhead lines: Considerations for high temperatures and changing weather and load data*. Paris: CIGRE, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://e-cigre.org/publication/601-guide-for-thermal-rating-calculations-of-overhead-lines>
- [9] *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, IEEE Power and Energy Society, Piscataway, NJ, USA.
- [10] R. Vallat, „Pingouin: statistics in Python“, *JOSS*, Jg. 3, Nr. 31, S. 1026, 2018, doi: 10.21105/joss.01026.
- [11] J. Cohen, *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences*, 2. Aufl. Hoboken: Taylor and Francis, 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=1192162>
- [12] J. Hedderich und L. Sachs, *Angewandte Statistik: Methodensammlung mit R*, 15. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1574102>
- [13] C. Spearman, „The Proof and Measurement of Association between Two Things“, *The American Journal of Psychology*, Jg. 15, Nr. 1, S. 72–101, 1904.
- [14] „Kendall Rank Correlation Coefficient“ in *SpringerReference*, Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2011, doi: 10.1007/SpringerReference_60975.
- [15] S. Kim, „ppcor: An R Package for a Fast Calculation to Semi-partial Correlation Coefficients“ (eng), *Communications for statistical applications and methods*, Jg. 22, Nr. 6, S. 665–674, 2015, doi: 10.5351/CSAM.2015.22.6.665.
- [16] S. Frenzel und B. Pompe, „Partial mutual information for coupling analysis of multivariate time series“ (eng), *Physical review letters*, Jg. 99, Nr. 20, S. 204101, 2007, doi: 10.1103/PhysRevLett.99.204101.
- [17] T. M. Cover und J. A. Thomas, *Elements of information theory*. Hoboken, NJ: Wiley-Interscience, 2006. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0624/2005047799-d.html>
- [18] D. D. Lewis, „Feature Selection and Feature Extract ion for Text Categorization“, *Speech and Natural Language: Proceedings of a Workshop Held at Harriman, New York, February 23-26*, 1992, Jg. 1992.

- [19] A. Sharma, „Seasonal to interannual rainfall probabilistic forecasts for improved water supply management: Part 1 — A strategy for system predictor identification“, *Journal of Hydrology*, Jg. 239, 1-4, S. 232–239, 2000, doi: 10.1016/S0022-1694(00)00346-2.
- [20] R. J. May, H. R. Maier, G. C. Dandy und T. G. Fernando, „Non-linear variable selection for artificial neural networks using partial mutual information“, *Environmental Modelling & Software*, Jg. 23, 10-11, S. 1312–1326, 2008, doi: 10.1016/j.envsoft.2008.03.007.
- [21] H. Peng, F. Long und C. Ding, „Feature selection based on mutual information: criteria of max-dependency, max-relevance, and min-redundancy“ (eng), *IEEE transactions on pattern analysis and machine intelligence*, Jg. 27, Nr. 8, S. 1226–1238, 2005, doi: 10.1109/TPAMI.2005.159.
- [22] Young-II Moon, Balaji Rajagopalan und and Upmanu Lall, „Estimation of mutual information using kernel density estimators“.
- [23] A. Kraskov, H. Stögbauer und P. Grassberger, „Estimating mutual information“ (eng), *Physical review. E, Statistical, nonlinear, and soft matter physics*, Jg. 69, 6 Pt 2, S. 66138, 2004, doi: 10.1103/PhysRevE.69.066138.
- [24] M. M. van Hulle, „Edgeworth approximation of multivariate differential entropy“ (eng), *Neural computation*, Jg. 17, Nr. 9, S. 1903–1910, 2005, doi: 10.1162/0899766054323026.
- [25] C. J. Cellucci, A. M. Albano und P. E. Rapp, „Statistical validation of mutual information calculations: comparison of alternative numerical algorithms“ (eng), *Physical review. E, Statistical, nonlinear, and soft matter physics*, Jg. 71, 6 Pt 2, S. 66208, 2005, doi: 10.1103/PhysRevE.71.066208.
- [26] S. Khan *et al.*, „Relative performance of mutual information estimation methods for quantifying the dependence among short and noisy data“ (eng), *Physical review. E, Statistical, nonlinear, and soft matter physics*, Jg. 76, 2 Pt 2, S. 26209, 2007, doi: 10.1103/PhysRevE.76.026209.
- [27] B. C. Ross, „Mutual information between discrete and continuous data sets“ (eng), *PloS one*, Jg. 9, Nr. 2, e87357, 2014, doi: 10.1371/journal.pone.0087357.
- [28] P. Laarne, M. A. Zaidan und T. Nieminen, „ennemi: Non-linear correlation detection with mutual information“, *SoftwareX*, Jg. 14, S. 100686, 2021, doi: 10.1016/j.softx.2021.100686.
- [29] K. Kobayashi und M. U. Salam, „Comparing Simulated and Measured Values Using Mean Squared Deviation and its Components“, *Agronomy Journal*, Jg. 92, Nr. 2, S. 345–352, 2000, doi: 10.2134/agronj2000.922345x.
- [30] Sebastian Horst Bothor, „Prognose von Netzverlusten“, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2019.
- [31] B. Regler, M. Scheffler und L. M. Ghiringhelli, „TCMI: a non-parametric mutual-dependence estimator for multivariate continuous distributions“, *Data Min Knowl Disc*, Jg. 36, Nr. 5, S. 1815–1864, 2022, doi: 10.1007/s10618-022-00847-y.

Erarbeitung von Konzepten zur Standortoptimierung und Erweiterung des technischen Konzepts am Beispiel der Projektidee „PSKW-Rio“

Kevin Kreitzer¹, Alexander Blinn², Henrik te Heesen³

¹ k.kreitzer@umwelt-campus.de

² a.blinn@umwelt-campus.de

³ h.teheesen@umwelt-campus.de

Hochschule Trier, Umwelt-Campus Birkenfeld,
Institut für Betriebs- und Technologiemanagement (IBT)
Campusallee, 55768 Hoppstädten-Weiersbach, Deutschland

Abstract

Um den zunehmenden Herausforderungen an ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem gerecht zu werden, untersuchen wir am Beispiel des Pumpspeicherkraftwerks (PSKW) Rio Möglichkeiten, wie der Verbrauch und die Erzeugung von elektrischer Energie in der Region Trier durch den Einsatz von Lastmanagement optimiert werden können. Die in der Region vorhandenen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen werden analysiert und für das Jahr 2030 ergänzende Konzepte entwickelt, um die vorhandenen und geplanten Ressourcen optimal und effizient zu nutzen. Durch die Bewertung des Gesamtkonzepts auf die CO₂-Emissionen, die Energie- und Ressourceneffizienz kann der Beitrag zu den Klimaschutzzielen von Rheinland-Pfalz quantifiziert werden. Wie die Simulationen zeigen, führt die Integration des PSKW-Rio in den Bilanzkreis der Region Trier zu einer unzureichenden Auslastung. Eine Erweiterung des Bilanzkreises auf die Größe von Rheinland-Pfalz macht das Projekt wirtschaftlich attraktiver.

1. Einleitung

Die Umstrukturierung des Energiesystems stellt eine der größten Herausforderungen unserer Zeit dar. Die weitestgehende Verdrängung von fossilen Großkraftwerken durch hochgradig fluktuierende und dezentralisierte Erzeugungseinheiten erfordert eine Erneuerung des Versorgungsmodells. Bedingt durch die Integration der Erneuerbaren auf allen Ebenen müssen geeignete Modelle zur Last- und Erzeugungsprognose entwickelt werden, die der steigenden Komplexität des Energiesystems gerecht werden. Während Stromnetzmodelle den Leistungsfluss in verschiedenen Netztopologien und Spannungsebenen in hochauflösenden Zeitschritten abbilden (mit Schwerpunkt auf Frequenz- und Spannungsstabilität, Blindleistungskompensation und -regelung sowie anderen relevanten Systemdienstleistungen), werden Energiemodelle verwendet, um die Energieerzeugung und den Energieverbrauch eines Systems zu bilanzieren. Mit dem am IBT entwickelten Energiesystemmodell UCB-SEnMod [1–3] untersuchen wir Potenziale zur Bedarfsenkung und Integration von regenerativen Energie- und Speichersystemen, um Maßnahmen zur nachhaltigen Steigerung der Energieeffizienz zu identifizieren. Durch die energetische Abbildung der betrachteten Region im Energiemodell (siehe Abb. 1) wird darauf abgezielt, zur CO₂-Reduzierung und Ressourceneinsparung in Rheinland-Pfalz beizutragen. Das Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) Rio dient als Beispiel, um ein technologisches Konzept zu entwickeln, welches im Vergleich zum aktuellen Stand der Technik den Energie- und Ressourcenverbrauch reduziert. Ziel ist es, eine aktualisierte technische Lösung zu entwickeln und die vorhandene Netzinfrastruktur zu analysieren. Des Weiteren sollen mögliche Geschäftsmodelle untersucht und ergänzende Standort- und Infrastrukturkonzepte entwickelt werden, um die Ressourcen optimal und effizient zu nutzen. Am Ende werden die Auswirkungen der einzelnen Ideen und des Gesamtkonzepts hinsichtlich der CO₂-Emissionen, der Energie- und Ressourceneffizienz bewertet, um

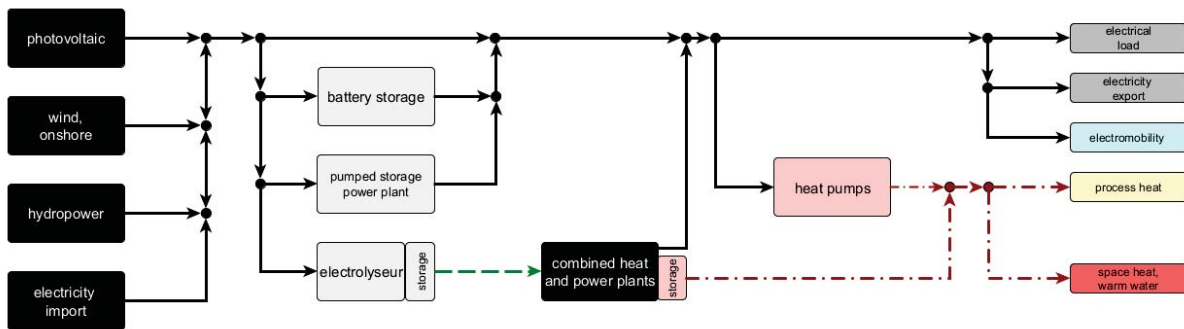


Abb. 1: Topologie des aus Energieclustern zusammengesetzten Energiemodells UCB-SEnMod, das zur energetischen Abbildung der betrachteten Region dient. Die Farben der Blöcke kennzeichnen unterschiedliche Anlagen, Technologien und Verbrauchssektoren. So stellen beispielsweise die mit weißer Beschriftung 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 Gas.

den Beitrag des Pilotprojekts zu den Klimaschutzzielen von Rheinland-Pfalz zu quantifizieren. Die hochdynamische Online-Funktionalität des geplanten PSKW-Rio ist aktuell einmalig im deutschen Kraftwerkspark und verdeutlicht den Innovationscharakter der Projektidee. Mit der erfolgreichen Aktualisierung der technischen und betriebswirtschaftlichen Projektidee des PSKW-Rio in ein validiertes Gesamtkonzept, wird der Modellcharakter des Projekts für ähnliche Anwendungsszenarien verdeutlicht. Durch die ergänzenden Standort- und Infrastrukturkonzepte soll dies nochmal unterstrichen werden, mit der auch die Übertragbarkeit der Projektidee auf andere Standorte aufgezeigt werden. Damit tragen die Forschungen im Rahmen des Pilotprojekts PSKW-Rio dazu bei, neue Technologien praxisbezogen weiterzuentwickeln, um damit den intelligenten Einsatz erneuerbarer Energien sowie deren breiten Einsatz in Rheinland-Pfalz und darüber hinaus zu fördern. Damit gliedert sich das Vorhaben ideal in das Arbeitsfeld „energieeffiziente Systeme (EES)“ des Forschungsschwerpunkts „Intelligente Technologien für Nachhaltige Entwicklung“ der Hochschule Trier ein, in den Fragestellungen zu nachhaltigen Energiesystemtechnologien im Zuge des Klimaschutzes bearbeitet werden.

2. Modellierung des Energieclusters Region Trier

Zur Energieerzeugung in der Region Trier werden unterschiedliche Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Dazu zählen die Photovoltaik, die Windkraft, die Wasserkraft sowie die Kraft-Wärme-Kopplung. Zur Simulation der wetter- und strahlungsabhängigen Erzeugungsanlagen, wie zum Beispiel Photovoltaik- und Windkraftanlagen, werden für die Region Trier verschiedene Referenzstandorte zum Beziehen der Wetterdaten gewählt. Bereitgestellt werden die Daten vom Deutschen Wetterdienst (DWD) über das Klimaberatungsmodul [4]. Als Wetterdatensätze dienen, die vom DWD generierten Testreferenzjahre, die auf stündlicher Basis, den typischen Strahlungs- und Witterungsverlauf eines kompletten Jahres am jeweiligen Standort wiedergeben [5]. Die Referenzstandorte, von denen die Wetterdaten für die Simulation stammen, sind in Abb. 2 in Rot dargestellt.



Abb. 2: Karte der Region Trier mit den Referenzstandorten. Die Abbildung zeigt die für die Simulation gewählten Referenzstandorte mit jeweils einem Standort im Norden, Osten, Süden, Westen und in der Mitte der Region. Der genaue Standort ist mit einem roten Punkt gekennzeichnet.

2.1 Erzeugungsanlagen

Die Ertragssimulation der wetter- und strahlungsabhängigen Erzeugungsanlagen findet mit dem sektorengesetzten Energiemodell UCB-SEnMod statt. Dazu zählen wie oben beschrieben die Photovoltaik und die Windkraft. Das methodische Vorgehen zur Synthese der entsprechenden Ertragsprofile wird in den Arbeiten von Blinn und te Heesen beschrieben [1–3]. Das Erzeugungsprofil der Wasserkraft entspricht einem Profil der Region Trier welches von den Stadtwerken Trier (SWT) für das Jahr 2021 zur Verfügung gestellt wurde. Das Profil der in der betrachteten Region in Betrieb befindlichen Blockheizkraftwerke wird nach einem Verfahren des BDEW zur Synthese von Standardlastprofilen für den Erdgasverbrauch erstellt [6]. Dadurch ist es möglich, zwischen Profilen mit hoher Erzeugung im Winter (Raumwärme und Warmwasser) und geringer Erzeugung im Sommer (Warmwasser) zu differenzieren. Für das betrachtete Jahr 2030 werden die Erzeugungsprofile aus dem Jahr 2021 auf die prognostizierte Erzeugung skaliert. Tab. 1 zeigt die angenommene Erzeugung sowie den Verbrauch für das Jahr 2030. Ferner wird angenommen, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch bilanziell ausgeglichen sind.

Tab. 1: Prognostizierte Erzeugung sowie Verbrauch der Region Trier im Jahr 2030.

Erzeugung	
Photovoltaik	986 GWh
Windkraft	1.869 GWh
Wasserkraft	350 GWh
Kraft-Wärme-Kopplung	326 GWh
Verbrauch	
Haushalte	780 GWh
Gewerbebetriebe	756 GWh
Industrie	1.474 GWh
Wärmepumpen	248 GWh
Elektromobilität	273 GWh

2.2 Verbrauchereinheiten

Der Stromverbrauch der Region wird in private Haushalte, Gewerbebetriebe, Industrie, Wärmepumpen und Elektromobilität untergliedert. Die Daten der jeweiligen Verbräuche im Jahr 2030 stammen aus einem Pilotprojekt zur Dezentralisierung des bundesdeutschen Strom-Wärme-Systems [7]. Die dort vorliegenden Werte für Rheinland-Pfalz werden entsprechend der Einwohnerzahl auf die Region Trier skaliert und in die Simulationen eingebunden. Als Grundlage des Wärmepumpenprofils dient erneut das Standardlastprofilverfahren für Erdgas des BDEW [6]. Das Verbrauchsprofil der Elektromobilität wird nach einem Verfahren zur Erstellung von Mobilitäts- und Ladeprofilen des Karlsruher Institut für Technologie (KIT) erzeugt [8]. Hierbei wird eine Mischung aus verschiedenen Ladestrategien berücksichtigt. Die Verbrauchereinheiten der Haushalte (H0) und Gewerbebetriebe (G0) sind über die Standardlastprofile nach VDEW abgebildet [9]. Das Profil der Industriekunden besteht aus einem Mischprofil verschiedener industrieller Betriebe.

2.3 Stromspeicher

Als Stromspeicher dienen in der Modellierung Batteriespeicher sowie das im Fokus stehende PSKW-Rio. Die Kapazität der Stromspeicher wird anhand der für 2030 erforderlichen stationären Speicherkapazität für Deutschland abgeschätzt. Diese wird auf etwa 104 GWh beziffert, mit einem C-Wert von 1 [10]. Der C-Wert gibt dabei das Verhältnis von Batteriespeicherkapazität zu Batterieleistung an. Entsprechend der Einwohnerzahl der Region Trier wird somit eine Batteriespeicherkapazität von 670 MWh mit einer Leistung von 670 MW für das Jahr 2030 ermittelt. Für eine Beschreibung des Verfahrens zur Simulation der Stromspeicherung wird auf die bereits zitierten Studien von Blinn und te Heesen verwiesen [1–3]. Das Ziel des in Kapitel 1 vorgestellten Pilotprojekts ist es, zum einen die Differenz aus Stromerzeugung und -verbrauch in der Region, zum anderen den Prognosefehler zwischen prognostizierter Erzeugung aus regenerativen Anlagen und der tatsächlichen Erzeugung bestmöglich auszugleichen. Die Simulationen in diesem Beitrag beschränken sich allerdings auf den bilanziellen Einfluss des PSKW-Rio auf die Region Trier. Das PSKW wird in dieser Arbeit in der 300 MW Variante mit einer Speicherkapazität von 3,4 GWh betrachtet.

2.4 Flexibilitäten

Die Nutzung erneuerbarer Energie und die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr führen zu einem rasanten Anstieg von Anlagen im Verteilnetz. Die Integration von Erzeugungs- und

Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen und Elektroautos stellt für Netzbetreiber eine große Herausforderung dar. Allerdings bieten diese Anlagen das Potenzial einer teilweise flexiblen Nutzung [11]. In der Simulation werden verschiedene Flexibilitäten eingesetzt, die in Tab. 2 aufgeführt sind. Diese Flexibilitäten dienen zur Erhöhung der Erzeugung und Last sowie zur Lastverschiebung.

Tab. 2 In der Simulation verwendete Flexibilitäten.

Flexibilität	Nutzungsart
Private Haushalte	Lastverschiebung
Gewerbe (GHD)	Lastverschiebung
Industrie	Lastverschiebung
Elektromobilität	Lastverschiebung
Wärmepumpe	Lastverschiebung
Wasserstoff-Elektrolyseur	Erhöhung der Last
Biomethan-BHKW	Erhöhung der Erzeugung
Nachtspeicherheizung	Erhöhung der Last

Vor dem Einsatz der Flexibilitäten wird eine Bilanz aus der Differenz von Erzeugung und Verbrauch erstellt, die ein um die Abszisse fluktuierendes Profil mit Über- und Unterdeckung erzeugt. Bei Überdeckung kann zum Beispiel der Wasserstoff-Elektrolyseur genutzt werden, um aus der Überdeckung Wasserstoff zu produzieren. Bei Unterdeckung kann das Biomethan-BHKW zusätzlichen Strom in das Netz einspeisen. Die übrigen Flexibilitäten verringern die Last zu einem gegebenen Zeitpunkt und erhöhen sie an anderer Stelle, wodurch sich die Gesamtbilanz des Profils nicht verändert. Dies wird durch ein Optimierungsverfahren mit der Methode der kleinsten Quadrate umgesetzt, welches auf das Bilanzprofil angewendet wird

$$\begin{aligned} & \min_{f(t) \in \mathbb{R}} \|b(t) + f(t)\|_2^2 & (1) \\ \text{s.t. } & 0 \leq f(t) \leq |b(t)| \leq f_{\max}, \forall t & (2) \\ & \|f\|_1 \leq F_{\max}. & (3) \end{aligned}$$

Die Zielfunktion aus Gleichung (1) zeigt das Vorgehen zur Verschiebung der Last. Dabei wird auf den negativen Teil des Bilanzprofils $b(t)$ zum Zeitpunkt t eine Leistung als Flexibilität $f(t)$ geschaltet. Die Optimierung platziert diese Leistung so, dass der mittlere quadratische Abstand zur Abszisse möglichst klein wird. Die Nebenbedingung (2) beschränkt die verwendete Flexibilität auf den Betrag der Bilanz zum Zeitpunkt t oder auf den maximal verschiebbaren Wert der Flexibilität f_{\max} je Zeitschritt. Somit ist ein Überschreiten der Abszisse ausgeschlossen. Nebenbedingung (3) begrenzt die in der gewählten Verschiebungsperiode verschobene Summe der Energie über die Summennorm auf den maximal zur Verfügung stehenden Wert F_{\max} . Ist dieses Energiebudget in der Periode aufgebraucht findet keine Verschiebung mehr statt und die nächste Periode wird betrachtet. Die Periode wird hier auf das gesamte

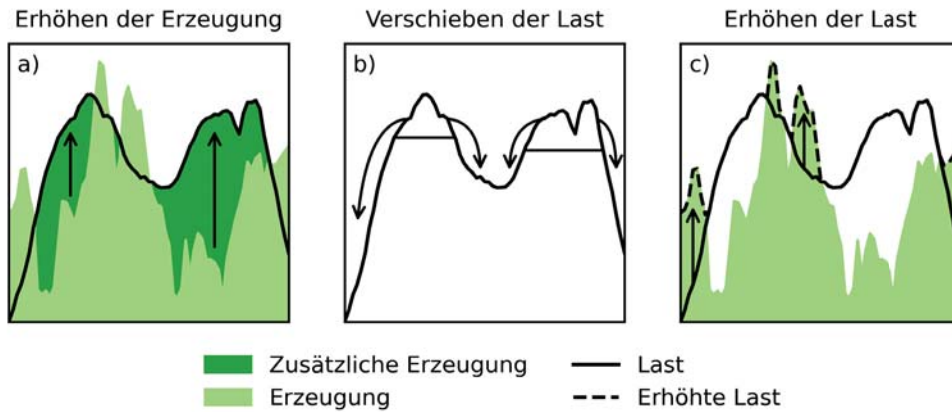


Abb. 3: In der Simulation verwendete Arten des Lastmanagements. Bild a) zeigt beispielhaft die Erhöhung der Erzeugung bei Unterdeckung. Bild b) zeigt das Verschieben der Last und Bild c) die Erhöhung der Last bei Überdeckung.

Jahr gesetzt. Die Verfahren zum Zuschalten von Last oder Erzeugung folgen der gleichen Logik. In Abb. 3 sind die Auswirkungen der Optimierung für die hier verwendeten Nutzungsarten des Lastmanagements beispielhaft visualisiert.

3. Ergebnisse

Die Ergebnisse der Simulation des Energieclusters „Region Trier“ unter Berücksichtigung eingesetzter Flexibilitäten und des PSKW-Rio zeigen in Abb. 4 eine deutliche Reduzierung der Über- und Unterdeckung im System. Dabei stellen die in braun aufgetragenen Balken die Häufigkeit der auftretenden Energien ohne jegliches Lastmanagement in 15 Minutenintervallen dar. Die graublauen

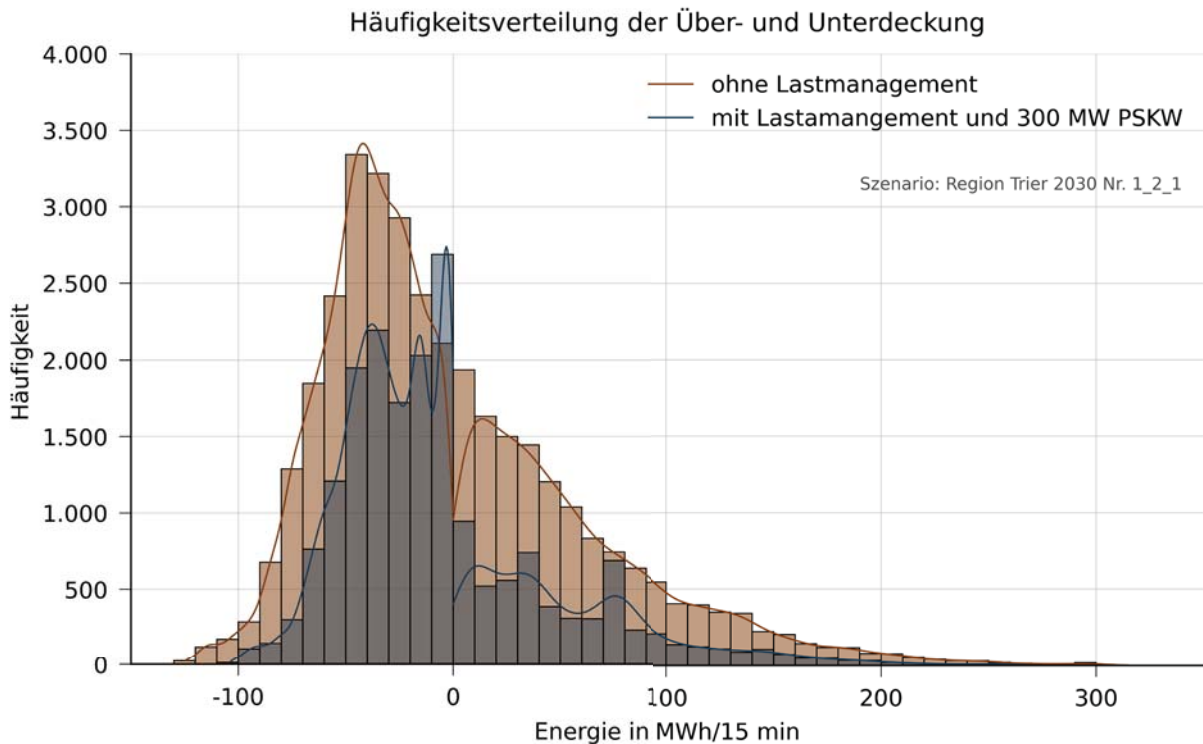


Abb. 4: Häufigkeitsverteilung der Über- und Unterdeckung. Der negative Bereich der Abszisse visualisiert die Unterdeckung. Der positive Bereich die Überdeckung.

Balken zeigen die auftretenden Häufigkeiten nach Einsatz der Flexibilitäten und des PSKW-Rio. Die Amplitude des graublauen Balkens links neben der Null resultiert aus dem gewählten Optimierungsansatzes, nachdem jene Lasten vorrangig reduziert werden, deren Reduzierung die Zielfunktion am stärksten minimiert. Um den Einfluss des PSKW-Rio auf das System anschaulicher zu gestalten, zeigt Abb. 5 die generierten Leistungsbilanzen in einer aufgeschlüsselten Form.

Hierbei ist eine deutliche Reduzierung der Unter- und Überdeckung zu erkennen. Das PSKW ist zudem in der Lage, Leistungsbilanz für ca. 4000 Stunden im Jahr auf Null auszugleichen. Auf die Spitzenlast und Spitzenerzeugung hat das PSKW keinen Einfluss, da zum Zeitpunkt des Auftretens der Last bzw. der Erzeugung das Speicherbecken voll oder leer ist. Tab. 3 zeigt die Ergebnisse der Simulation in Zahlenwerten. Zu beachten ist, dass sich die Werte auf die zu regelnde Bilanz nach Eigenverbrauch durch Batteriespeicher in privaten Haushalten beziehen.

Tab. 3: Ergebnisse der Auswirkungen der Flexibilitäten und des PSKW-Rio auf den Energiecluster "Region Trier".

	Überdeckung	Unterdeckung
Ohne Flexibilitäten und PSKW	843 GWh	851 GWh
Nur Flexibilitäten	579 GWh	613 GWh
Mit Flexibilitäten und PSKW	328 GWh	409 GWh

Das PSKW ist in diesem Szenario in der Lage, 204 GWh elektrische Energie ins Netz zu speisen. Gleichzeitig kann es 251 GWh des Stromüberschusses speichern.

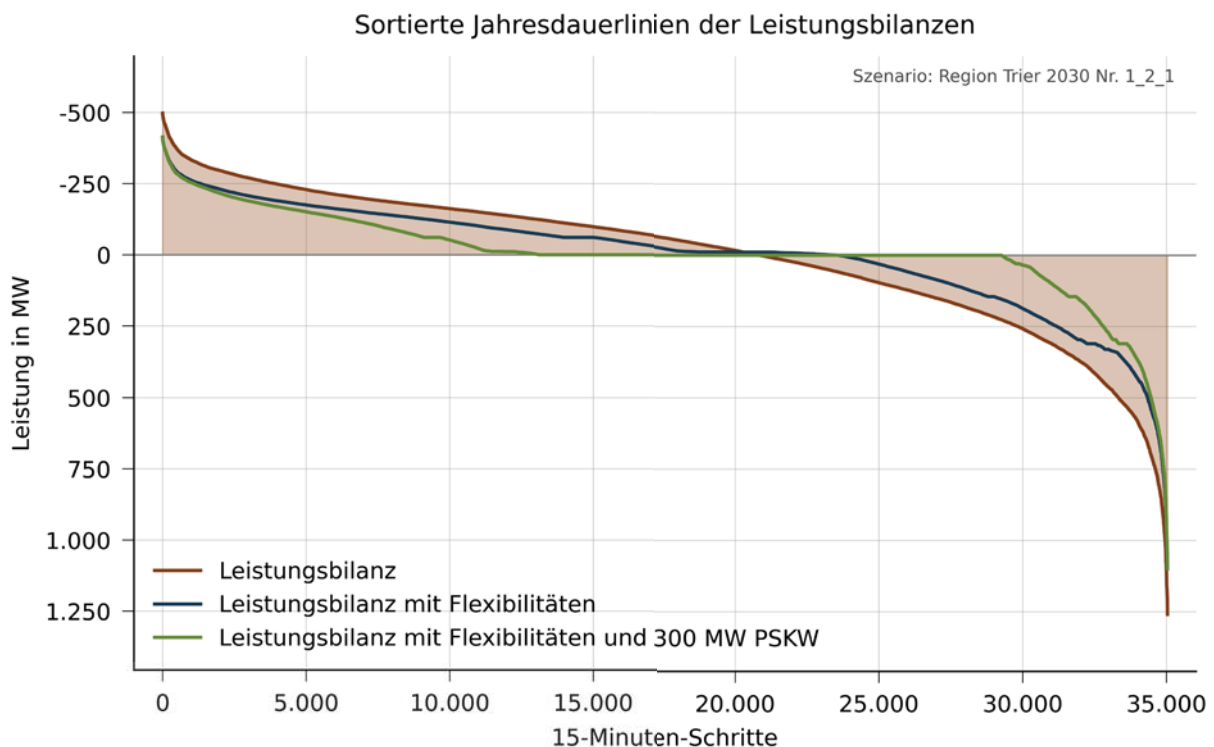


Abb. 5: Leistungsbilanzen dargestellt durch sortierte Jahresdauerlinien. Die Abbildung enthält die Leistungsbilanz der reinen Erzeugung und des Verbrauchs in Braun, die Leistungsbilanz nach Anwendung der Flexibilitäten in Blau und die Leistungsbilanz nach zusätzlicher Anwendung des PSKW-Rio in Grün.

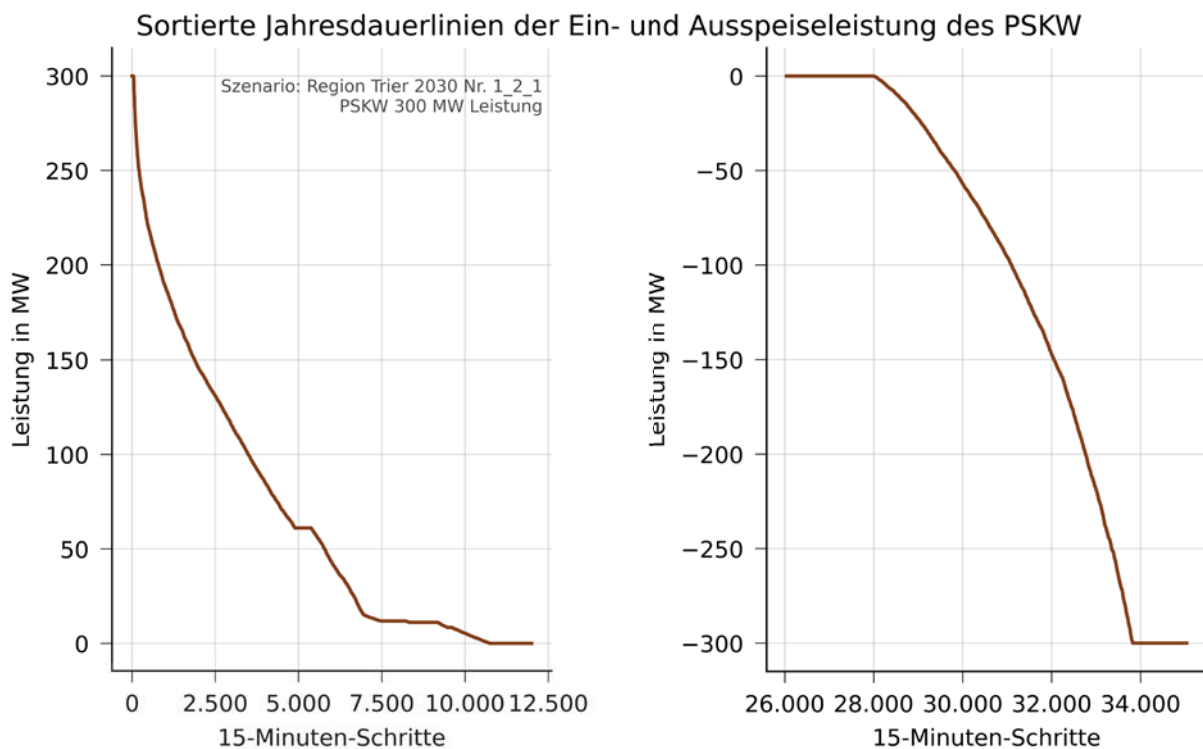


Abb. 6: Ein- und Ausspeiseleistung des PSKW für die Region Trier dargestellt als sortierte Jahresdauerlinien. Die linke Grafik zeigt die Einspeiseleistung (Turbinenbetrieb), während die rechte Grafik die Ausspeiseleistung (Pumpbetrieb) darstellt.

Somit werden 24 Prozent der Unterdeckung und 30 Prozent der Überdeckung durch das PSKW-Rio ausgeglichen. Aus der in das Netz eingespeisten Energie und der installierten Leistung des PSKW-Rio resultieren 680 Volllaststunden. Zur besseren Auswertung der Laufzeit und Auslastung des PSKW sind in Abb.6 die sortierten Jahresdauerlinien der Ein- und Ausspeiseleistung dargestellt. Die Jahresdauerlinien zeigen eine nur sehr geringe Nutzung der vollen Leistung. Die genaue Auswertung der Daten zeigt eine Nutzungsdauer der vollen Leistung zum Laden von 304 Stunden und zum Entladen von 12 Stunden. Insgesamt ist das PSKW in der Lage, 2687 Stunden im Jahr Energie zu liefern. Gleichzeitig wird über 1760 Stunden im Jahr Stromüberschuss zum Hochpumpen des Wassers verwendet.

4. Diskussion

Durch Bildung der Differenz aus den in Kapitel 2 beschriebenen Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen ist es möglich die Auswirkungen der Flexibilitäten und des PSKW auf die Gesamtbilanz zu untersuchen, wobei die Einbindung der Flexibilitäten auf einer eigens entwickelten Optimierungsstrategie beruht. So wird die flexible Last bei hoher Erzeugung und die flexible Erzeugung bei hoher Last geschaltet. Das Prinzip der Lastverschiebung beruht auf der gleichen Logik mit der Ausnahme, dass die Gesamtbilanz nicht geändert wird. Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen in Abb. 4 und Abb. 5 eine deutliche Reduzierung der auftretenden Lasten, wobei es durch das PSKW-Rio keinen Einfluss auf die Spitzenlast oder Spitzenerzeugung gibt. Dies beruht auf der Implementierung des PSKW-Rio als reiner Stromspeicher innerhalb der Simulation. So liefert das PSKW bei bilanzieller Unterdeckung und entsprechendem Füllstand Strom, genauso wie es bei Überdeckung durch die Pumpfunktion Energie speichert. Es wird nicht unterschieden, ob eine Spitzenlast oder Spitzenerzeugung vorliegt. Das PSKW reagiert auf Über- oder Unterdeckung innerhalb der 15-min-

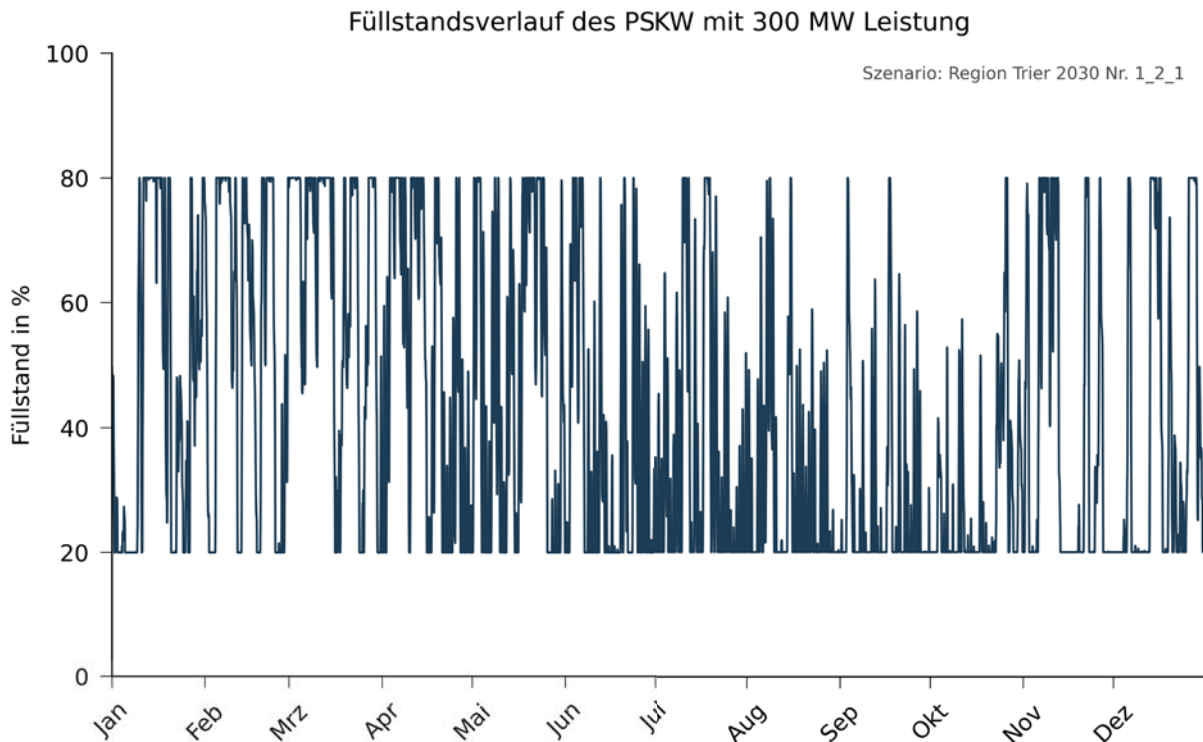


Abb. 7: Füllstandsverlauf über das Jahr 2030 in Prozent (%) des PSKW-Rio.

Intervalle sofort. Die detaillierte Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass der Füllstand während auftretenden Spitzenlasten sowie Spitzenerzeugungen voll bzw. leer ist. Der Füllstandsverlauf über das ganze Jahr ist in Abb. 7 dargestellt. Hierbei sind die langen Voll- und Leerzeiten des PSKW gut zu erkennen. Quantitativ entsprechen diese 1140 Stunden des Jahres im vollen und 3268 Stunden im leeren Zustand. Tritt zu dieser Zeit eine Über- bzw. Unterdeckung auf kann diese durch das PSKW nicht ausgeglet werden. Die für die bilanzielle Ausregelung zur Verfügung stehende Kapazität des PSKW ist dabei mit einer Untergrenze des Füllstands von 20 Prozent und einer Obergrenze von 80 Prozent gewählt, um eine dauerhafte Ausregelung des Prognosefehlers gewährleisten zu können. Das im Jahr 2012 formulierte Ziel der vollständigen Ausregelung der Region Trier durch das PSKW kann nach unseren Untersuchungen somit nicht erfüllt werden (siehe Abb. 5). Allerdings liefert das PSKW mit einer Reduzierung von 24 Prozent der Unterdeckung und 30 Prozent der Überdeckung einen wesentlichen Beitrag zur weitestgehenden Ausregelung den Bilanzkreises.

Laut einer Untersuchung von Kruger et al. wird üblicherweise von 1.000 Volllaststunden pro Jahr im Turbinenbetrieb als Mindestauslastung für ein wirtschaftlich tragfähiges Pumpspeicherprojekt ausgegangen [12]. Unsere Ergebnisse zeigen, dass das Potenzial des PSKW in dieser Größenordnung im Bilanzkreis Region Trier nicht voll ausgeschöpft werden kann. Mit 680 Volllaststunden ist es rein für die Region Trier betrachtet laut Kruger et al. wirtschaftlich nicht tragfähig. Des Weiteren reiht es sich laut Energy-Charts im unteren Drittel der prozentualen Volllast von Pumpspeichern ein [13]. Simulationen mit der Erweiterung des Bilanzkreises auf Rheinland-Pfalz ergaben eine deutlich bessere Nutzung des Potenzials des PSKW. Dies resultiert aus den größeren Beträgen der Über- und Unterdeckung. Im Vergleich zur Region Trier kann das PSKW dadurch öfter die volle Leistung abrufen. Abb. 8 zeigt im Vergleich zu Abb. 6 eine erhöhte Nutzung der vollen 300 MW Leistung. Dies wird durch die höher auftretenden Absolutwerte der Über- und Unterdeckung innerhalb des Bilanzkreises begründet. Dieser Umstand ermöglicht es das PSKW besser auszulasten und die Volllaststundenzahl

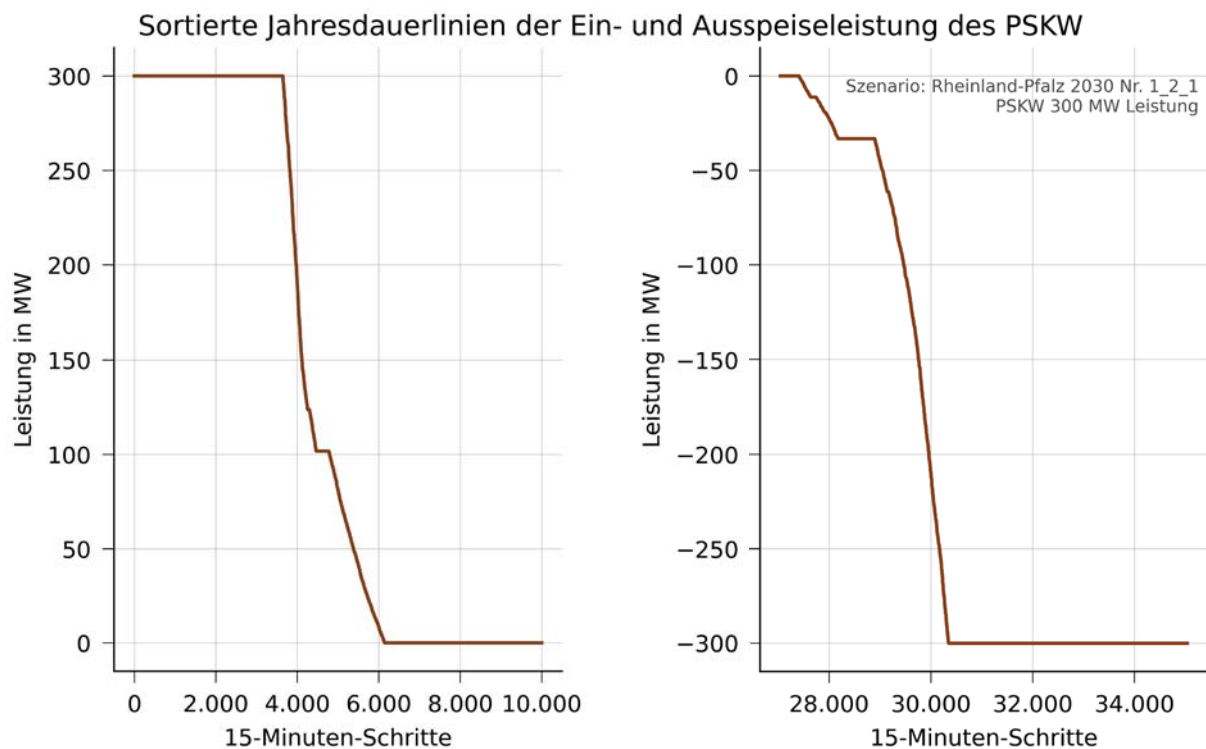


Abb. 8: Ein- und Ausspeiseleistung des PSKW für Rheinland-Pfalz dargestellt als sortierte Jahresdauerlinien. Die linke Grafik zeigt die Einspeiseleistung (Turbinenbetrieb), während die rechte Grafik die Ausspeiseleistung (Pumpbetrieb) darstellt.

im Turbinenbetrieb auf 1.115 Stunden zu steigern, womit ein wirtschaftlicher Betrieb realisiert werden könnte. Abb. 8 stimmt unter anderem sehr gut mit den Ergebnissen zur Prognose für Pumpspeicherwerke in Deutschland überein [12].

5. Zusammenfassung

Durch das Energiekonzept der Bundesregierung gewinnen Systeme zur Energiespeicherung immer mehr an Bedeutung. Um den national angestrebten Anteil von bis zu 80 Prozent erneuerbarem Strom decken zu können, ist ein massiver Ausbau volatiler Energieträger notwendig. Die Region Trier soll dabei innerhalb weniger Dekaden von einer Energie importierenden Region zu einer Energie exportierenden Region werden. Zur Umsetzung dieses Unterfangens ist der weitere Ausbau der Erneuerbaren und Energiespeicher sowie von flexibler Kraftwerksleistung unumgänglich, um die erzeugte Energie bedarfsgerecht bereitzustellen [14]. Das am IBT entwickelte sektorengesetzte Energiesystemmodell UCB-SEnMod ermöglicht hierbei die Untersuchung von Potenzialen zur Reduzierung des Energiebedarfs sowie zur Integration erneuerbarer Energien und Speichersysteme, um zur Verbesserung der Energieeffizienz in Rheinland-Pfalz beizutragen. Unsere Untersuchung zeigt wie sich die Nutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitäten und der Bau des PSKW-Rio auf das zukünftige Stromnetz der Region Trier auswirken. Zudem ergibt sich ein Ausblick auf die Nutzung des Potenzials des PSKW und die damit einhergehende Vergrößerung oder Verkleinerung des betrachtenden Bilanzkreises. Obwohl das Potenzial des PSKW im Bilanzkreis "Region Trier" nicht voll ausgeschöpft werden kann, zeigt die Simulation des Energieclusters eine deutliche Reduzierung der Über- und Unterdeckung im System. Im Rahmen der Simulationsparameter konnte das PSKW 24 Prozent der Unterdeckung und 30 Prozent der Überdeckung ausgleichen. Wie die niedrigen Vollbenutzungsstunden des PSKW verdeutlichen, könnte durch Integration des PSKW in einen größeren Bilanzkreis dessen Potenzial gesteigert werden. Ferner könnte die Wirtschaftlichkeit des

PSKW dahingehend verbessert werden, wenn das PSKW zum Ausregeln des Prognosefehlers im Bilanzkreis eingesetzt wird. Aufgrund dessen, dass sich unsere Untersuchung speziell auf das Projekt PSKW-Rio und die Region Trier konzentriert hat, wird darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse der Studie möglicherweise nicht repräsentativ für andere Energiesysteme oder Regionen sind. Weiterführende Untersuchungen können jedoch die Anwendung und Bewertung der aktualisierten technischen und betriebswirtschaftlichen Lösungen für das PSKW-Rio-Projekt in anderen Energiesystemen sowie die Untersuchung weiterer Ansätze zur Reduzierung des Energie- und Ressourcenverbrauchs und zur Optimierung der Ressourcennutzung im Energiesektor umfassen.

Förderung

Dieses Projekt wurde von der Europäischen Union aus dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und aus Mitteln des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz (Förderkennzeichen: 84008821) gefördert.

Literaturverzeichnis

- [1] A. Blinn und H. te Heesen, „UCB-SEnMod: A Model for Analyzing Future Energy Systems with 100% Renewable Energy Technologies—Methodology“, *Energies*, Jg. 15, Nr. 12, S. 4383, 2022, doi: 10.3390/en15124383.
- [2] A. Blinn und H. te Heesen, „Modellierung und Simulation von Energieclustern am Beispiel des europäischen Strom-, Wärme- und Verkehrssektors - Methodik: 5. Regenerative Energietechnik Konferenz in Nordhausen“, Hochschule Nordhausen, 2022.
- [3] A. Blinn und H. te Heesen, „Sector Coupled Energy Model for the European Electricity, Heat and Transport Sectors - Methodology“, *38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, S. 1356–1363, 2021, doi: 10.4229/EUPVSEC20212021-6CO.11.5.
- [4] Deutscher Wetterdienst, *Klimaberatungsmodul*. [Online]. Verfügbar unter: <https://kunden.dwd.de/obt/index.jsp> (Zugriff am: 21. Dezember 2022).
- [5] Deutscher Wetterdienst, *Testreferenzjahre (TRY)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> (Zugriff am: 11. Dezember 2022).
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Hg., „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf. Zugriff am: 30. Dezember 2022.
- [7] M. Koch *et al.*, „Pilotprojekt Dezentralisierung. Stärkere Dezentralisierung des bundesdeutschen Strom-Wärme-Systems: Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen sowie infrastrukturelle Folgen“, Institut für angewandte Ökologie, Freiburg, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://mkuem.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/Endbericht_Pilotprojekt_Dezentralisierung_2021_v2.pdf. Zugriff am: 30. Dezember 2022.
- [8] D. Heinz, „Erstellung und Auswertungsrepräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“, Karlsruher Institut für Technologie, 2018, doi: 10.5445/IR/1000086372.
- [9] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 1999. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. Zugriff am: 30. Dezember 2022.

- [10] B. W. Haussmann, W. Biener, J. Brandes, V. Jülch und C. Wittwer, „Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Batteriespeicher-an-ehemaligen-Kraftwerkstandorten.pdf>. Zugriff am: 30. Dezember 2022.
- [11] B. Özalay, H. Schuster, J. Kellermann, J. Priebe und A. Moser, „Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen: Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ GmbH, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/20190212_Studie-E-Bridge_Vorteil_netzdienlicher-Flexibilität_final.pdf. Zugriff am: 30. Dezember 2022.
- [12] K. Kruger, A. Maaz, A. Moser und N. Rotering, *Forecasting for Pumped Storage in Germany*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hydroreview.com/business-finance/forecasting-for-pumped-storage-in-germany/#gref> (Zugriff am: 18. Dezember 2022).
- [13] F. ISE, *Energy-Charts*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/percentage_full_load/chart.htm?l=de&c=DE&chartColumnSorting=ascending&year=2021&source=hydro_pumped_storage_unit_eex&sum=0&partsum=1 (Zugriff am: 21. Dezember 2022).
- [14] C. Menke, D. Brechtken und M. Gebauer, „Pumpspeicherkraftwerk Rio Energiewirtschaftliche Betrachtung“, Hochschule Trier, 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hochschule-trier.de/fileadmin/Hauptcampus/Fachbereich_BL/Solar/Dateien/PSKW_Rio_Energiewirtschaftliche_Betrachtung_2012.pdf. Zugriff am: 30. Dezember 2022.

Automatisierte Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme

Janik Budde¹, Christian Klemm^{1,2}, Jan N. Tockloth¹, Gregor Becker¹, Peter Vennemann¹

¹ FH Münster, Fachbereich Energie · Gebäude · Umwelt, Steinfurt, Germany

² Europa-Universität Flensburg, Abteilung Energie- und Umweltmanagement, Flensburg, Germany

Abstract

Traditionelle, lineare Energiesysteme werden zunehmend zu vernetzten, regenerativen Energiesystemen transformiert. Mit dem auf dem "Open Energy Modelling Framework" (oemof) basierenden „Spreadsheet Energy System Model Generator“ (SESMG) wurde ein Tool entwickelt, welches die Komplexität und Wechselwirkungen moderner Energiesysteme auf urbaner Ebene automatisiert abbildet. Zur Erstellung individueller Energiesystemmodelle sind ausschließlich quartierspezifische Parameter notwendig, technische und wirtschaftliche Parameter sind standardmäßig hinterlegt. Mit Hilfe von Algorithmen werden Energieversorgungsszenarien identifiziert, welche individuell definierte Zielgrößen (z. B. monetäre Kosten oder Treibhausgasemissionen) minimieren. Durch die implementierten Methoden zur Modellvereinfachungen können auch mit begrenzten Rechenressourcen (insb. Rechenzeit und Arbeitsspeicherbedarf) große Systeme modelliert und optimiert werden. Die Zielszenarien werden als Diagramme und für die Weiterverarbeitung mit Geoinformationssystemen aufbereitet, sodass die Ergebnisse analysiert, plausibilisiert und präsentiert werden können.

1. Einleitung

Im Rahmen der Energiewende müssen traditionelle Energiesysteme zu modernen Energiesystemen transformiert werden [1]. Im Zuge dieser Transformation werden urbane Energiesysteme durch den Zubau erneuerbarer Energien mit volatiler Erzeugung, die Nutzung von Energiespeichern, die Sektorenkopplung sowie durch die wachsende Bedeutung neuer Sektoren, wie dem Elektromobilitätssektor und dem Wasserstoffsektor, zunehmend komplexer [2]. Da sich viele Komponenten eines Energiesystems gegenseitig beeinflussen, kann das Potenzial eines Gesamtsystems nur ausgeschöpft werden, wenn die Energie- und Verbrauchssektoren innerhalb urbaner Energiesysteme gemeinsam als Gesamtsystem geplant werden [3, 4]. Hierfür müssen integrale Planungsverfahren geschaffen werden, welche die gesamte Komplexität und Wechselwirkungen moderner Energiesysteme abbilden. Mithilfe von Optimierungsalgorithmen der Energiesystemmodellierung können alle theoretisch möglichen Energieversorgungsszenarien eines zu untersuchenden Energiesystems miteinander verglichen und jene Szenarien identifiziert werden, welche die vom Anwender definierten Zielwerte minimieren. Als Zielwerte können dabei finanzielle Kosten, Treibhausgas (THG)-Emissionen und weitere Parameter berücksichtigt werden [5].

Zur Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme müssen mit zunehmender Systemgröße (Anzahl der Gebäude sowie Technologien) eine Vielzahl gebäude- sowie technologiespezifischer Parameter erfasst werden. Die manuelle Akquise, Aufbereitung und Bereitstellung der Daten sind mit hohem Zeitaufwand verbunden [6]. Gleichzeitig hat die Qualität der Eingabedaten maßgeblichen Einfluss auf die Genauigkeit der Ergebnisse [7]. Die Ergebnisse der Optimierung sind komplex und können ohne Ergebnisausbereitung nur unzureichend analysiert, verifiziert und verstanden werden. Die zur Verfügung stehende Rechenressourcen (insbesondere Rechenzeit und Arbeitsspeicher) stellen zudem oftmals eine Hürde in der Lösbarkeit großer Modelle dar [2].

Mit dem „Spreadsheet Energy System Model Generator“ (SESMG) [8] wurde an der FH Münster ein Tool entwickelt, welches verknüpfte Energiesektoren und deren Wechselwirkungen abbilden kann. Mithilfe des SESMG können komplexe, urbane Energiesysteme gleichzeitig hinsichtlich der Zielgrößen, Kosten als auch THG-Emissionen, optimiert werden. Die Konfiguration des jeweiligen

Energiesystemmodells erfolgt über eine graphische Benutzungsoberfläche, während sämtliche Eingabedaten tabellenbasiert an das Programm übergeben werden. Der SESMG stellt somit eine anwendungsfreundliche Schnittstelle zu dem zugrunde liegenden „Open Energy Modelling Framework“ (oemof) dar (s. Kap. 2.1, Kap. 2.2) und setzt keine Programmierkenntnisse voraus. Gleichzeitig stellt der SESMG einen effizienten Workflow zur Energiesystemmodellierung zur Verfügung, da die o. g. Hürden durch folgende (Teil-)Automatisierungen, die Generierung von Daten und zusätzlichen Methoden reduziert werden:

- Das Energiesystemmodell inkl. aller darin enthaltender Komponenten (z. B. Wetterdaten, Lastgänge) wird automatisiert erstellt und erfordert keine Programmierkenntnisse sowie keine Kenntnisse über das zugrundeliegende Modellierungsframework (s. Kap. 2.2).
- Der Eingabe- und Rechercheaufwand wird durch die Bereitstellung der benötigten technischen und wirtschaftlichen Parameter reduziert (s. Kap. 2.3).
- Gebäudespezifische Parameter können auch für große Quartiere mit stark verringertem Zeitaufwand teilautomatisiert definiert werden (s. Kap. 2.3).
- Hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Rechenressourcen, kann der Umfang der Energiesystemmodelle, durch die Nutzung der im SESMG implementierten Modellvereinfachungen, verringert werden (s. Kap. 2.4).
- Der SESMG ermöglicht die automatisierte Erstellung multikriteriell optimierter Energieversorgungszenarien (s. Kap. 2.5).
- Die Ergebnisaufbereitung und -darstellung in unterschiedlichen Diagrammen erfolgt automatisiert, sodass Ergebnisse schnell analysiert werden können (s. Kap. 3).

Der SESMG ist Open-Source unter der GPL-3.0 Lizenz veröffentlicht [8]. Aktuell ist die Version 0.4.0 des SESMG verfügbar. Einige Inhalte des Artikels wurden bereits an anderer Stelle veröffentlicht. Die entsprechenden Inhalte wurden durch Quellenangaben gekennzeichnet.

2. Methodik

2.1 Modellierungsansatz

Die Modellierung des SESMG basiert auf dem Modellierungsframework oemof [9]. Zur Modellösung können entweder der Open-Source basierte CBC-Solver [10] oder der kommerzielle Gurobi-Solver genutzt werden [11].

Bei der Modellierung wird der analytische Bottom-Up-Ansatz sowie lineare Programmierung und ganzzahlige Programmierung (nur für Wärmenetze) angewendet. Die räumliche Auflösung kann urbane Gebiete von circa 1 000 Gebäuden mit einer gebäudescharfen räumlichen Auflösung umfassen. Der Zeithorizont umfasst ein Jahr mit einer stündlichen Auflösung.

Die Modellierung berücksichtigt mehrere Verbrauchssektoren (Wohnen, Gewerbe, Industrie) und Energiesektoren (Elektrizität, Wärme, fossile Brennstoffe, Wasserstoff) und diverse Technologien zur Bereitstellung der benötigten Energie.

Die Energiesysteme der betrachteten Quartiere werden volkswirtschaftlich optimiert, wobei die Grenzen des wirtschaftlichen Bilanzraums mit denen des Quartiers identisch sind. Das Modell optimiert somit die monetären Kosten und THG-Emissionen des Gesamtsystems. Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass alle Stakeholder innerhalb des Quartieres im gleichen Maße profitieren.

2.2 Modellstruktur

Mithilfe der Graphentheorie werden Energiesysteme als Graphen abgebildet, die aus einer Menge von Knoten und Kanten bestehen. Knoten stehen dabei für Komponenten und Busse, während Kanten diese miteinander verbinden. Die Zustandsvariablen der Kanten geben an, welche Energiemenge zu

welchem Zeitpunkt zwischen den einzelnen Knotenpunkten transportiert wird [12]. Grundsätzlich kann jedes Energiesystem mithilfe folgender Komponenten abgebildet werden:

- **Sources** sind Energiequellen und bilden die Energiebereitstellung ab. Dies kann entweder die Nutzung einer Energiequelle oder der vereinfachte Energieimport aus benachbarten Energiesystemen sein (z. B. Photovoltaikanlage oder Stromnetzbezug) [12].
- **Sinks** sind Energiesenken und können z. B. die Energiebedarfe oder den Energieexport in benachbarte Systeme (z. B. Strombedarf eines Haushalts oder Verkauf von Strom) darstellen [12].
- **Transformer** sind Komponenten mit einem oder mehreren Eingangsflüssen, die in einen oder mehrere Ausgangsflüsse umgewandelt werden (z. B. Blockheizkraftwerke (BHKW), Wärmepumpen) [12].
- **Storages** sind Energiespeicher, welche an einen Bus angeschlossen werden. Sie können Energie aus diesem Bus speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben (z. B. Batteriespeicher, thermische Speicher) [12].
- **Busses** werden benötigt, um die oben genannten Komponenten miteinander zu verbinden, da oemof keine direkten Verbindungen erlaubt. Stattdessen müssen sie über einen Bus verbunden sein. Busse können eine beliebige Anzahl von eingehenden und ausgehenden Energieflüssen haben [12].
- **Links** werden dazu genutzt, um zwei Busse miteinander zu verbinden. Links berücksichtigen z. B. Übertragungsverluste von Leitungen [12].

Bei der Anwendung des zugrundeliegenden Modellierungsframeworks oemof muss jede einzelne Komponente separat definiert und dem Energiesystemmodell hinzugefügt werden. Bei der räumlich und technisch hochaufgelösten Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme sind je nach Systemgröße mehrere Tausend Komponenten zu berücksichtigen. Mithilfe des SESMG kann der Systemgraph inkl. aller notwendigen Komponenten automatisiert auf Basis der Eingabedaten (s. Kap. 2.3) erstellt werden. Abbildung 1 stellt den vom SESMG automatisch erstellten Systemgraphen eines urbanen Energiesystems dar. Das Gesamtsystem beinhaltet ein Subsystem (dunkelgrau), welches die Gebäudehüllen abbilden und für eine beliebige Anzahl weiterer Gebäude dem Gesamtsystem hinzugefügt werden kann. Das Energiesystem interagiert über die Grenzen des Gesamtsystems (hellgrau) mit anderen Energiesystemen (z. B. Import oder Export in das bzw. aus dem Stromnetz).

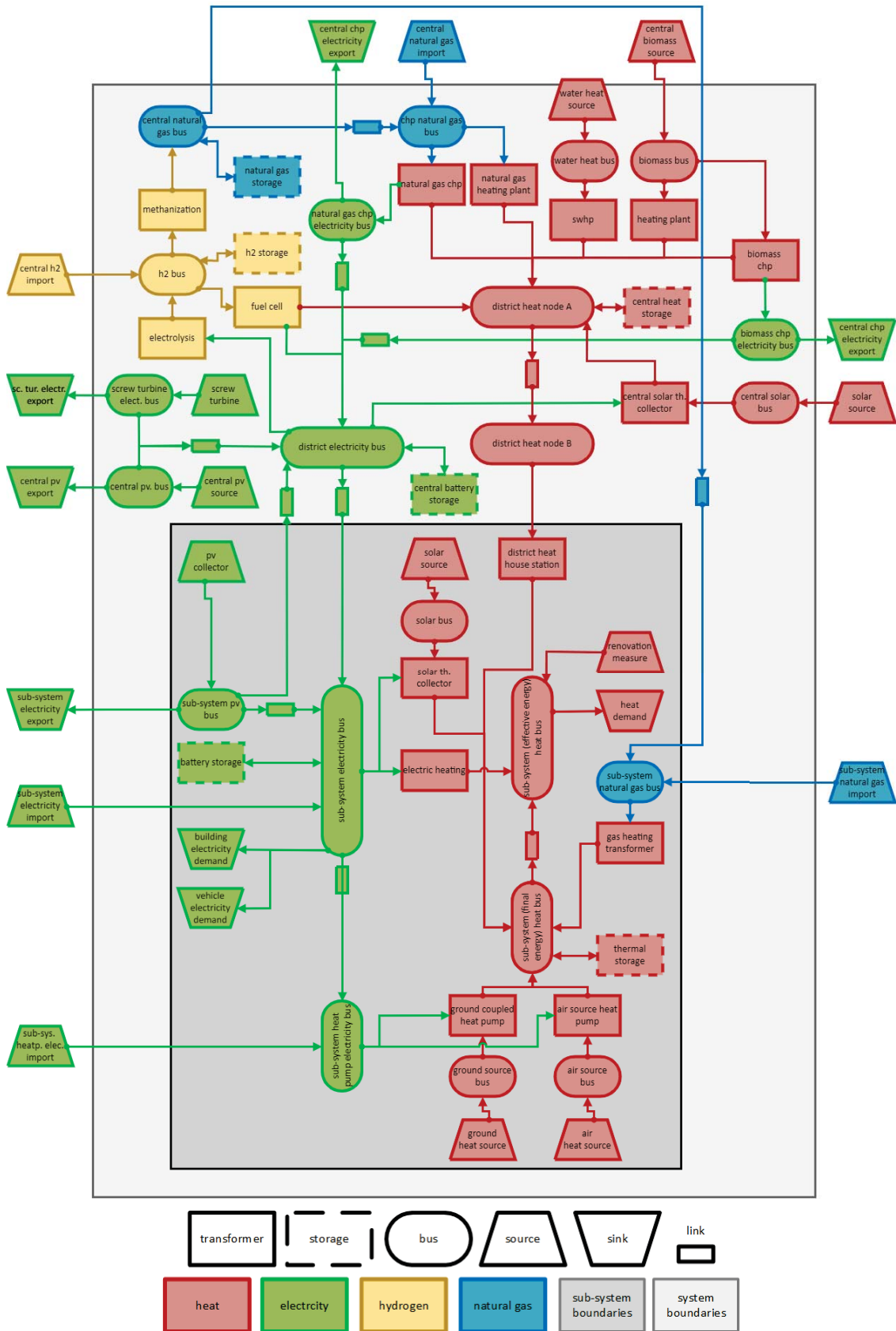


Abb. 1: Systemgraph eines Energiesystems, das mit anderen Systemen über die Grenzen (hellgrau) interagiert. Das Subsystem (dunkelgrau) bildet die Gebäudehülle ab [13].

2.3 Modelldefinition

Grundlage für das in Abbildung 1 dargestellte, automatisch erstellte Energiesystem ist die sog. Modelldefinition, welche für jedes Energiesystemmodell erstellt werden muss. In dieser wird jede Komponente hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Parameter und Auslegung (z. B. Wirkungsgrad, THG-Emissionen, max. Leistung) definiert. Tabelle 1 stellt einen Auszug der Modelldefinition dar. Neben den technologiespezifischen Daten, müssen Anwendende modell- bzw. quartierspezifische Daten (z. B. Baujahr der Gebäude, Wärmenetz als Investitionsalternative) definieren. Bereits ab einer Quartiersgröße von zehn Gebäuden müssen mehrer Tausend Werte erhoben werden.

Tab. 1: Beispielhafter Auszug aus der Modelldefinition.

label	min. investment capacity	max. investment capacity	periodical costs	variable emissions
gasheating_transformer	0 kW	20 kW	100 €/(kW a)	200 g/kWh

Um den Aufwand zur Erstellung einer solchen Modelldefinition zu reduzieren, wurde diese in zwei Prozessschritte unterteilt. Alle technologiespezifischen Parameter sind in einer Tabelle hinterlegt und können modellübergreifend verwendet werden. Diese Technologieparameter sind bereits im SESMG implementiert und in einer separaten Publikation ausführlich erläutert [13]. Optional können die Technologieparameter von den Anwendenden angepasst werden, um technische oder wirtschaftliche Parameter modell- oder szenarienspezifisch zu variieren (z. B. Importpreise).

Der individuelle Eingabeaufwand beschränkt sich dadurch auf die quartierspezifischen Daten, die als Upscaling-Parameter definiert werden müssen. Hierin werden zunächst gebäudespezifische Parameter definiert (z. B. Baujahr eines Gebäudes). Darüber hinaus wird für jedes Gebäude definiert, welche Technologien als Investitionsalternative zur Verfügung stehen und in das Energiesystemmodell implementiert werden sollen (z. B. Gasheizungen). Ebenfalls erfolgt eine Definition der zu berücksichtigen zentralen Komponenten auf Quartiersebene (z. B. Erdgas-BHKW). Der Eingabeaufwand für die Investitionsalternativen beschränkt sich auf eine binäre Entscheidung (ja/nein). Technologien der zentralen Wärmeversorgung können nur als Investitionsalternative berücksichtigt werden, wenn ein Wärmenetz im Energiesystemmodell berücksichtigt wird. Mithilfe des SESMG-internen Upscaling-Tools werden sämtliche zur Modellierung des Energiesystems benötigten Systemkomponenten automatisiert angelegt und definiert. Anwendende müssen somit nicht die zugehörigen Knoten und Kanten der Technologien des Energiesystems als Eingabedaten definieren (vgl. Kap. 2.2). Ebenfalls werden standortspezifische Zeitreihen hinterlegt (z. B. Wetterdaten).

2.4 Modellvereinfachungen

Um komplexe urbane Energiesysteme unter Berücksichtigung der vorhandenen Rechenressourcen (insb. Rechenzeit und Arbeitsspeicher) lösen zu können, sind im SESMG unterschiedlichen Methoden zur Modellvereinfachung implementiert. Hierbei kann grundsätzlich unterschieden werden zwischen

- zeitlichen,
- technologischen und
- räumlichen Modellvereinfachungen.

Zeitliche Modellvereinfachungen reduzieren die Anzahl der zu modellierenden Zeitschritte. Die Zeitreihen können hierfür mithilfe unterschiedlicher Methoden angepasst werden (z. B. Bildung von Durchschnittswerten) [2]. Es wird die Durchführung eines zeitlich stark vereinfachten Vormodells empfohlen [2], auf dessen Grundlage definitiv nicht lohnenswerte Investitionsentscheidungen aus dem Modell eliminiert („technological pre-selection“) und Investitionsgrenzen auf ein sinnvolles Maß begrenzt werden („technological boundaries“). Neben den zeitlich stark vereinfachten Vorläufen

können die Hauptläufe ebenfalls mit geringfügigen zeitlichen Vereinfachungen durchgeführt werden. Bei großen Energiesystemen (mehrere Hundert Gebäude) wird empfohlen, das betrachtete Energiesystemmodell in räumliche Teilmodelle zu untergliedern und die Ergebnisse zu aggregieren, um den Arbeitsspeicheraufwand zu reduzieren. Die Gebietsdefinition der Teilmodelle sollte strategisch ausgewählt werden (z. B. an Knotenpunkten von Wärmenetzen) und die Ergebnisse sollten miteinander verschnitten werden.

Diese Methoden sind im SESMG implementiert und können durch die Anwendenden ohne Anpassung des Energiesystemmodells genutzt werden. Die einzelnen Methoden wurden ausführlich getestet und deren Einfluss auf die Modellqualität bewertet [2].

2.5 Optimierung des Energiesystemmodells

Die multikriterielle Systemoptimierung wird unter der Zuhilfenahme der ϵ -constraint Optimierungsmethode durchgeführt [14]. In einem ersten Modelllauf wird das System hinsichtlich monetärer Kosten (primäres Optimierungsziel) optimiert. Der zweite Modelllauf optimiert das System hinsichtlich der THG-Emission (sekundäres Optimierungsziel). Das Kostenminimum stellt die monetär günstigste Technologieauslegung und -betriebsweise dar, welche das betrachtete Quartier versorgen kann. Das THG-Emissionsminimum stellt die Technologieauslegung und -betriebsweise dar, welche die geringsten THG-Emissionen verursacht. In weiteren Modellläufen werden die mit der Energieversorgung verbundenen zulässigen THG-Emissionen schrittweise reduziert, bis die THG-Emission das realisierbare Minimum erreicht haben. Die absoluten Kosten und THG-Emissionen der kosten- und emissionsoptimierten Szenarien liegen zwischen den Extremwerten (Kosten- bzw. Emissionsminimum) und stellen multikriteriell optimierte Energieversorgungsszenarien dar. Die Funktion aller gewichtet optimierten Energieversorgungsszenarien wird als Paretofront bezeichnet. Die einzelnen Energieversorgungsszenarien werden im THG-Emissionen-Kosten-Diagrammen als Paretopunkte dargestellt (s. Kap. 3, Abb. 2). Die Optimierung sämtlicher Paretopunkte kann automatisiert erfolgen. Anwendende können über die Benutzungsoberfläche die Anzahl der zu berechnenden Paretopunkte sowie die jeweilige Reduktion der THG-Emissionen festlegen.

3. Beispielergebnisse

Der SESMG bietet umfangreiche Möglichkeiten der Ergebnisaufbereitung und anschaulichen Ergebnisdarstellung. Diese ermöglichen eine schnelle Analyse der Ergebnisse, ohne dass Anwendende eigene Auswertungen der Ergebnisrohdaten vornehmen müssen. Die Nutzung der Ergebnisdaten für eigene Analysen hinsichtlich spezifischer Fragestellungen ist weiterhin möglich. Die Funktionen befinden sich noch in der Entwicklung und werden im Jahr 2023 final implementiert.

Die Möglichkeiten der Ergebnisaufbereitung werden im weiteren Verlauf anhand von anonymisierten Beispielergebnissen veranschaulicht (s. Kap 3.1, Kap. 3.2). Das betrachtete Energiesystem besteht aus ca. 20, teilweise historischen, Gebäude mit unterschiedlichen Sanierungsständen. Einige Gebäude werden gewerblich genutzt. Es wurden neben dem Kosten- und dem THG-Emissionsminimum fünf kostenoptimierte Energieversorgungsszenarien bei vorgegebenen Emissionen bestimmt. Die zu betrachtenden Investitionsalternativen wurden im Vorfeld durch den Quartiersbetreiber festgelegt und bilden nicht den gesamten Umfang der im SESMG implementierten Technologien ab. Die Ergebniskarten werden anhand eines Quartiers mit ca. 1 200 Gebäuden veranschaulicht (s. Kap. 3.3).

3.1 THG-Emissionen-Kosten-Diagramme

In Abbildung 2 ist die Paretofront des Beispielquartiers im THG-Emissionen-Kosten-Diagramm des Beispielquartiers dargestellt. Die Randpunkte der Paretofront bilden sich durch das Kosten- sowie das THG-Emissionsminimum. Zwischen diesen Extremwerten werden multikriteriell optimierte Energieversorgungsszenarien bestimmt. Darüber hinaus ist es sinnvoll den Status Quo zu simulieren,

sodass die Veränderungen gegenüber den Energieversorgungsszenarien analysiert werden können. Der Status Quo wird aufgrund der aktuellen Energieversorgung simuliert.

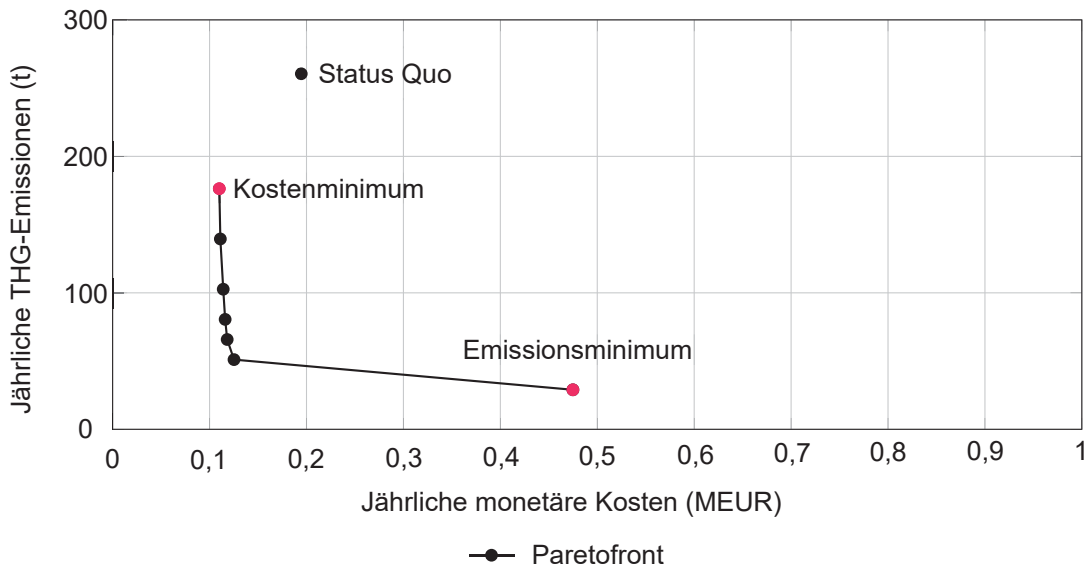


Abb. 2: THG-Emissionen-Kosten-Diagramm eines Beispielquartiers.

3.2 Energiemengen- und Leistungsdiagramme

Wärmemengendiagramme stellen die jährlich bereitgestellte Arbeit der Energieumwandlungstechnologien dar (s. Abb. 3). Mit Hilfe der Wärmemengendiagramme können Anwendende die Wärmeversorgung des Quartiers analysieren und Veränderungen aufgrund der reduzierten THG-Emissionen interpretieren. Analog dazu können Strom-Mengendiagramme erstellt werden.

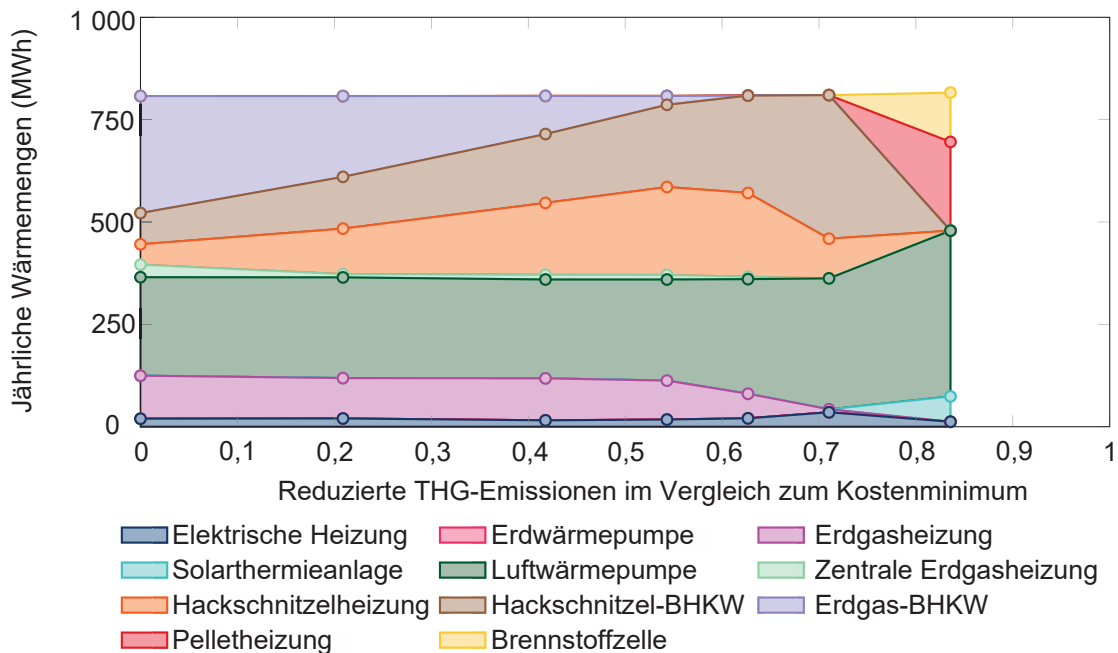


Abb. 3: Wärmemengendiagramm eines Beispielquartiers.

Leistungsdiagramme stellen die kumulierten Nennleistungen der ausgelegten Technologie der Energieversorgungsszenarien dar (s. Abb. 4). Zwischen den Energieversorgungsszenarien können

sich die Technologieauslegungen und deren Betriebsweisen unterscheiden, wodurch sich technologische Entwicklungspfade ergeben. Analog dazu können Wärme-Leistungsdiagramme erstellt werden.

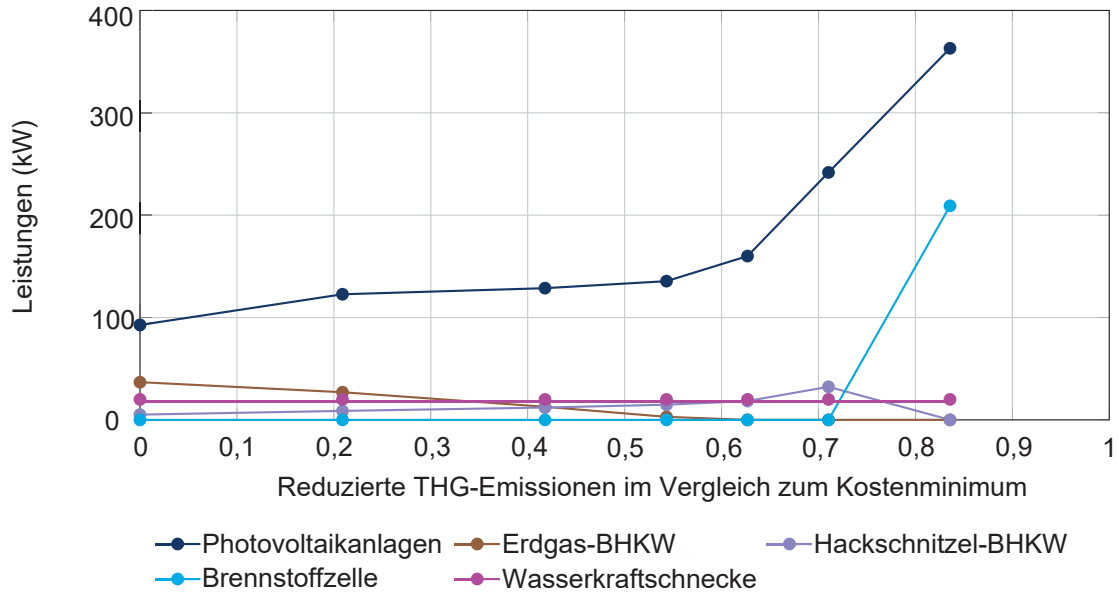


Abb. 4: Strom-Leistungsdiagramm eines Beispielquartiers.

3.3 Ergebniskarten

Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden in CSV-Dateien zusammengefasst. Mit Hilfe von Geoinformationssystem (GIS)-Anwendungen können die Ergebnisse aufbereitet und in Form von Karten veranschaulicht werden. Gerade bei Energiesystemmodellen ist dies sinnvoll, da so z. B. Photovoltaikpotentiale oder Gebäude mit hohem Wärmebedarf mit geringem Aufwand lokalisiert werden können (s. Abb. 5). Die GIS-basierte Ergebnisaufbereitung erfolgt bisher nicht automatisiert.

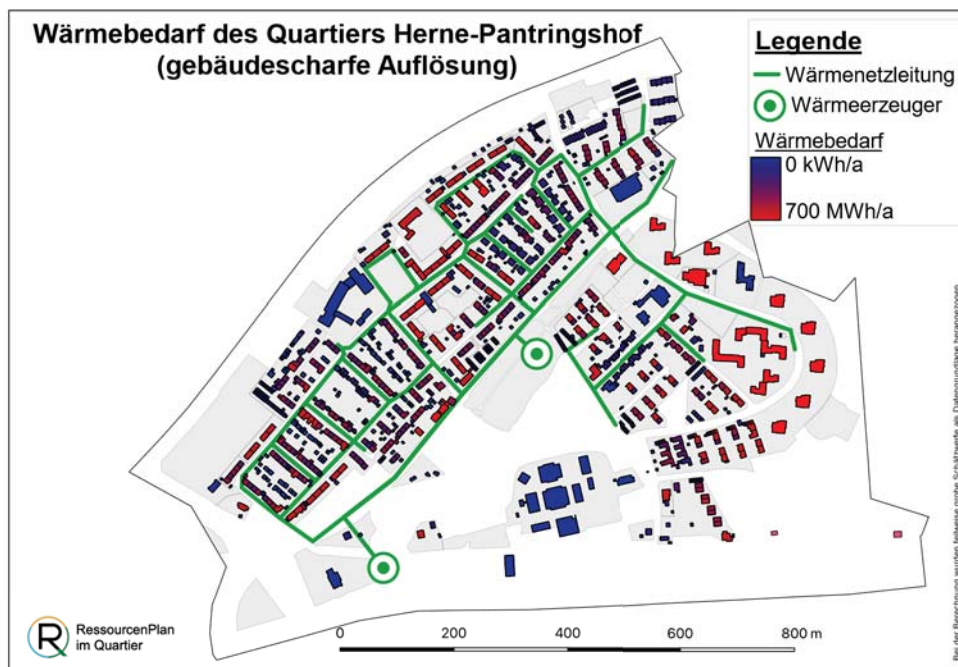


Abb. 5: Wärmebedarf des Quartiers Herne-Pantringshof.

4. Fazit und Ausblick

Unter Zuhilfenahme von Methoden der Energiesystemmodellierung können wichtige Erkenntnisse über die zukünftigen Entwicklungen urbaner Energiesysteme und damit einhergehenden Umweltauswirkungen gewonnen werden. Mit der Anwendung gehen jedoch einige Herausforderungen einher, wie die Erhebung qualitativ hochwertiger Modellparameter [11].

Der SESMG vereinfacht den Prozess der Modellierung und Optimierung urbaner Energiesysteme und die damit verbundenen Herausforderungen deutlich. Der Aufwand der Datenerhebung wird ausschließlich auf quartiersspezifische Parameter und die grundsätzliche Entscheidung, welche Technologien bei der Optimierung in Betracht gezogen werden sollen, begrenzt. Darauf aufbauend wird mithilfe von hinterlegten Technologieparametern ein Energiesystemmodell automatisiert erstellt und optimiert. Die resultierenden Ergebnisdaten werden übersichtlich in Form von Diagrammen dargestellt, sodass Anwendende direkt mit der Ergebnisinterpretation beginnen können.

Wie bei allen Modellen ist es wichtig, dass Anwendende sich möglicher Abweichungen zwischen Modellierungsergebnissen und der realen Situation bewusst sind. Diese sind hauptsächlich auf notwendige Annahmen und Vereinfachungen im Modell sowie mangelnde Datenqualität zurückzuführen. Diese Unstimmigkeiten in der Modellierung nehmen zu, je stärker das Modell vereinfacht wird. Beides ist bei der Ergebnisinterpretation zu berücksichtigen. Die automatisierte Ergebnisdarstellung unterstützt die Anwendenden bei der Plausibilitätsprüfung, sodass gravierende Fehlerquellen identifiziert werden können. Der SESMG bietet einen niederschweligen Zugang zur Energiesystemmodellierung. Hierbei sind weder Programmier- noch Modellierungskennnisse erforderlich, jedoch ist ein tiefgreifendes energietechnisches und -wirtschaftliches Wissen nötig. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass für die Erhebung von quartiersspezifischen Daten und für die Aufbereitung der Ergebnisse ein Umgang mit GIS-Software hilfreich ist. Über eine geplante GIS-Schnittstelle soll die Anwendungsfreundlichkeit des SESMG hinsichtlich der Datenbeschaffung zukünftig weiter gesteigert werden.

Der volkswirtschaftliche Optimierungsansatz des SESMG führt dazu, dass nicht zwangsläufig alle Stakeholder des Energiesystems von der Optimierung profitieren. Dies ist bei der Modellierung hinsichtlich der jeweiligen Fragestellung zu berücksichtigen. Ein betriebswirtschaftlicher Optimierungsansatz würde dazu führen, dass stakeholderspezifische Ansprüche im Modell berücksichtigt werden können. Die Implementierung einer betriebswirtschaftlichen Modellierung ist für kommende Forschungsprojekte geplant.

Die Transformation der Energiesysteme wirkt sich ebenfalls auf den Mobilitätssektor aus, welcher zunehmend in den Elektrizitätssektor integriert wird. Die Berücksichtigung des individuellen Mobilitäts- und Ladeverhaltens im Energiesystemmodell, ist hinsichtlich der zeitlichen Planungshorizonte von Energiesystemen bereits heute sinnvoll. Um eine langfristige Gültigkeit der Modellierungsergebnisse zu erreichen, ist eine realistische Prognose der (Elektro-)Mobilitätsentwicklung und -nutzung notwendig. In einem geplanten Forschungsprojekt soll der SESMG um eine quartiersspezifische Mobilitätsmodellierung erweitert werden, um diese Auswirkungen berücksichtigen zu können.

Die Komplexität im Energierecht führt dazu, dass Mieterstrommodelle, Eigenverbräuche und lokale Energiemärkte bisher nicht umfangreich im SESMG berücksichtigt werden. In einem geplanten Promotionsvorhaben werden lokale Energiemärkte in den Modellierungsansatz implementiert.

Die Veröffentlichung der Release-Version 1.0 ist für Sommer 2023 geplant.

Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission (2020): EU Energy System Integration Strategy. Faktenblatt. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_1295, zuletzt geprüft am 14.09.2022.
- [2] Klemm, Christian (2022): Preprint (submitted for publication in Applied Energy): Model-based run-time and memory usage optimization for a mixed-used multi-energy system model with high spatial resolution. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/361634152_Model-based_run-time_and_memory_optimization_for_a_mixed-use_multi-energy_system_model_with_high_spatial_resolution, zuletzt geprüft am 30.12.2022.
- [3] Lukszo, Zofia; Bompard, Ettore; Hines, Paul; Varga, Liz (2018): Energy and Complexity. In: Complexity 2018, S. 1–2. DOI: 10.1155/2018/6937505.
- [4] Mancarella, Pierluigi; Andersson, Goran; Pecas-Lopes, Joao Abel; Bell, Keith (2016): Modelling of integrated multi-energy systems: Drivers, requirements, and opportunities. In: 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC). Genoa, Italy, 20.06.2016 - 24.06.2016: IEEE, S. 1–22.
- [5] Klemm, Christian; Wiese, Frauke (2022): Indicators for the optimization of sustainable urban energy systems based on energy system modeling. In: Energy, Sustainability and Society. DOI: 10.1186/s13705-021-00323-3
- [6] Budde, Janik (2022): Leitfaden zur Modellierung von Energiesystemen. Masterarbeit. FH Münster, Steinfurt.
- [7] DeCarolis, Joseph; Daly, Hannah; Dodds, Paul; Keppo, Ilkka; Li, Francis; McDowall, Will et al. (2017): Formalizing best practice for energy system optimization modelling. In: Applied Energy 194, S. 184–198. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.001.
- [8] Klemm, Christian; Budde, Janik; Becker, Gregor; Tockloth, Jan N.; Vennemann, Peter (2022): Spreadsheet Energy Model Generator: SESMG. Online verfügbar unter <https://spreadsheet-energy-system-model-generator.readthedocs.io/en/latest/index.html>, zuletzt geprüft am 27.04.2022.
- [9] oemof developer (2022): oemof. open energy modelling framework. Online verfügbar unter <https://oemof.org/>, zuletzt geprüft am 23.05.2022.
- [10] COIN-OR Foundation (2022): COIN-OR Branch-and-Cut solver. Online verfügbar unter <https://github.com/coin-or/Cbc>, zuletzt geprüft am 28.12.2022.
- [11] Gurobi Optimization LLC (2022): Gurobi Optimizer. Beaverton. Online verfügbar unter <https://www.gurobi.com/solutions/gurobi-optimizer/>, zuletzt geprüft am 28.12.2022.
- [12] Hilpert, Simon; Kaldemeyer, Cord; Krien, Uwe; Günther, Stephan; Wingenbach, Clemens; Plessmann, Guido (2018): The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. In: Energy Strategy Reviews 22, S. 16–25. DOI: 10.1016/j.esr.2018.07.001.
- [13] Klemm, Christian; Budde, Janik; Becker, Gregor; Tockloth, Jan N.; Vennemann, Peter (2022): Energy system model parameters: Energy system modeling for a medium sized neighborhood. DOI: 10.5281/ZENODO.7326488.
- [14] Mavrotas, George (2009): Effective implementation of the ϵ -constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems. In: Applied Mathematics and Computation 213 (2), S. 455–465. DOI: 10.1016/j.amc.2009.03.037.

Umfassende Analyse geeigneter Energieversorgungstechnologien für informelle Siedlungen in Sub-Sahara Afrika

Rebekka Besner¹, Kedar Mehta¹, Wilfried Zörner¹

¹ Institut für neue Energiesysteme (InES), Technische Hochschule Ingolstadt (THI), Ingolstadt

Abstract

Der Zugang zu Energiedienstleistungen charakterisiert sich im urbanen Raum im Vergleich zur ruralen Region in Sub-Sahara Afrika durch eine höhere Verfügbarkeit. Doch noch immer existieren städtische Gebiete, wie informelle Siedlungen, die von unzulänglicher Energie- bzw. Elektrizitätsversorgung und Energiearmut geprägt sind. Eine nachhaltige Verbesserung der Energieversorgung in diesen informellen Siedlungen kann dabei mithilfe verschiedener Systeme erreicht werden. Um eine ideale Systemlösung für die dort existierenden, energiebezogenen Herausforderungen zu identifizieren, wird die SWOT-Analyse angewendet. Dabei werden Schwächen, Stärken, Risiken und Chancen von vier Technologien evaluiert und verglichen: Netzerweiterung, Mini-Grids, Solar Home Systems und das Konzept des Energy-Hubs. Die Analyse zeigt, dass sich insbesondere der Energy-Hub zum Einsatz in informellen Siedlungen eignet und Antworten auf notwendige, erhöhte Sicherheitsvorkehrungen, unstrukturierte, dichte Bebauung und hohe Bevölkerungsfluktuation findet.

1. Einleitung

Allgemeines Bevölkerungswachstum, Abwanderung aus dem ländlichen Raum in Stadtgebiete, wirtschaftliche Vulnerabilität, unzulängliche öffentliche Verwaltung oder Stadtplanung sowie Knappheit an erschwinglichem und geeignetem Wohnraum sind die Hauptgründe für die Zunahme informeller Siedlungen (ISs) in Sub-Sahara Afrika (SSA) [1, 2]. Bei einem durchschnittlichen jährlichen Bevölkerungswachstum von etwa 2,5 % wird es in SSA auch in Zukunft ISs geben [3]. Diese Gebiete sind besonders von den Veränderungen durch den Klimawandel betroffen, denn sie liegen in für legale Bewohner zu unattraktiven, für Naturkatastrophen anfälligen Regionen. Zusätzlich sind die Bewohner von ISs aufgrund geringer finanzieller Mittel nur bedingt in der Lage, sich ausreichend auf die Konsequenzen der klimatischen Veränderungen vorzubereiten. Abb. 1 zeigt einen Ausschnitt einer Straße eines typischen ISs.

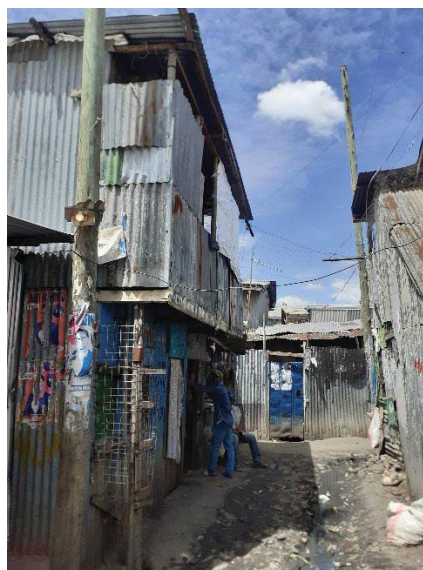


Abb. 1: Eine exemplarische Straße in einem informellen Viertel in Nairobi

Menschen in ISs leben meist ohne oder mit nur mangelhaftem Zugang zu grundlegender Versorgung: Energie, Wasser, sanitäre Einrichtungen und Bildung [4]. Dabei sind die Herausforderungen im Zusammenhang mit dem Energiesektor entscheidend. Denn Energie ist ein essenzieller Parameter für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung eines Gebietes und beeinflusst gleichzeitig die übrigen genannten Bereiche. Trotz höherer Elektrifizierungsraten in städtischen Gebieten (z. B. über 90 % in Kenia) im Vergleich zum ländlichen Raum, stehen die Bewohner von ISs vor drei grundlegenden, energiebezogenen Herausforderungen: Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit von Energie (-dienstleistungen) und Energiearmut.

Verfügbarkeit: Oftmals befinden sich ISs nahe dem legalen Stromnetz. Aufgrund hoher Anschlusskosten, illegaler Elektrizitätsversorgung durch informelle Stromversorger und des illegalen Status der Bewohner, wird diesen häufig eine legale Verbindung zum nationalen Stromnetz verwehrt. Auch öffentliche Services wie Straßenbeleuchtung sind in ISs nicht flächendeckend vorhanden: Die dort herrschende hohe Kriminalitätsrate in Kombination mit schwacher Infrastruktur bringt eine prekäre Sicherheitslage mit sich [5], insbesondere für Frauen und Kinder. Zusätzlich kann die dichte, komplexe Bebauung, wie sie in Abb. 1 erkennbar ist, den Ausbau der lokalen Infrastruktur verhindern. So werden beispielsweise Haushalte in ISs in Mozambique zur Risikominimierung von Unfällen nicht elektrifiziert, weil diese wegen zu schmaler Straßen nicht mit Rettungsfahrzeugen zugänglich sind [6]. Auch in Ghana wird Haushalten der Anschluss verweigert, die Anforderungen an Verkabelung, Besitzverhältnisse und Bauvorschriften nicht einhalten [7].

Zuverlässigkeit: In ISs kommt es häufig zu Frequenzschwankungen und Ausfällen der Elektrizitätsversorgung. Diese erschweren lokalen (Klein-) Unternehmen, ihre Geschäfte zu führen. Durch Stromausfälle verursachte verkürzte Öffnungszeiten, Produktionsstopps von Gütern, Beschädigung von elektrischen Geräten oder fehlende Kühlung verderblicher Lebensmittel führen zu Umsatz- und Gewinneinbußen [8]. Auch Privatpersonen leiden unter unzuverlässiger Energieversorgung. Kindern bleiben beispielsweise Bildungsmöglichkeiten aufgrund mangelnder Beleuchtung verwehrt [7] oder Bewohner sind entmutigt, elektrische Geräte zu kaufen [9].

Energiearmut: Es existieren verschiedene Definitionen des Begriffs, die jedoch alle die gleich Kernaussage teilen: Die Energieversorgung ist nicht ausreichend, um die Grundbedürfnisse der Bevölkerung zu erfüllen. Energiearmut beginnt, wenn der Anteil der Energiekosten am Gesamteinkommen über 10 % liegt. In Nairobi, wo etwa zwei Millionen der 3,4 Millionen Einwohner in ISs leben, liegt dieser Anteil bei 26 %, mit einem Minimum von 15 % und einem Maximum von 34 % [8]. Das liegt damit deutlich über dem globalen Durchschnitt und verdeutlicht die herrschende Energiearmut. Folglich werden neben dem hohen Einkommensanteil auch Zeit und Arbeitskraft der Bewohner durch die Suche nach und den Erwerb von Energiequellen investiert [10]. González-Eguino [11] hebt zwei Aspekte der Energiearmut hervor, den Mangel an Energiedienstleistungen und den Mangel an Wahlmöglichkeiten. Der fehlende Zugang zu Energie führt nicht nur zu erschwerter Deckung von Grundbedürfnissen, wie der Zubereitung von Mahlzeiten, sondern verwehrt auch die Chance auf bessere Bildung, Informationsbeschaffung und Nutzung der digitalen Kommunikation. Der daraus resultierende Kompetenz- und Beteiligungsverlust an z. B. staatlichen oder politischen Entscheidungen verdeutlicht die fehlende Wahlmöglichkeit wie auch die finanziellen Einschränkungen der Betroffenen. Zusätzlich wirkt sich die Nutzung fossiler Energiequellen negativ auf die Gesundheit der betroffenen Personen aus, da das Kochen mit traditioneller Biomasse in Innenräumen Luftverschmutzung verursacht [12]. Die langfristig betrachtet hohen Preise fossiler Energien, die Abhängigkeiten von Importen sowie der lokale Ressourcenabbau beeinflussen das Wirtschaftswachstum und die Umwelt der betroffenen Personen und Gemeinschaften negativ [13, 14]. Die Weltbank, die das Multi-Tier Framework (vgl. Franz et al. [15, S. 26]) zur Bewertung von Energiearmut entwickelt hat, bestätigt, dass der Zugang zu Energie vielschichtig ist und nicht auf einen vorhandenen Stromanschluss reduziert werden kann [16, 17].

Werden ISs nicht in zukünftige Energieszenarien einbezogen, besteht die Gefahr, dass sich der

Übergang zur Versorgung mit erneuerbaren Energien (EE) verlangsamt und die Armut unter den bereits marginalisierten Bevölkerungsgruppen zunimmt [18]. Eine nachhaltige Unterstützung von lokalen Services und Unternehmen im Bereich der Energienutzung und -erzeugung ist daher notwendig, um die Lebens- und Umweltbedingungen der Bevölkerung von ISs zu verbessern und die Energiearmut zu reduzieren.

Hier besteht eine Forschungslücke in Bezug auf die Frage, welche Technologie die größte positive nachhaltige Wirkung für eine zuverlässige, erschwingliche, saubere und diebstahlsichere Energieversorgung in den benachteiligten Gebieten hat. Dabei ist es dringend erforderlich, Eigenschaften der verfügbaren Technologien und die Machbarkeit einer Umsetzung für eine moderne Energieversorgung von ISs zu untersuchen.

2. Methodik

Als Methodik dieses Artikels wird eine SWOT-Analyse genutzt, welche eine umfassende Bewertung der untersuchten Technologien ermöglicht. Mithilfe der SWOT-Analyse werden vier Aspekte eines Untersuchungsgegenstandes identifiziert: Stärken (Strengths), Schwächen (Weaknesses), Chancen (Opportunities) und Risiken (Threats) [19]. Um das Ziel eines nachhaltigen Technologieeinsatzes zu erreichen, müssen Stärken ausgearbeitet, Schwächen ausgeglichen, Chancen genutzt und Risiken vermieden werden [20]. Abb. 2 zeigt einen Überblick der angewendeten SWOT-Analyse.

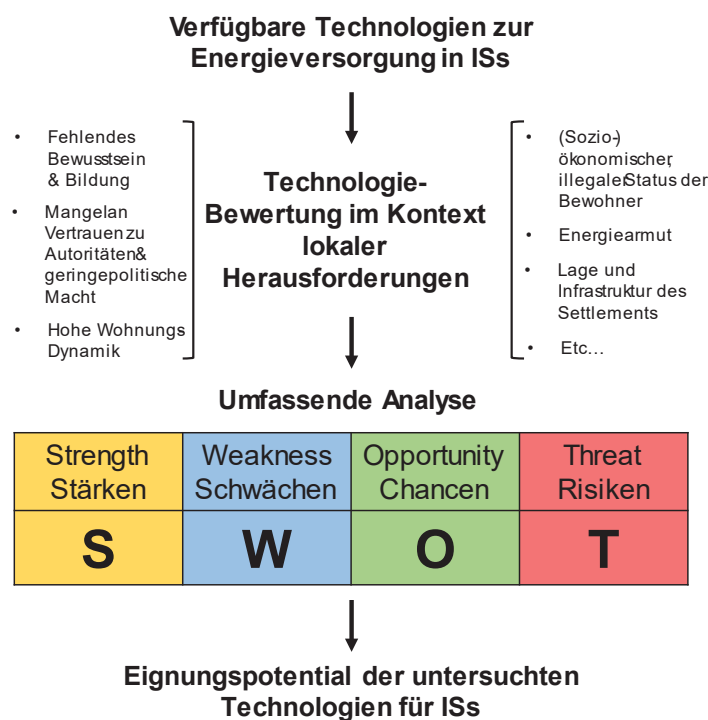


Abb. 2: Überblick über die angewandte Methodik im Rahmen dieses Artikels

Die Technologien, die sich als geeignet zur Verbesserung der Energieversorgung in ISs herausgestellt haben, werden in Kapitel 3 erläutert. Als Datengrundlage für die Analyse der Technologien dienen nach 2010 erschienene wissenschaftliche Studien. Zugrundeliegende Suchkriterien sind eine Kombination der Schlagworte *Informal Settlements*, *energy poverty*, *challenges*, *renewable energies*, *Sub Sahara Africa*, *ongrid*, *offgrid*, *energy services*, *electrification*. Der Fokus der Technologieanalyse liegt auf dem Ausmaß, inwieweit die Systeme auf die lokalen Herausforderungen reagieren können und in ISs integrierbar sind.

2.1 Stand der Technik

Guangul et al. [21] untersucht die Technologie Solarenergie umfangreich mithilfe einer SWOT-Analyse. Sowohl die von den Autoren identifizierten hohen Investitionskosten, der hohe Platzbedarf als auch die Notwendigkeit des Einsatzes von Energiespeichern für eine ununterbrochene Energieversorgung sind Argumente, welche auch bei dieser Analyse der verschiedenen Technologien zur Elektrifizierung von ISs bedeutend sind. Cader [22] charakterisiert die Netzstromversorgung und analysiert neben der Elektrifizierungsrate verschiedene Indikatoren zum Messen des Zusammenhangs zwischen Elektrifizierung und lokaler Unternehmensaktivität. Obwohl die zentrale, auf dem nationalen Stromnetz basierende Stromversorgung als günstig wahrgenommen wird, identifiziert die Autorin diverse Herausforderungen der Netzversorgung und beobachtet als Konsequenz einen Trend hin zu einer diverseren Energieversorgung mithilfe von dezentralen Inselnetzsystemen.

2.2 Neuheit der Studie

Die Art und Weise der Elektrifizierung abgelegener, ländlicher Gebiete mithilfe von Inselnetzen bzw. Mini-Grids auf Basis von EE, überwiegend der Photovoltaik, ist Gegenstand der aktuellen Forschung [23–31]. Hinsichtlich des Aspekts der Wirtschaftlichkeit erfolgt die Stromversorgung in Stadtgebieten vor allem durch Netzerweiterung und -verdichtung [32]. In ISs stößt diese Art der Elektrizitätsbereitstellung jedoch an ihre Grenzen: Die legale Stromversorgung wird nicht verbessert oder ganz abgebaut [33]. Gründe sind die Illegitimität der Bewohner, deren mangelnde finanzielle Mittel, geringe politische Macht [34], fehlendes Vertrauen zwischen Bewohnern und Autoritäten und die Existenz sogenannter Kartelle, welche illegale Verbindungen anbieten [33]. Deshalb wird im Folgenden der Betrachtungshorizont zur Elektrifizierung dieser Gebiete auf zusätzliche Lösungen, welche primär für den Einsatz im ländlichen Raum diskutiert werden, erweitert.

3. EE-basierte Lösungen zur Verbesserung der Energieversorgung

Im Rahmen dieser Arbeit werden drei auf EE basierende, netzunabhängige Lösungen, die sich für die Verbesserung der Energieversorgung in ISs eignen, mit der Option der Erweiterung des nationalen Stromnetzes verglichen: 1) Solar Home System (SHS), 2) Mini-Grids, 3) Netzausbau und 4) Energy Hub. Abb. 3 gibt einen Überblick über die Einteilung der Systeme und deren im Rahmen dieses Artikels für SHS und Mini-Grids nach Franz et al. [15] definierte Systemgrößen.

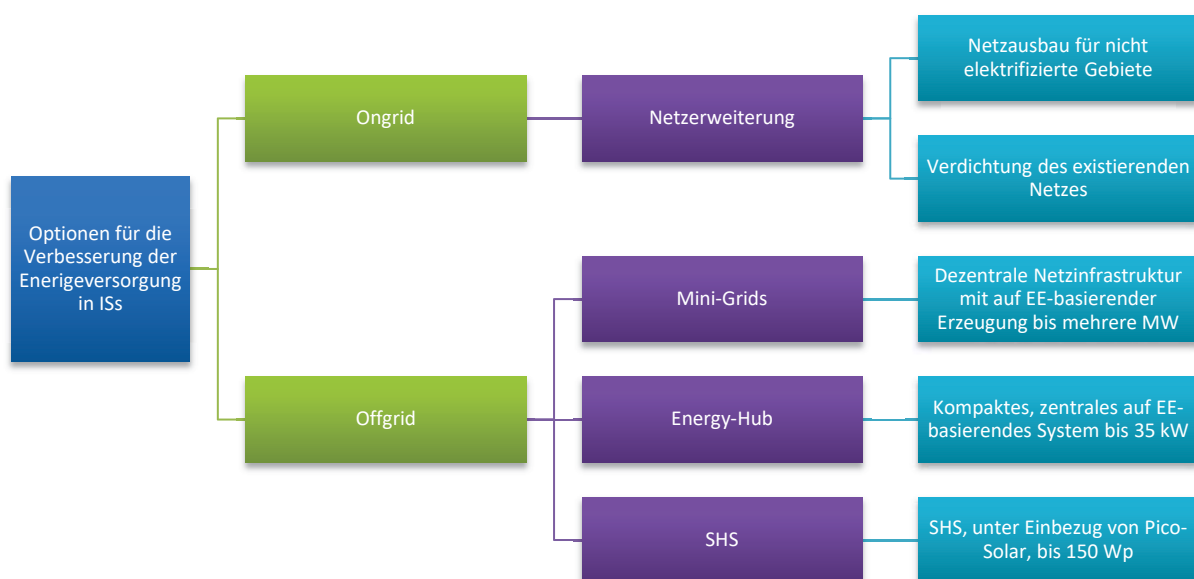


Abb. 3: Übersicht über im Rahmen des Artikels berücksichtigte Technologien zur Verbesserung der Energieversorgung in ISs

Auf die drei Systeme „Netzerweiterung“, „Mini-Grids“ und „SHS“ wird nicht näher eingegangen. Als „Energy-Hub“ wird ein zentrales, bedarfsabhängiges Energieversorgungssystem basierend auf Solarenergie und einem Batterie-Energiespeichern (BESS), definiert. Ein exemplarisches Design des Energy-Hubs wird in Abb. 4 dargestellt.



Abb. 4: Exemplarische Darstellung des Energy-Hubs

Im Gegensatz zu einem Mini-Grid bietet der Energy-Hub keine direkte Stromanbindung für Anwohner, sondern agiert als eine zentrale Anlaufstelle für Bewohner. Er ist in der Lage, nachhaltige Energiedienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Solche Dienstleistungen sind z. B. die Bereitstellung eines Kühlraumes für Unternehmen mit verderblichen Lebensmitteln, die Energiebereitstellung für stromabhängige Unternehmen, eine Station zum Aufladen von Mobiltelefonen oder batteriebetriebenen Lampen. Das System kann off-grid oder am nationalen Stromnetz angeschlossen eine zuverlässige Energieversorgung gewährleisten und je nach Bedürfnissen der Bewohner des ISs für die jeweilige Community und lokale Unternehmen zusätzlich als Marktplatz, Treffpunkt oder Bildungszentrum dienen.

4. SWOT-Analyse der präsentierten Lösungen

In diesem Forschungsartikel wird eine umfassende Analyse der vier genannten Technologien (vgl. Abb.3) durchgeführt. Ziel ist es, zu identifizieren, welches System für den Einsatz in ISs mit den jeweiligen charakteristischen Herausforderungen am besten geeignet ist. Eine Übersicht über die Ergebnisse der SWOT-Analysen gibt Abb. 5, die Ergebnisse werden nachfolgend näher erläutert.

4.1 Natur des Settlements

Die Optionen Netzerweiterung und Mini-Grids benötigen Platz und Struktur zur Aufstellung von Strommasten, klare Besitzverhältnisse des zu bebauenden Grunds sowie Planungssicherheit und -zeit. Diese Voraussetzungen sind in ISs aufgrund ihrer Illegalität sowie deren komplexer Bebauung oftmals nicht gewährleistet. Deshalb müssen vor Verbesserung der Energieinfrastruktur häufig umfangreiche *Settlement Upgrading* Programme durchgeführt werden, welche Wasser- und Sanitäreinrichtungen sowie Abfallmanagement und breiten, asphaltierten Straßen zum Ziel haben [35]. Im Gegensatz zu den dezentralen Lösungen benötigt der Aufbau eines Energy-Hubs lediglich einen zentralen, offenen Platz. Gleichzeitig ist der notwendige Platz ein Risiko, da die dichte Bebauung in ISs die Akquise für potentielle Standorte erschwert.

Während SHS und der Energy-Hub leichter durch Sicherheitsvorkehrungen geschützt werden können, sind die Optionen Netzerweiterung und Mini-Grids aufgrund der dezentralen Struktur eher von Diebstahl, Manipulation durch illegale Verbindungen oder Vandalismus betroffen. Das erhöhte Risiko lässt potentielle Investoren möglicherweise vor einer Finanzierung dieser Projekte zurückschrecken. Sowohl im Falle des Einsatzes von Mini-Grids als auch der Netzerweiterung sind Anschlüsse an Gebäude gebunden, der Kundenstamm ist demnach verhältnismäßig starr. Die hohe Fluktuation der Bewohner in den Siedlungen erschwert die Versorgung. SHS können dagegen bei einem Umzug mitgenommen werden. Der Einsatz des Energy-Hubs benötigt keine offiziellen Dokumente wie

Wohnungs- oder Identitätsnachweis oder Verträge von Seiten der Siedlungsbewohner. Die Services des Energy-Hubs können abhängig von der finanziellen Mittelverfügbarkeit der Kunden flexibel gegen eine unmittelbare Bezahlung genutzt werden. Die Konzepte Energy-Hub und Mini-Grid können den Einbezug der Gemeinschaft in Betrieb und Instandhaltung (O&M) leisten, wodurch lokale Kapazitätsbildung und Arbeitsplätze entstehen können [8].

4.2 Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung

Der Ertrag einer SHS hängt von der Sonneneinstrahlung ab und ist daher durch eine begrenzte Verfügbarkeit gekennzeichnet. [36]. Dabei sind sie in der Lage, Lebensbedingungen innerhalb der TIER 1-2 (vgl. Multi-TIER Framework nach Franz et al. [15]) zu verbessern, indem Beleuchtung, ein Radio oder ein TV betrieben werden kann [26]. SHS können unbürokratisch erworben und ohne Planungsvorlauf schnell eingesetzt werden. Umsetzungsbarrieren der Politik oder Vorschriften, die die Installation von Mini-Grids behindern, fallen hier nicht ins Gewicht [37].

Die Netzerweiterung ermöglicht theoretisch eine zuverlässige Stromversorgung bis zu TIER 5. Mit einem jährlichem Stromausfall von bis zu 7 Stunden liegt z. B. Kenia jedoch deutlich über dem globalen Durchschnitt von 1,36 Stunden [38, 39]. Vergangene Versuche, Slum-Gebiete per Netzerweiterung zu elektrifizieren, sind gescheitert. Ein Beispiel dafür ist das Projekt der Weltbank und dem kenianischen Stromversorger KPLC im Mukuru-Slum [30,36,37]. Bereits entwickelte Strukturen illegaler Elektrizitätsversorger, sog. Kartelle, verhindern Energiesysteme, die deren Geschäftsmodell obsolet machen [7, 40]: Für Netzerweiterung und Mini-Grids besteht ein großes Risiko der Manipulation oder Sabotage durch diese Kartelle. Die zentrale Bauweise des Energy-Hubs ermöglichen die Integration höherer Sicherheitsmaßnahmen. Zudem agiert der Energy-Hub nicht als direkte Konkurrenz zu illegalen Versorgern, da hier parallel zum Netzbetrieb lediglich zusätzliche Energieservices angeboten und die Leistung eines Stromanschlusses für Haushalte nicht ersetzt werden. Ein Risiko des Hubs kann das Ausleihen von Geräten, wie Leuchtmitteln, sein, da der Produktkauf als attraktiver empfunden wird [41]. Vor allem Mini-Grids und der Energy-Hub werden hinsichtlich des vorab ermittelten Elektrizitätsbedarfs dimensioniert. Mini-Grids können, je nach energetischer Anforderung, einen energiebezogenen Lebensstandard von TIER 5 ermöglichen [15]. Die Energieversorgung durch den Energy-Hub unterscheidet sich dahingehend, dass Unternehmen unterstützt oder Haushalte versorgt werden: Während das Ausleihen von Leuchtmitteln, die Möglichkeit zum Aufladen von Mobiltelefonen oder die Eröffnung eines Internet-Cafés Bedürfnisse zwischen TIER 1 und 3 decken, können Kleinunternehmen zuverlässig und bis zu 24 Stunden am Tag von den Energieservices des Energy-Hubs profitieren, womit sog. *Productive Use Cases* (PUC) schnell und einfach unterstützt werden [42].

4.3 Energiearmut

Viele Bewohner nutzen traditionelle Technologien auf Basis fossiler Energieträger, wie Petroleum oder Holzkohle, da günstigere Alternativen und das Bewusstsein für die Vorteile nachhaltigerer Lösungen unzulänglich vorhanden sind [38]. Um die Energiearmut in ISs zu reduzieren, müssen potentielle Energiedienstleistungen für die Menschen erschwinglich sein. Wie das Mini-Grid Policy Toolkit [15, S. 20] darstellt, hängen die nicht-subventionierten Stromkosten für den Endkunden verschiedener Systeme von der Größe und Bebauungsdichte der Community, der Distanz zum nationalen Stromnetz, der Komplexität des Geländes und der ökonomischen Kraft ab. Die Elektrizitätskosten von SHS bleiben unabhängig dieser Faktoren relativ konstant und pro Kopf kostspielig in der Anschaffung. Dabei charakterisieren sie sich durch hohe Kapital- und geringe Betrieb- und Instandhaltungskosten [24]. Die Netzerweiterung für ISs ist wegen deren dichten Besiedelung in Verbindung mit einer großen Community und der geringen Distanz zum legalen Stromnetz aus ökonomischer Sicht am günstigsten. Erst mit zunehmender Ländlichkeit, also in Gemeinden mittlerer Dichte und höherer Entfernung zum Stromnetz sowie freier Fläche und hohem Potential an EE-Generation, werden Mini-Grids wirtschaftlicher als die Netzerweiterung [15]. Aus ökonomischer Sicht eignen sich diese dementsprechend weniger für den Einsatz in ISs. Die Kosten für einen Energy-Hub liegen unter vergleichbaren Mini-Grids, da für die zentrale Struktur keine dezentrale Verkabelung nötig ist.

	S	W	O	T
Netzerweiterung	<ul style="list-style-type: none"> Energiestandard bis TIER 5: Deckung eines hohen Strombedarfs mit unerheblicher Verbrauchsmenge & Anzahl an Kunden möglich [15] Direkter Stromanschluss für alle Kunden 	<ul style="list-style-type: none"> Settlement Upgrading erforderlich Langwieriger Planungsprozess & Flächenakquise der Infrastruktur Politischer Wille & Anerkennung der illegalen Bewohner erforderlich Hohe Anschlussgebühren Kein Einbeziehen der Bewohner in O&M, kein Potential für lokale Kapazitätsbildung 	<ul style="list-style-type: none"> Günstige Stromerzeugung in Gebieten mit hoher Bebauungsdichte, Kundenanzahl, geringer Distanz zum Stromnetz und geringer Geländekomplexität [15] 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Verwaltungskosten wegen hoher Bewohnerfluktuation Keine offizielle Dokumentation über Besitzverhältnisse für Stromanschluss & Infrastruktur Unzuverlässige Stromversorgung möglich Mangelndes Vertrauen zwischen Bewohnern & Stromversorger [21] Energieproduktion nicht nachhaltig
Energy-Hub	<ul style="list-style-type: none"> Energiestandard für PUC bis TIER 5 [15] Kein Settlement-Upgrading Nur Freifläche nötig Geringere Kapitalkosten als Mini-Grid Modulares, kompaktes Design Flexibilität durch diverse Einnahmequellen [31] Versorgung basiert auf EE 	<ul style="list-style-type: none"> Keine direkte Versorgung der Haushalte Entfernung zwischen Haushalten & Energy-Hub Kapazität des Hubs durch begrenzte Freifläche in ISS limitiert – Unterstützung ausgewählter Unternehmen oder PUC 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Konkurrenz zu illegalen Versorgungern (für HH liegt Versorgung bei TIER 1-3) Großes Potential an Kunden Diebstahl-sicheres Design möglich Bedarfsabhängige Services Kapazitätsbildung & lokale ökonomische Entwicklung (z.B. durch Arbeitsplätze) & Einbindung in O&M möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Leihen (BESS, Leuchtmittel usw.) ist weniger attraktiv als Eigentum [41] Unzuverlässige, hauseigene Elektrizität könnte dem entfernten Hub-Service vorgezogen werden Akquise einer Freifläche Mögliche "Doppelbelastung" durch Zahlen der Services und zusätzlicher fixer monatlicher Stromkosten
Mini-Grid	<ul style="list-style-type: none"> Energiestandard bis TIER 5 Jeder Haushalt & Unternehmen erhält einen Stromanschluss Versorgung basiert auf EE Hohe Verfügbarkeit & Zuverlässigkeit [32] 	<ul style="list-style-type: none"> Settlement Upgrading erforderlich Langwieriger Planungsprozess & Flächenakquise der dezentralen Infrastruktur Hohe Kapital- & Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> Lokale Aggregation des Strombedarfs – höhere Effizienz als einzelne SHS [42] Kapazitätsbildung & lokale ökonomische Entwicklung (z.B. durch Arbeitsplätze) & Einbindung in O&M möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Verwaltungskosten Keine offizielle Dokumentation über Besitzverhältnisse für Stromanschluss & Infrastruktur Geringer Energieverbrauch [31] Diebstahl & Vandalismus Ankunft des nationalen Stromnetzes
SHS	<ul style="list-style-type: none"> Kein Settlement Upgrading [37] Keine Vorplanung & Flächenakquise Klare Eigentumsverhältnisse & Unabhängigkeit Betreibern Versorgung basiert auf EE 	<ul style="list-style-type: none"> Energiestandard bis TIER 2 Sehr kostenintensiv pro Einheit – Finanzierungsschwierigkeiten für Einzelpersonen von ISS Begrenzte Verfügbarkeit & Zuverlässigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Verkauf über Einzelhandelskanäle Vorhandener Markt & breite Palette an Produkten verfügbar Ausrichtung auf das individuelle Kreditrisiko [32] 	<ul style="list-style-type: none"> Mangelndes Verbraucherbewusstsein für O&M Gefahr schlechter Produktqualität, (-sicherung), fehlenden qualifizierten Personals & gesetzlichen Strategien [27]

Abb. 5: SWOT-Analyse der vier untersuchten Technologien mit Stärken (gelb), Schwächen (blau), Chancen (grün) und Risiken (rot)

5. Diskussion

Zentrale Herausforderung in ISs sind die illegalen Strukturen, die den Einsatz aller vier Technologien erschweren: Bei Versorgung durch Kartelle erfolgt die monatliche Elektrizitäts-Kostenabrechnung meist nicht auf Basis der verbrauchten Strommenge, sondern anhand eines festgelegten Beitrags [40]. Damit verringern sich die laufenden Stromkosten beim Kauf einer SHS trotz hoher Anschaffungskosten nicht, können jedoch für Unternehmen aufgrund höherer Zuverlässigkeit zu höherem Umsatz führen. Der Energy-Hub muss sich mit seinen angebotenen Services dahingehend abheben, dass diese einen Mehrwert gegenüber der bestehenden Elektrizitätsversorgung haben. Zusätzliche Kosten, die für Kunden beim Nutzen von den energiebezogenen Services des Energy-Hubs entstehen, müssen sich für die Bewohner auszahlen.

Mini-Grids werden für ISs als nicht sinnvoll erachtet, da sie die aufgezeigten Schwächen der Option Netzerweiterung teilen und gleichzeitig kaum Stärken vorweisen können. Abgesehen von der Stärke der Operation auf Basis von EE und des damit einhergehenden Klimaschutzbeitrags, sind Mini-Grids in Kapital- und Betriebskosten teurer sowie aufwändiger in Planung, Operation und Instandhaltung als das nationale Stromnetz.

Bei Implementierung eines Energy-Hubs ist keine Siedlungs-Restrukturierung (sog. *slum upgrading*) notwendig. Das Konzept kann netzunabhängig realisiert werden und erfordert keine weitere Verlegung von Infrastruktur zu einzelnen Gebäuden, wie dies bei Mini-Grids oder dem Netzausbau der Fall ist. Dies ermöglicht ein Design, welches das Risiko von Diebstahl oder Sabotage reduziert. Die hohe Fluktuationsrate der Bewohner von ISs und ihr illegaler Status, einschließlich fehlender Adressen, erschweren die Kundenverwaltung beim Netzausbau und Mini-Grids erheblich. SHS können insbesondere Haushalte unterstützen, für Kleinunternehmen eignen sich oftmals Lösungen mit höherer Kapazität. Die Nutzung von SHS ist für viele Bewohner jedoch aufgrund der hohen Anschaffungskosten oftmals nicht erschwinglich. Ein Energy-Hub bietet dagegen individuelle Energiedienstleistungen, die alle Bewohner flexibel, ohne Einschränkungen, nach Bedarf und entsprechend ihrer aktuellen finanziellen Situation nutzen können. Bei Dimensionierung des Energy-Hubs muss eine Balance zwischen dem in Kapitel 4.1 erwähnten begrenzten Platz in ISs und der notwendigen Kapazität des Hubs gefunden werden, welcher anhand der gewünschten Energieservices festgelegt werden muss.

Für die Planung einer potentiellen Energieversorgung in ISs ist es essentiell, das eingesetzte System und die zu diesem Zeitpunkt genutzte Infrastruktur zu analysieren. In diesem Zusammenhang muss untersucht werden, inwieweit der Ist-Zustand die energiebezogenen Bedürfnisse der lokalen Bevölkerung befriedigt. Ebenfalls müssen vorherrschende soziokulturelle Strukturen, die sich auf den Energiebedarf auswirken, untersucht werden. Anhand der Gegebenheiten vor Ort müssen Systemlösungen gefunden werden, deren Stärken und Chancen die lokalen Herausforderungen reduzieren.

6. Fazit und Ausblick

Die SWOT-Analyse der vier untersuchten Energiesysteme hat gezeigt, dass sich der Einsatz eines Energy-Hubs für ISs eignet. Dieser kann zur Reduzierung der in ISs herrschenden, ermittelten energiebezogenen Herausforderungen beitragen. Die Analyse basiert auf Literaturwerten. Eine in ISs breit angelegte, zukünftige Untersuchung auf Basis qualitativer Daten ist als Grundlage für die Vertiefung der Erkenntnisse dieser Arbeit essenziell. Bei Einbezug der lokalen Gemeinschaft können Interviews mit Stakeholdern wie Kleinunternehmern, Bewohnern, illegalen Energieversorgern oder Autoritätspersonen verifizieren, welche Lösungen sich für die Verbesserung der Energieinfrastruktur in ISs eignen.

7. Literaturverzeichnis

- [1] E. R. Jimenez-Huerta, "Informal Settlements," in *The Wiley Blackwell Encyclopedia of Urban and Regional Studies*, A. M. Orum, Hg., Wiley, 2019, S. 1–4.
- [2] N. K. Marutlulle, "Causes of informal settlements in Ekurhuleni Metropolitan Municipality: An exploration," *APSDPR*, Jg. 5, Nr. 1, 2017, doi: 10.4102/apsdpr.v5i1.131.
- [3] United Nations. "Population Division (2018): Kenya, Mozambique, South Africa, United Republic of Tanzania, East Africa." *World Urbanization Prospects: The 2018 Revision*. <https://population.un.org/wup/Country-Profiles/> (Zugriff am: 3. Sep. 2021).
- [4] UN-HABITAT, "Slums: Some Definitions: Secretary General's visit to Kibera, Nairobi 30-31 January, 2007," 2007, Art. Nr. SOWC/06/07/B/Slum2.
- [5] F. de Filippi, G. G. Cocina und C. Martinuzzi, "Integrating Different Data Sources to Address Urban Security in Informal Areas. The Case Study of Kibera, Nairobi," *Sustainability*, Jg. 12, Nr. 6, S. 2437, 2020, doi: 10.3390/su12062437.
- [6] J. Melo Júnior, "OS DESAFIOS E OPORTUNIDADES DE ACESSO A ENERGIA EM ASSENTAMENTOS INFORMAIS: PERSPECTIVAS DO MUNICÍPIO DE MAPUTO,"
- [7] J. K. Mensah und E. L. Birch, "Powering the Slum: Meeting SDG 7 in Accra's Informal Settlements," 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/research/publications/powering-the-slum-meeting-sdg7-in-accras-informal-settlements/>
- [8] F. M. Butera, R. S. Adhikari, P. Caputo und A. Facchini, "The challenge of energy in informal settlements. A review of the literature for Latin America and Africa," *Analysis of Energy Consumption and Energy Efficiency in Informal Settlements of Developing Countries*, S. 1–32, 2015.
- [9] R. Bajo-Buenestado, "The effect of blackouts on household electrification status: Evidence from Kenya," *Energy Economics*, Jg. 94, S. 105067, 2021. doi: 10.1016/j.eneco.2020.105067. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320304072>
- [10] A. Subbiah, S. Mansoor, R. Misra, H. Jaffer und R. Tiwary, "Addressing Developmental Needs Through Energy Access in Informal Settlements," *Field Actions Science Report*, Jg. 2016, S. 80–91, 2016.
- [11] M. González-Eguino, "Energy poverty: An overview," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 47, S. 377–385, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.03.013.
- [12] F. Fuso Nerini, C. Ray und Y. Boulkaid, "The cost of cooking a meal. The case of Nyeri County, Kenya," *Environ. Res. Lett.*, Jg. 12, Nr. 6, S. 65007, 2017, doi: 10.1088/1748-9326/aa6fd0.
- [13] M. Cotton, J. Kirshner und D. Salite, "The Politics of Electricity Access and Environmental Security in Mozambique," in *Energy and Environmental Security in Developing Countries* (Advanced Sciences and Technologies for Security Applications), M. Asif, Hg., Cham: Springer International Publishing, 2021, S. 279–302.
- [14] R. Singh, X. Wang, E. Ackom und J. Reyes, "Energy access realities in urban poor communities of developing countries: assessments and recommendations: Report prepared for the Global Network on Energy for Sustainable Development (GNESD) by the Energy and Resources Institute (TERI) and the GNESD Secretariat. Summary for policy-makers.," 2015. Zugriff am: 14. September 2022.
- [15] M. Franz, N. Peterschmidt, M. Rohrer und B. Kondev, "Mini-grid Policy Toolkit: Policy and business frameworks for successful mini-grid roll-outs," European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility, Eschborn, 2014. Zugriff am: 8. August 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ren21.net/2014-mini-grid-policy-toolkit/>
- [16] M. Bhatia und N. Angelou, "Beyond Connections: Energy Access Redefined," World Bank Group, Washington, D.C, Rep. 008/15, 2015. Zugriff am: 13. September 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/24368>
- [17] V. C. Broto *et al.*, "A research agenda for a people-centred approach to energy access in the urbanizing global south," *Nat Energy*, Jg. 2, Nr. 10, S. 776–779, 2017, doi: 10.1038/s41560-017-0007-x.
- [18] K. Janda, P. Fennell, C. Johnson, J. Tomei und X. Lemaire, *Towards inclusive urban building energy models: incorporating slum-dwellers and informal settlements (IN-UBEMs)*, 2019.
- [19] E. GÜREL, "SWOT ANALYSIS: A THEORETICAL REVIEW," *jjsr*, Jg. 10, Nr. 51, S. 994–1006, 2017, doi: 10.17719/jjsr.2017.1832.
- [20] R. Madurai Elavarasan, S. Afridhis, R. R. Vijayaraghavan, U. Subramaniam und M. Nurunnabi, "SWOT analysis: A framework for comprehensive evaluation of drivers and barriers for renewable

- energy development in significant countries,” *Energy Reports*, Jg. 6, S. 1838–1864, 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.07.007.
- [21] F. M. Guangul und G. T. Chala, “Solar Energy as Renewable Energy Source: SWOT Analysis,” in *2019 4th MEC International Conference on Big Data and Smart City (ICBDSC)*, 2019, doi: 10.1109/icbdsc.2019.8645580.
- [22] C. Cader, *Is a grid connection the best solution? Frequently overlooked arguments assessing centralized electrification pathways*, 2015.
- [23] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu und E. Colombo, “Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 58, S. 1621–1646, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [24] O. M. Roche und R. E. Blanchard, “Design of a solar energy centre for providing lighting and income-generating activities for off-grid rural communities in Kenya,” *Renewable Energy*, Jg. 118, S. 685–694, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.11.053.
- [25] J. M. Ngowi, L. Bångens und E. O. Ahlgren, “Benefits and challenges to productive use of off-grid rural electrification: The case of mini-hydropower in Bulongwa-Tanzania,” *Energy for Sustainable Development*, Jg. 53, S. 97–103, 2019, doi: 10.1016/j.esd.2019.10.001.
- [26] M. Grimm, A. Munyehirwe, J. Peters und M. Sievert, “A First Step up the Energy Ladder? Low Cost Solar Kits and Household’s Welfare in Rural Rwanda,” *World Bank Econ Rev*, lhw052, 2016, doi: 10.1093/wber/lhw052.
- [27] A. Bahaj *et al.*, “The Impact of an Electrical Mini-grid on the Development of a Rural Community in Kenya,” *Energies*, Jg. 12, Nr. 5, S. 778, 2019, doi: 10.3390/en12050778.
- [28] T. den Heeten *et al.*, “Understanding the present and the future electricity needs: Consequences for design of future Solar Home Systems for off-grid rural electrification,” in *2017 International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*, Cape Town, South Africa, 2017, S. 8–15, doi: 10.23919/DUE.2017.7931816.
- [29] M. Tesfamichael, C. Bastille und M. Leach, “Eager to connect, cautious to consume: An integrated view of the drivers and motivations for electricity consumption among rural households in Kenya,” *Energy Research & Social Science*, Jg. 63, S. 101394, 2020, doi: 10.1016/j.erss.2019.101394.
- [30] J. Peters und M. Sievert, “Impacts of rural electrification revisited – the African context,” *Journal of Development Effectiveness*, Jg. 8, Nr. 3, S. 327–345, 2016, doi: 10.1080/19439342.2016.1178320.
- [31] L. Payen und I. Galichon, “Energy Access In Rural Togo: The Relevance Of The Energy Kiosk Solution,” ENEA und Benoo, Paris, 2017. Zugriff am: 3. September 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enea-consulting.com/en/publication/energy-kiosk-a-solution-for-rural-electrification-in-togo/>
- [32] BloombergNEF, “State of the Global Mini-grids Market Report 2020,” 2020. Zugriff am: 16. August 2022.
- [33] T. Gaunt, M. Salida, R. Macfarlane, S. Maboda, Y. Reddy und M. Borchers, “Informal Electrification in South Africa,” *Sustainable Energy Africa. Accessed March*, Jg. 8, S. 2020, 2012.
- [34] S. Kimatu, “Mukuru slum in darkness after Kenya Power removes transformer,” *Nation Media Group*, 24 Jun., 2021. <https://nation.africa/kenya/counties/nairobi/mukuru-slum-in-darkness-after-kenya-power-removes-transformer-3449602> (accessed: Dez. 16, 2022).
- [35] M. Anderson und K. Mwelu, “Kenyan Slum Upgrading Programs: KISIP & KENSUP,” 2013.
- [36] S. Runsten, “Energy Provision and Informality in South African Informal Urban Settlements: A Multi-Criteria Sustainability Assessment of Energy Access Alternatives,” Bachelor Thesis, KTH, School of Industrial Engineering and Management (ITM), Energy Technology, Energy Systems Analysis., Stockholm, 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A860027&dsid=5137>
- [37] D. Conway, B. Robinson, P. Mudimu, T. Chitekwe, K. Koranteng und M. Swilling, “Exploring hybrid models for universal access to basic solar energy services in informal settlements: Case studies from South Africa and Zimbabwe,” *Energy Research & Social Science*, Jg. 56, S. 101202, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.05.012.
- [38] KPLC. “System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).” <https://kplc.co.ke/content/item/795/system-average-interruption-frequency-index-saifi> (Zugriff am: 20. Dez. 2022).

- [39] V. Amadala, "Kenya's blackouts way above global average - EPRA," *The Star*, 24 Feb., 2022. <https://www.the-star.co.ke/business/kenya/2022-02-24-kenyas-blackouts-way-above-global-average-epra/> (accessed: Dez. 20, 2022).
- [40] A. Sverdlik, "Tenuous Wires, Covert Excreta Flows, and a Formal/Informal Interface: Uncovering New Facets of Informality in Nairobi," Doctoral Thesis, UC Berkeley, California, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://escholarship.org/uc/item/5zn2m9j3>
- [41] Prof. Dr. Alexander Muumbo, "Energy-related challenges within in Informal Settlements in Kenya", Mai. 2022.
- [42] M. Resch *et al.*, "Solarkiosk - Abschlussbericht RLI," 2012.

POTENZIALANALYSE ZUR UMWELTVERTRÄGLICHEN, AUTARKEN ENERGIEVERSORGUNG KLEINER OSTSEE-INSELN AM BEISPIEL DER INSEL RUDEN

Martin Hayduk, Romy Sommer, Michael Bierhoff

Institut für Regenerative Energie Systeme (IRES) / Hochschule Stralsund,
Zur Schwedenschanze 15, 18435 Stralsund, Deutschland

Abstract

Die Umsetzung einer dezentralen, regenerativen Energieversorgung und eines nachhaltigen Wassermanagements gestaltet sich gerade durch die isolierte Lage kleiner Ostseeinseln häufig als schwierig. Werden dann noch die hohen Anforderungen an Umwelt- und Denkmalschutz mit in Betracht gezogen, kann die Realisierung eines Projektes schnell zur Herausforderung werden. In einer Potenzialanalyse sollte eine Lösung erarbeitet werden, welche allen Ansprüchen genügen kann. Dabei wurde am Beispiel der Insel Ruden ein nachhaltiges Energiekonzept mit möglichen Szenarien der Versorgung, Speicherung sowie eines intelligenten Energiemanagements erarbeitet. Ziel war es, die Potenziale aufzuzeigen, wie an einem peripheren Inselstandort ohne Grundwasserressource und ausschließlich mit erneuerbaren Energien eine ganzjährige Versorgung und Nutzung des Standortes für vogel- und naturschutzfachliche Belange ermöglicht werden kann.

Schlüsselwörter: dezentrale Energieversorgung, kleine Ostseeinseln, Natur-, Umwelt- und Denkmalschutz

1. Einführung

Der Ruden ist eine 24 ha große Insel, die seit 1993 zum Naturschutzgebiet „Peenemünder-Haken, Struck und Ruden“ gehört und Rückzugsgebiet für seltene Tier- und Pflanzenarten, sowie Rast und Überwinterungsgebiet vieler Wasservögel ist. [1] Der Ruden wurde seit 1648 als Lotseninsel und zu DDR-Zeiten als Zollstation genutzt. Diverse, teilweise unter Denkmalschutz gestellte Bauwerke, wie der „Lotsenwart-Turm“, Backsteinhäuser und eine Kaserne, sind noch vorhanden. Die Lotsenstation wurde 1972 geschlossen und die Insel seit 1990 nur von einer Person bewohnt. [2] Um den Naturschutz gewährleisten zu können, ist eine ständige Besetzung der Insel notwendig. Zukünftig soll der Ruden für geführte, touristische Zwecke erschlossen werden, um den Besuchern die Relevanz des Naturschutzes zu verdeutlichen und ggf. auch Möglichkeiten für Seminare mit Übernachtung bieten. Zum jetzigen Zeitpunkt verfügt die Insel über keinen Anschluss an die kommunale Infrastruktur. Strom wird partiell über einen Dieselgenerator erzeugt. Eine Wiederinstandsetzung des ehemaligen Seekabels mit vertretbaren Kosten wird ausgeschlossen. Die Trinkwasserversorgung muss in kurzen Abständen über Kanister vom Festland sichergestellt werden. Abwasser wird in Absetzgruben und später in die Ostsee geleitet. Abfall kann nur in großen zeitlichen Abständen an Land gebracht und die Versorgung der Inselbewohner muss über das Festland sichergestellt werden.

Die Insel Ruden ist ein Naturschutzgebiet und unterliegt damit strengen Bauauflagen. Weitere Auflagen zur baulichen Veränderung der Gebäude sind durch den Denkmalschutz reglementiert. Zudem soll der Blick bei der Anfahrt zur Insel nach Möglichkeit wenig bis gar nicht verändert werden.

Zur Realisierung eines autarken Inselbetriebes stehen Photovoltaik (PV) und Windkraft im Vordergrund. Diese Energieerzeugungsarten müssen den elektrischen Bedarf ununterbrochen decken und dürfen dabei keine Umwelt- oder Denkmalschutzaufgaben verletzen. Eine Gefährdung der Tierwelt, bspw. Vögel durch Windräder, ist zu minimieren oder im besten Fall auszuschließen. Zur Abdeckung von Lastspitzen oder Erzeugungslücken ist die Einrichtung eines Energiespeichers unabdingbar. Bei der Installation der Energieerzeuger ist darauf zu achten, dass diese den gewohnten Blick auf die Insel nur unwesentlich beeinflussen. Eine Sonnenreflektion von Solarmodulen sowie die Errichtung großer Windenergieanlagen (WEA) soll vermieden werden. Die Anfahrt der Insel erfolgt aus

Richtung Süden. Da die PV-Anlagen für die beste Effizienz ebenfalls nach Süden ausgerichtet werden müssen, ergibt sich hier bereits die erste Herausforderung in Bezug auf die Platzierung.“ [3]

2. Methodik

Zur Abschätzung der Energieverbräuche wurden Standardverbrauchsdaten auf die Personenanzahl umgelegt und ein entsprechendes Verbrauchsprofil erstellt. Anschließend sind die Daten in einem Simulink-Modell mit jenen der Erzeuger aus Sonne und Wind sowie den Daten eines Batteriespeichers über den Zeitraum von einem Jahr bilanziert worden. Auf dieser Basis konnte speziell der Batteriespeicher für verschiedene Lastszenarien optimal ausgelegt werden. Parallel dazu wurde ein entsprechendes Messsystem konzipiert, welches die realen Messdaten in einem Feldversuch erfassen soll. Dabei wird die potenziell verfügbare Energie aus Sonne und Wind über eine Steuerung erfasst und für den Verbrauch bedarfsgerecht umgewandelt. Weiterhin soll in einer Langzeitmessung das Windpotenzial auf dem Kasernendach des Ruden aufgezeichnet werden, um somit eine entsprechende Aussage möglicher Ertragsprofile verschiedener Windenergiewandler treffen zu können.

3. Ergebnisse und Diskussion

3.1 Simulation der Energiebedarfe

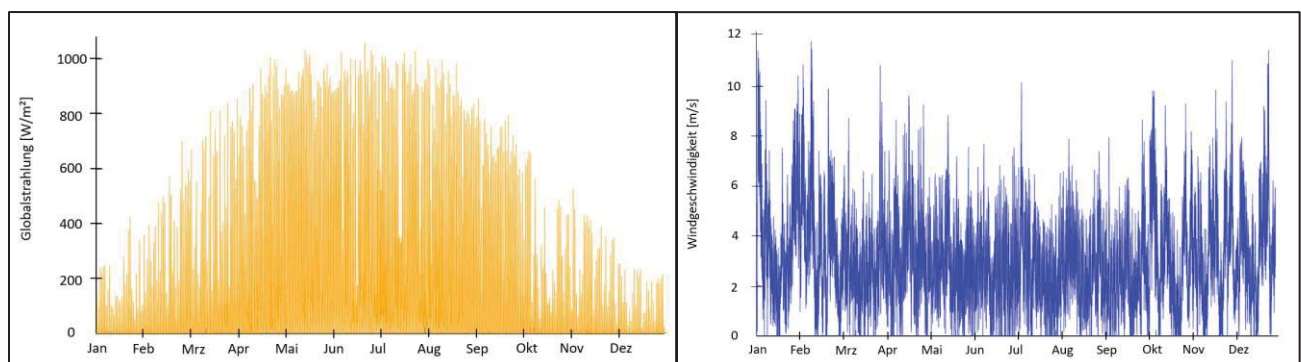


Abb. 1: Globalstrahlungs- & Windenergiepotenziale HS-Stralsund (Jahr 2016)

Da der Hauptteil der Energieversorgung über eine PV-Anlage bereitgestellt werden soll, wurde die maximal mögliche Anzahl an Modulen auf dem Kasernendach simuliert. Um jedoch auch in den Wintermonaten genügend Energie zur Verfügung zu haben, musste der Energiespeicher entsprechend überdimensioniert werden. In einem weiteren Szenario wurden zusätzlich zur PV-Anlage noch zwei Windenergiewandler ins Modell eingebunden. Hier stellte sich heraus, dass die Windenergie im Jahresverlauf deutlich konstanter zur Verfügung steht und somit der Energiespeicher entsprechend kompakter ausfallen kann. Zudem ergänzen sich Sonnen- und Windenergie im Jahresverlauf sehr gut.

Die Auslegung des Energiespeichers ergibt sich hauptsächlich aus der Speicherkapazität sowie der Zyklenfestigkeit. Die Kapazität muss in allen kritischen Momenten ausreichen, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Wird der Energiespeicher zu groß dimensioniert, sinkt die Wirtschaftlichkeit deutlich. Ist die Kapazität hingegen zu niedrig, kommt es im Winter aufgrund von zu geringen solaren Strahlungswerten am Standort sowie in den Sommermonaten durch den erhöhten Bedarf aufgrund zusätzlicher Personenauslastung und Verbraucher zu Stromunterbrechungen. Dieser Zustand kann durch eine Erhöhung der Kapazität sowie eine Diversifizierung der Erzeuger vermieden werden.

3.2 Errichtung Feldmesseinrichtung zur Potenzialabschätzung

Da die für die Simulation herangezogenen Daten nicht vor Ort aufgenommen wurden, können die Ergebnisse der Simulation vorerst nur einen ungefähren Überblick der realen Energiepotenziale auf der Insel Ruden abbilden. Dabei wird die solare Einstrahlung pro Quadratmeter erfahrungsgemäß nicht stark von den Messwerten aus dem Modell abweichen. Anders sieht es mit dem lokalen Windpotenzial aus, da sich hier viele standortspezifische Einflussfaktoren darauf auswirken können. So kann eine genaue Aussage über mögliche Energieerträge mittels einer Kleinwindenergieanlage nur nach entsprechender Langzeitmessung von mindestens 6 Monaten erfolgen. Aus diesem Grund wurde auf der Insel Ruden am 07.11.2022 eine Langzeitmessung der örtlichen Wind-Geschwindigkeit und -Richtung mit Hilfe entsprechender Sensoren und einem Datenlogger installiert. Die Auswertung der Daten wird ein genaueres Bild der möglichen Windenergiepotenziale am Standort aufzeigen.



Abb. 2: Feldmesseinrichtung mit Datenlogger

3.3 Planung & Aufbau eines Energiemesssystems

Um die Simulationsergebnisse mit physischen Messwerten vergleichen zu können, wurde ein entsprechendes Energiemesssystem zur Erfassung der Energiemengen aus Sonne und Wind an abgelegenen Standorten entwickelt. Dieses erfasst die zur Verfügung stehende Leistung einer kompakten PV- sowie einer Mikrowindenergieanlage und speichert die Energie in einem Li-Ion-Akku zwischen. Bei Erreichen eines vorgegebenen Ladezustands, wird überschüssige Energie in Wärme umgewandelt und somit die Verbraucherseite mit dargestellt. [4]

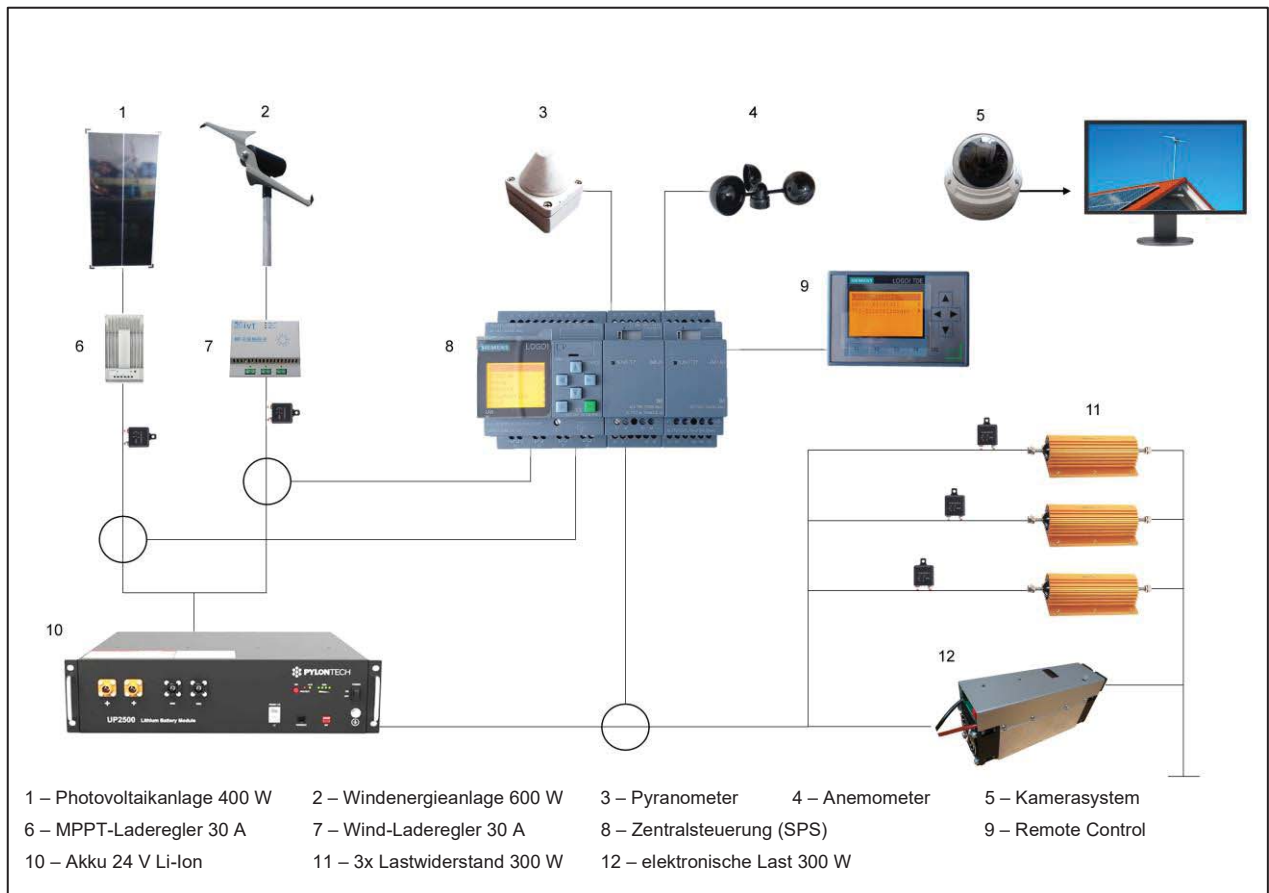


Abb. 3: Übersicht Energie-Messsystem

In Abb. 3 ist der Aufbau des Energie-Messsystems dargestellt. Zwei regenerative Energiewandler, eine PV-Anlage mit bis zu 400 W Leistung, sowie eine Mikrowindenergieanlage mit bis zu 600 W Leistung, speisen einen Li-Ion-Akkumulator, welcher die Energie zwischenspeichert. Die zentrale Steuerung überwacht und loggt wichtige Parameter wie Spannung, Stromstärke, Windgeschwindigkeit, Strahlungsstärke sowie Temperatur und steuert den Verbrauch der Energie. Dies erfolgt über drei Lastwiderstände und einer elektronischen, analogen Last.

Die elektronische Last kann bis zu 300 W umsetzen und wird mit einer analogen Schnittstelle von der Zentralsteuerung geregelt. Bei Bedarf können zusätzlich die drei Lastwiderstände mit je 300 W Leistung über Solid State Relais zugeschaltet werden. Somit steht der Erzeugung von 1.000 W ein Gesamtverbrauch von bis zu 1.200 W gegenüber. Im Notfall oder um Energie zu sparen, können zudem die Erzeuger abgeschaltet und das System in einem Sparmodus betrieben werden. In dem Fall werden alle unnötigen Verbraucher abgeschaltet und lediglich die Sensoren wie Anemometer und Pyranometer weiter ausgewertet. Sobald wieder Energie zur Verfügung steht, geht die Anlage in den Normalbetrieb über.

Das System soll Erkenntnisse über mögliche Erträge kleiner, dezentraler Inselanlagen liefern und aufzeigen, welches Potenzial die Kombination aus PV und Windenergie birgt. Nach einer Langzeitmessung von mindestens 6 Monaten, kann ein erster Vergleich mit den Simulationsergebnissen erfolgen.

4. Zusammenfassung

Mittels einer Simulation der Energieströme von Verbrauchern und regenerativen Erzeugern konnten erste Abschätzungen über die nötige Dimensionierung einer autarken Energieversorgung am Beispiel der Insel Rügen getroffen werden. Dabei ist ersichtlich, dass sich Sonne und Wind sehr gut zueinander ergänzen und über einen Speicher die benötigte Energie bereitstellen können. Ein Messsystem validiert dabei in kleinskaliger Dimensionierung die entsprechenden Energieflüsse.

5. Literaturverzeichnis

[1] URL <https://www.jordsand.eu/schutzgebiete/insel-ruden/>, zuletzt geprüft am 06.12.2022

[2] URL <https://www.meer-usedom.de/insel-ruden>, zuletzt geprüft am 06.12.2022

[3] Franzen, L. (2022) *Elektrifizierung der Insel Rügen*.

[4] Püschel, L. (2022) *Konzeptionierung der Windkraftanlage für das „Projekt Rügen“*

Effizienzuntersuchungen an einem Wärmepumpensystem mit Schichtspeicher für Raumheizung und Trinkwarmwasser anhand von Hardware in the Loop Versuchen

Maximilian Kampmann¹, Johannes Goebel¹, Mario Adam¹

¹ Zentrum Für Innovative Energiesysteme – ZIES, Hochschule Düsseldorf, Düsseldorf

Abstract

Wärmepumpen-Systeme mit Speichern werden immer wichtiger, um die Wärmeversorgung von Gebäuden zu dekarbonisieren und zudem bei fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung ggf. zur Netzflexibilität beizutragen. Bei der Verwendung von Kombi-Speichern für Raumheizung und Trinkwarmwasser in einem Behälter werden in der Praxis jedoch häufig Effizienzeinbußen aufgrund von fehlerhaftem Beladungsmanagement festgestellt. Eine Systemanalyse hinsichtlich COP und Taktrate der Wärmepumpe sowie der Speicherwärmeverluste in Abhängigkeit verschiedener Einflussfaktoren geht möglichen Ursachen dafür nach und zwar durch Experimente an einem Hardware in the Loop Prüfstand unter Anwendung von Design of Experiments. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass vor allem eine niedrige Positionierung der Speichertemperaturfühler die Systemeffizienz verringert und die Taktrate der Wärmepumpe erhöht. Im Zuge der Untersuchung wurden zudem Wechselwirkungen der Parameter untersucht. Letztendlich liefert die Arbeit Empfehlungen zum effizienten Beladungsmanagement von Schichtspeichersystemen bei verminderter Taktrate der Wärmepumpe.

1. Einleitung

Der Anteil von Wärmepumpen als Wärmeerzeuger im Gebäudesektor steigt im Zuge der Klimaschutzmaßnahmen stetig an. Gleichfalls steigt durch den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der Bedarf an Netzflexibilität. Wärmepumpen-Systeme mit Speichern werden daher immer wichtiger. Speicher können für die benötigte Lastflexibilität, ein selteneres Takten und somit eine längere Lebensdauer und höhere Effizienz der Wärmepumpe sorgen. Vor allem bei der Verwendung von Kombi-Speichern für Raumheizung und Trinkwarmwasser in einem Behälter werden in der Praxis jedoch häufig Effizienzeinbußen aufgrund von fehlerhaftem Beladungsmanagement festgestellt [1, S. 68]. Aspekte wie Temperaturhub, hydraulische Systemverschaltung sowie einzelne Parameter zum Beladungsmanagement von Schichtspeichern wurden vor diesem Hintergrund bereits ausgiebig untersucht [2–5].

Der Fokus bei dieser Arbeit liegt auf der Quantifizierung der Wirkung einzelner Einflussfaktoren sowie einer sinnvollen Regelstrategie für ein effizientes Beladungsmanagement des Speichers unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen der Parameter. Die Systemanalyse erfolgt durch Experimente an einem Hardware in the Loop (HiL) Wärmepumpenprüfstand unter Anwendung der Methodik Design of Experiments (DoE). Als Zielgrößen interessieren der COP-Wert der Wärmepumpe, die Taktrate der Wärmepumpe und die Höhe der Speicherverluste. Eine Vorabbewertung von Einflussgrößen führte zur Auswahl folgender fünf Parameter: zwei Fühlerhöhen im Schichtspeicher zur Regelung des Ein-/Ausschaltens der Wärmepumpe, die Solltemperatur für die Speicherzone der Raumheizung, das Speichervolumen insgesamt und der Volumenstrom im Sekundärkreis der Wärmepumpe. Der HiL-Prüfstand emuliert die Wärmequelle (Erdreich), den Schichtspeicher und das Wärmeverteilsystem inklusive Gebäude. Eine handelsübliche Sole-Wasser-Wärmepumpe kommt als Hardware zum Einsatz.

Dynamische Typtagexperimente sorgen dafür, dass das Verhalten der Wärmepumpe und des Gesamtsystems unter realistischen Betriebsbedingungen untersucht wird. Als Simulations- und

Auswertungssoftware dient MATLAB/Simulink. Aus den Prüfstandergebnissen lassen sich lineare Regressionsmodelle ableiten, welche die Wirkungen und Wechselwirkungen der Einflussgrößen auf die Zielgrößen quantifizieren.

Nomenklatur

COP	Coefficient of Performance, Arbeitszahl der Wärmepumpe
DoE	Design of Experiments, Statistische Versuchsplanung
HiL	Hardware in the Loop
IEA	Internationale Energieagentur
Prim/Sek	Primär- und Sekundärkreis - Hydraulische Kreise an Verdampfer und Kondensator der Wärmepumpe
RH	Raumheizung
WP	Wärmepumpe
WW	(Trink)Warmwasser
h_{WW} und h_{RH}	Relative Höhe der Speichertemperaturfühler (Speicherboden = 0, Speicherkopf = 1)
$\dot{Q}_{Sp,V}$	Speicherwärmeverlust in W
$T_{RH,soll}$	Solltemperatur der RH-Zone des Speichers
\dot{V}_{Sek}	Volumenstrom im Sekundärkreis der Wärmepumpe
V_{Sp}, V_{WW}, V_{RH}	Volumen des Speichers insgesamt sowie der WW- und RH-Speicherzone

2. Methodik

Der Aufbau des Wärmeversorgungssystems orientiert sich vor allem an einem Referenzsystem zur Untersuchung von Schichtspeichersystemen im Rahmen der IEA Annex 38 Task 44 (vgl. [4]), da hier bereits ausgiebig die Effizienz verschiedener Hydrauliksysteme untersucht wurde. Das System ist in der folgenden Abbildung dargestellt und stellt Raum- und Trinkwarmwasserwärme über ein Schichtspeichersystem ohne solare Unterstützung zur Verfügung. Die Wärmepumpe ist an eine Doppel-U-Erdwärmesonde als Wärmequelle angeschlossen und arbeitet nicht-modulierend.

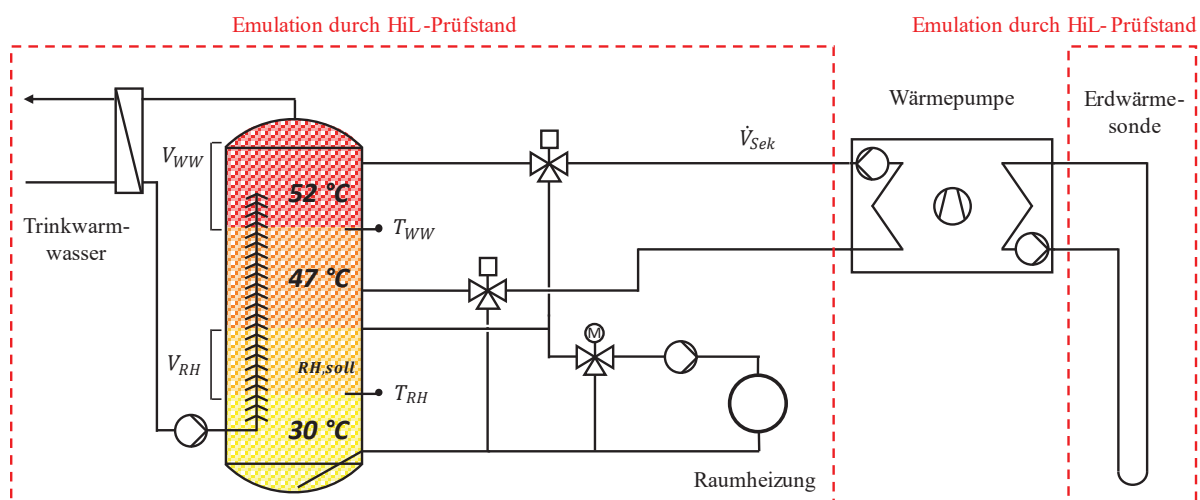


Abb. 1: Fließbild des untersuchten Systems mit möglichen Schichttemperaturen in den verschiedenen Zonen des Speichers

Die in Abb. 1 rot eingerahmten Systemkomponenten werden simulativ mit Modellen aus der Toolbox CARNOT 7.0 abgebildet und vom HiL-Prüfstand emuliert. Tabelle 1 enthält die Daten zur Parametrisierung der Modelle und zu den Randbedingungen der Simulationen unter Simulink 2020b.

Tab. 1: Randbedingungen und Komponenten des zu untersuchenden Systems

	Daten	Quelle / Dimensioniert nach
Wetterdaten	Straßburg	IEA Task 44 [6]
Warmwasserzapfprofil	2133 kWh/a	IEA Task 44 [6]
Gebäude Beheizte Fläche Wärmebedarf	Einfamilienhaus 140 m ² 6500 kWh/a, 45 kWh/m ² /a, 4,1 kW bei -10 °C Außentemperatur (Luftwechselrate 0,4 h ⁻¹ , Raumtemperatur 20 °C)	SFH 45 aus IEA Task 44 [7]
Raumheizung Auslegungstemperaturen	Fußbodenheizung 35/30 °C bei -10 °C Außentemperatur	IEA Task 44 [7]
Schichtspeicher Volumen Behälterhöhe Durchmesser U-Werte	Ohne solare Unterstützung 531 bis 731 l 1600 mm 650 bis 763 mm Deckel/ Boden/ Mantel 1,47/ 1,45/ 0,51 W/m ² /K	Angelehnt an Schichtspeicher der Fa. Sailer SPS 550; das Behältervolumen wird über die Änderung des Durchmessers skaliert Parameterschätzung mit Versuchsdaten nach DIN-EN 12977-3
Wärmepumpe Arbeitspunkt B0/W35 Regelung	Sole/Wasser 5,69 kW, COP 4,6 10 min Verdichtersperrezeit, 2 min Vor- und Nachlaufzeit der Pumpen	Viessmann Vitocal 300-G Typ BWC 301.B06 (Baujahr 2014)
Wärmequelle Anzahl der Bohrungen Tiefe einer Bohrung Wärmeleitfähigkeit des Bodens	Erdwärmesonde (Doppel-U-Rohr) 2 63 m 2 W/m/K	Dimensioniert nach, VDI- Richtlinie 4640, Anhang B, Tabelle B8: Erdwärmesondenlänge und -anzahl für Kleinstanlagen

Die Regelung der WP (vgl. [4]) wird mit Signalen der Speichertemperaturfühler T_{WW} und T_{RH} über eine Zweipunktregelung realisiert, die die WP ein- und ausschaltet und die 3-Wege Ventile zur Beladung des Speichers entsprechend der zu beladenden Speicherzone umschaltet:

$T_{WW} < 47\text{ °C}$	WP wird eingeschaltet, 3-Wege Ventile auf WW-Zone
$T_{WW} > 52\text{ °C}$	WP wird abgeschaltet
$T_{RH} < 35\text{ °C}$	WP wird eingeschaltet, 3-Wege Ventile auf RH-Zone
$T_{RH} > T_{RH,soll}$	WP wird abgeschaltet ($T_{RH,soll}$ in den Versuchen 40 ... 45 °C)

Während der Beladung der WW-Zone schaltet die Heizkreispumpe der Fußbodenheizung ab. In der Regelung der WP ist außerdem die Beladung der WW-Zone priorisiert, um den Warmwasserkomfort sicherzustellen.

2.1 HiL-Versuche

Die Experimente erfolgen an einem HiL-Wärmepumpenprüfstand gemäß Abb. 2. Dazu werden alle Systemkomponenten, mit Ausnahme der Wärmepumpe, modelliert und in Echtzeit auf dem Prüfstandscomputer simuliert (vgl. Abb. 1). Die Wärmepumpe ist mit Primär- und Sekundärkreis an den HiL-Prüfstand angeschlossen. Die Echtzeitsimulation des Systems liefert Sollwerte an die Regelorgane des Prüfstands, um die beiden in die WP eintretenden Flüssigkeitsströme entsprechend der dynamischen Simulation zu konditionieren. Hierzu sind Heizpatronen im Primärkreis und eine externe Rückkühlung über das Laborkältenetz im Sekundärkreis des Prüfstands vorhanden. Umgekehrt erhält die Echtzeitsimulation kontinuierlich am Prüfstand gemessene Temperaturen am WP-Austritt und Durchflüsse für die dynamische Echtzeitsimulation. Die Zielgrößen COP und Taktrate der WP liefern entsprechende Messgeräte an der WP bzw. am Prüfstand, die Speicherwärmeverluste stammen als Ergebnis aus der Simulation.

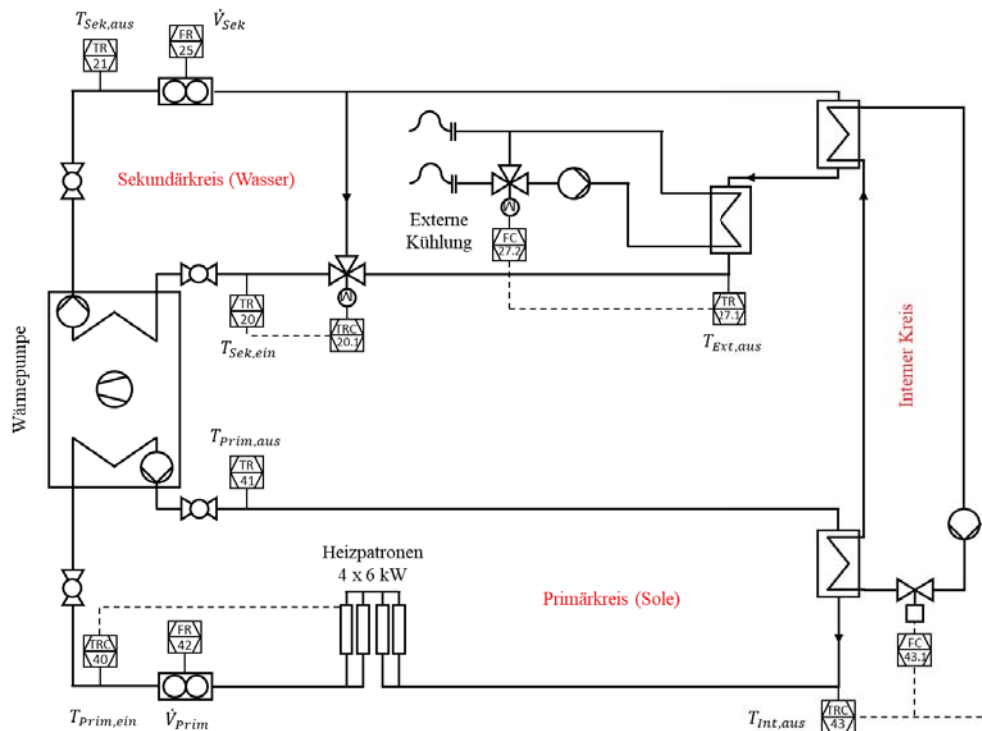


Abb. 2: Fließbild des HiL-Prüfstands

Die ausgewertete Versuchsdauer pro Versuchspunkt beträgt 24 Stunden, gemäß dem ausgewählten charakteristischen Typtag. Um eine möglichst repräsentative 24-stündige Sequenz für den Energiebedarf an Raumheizung und Trinkwarmwasser sowie Initialisierungsparameter für die Simulation zu finden, wurde im Voraus unter den in Tabelle 1 genannten Randbedingungen eine Jahressimulation des Gesamtsystems durchgeführt. Dabei wurde die Wärmepumpe vereinfacht über stationäre Kennfelder abgebildet. Der ermittelte Tag repräsentiert einen durchschnittlichen Tag der Heizperiode mit einer (Außentemperatur-)Heizgrenze von 14 °C. Der gewählte Typtag ist charakterisiert durch eine Außentemperatur von 9 °C und eine daraus resultierende Aufteilung zwischen dem Wärmebedarf für Raumheizung und Trinkwarmwasser von 86,5 / 13,5% (35,5 / 5,53 kWh/d).

2.2 DoE-Versuchsplan

Bei der DoE-Methodik werden die Wirkungen einer festgelegten Anzahl an Einflussgrößen auf eine oder mehrere Zielgrößen unter Berücksichtigung der Streuung experimenteller Messwerte untersucht und durch Bildung von Regressionsfunktionen quantifiziert (siehe Gleichung 1). Dies geschieht über standardisierte Versuchspläne und Auswertemethoden [8, S. 2]. Der hier verwendete 2^{5-1} teilfaktorielle Versuchsplan ist dazu geeignet, lineare Effekte der fünf Einflussgrößen auf die Zielgrößen zu ermitteln sowie Wechselwirkungen der Einflussgrößen untereinander, nicht aber quadratische Wirkungen oder Wechselwirkungen höherer Ordnung. Quadratische Wirkungen sind bei nicht zu großen Versuchsräumen wie hier, aufgespannt aus den Min/Max-Werten der Einflussgrößen, aber wenig relevant. Gleiches gilt für Wechselwirkungen höherer Ordnung ganz allgemein, was auch die Grundlage teilfaktorieller Versuchspläne darstellt (vgl. [8, S. 29]). Bei teilfaktoriellen Versuchsplänen werden ganz gezielt Versuchspunkte an den Ecken des Versuchsraumes weggelassen und so der Versuchsaufwand bei nahezu gleichem Erkenntnisgewinn deutlich reduziert, im hier gewählten Fall von $2^5 = 32$ Versuchspunkten auf $2^{5-1} = 16$ Versuchspunkte. Die aus den Messdaten gebildeten linearen Regressionsfunktionen haben die folgende allgemeine Form (Zielgröße: y , Einflussgrößen: x , Koeffizienten: c , Anzahl der Einflussgrößen: n_f , Abweichungsterm: ε):

$$y = c_0 + \sum_{i=1}^{n_f} c_i x_i + \sum_{i=1}^{n_f-1} \sum_{j=i+1}^{n_f} c_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad (1)$$

Zur Kontrolle des linearen Regressionsansatzes und zur Ermittlung eines repräsentativen Maßes für die Streuung der Versuchsergebnisse wird zusätzlich ein Zentralpunkt in der Mitte des Versuchsraums fünfmal vermessen, sodass insgesamt 21 24-stündige Experimente durchgeführt wurden. Über den Zentralpunkt können eventuell vorhandene Nichtlinearitäten erkannt werden [8, S. 84]. Die Wiederholungsmessungen dienen dazu, die Signifikanz der ermittelten Effekte bewerten zu können, anders formuliert, ob ein beobachteter Effekt mit festzulegender Wahrscheinlichkeit tatsächlich durch die Änderung einer Einflussgröße entstanden ist oder aber durch eine statistisch verteilte Messwertstreuung verursacht sein kann [8, S. 98]. Hierzu werden unter der Annahme, dass die Streuung innerhalb des Versuchsraums konstant bleibt, Konfidenzintervalle für die Wirkungsvergleiche mit 95%iger statistischer Sicherheit gebildet. Um die Auswirkung unbekannter Störgrößen zufällig auf die Versuche zu verteilen und so einer Beeinflussung der Ergebnisse entgegenzuwirken, wurden die Versuche in randomisierter Reihenfolge durchgeführt.

Die Einstellungen der Einflussgrößen werden zur Bildung der Regressionsfunktion anhand ihrer vorher festgelegten physikalischen Grenzen auf +1 und -1 normiert (siehe Tabelle 2), sodass die ermittelten Effekte direkt miteinander vergleichbar sind. Bei der Festlegung der Min/Max-Grenzen der relativen Fühlerhöhen h_{RH} und h_{WW} (0 = Speicherboden; 1 = Speicherkopf) wurde beachtet, dass sich das Volumen der beiden Zonen V_{WW} und V_{RH} um etwa denselben Wert, hier 100 l, ändert. Die minimale Fühlerhöhe des WW-Fühlers wurde 30 cm oberhalb des RH-Ladeeintritts in den Speicher angesetzt (nach [4] mindestens 20 cm oberhalb anzusetzen).

Tab. 2: Grenzen der fünf Einflussgrößen für den DoE-Versuchsplan

Nr.	Einflussgröße	Symbol	Grenzen		Einheit
			-1	+1	
1	Relative Fühlerhöhe RH	h_{RH}	0,125	0,312	-
	Volumen RH-Zone (bei 531 l Speichervol.)	V_{RH}	163	63	l
2	Relative Fühlerhöhe WW	h_{WW}	0,625	0,812	-
	Volumen WW-Zone (bei 531 l Speichervol.)	V_{WW}	199	100	l
3	Speichervolumen	V_{Sp}	531	731	l
4	Solltemperatur RH-Zone	$T_{RH,soll}$	40	45	°C
5	Volumenstrom im Sekundärkreis der WP	\dot{V}_{Sek}	800	1250	l/h

3. Ergebnisse

Für jeden Versuchspunkt werden zur Systembewertung die Zielgrößen COP, WP-Taktrate und Speicherwärmeverlust ermittelt. Der COP ist in dieser Arbeit die Hauptkennzahl zur Bewertung der Systemeffizienz und wird als mittlerer COP über den gesamten 24-stündigen Versuch gebildet. Anzumerken ist, dass die messtechnisch erfasste elektrische Anschlussleistung alle Verbraucher der WP (Kompressor, Pumpen und Regelung) in Summe erfasst.

Die Taktrate der WP soll zur Schonung der Lebensdauer des Kompressors niedrig gehalten werden. Zur Berechnung der Taktrate werden alle Kompressor Einschaltvorgänge aufsummiert, wobei eine Unterbrechung der RH-Beladung durch die o.g. WW-Priorisierung als Einschaltvorgang gewertet wird, obwohl der Kompressor hierbei durchläuft.

Der Speicherwärmeverlust wird vom Simulationsmodell als Summe der Wärmeverluste aller Modellknoten pro Simulationszeitschritt ausgegeben und nachträglich anhand der Versuchsdauer in eine mittlere Verlustleistung umgerechnet.

3.1 Prognosegüte der Approximationsfunktionen

Die folgende Abbildung 3 zeigt Prognose-Beobachtungs-Plots und das Bestimmtheitsmaß R^2 der mittels der Versuchsergebnisse gebildeten linearen Approximationsfunktionen der drei Zielgrößen. Sie dienen der qualitativen und quantitativen Bewertung der Prognosegüte der Approximationsfunktionen.

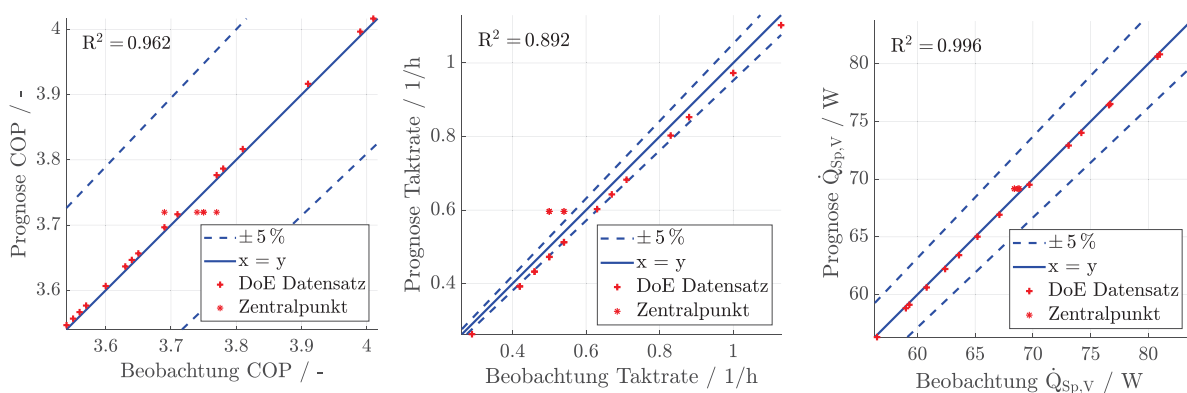


Abb. 3: Prognosegüte der Approximationsfunktionen für COP, Taktrate der WP und Speicherwärmeverluste ($\dot{Q}_{Sp,V}$)

Die Prognosegüte für den COP ist qualitativ und quantitativ sehr gut. Die Wiederholungsmessungen am Zentralpunkt zeigen aber, dass die Versuchsergebnisse einer hohen Streuung unterliegen. Dies ist vor allem auf Unsicherheiten bei der Einstellung des Sekundärkreisvolumenstroms am HiL-Prüfstand zurückzuführen, der im Mittel um $\pm 3\%$ vom Sollwert abweicht.

Bei der Taktrate reicht der lineare Regressionsansatz nicht ganz aus, was an der etwas größeren Abweichung zwischen Prognose und Beobachtung am Zentralpunkt sichtbar wird. Die am Zentralpunkt im Vergleich zu einer rein linearen Abhängigkeit geringeren gemessenen Taktraten reduzieren zudem die Regressionskonstante in der Regressionsfunktion, so dass die Prognosewerte an den übrigen Versuchspunkten alle unter den gemessenen bzw. beobachteten Werten liegen. Das Bestimmtheitsmaß ist entsprechend etwas reduziert. Die Wiederholungsmessungen am Zentralpunkt zeigen ebenfalls unterschiedliche Taktraten der WP, jedoch keine so große Bandbreite wie beim COP.

Die Prognose der Speicherwärmeverluste unterliegt keiner großen Unsicherheit, was die Wiederholungsmessungen am Zentralpunkt, sowie die qualitative und quantitative Bewertung der Prognosegüte zeigen.

3.2 Ermittelte Effekte der Einflussgrößen

Die folgenden Abbildungen 4, 7 und 8 zeigen die über die Approximationsfunktionen ermittelten Effekte und Wechselwirkungen der normierten Einflussgrößen. Das Konfidenzintervall wird in der Grafik als gestrichelte Linie dargestellt. Effekte, die nicht über das Konfidenzintervall hinausgehen, können statistisch betrachtet auch durch Streuung entstanden sein und werden daher nicht ausgewertet.

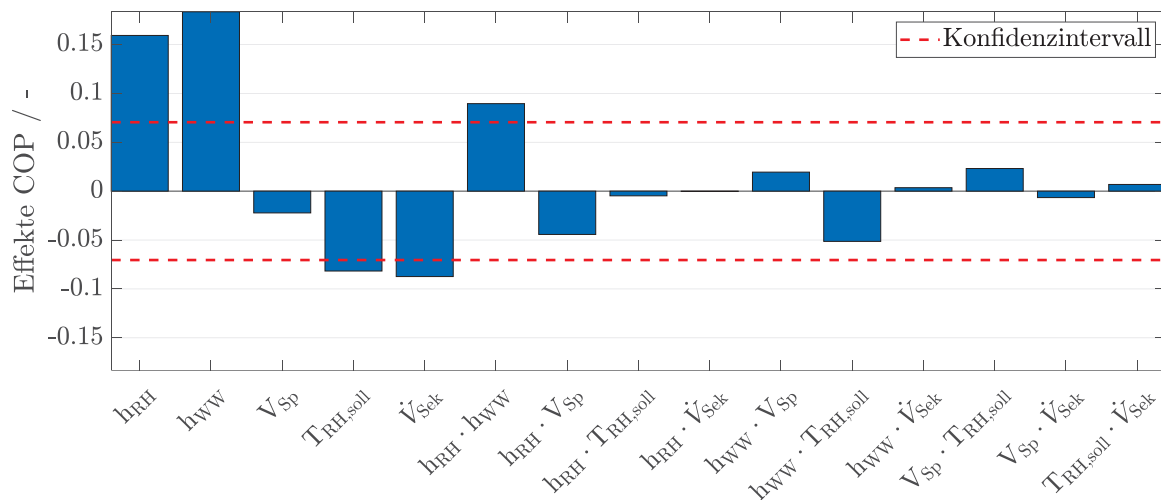


Abb. 4: Ermittelte Effekte der Einflussgrößen und Wechselwirkungen der Einflussgrößen untereinander auf den COP

Demnach ist der COP der WP vor allem von den beiden Fühlerpositionen abhängig. Hohe Fühlerpositionen steigern den COP der Wärmepumpe, was sich mit Ergebnissen aus anderen Untersuchungen deckt (siehe [5, S. 12]). Quantitativ zeigt sich, dass eine Änderung der Fühlerhöhen vom physikalischen Min- auf Maxniveau den COP bei h_{RH} um 0,16 und bei h_{WW} um 0,18 erhöht (jeweils für alle übrigen Einflussgrößen auf mittlerem Niveau). Wichtigste Ursache ist, dass sich bei hohen Fühlerpositionen eine niedrigere mittlere Speichertemperatur und damit ein geringerer Temperaturhub der WP einstellt (siehe Abb. 5, links). Gleichzeitig verringern sich die Speicherverluste (siehe h_{WW} und h_{RH} in Abb. 8). An dieser Stelle sollte allerdings erwähnt werden, dass mit einer Anhebung der WW-Fühlerhöhe eine zeitweise Unterschreitung der oberen Solltemperatur der WW-Zone (hier $52\text{ }^{\circ}\text{C}$) und damit ggf. Komforteinbußen einhergehen (siehe $T_{SP,Top}$ in Abb. 5, rechts). Die

Abbildungen 5 und 6 wurden über Approximationen anhand der Versuchsdaten erstellt, bei denen alle übrigen Einflussgrößen konstant auf mittleres Niveau gesetzt wurden.

Die Fühlerhöhen weisen auch die einzige statistisch signifikante Wechselwirkung in Bezug auf den COP auf. Die Absenkung einer Fühlerposition in den gewählten physikalischen Grenzen verringert und eine Anhebung verstärkt demnach den oben quantifizierten mittleren Effekt der jeweils anderen Fühlerhöhe auf den COP um $\pm 0,09$. Dies lässt sich auch gut an den enger zusammenrückenden Isolinien des COP-Kennfelds bei hohen Fühlerpositionen (Abb. 9) erkennen.

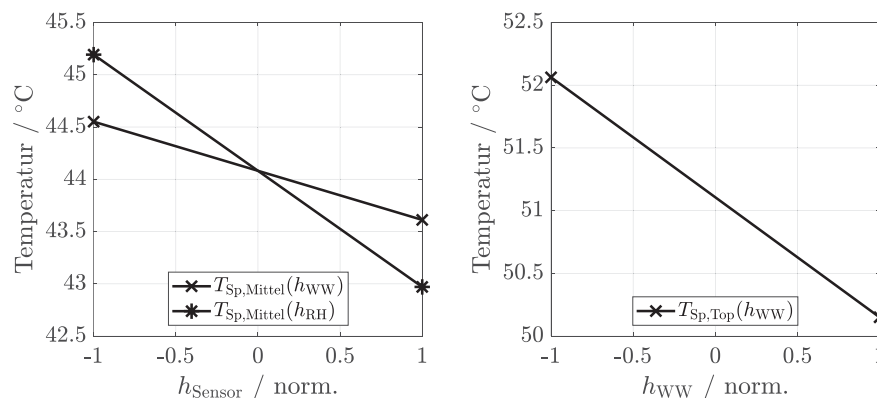


Abb. 5: Einfluss der normierten Fühlerhöhen auf:

Links: die mittlere Speichertemperatur, Rechts: die Temperatur der obersten Speicherschicht

Die Solltemperatur der RH-Zone verfügt gemäß Abb. 4 ebenfalls über einen signifikanten Einfluss auf den COP. Eine Anhebung der Solltemperatur von 40 auf 45 °C verringert den COP um 0,08 (alle anderen Einflussgrößen auf mittlerem Niveau). Die Wirkungsrichtung ist plausibel, da die Solltemperatur der RH-Zone den Temperaturhub der WP direkt beeinflusst.

Einen ähnlich hohen Einfluss auf den COP weist der Volumenstrom im Sekundärkreis der WP auf. Eine Anhebung des \dot{V}_{Sek} von 800 auf 1250 l/h zieht demnach eine Verminderung des COPs um 0,09 mit sich (alle anderen Einflussgrößen auf mittlerem Niveau) bzw. umgekehrt eine Absenkung erhöht den COP entsprechend. Dabei ist anzumerken, dass am Prüfstand die Absenkung des Volumenstroms über eine Erhöhung der Druckverluste im Sekundärkreis und nicht über eine Verringerung der Pumpendrehzahl realisiert wird. In Realität wäre der Effekt aufgrund einer verringerten elektrischen Leistungsaufnahme der Pumpe also noch etwas größer. Der COP der WP sinkt bei Erhöhung des Volumenstroms aufgrund einer sinkenden mittleren Kondensatorleistung bei konstanter elektrischer Leistungsaufnahme (siehe Abb. 6, links). Gleichzeitig steigt die Kondensatoreintrittstemperatur (siehe Abb. 6 Mitte). Grund hierfür können verstärkte Vermischungseffekte zwischen den Speicherschichten und somit Exergieverluste aufgrund des hohen Durchflusses sein (vgl. [2, S. 339]). Weil durch das Modell lediglich Vermischungseffekte zwischen den Speicherschichten, aber keine Turbulenzen aufgrund der hohen Strömungsgeschwindigkeiten an den Speichereinlässen (sogenannter Inlet Jet Mix) abgebildet werden, wäre der Vermischungseffekt bei realen Speichern sogar noch stärker.

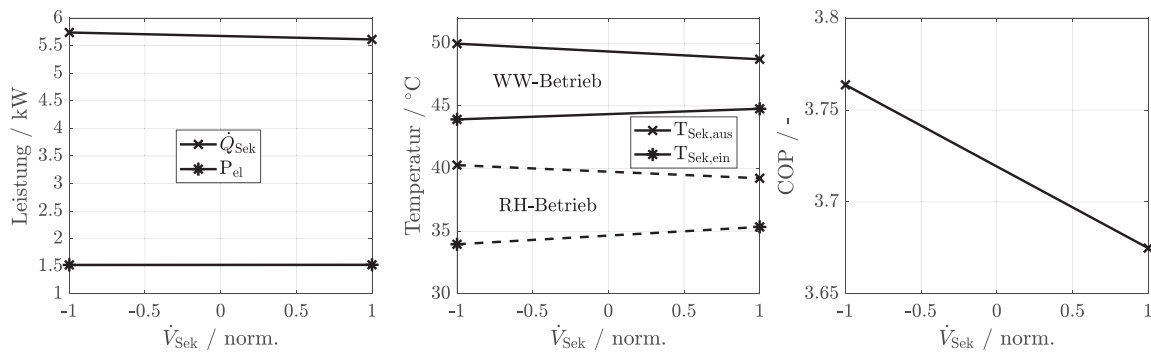


Abb. 6: Einfluss des normierten Sekundärkreisvolumenstroms auf:
Links: elektrische und sekundärseitige Leistungen der WP, Mitte: Ein- und
Austrittstemperaturen des Kondensators im RH- und WW-Betrieb der WP, Rechts: COP

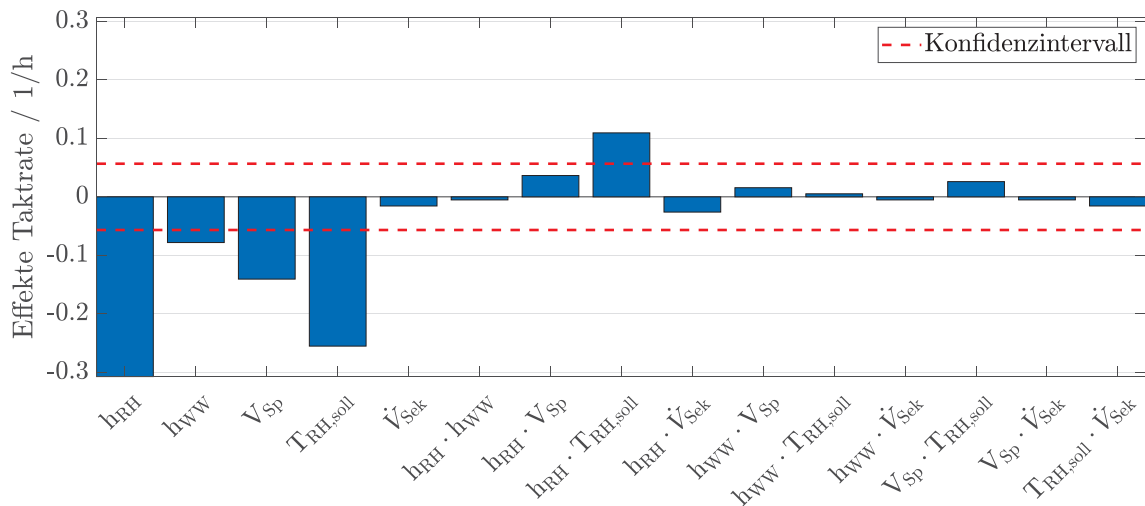


Abb. 7: Ermittelte Effekte und Wechselwirkungen auf die Taktrate der WP

Auf die Taktrate der WP (siehe Abb. 7) wirken die vier signifikanten Haupteffekte zunächst einmal in gleicher Richtung, nämlich mit einer Verringerung der Taktrate durch eine Erhöhung der Einflussgröße. Dass hohe Fühlerpositionen die Taktrate verringern, deckt sich mit Ergebnissen aus anderen Untersuchungen (vgl. [2, S. 339], [5, S. 12]). Der Energiebedarf für die RH ist ca. 6-mal höher als der für die WW-Bereitung. Die WP belädt daher bei gleicher Größe der Zonen die RH-Zone deutlich öfter, wodurch die Effekte der RH-Fühlerhöhe und der RH-Solltemperatur deutlich größer ausfallen als der Effekt der WW-Fühlerhöhe. Dass eine Erhöhung der $T_{\text{RH,soll}}$ und des Speichervolumens bei der gegebenen Zweipunktregelung die Taktzahl verringert, ist plausibel, da im Speicher Wasser mit einer höheren Übertemperatur bzw. mit einem größeren Volumen vorgehalten wird.

Zu beachten ist, dass die Einflussgrößen $T_{\text{RH,soll}}$ und h_{RH} miteinander wechselwirken, mit positivem Vorzeichen. Das bedeutet, dass auf Min-Niveau der einen Einflussgröße die negative mittlere Wirkung der jeweils anderen verstärkt und umgekehrt auf Max-Niveau verringert wird, auch erkennbar an den sich aufspreizenden Isolinien im Kennfeld der WP-Taktrate in Abb. 10. Es bietet sich also zur Verringerung der Einschaltvorgänge an, zunächst nur die RH-Fühlerhöhe anzuheben, da sich diese noch zusätzlich positiv auf den COP auswirkt und für eine Verminderung der Speicherwärmeverluste sorgt (siehe auch Abb. 4 und Abb. 8).

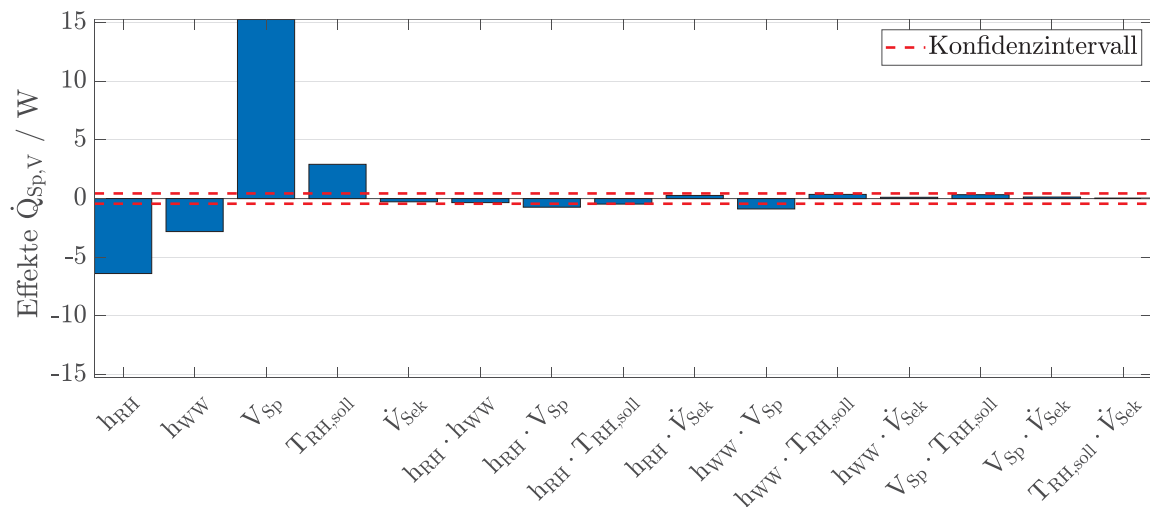


Abb. 8: Ermittelte Effekte und Wechselwirkungen auf den Speicherwärmeverlust

Ein größeres Speichervolumen kann die Taktrate der WP zwar auch verringern (siehe Abb. 7), sollte aber als letztes in Betracht gezogen werden, weil dadurch die Speicherwärmeverluste erheblich erhöht werden (siehe Abb. 8) und größere Investitionskosten für die Anlage entstehen. Die Erhöhung des Speichervolumens ist dann sinnvoll, wenn bestimmte Sperrzeiten der WP berücksichtigt und dadurch bestimmte Wärmemengen im Speicher bereitgehalten werden müssen. Vor der Erhöhung des Speichervolumens sollte in Betracht gezogen werden, diese Vorhaltevolumina über eine niedrige Positionierung der Fühlerhöhen zu realisieren (dabei minimale WW-Fühlerposition von 20 cm über der RH-Zone beachten [4]).

Im Zuge der Versuchsauswertungen haben sich die Solltemperatur der RH-Zone, sowie die Höhen der Temperaturfühler zur Steuerung des Ein-/Ausschaltens der Wärmepumpe als wichtigste, miteinander wechselwirkende Einflussgrößen für die Systemeffizienz und die Taktrate der Wärmepumpe herausgestellt. Die oben diskutierten Wirkungen dieser Einflussgrößen werden daher in den folgenden Abb. 9 und 10 als Kennfelder dargestellt. Beim COP beträgt die Bandbreite zwischen schlechtesten und besten Einstellungen der drei Einflussgrößen rund $\pm 5\%$ (3,6 bis 3,95), bei der Taktrate ist die Bandbreite mit rund $\pm 50\%$ deutlich größer (0,35/h bis 0,95/h). Abb. 11 stellt den Speicherwärmeverlust in Abhängigkeit der drei Variablen dar, die Bandbreite der Verluste beträgt hier etwa $\pm 7\%$ (64 bis 74 W). Der Speicherverlust ist natürlich stark vom Speichervolumen abhängig, siehe Abb. 8, im Kennfeld liegt das Speichervolumen auf einem mittleren Niveau von 631 l, eine Änderung des Speichervolumens um ± 100 l resultiert in einer Änderung der Werte im Konturplot um $\pm 7,5$ W.

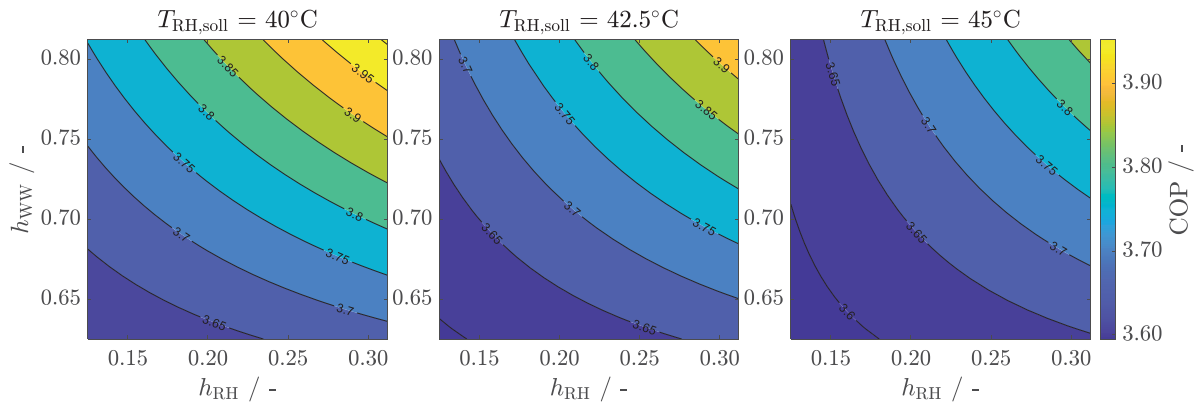


Abb. 9: COP-Kennfeld in Abhängigkeit der relativen Fühlerhöhen h_{RH} und h_{WW} im Schichtspeicher und der eingestellten Solltemperatur der RH-Zone

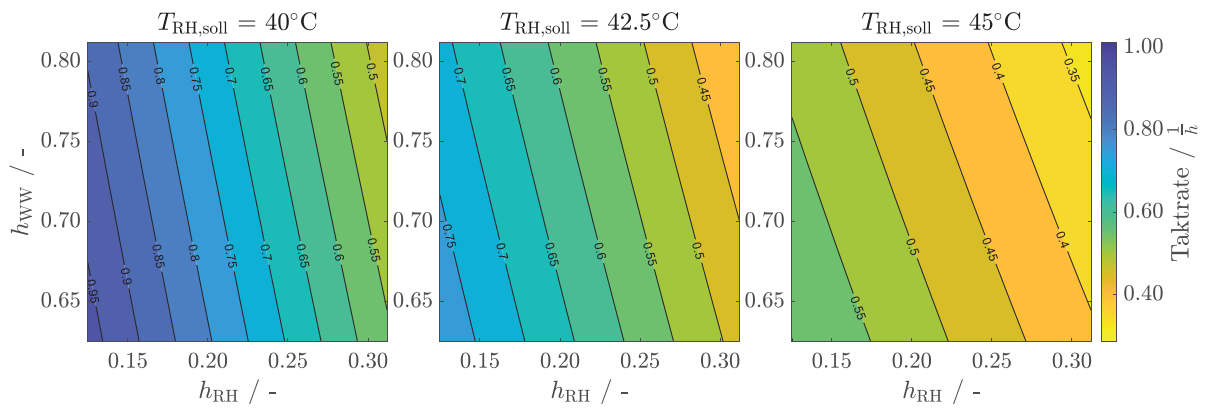


Abb. 10: Kennfeld der WP-Taktrate in Abhängigkeit der relativen Fühlerhöhen h_{RH} und h_{WW} im Schichtspeicher und der eingestellten Solltemperatur der RH-Zone

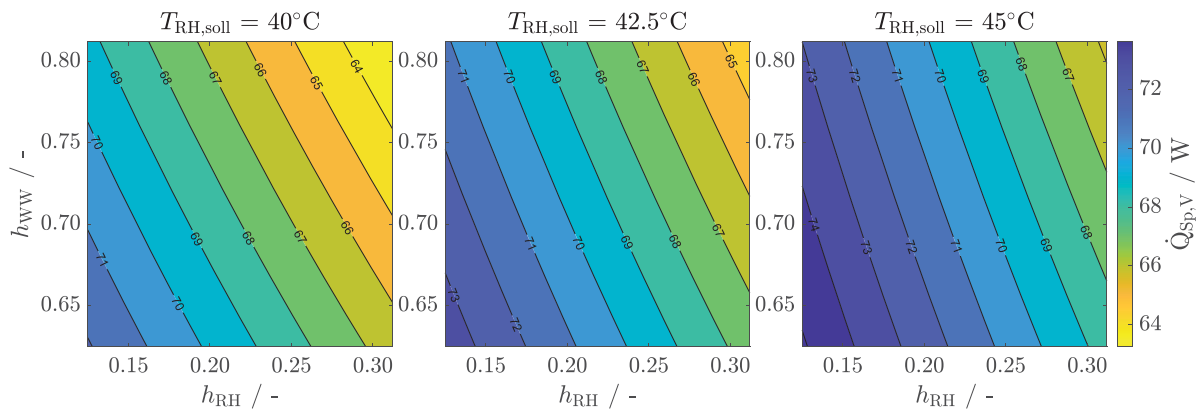


Abb. 11: Kennfeld der Speicherwärmeverluste in Abhängigkeit der relativen Fühlerhöhen h_{RH} und h_{WW} im Schichtspeicher und der eingestellten Solltemperatur der RH-Zone

4. Fazit und Diskussion

Die folgenden Feststellungen und Empfehlungen zum Beladungsmanagement eines Schichtspeichers beziehen sich auf Systeme mit getrennten Zonen für RH und WW, die über jeweils einen Temperaturfühler mit Zweipunktregelung beladen werden:

- Die Fühlerhöhen zur Beladung der WW- und RH-Zone sollten nach Möglichkeit hoch angesetzt werden. Hohe Fühlerpositionen haben positive Effekte auf den COP und die Taktrate der Wärmepumpe und sorgen für eine Verminderung der mittleren Speichertemperatur und damit für geringere Wärmeverluste des Speichers. Anhebungen beider Fühlerhöhen wechselwirken so miteinander, dass bei hoher Positionierung beider Fühler die positiven Effekte auf den COP zusätzlich verstärkt werden. Bei hoher Positionierung der Fühler sollten allerdings benötigte Vorhaltungswärmemengen beachtet werden, z.B. bei zu berücksichtigenden Sperrzeiten der WP oder bzgl. WW-Komfort.
- Eine Erhöhung der Übertemperatur in der RH-Zone des Speichers verringert die Taktzahl der WP. Allerdings wechselwirkt die Temperatur mit der Fühlerhöhe in der RH-Zone so, dass auf Min-Niveau der einen Einflussgröße die negative mittlere Wirkung der jeweils anderen verstärkt und umgekehrt auf Max-Niveau verringert wird. Zur Verminderung der Taktrate sollte daher zunächst die RH-Fühlerposition angehoben werden, was sich generell positiv auf die Systemeffizienz auswirkt. Eine hohe Übertemperatur hingegen verschlechtert COP und Speicherwärmeverluste.
Durch eine variable außentemperaturgesteuerte RH-Zonen Solltemperatur, basierend auf der Heizkurve des Systems, kann ein weiteres Absenken der Speichertemperatur und damit eine zusätzliche Effizienzsteigerung erreicht werden (siehe [3, S. 153]).
- Ein großes Speichervolumen vermindert zwar die Taktrate der WP, sorgt dabei aber für größere Wärmeverluste des Speichers. Die Speichergöße sollte daher auf die benötigten vorzuhaltenden Wärmemengen bei Sperrzeiten der WP ausgelegt werden und ansonsten knapp dimensioniert werden.
- Der Volumenstrom im Sekundärkreis sollte geringgehalten werden. Ein niedriger Volumenstrom wirkt sich positiv auf den COP der WP aus. Ein möglicher Grund ist eine steigende Kondensatoreintrittstemperatur aufgrund von Vermischungseffekten innerhalb des Schichtspeichers als Folge hoher Durchflüsse.

Zu beachten ist, dass diese Untersuchung auf Messungen an nur einem Typtag während der Heizperiode basiert und beispielsweise kein Systemverhalten in den Sommermonaten erfasst. Die Untersuchung hat weiterhin ergeben, dass zur Ermittlung einer genaueren Regressionsfunktion für die Taktrate der Wärmepumpe auch Versuchspunkte zur Feststellung von Wirkungen höherer Ordnung notwendig wären. Hierzu würde sich beispielsweise ein „zentral zusammengesetzter Versuchsplan“ als Ergänzung des gewählten teilfaktoriellen 2^{5-1} Planes anbieten.

Eine Möglichkeit, um genaue Abschätzungen der Zielgrößen zu erzielen und dabei einen geringen Versuchsaufwand zu erhalten, wäre, ein detailliertes Kennfeld der WP aufzunehmen. Damit könnten Jahressimulationen oder längere Typtagsimulationen durchgeführt werden, die z.B. auch Aussagen zur Jahresarbeitszahl ermöglichen.

5. Literaturverzeichnis

- [1] M. Miara, D. Günther, T. Kramer, T. Oltersdorf und J. Wapler, "WP Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb," Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2011.
- [2] J. Glembin, C. Büttner, J. Steinweg und G. Rockendorf, "Thermal Storage Tanks in High Efficiency Heat Pump Systems – Optimized Installation and Operation Parameters," *Energy Procedia*, Jg. 73, S. 331–340, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.700.
- [3] J. Glembin, C. Büttner, J. Steinweg und G. Rockendorf, "Optimal Connection of Heat Pump and Solar Buffer Storage under Different Boundary Conditions," *Energy Procedia*, Jg. 91, S. 145–154, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.06.190.
- [4] M. Y. Haller, R. Haberl, I. Mojic und E. Frank, "Hydraulic Integration and Control of Heat Pump and Combi-storage: Same Components, Big Differences," *Energy Procedia*, Jg. 48, S. 571–580, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.02.067.
- [5] W. El-Baz, P. Tzscheutschler und U. Wagner, "Experimental Study and Modeling of Ground-Source Heat Pumps with Combi-Storage in Buildings," *Energies*, Jg. 11, Nr. 5, S. 1174, 2018, doi: 10.3390/en11051174.
- [6] M. Y. Haller, R. Dott, J. Ruschenburg, F. Ochs und J. Bony, "The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38: Part A: General Simulation Boundary Conditions," Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik HSR, Rapperswil, Schweiz, 2013.
- [7] R. Dott, M. Y. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs und J. Bony, "The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38: Part B: Buildings and Space Heat Load," Institut Energie am Bau - Fachhochschule Nordwestschweiz, Muttenz, Schweiz, 2013.
- [8] K. Siebertz, D. van Bebber und T. Hochkirchen, *Statistische Versuchsplanung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

Energieeffizientes Solargewächshaus für den energieautarken Fruchtanbau mittels regenerativ erzeugter Energieströme und intelligenter Verwertungstechnologie – SolGreen

Stefan Krause¹, Liesa Hübner¹, Peter Kaufmann¹

¹ Institut für Strukturleichtbau und Energieeffizienz gGmbH

Abstract

Terrestrische Ressourcenknappheit und globales Bevölkerungswachstum erfordern eine fortschrittliche, nachhaltige Nahrungsmittelproduktion unter Berücksichtigung der europaweiten Klimaziele. Der Anbau in Gewächshäusern spielt dabei eine bedeutende Rolle. Photovoltaik (PV) auf Gewächshäusern ermöglicht gleichzeitig Energieerzeugung und Beleuchtungsoptimierung bzw. Verschattung. Diese Integration kann große Energiegewinne bei minimalem Einfluss auf die Ernteerträge liefern.

Ziel des hier dargestellten Forschungs- und Entwicklungsprojektes ist die Entwicklung einer Technologie zur gleichzeitigen Wandlung der solaren Energie in elektrische und thermische Energie einschließlich ihrer Nutzung für den Anwendungsfall in Gewächshäusern. So soll ein energieeffizientes Solargewächshaus mit PV und Solarthermie (ST) für Landwirte mit dem Ziel des energieautarken Fruchtanbaus mittels regenerativ erzeugter Energieströme und intelligenter Verwertungstechnologie entwickelt werden.

1. Einleitung

Die Ausgangssituation ist gekennzeichnet durch die steigenden Anforderungen zur Minderung der Treibhausgase über alle Bereiche mit dem Ziel der Einhaltung der Forderungen der Weltklimakonferenz von Paris (vgl. [1], [2], [3]) sowie die darauf aufbauenden nationalen und internationalen Gesetze und Abkommen. Dabei stellt die Logistik im Zusammenhang mit Lebensmitteltransporten einen wesentlichen Treibhausgasemittenten dar (vgl. [4] [5], [6]).

Wie aus Abb. 1 deutlich wird, erzeugen international transportierte Früchte durch Transport mit Flugzeug und Produktion mehr als Faktor 20 CO₂ pro kg Gemüse und Früchte.

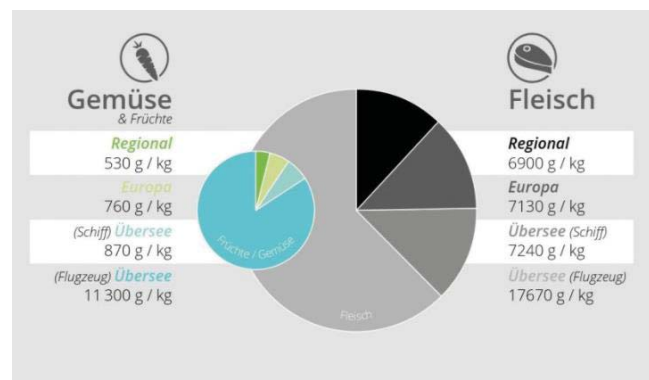


Abb. 1: Vergleich Treibhausgasemissionen von Gemüse im regionalen und internationalen Anbau [4]

Demnach ist der Einkauf von regionalem Gemüse und Früchten klimaschonender, wie es auch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit [7] sowie weitere Quellen belegen

(siehe dazu [8], [9], [10], [11]).

Dabei ist neben Freilandanbau von Obst und Gemüse der Einsatz von Gewächshäusern zur Deckung des ganzjährigen Bedarfs erforderlich [12], [13]. Die auf dem Markt verfügbaren Gewächshäuser zeichnen sich durch unterschiedliche Bauweisen (Folie vs. Glas) sowie Funktionalitäten (Heizbarkeit, Wärmerückgewinnung) aus. Für die ganzjährige Nutzung ist es dabei erforderlich, wie aus den o.g. Quellen hervorgeht, Heizungen einzusetzen. Dabei führt wie [14] darstellt, der Einsatz beheizter Gewächshäuser zu einem drastischen Anstieg der Treibhausgasbilanz, wodurch sich der ökologische Vorteil des regionalen Anbaus maßgeblich vermindert.

Die Gewächshauslösungen des Standes der Technik zeichnen sich demnach durch Lösungen aus, die das ganzjährige Betreiben des Gewächshauses nur unter erheblicher Verschlechterung der Gesamtenergieeffizienz und damit verbundener Treibhausgasemissionssteigerung ermöglichen (siehe dazu auch [15], [16], [17]).

Zur Steigerung der Energieeffizienz, um die Klimaschutzziele der EU sowie der BRD zu erreichen (siehe dazu [18], [19], [20], [21]), sind dabei sowohl Energieverbräuche zu senken als auch den Anteil Erneuerbarer Energien zu steigern. Die auf dem Markt verfügbaren Ansätze zur Umsetzung der Zielstellungen mittels Gewächshäuser setzen dabei auf PV-Lösungen in Kombination mit Wärmemanagementlösungen. Ganzheitliche Ansätze sind nicht bekannt.

Zur Erfüllung der Zielstellungen, den regionalen Anbau von Gemüse und Obst zu steigern und die damit verbundene steigende Anzahl beheizter Gewächshäuser mit den Anforderungen der Energieeffizienz durch den Einsatz regenerativer Energiequellen zu vereinen, wird im Rahmen des Vorhabens ein Gewächshaus entwickelt, welches unter Einbeziehung intelligenter Steuerungstechnologien verbunden mit einer schnellen Montagetechnologie einen energieautarken Betrieb ermöglicht.

Der Marktbedarf ergibt sich im Wesentlichen aus den Erfordernissen zur Steigerung der Energieeffizienz von Gewächshäusern zur Ermöglichung des ganzjährigen energieeffizienten regionalen Anbaus von Obst und Gemüse sowie weiteren Pflanzen, da die auf dem Markt verfügbaren Gewächshäuser keine Lösung zur Erzielung der Anforderungen darstellen. Eine Abschätzung der Marktgröße zeigen aktuelle Zahlen des statistischen Bundesamtes sowie des BMEL [22], wobei dort für das Jahr 2019 ca. 1.280 ha Anbauflächen in Gewächshäusern für Deutschland allein für Gemüse angegeben werden. Zusätzliche Flächen ergeben sich aus dem Obstanbau (v.a. Beerenobst) sowie Zier- und Nutzpflanzen.

Je nach Anbaukultur, regionalen Wetterbedingungen, Finanzrahmen und dem geforderten Klimamanagement werden verschiedene Gewächshausstypen eingesetzt, vgl. **Tab. 1**.

Tab. 1: Gewächstypen und ihre Eigenschaften [23]

Offene Systeme	Geschlossene Systeme
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nutzen natürlicher Ventilation ▪ Kostengünstig ▪ Stark abhängig von Wind ▪ Wetterabhängig - erhöhter Bedarf an Luftentfeuchtung und Temperaturkontrolle 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rein mechanische Ventilation ▪ Großer Grad an Kontrolle über Ventilation, Temperatur und Temperaturgradient ▪ Höhere CO₂-Konzentration möglich ▪ Geringerer Pestizidbedarf ▪ Höhere Investitionskosten ▪ Höhere Operationskosten ▪ Signifikant höherer Ernteertrag

Typischerweise besteht ein Gewächshaus aus:

- Strukturgerüst
- Deckmaterial

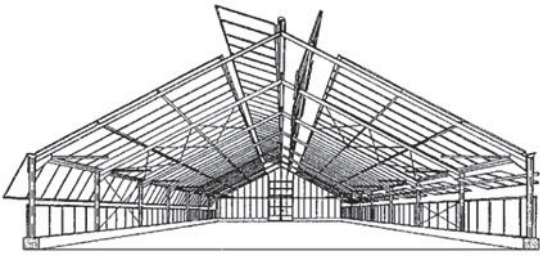
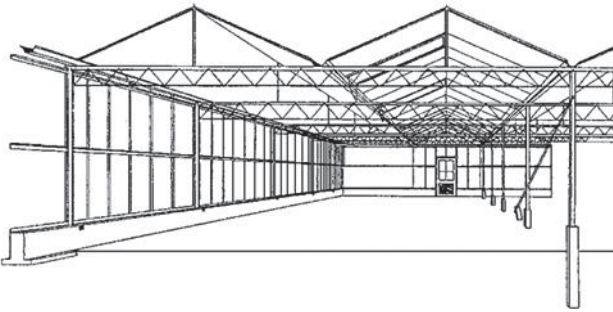

- Beeten bzw. Pflanztischen
- Sonnenblenden bzw. Energieschirmen
- Heiz- und Kühlsystemen
- Ggf. CO₂-Anreicherung
- Bewässerungs- und Düngesystemen
- Luftbe- und -entfeuchtungssystemen
- Kontrollsystemen

Als Deckmaterialien, bei denen UV-Stabilität eine Grundvoraussetzung für die Eignung ist, kommen Glas oder Hartplastik (PMMA, PC, PVC) zum Einsatz für Gewächshäuser mit starrer Verkleidung. Glas bietet eine hohe Beständigkeit gegenüber Umwelteinflüssen und Chemikalien, eine hohe Lichtdurchlässigkeit für sichtbares Licht, eine hohe Infrarotabsorption und eine hohe Lebensdauer. Dagegen ist Hartplastik kostengünstiger und bietet eine höhere Wärmedämmwirkung, allerdings zeigt es auch eine geringere Lichtdurchlässigkeit. Doppel- oder Dreifachverglasung werden selten eingesetzt, da der Verlust an Lichttransmission die Energieeinsparung durch Wärmedämmung überwiegt [23].

Schattierungselemente, Energieschirme, Heizung, Kühlsysteme, Bewässerungs- und Düngesysteme etc. werden nach den Wünschen der Auftraggeber in manueller oder automatischer Ausführung installiert.

Typische Bauformen von Gewächshäusern mit starrer Verkleidung sind in Tab. 2 dargestellt.

Tab. 2: Bauformen von Gewächshäusern mit starrer Verkleidung [23], [24]

Widespan-Gewächshaus	Venlo-Gewächshaus
	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mehrpaneliges Dachdesign ▪ Metallisches Gestell (Stahl oder Aluminium) ▪ Spannweiten von 6 - 15 Metern ▪ Verbindungen mehrerer Spannen möglich ▪ Typische Ventilationsklappen entlang der Längsachse ▪ Keine standardisierten Typen ▪ Hohes Volumen und gute Belüftungsmöglichkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Design mit Dachfirst und Rinnen, einzelnes Panel zwischen First und Rinne ▪ Gestützt von Säulen ▪ Standardisiert in Europa, dadurch einfachere Konstruktion <div style="text-align: center;">  </div>

Venlo-Gewächshäuser haben sich durch die bewährte Konstruktion für universellen Einsatz in Mitteleuropa etabliert. Die bekannten, geschlossenen Gewächshäuser holländischer Produktion in Stahl-Glas-Bauweise eignen sich für alle Kulturformen und -techniken. Sie sind als Venlo-Block in 3,20 m Kappenbreite mit Gitterbindern in Breiten bis zu 12,80 m oder als Breitkappen-Haus mit bis zu 2,00

m Breite verfügbar. Beide Typen gibt es in verstärkter Schneelast-Ausführung und auch als Verkaufshaus bzw. Lagerhalle. Die Häuser sind gekennzeichnet durch die rundum geschlossene Bauweise und eine stabile Konstruktion. Feuerverzinkte Stahlrohre auf Betonfundamenten (Stahlkonstruktion nach DIN 11535) sind die Basis der Standfestigkeit und hohen Lebensdauer der Venlo-Gewächshäuser. Bedachung, Seitenwände und Giebel können aus Einfachglas, Nörpelglas, Zweischiebenglas, Isolierglas und Sicherheitsglas sein [25]. Bei der Errichtung eines Gewächshauses sind die größten Anteile an den Investitionskosten die Kosten für das Gewächshaus selbst sowie für die Heizung [26]. Demnach bietet sich hier ein besonderes Innovationspotenzial im Hinblick auf kostengünstigere und energieeffizientere Gewächshäuser.

Aktuell bestehen folgende Defizite:

- Konventionelle Gewächshäuser werden mittels fossiler Brennstoffe beheizt (bei aktueller Preisentwicklung sehr teuer; steht im Widerspruch zu den Energiezielen)
- Bisher unzureichender Einsatz regenerativer Energien und Energiemanagementsysteme
 - Bisher nur PV und bei unzureichendem Einsatz
 - Erfordernis: Senkung des Energiebedarfs, Einsatz Erneuerbarer Energien, Speicherung von solaren Energieüberschüssen saisonal und im Tag/Nacht-Zyklus
 - Einsatz niederkalorischer Systeme zur besseren Ermöglichung des Einsatzes Erneuerbarer Energien

Mit dem hier vorgestellten Forschungs- und Entwicklungsprojekt wird die Grundlage für den nahezu energieautarken Gewächshausanbau unter wirtschaftlichen Bedingungen geschaffen sowie zukunftsweisende Systeme für einen nahezu ganzjährigen Anbau entwickelt.

2. Zielstellungen und Konzeptentwicklung

Die technologische Zielstellung des FuE-Projektes besteht in der Entwicklung eines energieeffizienten Solargewächshauses für Landwirte mit dem Ziel des energieautarken Fruchtanbaus mittels regenerativ erzeugter Energieströme und intelligenter Verwertungstechnologie.

Die angestrebten Funktionalitäten des zu entwickelnden Gewächshauses zeigt zusammengefasst Abb. 2.

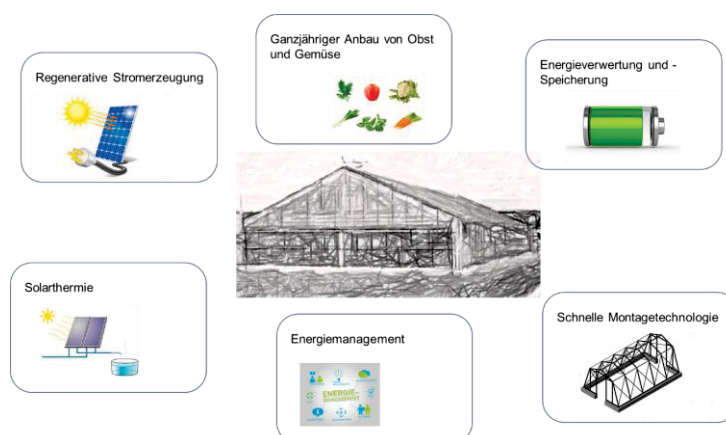


Abb. 1: Schematische Darstellung Entwicklungsziele

Das zu entwickelnde SolGreen-Gewächshaus zeichnet sich demnach aus durch

- regenerative Erzeugung thermischer und elektrischer Energie aus solarer Einstrahlung
- Einbindung der Energieströme in ein Energiemanagementsystem in Verbindung mit

anforderungsgerechten Speicher- und Verwertungstechnologien

- eine schnell montierbare Stahlkonstruktion

mit dem Ziel des energieeffizienten ganzjährigen Anbaus von Obst und Gemüse mit minimalen CO₂-Footprint zu ermöglichen.

Demnach gibt es 3 Hauptentwicklungen, die sich wie folgt benennen lassen:

1. Entwicklung Hybrid-Kollektoren
2. Entwicklung Steuerungstechnik
3. Entwicklung Gesamtprodukt

Nachstehend werden die drei Entwicklungsschwerpunkten näher beschrieben.

2.1 Entwicklung Hybrid-Kollektoren

Für den energieeffizienten und energieautarken Betrieb des Gewächshauses ist die Einbindung von energiewandelnden Komponenten in das Bauwerk erforderlich. Da das Gewächshaus für den Sommer- und Winterbetrieb geeignet sein soll, sind sowohl thermische als auch elektrische Energieströme erforderlich. Daher ist der Einsatz von Hybrid-Kollektoren erforderlich, die gleichzeitig elektrische und thermische Energie aus solarer Einstrahlung ermöglichen.

Für die Entwicklung der Kollektoren wurde zunächst eine Anforderungsanalyse erstellt, die sowohl technologische Anforderungen als auch anwendungsspezifische berücksichtigt. So wurde geprüft, welche Mindest-Lichtmenge für das Wachstum von Pflanzen erforderlich ist, um ein optimales Wachstum zu realisieren. Mehrere Literaturquellen geben an, dass für ein effizientes Wachstum die Einstrahlungsleistung nicht 1.000 W/m² betragen muss, sondern eine verminderte Intensität sogar förderlich ist (vgl. dazu [27], [28], [29], [30], [31], [32] und [33]). Weiterhin wurden Anforderungen an die Mindestenergieerträge zum Betreiben eines Gewächshauses (elektrisch und thermisch) ermittelt, die durch eine simulative Ermittlung das energetische Konzept ergaben, welches besagt, welche Flächen zur Energieerzeugung mindestens zu belegen sind mit entsprechenden Kollektoren. Weitere Anforderungen ergaben sich beispielsweise aus regulativen und mechanischen sowie fertigungstechnologischen Einflüssen.

Im Ergebnis der Anforderungsanalyse und dem daraus abzuleitenden Pflichtenheft erfolgte die Erarbeitung des funktionalen Aufbaus des zu entwickelnden Kollektors. Eine schematische nicht maßstabsgerechte Darstellung zeigt nachstehende Abb.3.

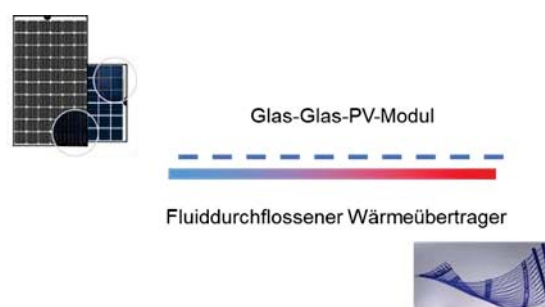


Abb. 3: Schematischer Aufbau PVT-Kollektor

Demnach besteht das Bauelement aus einem Glas-Glas-PV-Kollektor und einem darunter angebrachten Wärmeübertrager. Das PV-Modul wurde dabei derart ausgewählt, dass durch eine gezielte Beabstandung der einzelnen Zellen eine Mindestdurchlässigkeit von solarer Strahlung realisiert wird. Das Wärmeübertragungssystem, dessen Ausführungsform beispielsweise eine Kapillarrohrrmatte sein kann, wurde so gewählt, dass eine ausreichende Beleuchtung des Gewächshausinneren

gewährleistet wird. Dazu wurden entsprechende Simulationen sowie Versuche durchgeführt.

Neben der begründeten Auswahl der Komponenten des Kollektors durch Materialanalysen wurden fūgetechnologische Entwicklungen durchgefūhrt, einerseits fūr die Verbindung der beiden Teilkomponenten, andererseits zur Einbindung dieser Bauelemente in das Gesamtprodukt Gewāchshaus. Als favorisierte Fūgetechnologie zur Herstellung des Kollektors wurde eine Klebeverbindung gewāhlt, wobei die Anforderungen an den Kleber in einer hohen Wārmeleitfāhigkeit bei maximaler Transparenz liegen. Fūr die Entwicklung der Klebetechnologien erfolgten entsprechend des erarbeiteten Pflichtenhefts Voruntersuchungen (Haft-Zug-Untersuchen; Temperaturbelastungen, Temperaturwechselbelastungen, etc.) mit verschiedenen Klebstoffen sowie den dazugehōrigen Vor- und Nachbehandlungen.

Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt lag in der Medienfūhrung dahingehend, dass Anschlusslōsungen fūr Strom- und Wārmetrāgerfluid entwickelt werden mussten, was maβgeblich war fūr die Verwertungstechnologie der zu gewinnenden Energiestrōme. So waren die Anschlussdosen der PV-Elemente in den funktionalen Gesamtaufbau einzubinden mit entsprechend entwickelten Kabellōsungen (Kabelfūhrung, Zusammenfūhren mehrerer PV-Elemente zu einem Kabel, etc.). Fūr die Wārmeübertrager wurden verschiedene Verschaltungsformen (Parallel- und Reihenschaltung) hinsichtlich ihrer Passfāhigkeit zu den Anforderungen untersucht (labortechnisch und simulativ). Weiterhin wurde eine technische Lōsung fūr die Medienver- und -entsorgung entwickelt und erprobt, je nach gewāhlter Verschaltungsform.

Fūr den Einsatz der PVT-Kollektoren als Gebāudeabschluss des Gewāchshauses erfolgte die Entwicklung der Montagelōsung. Der Lōsungsansatz hierfūr ist in Abb. 4 schematisch dargestellt.

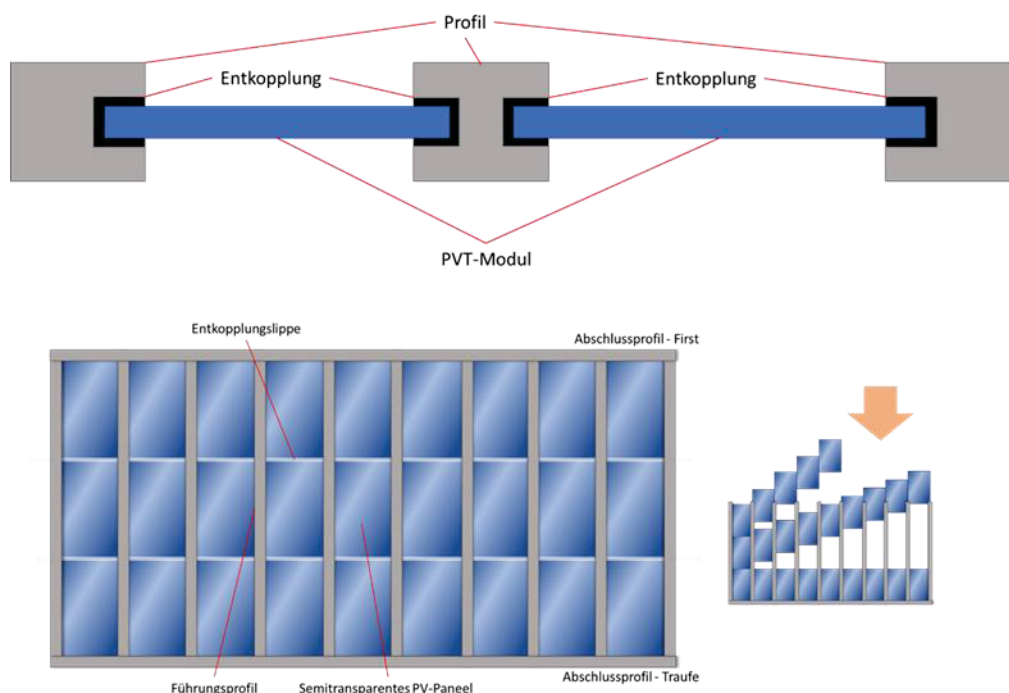


Abb. 4: Schematische Darstellung Montagetechnologie Gewächshauswand

Die PVT-Elemente werden an ihren Lāngsseiten in zu entwickelnden Profilen aufgenommen, welche in den Profilhuten mit einem elastischen, wetterbestāndigen Entkopplungs- und Dichtungsband ausgestattet sind (Profilform und Dichtung wurde im Rahmen des Vorhabens entwickelt und erprobt).

Um mit hoher Materialeffizienz zu arbeiten und die Montage zu vereinfachen, werden je drei Elemente

im Hochformat übereinander in U- bzw. Doppel-T-Profilen geführt. Die Paneele werden an ihren kurzen Seiten nicht direkt miteinander in Kontakt gebracht, sondern mittels einer elastischen, wetterbeständigen Lippe voneinander entkoppelt. Diese Abstandslippe dient weiterhin als Dichtung und Dehnungsfuge.

Aufbauend auf die technologischen Teillösungen erfolgte die Entwicklung der Fertigungstechnologie zur Herstellung der PVT-Kollektoren als Wand- und Dachelemente eines Gewächshauses unter Anwendung der entwickelten Fügeverfahren.

2.2 Entwicklung Steuerungstechnik

Für den autarken Betrieb des Gewächshauses war die Entwicklung einer Steuerungstechnik dringend erforderlich im Zusammenhang mit der im Rahmen des Vorhabens entwickelten Verwertungs- und Erzeugungstechnologie.

Für die Entwicklung eines Energiemanagement-Systems wurden zunächst die zu regelnden Bereiche definiert; diese sind:

- Heizung
- Warmwasserbereitung (zum Gießen)
- Kühlung
- Lüftung
- Licht
- Verschattung
- Energieerzeugung (regenerativ)
- Nachfragesteuerung (Energiespeicherung)
- Überwachung und Kontrolle

Das Zusammenführen dieser Teilbereiche sowie die Einführung entsprechender Regelungstechnik erforderte das Erarbeiten eines Systems unter Zusammenwirken von Sensorik und Aktorik und der Entwicklung einer entsprechenden Software zur Steuerung und Regelung der einzelnen Systembestandteile.

Zu den spezifischen Anforderungen an die Steuerungstechnik von Gewächshäusern zählen:

- Defizite des Leichtbaus (Wärmedämmung und Wärmespeicherung) sowie der hohen Glasflächen haben unmittelbaren Einfluss auf die Steuerung der Klimatisierungstechnik → entsprechend veränderte Zeitintervalle
- Fehlende Erfahrungen für die Steuerung im Gewächshausbau
- Hoher Vorfertigungsgrad der Gewächshäuser erfordern den Einbau der Sensorik noch im Werk → keine Nachrüstlösungen (Stand der Technik) → Erfordernis einer genauen Planung
- Modulare Bauweise erfordern Modularität der Steuerung (Vorbereitung entsprechender Schnittstellen)

Eine Übersicht der Teilaufgaben des Energiemanagements sowie der Wechselwirkungen untereinander zeigt schematisch nachstehende Abb. 5. Anhand dessen wird die Komplexität des Energiemanagementsystems deutlich.

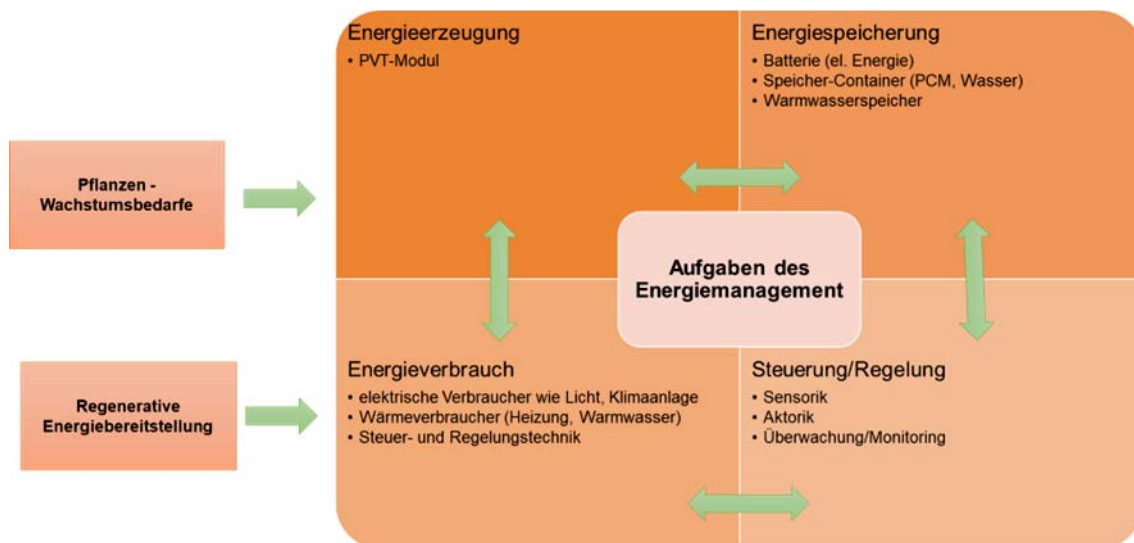


Abb. 5: Übersicht der Teilaufgaben des Energiemanagement sowie der Wechselwirkungen untereinander

Für eine effektive Wirkweise des Energiemanagementsystems war es erforderlich, die an das System gestellten Anforderungen zu analysieren und in einem Pflichtenheft zusammenzustellen. Aufbauend darauf wurde unter Einbeziehung der energieerzeugenden Bauelemente und deren Anforderungen ein Regelkreis entworfen und Nutzerprofile ermittelt.

Da die Energiemengen in der Regel dann zur Verfügung stehen, wenn keine Bedarfe notwendig sind (beispielsweise Mittag maximale solare Einstrahlung führt zu hoher Helligkeit und großer Wärmeentwicklung → weder Beheizung noch Beleuchtung notwendig, obwohl zu diesem Zeitpunkt maximale Energiemengen anfallen), war ein intelligentes Speichersystem zu entwickeln, zu erproben und in die Steuerungstechnologie einzubinden. Dabei wurden sowohl elektrische Speicher, als auch thermische Speicher eingebunden. Dafür wurden entsprechende Platzierungen im Gesamtaufbau des Gewächshauses erarbeitet und optimal eingebunden („Technik-Raum“ im Gewächshaus). Weitere erforderliche Komponenten zur Verwertung der gewonnenen Energieströme wurden analysiert und technologisch in den Gesamtprozess sowie die Steuerungstechnik eingebunden.

Im Ergebnis dieser Entwicklung wurde ein Großdemonstrator eines energieautarken Gewächshauses mit allen erforderlichen Sensoren und Aktoren inklusive Energiemanagement inklusive eines zugehörigen Versuchsprogramms entwickelt. Hier sind umfassende Monitoringuntersuchungen im Rahmen der noch verbleibenden Projektlaufzeit vorgesehen.

2.3 Entwicklung Gesamtprodukt

Für die Herstellung des finalen Produkts SolGreen war die Entwicklung einer Stahlkonstruktion erforderlich, die den Anforderungen des Leichtbaus als Schlüsseltechnologie gerecht wird und gleichzeitig wirtschaftlich herstellbar ist. Die dafür entwickelten Profile ermöglichen eine schnelle Montagetechnologie. Als geeignete Fertigungstechnologie wurde hier eine Umformtechnologie erarbeitet, da damit Blechwerkstoffe eingesetzt werden können, die ein wesentliches Leichtbaupotential mit maximaler mechanischer Stabilität vereinen im Vergleich zu konventionellen massiven Trägerkonstruktionen.

Ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt bestand in der Entwicklung der Dichtungstechnologie (vgl. dazu Abb. 4) für die Abdichtung zwischen den PVT-Kollektoren untereinander sowie gegen die Profile und Randabschlüsse. Die Abdichtungen wurden dabei so ausgeführt, dass ein Luftaustausch zwischen innen und außen unterbunden, die Medienführung ermöglicht sowie eine dauerhafte mechanisch stabile

Gesamtkonstruktion realisiert wurde. Dafür wurden verschiedene Materialpaarungen untersucht und analysiert. Weiterhin wurde eine Füge-technologie zwischen Dichtung und PVT-Kollektor sowie zwischen Dichtung und Profil entwickelt und erprobt. Im Fokus standen dabei formschlüssige Verbindungen.

Ein weiterer Schwerpunkt bestand in der Zusammenführung der Einzellösungen (PVT-Kollektor, Energiemanagement) in eine Fertigungs- und Montagetechnologie als Gesamtlösung. Dafür wurden detaillierte Füge-lösungen und Verschaltungen entwickelt und erprobt.

3. Bau und Erprobung von Demonstratoren

Für die wissenschaftliche Evaluierung der entwickelten Konzepte wurde ein Freifeldversuchsstand (s. Abb. 6) für das institutseigene Solarlabor entwickelt. Dieser Versuchsstand ermöglicht die Erprobung verschiedener PVT-Kollektorvarianten. Er ist für 4 PVT-Module mit einer Erweiterungsmöglichkeit auf bis zu 6 Module ausgelegt. Die Bauhöhe von knapp 1,5 m bietet eine gute Zugänglichkeit für Anschluss und Wartung der Module sowie die Möglichkeit zum Einbringen von Versuchspflanzen bei gleichzeitig guter Stabilität gegenüber Windlast. Das Gerüst besteht aus item-Profilen, die Verkleidung aus PC-Ste-gelplatten. Die Montage der Kollektoren erfolgt über eigens entwickelte Montageprofile.

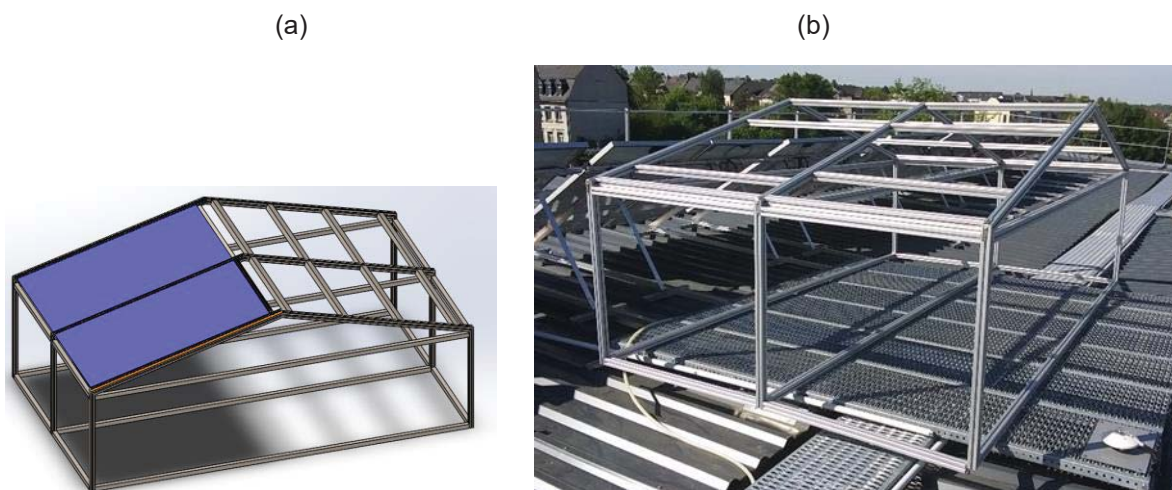
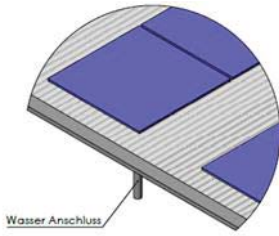
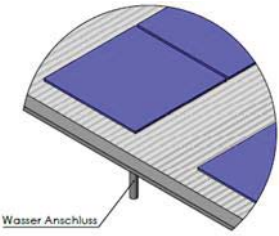
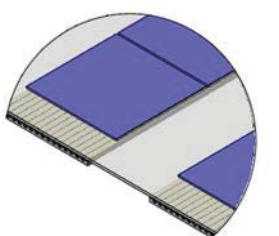


Abb. 6: Versuchsstand zur Erprobung der PVT-Kollektoren: (a) Konstruktionsentwurf und (b) Foto

Im Rahmen der experimentellen Untersuchungen wurden die in Tab. 3 dargestellten PVT-Varianten getestet. Für die Beprobung wurde der in Tab. 4 dargestellte Versuchsplan erarbeitet. Ziel der Untersuchungen war die Bestimmung der elektrischen und thermischen Spitzenleistungen sowie Erträge in Abhängigkeit verschiedener Umgebungsbedingungen (Umgebungstemperatur, Globalstrahlung, Windbedingungen) und variierender technischer Parameter (z.B. Volumenstrom, Vorlauftemperaturen, Temperaturspreizen, etc.). Darüber konnten zum einen Aussagen über die mögliche Wärmeeinkopplung bei unterschiedlichen Wärmeübertragungssystemen sowie zum anderen über die elektrische Leistung der PV-Module in Abhängigkeit von der rückseitigen Kühlung erlangt werden.

Tab. 3: Experimentell erprobte PVT-Kollektoren

	V1 – LaWin-Glas	V2 – PC-Stegplatte	V3 – Kapillarrohrmatte
Bild			
Verbindung	Klemmverbindung mit Aluleisten zur Wärmeübertragung	Klemmverbindung mit Aluprofilen	Klebeverbindung mit Pattex ONE FOR ALL CRYSTAL
WÜ-Fläche	vollflächig	vollflächig	partiell
Kontaktfläche	vollflächig	vollflächig	linear

Tab. 4: Versuchsplan zur Erprobung der entwickelten PVT-Kollektoren

Versuch Nr.	Versuchszweck
1	Ermittlung der ST-Leistung bei Verwendung von Wasser – ohne PV
2	Ermittlung der ST-Leistung bei Verwendung von Wasser – mit PV
3	Ermittlung der ST-Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur
4	Ermittlung der PV-Leistung und Leistungssteigerung durch Kühlung
5	Ermittlung der ST-Spitzenleistung bei verschiedenen Betriebszuständen (Einstrahlungsbedingungen, Ausfall elektrische Abnahme, ...)
6	Abtauverhalten
7	Notlaufeigenschaften (Ausfall der Kühlung)
8	Ermittlung der ST-Spitzenleistung bei verschiedenen Volumenströmen
9	Ermittlung der ST-Spitzenleistung bei verschiedenen Fluidmischungen

Für die Anwendung der Kapillarrohrmatten war insbesondere die Eruiierung geeigneter Klebstoffsysteme für die rückseitige Anbindung an den PV-Modulen von zentraler Bedeutung. Die Anforderungen bestanden hier in der Gewährleistung einer stabilen, dauerhaften Verbindung, einer maximalen Wärmeeinkopplung sowie einer möglichst transparenten Ausführung zur Gewährleistung der für das Pflanzenwachstum erforderlichen Lichtdurchlässigkeit. Hierfür wurden an semi-transparenten Kapillarrohrmatten Klebversuche (s. Abb. 7) mit verschiedenen Klebstoffsystemen durchgeführt.



Aquarium Silikon transparent	<u>Pattex</u> ONE FOR ALL CRYSTAL	Silikon transparent	<u>Ponal</u> Holzleim wasserfest
Viskos → leichte Applikation	Hochviskos → schwierige Applikation (hoher Kraftaufwand)	Viskos → leichte Applikation	Niederviskos → schwierige Applikation (läuft weg)
Hohe Transparenz nur bei dünner Schicht	Hohe Transparenz	Hohe Transparenz nur bei dünner Schicht	Hohe Transparenz nur bei sehr dünner Schicht

Abb. 7: Klebversuche zur Applikation von Kapillarrohmatten an PV-Modul-Rückseitenverglasung

Für die Evaluierung der möglichen erzielbaren elektrischen Leistungsdaten wurden PV-Module mit unterschiedlichen Transparenzgraden untersucht. Die Optimierungsaufgabe bestand hierbei zwischen der Gewährleistung möglichst hoher Stromausbeuten bei gleichzeitig ausreichenden Transparenzgraden für das Wachstum der im Gewächshaus anzubauenden Pflanzenkulturen. In Abb. 8 sind hierfür beispielhaft zwei transparente PV-Module von CS Wismar zu sehen. Die Modulvariante M 48 besteht aus 48 Solarzellen, die nur eine vertikale Beabstandung aufweist und bei einer elektrischen Spitzenleistung von 260 Wp eine Transparenz von 27 % ermöglicht. Die Modulvariante M 32 besteht aus 32 Solarzellen, welche sowohl horizontal als auch vertikal beabstandet sind und eine elektrische Spitzenleistung von 170 Wp bei einer Transparenz von 51 % ermöglichen.

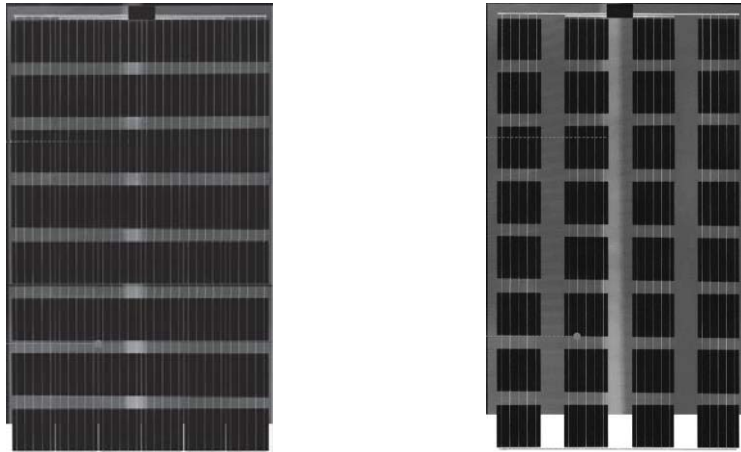


Abb. 8: Semi-transparente PV-Module des Herstellers CS Wismar; links: PV-Modul M48 (260 Wp), rechts: PV-Modul M32 (170 Wp)

Im Ergebnis der experimentellen Untersuchungen konnte sowohl die elektrische Ertragssteigerung infolge der rückseitigen PV-Modulkühlung als auch die Wärmeinkopplung und damit Bereitstellung thermischer Energie nachgewiesen werden. Abb. 9 zeigt hierfür beispielhaft Untersuchungsergebnisse für die PV-Modulvariante M 48 mit und ohne Kapillarrohrrmatte als rückwärtiges Wärmeübertragungssystem.

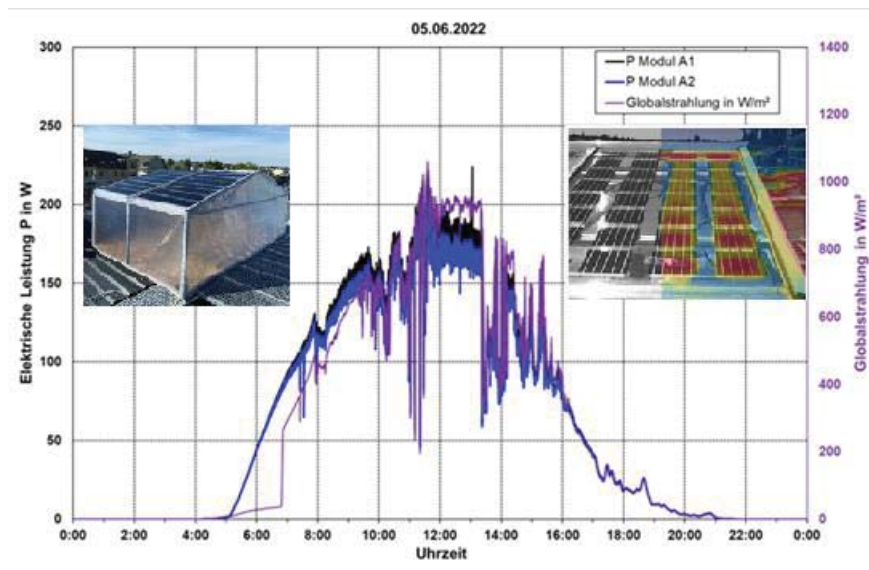


Abb. 9: Elektrische Leistungs-Zeitverläufe für PV-Modul Typ M48 mit und ohne rückseitige Kühlung

4. Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des FuE-Vorhabens wurden Konzeptlösungen für energieeffiziente Solargewächshäuser für den energieautarken Fruchtanbau mittels regenerativ erzeugter Energieströme und intelligenter Verwertungstechnologie entwickelt. Zentrale Bestandteile der bisherigen Entwicklungen waren dabei die Entwicklung innovativer semi-transparenter PVT-Kollektorlösungen für die Nutzung solar-

elektrischer und solar-thermischer Erträge, die Entwicklung eines intelligenten Energiemanagementsystems für den energieeffizienten und nahezu energieautarken Betrieb. Die bisher erreichten Entwicklungsergebnisse des FuE-Vorhabens bieten damit Lösungsansätze für einen kontrollierten, nachhaltigen Gewächshausanbau unter Nutzung Erneuerbarer Energien. Für die Untersuchung der entwickelten Solargewächshauslösungen wurde ein Großdemonstrator-Gewächshaus entwickelt, an welchem in der verbleibenden Projektlaufzeit die Durchführung von Monitoringuntersuchungen vorgesehen ist.

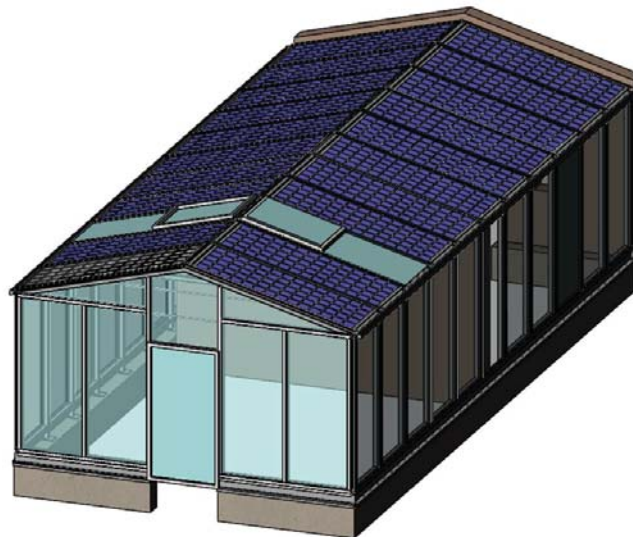


Abb. 10: Großdemonstrator-Gewächshaus für die Durchführung von Monitoringuntersuchungen

6. Literaturverzeichnis

- [1] BMU, „Die Klimakonferenz in Paris,“ [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/pariser-abkommen/>.
- [2] European Commission, „Übereinkommen von Paris,“ [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Abkommen von Paris,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html>.
- [4] Swissveg, „Was fällt ökologisch mehr ins Gewicht: Transportweg oder Produktion,“ [Online]. Available: <https://www.swissveg.ch/transport>.
- [5] T. Mangold und M. Bauer, „Nachhaltigkeit beim Lebensmitteltransport,“ HS Aalen, Aalen, (2015).
- [6] nachhaltig-sein.info, „Lebensmittel-Transporte mit dem Flugzeug: Eine Infografik,“ [Online]. Available: <https://nachhaltig-sein.info/privatpersonen-nachhaltigkeit/wirkung-von-lebensmittel-transporten-auf-umwelt-infografik>.
- [7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Was ist regionales

- Gemüse? Tipps für mehr Klimaschutz,“ [Online]. Available: <https://www.mein-klimaschutz.de/beim-einkauf/a/essen/was-ist-regionales-gemuese/>.
- [8] Verbraucherzentrale NRW e.V., „Regionale Lebensmittel,“ [Online]. Available: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/lebensmittel/kennzeichnung-und-inhaltsstoffe/regionale-lebensmittel-11403>.
- [9] GBI-Genios Deutsche Wirtschaftsdatenbank GmbH, „Obst und Gemüse - regionale Herkunft gewinnt an Bedeutung,“ [Online]. Available: https://www.wiso-net.de/info/branchenwissen/obst_und_gemuese_regionale_herkunft_gewinnt_an_bedeutung.
- [10] K. Istel, „Regionale Lebensmittel - NABU,“ [Online]. Available: <https://www.nabu.de/umwelt-und-ressourcen/oekologisch-leben/essen-und-trinken/bio-fair-regional/labels/regio.html>.
- [11] H. Kögl, J. Tietze, C. Möller, G. Reinhardt und S. Mann, „Regionale Erzeugung, Verarbeitung und Vermarktung von Lebensmitteln,“ Rostock, (2009).
- [12] sharemen media GmbH, „Regionale Lebensmittel haben nicht immer eine gute Ökobilanz,“ [Online]. Available: <https://www.ecowoman.de/ernaehrung/essen/regionale-lebensmittel-oekobilanz-oft-schlecht-210>.
- [13] Verbraucherzentrale NRW e.V., „Regionale Lebensmittel,“ (2020). [Online]. Available: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/lebensmittel/kennzeichnung-und-inhaltsstoffe/regionale-lebensmittel-11403>.
- [14] S. Meinert und M. Stollt, „Factsheet: „Ernährung und Klima““.
- [15] FAKT AG, „GAP – Gesunde Agrarprodukte/Gewächshausparks,“ [Online]. Available: <https://www.fakt-ag.com/gap-gesunde-agrarprodukte-gewaechshausparks/>.
- [16] U. Poetsch, „Nachhaltige Ernährung: Aus der Region und nach der Saison – Vorteile für Verbraucher,“ [Online]. Available: <https://www.dlr.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/D58A32E6A3826437C1257727004728C8?OpenDocument>.
- [17] M. Müller-Lindelauf, G. Zipfel, N. Rettenmaier, S. Gärtner, J. Münch, D. Paulsch und G. Reinhardt, „CO₂-Fußabdruck und weitere Umweltauswirkungen von Gemüse aus Baden-Württemberg,“ ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, (2013).
- [18] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), „Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU),“ (2021). [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/>.
- [19] European Commission, „Klima- und energiepolitischer Rahmen bis 2030,“ [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de.
- [20] Umweltbundesamt, „Treibhausgasminderungsziele Deutschlands,“ (2021). [Online].
- [21] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE, „Deutsche Klimaschutzpolitik,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html#:~:text=Zentrales%20Ziel%20der%20deutschen%20Klimaschutzpolitik,dem%20Jahr%201990%20reduziert%20werden>.
- [22] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, „BMEL-Statistik: Produktionsgartenbau,“ [Online]. Available: <https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/gartenbau/produktionsgartenbau/>.
- [23] Syed, A. M., Hachem, C.: Review of Construction; Geometry; Heating, Ventilation, and Air-

- Conditioning; and Indoor Climate Requirements of Agricultural Greenhouses. *Journal of Biosystems Engineering* 44 (2019), S. 18–27.
- [24] Elsner, B. von, Briassoulis, D., Waaijenberg, D., Mistriotis, A., Zabeltitz, C. von, Graud, J., Russo, G., Suay-Cortes, R.: Review of Structural and Functional Characteristics of Greenhouses in European Union Countries, Part II: Typical Designs. *Journal of Agricultural Engineering Research* 75 (2000), S. 111–126.
- [25] T.i.G. Gewächshausbau: Venloblock. <https://www.tig-nazem.de/venloblock.html>, 12.04.2022.
- [26] LfL, Redaktion: Dr. Gerald Lattauschke: Ökonomische Betrachtungen zum Anbau von Gemüse im Gewächshaus.
- [27] Growking.de, „Das optimale Pflanzenlicht,“ [Online]. Available: <https://www.growking.de/ratgeber/das-optimale-pflanzenlicht/>.
- [28] UPRtek, „LICHT UND LANDWIRTSCHAFT,“ [Online]. Available: <https://www.uprtek.com/de/application/light-and-agriculture>.
- [29] R. Zintl, „Pflanzen brauchen Licht – Aber wie viel?“, (2018). [Online]. Available: <https://www.velanga.de/pflanzen-brauchen-licht-aber-wie-viel/>.
- [30] Bayerische Landesanstalt für Weinbau und Gartenbau, „Energieeinsparung und Effizienzsteigerung in der gärtnerischen Produktion durch LED-Belichtungssysteme,“ (2017).
- [31] J. Balasus und T. Q. Khanh, „Auswirkung von spektral moduliertem Licht auf die Photosynthese von Pflanzen,“ in 14. Internationales Forum für den lichttechnischen Nachwuchs, Dörnfeld/Ilm, (2019).
- [32] Bornwaßer und T., „Belichtung im Gemüsebau,“ *Landinfo*, Bd. 4, (2018).
- [33] M. Dallmann, „Optimierung des Einsatzes von Zusatzbelichtung im Zierpflanzenbau durch neue Leuchtmittel und Steuerungsstrategien,“ *LfULG*, Dresden, (2019).

Biomasse-Hybridheizung: ein Beitrag zur Versorgungssicherheit

Kerstin Wurdinger¹, Daniel Büchner², Oliver Mercker³, Volker Lenz¹

¹ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig

² ehemals DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig

³ Institut für Solarenergieforschung GmbH, Hameln

Abstract

Mit Biomasse-Hybridheizungen kann unter Nutzung der Lagerfähigkeit des biomassebasierten Brennstoffes und bei intelligentem Pufferspeichermanagement Residuallastschwankungen begegnet werden, die zukünftig noch weniger stark als heute festen zeitlichen Rhythmen folgen. Ein Lastmanagement, das bei Strom- oder Gasknappheit den Einsatz des biomassebasierten Gerätes der Hybridheizung bevorzugt, trägt zur Versorgungssicherheit von Wohngebäuden im lokalen und regionalen Energiesystem bei. Wenn eine Einzelraumfeuerung Teil der Hybridheizung ist, kann zusätzlich dazu kurzfristig der komplette Ausfall leitungsgebundener Energieträger kompensiert werden und auf diese Weise die Versorgungssicherheit von Wohngebäuden erhöht werden.

1. Motivation und Gegenstand der Untersuchungen

Im Projekt OptDienE [1] wurde zwischen August 2018 und November 2021 eine biomassebasierte und sektorübergreifende Flexibilitätsoption untersucht. Grundidee war die Reduzierung der Last im Strom- oder Gasnetz durch einen kombinierten Einsatz von biomassebefeuerten Einzelraumfeuerungen (ERF) und elektrischen Wärmepumpen oder Gasthermen in Ein- und Zweifamilienhäusern (EZFH), um Defizite in der Verfügbarkeit von CO₂-neutralen Energiequellen (Strom und Gas) bei geringer Produktion erneuerbarer Energien in Zeiten hoher Strom- und Wärmenachfrage ausgleichen zu können. Die Forschungsfrage lautete: wann kann Biomasse in einem Hybridheizungssystem für ein EZFH lokal einen systemdienlichen Beitrag leisten, um „leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht“ [2] – sowohl bzgl. der Energie- bzw. Leistungsbereitstellung als auch bei der Minderung der CO₂-Emissionen. Gleichzeitig sollte mit den Ergebnissen der Simulationen das Potenzial eines derartigen Ausgleiches für Deutschland ermittelt werden.

2. Simulationen und Ergebnisse

Um die Forschungsfrage zu beantworten wurden biomassennutzende Hybridsysteme wie z. B. ERF und Wärmepumpen oder ERF und Solarthermie und Gasthermen mit verschiedenen Anwendungsfällen und Rahmenbedingungen (z. B. Dämmstandard, Größe der ERF, Betriebsregime der ERF) definiert und rund 480 verschiedene Varianten im Simulationsprogramm TRNSYS modelliert und simuliert. Abbildung 1 zeigt eine schematische Darstellung des dafür untersuchten Wärmeversorgungssystems mit Wärmepumpe. Die Simulationen zeigten, dass eine zielgerichtete Betriebsweise der ERF im Zusammenspiel mit Wärmepumpen sowohl in Hochlastzeiten des Stromnetzes als auch in den verbleibenden Zeiträumen den jährlichen Strombedarf gegenüber einem Referenzgebäude ohne ERF senken kann. Für die im Projekt simulierten EZFH ließen sich, in Abhängigkeit der modellierten Konstellation, durch den Einsatz einer ERF in sehr gut gedämmten Neubauten maximale Reduzierungen des jährlichen Strombedarfs zur Wärmeversorgung bis zu 88 % feststellen (vgl. Tabelle 1). In marktüblichen, häufig vorhandenen Gebäuden mit mittlerem Wärmeschutz wurden Werte zwischen 5 % und 46 % erreicht. Eine wesentliche Voraussetzung für die Erschließung dieser Reduktionsmöglichkeit ist das Vorhandensein einer ERF, die über eine Wassertasche an das Heizungssystem des Gebäudes gekoppelt ist, so dass überschüssig erzeugte Wärme gespeichert werden kann.

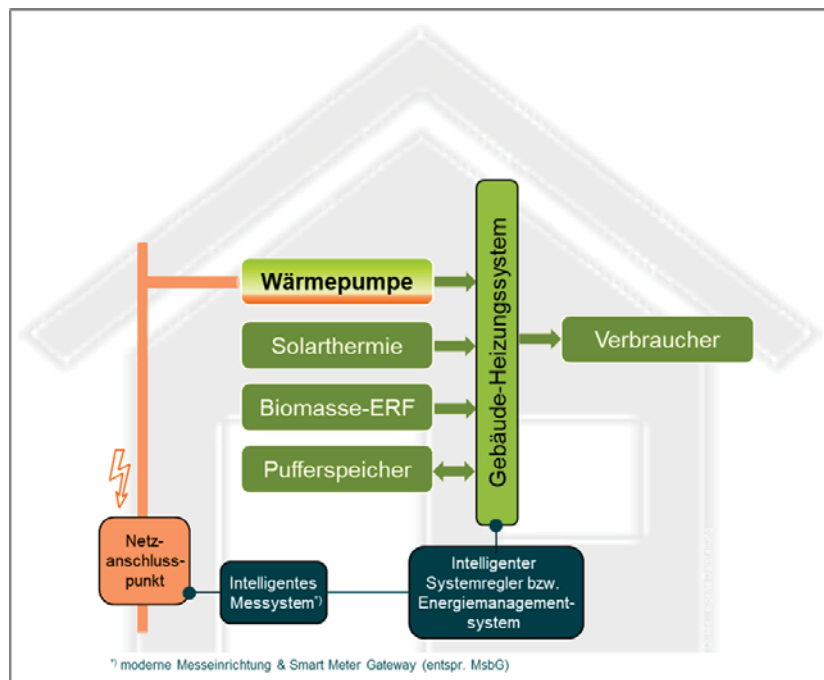


Abb. 1: Schematische Darstellung des untersuchten Wärmeversorgungssystems [3]

Tab. 1: Maximale Reduzierung des jährlichen Strombedarfs zur Wärmeversorgung eines EZFH bei Einsatz einer ERF gegenüber Referenzgebäude

Modellierter und simulierter Gebäudetyp im Projekt	Heizwärmebedarf (HWB) in kWh/(m ² a) ¹	Reduzierung jährlicher Strombedarf um bis zu	Simulationsszenario für Reduzierung ²
EZFH, E30 (HWB <30)	25	88 %	<ul style="list-style-type: none"> 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6 kW) morgens+abends
EZFH, E45 (HWB 30-60)	58	65 %	<ul style="list-style-type: none"> 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6 kW) morgens+abends
EZFH, E90 (HWB 60-120)	107	46 %	<ul style="list-style-type: none"> 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (8 kW) morgens+abends 20%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (8 kW) morgens+abends
EZFH, E180 (HWB >180)	287	23 %	<ul style="list-style-type: none"> 20%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (8 kW) morgens+abends

Neben den Aussagen zum jährlichen Strombedarf war es wesentlich, Daten zur Reduzierung der maximalen Leistungsbedarfe bei der Elektrizität zu ermitteln. Hierfür wurden die Viertelstundenwerte aus den Simulationen für die verschiedenen Gebäudetypen herangezogen. Die Daten mit der größten

¹ Die Heizwärmebedarfe ergeben sich aus der Modellierung des Gebäudes, das an das Referenzgebäude in IEA SHC Task 44 angelehnt ist, jedoch abweichende Flächenverhältnisse besitzt.

² Die Wärmeabgabe an den Raum wurde simuliert mit 100, 50 und 20 % Anteil der Abgabe der Wärme an den Aufstellungsraum der ERF. Werte <100 % bedeuten, dass der verbleibende Anteil der Wärme an das Heizungssystem (Wassertasche) abgegeben wurde.

Reduzierung der elektrischen Leistungsbedarfe sind in Tabelle 2 aufgelistet. Sie zeigen, dass in sehr gut und gut gedämmten Neubauten eine hohe Flexibilität beim Strombedarf gegeben sowie die teilweise Abgabe von Wärme an das Heizungssystem vorteilhaft ist. Sie zeigen aber auch, dass insbesondere ein Ausgleich elektrischer Leistungsbedarfe in morgendlichen Hochlastzeiten durch den Betrieb einer ERF in einem Hybridsystem weniger effizient ist, als es in den Abendstunden der Fall ist.

Tab. 2: Maximale Reduzierung maximaler elektrischer Leistungsbedarfe (Viertelstundenwerte) in Hochlastzeiten¹ gegenüber Referenzgebäude

Modellierter und simulierter Gebäudetyp im Projekt	Heizwärmebedarf (HWB) in kWh/(m ² a)	Reduzierung maximaler elektrischer Leistungsbedarfe um bis zu	Simulationsszenario für Reduzierung
EZFH, E30 (HWB <30)	25	66 %	<ul style="list-style-type: none"> • 20 bzw. 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (4-8 kW) morgens+abends • 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6 kW) abends • Einsatz von Solarthermie und 20 bzw. 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (2-8 kW) abends²
EZFH, E45 (HWB 30-60)	58	54 % 66 %	<ul style="list-style-type: none"> • 20 bzw. 100%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6-8 kW) morgens+abends • 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (4-8 kW) morgens+abends²
EZFH, E90 (HWB 60-120)	107	27 % 53 %	<ul style="list-style-type: none"> • 20 bzw. 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6 kW) morgens+abends • 20 bzw. 100%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (8 kW) morgens+abends²
EZFH, E180 (HWB >180)	287	7 % 47 %	<ul style="list-style-type: none"> • 50%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (6 kW) morgens+abends • 100%-ige Wärmeabgabe an Raum bei Betrieb ERF (8 kW) morgens+abends²

Für die Abschätzung des theoretischen Potenzials eines solchen lokalen Lastmanagements zur Entlastung der Leistungsbereitstellung im Strom- und Gasnetz wurden der heutige und ein für die Zukunft modellierter Bestand an EZFH in Deutschland – in Summe ca. 16 Mio. Gebäude (vgl. Abbildung 2) – sowie die derzeit in Deutschland vorhandenen rund 7,24 Mio. biomassebefeuerten ERF

¹ In den Simulationen definierte Hochlastzeiten: 6-9 Uhr und 18-21 Uhr

² Maximale Reduktion des elektrischen Leistungsbedarfs nur während der Abendspitze 18-21 Uhr

der Technologietypen *Kaminofen*, *Offener Kamin*, *Kamineinsatz/ Kaminkassette* herangezogen. Theoretisch erreichbar sind auf der Basis der Simulationsergebnisse Entlastungen im zweistelligen Gigawatt-Bereich. Bedingt durch verschiedene Hemmnisse und Einschränkungen (z. B. eine begrenzte Aktivierbarkeit der Nutzer bei händisch beschickten Anlagen), erscheinen zu substituierende Leistungen bei der Strom- und Gasversorgung zwischen 3 und 5 GW realistisch.

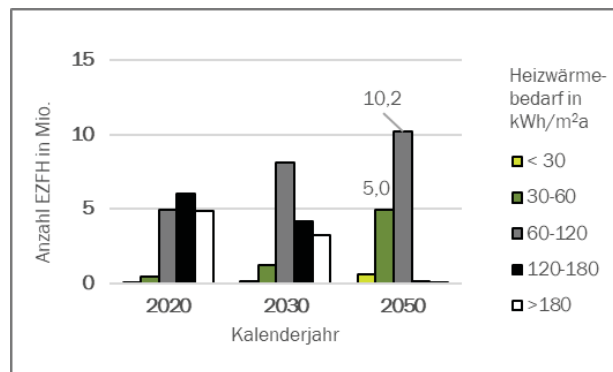


Abb. 2: Heizwärmebedarfe Ein- und Zweifamilienhäuser 2020-2050 & im Klimaschutzscenario 95¹ [4] [5]

Stand während der Projektlaufzeit die zukünftige Verfügbarkeit von Erdgas eher an untergeordneter Stelle, weil der Treiber des künftigen Gasbedarfs wesentlich „aus den Annahmen zu der direkten Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren resultiert“ und Spitzenlastkappungen im Gasnetz – wenn überhaupt – nur geringfügig für 2030 und auch nur unter extremen Annahmen zu erwarten waren [6], sorgen die seit Anfang 2022 veränderten politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen jedoch für diese, in der Vergangenheit für unwahrscheinlich gehaltenen, Extreme in der Realität. Vor dem Hintergrund der grundlegenden Veränderung des internationalen Gasmarktes und der Schwierigkeiten für Deutschland, sich auf den internationalen Märkten Erdgas zu beschaffen, ist eine Betrachtung der im Projekt simulierten Kombinationsvarianten aus Gastherme und ERF aus heutiger Sicht ebenso sinnvoll wie es die Kombinationen aus Wärmepumpe und ERF sind. Ein Lastmanagement, das bei Strom- oder Gasknappheit den Einsatz des biomassebasierten Gerätes der Hybridheizung bevorzugt, trägt dabei sowohl zur Versorgungssicherheit von Wohngebäuden im lokalen und regionalen Energiesystem bei als auch unmittelbar zur Versorgungssicherheit des Wohngebäudes, in dem die ERF zum Einsatz kommt.

Für die Erschließung des vorhandenen Potenzials der simulierten EZFH-Heizsysteme für das erneuerbare Energiesystem werden Marktprodukte benötigt, die das Angebot einer Lastverschiebungsoption durch eine Biomasse-Hybridheizung auf Verbraucherseite monetär anerkennen. Gleichzeitig setzt die Lösung unter anderem anspruchsvolle Regelalgorithmen, eine automatisierte Kommunikation über die Liegenschaftsgrenze hinaus sowie Informationen zur Bewertung von Zuständen des Netzes am Netzanschlusspunkt voraus. Um das erschließbare Lastverschiebungspotenzial für das lokale und regionale, leitungsgebundene Energiesystem nutzen zu können, werden jedoch Kommunikationssysteme in der Mensch-Maschine-Kommunikation benötigt (z. B. Apps auf mobilen Geräten), mit denen die Nutzenden des Heizungssystems als Akteure mobilisiert und aktiv eingebunden werden können. Im Unterschied zu dieser gesellschaftlichen Betrachtung kommt eine ERF als Teil einer Biomasse-Hybridheizung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des eigenen Wohngebäudes mit Wärme aber auch direkt bei den Nutzenden zum Tragen, weil im Bedarfsfall ein Teil der benötigten Wärme unabhängig von leitungsgebundener Energieversorgung bereitgestellt werden kann.

¹ Klimaschutzscenario mit 95 Prozent Minderung der Treibhausgas-Emissionen bis 2050 gegenüber 1990

3. Danksagung

Diese Forschung wurde unterstützt mit Mitteln des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (Förderkennzeichen 03KB138).

4. Literaturverzeichnis

- [1] K. Wurdinger, D. Büchner, M. Dotzauer, K. Oehmichen, D. Pomsel, V. Lenz, O. Mercker und P. Pärtsch: OptDienE – Optionen zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten: Schlussbericht. FKZ 03KB138, 2022.
- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 1.
- [3] B. Büttner, K. Wurdinger, M. Vehse, M. Yasin, B. Groß und N. Pflugradt: Gebäudebestand der Zukunft. Smarte Energieeffizienz. Berlin: FVEE-Jahrestagung, 12.10.2022.
- [4] M. Koch, K. Hennenberg, K. Hünecke, M. Haller und T. Hesse: Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes: Wissenschaftlicher Endbericht. FKZ 03KB114, 2018.
- [5] D. Thrän, N. Szarka, H. Haufe, V. Lenz, S. Majer, K. Oehmichen, M. Jordan, M. Millinger, R. Schalldach und J. Schüngel: BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen: Schlussbericht, 2020.
- [6] H. Scharf, S. Matthew und D. Möst: Impulse zur Diskussion über Themen rund um das Gasnetz in Deutschland zur Umsetzung des Forschungsprojektes OptDienE. Endbericht. Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Dresden, 2021.





@Stromnetzdialog
[instagram.com/stromnetzdialog](https://www.instagram.com/stromnetzdialog)



@Stromnetzdialog
twitter.com/stromnetzdialog



Bürgerhotline
0800 1013648



Homepage
www.buergerdialog-stromnetz.de

BÜRGERDIALOG STROMNETZ

Die komplexe **Stromnetzmodernisierung** für die Energiewende ist nur gesamtgesellschaftlich lösbar. Transparenz und ein **konstruktiver Austausch zwischen allen Interessengruppen** sind daher sehr wichtig. Dafür steht der Bürgerdialog Stromnetz: Unsere zehn Regionalen AnsprechpartnerInnen nehmen sich aktuellen Anliegen zum Stromnetzausbau mit **vielfältigen Informations- und Dialogangeboten** an und beantworten Ihre Fragen. Kontaktieren Sie uns!

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.

Foto: © ThEGA, @ChristophWJ Schmidt




Die ThEGA unterstützt Sie in diesen Bereichen:

 Nachhaltige Mobilität

 Erneuerbare Energien


 Energie- und Ressourceneffizienz

 Kommunaler Klimaschutz

 Klimafreundliche Wärme

 Klimaneutrale Landesverwaltung

Folgen Sie uns:  www.thega.de/twitter

 www.thega.de/facebook



Hochschule Nordhausen
Weinberghof 4
99734 Nordhausen

ISBN 978-3-940820-21-1



9 783940 820211