

FVEE-Themen

Forschung für den European Green Deal



Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2020



Veranstalter

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



FVEE • Themen 2020

Forschung für den European Green Deal

Jahrestagung 2020

des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien

02. bis 04. November 2020

Online-Veranstaltung

Wissenschaftliche Leitung

Prof. Dr. Rolf Brendel • ISFH

Prof. Dr. Ernst Huenges • GFZ

Programmkomitee

DBFZ	• Dr. Nora Szarka, • Dr. Sven Schaller
DLR	• Dr. Sarina Keller • Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
Fraunhofer IEE	• Prof. Dr. Kurt Rohrig • Dr. Reinhard Mackensen
Fraunhofer ISE	• Dr. Georg Krugel
Fraunhofer IWES	• Prof. Dr. Jan Wenske
GFZ	• Prof. Dr. Ernst Huenges
HZB	• Dr. Klaus Jäger • Prof. Dr. Rutger Schlatmann
ISFH	• Prof. Dr. Rolf Brendel • Dr. Raphael Niepelt
IZES gGmbH	• Eva Hauser
FZ Jülich	• Dr. Stefan Haas
KIT	• Prof. Dr. Joachim Knebel • Karsten Rexroth
UFZ	• Jun.-Prof. Dr. Paul Lehmann • Prof. Dr. Daniela Thrän
Wuppertal Institut	• Prof. Dr. Manfred Fishedick • Dr. Peter Viebahn
ZAE Bayern	• Dr. Hans-Peter Ebert
ZSW	• Maïke Schmidt



Veranstalter

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

■ Einführung

5 Forschung für den European Green Deal

*Prof. Dr. Rolf Brendel • ISFH
Prof. Dr. Ernst Huenges • GFZ*

■ Session 1

6 Die Energieunion als Säule für die Umsetzung des European Green Deals

Jun.-Prof. Paul Lehmann • UFZ

10 Grüner Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die europäische Energiewende

Maike Schmidt • ZSW

■ Session 2

15 Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie – Herausforderungen und Strategien

Dr. Anna Leipprand • Wuppertal Institut

21 Erneuerbare Energie – Chancen einer industriellen Wertschöpfung in Europa

Prof. Dr. Andreas W. Bett • Fraunhofer ISE

26 Die Klimaschutzwirkung der Flottenverbrauchsnorm in Deutschland Möglichkeiten zur Erhöhung der Ambition und flankierende Politikinstrumente

Dr. Frederic Rudolph • Wuppertal Institut

■ Session 3

31 Wasserstoff als Fundament der Energiewende für den Brückenschlag zwischen den Sektoren

*Nadine Jacobs • DLR
Dr. Alexander Dyck • DLR*

37 Synthetische Kraftstoffe – Ökonomie, Gesellschaft, Nachhaltigkeit

Dr. Patrick Matschoss • IZES

43 Synthetische Kraftstoffe – Technologien, Prozessketten, Kohlenstoffquellen und Produkte

Prof. Dr. Jörg Sauer • KIT

48 Bioenergie in der europäischen Zeitenwende: Ein intelligenter Baustein für ein nachhaltiges Energie- und Kreislaufwirtschaftssystem als Beitrag zum European Green Deal

Dr. Peter Kornatz • DBFZ

53 Hydrogen: Water Splitting from atomic scale understanding to design of advanced electrocatalyst materials for real application

Dr. Olga Kasian • HZB

■ Session 4

- 57 Die Rolle konzentrierender Solarsysteme für die Strom-, Wärme- und Brennstoffversorgung in Europa**
Dr. Martina Neises von Puttkamer • DLR
- 61 Photovoltaik für den Straßenverkehr im Energiesystem der Zukunft**
Dr. Kaining Ding • FZ Jülich
- 66 Hocheffiziente Solarzellen durch selektive Kontakte**
Dr. Anamaria Moldovan • Fraunhofer ISE
- 71 Solar- und Umweltenergie für effiziente Wärme- und Kälteerzeugung**
Dr. Federico Giovannetti • ISFH

■ Session 5

- 78 Energieeffizienz – Europäische Erfolgsmodelle**
Dr. Jochen Manara • ZAE Bayern
- 83 Nutzung geothermischer Fluide als umweltfreundliche Lieferanten von Energie und wertvollen Rohstoffen**
Dr. Simona Regenspurg • GFZ
- 88 Windenergie als Motor der europäischen Energiewende**
Prof. Dr. Kurt Rohrig • Fraunhofer IEE
- 93 Resiliente und kosteneffiziente Stromnetze für die europäische Energieversorgung**
Prof. Dr. Martin Braun • Fraunhofer IEE

Einführung

Forschung für den European Green Deal

Mit dem Green Deal will Europa bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden. Für die Transformation zu einem nachhaltigen Energie- und Wirtschaftssystem müssen die europäischen Partner gemeinsam neue Lösungen entwickeln. Dabei spielen grüne Technologien, nachhaltige Geschäftsmodelle, politische Rahmenbedingungen und das umweltbewusste Verhalten der Menschen zentrale Rollen.

Auch die Energieforschung muss ihren Blick über die nationalen Grenzen weiten. Der FVEE zeigte auf seiner Jahrestagung 2020 wie die gemeinsame, europäische Energiewende gelingen kann. Die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler präsentierten aktuelle internationale Forschungsprojekte und gingen der Frage nach, was die einzelnen Technologien jeweils für die Energiewende in Europa beitragen können.

Darüber hinaus untersuchten die Forschenden auch die politischen, ökonomischen und rechtlichen Herausforderungen. Sie stellten die Chancen für eine klimaneutrale europäische Industrie vor und zeigten Szenarien für die Markt- und Kostenentwicklung nachhaltiger Energietechnologien.

Dank

Wir danken allen Autorinnen und Autoren für ihre Beiträge und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft für die Förderung der Tagung.



Prof. Dr. Rolf Brendel
Wissenschaftliche Tagungsleitung
ISFH
rolf.brendel@isfh.de



Prof. Dr. Ernst Huenges
Wissenschaftliche Tagungsleitung
GFZ
ernst.huenges@gfz-potsdam.de

Die Energieunion als Säule für die Umsetzung des European Green Deals



UFZ
Jun.-Prof. Paul Lehmann
paul.lehmann@ufz.de

Prof. Dr. Erik Gawel
erik.gawel@ufz.de

Dr. Sebastian Strunz
sebastian.strunz@ufz.de

DLR
Dr. Michael Kreuz
michael.kreuz@dlr.de

IZES
Benjamin Zeck
zeck@izes.de

European Green Deal und europäische Energiewende

Für die Umsetzung des European Green Deal setzt die Europäische Union maßgeblich auch auf eine europäische Energiewende. So verfolgt die Europäische Kommission unter Leitung von Ursula von der Leyen mit dem European Green Deal explizit die Ziele, die Energieversorgung sauberer, erschwinglicher und sicherer zu machen, energie- und ressourcenschonendes Bauen und Renovieren zu fördern und einen schnellen Umstieg auf nachhaltige und intelligente Mobilität zu ermöglichen.

Auch für den Energiebereich sollen Forschung mobilisiert und Innovation gefördert werden. Das Gelingen der Energiewende ist daher entscheidend dafür, dass auch der Europäische Green Deal gelingt. Vor diesem Hintergrund hat die Frage weiter an Bedeutung gewonnen, wie die Energiepolitik der Europäischen Union weiterentwickelt und stärker integriert werden könnte. Die entsprechenden Überlegungen und Diskussionen werden unter dem Schlagwort „Energieunion“ zusammengefasst.

Europäische Energiewende als „Flickenteppich“

Bislang ist die Festlegung von Zielen das wichtigste Mittel der europäischen Klima- und Energiepolitik (► **Tabelle 1**).

Instrumente zur Erreichung dieser Ziele hat die EU bislang nur bedingt zur Hand.

Die stärksten Kompetenzen hat sie im Bereich der Klimapolitik. Zentrales Instrument hierfür ist der EU-Emissionshandel, der 2005 für die Sektoren der Stromerzeugung und der energieintensiven Industrie eingeführt wurde.

Zudem hat die EU durch Energieeffizienz-Richtlinien Einfluss auf den Energieverbrauch z. B. von Haushaltsgeräten genommen.

Insbesondere die Entscheidung über den Energieträgermix verbleibt aber laut Artikel 194 des Vertrags von Lissabon bei den Mitgliedsstaaten. Zwar versuchte die EU-Kommission auch hier Einfluss zu nehmen – etwa durch die beihilferechtliche Prüfung und Genehmigung nationaler Fördersysteme für erneuerbare Energien –, vermochte dies aber nur indirekt [1]. Nicht überraschend ist es daher, dass sich die Ambition und die Instrumente der Mitgliedsstaaten stark unterscheiden:

- So setzen die Mitgliedsstaaten für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf unterschiedlichste Ansätze – von Einspeisevergütungen mit oder ohne Ausschreibungen bis hin zu Quotensystemen [3].
- Auch die mitgliedstaatlichen Pläne für einen Kohleausstieg unterscheiden sich stark [4]. Während Deutschland bis zum Jahr 2038 aus der Kohle aussteigen soll, wollen Länder wie Frankreich, Italien oder Großbritannien dieses Ziel bereits Mitte der 2020er Jahre erreichen. Viele osteuropäische Länder hingegen hegen (noch) keine derartigen Ambitionen.
- Ähnlich divers sind auch die politischen Vorgaben im Bereich der Verkehrswende [5]. Länder wie Norwegen, Frankreich oder Großbritannien verfolgen mittlerweile das explizite Ziel, die Nutzung von Fahrzeugen mit fossil betriebenen Verbrennungsmotoren in den nächsten 20 Jahren zu beenden. Andere Länder, darunter Deutschland, verzichten bislang auf eine derartige Regelung. Entsprechend unterscheiden sich auch die Verkehrsstrategien der EU-Mitgliedsstaaten hinsichtlich der zukünftig bedeutsamen Energieträger (► **Tabelle 2**).

Tabelle 1:
Klima- und energiepolitische Ziele der Europäischen Union:
(Quelle: [2])

	Reduktion Treibhausgas-Emissionen	Anteil erneuerbarer Energien	Erhöhung Energieeffizienz	Stromverbund-Ziel	Reduktion CO ₂ -Ausstoß Verkehrssektor
2020	-20 %	20 %	20 %	10 %	–
2030	mind. -40 %	mind. 32 %	mind. 32,5 %	15 %	Pkw: -37,5% Lkw: -30%

Elektrisch	Biokraftstoffe	Wasserstoff	Brennstoffzelle	CNG (Compressed Natural Gas)	LNG (Liquefied Natural Gas)	LPG (Liquid Petroleum Gas)	Hybride	Alternative Kraftstoffe
A, B, BG, CZ, D, E, EST, F, FIN, GR, I, IRL, HR, L, LT, LV, M, NL, P, PL, RO, SK, SLO, N	A, B, BG, CY, CZ, D, E, EST, F, FIN, GR, I, IRL, L, LT, LV, M, NL, P, PL, RO, SK, SLO, N	A, B, CZ, D, F, FIN, I, HR, LT, LV, M, PL, RO, SK, SLO, N	CZ, D, RO, SLO	A, B, CZ, E, F, FIN, I, IRL, HR, LT, LV, M, PL, SK, SLO	A, B, CZ, E, FIN, I, IRL, HR, LT, LV, M, PL, SK, SLO	CY, CZ, F, SLO	B, CY, CZ, D, FIN, I, RO, SK, N	A, D, E, EST, F, FIN, LV, PL, RO, SK, SLO, N
24	24	16	4	15	14	4	9	12

Vor diesem Hintergrund werden immer wieder Forderungen laut, die energiepolitischen Instrumente der EU-Mitgliedsstaaten stärker zu koordinieren und zu vereinheitlichen. So heißt es etwa im EU-Weißbuch zum Verkehr: „Kohärenz auf EU-Ebene ist unabdingbar. Wenn sich beispielsweise ein Mitgliedstaat ausschließlich für Elektroautos und ein anderer ausschließlich für Biokraftstoffe entschiede, würde dies das Konzept des freien Reisens in ganz Europa zunichtemachen“ [6, S.6].

Energieunion als Lösungsansatz

Um die energiepolitischen Aktivitäten der Mitgliedsstaaten stärker zu koordinieren, wurde die Energieunion ins Leben gerufen. Im Jahr 2014 wurde sie zunächst als strategisches Ziel durch den europäischen Rat festgelegt. Im Jahr 2018 erfolgte dann auch die rechtliche Verankerung durch die Verordnung über das Governance-System der Energieunion und für den Klimaschutz („Governance-Verordnung“, VO 2018/1999).

Insbesondere fünf Dimensionen der Energieunion sollen dabei auf koordinierte und kohärentere Art und Weise umgesetzt werden:

1. Sicherheit der Energieversorgung
2. Vollständige Integration des europäischen Energiemarktes
3. Verbesserung der Energieeffizienz als Beitrag zur Senkung der Energienachfrage
4. Verringerung der CO₂-Emissionen der Wirtschaft
5. Förderung von Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

In der Governance-Verordnung wurden die Ziele noch einmal explizit bestätigt.

Zentrales Instrument der Governance-Verordnung ist die Verpflichtung für die EU Mitgliedsstaaten, so-

genannte integrierte nationale Energie- und Klimapläne (NEKP) auszuarbeiten. Darin müssen die Mitgliedsstaaten insbesondere darlegen, welche Beiträge sie im Einzelnen zur Erreichung der europäischen klimapolitischen Ziele leisten. Die NEKP decken einen Zeitraum von 10 Jahren ab (aktuell 2021 bis 2030) und müssen regelmäßig aktualisiert werden. Darüber hinaus verpflichtet die Governance-Verordnung die EU-Länder, langfristige Strategien zur Verringerung der Emissionen mit einer Perspektive von 50 Jahren zu entwickeln.

*Tabelle 2:
Inkohärente Verkehrsstrategien der EU-Mitgliedsstaaten und Norwegen: jeweils berücksichtigte Energieträger
(Quelle: IZES, Stand 09/2019)*

Für und Wider einer stärker koordinierten europäischen Energiewende

Doch gehen diese Maßnahmen weit genug, um die energiepolitischen Aktivitäten der EU-Mitgliedsstaaten in angemessener Weise zu koordinieren? Für die Beantwortung dieser Frage ist zunächst zu bedenken, dass eine stärkere Koordination der Energiewende auf europäischer Ebene Stärken, aber auch Schwächen hat [7].

Eine stärkere zentralisierte Steuerung der europäische Energiewende hätte beispielsweise den Vorteil, dass Skalen- und Verbundvorteile auf europäischer Ebene besser genutzt werden könnten. Die räumliche Allokation des Ausbaus erneuerbarer Energien könnte beispielsweise auf europäischer Ebene so optimiert werden, dass der Ausbau stärker als bisher an den windhöufigsten oder sonnenreichsten Standorten konzentriert wird.

Allerdings hat eine derart zentralisierte Steuerung auch Schwächen, insbesondere wenn nicht klar ist, welche Ausgestaltung der Instrumente zu bevorzugen ist. Ein Nebeneinander von unterschiedlichen Regulierungsansätzen in den Mitgliedsstaaten schafft dann Raum für regulatorischen Wettbewerb und gegenseitiges politisches Lernen. In der Vergangen-

heit konnten so z. B. die Stärken und Schwächen unterschiedlicher Förderansätze für erneuerbare Energien (Einspeisevergütungen vs. Quotensysteme) gut verglichen werden. Diese Mechanismen haben dann auch „bottom-up“ zu einer schrittweisen Konvergenz der mitgliedstaatlichen Energiepolitik geführt [8]. In ähnlicher Weise wird es auch in Zukunft wichtig sein, Raum für politisches Experimentieren zu schaffen, etwa wenn es darum geht, das grundsätzliche Strommarktdesign für eine Welt mit 100 % erneuerbaren Energien weiterzuentwickeln. Ein gewisses Maß an dezentraler Energiewendepolitik kann zudem geboten sein, weil die Präferenzen für und wider unterschiedliche Energietechnologien zwischen den Mitgliedsstaaten stark unterschiedlich ausgeprägt sind. Eine vollständig zentralisierte und harmonisierte Regulierung der Energiewende auf europäischer Ebene wäre daher weder politisch durchsetzbar, noch gesamtgesellschaftlich zielführend [9, 10].

Fazit

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Umsetzung der europäischen Energieunion immer noch in den Kinderschuhen steckt. Die Diversität der energiepolitischen Instrumente der Mitgliedsstaaten ist weiterhin hoch. Freilich wäre eine vollständige Zentralisierung und Harmonisierung der europäischen Energiepolitik wohl weder politisch machbar noch zielführend. Die vorhandenen, eher weichen Koordinationsmechanismen der EU können und sollten jedoch gestärkt werden. Der European Green Deal schafft hier ein Gelegenheitsfenster.

Wünschenswert wäre es, dass die umfangreichen Zahlungen, die damit an die Mitgliedsstaaten verteilt werden, stärker als bisher an die Umsetzung der Energieunion gekoppelt werden.

Optionen für eine Stärkung der Energieunion

Trotzdem lassen die gegenwärtigen Regeln der Governance-Verordnung den Mitgliedsstaaten wohl zu viel Gestaltungsspielraum. Zu diesem Fazit kommt das Akademienprojekt „Energiesystem der Zukunft“ (ESYS) [11]. Zwar seien die Instrumente der Verordnung – mitgliedstaatliche NEKP und Langfriststrategien – grundsätzlich geeignet, die Koordination der mitgliedstaatlichen Energiepolitik zu stärken. Allerdings gäbe es bei Abweichungen von den Empfehlungen der Kommission kaum Möglichkeiten, die Mitgliedsstaaten wirksam zu sanktionieren.

Um den gegenwärtigen Regulierungsrahmen für die Energieunion zu stärken, schlägt ESYS daher insbesondere vier Maßnahmen vor:

1. effektive Implementierung der Governance-Verordnung, z. B. durch einheitliche europäische Leitlinien für die NEKP
2. Schaffung finanzieller Anreize, z. B. indem die Mittel aus dem europäischen Struktur- und Investitionsfond mit den NEKP verknüpft werden
3. Sanktionierung bei Nichtbefolgung der Governance-Verordnung, z. B. indem mit der Kürzung von Mitteln aus den Struktur- und Investitionsfonds gedroht wird (analog zum „Europäischen Semester“, mit dem die Wirtschaftspolitik der Mitgliedsstaaten koordiniert wird)
4. Flankierung der Governance-Verordnung durch Allianzen, z. B. indem sich ambitionierte Mitgliedsstaaten auf einheitliche, nationale CO₂-Mindestpreise verständigen.

Literatur

- [1] Callies C. and Hey C. (2013). Multilevel Energy Policy in the EU: Paving the Way for Renewables? *Journal for European Environmental and Planning Law* 10(2): 87–131, <https://doi.org/10.1163/18760104-01002002>
- [2] Europäische Kommission (2019). Vierter Bericht zur Lage der Energieunion. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2019/DE/COM-2019-175-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF>
- [3] Banja M., Jégard M., Monforti-Ferrario F., Dallemand J.-F., Taylor N., Motola V., Sikkema R. (2017). Renewables in the EU: an overview of support schemes and measures. JRC Science for Policy Report, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/83d9ab2f-647d-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en>
- [4] Europe Beyond Coal (2020). Overview: National coal phase-out announcements in Europe, <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2020/07/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-14-July-2020.pdf>
- [5] Wappelhorst, S. (2020). The end of the road? An overview of combustion-engine car phase-out announcements across Europe. International Council on Clean Transportation, <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Combustion-engine-phase-out-briefing-may11.2020.pdf>
- [6] Europäische Kommission (2011). Weißbuch zum Verkehr. https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/strategies/doc/2011_white_paper/white-paper-illustrated-brochure_de.pdf
- [7] Strunz, S., Gawel, E., Lehmann, P. (2015). Towards a general "Europeanization" of EU Member States' energy policies? *Economics of Energy & Environmental Policy* 4(2), 143-159, <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.4.2.sstr>
- [8] Strunz, S., Gawel, E., Lehmann, P., Söderholm, P. (2018). Policy convergence as a multi-faceted concept: The case of renewable energy policies in the EU. *Journal of Public Policy* 38(3), 361–387, <https://doi.org/10.1017/S0143814X17000034>.
- [9] Gawel, E., Strunz, S., Lehmann, P., Purkus, A. (Eds.) (2019). *The European Dimension of Germany's Energy Transition – Opportunities and Conflicts*. Springer, <https://doi.org/10.1007/978-3-030-03374-3>
- [10] Gawel, E., Strunz, S. (2019). Energy Policies in the EU – A Fiscal Federalism Perspective. In: Knodt, M., Kemmerzell, J. (eds.) *Handbook of Energy Governance in Europe*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-73526-9_51-1
- [11] Acatech/Leopoldina/Akademienunion (2018). Governance für die Europäische Energieunion – Stellungnahme des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“, <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-energieunion>

Grüner Wasserstoff als Schlüsseltechnologie für die europäische Energiewende



ZSW
Maïke Schmidt
maïke.schmidt@zsw-bw.de

DBFZ
Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dr. Jörg Kretschmar
joerg.kretschmar@dbfz.de

DLR
Prof. Dr. Carsten Agert
carsten.agert@dlr.de

Fraunhofer IEE
Jochen Bard
jochen.bard@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Christopher Hebling
christopher.hebling@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Heidi Heinrichs
h.heinrichs@fz-juelich.de

Dr. Martin Robinius
m.robinius@fz-juelich.de

ISFH
Dr. Raphael Niebelt
niebelt@isfh.de

KIT
Prof. Dr. Roland Dittmeyer
roland.dittmeyer@kit.edu

Dr. Frank Graf
frank.graf@kit.edu

Einleitung

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft ist kein neues Thema in der angewandten Energieforschung: Bereits 1986 erlebte Wasserstoff im Kontext des HYSolar-Projekts, einer deutsch-saudi-arabischen Kooperation zur Technologieentwicklung für solaren Wasserstoff, eine erste Hochphase, die u. a. durch die Auswirkungen der Ölkrise und die offensichtliche Vulnerabilität des Wirtschaftssystems durch Schwankungen und Versorgungsengpässe im Energiemarkt, insbesondere in der Versorgung mit Mineralöl getragen wurde.

Etwa 10 Jahre später im Jahr 1997 kündigte der Automobilkonzern Daimler öffentlichkeitswirksam das erste Brennstoffzellenfahrzeug in Serie für das Jahr 2002 an, ohne jedoch in die entsprechende Umsetzungsphase einzutreten.

Wiederum etwa 10 Jahre später startete die Bundesregierung im Jahr 2007 mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie eine hochbudgetierte Forschungs- und Entwicklungsinitiative, um die mit einer Wasserstoffindustrie für Deutschland verbundenen Chancen erschließbar zu machen. Im Juni 2020 verabschiedete die Bundesregierung die Nationale Wasserstoffstrategie, kurz darauf folgte die europäische Wasserstoffstrategie.

Was ist heute anders als vor 30 Jahren? Warum wird diese neue Hochphase für grünen Wasserstoff von Dauer sein und was macht Wasserstoff im Jahr 2020 zur Schlüsseltechnologie für die europäische Energiewende?

Mit dem Klimaschutzabkommen von Paris im Jahr 2015 hat die Weltgemeinschaft beschlossen, die globale Erwärmung auf unter 2°C bzw. möglichst unter 1,5°C seit Beginn der Industrialisierung zu begrenzen. Aufgrund mangelnder Fortschritte hinsichtlich der Reduktion der weltweiten Treibhausgasemissionen, der spürbar zunehmenden Bedrohung durch den Klimawandel und den wachsenden öffentlichen Druck, stärkere Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen hat die EU-Kommission im Herbst 2019 als neues Leitbild für Europa das Erreichen der Klimaneutralität bis spätestens 2050 formuliert, verbunden mit der

ehrgeizigen Zielsetzung, weltweit der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Das europäische Klimaschutzgesetz und der europäische „Green Deal“ sind die ersten Schritte zur Umsetzung.

Bisher gingen die europäischen ebenso wie die nationalen Szenarien zwar von einer Verringerung der Treibhausgasemissionen um –80% bis –95% gegenüber 1990 aus, die Maßnahmen ebenso wie die formulierten Zwischenziele zielten jedoch jeweils nur auf eine Minderung von –80%. Der Green Deal hebt nun klar die Handlungsfelder hervor und verdeutlicht, dass die neue Anforderung der Klimaneutralität jetzt auch die Sektoren in den Fokus rücken, die bei einer –80%-Strategie außer den üblichen Effizienzanstrengungen keine größeren strukturellen Änderungen erfahren hätten. Dies ist neben der energieintensiven Grundstoffindustrie (Stahlindustrie, Chemieindustrie, Mineralölwirtschaft, Zementindustrie) auch ein großer Teil des Verkehrssektors, da nunmehr auch der Luftverkehr, die internationale Seeschifffahrt und die nicht elektrifizierbaren Teile des Güterverkehrs adressiert werden müssen. Nur mit grünem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten wie synthetischen Kraftstoffen werden die Klimaziele im Verkehrssektor und das Ziel der klimaneutralen Produktion in der Industrie erreichbar sein. Zudem kann grüner Wasserstoff als Speicher eine Beschleunigung der Transformation im Stromsektor unterstützen.

Die rasante Entwicklung und Verbreitung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, insbesondere der Photovoltaik und der Windenergie an Land, haben es zudem ermöglicht, dass heute Strom aus erneuerbaren Energien gerade im internationalen Kontext häufig die kostengünstigste Option der Stromerzeugung darstellt (u. a. BloombergNEF, 2020). Dies bildet die Basis für eine zukünftig zur heutigen fossil basierten Wasserstoffproduktion mit Erzeugungskosten zwischen 2,00 EUR/kg H₂ und 3,00 EUR/kg H₂ wettbewerbsfähige Erzeugung von grünem Wasserstoff (► **Abbildung 1**), was neben den Klimaschutzanforderungen ein zweites gewichtiges Argument für ein dauerhaftes Interesse an Wasserstofftechnologien ist.

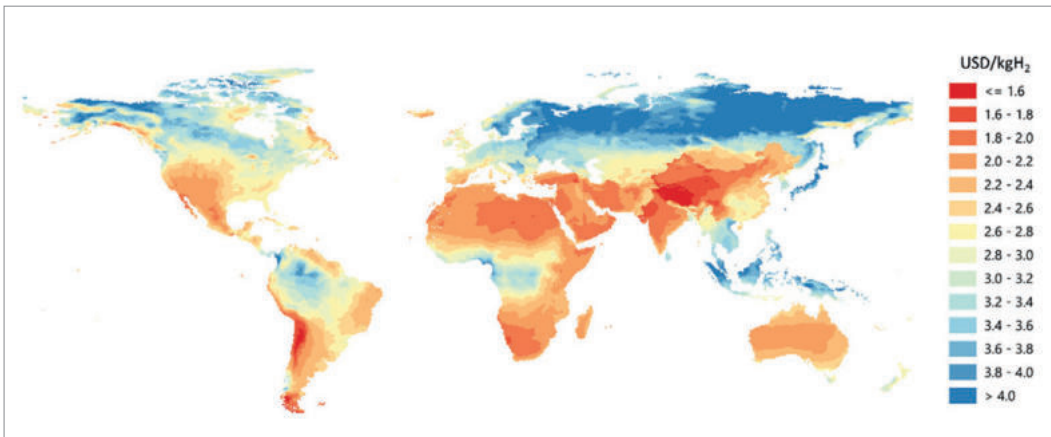


Abbildung 1:
**Zukünftige Wasserstoff-
 erzeugungskosten**
 aus Elektrolyse auf
 Basis von erneuerbarem
 Strom aus Photovoltaik
 und Windenergie an
 Land
 (Quelle: IEA 2019)

Als dritter Aspekt kommt hinzu, dass zunehmend auch institutionelle Anleger auf der Suche nach zukunftssicheren Investitionsmöglichkeiten den Bereich der erneuerbaren Energietechnologien, zu denen auch grüner Wasserstoff zählt, entdecken, so dass ausreichend Kapital auch für den Einstieg in eine grüne Wasserstoffwirtschaft vorhanden sein dürfte, sofern die politischen Rahmensetzungen dies entsprechend unterstützen (IIGCC, 2019).

Dass für die Bereitstellung und den Einsatz von Wasserstoff in Deutschland und der EU bereits zeitnah eine entsprechende Entwicklungsdynamik erreicht werden muss, gibt die EU-Kommission mit ihrer angestrebten „Ambitionierung“ des europäischen Klimaschutzziels für 2030 vor, da nunmehr eine Minderung der Treibhausgasemissionen um –55 % gegenüber 1990 statt der bisher angestrebten –40 % erreicht werden soll.

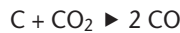
Wasserstoff – Türöffner für die klimaneutrale industrielle Produktion

Das hohe Interesse der Industrie an Wasserstoff, erklärt sich aus der Tatsache, dass viele Industrieprozesse gerade in der Grundstoffindustrie ohne den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff nicht klimaneutral gestaltet werden können.

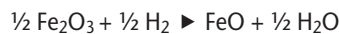
Beispiel Stahlproduktion

Im herkömmlichen Hochofenprozess mit Koks als Kohlenstoffquelle und Kohlenmonoxid als Reduktionsmittel entsteht zwangsläufig CO₂, während bei der Direktreduktion mit Wasserstoff eine kohlenstofffreie Reaktion abläuft:

Hochofenprozess:



Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff:

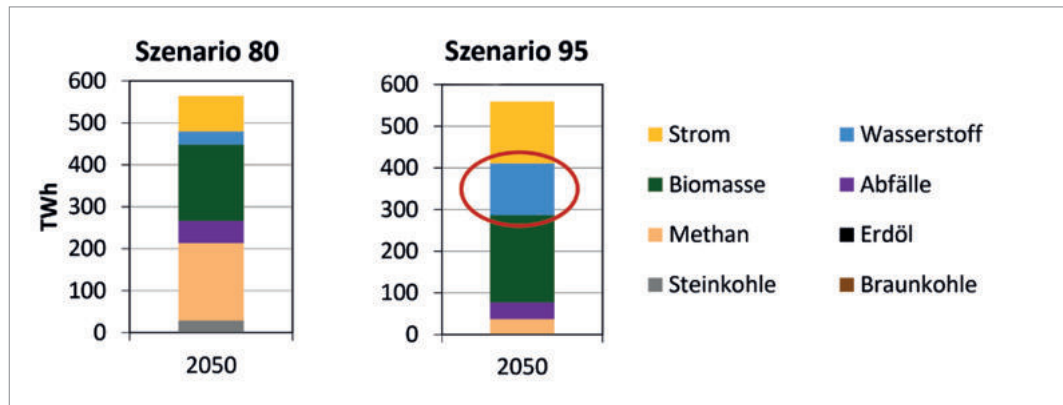


Bei der Direktreduktion fallen keine prozessbedingten CO₂-Emissionen an. Der entstehende Eisenschwamm, kann anschließend in einem Elektrolichtbogenofen (bei Bedarf gemeinsam mit Schrott) zu Rohstahl geschmolzen werden. Bei einer Bereitstellung des Wasserstoffs basierend auf 100 % erneuerbaren Energien ist diese Route nahezu CO₂-neutral (Minderungspotenzial 97 %) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019).

Eine derartige Prozessumgestaltung ist mit entsprechend hohen Investitionsanforderungen verbunden, die nur getätigt werden, wenn der politische und regulatorische Rahmen entsprechend gestaltet wird – beispielsweise über Carbon-Contracts-for-Difference oder Carbon Border Adjustments, die die Mehrkosten für klimaneutralen Stahl im internationalen Wettbewerb ausgleichen bzw. gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer schaffen. Wenn dies zeitnah erfolgt, könnte sich ein „Window-of-opportunity“ öffnen, um die Stahlerzeugung zeitnah in Richtung Klimaneutralität zu entwickeln, da in den nächsten Jahren umfangreiche Neu- bzw. Ersatzinvestitionen anstehen.

Gelingt diese Transformation, werden in kurzer Zeit sehr große Mengen klimaneutralen Wasserstoffs benötigt. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass eine Investitionsentscheidung seitens der Industrie nur dann getroffen werden wird, wenn die Versorgung mit klimaneutralem Wasserstoff entsprechend gesichert erscheint.

Abbildung 2:
**Wasserstoffeinsatz
in der Prozesswärme-
bereitstellung
in der Industrie im
Jahr 2050
in Deutschland
im Vergleich eines
80%-THG-Minderungs-
szenarios mit einem
95%-THG-Minderungs-
szenario**
(Quelle: Robinius
et al., 2020)



Beispiel Mineralölwirtschaft

Ein weiterer Industriesektor, der ohne grünen Wasserstoff keine Möglichkeit hat, klimaneutral zu werden, ist die Mineralölwirtschaft. Bei den Raffinerien wird dies besonders deutlich: Raffinerien stoßen weltweit jährlich ca. 1 Mrd. t CO₂ aus (Stand 2015). Davon entfallen etwa 128 Mio. t CO₂ pro Jahr (Stand 2014) auf Raffineriestandorte innerhalb Europas. Hier ist Deutschland mit 24 Mio. t CO₂ pro Jahr (Stand 2018) der größte Emittent. Um die Zahlen in Relation zu setzen sei darauf hingewiesen, dass die deutschen Raffinerien damit für 19% der Gesamtemissionen des ETS-pflichtigen Industriesektors in Deutschland verantwortlich sind.

Für eine klimaneutrale Raffinerie müssen die Strom- und Prozesswärmebereitstellung und die in der Raffinerie ablaufenden Prozesse zukünftig klimaneutral gestaltet werden. Dies ist aber nur möglich, wenn auch der verarbeitete Rohstoff – das Rohöl – bereits klimaneutral – d. h. frei von fossilem Kohlenstoff – ist, da nicht nur im Veredelungsprozess prozessbedingte CO₂-Emissionen anfallen, sondern gerade die anfallenden Neben- und Abfallprodukte wie Purge Gas zur Energieversorgung (Strom- und Prozesswärmebereitstellung) genutzt werden. Ohne einen Umstieg von fossilem Rohöl auf einen synthetischen Vorprodukt-Mix auf regenerativer Basis („Green Crude“), haben Raffinerien somit in einer klimaneutralen Welt im Jahr 2050 keinen Platz mehr. Das „Green Crude“ kann dabei auf Basis von grünem Wasserstoff mit CO₂ entweder über ein Fischer-Tropsch-Verfahren oder über die Methanol-Route synthetisiert werden. Dies kann an Standorten mit sehr guten Erzeugungsbedingungen für grünen Wasserstoff erfolgen. „Green Crude“ kann wie heute Rohöl importiert und über die vorhandene Rohöl-Transportinfrastruktur zur Raffinerie gelangen.

Dies ist jedoch nicht der einzige Wasserstoffbedarf, den eine Raffinerie aufweist: Raffinerien konsumieren heute weltweit für die Prozessschritte Hydrocracking und Hydrotreating etwa 25% der globalen Wasser-

stoffproduktion, die bei etwa 70 Mio. t/a liegt. In Deutschland gehen sogar etwa 40% der 1,6 Mio. t Wasserstoff pro Jahr in die Mineralölverarbeitung. Der Wasserstoff wird dabei überwiegend am Ort des Bedarfs via Dampfreformierung aus fossilem Erdgas gewonnen. Das entstehende CO₂ (ca. 10 kg CO₂ pro kg Wasserstoff) wird freigesetzt und trägt seinen Teil zu den heutigen Gesamtemissionen der Raffinerie bei. Diese könnten über den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff bereits kurzfristig vermieden werden.

Beispiel Prozesswärmebereitstellung

Zu diesen unmittelbaren und speziellen Anwendungen von Wasserstoff in der Industrie kommt ein weiterer Bereich hinzu – die Prozesswärmebereitstellung. Gerade der Bedarf an Hochtemperaturprozesswärme (> 500 °C) lässt sich mit erneuerbaren Wärmeträgern (Solarthermie, Geothermie, Biomasse) nur in begrenztem Umfang bedienen. Hier kann klimaneutraler Wasserstoff eine wichtige Lücke schließen, wie ► *Abbildung 2* zeigt.

Wasserstoff-Roadmaps – potenzielle Absatzmärkte/Lieferländer von morgen

Betrachtet man exemplarisch die Markthochlauf-szenarien der „Hydrogen Roadmap Europe“ und der „Roadmap to a US Hydrogen Economy“ wird deutlich, dass im Jahr 2030 die Unterschiede zwischen dem jeweiligen Basisszenario und dem ambitionierten Szenario noch nicht sehr groß sind. Dies zeigt, dass sich die Anwendungstechnologien wie die genannten Industrieprozesse aber auch neue Konzepte wie Brennstoffzellenantriebe im Verkehr erst etablieren müssen und die Marktdiffusion bis 2030 noch überschaubar sein wird. Entscheidend wird auf der Nachfrageseite sein, die notwendige Dynamik in der Marktdurchdringung zu erreichen, die langfristig den Weg in eine Wasserstoffwirtschaft sichert.

Parallel zur Nachfrageseite muss die Anwendungsseite entwickelt werden, denn auch die Produktionskapazitäten für klimaneutralen Wasserstoff insbesondere für die Wasserelektrolyse müssen erst entwickelt, errichtet und in Betrieb genommen werden, zumal diesbezüglich noch wichtige Hürden im Rahmen der Skalierung der Technologien in den Multi-Megawatt-Maßstab zu nehmen sind.

Für Deutschland stellt sich in diesem Kontext die Frage, wie langfristig eine deutlich steigende Nachfrage nach klimaneutralem Wasserstoff gedeckt werden kann und sollte. Mehrere Optionen werden diskutiert, auch wenn bereits klar ist, dass Deutschland in einer klimaneutralen Wasserstoffzukunft Energieimportland bleiben wird. Offen ist jedoch noch, was und wieviel importiert werden wird.

In einer dezentral ausgelegten Power-to-X-Versorgungsstruktur müssten die Anlagen lastflexibel sein, könnten die lokale Sektorenkopplung und damit die Netzintegration unterstützen. Eine Kopplung mit bestehenden Bioenergie- und Industrieprozessen wäre vielfältig möglich (z. B. Biogas, Bioethanol, BTL) und würde somit die Nutzung lokaler erneuerbarer Kohlenstoffquellen erlauben und im Sinne von SynBioPTx Synergien von biomasse- und strombasierten Technologien erschließen. Die Anlagengrößen wären eher klein bis mittelgroß (1–100 MW Elektrolyseleistung). Hierfür wäre ggf. der Import von erneuerbarem Strom aus dem europäischen Ausland erforderlich, wenn in Deutschland kein weiterer Zubau realisiert wird.

Dagegen würden in einer zentral ausgelegten Power-to-X-Struktur Anlagen ausschließlich für eine möglichst konstante Erzeugung von chemischen Energieträgern konzipiert. Die Produktion findet dann vorzugsweise an optimalen Standorten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien statt (auch im inner- oder außereuropäischen Ausland oder offshore). Die Anlagengrößen sind groß bis sehr groß (100–5.000 MW Elektrolyseleistung). Aus diesen Anlagen kann entweder Wasserstoff nach Deutschland importiert werden, sofern die entsprechenden Transportinfrastrukturen aufgebaut werden können, oder der Wasserstoff wird zu Syntheseprodukten wie „Green Crude“, Methanol oder Ammoniak weiterverarbeitet und über bestehende Transportrouten und Infrastrukturen nach Deutschland gebracht.

Auch wenn Deutschland nennenswerte Erzeugungspotenziale für Wasserstoff aufweist (DVGW-Forschungsvorhaben, 2019), nehmen die meisten Szenarien langfristig erhebliche Wasserstoffimportmengen an. Dies zeigt auch ein 100%-EE-Szenario für Niedersachsen, das im Jahr 2019 bereits einen Anteil von 88,6% erneuerbarer Energie am Stromsektor vorweisen konnte. Mit aus heutiger Sicht gesellschaftlich akzeptablen Ausbauzielen (30 GW Wind an Land, 15 GW Freiflächen-PV, vollständige Nutzung des Offshore-Potenzials) reichen die angestrebten Kapazitäten nicht aus, um den gesamten Energiebedarf in Niedersachsen selbst decken zu können, so dass ein Viertel der Primärenergie als grüner Energieträger (Fokus Wasserstoff) importiert werden muss. Im Vergleich zu heute sinkt damit die Importquote von rund 300 TWh auf ca. 100 TWh deutlich.

Abbildung 3:
Weltweite Wasserstoff-Roadmaps und -Strategien
(Quelle: Fraunhofer ISE)



Die entstehenden Importbedarfe werden die Energieimportsysteme und -strukturen deutlich verändern. Neue Energiepartnerschaften und Lieferbeziehungen müssen angebahnt und etabliert werden. Dies gilt gerade vor dem Hintergrund der rasanten internationalen Entwicklung, die Wasserstoff erfährt.

Wie ► *Abbildung 3* zeigt, ist weltweit eine Vielzahl an Ländern aktiv und hat bereits eine Wasserstoffstrategie entwickelt oder ist auf dem Weg dorthin. Wasserstoff wird also weltweit als Schlüsseltechnologie für die Klimaneutralität und den Wandel von Industriestrukturen wahrgenommen und man will die damit verbundenen Chancen nutzen. Deutschland hat eine sehr gute Ausgangsposition – insbesondere auch im Bereich Forschung und Entwicklung – und sollte daher aktiv die mit einer Wasserstoffzukunft verbundenen Chancen nutzen und die damit verbundenen Wertschöpfungspotenziale insbesondere auch im Maschinen- und Anlagenbau und im Technologieexport heben.

Referenzen

- Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019.
- BloombergNEF (2020): Sweden, Spain the Cheapest European Markets for Wind and Solar Corporate PPAs, BNEF Survey Finds; London, 02. April 2020.
- DVGW-Forschungsvorhaben (2019): Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz.
- IEA (2019): The Future of Hydrogen; Technology report – June 2019.
- IIGCC (2019): The Institutional Investors Group on Climate Change; Open letter to EU leaders, 6th December 2019.
- Robinius et al. (2020) Wege für die Energiewende, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Energie & Umwelt Bd. 499.

Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie – Herausforderungen und Strategien

1. Industrietransformation: Herausforderung und Chance

Die Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität ist von entscheidender Bedeutung für das Erreichen der Klimaziele und das zukünftige Energiesystem. Die Industrie ist für ein knappes Viertel der Treibhausgas(THG)-Emissionen in Deutschland verantwortlich (Prognos et al., 2020). Trotz Effizienzsteigerungen stagnieren die Emissionen der Industrie seit 2010 auf einem hohen Niveau. Aufgrund des großen Anteils prozessbedingter Emissionen sowie des hohen Bedarfs an Hochtemperaturprozesswärme sind THG-Emissionsreduzierungen in diesem Sektor schwierig umzusetzen.

Die Grundstoffindustrie (Eisen und Stahl, Zement und Chemie) macht über die Hälfte der industriellen Emissionen aus. Deshalb sind Schlüsseltechnologien, welche die Emissionen dieser Sektoren nahe Null bringen können (Low Carbon Breakthrough Technologies), von zentraler Bedeutung (► *Abbildung 1*). Solche Schlüsseltechnologien sind grundsätzlich verfügbar und stehen zum Teil kurz vor der großtechnischen Anwendbarkeit (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019).

Beispiele sind die Nutzung von sauberem Wasserstoff zur Direktreduktion in der Stahlproduktion oder als Rohstoff in der Chemieindustrie und die CO₂-Abscheidung und -speicherung in der Zementindustrie.

Darüber hinaus können neue Produktionsverfahren Emissionen reduzieren, die nicht der Industrie selbst zugerechnet werden, beispielsweise Emissionen, die in der Vorkette oder bei der Nutzung oder Entsorgung ihrer Produkte anfallen.

Insgesamt existieren vielfältige Klimaschutzstrategien in der Industrie, die insbesondere durch Reduktion des Ressourcenbedarfs, Wechsel zu erneuerbaren Energieträgern, und Abscheidung und Speicherung unvermeidbarer Emissionen wirken können (► *Abbildung 2*).

Die Umsetzung dieser Strategien erfordert strukturelle Änderungen im Energiesystem. Insbesondere werden große zusätzliche Mengen an erneuerbarem Strom und nicht-fossiler Kohlenstoff für die Produktion von synthetischen Energieträgern und Rohstoffen benötigt. Kohlenstoffkreisläufe müssen geschlossen werden. Aufgrund des begrenzten heimischen Poten-

zials an erneuerbarem Strom und aufgrund von Hindernissen bei dessen Ausschöpfung ist davon auszugehen, dass auch in Zukunft Energieimporte eine große Rolle spielen werden.

2. Technologische Strategien

Der vorliegende Beitrag setzt einige exemplarische Schlaglichter auf die Forschung im FVEE zu Strategien für die Industrietransformation ohne den Anspruch, diese vollständig darzustellen.

2.1. Kreislaufwirtschaft

Einige Kunststoffabfälle sind mechanisch nicht wiederverwertbar. Anstatt diese Abfälle zu verbrennen, kann chemisches Recycling eine Lösung für die Wiederverwertung sein. Beim chemischen Recycling werden Kunststoffe gesammelt, sortiert und durch Pyrolyse in ihre molekularen Bausteine gespalten. Pyrolyseöl kann dann zum Beispiel durch Steamcracking in neue Rohstoffe für die Produktion von High Value Chemicals überführt werden.

Insbesondere aufgrund vergleichsweise geringer Kosten kann das chemische Recycling attraktiv sein, um Kohlenstoffkreisläufe zu schließen und Treibhausgasemissionen zu vermeiden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019). Allerdings sind Verfahren zum chemischen Recycling technologisch noch nicht ausgereift. Weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sowie Nachhaltigkeitsbewertungen sind erforderlich.

Auch bei anderen Materialien trägt eine verstärkte Kreislaufführung dazu bei, den Energie- und Ressourcenbedarf zu senken und Emissionen zu reduzieren. Modellierungsstudien zufolge ist ein verstärktes Recycling – neben der Umstellung der Stahlprimärproduktion auf die Direktreduktion – ein zentraler Hebel, um die Stahlproduktion in Deutschland klimaneutral zu machen (Kullmann et al., 2020; Prognos et al., 2020). Nach Modellrechnungen des Forschungszentrums Jülich (FZJ) steigt der Recyclinganteil bei Stahl von heute etwa 40 auf etwa 70 Prozent in 2050. Die Entwicklung hängt dabei maßgeblich von den Kostenannahmen für Wasserstoffimporte und Stahlschrott ab.



Wuppertal Institut
Dr. Anna Leipprand
anna.leipprand@wupperinst.org

Dr. Sascha Samadi
sascha.samadi@wupperinst.org

Dr. Georg Holtz
georg.holtz@wupperinst.org

Clemens Schneider
clemens.schneider@wupperinst.org

DBFZ
Dr. Volker Lenz
volker.lenz@dbfz.de

UFZ
Matthias Jordan
matthias.jordan@ufz.de

DLR
Dr. Tom Lorenz
tom.lorenz@dlr.de

Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
robert.pitz-paal@dlr.de

FZ Jülich
Dr. Manuel Dahmen
m.dahmen@fz-juelich.de

Dr. Martin Robinius
martin.robinius@umlaout.com

Dr. Thiemo Pesch
t.pesch@fz-juelich.de

Fritz Rößen
f.roeben@fz-juelich.de

Dr. Peter Markewitz
p.markewitz@fz-juelich.de

Fraunhofer ISE
Dr. Peter Nitz
peter.nitz@ise.fraunhofer.de

ISFH
Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

KIT
Prof. Dr. Roland Dittmeyer
roland.dittmeyer@kit.edu

Prof. Dr. Dieter Stapf
dieter.stapf@kit.edu

Abbildung 1
Low Carbon Breakthrough Technologien

für die Grundstoffindustrie

(Quelle: Agora Energiewende & Wuppertal Institut 2019.)

Low Carbon Technologien nach Grundstoffindustrien	mögliche technische Verfügbarkeit
Stahl	
Direktreduktion mit Wasserstoff und Einschmelzen im Elektrolichtbogenofen	2025-2030 (evtl. Einstieg mit Erdgas)
Chemie	
Wärme- und Dampferzeugung aus Power-to-Heat (Wärmepumpen und Heizkessel)	Ab 2020
Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse (Ersatz-Dampfreformierung)	2025-2035
Methanol-to-Olefin/-Aromaten-Route	2025-2030
Chemisches Recycling	2020-2030
Zement	
CO ₂ -Abscheidung mit Oxyfuel-Verfahren (CCS)	2025-2030
CO ₂ -Abscheidung und Elektrifizierung der Hochtemperaturwärme am Kalzinator	2030-2035
Alternative Bindemittel	2020-2030 (je nach Produkt)

2.2. Wasserstoff

Grüner Wasserstoff kann für die Transformation der Industrie eine entscheidende Rolle spielen.

Mögliche Einsatzmöglichkeiten sind:

- der Ersatz für fossile Reduktionsmittel
- der Einsatz als Rohstoff wie etwa für die Produktion von Ammoniak oder synthetischen Kohlenwasserstoffen
- der Einsatz als CO₂-neutraler Energieträger für die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme und Dampf (Lechtenbömer et al., 2019).

Neben der Nutzung in Direktreduktionsanlagen zur Stahlproduktion kann grüner Wasserstoff auch dazu genutzt werden, CO₂-armes Kupfer herzustellen. Röben et al. (2020) modellieren ein System, bei dem grüner Wasserstoff sowohl für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme als auch als Reduktionsmittel in der Kupferproduktion eingesetzt wird. Wasserstoff wird durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom bereitgestellt; der als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff kann direkt in der Kupferproduktion genutzt werden. Die CO₂-Vermeidungskosten werden in

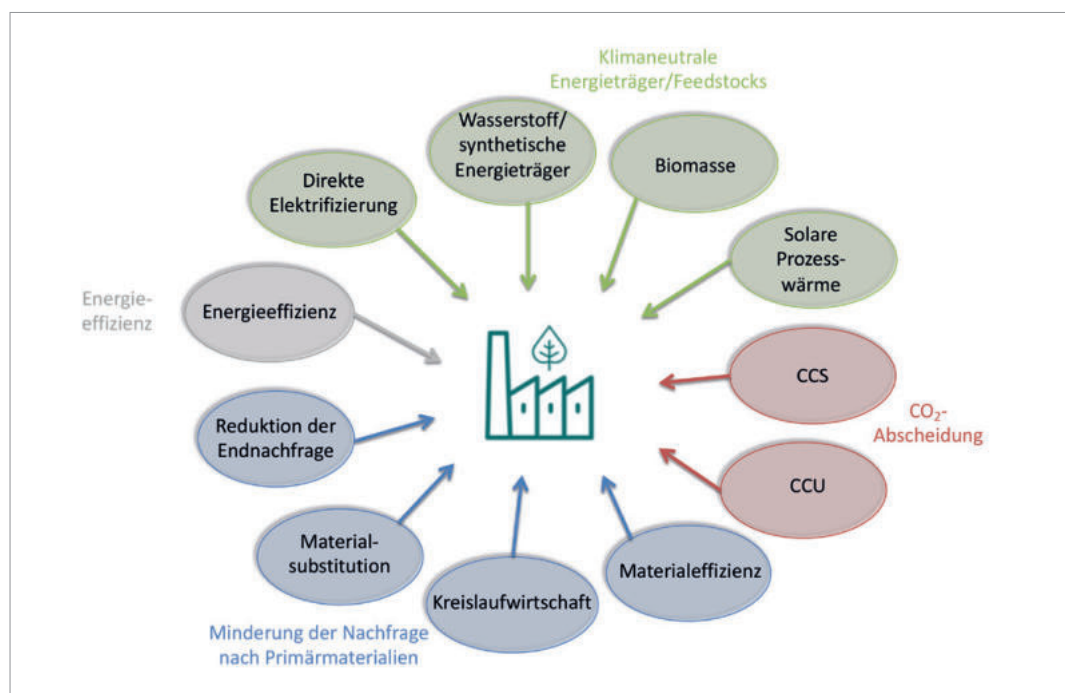


Abbildung 2:
Bandbreite der Strategien

für eine klimaneutrale Industrie

(Quelle: Wuppertal Institut)

erster Linie durch den Strompreis beeinflusst. Die Kostenersparnis durch die Nutzung des Sauerstoffs aus der Elektrolyse kann einen Teil der Mehrkosten ausgleichen. Für die Emissionsbilanz ist ebenfalls der genutzte Strom entscheidend. Erst ab einem Emissionsfaktor für Strom von unter 160 g CO₂/kWh trägt das System insgesamt zu einer Emissionsreduktion bei. Bei einem Strommix wie dem heutigen in Deutschland mit einem Emissionsfaktor von 400 g CO₂/kWh würden sich die Gesamtemissionen sogar erhöhen. Eine Umsetzung wäre dementsprechend nur unter veränderten Rahmenbedingungen ökonomisch und ökologisch sinnvoll.

Die standortspezifischen Wasserstoffgestehungskosten sind für die zukünftige geografische Verteilung einer Erzeugungsinfrastruktur relevant (Merten et al., 2020a). Am Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) wurden Wasserstoffgestehungskosten für den Standort Salzgitter-Watenstedt und eine mögliche Versorgung des dortigen Stahlwerks durch Wind-Solar-Wasserstoff untersucht. Die Simulation in stündlicher Auflösung zeigt, dass die Kombination von Solar- und Windenergie 4000 bis 5500 Betriebsstunden der Elektrolyse pro Jahr bei einer Abregelung von unter 10 Prozent ermöglicht. Die nach wie vor bestehenden großen Kostensenkungspotenziale sowohl bei den Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energie als auch bei der Elektrolyse können längerfristig zu geringeren Unterschieden bei Wasserstoffgestehungskosten im In- und Ausland führen und solche Inselssysteme zu Wasserstoffherzeugung im Inland zunehmend attraktiv machen (Niepelt und Brendel, 2020).

2.3. Erneuerbare Prozesswärme

Erneuerbare Prozesswärme ist als Lösung insbesondere für Hochtemperaturprozesse derzeit noch nicht umfassend verfügbar bzw. wettbewerbsfähig und wird deshalb in Szenariostudien kaum berücksichtigt. Im FVEE wird erneuerbare Prozesswärme intensiv beforscht. Sie könnte perspektivisch einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Industrie leisten.

Etwa die Hälfte des industriellen Wärmebedarfs erfordert Temperaturen bis 500 °C, die andere Hälfte über 500 °C (de Boer et al., 2020). Für die Temperaturbereiche bis 500 °C stehen bereits solare Technologien zur Verfügung, die jedoch teilweise weiterer F&E-Anstrengungen bedürfen. Weitere Lösungen sind Gegenstand aktueller Forschung.

Am DLR-Institut für CO₂-arme Industrieprozesse in Cottbus wird z. B. eine innovative Hochtemperaturwärmepumpe entwickelt, die Temperaturen von 250 bis 550 °C erreichen soll¹⁾ (► *Abbildung 3*). Bisher können Wärmepumpen nur Temperaturen bis maximal 165 °C bereitstellen. Durch die höheren Temperaturen lässt sich ein Teil der fossil erzeugten Prozesswärme in der Industrie elektrifizieren.

Auch Temperaturbereiche über 500 °C können mit solaren Kollektortechnologien adressiert werden. Während moderne Flüssigsalzsysteme Wärme im Bereich bis zu 500 °C bereitstellen können, wird für höhere Temperaturen an Partikelsystemen geforscht, etwa beim DLR-Institut für Solarforschung in Köln-Porz (Ebert et al., 2019).²⁾ Mittels eines Heliostatenfelds werden im Receiver kleine Bauxit-Partikel auf

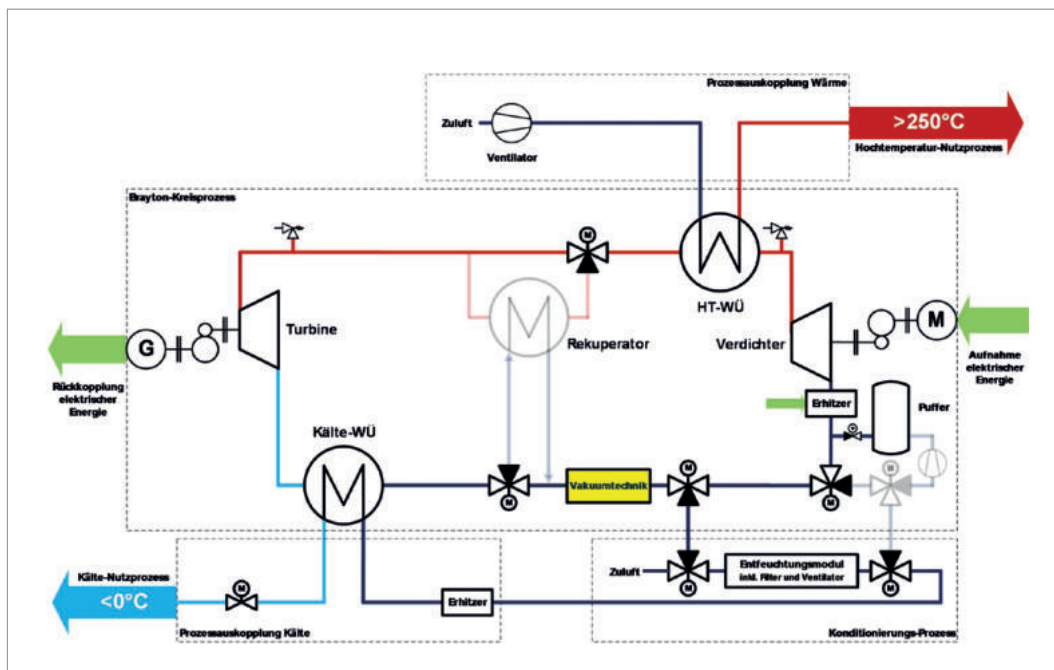
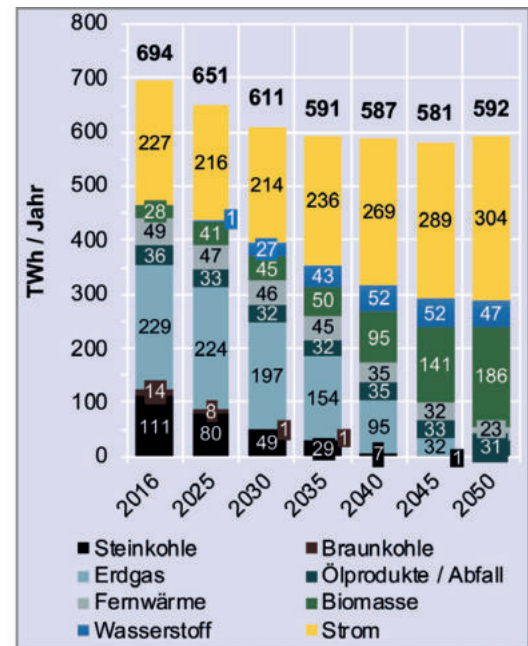
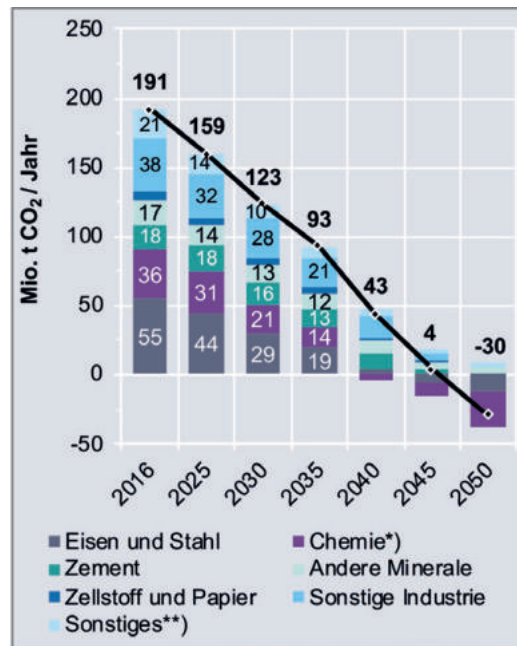


Abbildung 3:
Hochtemperaturwärmepumpe:
CO₂-neutrale Prozesswärme von 250 bis 550 °C.
Planung des ersten Prototyps am DLR in Cottbus
(Quelle: DLR-Institut für CO₂-arme Industrieprozesse)

Abbildung 4:
Auswirkungen der Strategien für klimaneutrale Industrien bis 2050:
 links: Reduktion der CO₂-Emissionen
 rechts: Höhe und Zusammensetzung des Energiebedarfs
 (Quelle: Agora Energiewende & Wuppertal Institut 2020).



Temperaturen bis zu 1000 °C erhitzt. Die heißen Partikel können in einem Behälter bei Atmosphärendruck gespeichert werden. Die Wärmeauskopplung an einen Industrieprozess erfolgt durch Partikel-Wärmeübertrager, beispielsweise an einen Luftstrom. Diese Technologie wird auch weltweit in einer Reihe von Projekten entwickelt.

In dem vom Fraunhofer ISE koordinierten EU-Projekt INSHIP (Integrating National Research Agendas on Solar Heat for Industrial Processes)³⁾ vernetzt sich die europäische Forschung zur Nutzung solarer Prozesswärme in der Industrie und erarbeitet eine European Common Research and Innovation Agenda.

2.4. Bioenergie

Aktuelle Forschung aus dem FVEE legt nahe, dass das begrenzt vorhandene nachhaltige Biomassepotenzial zu deutlich größeren Anteilen als bisher in der Industrie eingesetzt werden sollte.

- Derzeit werden in Deutschland etwa 0,1 Exajoule (EJ) Biomasse für die Wärmebereitstellung unter 200 °C im Industriebereich, v. a. in der Holzverarbeitenden und in der Lebensmittelindustrie, eingesetzt.
- Weitere 0,4 EJ werden für die Wärmebereitstellung von Haushalten genutzt.
- Die restlichen 0,5 EJ des nachhaltigen Biomassepotenzials werden bereits teilweise im Stromsektor und Mobilitätssektor verwendet.

Für eine effiziente Energiewende sollte Biomasse aber in Zukunft dort eingesetzt werden, wo sie einen möglichst großen Zusatznutzen erzeugen kann (Lenz et al., 2020). Dies ist insbesondere bei industrielle Anwendungen der Fall, etwa durch

- Beiträge zur Versorgungssicherheit bei ergänzendem Einsatz zu solarer Prozesswärme bei Temperaturen unter 200 °C
- Einsatz als Rohstoff mit speziellen Prozesseffekten (Biokoks als Kohlenstoffquelle in der Stahlproduktion per Wasserstoff-Direktreduktion; Asche als Zuschlagsstoff für Zement)
- Erzeugung negativer Emissionen bei Kopplung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung oder -Nutzung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage or Utilisation, BeCCS/U)
- Umstellung fossil basierter Prozesse (z. B. Kunststoffproduktion) auf biogenen Rohstoffeinsatz und systemdienliche energetische Nutzung der neu anfallenden biogenen Reststoffe am Standort (Bioökonomie)

Eine techno-ökonomische Modellierung des Wärmemarktes unter der Bedingung der Erfüllung der Klimaziele bestätigt: Die kostenoptimale Verwendung von Biomasse im Wärmesektor besteht langfristig – neben einigen anderen systemstabilisierenden Einsatzmöglichkeiten im Rahmen der Sektorkopplung – überwiegend in Hochtemperaturanwendungen in der Industrie. Diese Lösung wurde unter den gegebenen Unsicherheiten im Rahmen einer umfangreichen Sensitivitätsanalyse als robust identifiziert (Jordan et al., 2020). Eine aktuelle Modellierungsstudie, in der Deutschland bis 2050 klimaneutral wird, erreicht die hierfür notwendigen negativen Emissionen durch den Einsatz von BeCCS (Prognos et al., 2020).

3. Strukturelle Auswirkungen

Die Umsetzung der Strategien für die Industrietransformation wird, zusammen mit Veränderungen in den anderen Sektoren, erhebliche Auswirkungen auf Höhe und Zusammensetzung des Energiebedarfs und auf Energieerzeugungs- und transportstrukturen haben. Modellrechnungen des FZ Jülich (Robinius et al., 2020) und des Wuppertal Instituts (Prognos et al., 2020) zufolge verschwinden fossile Energieträger sukzessive aus dem Energiemix. Biomasse, Strom und Wasserstoff werden zu tragenden Säulen der industriellen Energieversorgung, die weiterhin – bei nur leicht sinkendem Bedarf – erhebliche Mengen umfasst (► *Abbildung 4*).

Der Wechsel der Energieträger macht eine Analyse der nötigen Infrastruktur erforderlich. Eine aktuelle wissenschaftliche Diskussion dreht sich etwa um die Frage, an welchen Standorten Elektrolysekapazitäten aufgebaut werden sollten, und welche Transportinfrastrukturen notwendig sein werden, um Wasserstoff zu den Verbrauchsorten zu transportieren (z. B. Merten et al., 2020a). Analysen des FZ Jülich legen nahe, dass Elektrolyseure zur Produktion großer Wasserstoffmengen, etwa für die Stahl-Direktreduktion, dort platziert werden sollten, wo viel Windstrom erzeugt wird, da es sonst zu Netzengpässen im Stromsystem kommt (Görner et al., 2018).

Wenn große Mengen von grünem Wasserstoff in Regionen mit hoher EE-Stromerzeugungsleistung produziert und große Mengen Wasserstoff importiert werden, wird der Aufbau einer groß angelegten Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Studien von Instituten im FVEE skizzieren Randbedingungen und mögliche Ausgestaltungen von Pipelinenetzen (Robinius et al., 2020, S. 448; Merten et al., 2020b).

Darüber hinaus können die genannten Maßnahmen zur Industrietransformation eine Reihe von Nebeneffekten hervorrufen, die es bei der Umsetzung zu berücksichtigen gilt. Mit der Umstellung auf Schlüsseltechnologien können beispielsweise Zwischenprodukte entfallen, die wiederum Ausgangsmaterial für andere Prozesse sind, wie z. B. die Hüttensande aus der konventionellen Stahlproduktion, die derzeit für die Zementherstellung genutzt werden. Zudem kann durch den Ersatz von fossilen Rohstoffen die Kohlenstoffquelle für Industrieprozesse verloren gehen. Dies betrifft bspw. die Harnstoffproduktion, die gegenwärtig CO₂ aus der vorgeschalteten Ammoniak-synthese als Kohlenstoffquelle nutzt.

4. Herausforderungen für die Politik

Damit die Transformation der Industrie gelingen kann, muss die Politik entsprechende Rahmenbedingungen schaffen und langfristig wirksame strategische Signale setzen.

- So muss etwa eine weitgehende Kreislaufwirtschaft mit möglichst geschlossenen Stoffströmen angereizt werden.
- Forschung zu neuen Technologien mit hohem Klimaschutzpotenzial muss weiter gefördert werden.
- Begrenzt verfügbare Energieträger wie Biomasse und Wasserstoff müssen effizient eingesetzt werden.
- Zudem stellt der Aufbau von Infrastruktur eine wesentliche Herausforderung dar, insbesondere da erhebliche Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Energie- und Rohstoffbedarfes bestehen.
- Von zentraler Bedeutung ist es, Investitionen in Schlüsseltechnologien rechtzeitig und auch bei noch nicht ausreichend hohem CO₂-Preis zu ermöglichen. Wegen der langen Lebensdauer von industriellen Anlagen müssen neue Investitionen bereits heute kompatibel mit der langfristig anvisierten Klimaneutralität sein (Agora Energiewende, 2020). Hierfür ist eine entsprechende Gestaltung von Märkten und Preissignalen in der EU ebenso notwendig wie die Gewährleistung von international fairen Wettbewerbsbedingungen.

Literatur

- Agora Energiewende (2020). A Clean Industry Package for the EU: Making sure the European Green Deal kick-starts the transition to climate-neutral industry. Berlin: Agora Energiewende.
- Agora Energiewende, Wuppertal Institut (2019). Klimaneutrale Industrie – Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin.
- de Boer, R., Marina, A., Zühlsdorf, B., Arpagaus, C., Bantle, M., Wilk, V., Elmegaard, B., Corberán, J., Benson, J. (2020). Strengthening Industrial Heat Pump Innovation – Decarbonizing Industrial Heat. Whitepaper, TNO.
- Ebert, M., Amsbeck, L., Rheinländer, J., Schlögl-Knothe, B., Schmitz, S., Sibum, M.
- Uhlig, R., Buck, R. (2019). Operational Experience of a Centrifugal Particle Receiver Prototype. AIP Conference Proceedings, 2126 (030018), SolarPACES 2018, 2.–5. Oct. 2018, Casablanca, Morocco.
<https://doi.org/10.1063/1.5117530>

- Görner, K., Lindenberger, D. (Hrsgb.) (2018). Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band I, <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/wp-content/uploads/2018/11/Virtuelles-Institut-SGW-Band-I-Systemanalyse.pdf>
- Jordan, M., Millinger, M., Thrän, D. (2020). Robust bioenergy technologies for the German heat transition: A novel approach combining optimization modeling with Sobol' sensitivity analysis, *Applied Energy*, 262, p. 114534. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114534>.
- Kullmann, F., Markewitz, P., Robinius, M., Stolten, D. (2020). Modellgestützte Analysen von Maßnahmen der Kreislaufwirtschaft im deutschen Energiesystem, 16. Symposium Energieinnovation 2020, Graz, 13.2.2020.
- Lechtenböhrer, S., Samadi, S., Leipprand, A., Schneider, C. (2019). Grüner Wasserstoff – das dritte Standbein der Energiewende?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69. Jg.(10), pp. 10–13.
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M., Goerge, M. (2020a). Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Wuppertal, Berlin: Wuppertal Institut, DIW Econ.
- Merten, F., Lechtenböhrer, S., Krüger, C., Nebel, A., Schneider, C., Scholz, A., Taubitz, A. (2020b). Infrastructure needs for deep decarbonisation of heavy industries in Europe. Policy Brief. Wuppertal Institut.
- Niepelt, R. und Brendel, R. (2020). Erneuerbarer Wasserstoff mit Solar- Wind-Hybridkraftwerken. *gwf Gas + Energie* 7–8 2020, pp. 38–45.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.
- Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Syranidis, K., Cerniauskas, S., Ryberg, S., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P., Stolten, D. (2020). Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Lenz, V., Szarka, N., Jordan, M. (2020). Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries, (8), pp. 1469–1484. <https://doi.org/10.1002/ceat.202000077>
- Röben, F.T.C., Schöne, N., Bau, U., Reuter, M. A., Dahmen, M., Bardow, A. (2020). The Cost of Defossilization in Energy-Intensive Industries: Techno-Economic Analysis of Power-to-H₂ in Copper Production. 10. ProcessNet Jahrestagung. 21.–24.09.2020.

Fußnoten

- 1) <https://www.dlr.de/di/desktopdefault.aspx/tabid15753/>
- 2) https://www.dlr.de/sf/de/desktopdefault.aspx/tabid-13616/23737_read-54442/
- 3) <https://inship.psa.es/>

Erneuerbare Energie – Chancen einer industriellen Wertschöpfung in Europa

Einführung

Der European Green Deal setzt als Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Referenzwert aus dem Jahre 1990 zu reduzieren. Im Jahr 2050 sollen keine Netto-Treibhausgase mehr emittiert werden.

Für die bisherigen Energieversorgungssysteme, die vor allem auf der Nutzung fossiler Energieträger basieren und für einen Großteil der Treibhausgase der Europäischen Union verantwortlich sind, bedeutet dies, dass diese umgebaut werden müssen. Zukünftige nachhaltige Energiesysteme werden bezüglich der Energiebereitstellung vor allem auf erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind und Biomasse, aber auch Wasserkraft, Geothermie und Umweltwärme basieren. Speicher – elektrisch, thermisch, wasserbasierend – sowie Wasserstofftechnologien werden zur Energiespeicherung und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eine Schlüsselrolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen (► *Abbildung 1*).

Ein solcher Umbau der Energiesysteme, der nicht nur in Deutschland und Europa, sondern weltweit stattfinden wird, ermöglicht große ökonomische Chancen. Weltweit wurden nach einer Studie der International Renewable Energy Agency (IRENA) bis heute mehr als 11 Millionen Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen – mit weiter klar steigendem Trend [1]. In Deutschland waren im Jahr 2018 etwa 300.000 Beschäftigte im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien zu verzeichnen [2].

Eine Vielzahl systemanalytischer Untersuchungen zeigen konsistente techno-ökonomische Entwicklungspfade für die erforderliche Energietransformation auf. Für die einzelnen Szenarien können die sich ergebenden Installations- und Zubauraten sowie die Investitionskosten der Schlüsseltechnologien abgeschätzt werden. Für Deutschland hat beispielhaft das Fraunhofer ISE eine Studie veröffentlicht [3]. Daraus lassen sich folgende kumulierte Investitionskosten für die Jahre 2020 bis 2050 ableiten und können somit einen Richtwert geben:

- Photovoltaik (~ 500 GW_p): ~ 200 Mrd EUR
- Windenergie (~ 260 GW_p): ~ 500 Mrd EUR
- Biomasse/-diesel/-gas (~ 70 GW_p): ~ 40 Mrd EUR
- Stationäre Batteriespeicher (~ 150 GWh_{el}): ~ 15 Mrd EUR
- Wasserelektrolysesysteme: (~ 45 GW_{el}): ~ 20 Mrd EUR

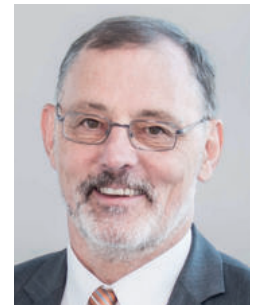
Verbunden mit diesen Investitionsvolumina bestehen große Potenziale für die Industrie und für eine industrielle Wertschöpfung in Europa, die in diesem Beitrag etwas detaillierter dargestellt werden.

Photovoltaikproduktion entlang der Wertschöpfungskette

Die Produktion von Photovoltaikmodulen erfolgt derzeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Siliziummaterial, Wafer, Zelle, Module) zu einem großen Teil im asiatischen Wirtschaftsraum, insbesondere in China. Zwar gibt es in Deutschland mit der Firma Wacker einen auf dem Weltmarkt sichtbaren Lieferanten für Siliziummaterial, aber schon bei der Siliziumwafer-Fertigung gibt es in Europa nur in Norwegen und Frankreich in geringem Umfang Fertigungskapazitäten. Eine Zellproduktion ist derzeit praktisch nicht vorhanden. Bei der Modulfertigung sind hingegen noch Kapazitäten im Gigawatt-Bereich vorhanden, dennoch kann die europäische Produktion nicht annähernd den Bedarf des europäischen Marktes sicherstellen.

Insgesamt besteht damit eine vergleichsweise große Importabhängigkeit und die Gefahr, langfristig die technologische Souveränität zu verlieren, wenn es nicht gelingt, die Produktionskette in Europa erneut zu etablieren.

Erfreulicherweise sprechen mehrere aktuelle Entwicklungen nun dafür, dass eine Wiederansiedlung auch für die Solarzellenherstellung möglich ist. Denn es haben sich einige Rahmenbedingungen geändert [4]:



Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Andreas W. Bett
andreas.bett@ise.fraunhofer.de

Dr. Georg Krugel
georg.krugel@ise.fraunhofer.de

DBFZ

Dr. Romy Brödner
romy.broedner@dbfz.de

DLR

Dr. Hans Christian Gils
hans-christian.gils@dlr.de

Marlene O'Sullivan
marlene.osullivan@dlr.de

Fraunhofer IWES

Prof. Dr. Jan Wenske
jan.wenske@iwes.fraunhofer.de

FZ Jülich

Dr. Jens Hauch
j.hauch@fz-juelich.de

Dr. Martin Robinius
martin.robinius@umlaut.com

HZB

Prof. Dr. Rutger Schlatmann
rutger.schlatmann
@helmholtz-berlin.de

ISFH

Dr. Bianca Lim
b.lim@isfh.de

ZSW

Andreas Püttner
andreas.puettner@zsw-bw.de

Abbildung 1:
Zukünftige
Energiesysteme:
schematische
Darstellung
(Quelle: Fraunhofer ISE)



- So hat sich – nicht zuletzt aufgrund der in den letzten Jahren stark gesunkenen Preise für die Photovoltaikproduktion entlang der Wertschöpfungskette – der Anteil der Transportkosten an den Modulkosten erhöht (► *Abbildung 2*).
- Zum anderen erlaubt die Entwicklung neuer hocheffizienter PV-Zelltechnologien wie beispielsweise die Heterojunction-Technologie oder die Perowskit-Silizium- bzw. III-V-Silizium-Tandemsolarzellen den Einstieg neuer Akteure und die Schaffung von Wettbewerbsvorteilen [5,6].
- Hinzu kommt, dass der Forschungsstandort Deutschland in der Photovoltaik und auch der Produktionstechnologie nach wie vor sehr stark aufgestellt ist. Dadurch ist eine breite Wissensbasis vorhanden, um die neuesten Innovationen in den Markt zu bringen, auf denen die europäische Industrie aufsetzen kann.

Eine zukünftige Stärkung der europäischen Industrie kann dabei besonders durch diese Strategien gewährleistet werden:

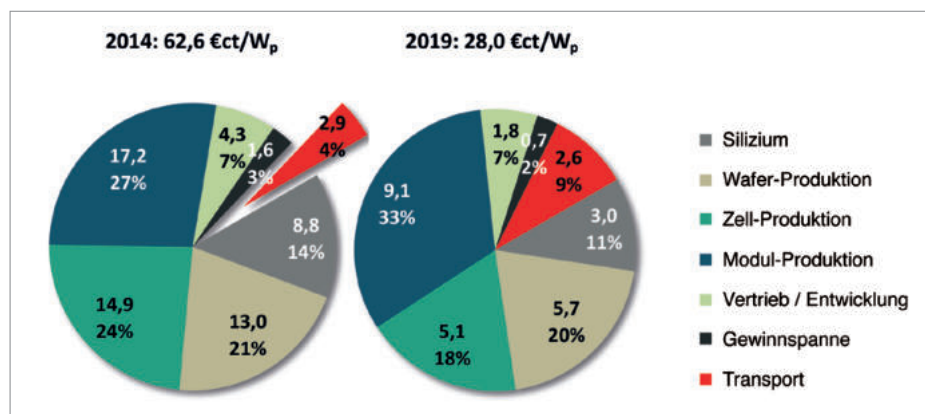
- Entwicklung höchsteffizienter Solarzellenkonzepte
- schneller Transfer entwickelter Fertigungsprozesse
- digital unterstützte Prozess- und Qualitätskontrolle
- Integrierte Photovoltaik-Module für die bauwerks- und fahrzeug-integrierte Photovoltaik sowie die Agri-Photovoltaik entwickeln, um Alleinstellungsmerkmale auf dem Weltmarkt zu schaffen und eine Vorreiterrolle Europas in diesen Nischen zu begründen.

Onshore-Windenergieanlagen

Die Fertigung von Onshore-Windenergieanlagen ist in Europa bislang noch gut etabliert. Allerdings haben einige Hersteller derzeit unter dem Einbruch ihres Heimatmarktes zu leiden. Zudem haben sich Onshore-Windenergieanlagen mehr und mehr zu einer austauschbaren Standardware entwickelt. Der Preis ist dabei das entscheidende Kriterium, weshalb der Marktdruck durch asiatische Anbieter angestiegen ist. Insgesamt hat sich der Anteil der in Deutschland produzierten Teile von Onshore-Windenergieanlagen in den letzten Jahren eher verringert.

Eine wesentliche Chance für die europäische Onshore-Windenergie ist die Tatsache, dass die Windenergie neben der Photovoltaik die wichtigste Säule der zukünftigen Energieversorgung bilden wird [7]. Der sich daraus ergebende Bedarf an installierten Windleistungen sollte so erschlossen werden, dass eine kontinuierliche Marktentwicklung gegeben ist, um die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie zu unterstützen [7]. Zudem sorgt die zunehmende Flächenknappheit für einen hohen Innovationsdruck. Die europäische Industrie kann dabei von ihrer starken Innovationskraft und Forschungsstärke profitieren.

Abbildung 2:
Kostenzusammensetzung
von PV-Modulen
(Quelle: Fraunhofer ISE).



Die Forschung kann außerdem durch die Entwicklung smarter innovativer Technologien (bspw. Vogel-Radar, Verringerung von Schall- und Störlichtemissionen) zur Erhöhung der Akzeptanz beitragen und Alleinstellungsmerkmale ermöglichen.

Auch zur Erhöhung der Effizienz der Anlagen kann die Forschung wesentliche Beiträge liefern. Dadurch kann die verfügbare Leistung bei gleicher Anzahl an installierten Anlagen erhöht werden.

Offshore-Windenergieanlagen

Europa ist derzeit ein bedeutender Standort der globalen Offshore-Windindustrie, wobei die komplette Wertschöpfungskette abgebildet wird. Besondere Synergien ergeben sich durch das sehr ausgeprägte vorhandene Offshore-Know-how. Fertigungsstätten und Installationshäfen befinden sich besonders rund um die Ost- und Nordsee, wobei die Forschung und Entwicklung aktuell insbesondere durch dänische und norddeutsche Unternehmen vorangetrieben wird.

Große Chancen für die europäische Industrie bieten sich aufgrund des Marktwachstums der Offshore-Windenergie, welches sowohl in Europa als auch weltweit Umsatzpotenziale ermöglicht. Die Offshore-Windenergie kann dabei davon profitieren, dass sie – im Vergleich zur Onshore-Windenergie – auf eine vergleichsweise hohe Akzeptanz in der Gesellschaft aufbauen kann. Die vorhandenen Flächen- und Ausbau-Potenziale stellen dadurch eine geringere Beschränkung dar.

Bei Offshore-Windenergie sind die Anforderungen an die verwendeten Materialien besonders hoch. Intensive Materialforschung – bspw. an korrosionsbeständigen Stählen und Beschichtungen – kann daher Wettbewerbsvorteile für die europäische Industrie erzeugen.

Weiterer drängender Forschungsbedarf besteht außerdem bei der Entwicklung von Floating-Offshore-Windenergieanlagen, z. B. bezüglich effizienter Fertigungstechnologien und Logistikkonzepte. Grundsätzlich bleibt jedoch festzuhalten, dass die Floating-Offshore-Windenergie im direkten Vergleich zu der konventionellen Windenergienutzung technologisch noch in den Kinderschuhen steckt, aber das Ausbaupotenzial für die Floating-Technologien längerfristig im zweistelligen GW-Bereich prognostiziert wird. Daher können Investitionen in grundlegende Forschung sowie in die erforderliche Systemtechnik hier dem europäischen Wirtschaftsraum langfristig eine internationale Technologieführerschaft sichern.

Bioenergie-Anlagen

Derzeit werden Bioenergie-Anlagen überwiegend in der biochemischen Konversion, der thermo-chemischen Konversion und in Bioraffinerien eingesetzt. Die energetische Biomassenutzung ergänzt damit sowohl den Stromsektor als auch die Bereiche Prozesswärme und Verkehr. Szenarien der Energiesystemanalyse legen nahe, dass die Bedeutung der Bioenergie zukünftig ansteigen wird und sich ein Wachstum des Marktes für Bioenergieanlagen einstellen wird. Chancen ergeben sich dadurch bspw. für den europäischen Maschinen- und Anlagenbau. Die Branche profitiert dabei davon, dass eine Umwandlung der Biomasse in feste, flüssige sowie gasförmige Energieträger möglich ist und damit die Nachfrage aller Wirtschaftssektoren befriedigt werden kann.

Konzepte zur Verbreiterung der Rohstoffbasis (insbesondere in Bezug auf Rest- und Abfallstoffe) und zur Effizienzsteigerung eingesetzter Biomassen müssen durch eine intensivere Forschung und Entwicklung ermöglicht werden.

Zudem können durch die Steigerung der Kohlenstoffnutzungseffizienz und Minderung von Emissionen eine Verbesserung der Treibhausgasbilanz erzielt werden. Sofern eine Entscheidung zur Nutzung von BECCS/U-Konzepten (bioenergy with carbon capture and storage/utilization) getroffen würde, könnten sogar negative Emissionen ermöglicht werden.

Batteriezellen

Die derzeitige Fertigung von Batteriezellen erfolgt hochautomatisiert, wobei asiatische Hersteller den Markt dominieren. Eine europäische Batteriezellproduktion befindet sich derzeit an mehreren Standorten im Aufbau.

- Durch die weiter steigende Nachfrage aufgrund der zunehmenden Marktdurchdringung der Elektromobilität bietet sich für die Industrie dabei ein anhaltend wachsendes ökonomisches Potenzial.
- Hinzu kommen stationäre Batteriespeicher, die perspektivisch beim weiteren Ausbau der Energiebereitstellung durch fluktuierende erneuerbare Energien eine ausgleichende Funktion im Energiesystem der Zukunft einnehmen werden.
- Eine europäische Produktion von Batteriezellen bietet Vorteile in Bezug auf Logistikkosten, aber auch bezüglich Transportrestriktionen (Einstufung als Gefahrgut). Hinzu kommt die vorhandene politische Unterstützung der Batteriezellproduktion in Europa, da die Batteriezelle als Schlüsseltechnologie der Energiewende angesehen wird und die strategischen Vorteile der Technologie-souveränität erkannt wurden.

- Zugleich kann mit einer Ansiedlung von Batterie-zelfertigungskapazitäten Wertschöpfung im Zuge der Transformation vom Verbrennungs-motor hin zu elektrischen Antrieben in der Automobilindustrie gesichert werden.

Die Forschung kann die europäische Industrie besonders durch die Erhöhung der Energiedichte und der Zyklenfestigkeit sowie durch weitere Kostenreduktionen unterstützen.

Weitere Vorteile können durch die Entwicklung von Batteriezellen geschaffen werden, die auf geringere Anteile an kritischen Materialien (wie Kobalt, Nickel und Lithium) angewiesen sind und deren Produktion mit einem möglichst geringen ökologischen Fuß-abdruck verbunden ist. Dadurch kann auch die Akzeptanz in der Gesellschaft weiter erhöht werden.

Elektrolyseure

Zellen für die Wasserelektrolyse werden aktuell noch überwiegend mittels händischer Einzelfertigung im Manufakturbetrieb hergestellt. Auf Komponentenebene werden bereits teilweise automatisierte Herstellverfahren eingesetzt.

Elektrolyseure sind eine Schlüsseltechnologie der Sektorenkopplung und ermöglichen die (auch saisonale) Speicherung von Energie sowie die Defossilierung von Industrieprozessen und als weitere Alternative zur Batterietechnologie des Verkehrssektors. Da die industrielle Fertigung noch im Aufbau befindlich ist und die Fertigungsverfahren weltweit vergleichsweise wenig automatisiert sind, ist die Einnahme einer weltweiten Vorreiterrolle Europas möglich. Sowohl innerhalb Europas als auch weltweit wird aufgrund einer zunehmenden Anzahl an Wasserstoffstrategien und -roadmaps mit einem gigantischen Marktwachstum gerechnet, sodass sich ein hohes Exportpotenzial für die europäische Industrie ergibt [8].

Über die Entwicklung angepasster Zellmaterialien kann die Forschung zur Erhöhung der Leistungsdichte und der Lebensdauer bei gleichbleibender Effizienz beitragen. FuE-Projekte können zudem zu einer Senkung des Bedarfs kritischer Materialien beitragen, was der europäischen Industrie Wettbewerbsvorteile verschaffen kann. Zusätzlich unterstützt die Forschung durch die Erforschung von Produktionsverfahren und Ansätze zur Automation der Produktion von Elektrolyseuren, die essenziell für einen schnellen Markthochlauf und die Einnahme einer Vorreiterrolle Europas sind.

Fazit und notwendige politische Rahmenbedingungen

Der weltweit zunehmende Umbau hin zu Energiesystemen, die auf erneuerbaren Energien basieren, bietet große Chancen für die europäische Wirtschaft. Dieser Umbau ist verbunden mit hohen Investitionsvolumina, wachsenden Absatzmärkten und der Schaffung industrieller Arbeitsplätze. Zudem sichert die industrielle Produktionsfähigkeit im Energiebereich die Technologiesouveränität und reduziert politische Abhängigkeiten Europas.

Forschung und Entwicklung in Schlüsseltechnologien sind dabei essenziell zur Unterstützung der europäischen Wirtschaft und zur Schaffung oder Stärkung der industriellen Produktion dieser Technologien.

Um diese Chancen ergreifen zu können, müssen allerdings die politischen Rahmenbedingungen in Europa adäquat gesetzt werden. Im Folgenden werden einige politische Maßnahmen angeführt, die zu einer Stärkung der industriellen Wertschöpfung in Europa beitragen und die Umsetzung der Energiesystemtransformation erleichtern können:

- *Photovoltaikmodule:*
Ein CO₂-Grenzausgleichssystem (carbon border adjustment mechanism) würde eine Steuerungswirkung zum Vorteil klimafreundlicher Photovoltaikmodule erzeugen. Da der CO₂-Fußabdruck von in Europa gefertigten Modulen in der Regel geringer ist als von importierten Modulen, würde ein Mechanismus die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie eher erhöhen.
- *Onshore-Windenergieanlagen:*
Regionale Vergünstigungen und Anreize für Anwohner*innen durch die Betreiber von Anlagen und Netzen können die Akzeptanz von Onshore-Windenergie erhöhen. Das vergrößerte Marktpotenzial stärkt den Absatz auf dem Heimatmarkt der europäischen Industrie.
- *Offshore-Windenergieanlagen:*
Offshore-Windenergie könnte durch eine europäische Integration und die Stärkung eines länderübergreifenden Verbundnetzes auch in Offshore-ferneren Regionen eingesetzt werden. Die daraus resultierenden Marktpotenziale würden ebenfalls den Heimatmarkt der europäischen Industrie stärken.
- *Bioenergie-Anlagen:*
Bioenergie bietet über CCS- und CCU-Konzepte die Option von negativen Emissionen. Eine gesellschaftliche Debatte und eine klare politische Positionierung zu diesen Konzepten sind zur Festlegung der Forschungsagenda und zum Treffen von Investitionsentscheidungen in diesem Themenfeld notwendig.

- **Batteriezellen:**
Die europäische Industrie könnte besonders von der Definition von Kriterien an die nachhaltige Rohstoffgewinnung und von regulatorischen Vorgaben an den ökologischen Fußabdruck von Batteriezellen profitieren, wie sie in den Debatten zu einem Lieferkettengesetz diskutiert werden. Dies kann zur Schaffung von Alleinstellungsmerkmalen und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Produzenten beitragen.
- **Elektrolyseure:**
Die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Installation und den Strombezug von Elektrolyseuren – wie beispielsweise die Senkung bzw. Streichung von Umlagen auf erneuerbaren Strom – würde eine schneller eintretende Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren begünstigen. Carbon Contracts for Difference (Differenzverträge) können die Planungssicherheit von Investitionsentscheidungen erhöhen und damit die Wettbewerbsfähigkeit von Grünem Wasserstoff stärken. Zudem könnte der Aufbau von Partnerbeziehungen zu Ländern, aus denen ein Teil der europäischen Wasserstoffnachfrage gedeckt werden soll, das Exportpotenzial der Industrie stärken.

All diesen Schlüsseltechnologien gemein ist, dass ein klares politisches Bekenntnis und verlässliche Rahmenbedingungen notwendig sind, um heute die richtigen Forschungsroadmaps aufzustellen und Investitionsentscheidungen zu treffen.

Der European Green Deal bietet dabei den Rahmen für eine langfristig stabile Entwicklung des Heimatmarkts – und jede Stärkung der europäischen Nachfrage in diesen Technologien stärkt wiederum die Position der europäischen Industrie auf dem Weltmarkt und erhöht deren Wettbewerbsfähigkeit.

Literatur

- [1] IRENA, Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2020
- [2] M. O’Sullivan und D. Edler, Gross Employment Effects in the Renewable Energy Industry in Germany — An Input–Output Analysis from 2000 to 2018. *Sustainability*, 12(15), 6163 (2020)
- [3] P. Sterchele et al., „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Fraunhofer ISE (Februar 2020)“, Referenz-Szenario, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [4] VDMA, “Competitiveness of a European PV Production Chain” (August 2019)
- [5] „Solarproduktion in Deutschland: Strategische Innovationsführerschaft als Eckpfeiler einer europäischen Energiesouveränität“, Whitepaper von Meyer Burger (2020)
- [6] pv magazine, „Nächstes Jahr kommen die Silizium-Perowskit-Zellen aus der ersten Serienproduktion von Oxford PV auf den Markt“, 07.10.2020, <https://www.pv-magazine.de/2020/10/07/naechstes-jahr-kommen-die-silizium-perowskit-zellen-aus-der-ersten-serienproduktion-von-oxford-pv-auf-den-markt/>
- [7] M. O’Sullivan, Industrial Life Cycle: Relevance of national markets in the development of new industries for energy technologies – the case of wind energy. *Journal of Evolutionary Economics* (2020)
- [8] Hydrogen Europe „Green Hydrogen for a European Green Deal – A 2x40 GW Initiative“ (März 2020)

Die Klimaschutzwirkung der Flottenverbrauchsnorm in Deutschland

Möglichkeiten zur Erhöhung der Ambition und flankierende Politikinstrumente



Wuppertal Institut
Dr. Frederic Rudolph
frederic.rudolph@wupperinst.org

DLR
Dr. Patrick Jochem
patrick.jochem@dlr.de

KIT
Prof. Dr. Thomas Koch
thomas.a.koch@kit.edu

1. Ausgangslage und Ziel

Im Folgenden wird die Klimaschutzwirkung der aktuellen Flottenverbrauchsnorm der Europäischen Kommission¹⁾ für Deutschland diskutiert und in den Kontext der im Jahr 2020 signifikant angestiegenen Zahl von verkauften Pkw mit Elektromotor gesetzt.

Dabei wird die aktuelle Entwicklung der Pkw-Flotte in Deutschland mit mehreren Szenarien verglichen.

- Erstens wird eine mögliche Verschärfung aktuell gültigen Rechts im Sinne eines European Green Deal angedacht.
- Zweitens wird dieser eher technische Zugang verglichen mit der Möglichkeit, durch Vermeidung und Verlagerung auf Fahrten mit dem Pkw zu verzichten.
- Drittens wird die Rolle von Plug-In-Hybriden diskutiert.

Auf dieser Basis werden Politikempfehlungen ausgesprochen, wie die Flottenverbrauchsnorm weiterentwickelt werden kann, um die Klimaschutzambition zu erhöhen.

Die alte Verordnung von 2009 hatte als Ziel 95 g CO₂ pro km im Mittel aller Hersteller für die Jahre 2020 und 2021 (auf Basis des NEDC, New European Driving

Cycle, und mit Übergangsregelungen). Die aktuelle Regulation von 2019 sieht eine Reduktion um 15% bis 2025 und 37,5% bis 2030 gegenüber 2021 vor.

► **Abbildung 1** stellt die Ziele der EU-Verordnungen im Zeitraum 2005 bis 2030 auf Basis des NEDC dar. Zusätzlich stellt sie den Verlauf der mittleren spezifischen CO₂-Emissionen für neu zugelassene Pkw in der EU und in Deutschland dar.

► **Abbildung 1** zeigt, dass das Ziel für 2015 deutlich unterboten werden konnte, sich dann aber bis 2019 eine Stagnation und sogar ein leichter Anstieg bei den rechnerischen Emissionen der Neuwagen sowohl in Deutschland, als auch der gesamten EU einstellte. Die Zielwerte für die Hersteller in 2020 und 2021 sollten aufgrund des starken Wachstums in diesem Jahr von batterieelektrischen Autos (BEV) und Plug-In-Hybriden (PHEV) bei den Neuzulassungen dennoch erreicht werden.

Schließlich bildet ► **Abbildung 1** über die rote Linie den realen Verbrauch der deutschen Bestandsflotte gemäß Mobilitätspanel ab (MOP, vgl. KIT 2020). Diese Linie zeigt, dass die geringere Verbräuche von Neuwagen nur allmählich zu einer Senkung des Verbrauchs der Gesamtflotte führt.

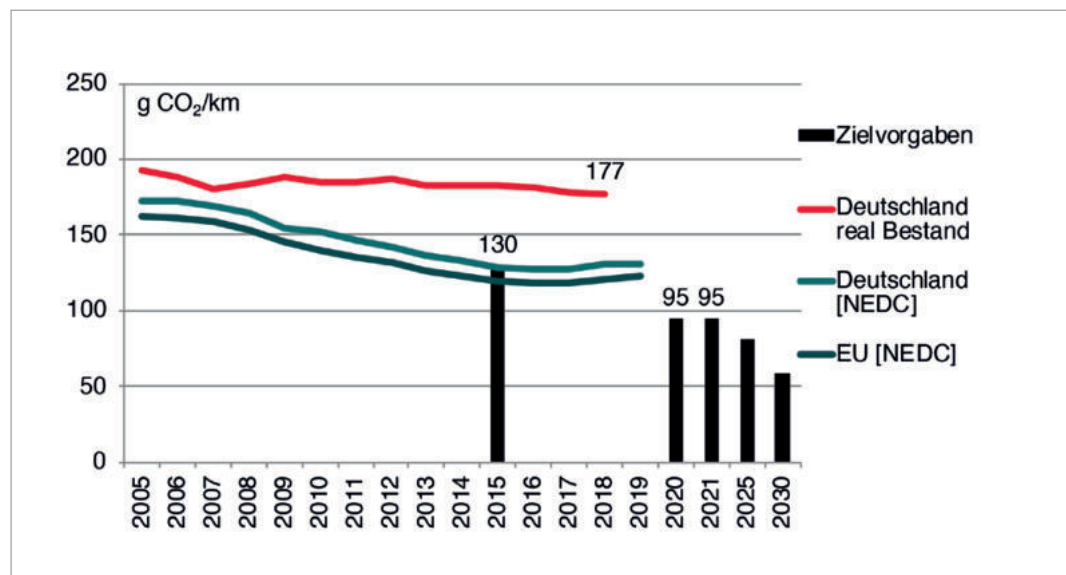


Abbildung 1
Spezifische CO₂-Emissionen in der deutschen Pkw-Bestandsflotte real, sowie Werte der Neuzulassungen im deutschen und EU-Mittel, 2005–2019
(Quelle: KIT 2020 und Website EEA, eigene Analyse und Darstellung)

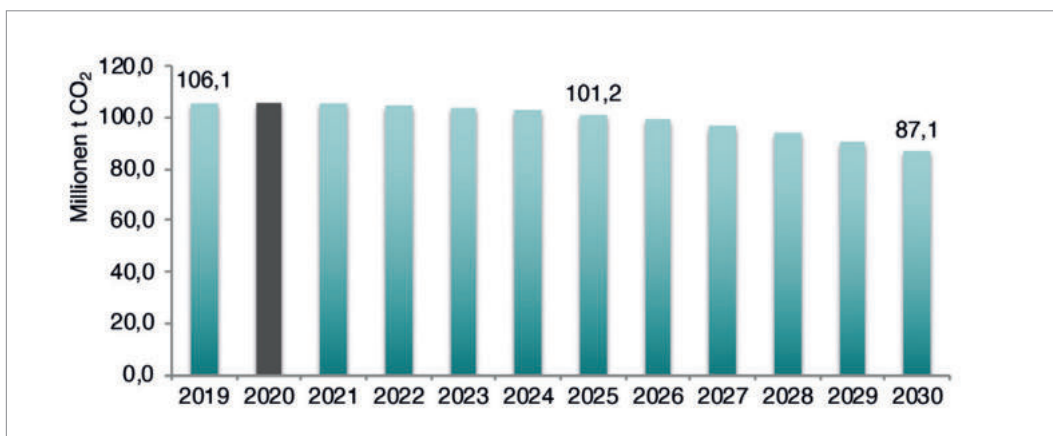


Abbildung 2
CO₂-Emissionen deutscher Pkw im Referenzszenario:
(Quelle: eigene Berechnungen)

2. Modellierung

In den Szenarienrechnungen werden der tatsächliche Verbrauch von in Deutschland zugelassenen Pkw und deren gefahrenen Distanzen (Jahresfahrleistungen) simuliert. Das Berechnungstool unterscheidet fünf Antriebe (Diesel, Benzin, Gas, PHEV, BEV) und drei Fahrzeuggrößen. Die Betrachtung der Fahrzeuggrößen ordnet die Segmente des Kraftfahrtbundesamts (KBA) den drei definierten Größenklassen wie folgt zu:

- klein | Mini, Kleinwagen
- mittel | Kompaktklasse, Mittelklasse, SUV, Sportwagen, Mini-Van
- groß | Obere Mittelklasse, Oberklasse, Geländewagen, Großraum-Vans, Utilities, Wohnwagen, Sonstiges

Biokraftstoffe sind in den nachfolgenden Berechnungen nicht berücksichtigt.

3. Szenarien

3.1. Referenzszenario

Es wird zunächst ein Referenzszenario gerechnet, in dem die Flottenverbrauchsnorm problemlos eingehalten wird. Unter anderem wird folgendes angenommen:

- Die Energieeffizienz der Verbrennungsmotoren (Diesel, Benzin und Benzin im PHEV) verbessert sich jeweils um 1 % gegenüber dem Vorjahr. Sie werden sich damit bis 2030 um 9,6 % gegenüber 2020 verbessert haben.
- Zudem steigt der Anteil neuer Pkw mit Elektroantrieb jährlich wie folgt (in Prozentpunkten p.a.):

PHEV klein: 0,5 PHEV mittel: 1 PHEV groß: 1,5
BEV klein: 1,5 BEV mittel: 1 BEV groß: 0,5

Das Referenzszenario führt demnach bei der deutschen Pkw-Flotte zu einer CO₂-Reduktion um 18 % in

2030 gegenüber 2019. Das Sektorziel der Bundesregierung für den gesamten Verkehrssektor liegt bei einer Minderung um 42–40 % in 2030 gegenüber 1990. Zwischen 1990 und 2019 stagnierten allerdings die CO₂-Emissionen. Eine Reduktion im Pkw-Bereich um 18 % trägt daher nicht annähernd ausreichend zur Zielerreichung bei (► *Abbildung 2*).

Das Referenzszenario führt darüber hinaus den Trend hin zu größeren Autos fort. Der Anteil großer Pkw nimmt auf 26 % in 2030 zu. Der Anteil verbrennungsmotorisch betriebener Pkw liegt weiterhin bei fast zwei Dritteln (65,5 %, ► *Tabelle 1*).

3.2. Szenario „Verstärkte Diffusion von BEV und PHEV“

- Im zweiten Szenario wird die Marktdurchdringung von Pkw mit Elektroantrieb nun gegenüber dem Referenzszenario verdoppelt, sie steigt jährlich wie nachfolgend beschrieben (in Prozentpunkten p.a.):

PHEV klein: 1 PHEV mittel: 2 PHEV groß: 3
BEV klein: 3 BEV mittel: 2 BEV groß: 1

	2019	2030
Pkw klein	26%	19%
Pkw mittel	54%	55%
Pkw groß	20%	26%
Diesel	31%	24%
Benzin	67%	42%
PHEV	0%	19%
BEV	0%	16%
Strombedarf	0,5 TWh	38,4 TWh
CO₂-Em. (real, Bestand)	178,7 g/km	143,7 g/km
CO₂-Em (WLTP, Neuz.)	157,6 g/km	62,2 g/km

Tabelle 1
Ergebnisse des Referenzszenarios:
Anteile der Pkw- und Antriebsarten der Gesamtflotte
(Quelle: eigene Berechnungen)

Abbildung 3

Spezifische CO₂-Emissionen deutscher Pkw bei Erhöhung des Anteils von PHEV und BEV

(Quelle: eigene Berechnungen)

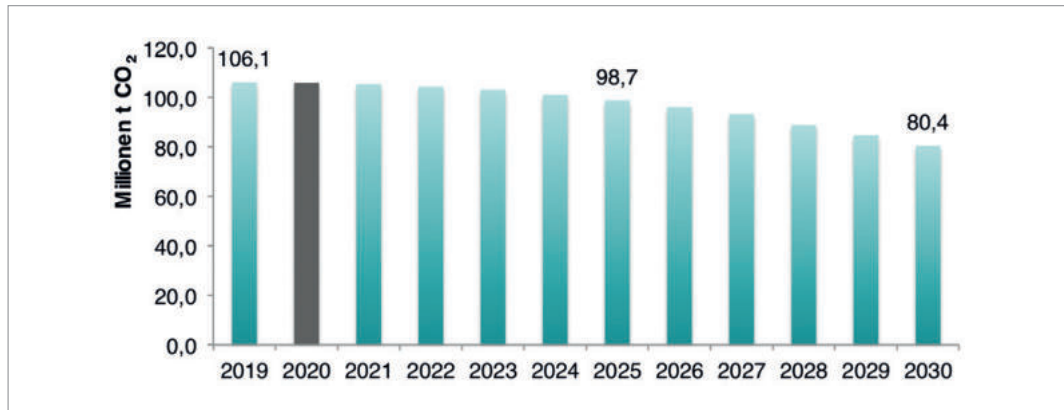
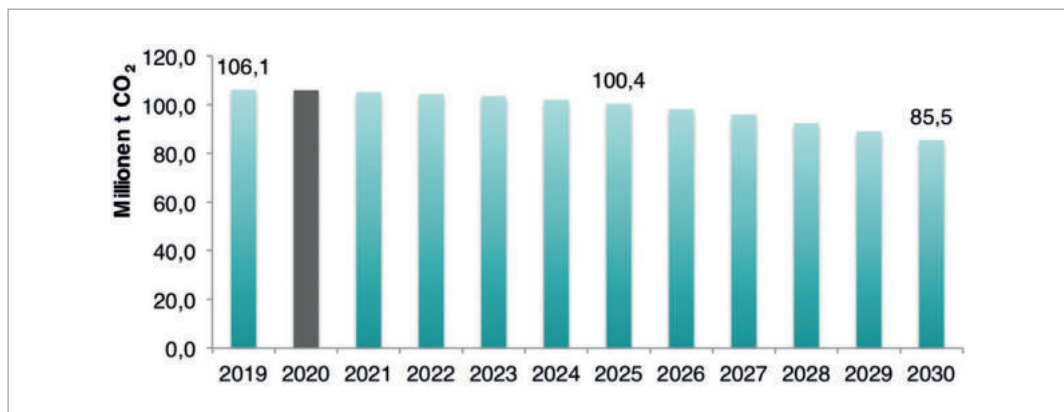


Abbildung 4

Spezifische CO₂-Emissionen deutscher Pkw bei Reduktion der Fahrzeuggröße

(Quelle: eigene Berechnungen)



Ein solches Wachstum führt schnell zu 100% Neuzulassungen von Elektro-Pkw. Daher wird das Wachstum ab 2028 etwas begrenzt, sodass im Jahr 2030 95% aller Neuzulassungen Elektro-Pkw sind. (► *Abbildung 3*)

Die verstärkte Markteinführung von Elektro-Pkw senkt die CO₂-Emissionen zusätzlich, nämlich auf 80,4 Mio.t im Jahr 2030. Dies entspricht einer Reduktion von 24% gegenüber 2019. Selbst in diesem

Szenario ist noch etwa die Hälfte aller Pkw in 2030 Diesel oder Benzin (► *Tabelle 2*). Eingegraut sind die Zahlen, die sich gegenüber der Referenz nicht ändern.

3.3. Szenario „Verkleinerung der Fahrzeuge“

Folgende Annahmen werden getroffen:

- Bei den Dieselfahrzeugen werden im Vergleich zum Referenzfall jedes Jahr 5% mehr mittelgroße und 5% weniger große Pkw neu zugelassen.
- Bei den Benzinern werden jährlich 5% mehr kleine und 5% weniger mittelgroße Pkw neu zugelassen, jeweils bezogen auf die gesamte Neuwagenflotte. (► *Abbildung 4*)

Es zeigt sich, dass auch in diesem Fall mehr CO₂-Emissionsreduktionen stattfinden als in der Referenz, nämlich 20% in 2030 gegenüber 2019. Die zusätzlichen Erfolge sind mit 2% zwar gering – aber die vorgenommenen Modifikationen bei den Annahmen sind ebenfalls sehr moderat. Im Bestand aller Pkw 2030 sind nur drei Prozent weniger große und dafür drei Prozent weniger kleine Pkw.

3.4. Vermeidung und Verlagerung

Die gefahrenen Distanzen reduzieren sich in den Jahren 2022–2030 im Vergleich zur Referenzrechnung über alle Antriebsarten und Pkw-Größen um moderate 5%; d.h. sie sinken gegenüber den Jahren 2019/20/21.

	2019	2030
Pkw klein	26%	19%
Pkw mittel	54%	55%
Pkw groß	20%	26%
Diesel	31%	18%
Benzin	67%	33%
PHEV	0%	26%
BEV	0%	23%
Strombedarf	0,5 TWh	55,9 TWh
CO₂-Em. (real, Bestand)	178,7 g/km	132,5 g/km
CO₂-Em (WLTP, Neuz.)	157,6 g/km	38,0 g/km

Tabelle 2

Ergebnisse der Erhöhung des Anteils von PHEV und BEV

(Quelle: eigene Berechnungen)

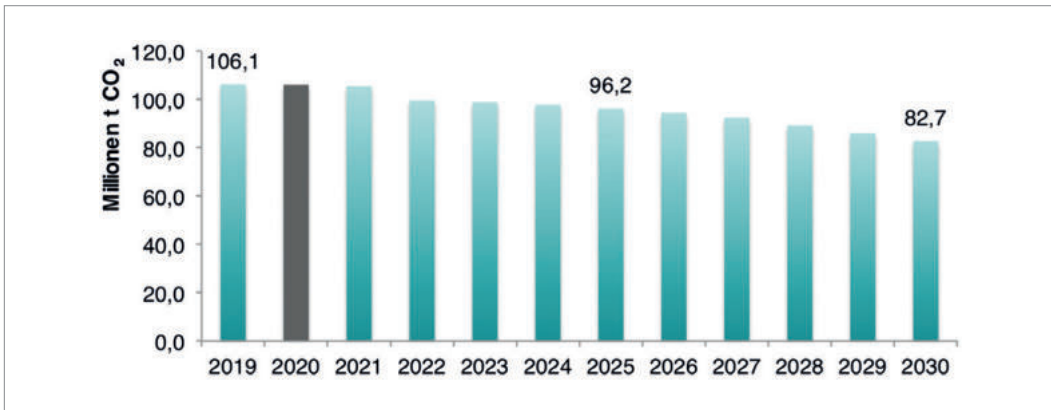


Abbildung 5
CO₂-Emissionen deutscher Pkw bei Vermeidung und Verlagerung um 5% gegenüber der Referenz
 (Quelle: eigene Berechnungen)

► **Abbildung 5** gibt die CO₂-Emissionen der Jahre 2019 bis 2030 auf Basis der gegenüber dem Referenzszenario modifizierten Annahmen wieder: Sie sinken gegenüber der Referenz in der Konsequenz um 5%.

Weitere Reduktionen wären durch ambitionierte Vermeidung und Verlagerung möglich. Kurzfristig könnte die Bundesregierung dadurch ihren Klimaschutzzielen näher kommen. Längerfristig, wenn die Pkw-Flotte in Deutschland vollständig elektrifiziert sein wird, würden Vermeidung und Verlagerung den Stromverbrauch von Pkw auf ein nötiges Minimum reduzieren.

4. Diskussion zur Erhöhung der Ambition

► **Abbildung 6** stellt die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Pkw-Bereich von 2019 bis 2030 unter der Annahme dar, dass alle bisher genannten zusätzlichen Reduktionsmechanismen greifen. Die Gesamtemissionen liegen in 2030 nunmehr bei 75,2 Mio. t CO₂, was einer Reduktion um 29% gegenüber 2019 entspricht.

► **Tabelle 3** stellt die Ergebnisse der Szenarienannahmen zusammen. Die Stromnachfrage durch Pkw-Nutzung spielt sich dann im Jahr 2030 in der Größenordnung von etwa einem Zehntel der heutigen Stromnachfrage in Deutschland ab. Obwohl dann also etwa die Hälfte aller Pkw als BEV oder PHEV elektrifiziert wären, bliebe der (zusätzliche) Stromverbrauch insgesamt überschaubar.

Das Ziel der Bundesregierung einer Reduktion um 40–42% bis 2030 würde also im wichtigsten Teilbereich des Verkehrssektors, den Pkw-Emissionen, noch immer nicht erreicht. Das Ziel gilt zwar im Vergleich zu 1990, aber wie erwähnt sind in der Vergangenheit kaum Emissionsreduktionen eingetreten.

Die realen spezifischen CO₂-Emissionen der gesamten Bestandsflotte wären im Jahr 2030 um 27% gegenüber 2019 gesunken. Die spezifischen CO₂-Emissionen von deutschen Neuwagen gemäß Testzyklus könnten gegenüber 2019 um 77% reduziert werden. Die Flottenverbrauchsnorm könnte daher deutlich ambitionierter gestaltet werden.

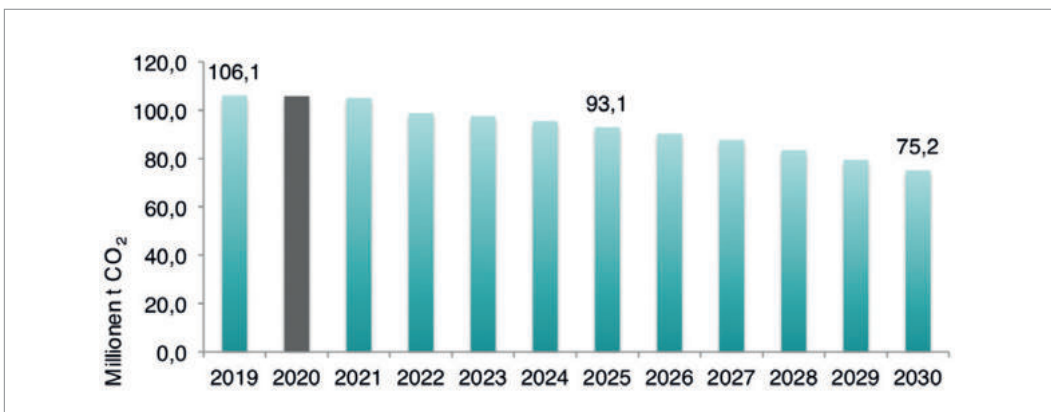


Abbildung 6
CO₂-Emissionen deutscher Pkw unter Berücksichtigung aller angenommenen Reduktionen
 (Quelle: eigene Berechnungen)

Tabelle 3
Ergebnisse unter Berücksichtigung aller angenommenen Reduktionen
 (Quelle: eigene Berechnungen)

	2019	2030
Pkw klein	26%	23%
Pkw mittel	54%	53%
Pkw groß	20%	23%
Diesel	31%	18%
Benzin	67%	33%
PHEV	0%	26%
BEV	0%	23%
Strombedarf	0,5 TWh	53,1 TWh
CO ₂ -Em. (real, Bestand)	178,7 g/km	130,5 g/km
CO ₂ -Em (WLTP, Neuz.)	157,6 g/km	36,1 g/km

5. Politikmaßnahmen zur Erhöhung der Ambition

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, benötigt es zusätzliche Bemühungen:

- Zunächst sollte Elektromobilität durch eine ambitioniertere Flottenemissionsnorm gestärkt werden. Auf Basis der Szenarienrechnungen erscheinen Zielvorgaben jenseits von -75 % in 2030 gegenüber 2020/21 im europäischen Mittel möglich.
- Als flankierender Anreiz sollte ein ganzheitliches steuerliches Modell entwickelt werden, welches die CO₂-Emissionen der Kraftstoff- bzw. Technik-Varianten zugrunde legt. Ein erster Schritt könnte es sein, den Steuerbonus für den Diesel abzuschaffen.
- Zudem kann die steuerliche Berücksichtigung von Fahrzeuggröße und -gewicht bei der Anschaffung von Pkw zur Erhöhung der Ambitionen beitragen. Soziale Ausgleichsmechanismen sollten dann dafür sorgen, dass große Pkw für große Familien erschwinglich bleiben.
- Zur Vermeidung bzw. Verlagerung gibt es zahlreiche Anreizsysteme, etwa Home Office, Änderungen in der Pendlerpauschale, der Ausbau der Radwege, Parkraumbewirtschaftung sowie eine Pkw-Maut.

6. Literaturverzeichnis

- Fontaras, G.; Zacharof, N-G.; Ciuffo, B. (2017). Fuel consumption and CO₂ emissions from passenger cars in Europe – Laboratory versus real-world emissions. In: Progress in Energy and Combustion Science 60 (Supplement C), S. 97–131. DOI: 10.1016/j.pecs.2016.12.004.
- KIT (Karlsruher Institut für Technologie) (2020). Mobilitätspanel. Karlsruhe: KIT
- Nobis, C.; Kuhnimhof, T.; Follmer, R.; Bäumer, M. (2019). Mobilität in Deutschland – Zeitreihenbericht 2002 – 2008 – 2017. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin. Abrufbar unter: www.mobilitaet-in-deutschland.de
- Plötz, P.; Moll, C.; Bieker, G.; Mock, P.; Li, Y. (2020). Real-world Usage of Plug-In Hybrid Electric Vehicles Fuel Consumption, Electric Driving, and CO₂ emissions. White Paper, September 2020. Berlin: ICCT. Abrufbar unter: <https://theicct.org/publications/phev-real-world-usage-sept2020>

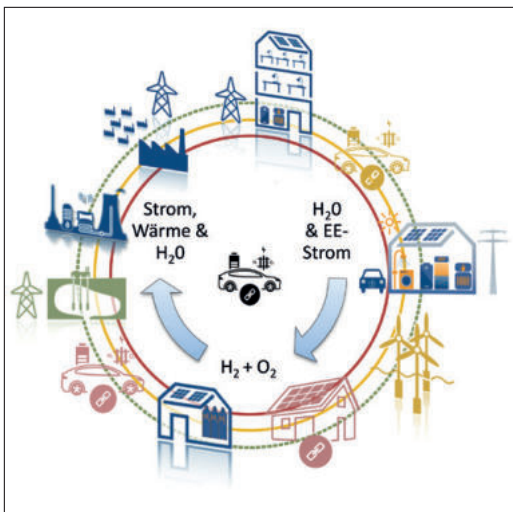
Fußnote

- 1) Verordnung (EU) 2019/631 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO₂-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge

Wasserstoff als Fundament der Energiewende für den Brückenschlag zwischen den Sektoren

Durch fossile Brennstoffe werden derzeit etwa 80% des Weltenergiebedarfes gedeckt. [1] Es ist wissenschaftlicher Konsens, dass die Auswirkungen der resultierenden Treibhausgas-(THG)-Emissionen drastische Folgen für das Klima und das Leben haben werden. [2] Um die globale Erwärmung gemäß Pariser Klimaabkommen auf weniger als 1,5°C zu begrenzen, ist es zwingend notwendig, die Emissionen von fossilem Kohlendioxid (CO₂) stark zu begrenzen bzw. in vielen Bereich vollständig zu vermeiden. [3] In der Konsequenz ist die internationale Gemeinschaft gefordert, einen fundamentalen Wandel in der globalen Energieversorgung zu vollziehen. Dazu ist die Identifizierung von alternativen Energieträgern, die nachhaltig genutzt werden können, eine Kernkomponente. Wasserstoff gilt hier als ein Schlüsselbaustein. Durch den hohen Energiegehalt und die saubere Verbrennung von Wasserstoff, bei der Wasser als Verbrennungsprodukt entsteht, kann man ihn als einen Energievektor betrachten, einen Energie- und Materieträger, der als Speicher und Reaktant genutzt werden kann. [3,4,5,6]

Bislang konnten Primärenergiebedarfe nahezu jederzeit gedeckt werden. Dies ist der Auslegung der derzeitigen Infrastruktur des Energiesystems mit ihren guten Speichereigenschaften für konventionelle, fossile Energieträger und den bisherigen Betriebsweisen geschuldet. Dabei waren die Speicher- und Versorgungspfade bisher eher sektorensoliert ausgelegt. [7]



Die Umstellung des Energieversorgungssystems auf erneuerbare Energiequellen (EE) stellt das Gesamtsystem vor die Herausforderung, primär die bereitgestellten, fluktuierenden Energiequellen als elektrische Energie zu nutzen, um fossile Ausgangsstoffe zu ersetzen. Dies erfordert eine hohe Effizienz und Flexibilität für ein volkswirtschaftlich attraktives und auf EE basierendes Versorgungssystem. Durch die Kopplung der einzelnen Sektoren (► *Abbildung 1*) lässt sich ein solches System realisieren. Die Kopplung benötigt dazu einen chemischen Energieträger als Zwischenspeicher. Dieser muss in großem Maßstab aus Strom synthetisch herstellbar sein. Wasserstoff ist hierfür eine ideale Option.

Produktion

Auf der Erde kommt Wasserstoff praktisch nicht elementar vor, so dass er durch geeignete Verfahren zunächst aus chemischen Verbindungen gewonnen werden muss.

Dafür steht eine Reihe von Verfahren zur Verfügung. Diese sind in sehr unterschiedlichem Grad nachhaltig, was mit einer Einteilung in unterschiedliche Farbkategorien verdeutlicht werden soll:

- „Grauer Wasserstoff“ wird aus fossilen Rohstoffen gewonnen, die zu erheblichen CO₂-Emissionen führen. Daher ist er für eine nachhaltige Wasserstoffgewinnung nicht geeignet, weil sich so keine Treibhausgas-Emissionen vermeiden lassen. Derzeit werden aber noch etwa 95% des weltweit produzierten Wasserstoffs so gewonnen.
- „Blauer Wasserstoff“ ist grauer Wasserstoff, bei dessen Herstellung jedoch das freigesetzte CO₂ abgetrennt und dauerhaft sicher gespeichert werden muss (engl. Carbon Capture and Storage, CCS).

Abbildung 1

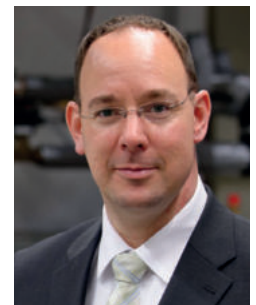
Sektorkopplung in einer wasserstoffbasierten Energiewirtschaft:

Verflechtung von Erzeugern, Verbrauchern und Infrastrukturen

(Quelle: DLR)



DLR
Nadine Jacobs
nadine.jacobs@dlr.de



Dr. Alexander Dyck
alexander.dyck@dlr.de

Fraunhofer IEE
Dr. Tanja Kneiske
tanja.kneiske@iee.fraunhofer.de

Daniel Then
daniel.then@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Dr. Tom Smolinka
tom.smolinka@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Martin Robinus
martin.robinus@umlaut.com

GFZ
Dr. Peter Pilz
peter.pilz@gfz-potsdam.de

Dr. Conny Schmidt-Hattenberger
cornelia.schmidt-hattenberger@gfz-potsdam.de

IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

KIT
Dr. Frank Graf
frank.graf@kit.edu

Prof. Dr. Thomas Wetzel
thomas.wetzel@kit.edu

ZSW
Markus Jenne
markus.jenne@zsw-bw.de

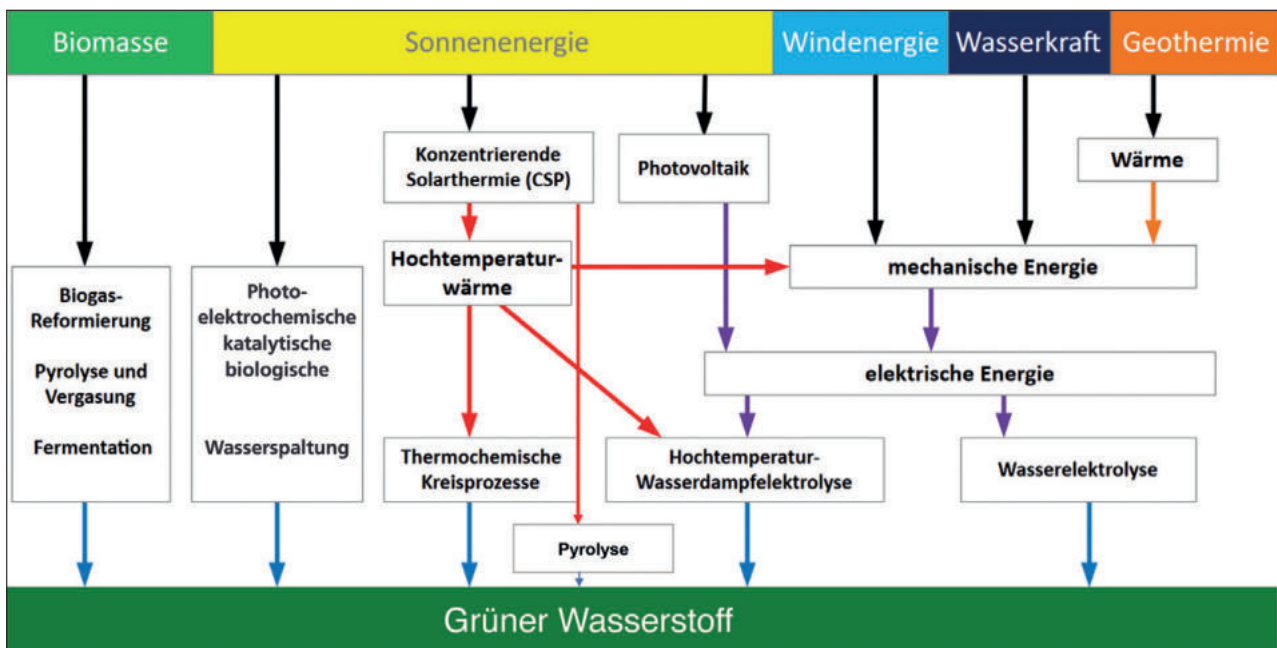


Abbildung 2
Grüner Wasserstoff:
 Verschiedene Pfade für die Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien [8]
 (Quelle: DLR)

- „Türkiser Wasserstoff“ entsteht bei der thermischen Spaltung von Methan, wobei sich fester Kohlenstoff anstatt gasförmigem CO₂ bildet.
 - „Grüner Wasserstoff“ wird nahezu CO₂-neutral aus Biomasse oder CO₂-frei durch Wasserspaltung aus regenerativen Energiequellen hergestellt.
- **Abbildung 2** zeigt die Vielfalt der Wasserstoffproduktionsverfahren aus den verschiedenen erneuerbaren Energien.

Die großskalige und zentrale Produktion von Wasserstoff scheint in Ländern attraktiv zu sein, die ein großes Angebot an EE aufweisen sowie über geeignete Flächen verfügen. Daher sind geopolitische Aspekte für die Versorgungssicherheit von morgen ein wichtiger Gesichtspunkt. Der Import von Wasserstoff als ein Baustein der Wasserstoffwirtschaft scheint technologisch für die Speicherung und den Transport kein Hindernis zu sein (► **Abbildung 3**).

Blauer und türkiser Wasserstoff, bei dem die anfallenden Treibhausgase bzw. fester Kohlenstoff zwar vollständig abgetrennt werden könnten, wären dennoch nicht vollständig CO₂-neutral, da bei der Förderung fossiler Energieträger bereits Treibhausgase freigesetzt werden. [9]

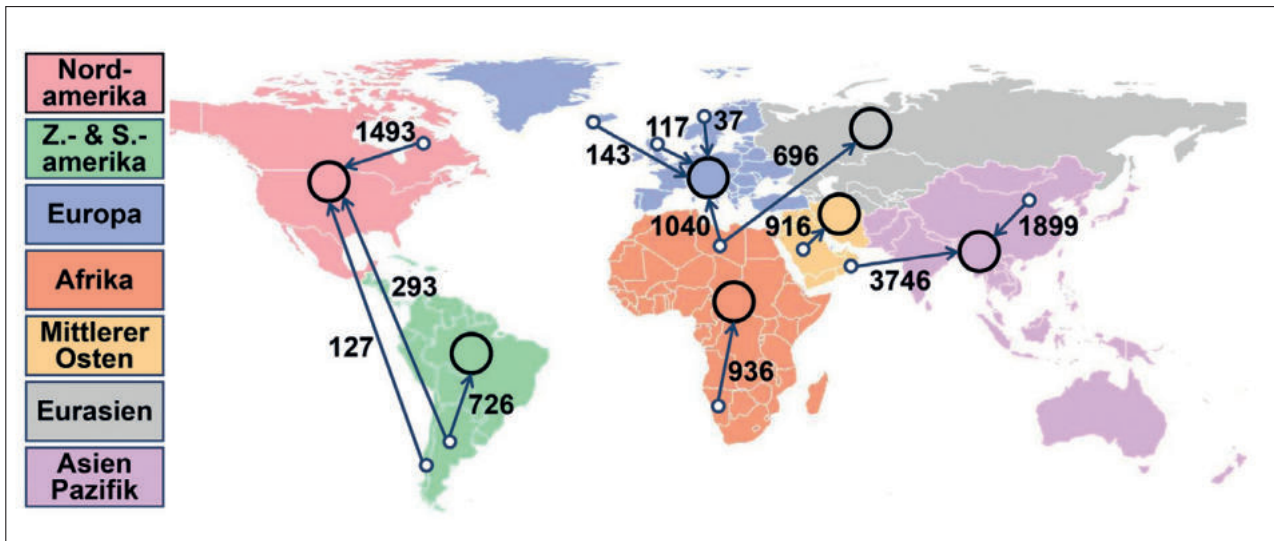
In einigen Ländern wird auch die Wasserstoffherzeugung mithilfe von Kernenergie in Betracht gezogen. Allerdings ergibt sich hier neben Akzeptanzproblemen und der Frage der Endlagerung der radioaktiven Abfälle auch ein Ressourcenproblem, da auch radioaktives Spaltmaterial eine endliche Ressource ist.

Ausschließlich mit grünem Wasserstoff lässt sich eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft aufbauen. Bei der Produktion von grünem Wasserstoff werden lediglich Wasser, nachwachsende Biomasse und EE eingesetzt. Das Potenzial in Deutschland ist allerdings u. a. durch das verfügbare Flächenangebot beschränkt. Bei einem massiven weiteren Ausbau insbesondere der Windenergieanlagen wird voraussichtlich mit abnehmender Akzeptanz zu rechnen sein. Dies belegt bereits die derzeitige Krise in der Windkraft. [10]

Speicherung

Die Speicherung von Wasserstoff über längere Zeiträume stellt keine Herausforderung dar. Bereits Mitte des 20. Jahrhunderts bewährte sich die untertägige Speicherung von Stadtgas (bis zu 60% Wasserstoffgehalt) zur Energieversorgung für Heiz- und Beleuchtungszwecke. In porösen Lagerstätten und künstlich angelegten Salzkavernen sind heute Erdgasreserven gespeichert [13,14].

Ein begrenzender Faktor ist dabei die Verfügbarkeit von geeigneten geologischen Formationen, idealerweise in der Nähe zur EE-Erzeugung [15]. Als geeignet gilt eine Formation, wenn die Dichtigkeit gewährleistet ist und die Belastung durch Verunreinigungen, wie z. B. organischem Material, minimal ist. Dabei muss sich die Entwicklung des Kavernenspeichers (inkl. Planung, Aussolung, Verbringung der Sole und Verwahrung) in einem wirtschaftlich vertretbaren Kostenrahmen befinden. Neben Salzkavernen eignen sich auch erschöpfte Öl- und Gasfelder für die industrielle Speicherung von Wasserstoff [16].



Transport

Für den Transport bieten sich mittelfristig auf lokaler/ regionaler Ebene drei Optionen an [17]:

- hoch komprimierter gasförmiger Wasserstoff mittels Lkw, Bahn und Schiff
- verflüssigter Wasserstoff mittels Lkw, Bahn und Schiff
- leicht komprimierter gasförmiger Wasserstoff durch Pipelines

Die Wahl der Transportform ist abhängig von der Entfernung zwischen Produktions- und Nutzungsstandort, dem Wasserstoffbedarf, standortspezifischen Bedingungen und wirtschaftlichen Kriterien:

- Komprimierter, gasförmiger Wasserstoff (GH₂) erzeugt die geringsten Kosten für kürzere Entfernungen; für größere Mengen sind Pipelines vorteilhaft.
- Bei größeren Entfernungen von mehr als 300 km kann der Flüssiggas-Transport (LH₂) eine wirtschaftliche Alternative sein. Ist der Wasserstoff bereits am Produktionsort flüssig verfügbar, ist diese Transportform auch für kürzere Entfernungen wirtschaftlich.
- Bei der Produktion von Ammoniak oder auch in Raffinerien wird Wasserstoff zentral und großmaßstäblich in der Regel vor Ort oder aber in der Nähe zu weiteren Verbrauchern produziert und dann über Pipelines verteilt. Diese Infrastruktur für die Großindustrie ist heute bereits vorhanden, so dass ihr Beitrag zu den gesamten H₂-Bereitstellungskosten gering ist.

Die dezentrale Nutzung von Wasserstoff erfordert im Gegensatz dazu oft mehr als 50% der gesamten Wasserstoffbereitstellungskosten auf der letzten Meile. [5]

Verbrauch

Die klassischen Verbrauchergruppen in der Energiewirtschaft sind die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie, Verkehr und die privaten Haushalte.

Die Energieformen der Verbräuche sind Wärme, Elektrizität und chemische Energieträger.

Die verbraucherspezifischen Verteilstrukturen der unterschiedlichen Energieträger für die verschiedenen Sektoren sind größtenteils voneinander getrennt und auf die hauptsächlich fossilen Primär- und nachgelagert Sekundärenergieträger und deren Lager-eigenschaften ausgelegt. (► **Abbildung 4a**)

Durch die Gegenüberstellung der immensen Bedarfe aus derzeit noch unterschiedlichen Primärenergieträgern und den installierten Kapazitäten und Erzeugungsmengen werden die technischen Herausforderungen eines auf EE basierenden Energiesystems ersichtlich. So lieferten die im Jahr 2018 in Deutschland installierten 118 Gigawatt Leistung aller EE-Erzeuger 432 TWh Energie [18,19]. Dem gegenüber stehen aufsummierte Endenergieverbräuche von 2.500 TWh (► **Abbildung 4b**) [20]. Anhand der Kennzahlen wird der bedeutende Anteil am Gesamtverbrauch durch Verkehr und Haushalte deutlich. Gleichfalls erkennbar sind die Herausforderungen, wenn sektorenübergreifend die erforderlichen Energiemengen bereitgestellt werden müssen [17].

Abbildung 3

Globale Transportwege für Grünen Wasserstoff [11,12]:
Die Pfeile geben die Wasserstoffströme in MtH₂/a (Megatonnen) an.

(Quelle: FZ Jülich)

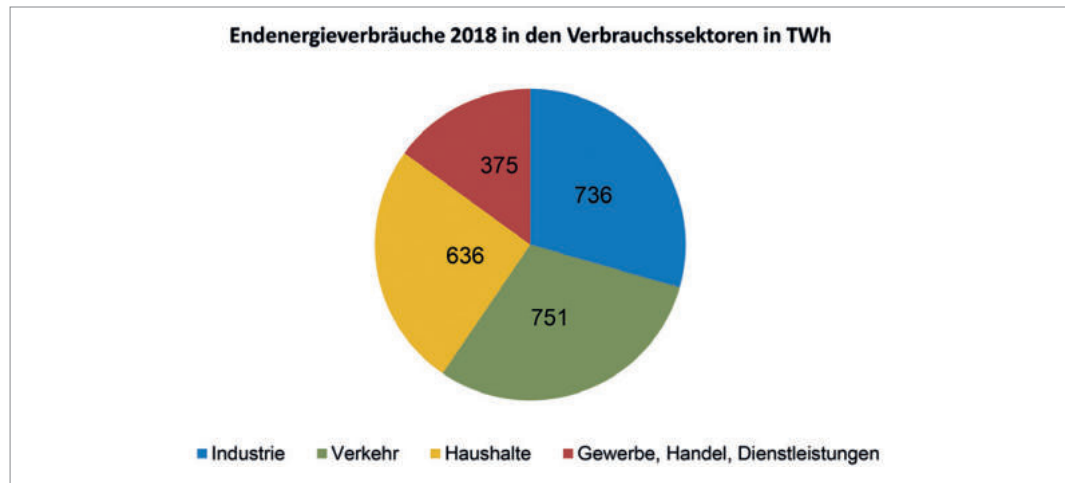
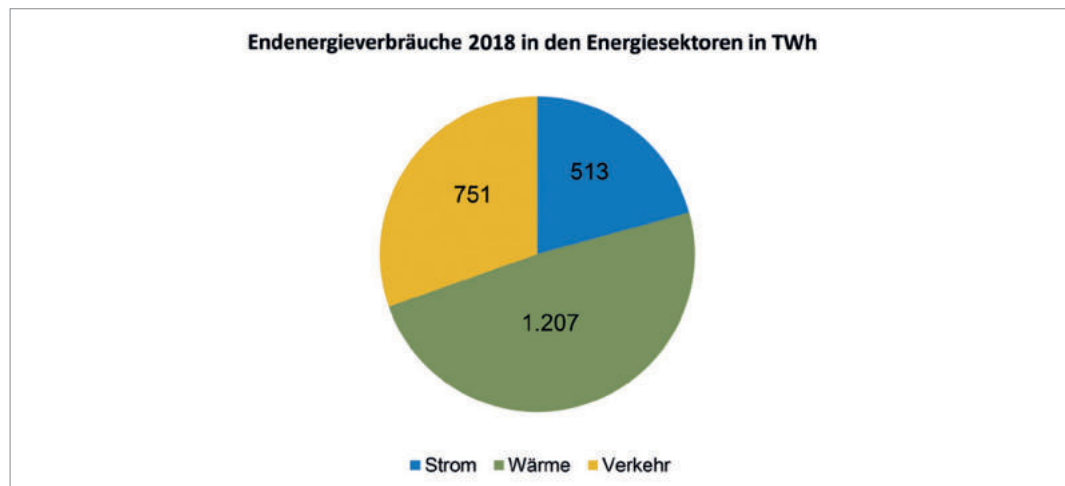


Abbildung 4
**Endenergiebedarfe
 2018 in Deutschland
 (in TWh):**
 oben: nach
 Verbrauchssektoren



unten:
 nach Energiesektoren
 (Quelle: DLR)

Infrastruktur

Perspektivisch kann die bereits existierende Erdgasinfrastruktur (47 Erdgasspeicher mit einer Gesamtkapazität von 232TWh [22] zuzüglich des Erdgasnetzes mit einer Speicherkapazität von 130TWh) die Transport- und Speicheraufgabe für Wasserstoff übernehmen (► *Abbildung 5*).

Sollte Erdgas vollständig durch Wasserstoff substituiert werden, würde die Speicherkapazität ohne weitere Anpassungen etwa 120TWh betragen [23].

Der Neubau und die Umwidmung von bestehender Infrastruktur bieten das Potenzial, die Erzeugung, Speicherung und Nachfrage miteinander zu verbinden.

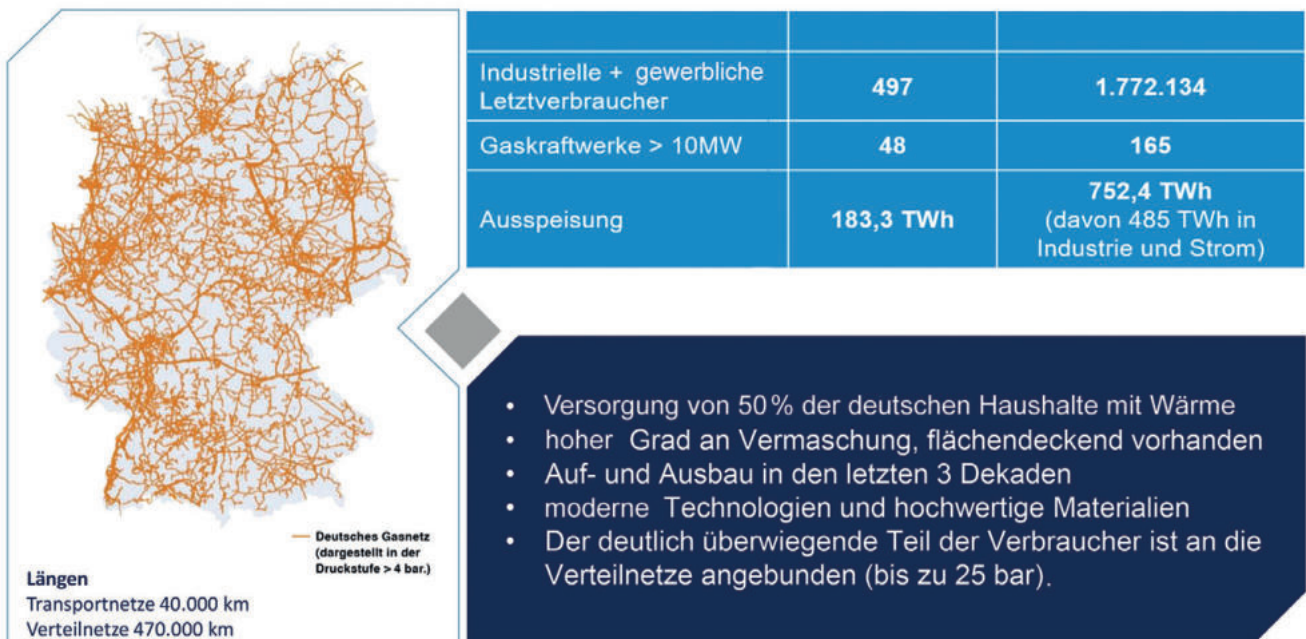
Eine weitere Option ergibt sich durch die Methanisierung von Wasserstoff mittels CO₂ aus der Atmosphäre und die Rückverwandlung in Wasserstoff durch die bereits oben genannten Herstelloptionen zur weiteren Nutzung und Flexibilisierung. Wobei mit jedem Wandlungsschritt auch energetische und stoffliche Verluste einhergehen, so dass ein gesunder

Mix der verschiedenen Pfade je nach Anforderungen und Möglichkeiten zu finden sein wird.

Eine Herausforderung zur sinnvollen und wirtschaftlichen Nutzung ergibt sich auch durch die jeweilige Verwendung des Wasserstoffs und den damit verbundenen geforderten Reinheiten. In ehemaligen Erdgasspeichern gelagerter Wasserstoff könnte mittelfristig durch eingelagerte Fremdstoffe verunreinigt werden. Dies wäre für die Nutzung in der Stahlherstellung unproblematisch, aber der Mobilitätssektor stellt hohe Ansprüche an die Reinheit des Wasserstoffs.

Fazit

Zum Gelingen der Energiewende über alle Sektoren ist es notwendig, die EE in Deutschland massiv auszubauen. Parallel müssen Infrastruktur und Speicher auf die Integration von Wasserstoff als Energieträger und Speichermedium vorbereitet werden. Damit ist ein erfolgreicher Wechsel zu einem sektorengekoppelten Energiesystem auf der Basis von Wasserstoff möglich.



Literaturverzeichnis

[1] J. O. Abe, A. P. I. Popoola, E. Ajenifuja, O. M. Popoola, Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation, International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44, 15072–15086.

[2] Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.

[3] Paris Agreement, United Nations, 2015.

[4] M. Balat, Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems, International Journal of Hydrogen Energy, 2008, 33, 4013–4029.

[5] J. Adolf, C. H. Balzer, J. Louis, U. Schabla, M. Fishedick, K. Arnold, A. Pastowski, D. Schüwer, Energy of the future?: Sustainable mobility through fuel cells and H₂; Shell hydrogen study, Shell Deutschland Oil GmbH, 2017.

[6] P. P. Edwards, V. L. Kuznetsov, W. I. F. David, N. P. Brandon, Hydrogen and fuel cells: Towards a sustainable energy future, Energy Policy, 2008, 36, 4356–4362.

[7] J. Michalski, Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen, Innovation Ministerium für Wirtschaft, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019

[8] H₂-Studie des DLR: Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende; Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung; <https://www.dlr.de/content/de/dossiers/2020/wasserstoff.html>

[9] U. R. Fritsche, K. Schmidt, Kurzbericht: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e. V. (BGW), Öko-Institut: Darmstadt, 2007

[10] Der Windkraft-Ausbau kann nicht beliebig weitergehen, Handelsblatt GmbH, <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-der-windkraft-ausbau-kann-nicht-beliebig-weitergehen/24980170.html> (26.03.2020).

[11] Heuser, P.; Grube, T.; Heinrichs, H.; Robinius, M.; Stolten, D. Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy. Preprints 2020, 2020020100.

[12] Robinius et al. (2020) Wege für die Energiewende, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Energie&Umwelt Bd. 499.

[13] NRW_EnergieAgentur, Hydrogen – the Key to the Overall Energy Turnaround. Production and Application Examples in North Rhine-Westphalia, Dusseldorf, Germany 2014

[14] Stolten, D. and B. Emonts, Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology. 2nd ed. Berlin: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. 2016.

Abbildung 5
Gastransport und -verteilnetze
spielen eine wichtige Rolle bei der Energieversorgung [21]
(Quelle: DVGW)

- [15] D. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten, Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 45, 6793-6805
- [16] Path to Hydrogen competitiveness. A cost perspective, The Hydrogen Council, 2020
- [17] Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018, AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2020
- [18] Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2018, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [19] Energieeffizienz in Zahlen – Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- [20] Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018, AG Energiebilanzen e. V. (AGEB), 2020.
- [21] <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende/h2vorort/>; 30.11.2020
- [22] Die Marktsituation für Erdgasspeicher in Deutschland, DVGW energie | wasserpraxis, <https://www.energie-wasser-praxis.de/sectorenkopplung/artikel/die-marktsituation-fuer-erdgasspeicher-in-deutschland/> (27.03.2018)
- [23] H₂-Studie des DLR: Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende; Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille; <https://www.dlr.de/content/de/dossiers/2020/wasserstoff.html>

Synthetische Kraftstoffe – Ökonomie, Gesellschaft, Nachhaltigkeit

Einleitung

Im Rahmen der Energiewende werden strombasierte und synthetische Kraftstoffe (ab hier stellvertretend E-Fuels genannt) als klimaneutrale Option in bestimmten Anwendungen angesehen.

Im Verkehrsbereich eröffnen sie Möglichkeiten für Hochseeschifffahrt, Luftfahrt und teilweise auch für den Schwerlastverkehr.

In Industrieprozessen, die eine hohe Energiedichte erfordern, ist ein direkt-elektrischer Einsatz erneuerbarer Energien (EE) nur schwer umsetzbar. Daher sind auch hier E-Fuels eine mögliche Alternative.

Ein breiterer Einsatz von E-Fuels – Defossilisierung genannt – wirft neben den technischen Herausforderungen (vgl. Sauer et al. 2021) auch ökonomische, gesellschaftliche und ökologische Fragen auf:

- Ökonomisch betrachtet stellen sich z. B. Fragen nach den Kosten und damit, in welchen Anwendungen und in welchem Maße ein Einsatz von E-Fuels ökonomisch sinnvoll ist, welche Strukturänderungen dies impliziert und wie ein Markthochlauf zu gestalten ist.
- Gesellschaftlich stellen sich z. B. Fragen, welche Technologien oder Ressourcen genutzt werden sollen, wie E-Fuels in einer breiter angelegten Verkehrswende einzuordnen sind oder wie ein notwendiger zusätzlicher inländischer Ausbau an EE für E-Fuels zu bewerten ist, gegenüber dem alternativen Import von E-Fuels aus möglicherweise autoritären und/oder politisch instabilen Weltregionen.
- Ökologisch kann gefragt werden, unter welchen Bedingungen E-Fuels überhaupt nachhaltig sind und welche weiteren Kriterien – neben der Voraussetzung, dass der Strom aus EE sein sollte – noch erfüllt sein müssen.

Dieser Artikel gibt anhand von Projektbeispielen einen Überblick über die Forschungsaktivitäten des FVEE. Dabei werden E-Fuels entlang der Wirkungskette betrachtet:

- Kohlenstoff-Quellen
- Herstellverfahren und Produkte
- Wertschöpfungsketten und -netzwerke
- Anwendungen.

Markteinführung

Im heutigen Energiemix sind E-Fuels praktisch nicht existent. Für die Zukunft wird aber für die o. g. Anwendungen ein relevanter Beitrag erwartet, woraus sich die Frage des Markthochlaufs ergibt. Aus ökologischer Sicht müssen der eingesetzte Strom und das CO₂ aus erneuerbaren Quellen stammen, um klimaneutral zu sein¹⁾.

Der Produktionsprozess von E-Fuels ist mehrstufig (vgl. Sauer et al. 2021), wodurch jeweils Wirkungsgradverluste entstehen. Das häufige Vorprodukt Wasserstoff (H₂) wird aus der Elektrolyse (Power-to-Gas, PtG) mit EE-Strom erzeugt, um klimaneutral zu sein (EE-H₂). Soll das CO₂ zukünftig aus der Umgebungsluft gewonnen werden (Direct Air Capture, DAC), wäre der notwendige Strombedarf besonders hoch (vgl. Abschnitt C-Quellen).

Insgesamt steigt der EE-Strombedarf – zusätzlich zum „normalen“ Ausbaupfad – entsprechend an, um die notwendigen Mengen an E-Fuels zu erzeugen. Da der Mehrbedarf an EE-Strom durch den sich abzeichnenden EE-Ausbau im Inland nicht gedeckt werden kann, entsteht die Erwartung, den überwiegenden Teil an E-Fuels zu importieren. Eine Meta-Analyse neuerer Szenarien (2018-2020) zeigt in ► **Tabelle 1**, dass die Importquote in einem Szenario zwar nur bei 49% und einem weiteren bei 74% liegt, dass aber die restlichen Szenarien eine Importquote zwischen 80 und 100% erwarten. Die Meta-Analyse ist nicht repräsentativ, vermittelt aber einen ersten Eindruck von der Größenordnung der Importnotwendigkeit.

Die 2020 veröffentlichte nationale Wasserstoff-Strategie geht für 2030 von einer H₂-Importquote von 80–90% aus (BMW i (Hg.) 2020, S. 5, eigene Berechnung).

Der überwiegende Import von E-Fuels in der Zukunft hat Konsequenzen für die Instrumente des Markthochlaufs. Markteinführungsmechanismen (MEM) können prinzipiell an verschiedensten Stellen ansetzen (Akteur, Produkt, Anlage), unterschiedliche Ziele (Preis, Menge, Produktklasse) und Wirkweisen (vorschreibend, informierend etc.) haben. Somit müssen Wertschöpfungsketten, Standortfaktoren und Governance-Strukturen berücksichtigt werden,



IZES

Dr. Patrick Matschoss
matschoss@izes.de

Eva Hauser
hauser@izes.de

DBFZ

Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

Jörg Schröder
joerg.schroeder@dbfz.de

DLR

Dr. Urte Brand
urte.brand@dlr.de

Dr. Ralph-Uwe Dietrich
ralph-uwe.dietrich@dlr.de

FZ Jülich

Lea Eggemann
l.eggemann@fz-juelich.de

Prof. Dr. Ralf Peters
ra.peters@fz-juelich.de

Fraunhofer ISE

Lara Theiss
lara.theiss@ise.fraunhofer.de

KIT

Prof. Dr. Roland Dittmeyer
roland.dittmeyer@kit.edu

Dr. Christine Rösch
christine.roesch@kit.edu

Dr. Martina Haase
martina.haase@kit.edu

UFZ

Dr. Markus Millinger
markus.millinger@ufz.de

Wuppertal Institut

Dr. Julia Terrapon-Pfaff
julia.pfaff@wupperinst.org

ZSW

Anna-Lena Fuchs
anna-lena.fuchs@zsw-bw.de

Maïke Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

Tabelle 1
Mengen und Importe von PtG und PtF in 2050:
 Meta-Analyse neuerer Szenarien (2018–2020)
 (Quelle: IZES)

Szenario	PtF (TWh/a in 2050)	Import (TWh/a in 2050)	Importquote in 2050
Fraunhofer ISE (2020)* „Referenz“ 95%	41 (F)	20 (F) 130 (H2)	49% (F)
Fraunhofer ISE (2020)* „Beharrung“ 95%	419 (F)	380 (F) 150 (H2)	91% (F)
BMVi (2019) „S95“	180 (F) 240 (H2)	149 (F)	ca. 83% (F)
UBA (2019) „GreenEe1“	204	204	100%
UBA (2019) „Greenlate“	333	333	100%
BDI (2018) „95%-Pfad“**	268	244	91%
Dena (2018) „EL95“***	43 (F) 169 (H2), 321 (CH4)	32 (F) 125 (H2), 238 (CH4)	74% über alle (EU / nicht-EU ca. gleich)
Dena (2018) „TM95“***	108 (F) 169 (H2), 630 (CH4)	89 (F) 139 (H2), 517 (CH4)	82% über alle (EU 22%, nicht-EU 60%)
<small>Kursiv: eigene Berechnung; F: „flüssige Energieträger“ *CO₂-freie Anteile flüssiger Energieträger eigene Berechnung; ** inkl. PtG; *** nur nat. Verkehr; Importquote gesamt über CH₄, H₂, F. BDI (2018): Klimapfade für Deutschland BMVi (2019): rechtliche Rahmenbedingungen für ein integriertes Energiekonzept 2050 und die Einbindung von EE-Kraftstoffen</small>		<small>Dena (2018): dena-Leitstudie integrierte Energiewende Fraunhofer ISE (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem Nitsch (2019): Noch ist erfolgreicher Klimaschutz möglich UBA (2019): Wege in eine ressourcenschonende THG-Neutralität. RESCUE-Studie</small>	

die aber je nach Exportland unterschiedlich sind. Wirksame MEM setzen also voraus, rechtzeitig eine möglichst genaue Vorstellung von möglichen Handelspartnern zu entwickeln. Aus Nachhaltigkeitssicht sollte ein Export von E-Fuels (oder H₂) noch Raum für die Transformationsziele des jeweiligen Exportlandes lassen (Stichworte EE-Eigenbedarf und Paris-Abkommen) und zumindest konsistent mit den Entwicklungszielen vor Ort sein.

Am IZES werden im Projekt „Begleitforschung Energiewende im Verkehr“ („BEniVer“²⁾) entsprechende Kriterien-Sets entwickelt, um mögliche Handelspartner zu identifizieren und darauf aufbauend angepasste MEM zu entwickeln.

Kohlenstoff-Quellen

Eine technische Herausforderung stellt die Erschließung ausreichend konzentrierter, nicht-fossiler Kohlenstoff-Quellen (C-Quellen) dar, mit denen der Atmosphäre kein zusätzliches CO₂ hinzugefügt, sondern ein Kreislauf geschlossen wird³⁾. Für den im erneuerbaren CO₂ enthaltenen Kohlenstoff kommen prinzipiell diese Quellen in Frage:

- Punktquellen aus Verbrennungsprozessen mit biologischen Eingangsstoffen (Abgase),
- biologische Fermentation (Biogasanlagen) oder
- direkte Gewinnung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC).

Dabei sind v.a. Ersteres und Letzteres noch mit hohen Kosten verbunden (Sauer et al. 2021). Eine Übersichtsstudie des UFZ (Millinger et al., 2021) zeigt daher, dass die direkte Stromnutzung zunächst zu

bevorzugen ist, dann kommt die Umwandlung in H₂. PtX-Anlagen sollten – bei der Produktion in Deutschland – v.a. mit sog. „Überschussstrom“ betrieben werden. Ansonsten werden bei der graduellen Dekarbonisierung des deutschen Strommixes im Zeitablauf auch E-Fuels erst langfristig emissionsärmer als fossile Kraftstoffe.

Bei der Frage der C-Quelle verweist die Studie schließlich auf die Nutzung biogener Quellen (Biomethan oder Biomass-to-Liquid, BtL), wodurch die Notwendigkeit zur Nutzung anderer Quellen verringert werden kann.

Die bisherige Form von Direct Air Capture (DAC) ist mit hohem Strom- und Flächenverbrauch behaftet. Daher wurde die Produktion für Wüstenregionen geplant, von denen nach Europa exportiert werden soll. Um eine nachhaltigere DAC-Produktion zu ermöglichen, wurde am KIT-Institut für Mikroverfahrenstechnik (IMVT) im Rahmen der Netto-Null-Initiative⁴⁾ eine neue DAC-Technologie entwickelt (Dittmeyer et al. 2019). In der Vision des „Crowd Oil“ werden dezentrale DAC-Anlagen in Lüftungs- und Klimaanlage von Gebäuden integriert und die dort ohnehin notwendigen Luftumwälzungen zur CO₂-Absorption genutzt (► **Abbildung 1**).

Durch die Integration (auch mit gebäudeintegrierter PV) kann die Effizienz der Produktion erhöht werden. Durch die verbrauchsnahe Bereitstellung des CO₂ werden weitere Synergien geschaffen, indem dort auch Synthesegas und/oder E-Fuels hergestellt und fossile Kraftstoffe verdrängt werden („crowd oil“). Untersuchungen zum regulatorischen Rahmen (Klimaschutz, Energie- und Baurecht) begleiten das Projekt (Markus et al. 2021a, 2021b).



Abbildung 1

DAC nach dem Crowd-Oil-Ansatz

(Quelle: Helmholtz Klima Initiative 2020, KIT)

Herstellverfahren und Produkte

Ein weiteres Beispiel für ein dezentrales Herstellverfahren ist die Methanol-Synthese unter Nutzung von CO₂ aus landwirtschaftlicher Biomasse (Peters et al. 2020). Hierzu wurde am FZ Jülich in einer Lebenszyklusanalyse gezeigt, dass durch die Verarbeitung von landwirtschaftlichen Reststoffen (Gülle und Strohreste) in Güllekleinanlagen in Deutschland Emissionseinsparungen im Vergleich zur konventionellen Dampfreformierung von Erdgas erreicht werden können. Dies würde landwirtschaftliche Biogasanlagen stärker in die Verkehrswende einbinden, indem es die Bereitstellung „fortschrittlicher Kraftstoffe“ (advanced fuels) unter der neuen europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) ermöglicht. Mit Blick auf eine teilweise auslaufende Finanzierung durch das EEG würde es den Anlagenbetreibern auch ein neues Geschäftsfeld eröffnen (Eggemann et al. 2020).

Ein anderes Beispiel zur Nutzung von biogenen Reststoffen / Nebenprodukten / Abfällen für die Bereitstellung von advanced fuels im Verkehr ist das SynBioPtX-Projekt⁵⁾ am DBFZ. Die genannten Stoffe sollen mit EE-H₂ zur synthesebasierten Erzeugung von Methan genutzt werden. Neben der Evaluation des Ressourcenpotenzials und der Darstellung der Wertschöpfungskette sieht das Projekt die Planung, den Bau und Betrieb einer Pilotanlage sowie die Vorplanung einer Demonstrationsanlage vor.

Am KIT-Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) wurde eine neue multikriterielle Bewertungsmethode entwickelt, um die unterschiedlichen Nachhaltigkeitsaspekte in einem gemeinsamen, technologieübergreifenden Ansatz zu bewerten. Die Methode wurde anhand des bioliq-Verfahrens vorgestellt, das E-Fuels aus Rest-Biomasse herstellt (Haase et al. 2020). Nachhaltigkeitsbewertungen bestehen meist aus verschiedenen ökologischen, ökonomischen

und sozialen Indikatoren. Diese stehen meist unverbunden nebeneinander und ergeben kein kohärentes Gesamtbild, da bestimmte Kraftstoffe jeweils Vorteile in einigen und Nachteile in anderen Bereichen haben, die nicht einfach miteinander verrechnet werden können, so dass die Abwägung der unterschiedlichen Aspekte notwendig wird. Diese Abwägung hängt vom Wertesystem und der Perspektive der Nutzer*innen ab, ist also dezidiert subjektiv und normativ. In einer innovativen Weiterentwicklung wurden daher Stakeholder-Profile mit verschiedenen Eigenschaften („individualistisch“, „hierarchisch“, „egalitär“) für die Gewichtung der Indikatoren genutzt. So können Bewertungen aus gesellschaftlicher Sicht kategorisiert und transparent gemacht und für die Entscheidungs- und Kompromissfindung wissenschaftlicher Ergebnisse genutzt werden.

Wertschöpfungsketten und -netzwerke

Da die E-Fuels überwiegend importiert werden sollen, spielt bei der Analyse der Wertschöpfungsketten und -netzwerke das Herkunftsland eine entscheidende Rolle. So wurde am Fraunhofer ISE eine Fallstudie zu den PtX-Gestehungskosten in Marokko als möglichem Exporteur von E-Fuels durchgeführt (Hank et al. 2020). Zwar sind PtX-Produkte insgesamt teurer als die fossile Referenz, aber mit 90 Euro/MWh kommen die Gestehungskosten von gasförmigem EE-H₂ in Marokko der fossilen Referenz von 60 Euro/MWh vergleichsweise nahe. Werden zum EE-H₂ die Kosten von Verflüssigung, Speicherung und Transport hinzugerechnet, beträgt der Preis in Deutschland 126 Euro/MWh. Dabei machen die EE-Stromerzeugungs- und Elektrolyseanlagen ca. 50% der Gestehungskosten aus. Die reinen Transportkosten (shipping) fallen nur wenig ins Gewicht, die Kosten der Verflüssigung sind hingegen signifikant.

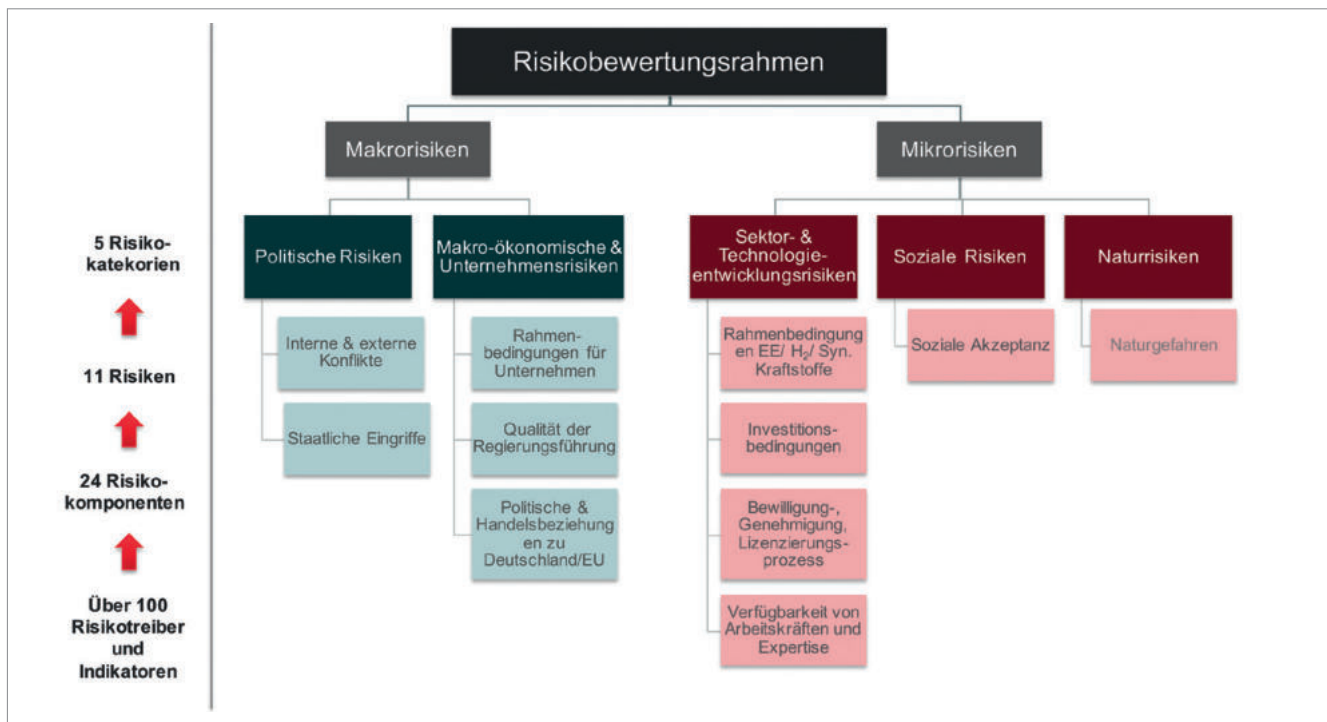


Abbildung 2
Risikoanalyse im Projekt MENA-Fuels
(Quelle: Terrapon-Pfaff et al. 2020, Wuppertal Institut)

Im Rahmen des Projekts MENA-Fuels⁶⁾ wurden am Wuppertal-Institut 17 Länder der MENA-Region („Middle East & North Africa“) als potenzielle Exportländer analysiert (Terrapon-Pfaff et al. 2020). In diesem deutlich breiter angelegten Ansatz werden für jedes Land über 100 Risikoindikatoren und -treiber in fünf Kategorien (politische & makroökonomische Risiken, sektor- & technologiespezifische Risiken, soziale & Naturrisiken) erhoben und bewertet und in länderspezifische Risikoprämien – d.h. Zinsaufschläge – umgerechnet (► **Abbildung 2**). Die Ergebnisse zeigen, dass – je nach Land und Entwicklung – nicht nur das Potenzial, sondern auch die politischen Risiken eine wichtige Rolle für die Bestimmung der Kosten spielen.

Ein erstes, rein qualitatives Analyseraster wurde am ZSW im Rahmen der Begleitstudie zum Projekt reFuels (Schmidt et al., noch unveröffentlicht) erstellt. Mit zehn techno-ökonomischen und sozio-ökonomischen Kriterien hat die Studie eher universalen Charakter (Länderbeispiele: Norwegen, Spanien, Marokko) und dient einer begleitenden qualitativen Einordnung. Die Kriterien reichen vom EE-Potenzial, CO₂-Quellen und Wasserverfügbarkeit über politische, energiepolitische, gesellschaftliche und ökonomische Rahmenbedingungen bis hin zur Rolle des Energiesektors im Land und bereits bestehenden Beziehungen.

Anwendungen

Ein Beispiel für die Bewertung von Anwendungen ist die Ökobilanzierung von Fischer-Tropsch-Benzin, Methan und Methanol zur Nutzung in Pkw. Wiederrum im Projekt BEniVer (s.o.) konnte am DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (IVE) in Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (fFe) gezeigt werden, dass die CO₂-Bilanz im Wesentlichen vom eingesetzten Strom abhängt⁷⁾. D.h. je geringer die Strommenge und/oder je CO₂-ärmer der Strommix ist, desto geringer sind die resultierenden Emissionen. In der Folge sind auch die H₂-Effizienz bei der E-Fuels-Produktion und die Effizienz des Fahrzeugs entscheidend. D.h. je geringer der resultierende H₂-Bedarf pro zurückgelegter Entfernung, desto geringer die CO₂-Emission. Ähnlich wie bei der UFZ-Studie wird eine graduelle Dekarbonisierung des deutschen Strommixes bis 2050 angenommen, sodass bis dahin auch graduell die resultierenden Emissionen sinken.

Berechnungen am DLR-Institut für Technische Thermodynamik (TT) veranschaulichen die Kosten von E-Fuels sowie die Bedarfe an EE-Strom und CO₂ am Beispiel des Klimaschutzziels für die europäische Luftfahrt. Aus den Klimaschutzzielen der IATA-Roadmap lässt sich allein für Europa bis 2050 ein jährlicher EE-Kerosinbedarf von min. 60 Mt/a⁸⁾ abschätzen, der einen entsprechenden Zusatzbedarf an EE-Strom und entsprechend konzentriertem CO₂ nach sich zieht. Aufbauend auf Albrecht et al. (2017) wird mit einem ambitionierten energetischen Power-to-Liquid-

Wirkungsgrad von $n_e = 50\%$ ein jährlicher zusätzlicher EE-Strombedarf von 5,2 EJ (Exajoule) errechnet. Im Vergleich dazu betrug 2018 der gesamte EU-weite Zuwachs an Wind-, Biomasse- und Solarstromproduktion 3,6 EJ/a (VGB 2020, S. 2–3, eigene Berechnungen). Weiterhin wären dafür 186 Mt/a an CO₂ notwendig. Sollen dafür z. B. industrielle Punktquellen genutzt werden, übertrifft der erwartete Luftfahrtbedarf die CO₂-Emissionen z. B. der gesamten EU-weiten Zementproduktion von 2011 in Höhe von 122 Mt CO₂ deutlich (EU COM o. J., S. 3). Unter Zugrundelegung bestimmter typischer Annahmen (Kosten für EE-Strom, Kosten für fossiles Kerosin) werden CO₂-Vermeidungskosten in Euro/t berechnet. Diese betragen in einer Beispielrechnung für eine hypothetische 100-kt/a-Anlage in Deutschland (unter der Annahme von EE-Stromkosten von 89 Euro/MWh) im Jahr 2018 975 Euro/t CO₂. Die Kosten der Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandelssystem beliefen sich für 2019 hingegen auf durchschnittlich rund 25 Euro/t CO₂ (DEHSt 2020, S. 80).

Schlussfolgerungen

Was lässt sich aus dem Parforce-Ritt durch die ökonomischen, gesellschaftlichen und ökologischen Nachhaltigkeitsaspekte entlang der Wertschöpfungskette der strombasierten Kraftstoffe (E-Fuels) lernen? Zunächst scheinen die meisten Forschungsprojekte trotz der Vielfalt und Breite noch überwiegend technologisch orientiert zu sein. Das mag darin begründet sein, dass das Forschungsfeld zwar nicht völlig neu ist aber bisher überwiegend ein Nischendasein geführt hat. Durch die eingangs erwähnte gestiegene Dringlichkeit der Defossilisierung des Verkehrs wird nun ein schnelles Verlassen der Nische und ein Markthochlauf erwartet, bei dem allerdings auch eine Reihe „nicht-technischer“ Dimensionen zu beachten sind, wie zahlreiche gesellschaftliche Fragestellungen und Nachhaltigkeitsaspekte. Anhand einiger Projektbeispiele konnten auch diese „nicht-technischen“ Dimensionen von E-Fuels aufgezeigt werden. So wurde anhand der bioliq-Studie die Bedeutung der Integration gesellschaftlicher Einstellungen und Präferenzen in notwendige Abwägungsentscheidungen aufgezeigt und eine technologieoffene, integrative und multikriterielle Nachhaltigkeitsbewertung durchgeführt. Weiterhin widmen sich die Projekte reFuels, MENA-Fuels und BEniVer den E-Fuels-Handelsbeziehungen in einem breiter angelegten Analyserahmen vor dem Hintergrund, dass E-Fuels überwiegend importiert werden müssen. Insbesondere legt das Projekt BEniVer den Fokus auf Fragen der Gestaltung des Markthochlaufs unter der Berücksichtigung des Importaspekts. Andere Studien, die Teilaspekte behan-

deln, weisen auf gesellschaftliche Herausforderungen hin. So legt die Studie zum Luftverkehr die Kosten offen, die alleine die Teil-Defossilisierung dieses Sektors in Europa verursacht, wenn weiterhin der Anspruch bestehen sollte, im vergleichbaren Ausmaß zu fliegen (dass hier durch COVID-19 evtl. erstmals ein Entwicklungspfad beschritten wird, der jenseits aller bisherigen Szenarien liegt, ist Gegenstand späterer Untersuchungen).

Zusammen mit der UFZ- und der DLR IVE/FfE-Studie verweisen alle diese Projekte auf den signifikanten, zusätzlichen EE-Ausbaubedarf, der durch E-Fuels induziert wird. Schließlich adressieren auch „rein technische“ Studien gesellschaftliche Probleme. Sollte es z. B. mit dem Crowd-oil-Projekt gelingen, die bisherigen Probleme des DAC – hohe Kosten, Energie- und Flächenverbrauch – zu begrenzen, hätte auch dies wichtige positive gesellschaftliche Rückwirkungen.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die Forschungen zu den gesellschaftlichen Dimensionen zumindest noch „ausbaufähig“ sind. Die Entwicklung einer gesellschaftlichen Gesamtstrategie zur Rolle der E-Fuels und deren Markteinführung steht derzeit noch am Anfang, auch wenn mit der erwähnten nationalen H₂-Strategie erste Ansätze bestehen.

Literatur

- Albrecht, F. G., König, D. H., Baucks, N., Dietrich, R. U. 2017: A standardized methodology for the techno-economic evaluation of 1 alternative fuels. *Fuel* 194, S. 511–526.
- BMWi (Hg.) 2020: Die nationale Wasserstoffstrategie. BMWi. Juni 2020. Berlin
- Dittmeyer, R., Klumpp, M., Kant, P., Ozin, G. 2019: Crowd oil not crude oil. *Nature Communications* 10 (2019), Article-nr.: 1818. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-09685-x>
- DEHSt 2020: Treibhausgasemissionen 2019. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Stand: Mai 2020
- Eggemann, L., Escobar, N., Peters, R., Burauel, P., Stolten, D. 2020: Life cycle assessment of a small-scale methanol production system: A Power-to-Fuel strategy for biogas plants. *Journal of Cleaner Production* 271, Article-nr.: 122476. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122476>
- EU COM o. J.: Energy Efficiency and CO₂ Reduction in the Cement Industry. Technology Information Sheet. Strategic Energies Technologies Information System (SETIS). European Commission.
- Haase, M., Babenhauserheide, N., Rösch, C. 2020: Multi criteria decision analysis for sustainability assessment of 2nd generation biofuels. *Procedia CIRP* 90. S. 226–23. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2020.02.124>
- Hank, C., Sternberg, A., Köppel, N., Holst, M., Smolinka, T., Schaadt, A., Hebling, C., Henning, H.-M. 2020: Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity. *Sustainable Energy and Fuels* 4(5), S. 2256-2273 DOI: <https://doi.org/10.1039/D0SE00067A>
- Helmholtz Klima Initiative 2020: Factsheet No. 04. Thema: Direct Air Capture. Stand: Sept. 2020
- Markus, T., Schaller, R., Gawel, E., Korte, K. 2021a: Negativemissionstechnologien als neues Instrument der Klimapolitik – Charakteristiken und klimapolitische Hintergründe. *Natur & Recht*, in press (1/2021)
- Markus, T., Schaller, R., Gawel, E., Korte, K. 2021b: Negativemissionstechnologien und ihre Verortung im Regelsystem internationaler Klimapolitik. *Natur & Recht*, in press (2/2021)
- Millinger, M., Tafarte, P., Jordan, M., Hahn, A., Meisel, K., Thrän, D. 2021: Electrofuels from excess renewable electricity at high variable renewable shares: cost, greenhouse gas abatement, carbon use and competition. *Sustainable Energy and Fuels* Pre-print: 10.26434/chemrxiv.12287504
- Peters, R., Decker, M., Eggemann, L., Schemme, S., Schorn, F., Breuer, J. L., Weiske, S., Pasel, J., Samsun, R. C., Stolten, D., 2020: Thermodynamic and ecological preselection of synthetic fuel intermediates from biogas at farm sites. *Energy, Sustainability and Society* 10
- Sauer, J., Müller-Langer, F., Jürgens, S., Peters, R., Hadrich, J., Schaadt, A., Kolb, T., Pfeifer, P., Harnisch, F., Zuberbühler, U. 2021: Synthetische Kraftstoffe – Technologien, Prozessketten, Kohlenstoffquellen, Produkte. Vortrag und Veröffentlichung im diesem Band, S. 43
- Schmidt, M., Bickel, P., Fuchs, A., Püttner, P., Schwarz, S., Wolf, P. noch unveröffentlicht: Begleitstudie zum Forschungsprojekt reFuels. Im Auftrag des Verkehrsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, noch unveröffentlicht
- Terrapon-Pfaff, J., Ersoy, S., Prantner, M., Viebahn, P., 2020: MENA Fuels. Teilbericht Nr. 1. Risikobewertete Kosten-Potenzial-Analyse (unveröffentlicht)
- VGB 2020: Electricity Generation 2020/2021. VGB Power Tech. Facts and Figures. September 2020

Fußnoten

- 1) Von der übergangsweisen Nutzung fossiler Prozessemissionen (Stahl-, Zementwerke etc.) wird hier abgesehen
- 2) <http://www.izes.de/de/projekte/beniverbegleitforschung-energiewende-im-verkehr>
- 3) einzige Ausnahme: s. Fußnote 1
- 4) <https://www.netto-null.org/>
- 5) <https://www.dbfz.de/projektseiten/pilot-sbg/>
- 6) <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/789/>
- 7) https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13036/22768_read-52944/
- 8) Mt/a bezeichnet den Mengenbedarf in Millionen Tonnen pro Jahr.

Synthetische Kraftstoffe – Technologien, Prozessketten, Kohlenstoffquellen und Produkte

Einleitung

Der Begriff „synthetische Kraftstoffe“ bezeichnet flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, aber auch Kraftstoff-Komponenten, die aus einem „Aufbauprozess“ aus chemischen Bausteinen erzeugt werden.

Kraftstoffe werden in großen Mengen verbraucht. Daher müssen Technologien für ihre Herstellung „skalierbar“, das heißt auf sehr große Produktionskapazitäten übertragbar sein.

Die Technologien schließen sowohl chemische, elektro- und photochemische wie auch biochemische Stoffumwandlungen ein. Darüber hinaus umfassen diese physikalisch-chemische Trennprozesse mit der Aufgabe, unerwünschte Nebenbestandteile abzutrennen und die Kraftstoff-Eigenschaften auf die geforderten Anwendungen anzupassen.

Synthetische Kraftstoffe können aus Wasserstoff und CO₂, aber auch aus Biomasse oder Abfallstoffen gewonnen werden.

Im Rahmen des reFuels-Projekts im Land Baden-Württemberg wurden folgende Kraftstoffe unter dem Begriff „reFuels“ zusammengefasst [1]:

- fortschrittliche Biokraftstoffe
- Kraftstoffe, die aus organischen oder anderen Abfällen oder industriellen Reststoffen hergestellt werden
- e-Fuels, hergestellt aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff und CO₂, das entweder durch Abtrennung aus der Atmosphäre (direct air capture = DAC) oder aus CO₂-Quellen biogenem Ursprungs oder aus langfristig nicht vermeidbaren CO₂-Quellen gewonnen wird.

Zu den synthetischen Kraftstoffen können sowohl Komponenten hinzugerechnet werden, die vollständig kompatibel sind zu den bestehenden Anwendungs- und Logistikkonzepten bestehender Kraftstoffe, wie auch neue Komponenten, die verbesserte Eigenschaften im Vergleich zu bestehenden Kraftstoffen aufweisen.

Es wird erwartet, dass die synthetischen Kraftstoffe neben der Elektromobilität und dem Wasserstoff als Energieträger einen Baustein der zukünftigen Mobilität darstellen werden – mit dem Fokus auf Anwendungen, in denen hohe Energiedichten gefordert sind.

Anwendung der Kraftstoffe

Bei der Entwicklung und der Bewertung von synthetischen Kraftstoffen ist eine Betrachtung der gesamten Wirkungskette notwendig: von den Rohstoffen über die Technologien zur Bereitstellung von Rohstoffen und zur Herstellung der Kraftstoffe bis hin zur Verbrennung in Turbinen oder Kolbenmaschinen, der Abgasbehandlung, der Bewertung von Luftschadstoffen und der Bewertung der Auswirkung auf den Menschen und die Natur.

Durch die Verwendung neuer, maßgeschneiderter synthetischer Kraft- oder Treibstoffkomponenten ergibt sich ein Verbesserungspotenzial für die Anwendungseigenschaften sowie für die aus der Kraftstoffverbrennung resultierende Schadstoffbelastung des Abgases.

Der Zusammenhang zwischen Kraft- und Treibstoffeigenschaften und der Qualität des Abgases ist bei Flugzeugtreibstoffen besonders ausgeprägt, da hier keine Abgasreinigung nach dem Verbrennungsprozess eingesetzt werden kann. Bei der ECLIF Messkampagne [2,3] vergleicht das DLR synthetische und andere alternative Treibstoffe mit konventionellen Referenzkerosinen in Bezug auf schädliche Emissionen. ► **Abbildung 1a** zeigt, dass sich die Partikelbildung im Abgas einer Flugzeug-Turbine mit steigendem Wasserstoffgehalt des Treibstoffs verringert und der Wasserstoffgehalt des Treibstoffs einen geeigneten Maßstab für die Rußbildung darstellt. Dabei ist eine deutliche Streuung und damit eine Abweichung vom linearen Zusammenhang zu erkennen. Die Auftragung des Wasserstoff-Gehalts in Abhängigkeit des Aromatengehalts in ► **Abbildung 1b** zeigt auch einen direkten Zusammenhang, wenn auch keine direkte lineare Beziehung. Dies ist dadurch



KIT

Prof. Dr. Jörg Sauer
j.sauer@kit.edu

Prof. Dr. Thomas Kolb
thomas.kolb@kit.edu

Prof. Dr. Peter Pfeifer
peter.pfeifer@kit.edu

DBFZ

Dr. Franziska Müller-Langer
franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dr. Marco Klemm
marco.klemm@dbfz.de

DLR

Dr. Sophie Jürgens
sophie.juergens@dlr.de

FZ Jülich

Prof. Dr. Ralf Peters
ra.peters@fz-juelich.de

Fraunhofer ISE

Max Julius Hadrich
max.julius.hadrich@ise.fraunhofer.de

Dr. Achim Schaadt
achim.schaadt@ise.fraunhofer.de

UFZ

Prof. Dr. Falk Harnisch
falk.harnisch@ufz.de

ZSW

Dr. Ulrich Zuberbühler
ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Abbildung 1

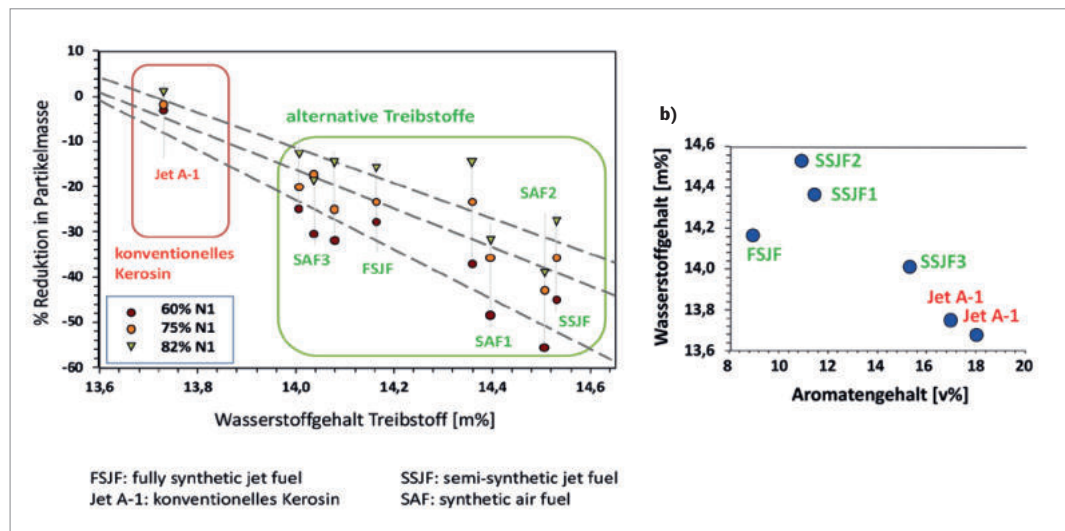
Flugzeugtreibstoffe:

Vergleichsmessungen für synthetische und konventionelle Kraftstoffe

a) Verbesserte Reduktion der Abgaspartikel (relativ zum konventionellen Jetfuel) in Abhängigkeit vom steigenden Wasserstoff-Gehalt der alternativen Flugzeugkraftstoffe

b) Zusammenhang zwischen Aromatengehalt und Wasserstoff-Gehalt verschiedener Kraftstoff-Komponenten

(Quelle: DLR, ECLIF Messkampagne)



bedingt, dass Kraftstoffe verschiedene Gehalte an Aromaten enthalten können, deren Struktur und Zusammensetzung sich wiederum voneinander unterscheiden und so zu unterschiedlichen Mengen an Ruß im Abgas führen können.

Somit sind aromatenfreie synthetische Kraftstoffe nicht nur CO₂-neutral sondern auch aus Sicht reduzierter Partikelbildung unter Flugbedingungen positiv klimawirksam.

Neben den Umweltauswirkungen der Kraftstoffe sind deren Kosten wichtige Kriterien für ihren zukünftigen Einsatz. Langfristig ist eine Bewertung der Gesamtkosten des Anwenders notwendig. Dies muss entlang der gesamten Kette der Herstellung und Anwendung geschehen, unter Berücksichtigung der Herstellungskosten der Kraftstoffe aber auch der Anschaffungskosten der Fahrzeuge.

Derzeit ist die Angabe von Bereitstellungskosten der Kraftstoffe auf Basis von Referenzszenarien mit bekannten Herstelltechnologien möglich. Am Forschungszentrum Jülich wurde dazu eine vergleichende Bewertung verschiedener Kraftstoff-Konzepte durchgeführt [4]. Bei vorgegebenen Referenzkosten für Wasserstoff und CO₂ steigen die auf Dieselkraftstoff normierten Kosten der Kraftstoffe mit zunehmender Komplexität ihrer chemischen Struktur und damit zusammenhängend mit der Komplexität der Herstellverfahren (► *Abbildung 2*). Neben der direkten Anwendung von Wasserstoff sind von den betrachteten Kraftstoffen die mit bestehenden Technologien hergestellten Komponenten Methanol, Dimethylether und durch das Methanol-to-Gasoline-Verfahren hergestelltes Benzin vergleichsweise am günstigsten. Oxymethylenether sind auf Grund der noch nicht ausgereiften Herstelltechnologie am teuersten. Methan als CRG (compressed renewable gas) aus erneuerbaren Quellen zeigt im Vergleich zu den flüs-

sigen Kraftstoffen eine höhere Energieeffizienz (Lit KIT/DVGW). Allen Kraftstoffen ist gemeinsam, dass die Herstellkosten des Wasserstoffs den größten Einfluss auf die Kosten haben. Die Kraftstoffsynthese steht am Ende der gesamten Herstellkette, weshalb die Effizienz ihrer Herstellung ebenfalls einen hohen Einfluss auf die Effizienz der gesamten Herstellkette hat. Der Abstand zu fossilem Kraftstoff ist dabei mit >1 Euro/l bis >3,5 Euro/l Dieseläquivalent noch sehr groß.

Wertschöpfungsketten und Forschungsinfrastrukturen

Da die Herstellkosten der synthetischen Kraftstoffe noch erheblich höher sind, als die fossilen Komponenten, ist sowohl die Weiterentwicklung von einzelnen Herstelltechnologien notwendig, wie auch die Optimierung des Zusammenspiels der Einzeltechnologien in einem Gesamtverbund von Prozessketten und Verbundstrukturen.

Am KIT wird im Energy Lab 2.0 [6] in Zusammenarbeit mit dem DLR und dem FZ Jülich das Zusammenspiel von Energiebereitstellung, Wandlung und Speicherung in elektrochemischen, chemischen und thermischen Speichern und der Einspeisung von Gas und Strom in das lokale KIT-Netz untersucht. Diese Komponenten sind darüber hinaus mit der Anwendung in Musterhäusern gekoppelt (► *Abbildung 3*). Die Steuerung des Zusammenspiels der Komponenten im Gesamtverbund ist eines der wichtigsten Forschungsthemen des Energy Labs 2.0.

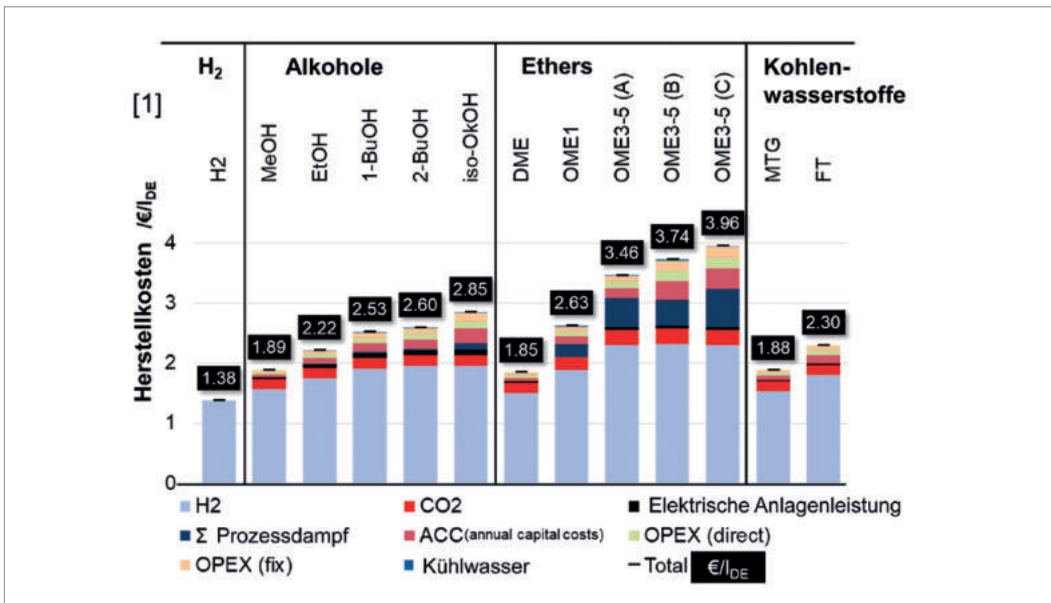


Abbildung 2

Vergleich der Herstellkosten bei der Synthese eines Liter Dieselequivalent verschiedener Elektrokraftstoffe und Aufschlüsselung der Kostenbeiträge

Zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe sind im Energy Lab 2.0 folgende Anlagen/Teilkomponenten realisiert:

- SNG (synthetic natural gas) aus der Methanisierung von CO₂:
 - Einsatz wabenförmiger Katalysatoren
 - Dreiphasen-Methanisierung, hier ist der Katalysator in einem nichtreaktiven, flüssigen Wärmeträgermedium dispergiert
 - mikrostrukturiertes Methanisierungsmodul
- mikrostrukturiertes Fischer-Tropsch-Verfahren zur Herstellung von Diesel und Kerosin in modularisierter Bauweise

Das Energy Lab 2.0 ist mit der bioliq-Anlage und ihren Teilanlagen Pyrolyse, Vergasung, Gasreinigung, Benzinsynthese verknüpft, dadurch kann sowohl der Energie- wie auch der Kohlenstoff-Gehalt der Biomasse zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt werden.

Neben den Prozessketten unter Nutzung von elektro-/thermochemischen Prozessstufen ist auch die Nutzung biochemischer Verfahren zur Stoffumwandlung möglich. Das DBFZ forscht im Rahmen von SynBioPTx-Ansätzen an der Synthese gasförmiger Energieträger auf der Basis von Biogas, Gas aus der thermochemischen Vergasung von Biomasse, sowie Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse

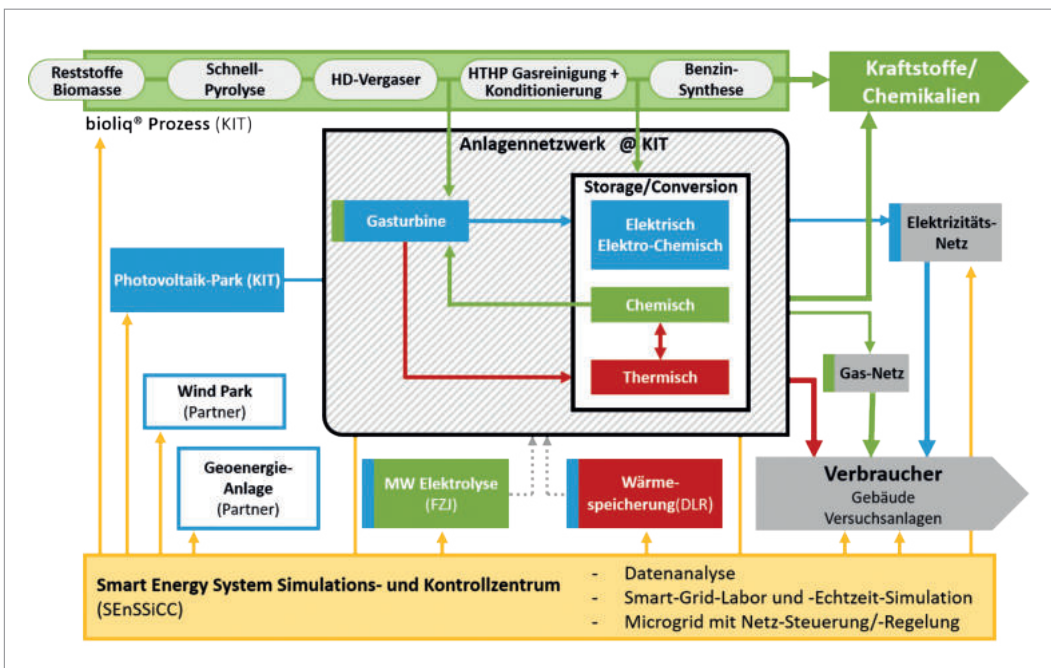


Abbildung 3

Optimierung des Zusammenspiels von Einzelkomponenten und Prozessketten bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe:

Energy Lab 2.0 der Helmholtz Gemeinschaft und bioliq-Anlage am KIT in Zusammenarbeit mit Partnern

[Quelle: KIT]

Durch Methanisierung des bei Biomassevergasung entstehenden CO und CO₂ und bei der Biogas-Herstellung entstehenden CO₂ kann der Aufwand für die Aufreinigung der Prozessströme reduziert und der Nutzungsgrad des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs maximiert werden [7,8,9]. Die anaerobe Umwandlung von Biomassekomponenten kann dann durch eine gezielte Reaktionsführung und einer Kopplung mit elektrochemischen Reaktionen so gesteuert werden, dass Kraftstoff-Komponenten erzeugt werden.

Am UFZ [10] wird die Kombination der Bereitstellung von organischen Säuren bei der anaeroben Vergärung von Biomasse am Beispiel von Maisbier oder im VIP+Projekt MolkeKraft [11] bei Molkereiabwässern mit deren elektrochemischer Umwandlung zu Kohlenwasserstoffen mittels Kolbe-Reaktion untersucht und skaliert. Erste techno-ökonomische Untersuchungen ergeben Kosten für die Herstellung der Kraftstoff-Komponenten von 1,37 \$/l [12].

Entwicklung von Technologien und neuen Kraftstoff-Konzepten

Die Schließung des anthropogenen Kohlenstoff-Kreislaufs kann durch Verwendung von Biomasse als Kohlenstoff-Quelle wie auch durch die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (CO₂ Direct Air Capture = DAC) gewährleistet werden. Eine DAC-Komponente wurde beispielsweise im Projekt PowerFuel bereits ins Energy Lab 2.0 am KIT integriert und in Betrieb genommen.

Die Effizienz der Bereitstellung der Kohlenstoff-Quelle hat neben Wasserstoffherzeugung und Kraftstoffsynthese sowohl Auswirkung auf die Kosten des synthetischen Kraftstoffs, wie auch auf die Gesamteffizienz der Herstellkette, da bei der DAC-Abscheidung Energie zur Gewinnung von reinem CO₂ aufgewandt werden muss. Am ZSW wurde eine DAC-Technologie entwickelt, die eine kontinuierliche Bereitstellung von CO₂ ermöglicht und bei der eine polymere Komponente als „Waschmittel“ für die Abscheidung des CO₂ aus der Atmosphäre zum Einsatz kommt, wodurch Verluste des „Waschmittels“ sicher vermieden werden können. Der Prozess kann mit Abwärmeströmen aus nachgelagerten Prozessstufen verschaltet und so effizienter gestaltet werden, was wiederum hilft, die Gesamteffizienz zu optimieren [13].

Zur Optimierung der Herstellung von Methanol als Komponente oder Zwischenprodukt bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe wurden beim Fraunhofer ISE kontinuierlich betriebene Versuchs-

anlagen zur Prozessoptimierung, sogenannte Miniplants, errichtet. Im Rahmen des durch das BMBF finanzierten Carbon2Chem-Projektes dienen Hüttengase aus der Stahlerzeugung als Kohlenstoff-Quelle für die Herstellung von Methanol.

Am Forschungszentrum Jülich werden kurzkettinge Alkohole wie Methanol oder Ethanol durch die sogenannte Guerbet-Reaktion zu höheren Alkoholen wie Isobutanol oder Isooktanol umgesetzt. Isobutanol kann als Blendkomponente zu Benzin und Isooktanol zur Emissionsminderung in Verbrennungskraftmotoren zu Dieselmotoren zugegeben werden [14].

Oxymethylenether (OME) stellen eine weitere Klasse synthetischer Kraftstoffe für die Anwendung in Dieselmotoren dar. Sie zeichnen sich durch Kohlenstoff-Sauerstoff-Ketten aus, in denen der Kohlenstoff im Molekül durch Sauerstoff getrennt vorliegt. OME führen in der dieselmotorischen Verbrennung zu einer weitgehenden Vermeidung der Rußbildung. Die Rußbildung kann auch beim Ottomotor nahezu vollständig unterdrückt werden. Dies ist durch die Nutzung von Mischungen von Dimethylcarbonat/Methylformiat als Reinstoff oder in Blends mit Benzin als Basiskraftstoff möglich.

Die Anwendung beider Familien von Oxygenat-Kraftstoffen in Otto- bzw. Dieselmotoren wird im Projekt NAMOSYN [13] untersucht, das vom BMBF gefördert wird. Für OME ist im NAMOSYN-Projekt die Wertschöpfungskette von der Entwicklung von Herstellungskonzepten durch die chemische Industrie über den Anlagenbau bis hin zur Anwendungsentwicklung durch die Mineralölindustrie abgebildet. Auf der Anwendungsseite kooperieren Technologieentwickler, Automobilzulieferer, Motorenhersteller und Automobilhersteller mit akademischen Gruppen.

Zusammenfassung

Nachhaltige erneuerbare synthetische Kraftstoffe werden im zukünftigen Energie- und Mobilitätssystem insbesondere für Anwendungen benötigt, bei denen hohe Energiedichten gefragt sind. Zur Erreichung energieeffizienter Lösungen muss F&E die gesamte Kette von der Bereitstellung der Kohlenstoff-Quelle wie auch des Wasserstoffs, über die Syntheseverfahren und Produktionskonzepte bis hin zu Anwendungskonzepten abdecken. Dabei muss sichergestellt werden, dass Lösungen bevorzugt werden, bei denen der Kohlenstoff-Kreislauf so weit wie möglich geschlossen bleibt. Aufgabe der Politik bleibt es, durch geeignete Hebel die auf Dauer verbleibende und nicht schließbare Kostenlücke zwischen Erzeugung synthetischer Kraftstoffe und fossilen Kraftstoffen nachhaltig zu schließen.

Literatur

- [1] <https://www.refuels.de>, entnommen am 15.11.2020
- [2] Schripp T., Anderson B., Crosbie E.C., Moore R.H., Herrmann F., Osswald P., et al. Impact of Alternative Jet Fuels on Engine Exhaust Composition During the 2015 ECLIF Ground-Based Measurements Campaign. *Environmental Science & Technology* 2018; 52(8): 4969–78, <https://doi.org/10.1021/acs.est.7b06244>.
- [3] Kleine J., Voigt C., Sauer D., Schlager H., Scheibe M., Jurkat-Witschas T., et al. In Situ Observations of Ice Particle Losses in a Young Persistent Contrail. *Geophys Res Lett* 2018; 45(24):13553–61, <https://doi.org/10.1029/2018gl079390>.
- [4] Schemme, S., et al., H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production, *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (2020) 5395-5414, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.05.028>.
- [5] Köppel, W.; Bajohr, S.; Sauer, J.: Vergleichende Bewertung von PtX-Prozessen zur Bereitstellung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Quellen“, Abschlussbericht DVGW-Forschungsvorhaben G 201603 (2018).
- [6] <https://www.elab2.kit.edu/index.php>, entnommen am 15.11.2020.
- [7] Witte, Julia; Kunz, Andreas; Biollaz, Serge M.A.; Schildhauer, Tilman J. (2018): Direct catalytic methanation of biogas – Part II. Techno-economic process assessment and feasibility reflections. In: *Energy Conversion and Management* 178, S.26–43. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.079>.
- [8] Dannesboe, Christian; Hansen, John Bøgild; Johannsen, Ib (2020): Catalytic methanation of CO₂ in biogas. Experimental results from a reactor at full scale. In: *React. Chem. Eng.* 5 (1), S. 183–189. <https://doi.org/10.1039/C9RE00351G>.
- [9] <https://www.dbfz.de/projektseiten/pilot-sbg/>, entnommen am 19.11.2020.
- [10] Urban, C., Xu, J., Sträuber, H., dos Santos Dantas, T.R., Mühlenberg, J., Härtig, C., Angenent, L.T., Harnisch, F. (2017) Production of drop-in fuels from biomass at high selectivity by combined microbial and electro-chemical conversion, *Energy Environ. Sci.* 10 (10), 2231–2244, <https://doi.org/10.1039/C7EE01303E>.
- [11] <https://www.ufz.de/index.php?en=46376>, entnommen am 20.11.2020.
- [12] Harnisch, F., Urban, C. (2018): Electrobio-refineries: Unlocking the synergy of electro-chemical and microbial conversions, *Angew. Chem.-Int. Edit.* 57 (32), 10016–10023, <https://doi.org/10.1002/anie.201711727>.
- [13] https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/REG_Projekte/CORAL_Abschluss-ergebnisse.pdf, entnommen am 18.11.2020.
- [14] Pasel, J., Häusler, J., Schmitt, D., Valencia, H., Meledina, M., Mayer, J., Peters, R. (2020), Ethanol Dehydrogenation: A Reaction Path Study by Means of Temporal Analysis of ProductsCatalysts 2020, 10, 1151, <https://doi.org/10.3390/catal10101151>
- [15] <http://namosyn.de>, entnommen am 16.11.2020.

Bioenergie in der europäischen Zeitenwende:

Ein intelligenter Baustein für ein nachhaltiges Energie- und Kreislaufwirtschaftssystem als Beitrag zum European Green Deal



DBFZ

Dr. Peter Kornatz
peter.kornatz@dbfz.de

Martin Dotzauer
martin.dotzauer@dbfz.de

Dr. Harry Schindler
harry.schindler@dbfz.de

Uta Schmieder
uta.schmieder@dbfz.de

Dr. Nora Szarka
nora.szarka@dbfz.de

ISFH

Oliver Mercker
mercker@isfh.de

IZES

Dr. Patrick Matschoss
matschoss@izes.de

Katharina Laub
laub@izes.de

Bernhard Wern
wern@izes.de

KIT

Dr. Sabine Fleck
sabine.fleck@kit.edu

Dr. Christine Rösch
christine.roesch@kit.edu

UFZ

Prof. Dr. Daniela Thraen
daniela.thraen@ufz.de

1. Bioenergie in der europäischen Energiewende

In der Vergangenheit wurden auf dem Weg zur europäischen Energiewende schon bedeutende Meilensteine erreicht. So ist der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch der EU zwischen 2004 und 2018 von 9,6% auf 18,9% gestiegen [1].

Weiterführend hat sich die EU zum Ziel gesetzt, im Jahr 2050 die Netto-Klimaneutralität zu erreichen, sowie die Umweltverschmutzung einzudämmen und somit das menschliche Leben und die Tier- und Pflanzenwelt zu schützen [2]. Hierfür wurde der European Green Deal mit konkreten Zeitlinien und dem Aktionsplan zur Umsetzung formuliert [3]. Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energiequellen am Bruttoenergieverbrauch 20% betragen. Bis 2030 soll der Anteil bisher auf 32% erhöht werden, während gleichzeitig eine Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 55% im Vergleich zu 1990 als Ziel festgelegt wurde [4].

Biomassennutzung wird einen bedeutenden Beitrag zur Bereitstellung erneuerbarer Energien in der EU leisten. So ist in Biomasse-Kaskadenprozessen am Ende der Kaskaden eine energetische Nutzung von Biomasse notwendig [5], und es ist davon auszugehen, dass ca. 16% des Bruttoenergiebedarfs der EU 2025 durch nachhaltige Biomasse abdeckbar ist [6]. Somit kann Bioenergie als ergänzender Part zu Windenergie und Photovoltaik zu einem nachhaltigen Energiesystem beitragen.

2. Bioenergie als intelligenter Baustein im Energiesystem

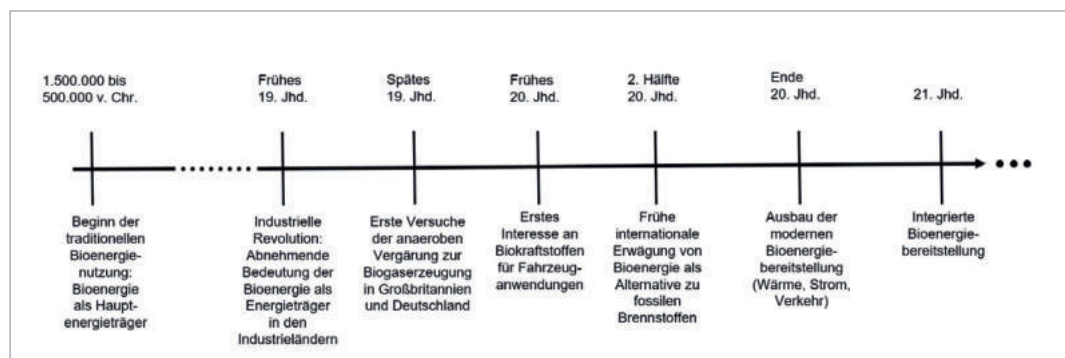
Die zukünftige Nutzung von Bioenergie soll effizient und systemdienlich gestaltet werden. Hierbei ist es wichtig, Bioenergie als integrativen Baustein im Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energieträgern im Gesamtsystem zu sehen. Die besondere Stärke von Bioenergie ist hierbei ihre bedarfsgerechte Bereitstellung sowie die Möglichkeit, im Rahmen einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft zusätzliche Wertschöpfung und Ressourceneinsparpotenziale zu ermöglichen (Ergänzung der Kaskadennutzung).

Dabei ist die Bioenergienutzung in der menschlichen Geschichte kein neues Phänomen. Die traditionelle Biomassennutzung in Form von fester Biomasse, hauptsächlich Holz und Holzkohle oder landwirtschaftlicher Biomasse, fungieren schon seit Anbeginn der Menschheitsgeschichte als Energieträger, Nahrungsmittellieferant oder Baumaterial. Seitdem hat sich die Bioenergienutzung in Bezug zu den veränderten Nutzungsanforderungen stetig gewandelt (► *Abbildung 1*).

Für die heutigen Nutzungsanforderungen ist zu erwarten, dass sich die Bioenergienutzung zu einem integrierten und vielfältigen Technologieansatz mit hoher Systemdienlichkeit entwickelt, welcher mehrere Anforderungen und Dienstleistungen erfüllen kann [7].

Abbildung 1

Bioenergie-Nutzung
im Kontext der Menschheitsgeschichte [7].



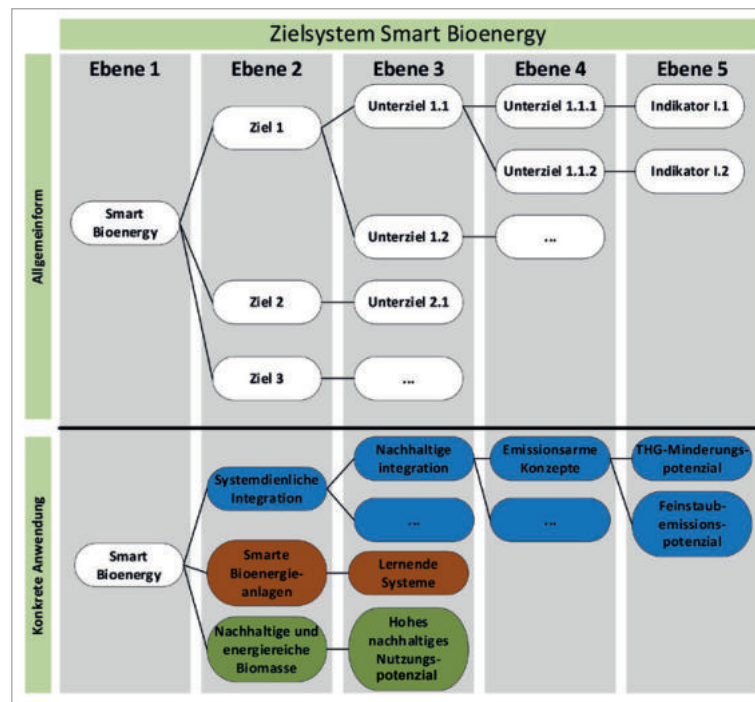


Abbildung 2
Smart Bioenergy Zielsystem
Abbildung nach [7]

Zudem wird die Nutzung von Biomasse in Hochtemperaturprozessen immer wichtiger, aus makroökonomischer Sicht, aus betriebswirtschaftlicher Sicht und aus exergetischer Sicht [8]. Hierdurch charakterisieren sich die Technologien, die als intelligenter Bausteine fungieren können und als Smart Bioenergy Konzepte bezeichnet werden. Smart Bioenergy ist in Hinblick auf die Bioenergienutzung der Vergangenheit die konsequente Fortführung der bisherigen Entwicklung.

3. Bewertung intelligenter Biomasse-Nutzungsoptionen

Bioenergie kann zum Erreichen der Ziele des European Green Deals maßgeblich beitragen, z. B. indem sie die Kosten für den Umbau des Energiesystems verringert. Hierbei ist es wichtig, dass umweltverträgliche sowie effiziente Technologien und Ausbaupfade determiniert und gewählt werden. So werden einerseits naturschutzfachliche Fragestellungen im Rahmen von Monitormaßnahmen im Kontext zu den Ausbaupfaden und ihrer Umweltwirkung untersucht [9] und öffentlich zugänglich gemacht [10] sowie andererseits technologische und systemdienliche Aspekte zur Bewertung systematisiert.

Für die Systematisierung und Bewertung sind reproduzierbare Indikatoren notwendig. Wichtig ist hier vor allem das spezifische, messbare, erreichbare und realistische Ziele mit definierter Zeitlinie zur

Indikatorfindung gesetzt werden (im Sinne des S. M. A. R. T.-Konzepts: spezifisch, messbar, akzeptiert, realistisch und terminiert). Das „SmartKt-Bewertungssystem“ verfolgt diesen Ansatz. Hier wird das übergeordnete Ziel „Smart Bioenergy“ in untergeordnete Zielebenen zerlegt, die zu definierten, reproduzierbaren Indikatoren führen (► *Abbildung 2*).

Anhand der Zielebenen und Indikatoren können Technologieoptionen differenziert nach Zielebene bewertet werden. Hierdurch werden einerseits die Erreichung der gesetzten Hauptziele, und andererseits zusätzliche positive Effekte einer Technologieoption sichtbar. Somit lassen sich Technologieoptionen und Maßnahmen bewerten und sind direkt vergleichbar. Auf diesem Weg lassen sich die jeweils effizientesten und systemdienlichsten Optionen im Sinne des „Smart-Bioenergy“-Ansatzes bestimmen. (► *Abbildung 2* und ► *Abbildung 3*)

4. Blick in die Forschung: Beispiele für intelligente Bioenergienutzung

Optionen für die intelligente Bioenergienutzung sind Gegenstand der aktuellen Forschung. Hier steht nicht ausschließlich die energetische Nutzung von Biomasse im Fokus, sondern es wird die gesamtgesellschaftliche Nutzung im Sinne der Kreislaufwirtschaftskaskadennutzung adressiert.

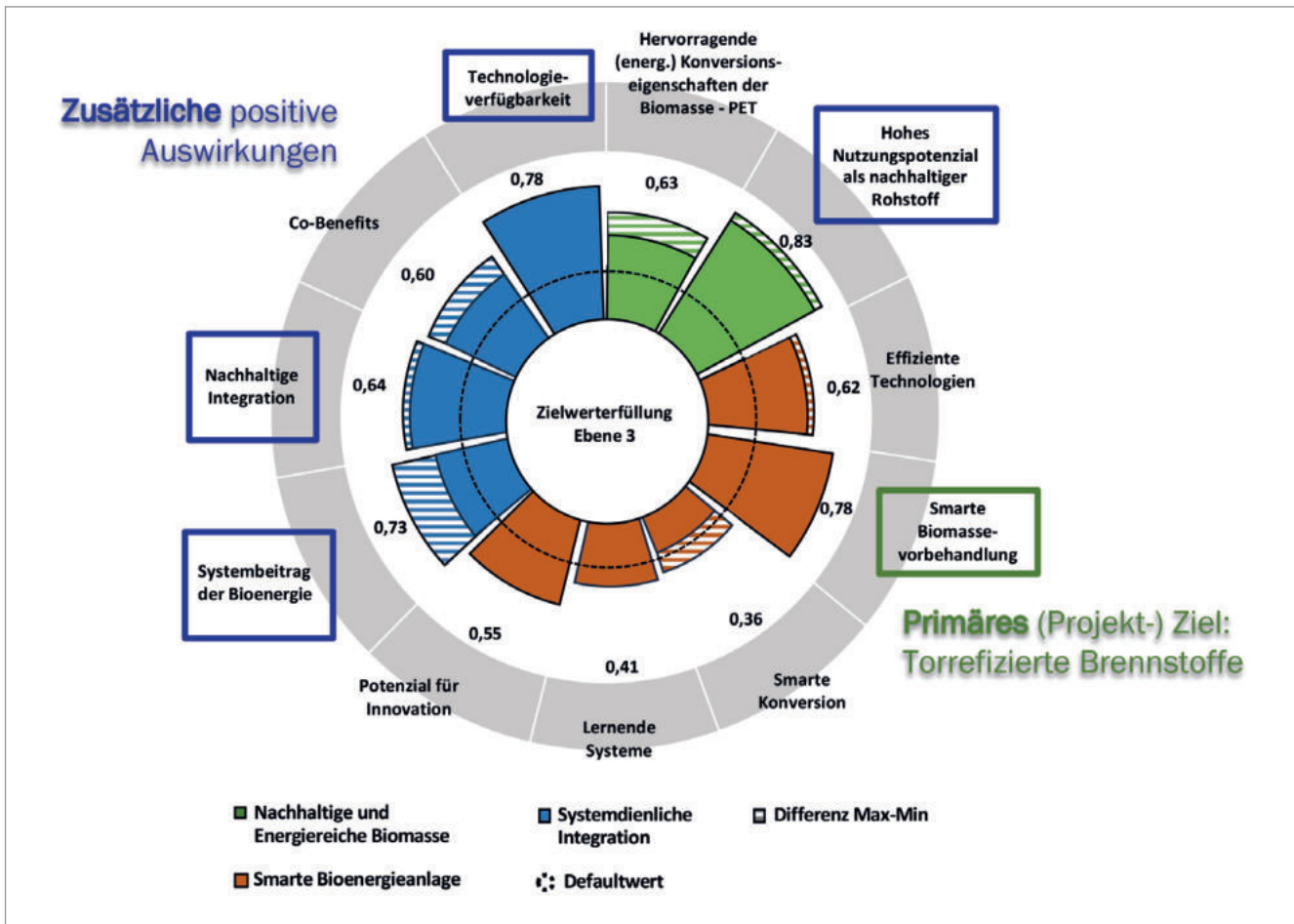


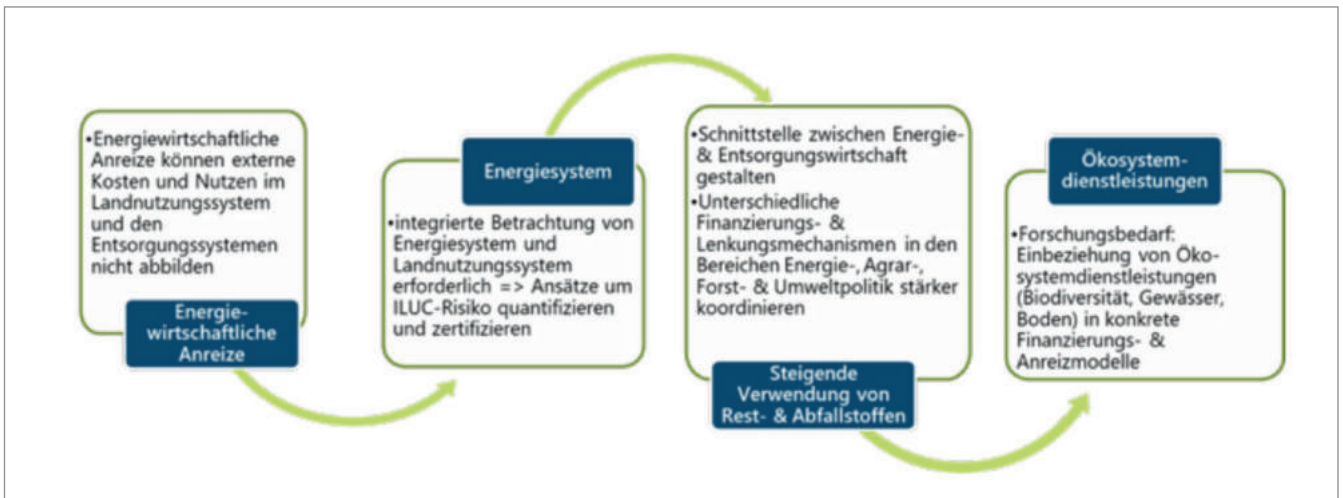
Abbildung 3

Das SmartKT Bewertungssystem an einem Beispiel demonstriert

Forschungsziel des bewerteten Projektes ist die Flexibilisierung der Energiebereitstellung in Bioenergiekleinanlagen durch Einsatz torrefizierter Brennstoffe. Forschungsgegenstand ist die Vorbehandlung holzartige Reststoffe zur Nutzung in Holzvergasanlagen kleiner Leistungsbereiche

(Quelle: [7])

- Ein Beispiel hierfür ist das Vorhaben **ReNu2Farm**. Durch die Anpassung von Herstellungsprozessen (z. B. Biogas) für die bedarfsangepasste Produktion von Naturprodukten verschiedener Herkunft (Bioabfälle und Wirtschaftsdünger) soll der Import von Mineraldünger minimiert werden. Momentan werden fast 100% des Mineraldüngers in Nordwesteuropa importiert, während nur ca. 5% auf organisch recycelten Materialien basieren [11]. Hierdurch werden deutliche Einsparungen beim Energiebedarf für Bereitstellung von Mineraldünger erwartet.
- Das Vorhaben **MakroBiogas** zielt auf die Einschätzung der gesamtheitlichen Wirkung von Biogasanlagen über den Stromsektor hinaus. Hierfür werden Biogasleistungen in anderen Sektoren wie zum Beispiel Ökosystemdienstleistungen (Wirkungen auf Boden, Wasser, Landnutzung, Biodiversität u. ä.) systematisiert und quantifiziert. Die Ergebnisse zeigen, dass bei Wegfall des Biogasanlagenbestandes nicht nur 30TWh Strom und 15 TWh Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2035 wegfallen, sondern darüber ein deutlich negativer Einfluss auf die oben genannten Faktoren entstehen würde [12].
- Im Sinne der Kreislaufwirtschaft ist die Verwertung von Altholz von essenzieller Bedeutung, welche im Vorhaben **Altholz-Quo vadis?** untersucht wurde. In der Regel findet diese durch energetische Nutzung als Bestandteil einer europaweiten Nutzungskaskade statt [13]. Durch Wegfall von Anlagen zur energetischen Nutzung innerhalb des EEG fehlen Optionen zur Altholznutzung. Die Kapazität von Müllverbrennungsanlagen oder die weitere stoffliche Nutzungsmöglichkeit für Multifaserplatten ist marginal, sodass Lösungen für die weitere energetische Nutzung gefunden werden müssen.
- Ebenfalls relevant sind innovative Nutzungstechnologien. Zum Beispiel kann durch Hochdruck-Flugstromvergaser Biomasse im breiten Spektrum zur Herstellung von Synthesegasen eingesetzt werden, die wiederum eine hohe Produktflexibilität aufweisen und entweder für erneuerbare Chemikalien, Brennstoffe oder zur bedarfsgerechten Erzeugung von systemdienlicher elektrischer Energie verwendet werden können. Die Forschungsinitiative **reFuels** bewertet dahingehend Konzepte besonders für Biokraftstoff, in Hinblick auf Mengengerüst, gesellschaftliche Akzeptanz und CO₂-Minderungspotenzial bis 2030 [14].



- Großtechnische Anlagen stellen einen Aspekt dar, jedoch bilden Kleinanlagen auf der Ebene einzelner Haushalte ebenfalls eine Möglichkeit der systemdienstlichen Bioenergienutzung. Besonders Einzelraumfeuerstätten, die im weitesten Sinne aus der traditionellen Bioenergienutzung hervorgegangen sind, bieten sich für den nächsten Evolutionsschritt zur intelligenten Bioenergiebereitstellung an. Das Projekt **OptDienE** untersucht hierfür Optionen zum netzdienstlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten im dezentralen Versorgungssystem. Aufgrund der (noch) geringen Automatisierung von Einzelraumfeuerstätten sind hier besondere Herausforderungen gegeben, für die Lösungsansätze notwendig sind [15].
- Die Biomasseerzeugung kann Flächenkonkurrenzen verstärken oder verursachen. Aus diesem Grund ist es relevant, nicht nur Biomasse-Verwertungsoptionen, sondern auch deren Produktion zu betrachten und Flächen möglichst effizient zu nutzen. Ein Ansatz hierfür bietet das Vorhaben **APV-RESOLA** [16]. Eine Kombination von landwirtschaftlicher Fläche mit aufgeständerten Photovoltaikanlagen kann den Energieertrag erhöhen und Flächenkonkurrenzen verringern.

5. Zukünftige Gestaltung der Bioenergieforschung und Bioenergiepolitik

Die Beispiele zeigen, dass die Bioenergieforschung sich auf verschiedenen Ebenen, mit unterschiedlichsten Aspekten und Konzepten zur Systemintegration auseinandersetzt. Der Pfad zur intelligenten Bioenergienutzung ist hier deutlich zu erkennen.

Die Bioenergieforschung der Zukunft muss diesen Pfad weiterverfolgen und darauf hinwirken, dass Technologien optimiert, Infrastrukturen ausgebaut

und Geschäftsmodelle im Sinne der energiesystemdienlichen Bioenergienutzung entwickelt werden.

In Zukunft ist darüber hinaus die Etablierung negativer Emissionen notwendig, um die Klimaziele 2050 zu erreichen. Auch hier kann die Bioenergieforschung Nutzungskonzepte entwickeln, beispielsweise durch die stoffliche Nutzung des CO₂ (Methanisierung) in einer kohlenstoffarmen Wirtschaft.

Die Digitalisierung bietet hier Chancen, um die unterschiedlichen erneuerbaren Energielinien mit den Technologien der Bioenergie zu kombinieren. Die Verfügbarkeit von Informationen, etablierten und standardisierten Schnittstellen sowie intelligenter Steuerung und Regelung von Prozessen ist hierfür ein absolutes Erfordernis. Die unterschiedlichen Energielinien dürfen hierbei nicht in Konkurrenz, sondern in Ergänzung zueinander gesehen werden.

Die unterschiedlichen Sparten der Politik wie Energie-, Agrar- und Forstwirtschaft- sowie Umweltpolitik müssen sich in Zukunft als Teil einer integrierten Bioenergiepolitik sehen. Über die energiewirtschaftlichen Anreize hinaus ist hier eine integrierte Betrachtung von Energie und Landnutzungssystem dringend erforderlich. Die Umorientierung zur vermehrten Verwendung von Rest- und Abfallstoffen bedarf konkreter Schnittstellen zwischen Energie- und Entsorgungswirtschaft. Oberste Koordinationsaufgabe ist die Lenkung und effektive Verwendung von Stoffströmen auf ihren unterschiedlichen Nutzungspfaden. Darüber hinaus müssen in Zukunft Ökosystemdienstleistungen, die durch die Bioenergienutzung bereitgestellt werden berücksichtigt und vor allem bewertet, aber auch vergütet werden, um die Vorteile, die die Bioenergienutzung bietet, ausreichend zu würdigen. (► **Abbildung 4**)

Abbildung 4

Energie- und Agrar-, Forst und Umweltpolitik als Teil einer integrierten Bioenergiepolitik [17]

Literatur

- [1] Europäische Kommission (2020). Im Blickpunkt - Erneuerbare Energien in Europa. https://ec.europa.eu/info/news/focus-renewable-energy-europe-2020-mar-18_de
- [2] Europäische Kommission (2019). Was ist der europäische Grüne Deal? https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/fs_19_6714
- [3] Europäische Kommission (2019). The European Green Deal. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2>
- [4] Neues Klimaziel: EU-Kommission schlägt 55 Prozent weniger Emissionen bis 2030 vor (2020), https://ec.europa.eu/germany/news/20200917-neues-klimaziel_de
- [5] Umweltbundesamt (2019). BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor) <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/bioest-verfuegbarkeit-nutzungsoptionen-biogener>
- [6] European Environment Agency (2006). How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? ISBN 92-9167-849-X
- [7] Nora Szarka, Christopher Schmid, Diana Pfeiffer, Daniela Thrän (2020). All in One: A Comprehensive Goal and Indicator System for Smart Bioenergy. *Chemical Engineering & Technology*, Volume 43, Issue 8, August 2020, Pages 1554–1563 <https://doi.org/10.1002/ceat.202000033>
- [8] Volker Lenz, Nora Szarka, Matthias Jordan, Daniela Thrän (2020). Status and Perspectives of Biomass Use for Industrial Process Heat for Industrialized Countries. *Chemical Engineering & Technology*, Volume 43, Issue 8, August 2020, Pages 1469–1484 <https://doi.org/10.1002/ceat.202000077>
- [9] Bundesamt für Naturschutz (2020). Naturschutzfachliches Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich und Entwicklung von Instrumenten zur Verhinderung der Beeinträchtigung von Natur und Landschaft. ISBN 978-3-89624-304-1 <https://doi.org/10.19217/skr562>
- [10] Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (2020). <https://www.ufz.de/ee-monitor-app/>
- [11] Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (2020). RENU2Farm http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_ReNu2Farm_de.pdf
- [12] Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (2020). MakroBiogas <http://www.izes.de/de/projekte/makrobiogas>, <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.13184.17920>
- [13] Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (2020). Altholz Quo Vadis http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_16_079.pdf, <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.22503.47526>
- [14] Karlsruher Institut für Technologie (2020). Das Projekt „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ <https://www.refuels.de/108.php>
- [15] Institut für Solarenergieforschung in Hameln (2020). Optionen zum letztendlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten <https://isfh.de/forschung/solare-systeme/projekte/optdiene/>
- [16] Karlsruher Institut für Technologie (2020). APV-RESOLA – Innovationsgruppe Agrophotovoltaik: Beitrag zur ressourceneffizienten Landnutzung, https://www.itas.kit.edu/projekte/roes15_apvres.php
- [17] Daniela Thrän (2019). Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik: Strategien für eine nachhaltige Bioenergienutzung https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/media/3_Veranstaltungen/8_SK/Programm_Anfahrt_Hotels/Plenum_Votr%C3_%A4ge/Thr%C3%A4n_DBFZ_8SK2019_web.pdf

Hydrogen: Water Splitting

from atomic scale understanding to design of advanced electrocatalyst materials for real application

Renewable energy plays a key role in achieving the energy and climate objectives of the European Union (EU). The EU strongly supports the adoption of very ambitious climate targets for 2030 aiming to carbon neutrality by 2050 [1].

Hydrogen produced by water electrolysis has high potential to become the core technology in a decarbonized global energy sector, since it enables transition of our energy system in multiple areas, from energy production, storage and distribution, to end-uses in transport, industry and heating [2] (► *figure 1*).

The EU Hydrogen Strategy has defined a renewable hydrogen production target for 2030 at around 10 million tonnes which is equal to total hydrogen production capacities at the moment.

Currently, the cheapest method of bulk hydrogen production is hydrocarbon reforming, and over 90% of hydrogen is produced from fossil fuels, while clean hydrogen (renewable or low-carbon) production capacities are lower than 1% of total hydrogen production [1,2] (► *figure 2*).

These numbers indicate the extent of the challenge which requires not only development of new renewable energy sources across the EU but also deploying new electrolyzers for on-site hydrogen production.

Moreover, clean hydrogen needs to become cost-competitive with conventional fuels [2]. In order to promote cost reductions the EU identified a set of measures including upscaling of electrolyzer/fuel cell equipment manufacturing and increasing research and development efforts for hydrogen technologies.

The development of Power-to-Hydrogen (PtH) projects with the focus on increasing energy efficiency and cost reductions along the whole value chain has pivotal importance for a sustainable development of the hydrogen sector and the number of such projects is rapidly increasing across the EU countries. About 96% of planned PtH capacity and 66% of planned projects are represented by six countries: the Netherlands, Spain, Germany, Denmark, France, and Portugal. The number and size of projects differ significantly across countries. For instance, in Germany ca.

1500 MW composed of 34 projects reaching 46 MW average project capacity, while Denmark's 1454 MW will be provided by eight projects with an average project size of 182 MW.

Majority of those projects plan to use the proton exchange membrane (PEM) technology, which is acidic water electrolysis, while 30% choosing alkaline electrolysis. The remaining 4.4% will involve solid oxide electrolysis (SO). However, PEM is often chosen for relatively small projects and its share in total capacity is only 21.4%, while 76% of the capacity will be provided by alkaline technology and 2.5% by SO [1].

Water electrolysis is a process in which water molecules are decomposed into hydrogen and oxygen by supplying electrical energy.

This can be achieved by the use of an electrolytic cell that consists of two electrodes separated by an electrolyte with sufficient ionic conductivity, e. g. acid or base.

In this processes catalyst materials are employed to achieve high rates of hydrogen and oxygen formation consuming lowest possible energy. Catalysts should be reactive and stable towards degradation to maintain high activity on a long-term.

Acidic and alkaline electrolyzers function in slightly different ways:

Alkaline water electrolysis is a well matured technology that enables hydrogen production up to the megawatt range. In alkaline electrolyzers two nickel-based electrodes immersed in a liquid alkaline electrolyte solution at a level of 20–30% potassium hydroxide. The two electrodes are separated by a diaphragm to prevent interaction between the product gases for the sake of efficiency and safety. The major issues of alkaline electrolyzers are typically associated with low partial load range, limited current density and low operating pressure [3].

In **acidic water electrolyzers** a polymer-electrolyte membrane enabling exchange of protons is used as an electrolyte.

Such membrane provides high proton conductivity, low gas crossover, compact system design, high efficiency and high pressure operation.



HZB

Dr. Olga Kasian
olga.kasian@helmholtz-berlin.de

Dr. Sonya Calnan

sonya.calnan@helmholtz-berlin.de

DLR

Dr. Syed Asif Ansar
syed-asif.ansar@dlr.de

Dr. Aldo Saul Gago Rodriguez
aldo.gago@dlr.de

Fraunhofer IEE

Jochen Bard
jochen.bard@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Dr. Tom Smolinka
tom.smolinka@ise.fraunhofer.de

IZES

Dr. Bodo Groß
gross@izes.de

FZ Jülich

Dr. Marcelo Carmo
m.carmo@fz-juelich.de,

Prof. Dr. Michael H. Eikerling
m.eikerling@fz-juelich.de

KIT

Prof. Dr. Thomas Jordan
thomas.jordan@kit.edu

ZAE

Maximilian Möckl
maximilian.moeckl@zae-bayern.de

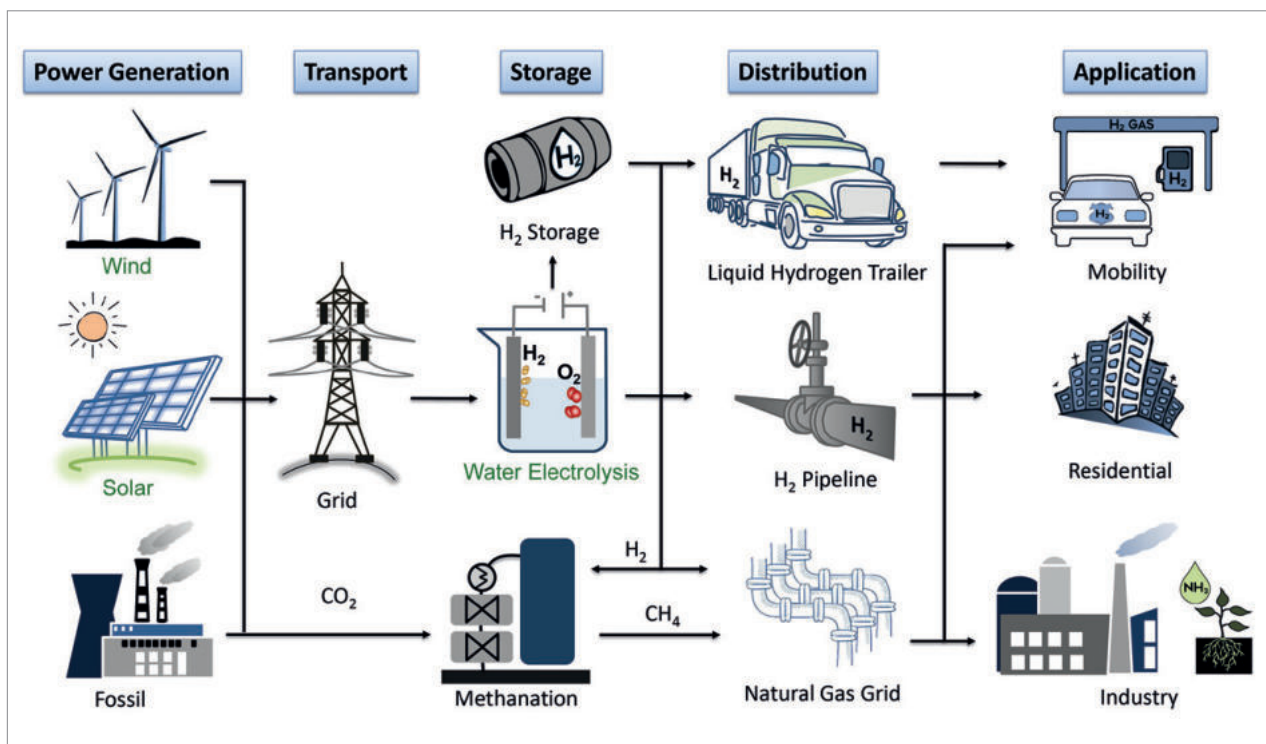


Figure 1
Coupling Renewable Energies and Water Electrolysis
 (Reference: Grube et al., Sustainable Energy Fuels, 2020)

However, use of scarce, expensive materials is required due to highly corrosive acidic environment and high applied voltage. In the state of the art PEM electrolyzers platinum and iridium are used to catalyze hydrogen and oxygen formation respectively, because these are nearly the only materials that can withstand such harsh corrosive conditions on a long-term [3]. Under dynamic operation conditions of an electrolyzer even platinum and iridium catalysts slowly degrade. This is especially crucial for anodic oxygen evolution because the reaction itself triggers oxidation and degradation of the catalysts and even stable iridium-based materials slowly undergo dissolution. This results in efficiency decrease and loss of expensive catalyst material [4]. Requirement of high corrosion resistance applies not only to the catalyst materials, but also to the current collectors and separator plates, which take up the major part of the stack costs. Several approaches to increasing service life and reducing the costs were discussed in literature [5,6].

Even though catalysts are not the most expensive components of the electrolyzers, their stable operation is crucial. Development of approaches to hindering catalyst degradation requires deep understanding of underlying processes at the atomic level, because only the topmost atomic layers of the electrocatalysts govern the mechanism and kinetics of hydrogen and oxygen formation. In time the surface atoms undergo changes induced by the

reactions, they can be poisoned, oxidized or even lose connection with underlying layers and dissolve. The oxidation and dissolution reactions are often linked. Theoretical studies and modelling provide understanding of interconnection between these processes. In case of platinum catalysts theory predicts that oxidation of platinum surface eventually leads to its dissolution and that dissolution is favorable when a half of the atomic monolayer is covered by oxygen [7]. Translating these observations to real application, dissolution of platinum occurs under the conditions prevailing during start-up and shutdown of the electrolyzer [8].

Similar tendency is observed for iridium catalyst during water splitting to oxygen. With the aid of atom probe tomography, which is a mass-spectrometry technique that allows to map the distribution of individual atoms within the surface in three dimensions it was proven that under the oxygen evolution metallic iridium transforms into stable rutile oxide. Such transformation happens via formation of a few atoms in size metastable clusters containing iridium and oxygen in 1:1 ratio, that are extremely reactive but very unstable [9].

Further employment of advanced electrochemical methods revealed that reactions of oxygen formation and catalyst degradation are linked via common intermediates [4], denoting that more active catalyst

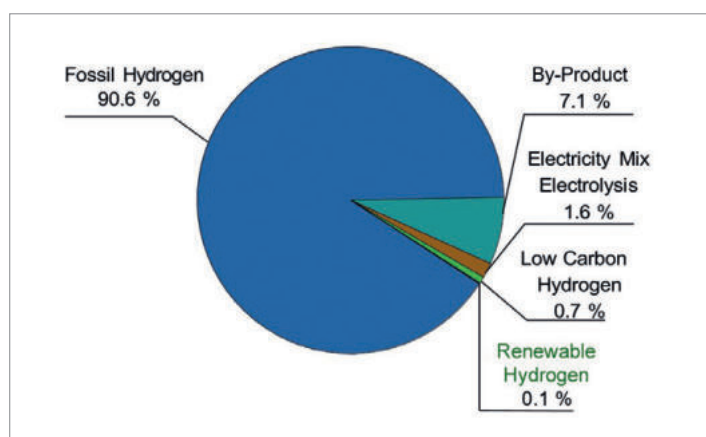


Figure 2

Hydrogen Production capacity

(Reference: <https://www.hydrogeneurope.eu/>)

materials are less stable. In order to hinder the degradation reactions, it is, therefore, crucial to identify these intermediates and develop the strategy how to stabilize them on the surface. This can be achieved with the aid of advanced electrochemical methods combined with surface sensitive techniques, e.g. synchrotron based methods. The most reactive catalysts suffer from additional degradation pathways. Stability drops when the oxygen atoms in the catalyst are replaced by those from water. In case of extremely reactive oxide catalysts, the oxygen molecule can be released directly from the oxide lattice, without water contribution [10].

Iridium dioxide, which is the most stable oxygen evolution catalyst known, also experiences ongoing structural changes during water splitting. Surface restructuring affects two nanometers of the oxide due to a constant exchange between oxygen atoms between the catalyst and water, as revealed by isotope labelling and atom probe tomography [11].

There are several approaches to decreasing loading of precious metals and durability improvement. Without sacrificing stability the efficiency of the catalyst utilization can be improved if the catalytically active noble metal or oxide is dispersed over a support material [12].

Another approach relies on so-called synergy effects in alloys or mixed oxides where the functional properties of resulting mixtures would be superior compared to individual components. Ideally, theory and modelling should be used to find the best combinations. In this approach, reactivity of iridium catalyst is improved by alloying with ruthenium (Ru) or nickel (Ni) [13,14].

One of the promising ways to enhance stability is the formation of mixtures in which the noble catalyst element is 'dissolved' in the non-noble matrix of more stable metals or metal oxides. For example, mixtures

of iridium with titanium oxides containing at least 50 at.% of iridium exhibit reactivity comparable to iridium dioxide, while exceed it in stability. Such superior performance governed by the atomic scale structure in which metallic iridium matrix providing high reactivity mixed with titanium oxide enriched clusters ensuring stability towards dissolution [15].

Extremely reactive and stable catalysts tested in laboratory scale often cannot find application in real electrolyzers. This is mainly due to limitations of experimental methods for stability estimation. Moreover, the same catalyst with the same composition prepared by different procedures may show different performances. For instance, iridium-ruthenium mixed oxides prepared by different approaches show a different performance in both laboratory test cells and PEM electrolyzers [16]. This highlights the importance of membrane electrode assembly tests as single cells and stacks, especially at conditions of high current density [6,17].

Summary

Development of the catalyst materials with superior performance demands deep understanding of the reactivity and stability at the atomic level. To ensure the technological relevance of the catalysts tested in the laboratory scale, durability should be then verified in both short stacks and the test systems operating at the kW level. This requires joint efforts of fundamental research, applied research and engineering.

Apart from the listed above problems, the use of clean hydrogen needs adaptations in production schemes, in the infrastructure and in the deployment of hydrogen by the end users. The implementation of the different hydrogen strategies requires a systematic change on research, private, national and European level.

References

- [1] Clean hydrogen monitor 2020, Hydrogen Europe, Belgium 2020, 106 p., www.hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/04/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf
- [2] Grube et al., Sustainable Energy Fuels, 2020, 4, 5818, <https://doi.org/10.1039/D0SE00896F>
- [3] Carmo et al. Int. J. Hydrogen Energy 2013, 38, 4901, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>
- [4] Kasian et al. Angew. Chemie 2018, 130, 2514 <https://doi.org/10.1002/ange.201709652>
- [5] Ayers et al. Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng. 2019, 10, 219, <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-060718-030241>
- [6] Lickert et al. Int. J. Hydrogen Energy 2020, 45, 6047, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.204>
- [7] Eslamibidgoli et al. Electrocatalysis 2016, 7, 345, <https://doi.org/10.1007/s12678-016-0313-2>
- [8] Cherevko et al. Nano energy 2010, 29, 275, <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2016.03.005>
- [9] Li et al. Nature Catalysis 2018, 1, 300, <https://doi.org/10.1038/s41929-018-0108-3>
- [10] Kasian et al. Energy & Environmental Science 2019, 12, 3548, <https://doi.org/10.1039/C9EE01872G>
- [11] Schweinar et al. J. Phys. Chem. Lett. 2020, 11, 5008, <https://doi.org/10.1021/acs.jpcclett.0c01258>
- [12] Saveleva et al. ACS Catal. 2020, 10, 4, 2508, <https://doi.org/10.1021/acscatal.9b04449>
- [13] Baroody et al. Electrochim. Acta, 2018, 283, 1006, <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2018.06.108>
- [14] Buvat et al., ACS Appl. Energy Mater. 2020, 3, 5229, <https://doi.org/10.1021/acsaem.0c00069>
- [15] Kasian et al. J. Phys Energy 2020, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2515-7655/abbd34/meta>
- [16] Wang et al. Nano Energy, 2017, 34, 578, <https://doi.org/10.1016/j.nanoen.2017.02.050>
- [17] Möckl et al. Int. J. Hydrogen Energy 2020, 45, 1417, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.144>

Die Rolle konzentrierender Solarsysteme für die Strom-, Wärme- und Brennstoffversorgung in Europa

Die Herausforderung der Dekarbonisierung betrifft alle Sektoren gleichermaßen: Strom, Wärme/Kälte und Transport. Während bei der Stromproduktion der Anteil der erneuerbaren Energieträger in Deutschland und weltweit in den letzten Jahren stark angestiegen ist, ist er in den anderen beiden Sektoren noch vergleichsweise gering [1, 2]. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energieträger im Stromsektor erscheint heute als ein relativ leicht zu erreichendes Ziel, wohingegen die Wärmeversorgung und der Verkehrssektor vor komplexen Herausforderungen stehen, deren Lösung noch intensive Anstrengungen und Zeit erfordern werden. Innovative Multi-Technologie-Lösungen sind hierzu erforderlich, die sich auf die drei oben genannten Sektoren auswirken. Im Folgenden wird erläutert, wie die konzentrierte Solartechnik einen Teil zur Lösung dieser Herausforderungen beitragen kann.

Konzentrierende Solartechnik

Hier werden konzentrierende Kollektoren genutzt, um die direkte Solarstrahlung zu bündeln und somit die Energiedichte zu erhöhen. Die Spiegelflächen der Kollektoren konzentrieren die Solarstrahlung auf einen Wärmeübertrager (Englisch: Receiver), in dem ein Wärmeträgerfluid erhitzt wird.

Kollektor-Technologien

Es werden je nach Technologie unterschiedliche Kollektoren eingesetzt, die sich in ihrer Form und Anordnung unterscheiden:

- Linienfokussierende Systeme wie Parabolrinnen- oder Linear-Fresnel-Systeme, konzentrieren die Solarstrahlung auf ein Absorberrohr, durch welches ein Wärmeträgerfluid wie z. B. Thermoöl, Flüssigsalz oder Wasser strömt. Diese Systeme werden einachsig nachgeführt und erreichen eine bis etwa 100-fache Konzentration der Solarstrahlung.

- Punktfokussierende Systeme wie Solarturmsysteme nutzen eine Vielzahl von Spiegeln, sogenannte Heliostate, die jeweils einzeln dem Sonnenstand zweiachsig nachgeführt werden und die Strahlung auf einen Receiver auf der Spitze eines Turmes konzentrieren. Hierbei wird die Solarstrahlung um etwa 500-fach bis 1000-fach konzentriert.

Die Konzentrationsstärke der Solarstrahlung hat direkten Einfluss auf die maximale Temperatur, die im Receiver erreicht werden kann. Mit linienfokussierenden Systemen kann heute das Wärmeträgerfluid auf Temperaturen bis ca. 500 °C erhitzt werden. Punktfokussierende Systeme erreichen Temperaturen teilweise über 1000 °C.

Bei der Auswahl und Auslegung des Gesamtsystems sind die Beschaffenheit des eingesetzten Wärmeträgermediums und dessen obere Einsatztemperatur wichtige Faktoren, die sowohl die Bauweise des Receivers als auch der Gesamtanlage mitentscheiden.

Wärmespeicher

Konzentrierende solarthermische Anlagen zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass sie thermische Energiespeicher (z. B. Speichertanks mit heißem, geschmolzenem Salz) integrieren können. Diese Art der Speicherung ist deutlich einfacher, effizienter und kostengünstiger als die Speicherung elektrischen Stroms.

Die Integration von Wärmespeichern ermöglicht den Weiterbetrieb einer Anlage auch bei Wolkendurchgängen oder nach Sonnenuntergang und bietet somit die Möglichkeit, Produktion und Bedarf der Energie zeitlich voneinander zu entkoppeln. Dies macht eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebes möglich und erlaubt es, die Energie bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich lässt sich die Wärmeerzeugung durch den Einsatz von fossilem oder biogenem Brennstoff weiter an den Bedarf anpassen. Wie dies im Einzelnen für die unterschiedlichen Sektoren aussehen kann, wird im Folgenden erläutert.



DLR

*Dr. Martina Neises von Puttkamer
martina.neises@dlr.de*

*Prof. Dr. Robert Pitz-Paal
robert.pitz-paal@dlr.de*

Fraunhofer ISE

*Dr. Thomas Fluri
thomas.fluri@ise.fraunhofer.de*

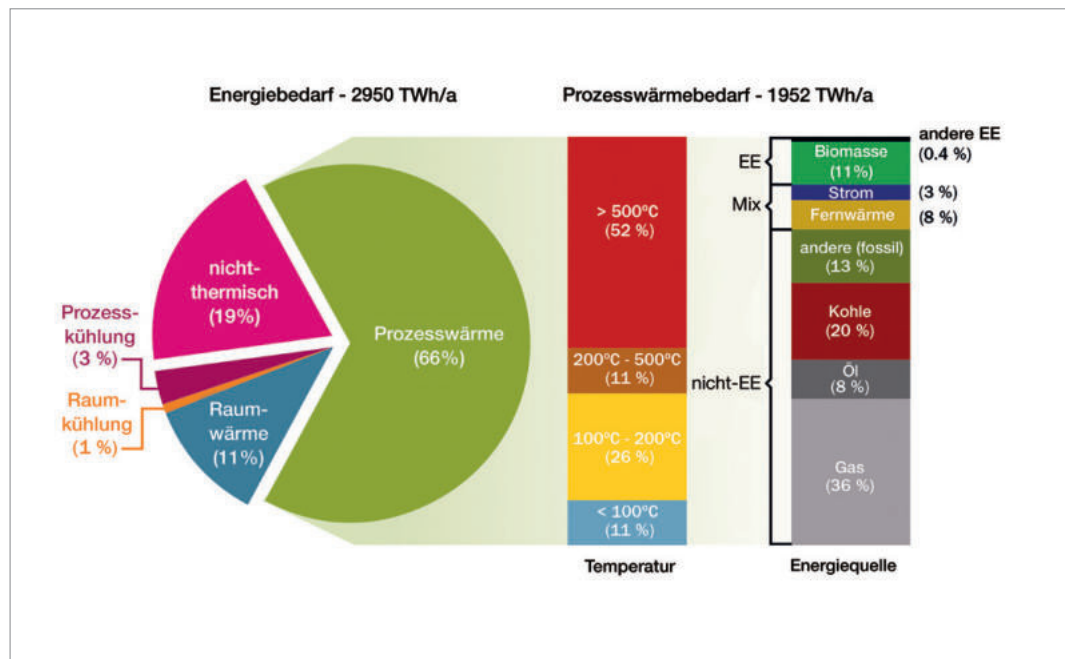
*Dr. Peter Nitz
peter.nitz@ise.fraunhofer.de*

KIT

*Prof. Dr. Robert Stieglitz
robert.stieglitz@kit.edu*

*Dr. Alfons Weisenburger
alfons.weisenburger@kit.edu*

Abbildung 1
**Endenergiebedarf
in der europäischen
Industrie**
links: Nutzung
Mitte: Temperatur
rechts: Erzeugung
(Quelle: [4])



Stromerzeugung

Großtechnisch besonders bedeutend ist die Nutzung der Hochtemperaturwärme zur Stromerzeugung (Englisch: Concentrated Solar Power – CSP). Hierbei wird die durch das Kollektorsystem zur Verfügung gestellte Hochtemperaturwärme an ein konventionelles Kraftwerk übertragen. In Verbindung mit einem Wärmespeicher und/oder einer Zufeuerung mit Brennstoffen lässt sich kostengünstiger Strom nach Bedarf bereitstellen, ohne dass Reservekraftwerke für die Zeiten ohne Sonnenschein bereitgehalten werden müssen.

Die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken sind in den letzten zehn Jahren stark gesunken und betragen heute je nach Standort und Finanzierungsbedingungen unter 6 Euro ct/kWh einschließlich der Speicherfähigkeit über mehrere Stunden. Deutlich erkennbar ist hierbei der Trend zum Bau von Kraftwerken mit entsprechend groß dimensionierten thermischen Energiespeichern, die eine Energiebereitstellung noch mehr als 6 Stunden ohne Sonne ermöglichen.

Ebenfalls ein Trend ist der vermehrte Bau von CSP/PV-Hybridkraftwerken. An vielen sonnenreichen Standorten ist die Photovoltaik (PV) heute oftmals die kostengünstigste Option, wobei bei den Stromgestehungskosten von PV-Kraftwerken kein Speicher einberechnet ist. Durch eine Kombination mit CSP-Kraftwerken mit integriertem thermischem Energiespeicher kann eine flexible Stromproduktion

gewährleistet werden. CSP bietet hierbei eine Antwort auf die Herausforderung der Intermittenz von PV- und Windkraftwerken und wird somit zu einem breiteren Einsatz von erneuerbaren Energien und einer Dekarbonisierung des Stromsektors beitragen bzw. ermöglicht erst die höheren Anteile intermittierender Quellen.

Neue Entwicklungen bei solarthermischen Kraftwerken zielen insbesondere auf kostengünstigere Kollektoren ab sowie auf die Erprobung neuer Wärmeträgermedien, die eine Erhöhung der oberen Prozesstemperatur ermöglichen. Hierbei sind unter anderem Konzepte mit keramischen Partikeln, Flüssigmetallen und neuen Salzschnmelzen vielversprechende Alternativen zu den existierenden Wärmeträgern. Verbunden hiermit ist auch immer die Frage der Speicherbarkeit und des Speicherkonzeptes. Somit zielen neue Entwicklungen nicht mehr nur auf die Optimierung einer einzelnen Komponente ab, sondern auf die kostengünstige Optimierung des Gesamtkreislaufs mit Receiver und Speichersystem als integrale Bestandteile.

Prozesswärmebereitstellung und Brennstoffherzeugung

Die Dekarbonisierung des Industriesektors ist im Vergleich zum Stromsektor noch wenig vorangeschritten. Wichtige Beiträge erneuerbarer Energien können durch die Bereitstellung hoher Prozesstemperaturen und nachhaltiger Brennstoffe erreicht werden. Hier kann die konzentrierende Solarthermie

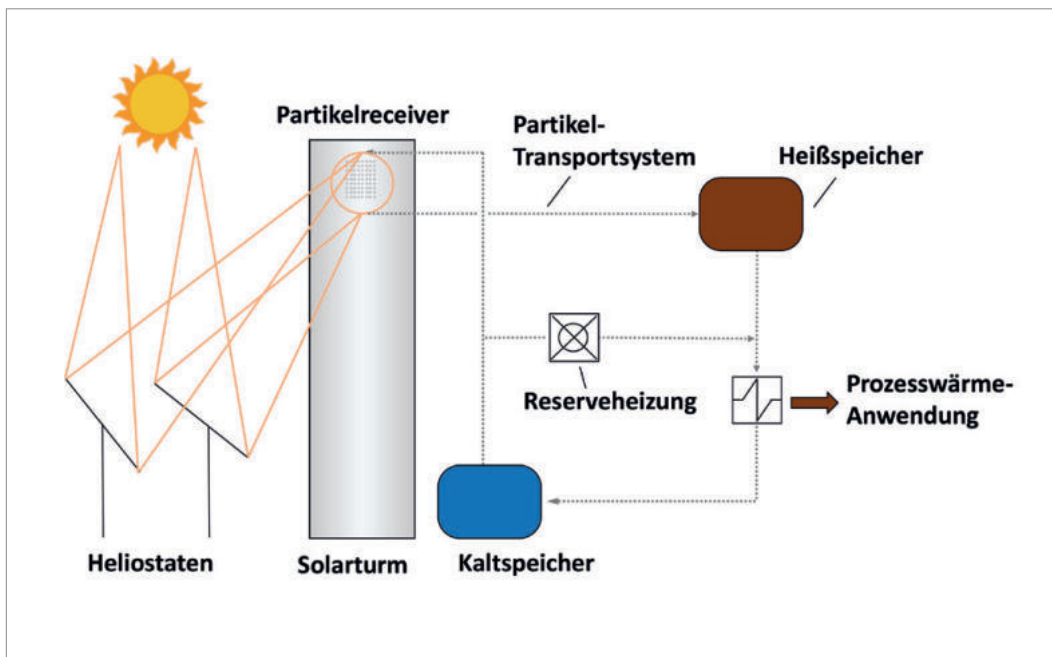


Abbildung 2

Solarturm mit Partikelkreislauf bestehend aus

- Receiver
- Heiß- und Kaltspeicher
- Wärmeübertrager

(Englisch: Concentrated Solar Thermal – CST) eine wichtige Rolle insbesondere für Südeuropa spielen. Bedarfsseitig wird der weitaus überwiegende Teil von fast 90% der industriellen Wärme in Europa oberhalb von 100°C benötigt, dem Temperaturbereich den die konzentrierende Solarthermie adressiert. Insbesondere wird ein hoher Anteil der industriell benötigten Prozesswärme bei Temperaturen über 500°C benötigt (52%, ► *Abbildung 1*), typischerweise in den sogenannten energieintensiven Industrien.

Konzentrierende Solartechnik kann, wie bereits oben beschrieben, Hochtemperaturwärme bei Temperaturen bis zu 1000°C bereitstellen und speichern. Die Wärme kann zudem durch die Integration thermischer Energiespeicher mit einem hohen Kapazitätsfaktor von bis zu 7000 Stunden pro Jahr kontinuierlich geliefert werden. Dies ist insbesondere wichtig, da industrielle Prozesse nicht nur einen bestimmten Temperaturbedarf haben, sondern auch eine gewisse Prozess-Kontinuität erfordern. Eine Anpassung der Prozesse an eine intermittierende Energiebereitstellung ist vielfach aufwändig und kostenintensiv. Daher ist eine kontinuierliche Bereitstellung der Wärme von hoher Bedeutung, welche durch CST-Anlagen mit integriertem Speicher ermöglicht werden kann. Hier kommt auch die Herstellung von alternativen Brennstoffen ins Spiel, da sich CST-Anlagen für einen effizienten Betrieb zur Produktion erneuerbarer Brennstoffe eignen. Aktuell wird hier einerseits die Kopplung von CST mit Hochtemperaturelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff sowie von Synthesegas untersucht. Andererseits werden innovative

Wege der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen durch sogenannte thermochemische Kreisprozesse betrachtet.

Eine Möglichkeit zur Integration von CST in Prozesswärmeanwendungen ist in ► *Abbildung 2* gezeigt. Hier ist ein Solarturmsystem mit einem Partikelreceiver und nachgeschaltetem Partikelkreislauf skizziert. Die Erzeugung von bis zu 950°C heißen keramischen Partikeln in einem solaren Receiver konnte bereits demonstriert werden [3]. Die Partikel eignen sich zudem auch als Speichermedium, die wie in ► *Abbildung 2* gezeigt, in einem Heißspeicher gelagert werden. Die Anbindung an den Prozess erfolgt über einen Wärmeübertrager, der je nach Anwendung Dampf, Luft oder andere heiße Gase liefern kann. Die Entwicklung der entsprechenden Partikel-Dampferzeuger und Partikel-Luft-Direktkontakt-Wärmeübertrager sind wichtige Bestandteile der aktuellen Forschung.

Ein aktuelles Beispiel zur Einbindung von CST in einen industriellen Prozess ist das EU H2020 Projekt HIFLEX, welches den Bau eines Solarturmsystems basierend auf Partikeln als Wärmeträgermedium in Süditalien vorsieht, um Prozesswärme für eine existierende Pastafabrik zu liefern.

Ausblick

Konzentrierende Solartechnik kann einen Beitrag zur nachhaltigen Energiewende leisten. Insbesondere durch die Einbindung von thermischen Energiespeichern können CSP und CST bedarfsgerecht

Energie zur Verfügung stellen. Im Zusammenspiel mit und ergänzend zu anderen erneuerbaren Technologien wie PV und Wind kann hier ein bedeutender Beitrag zur Dekarbonisierung des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors in Europa geleistet werden.

Die konzentrierende Solartechnik ist zudem in vielen Bereichen eine marktreife Technologie, für die weitere Kostenreduktionen in den nächsten Jahren erwartet werden. Der breitere Einsatz insbesondere in Hochtemperaturanwendungen in der Industrie ist Gegenstand aktueller Forschungs- und Demonstrationsvorhaben.

Erweiterte Technologiebewertung

Neben der Reduktion der Stromgestehungskosten werden in Zukunft weitere Zielgrößen ausschlaggebend für die Weiterentwicklung einer Technologie sein. Im Zuge der Energiewende und der komplexen Umstellungen die daraus folgen, wird es zukünftig notwendig sein, andere Bewertungs- und Vergleichsgrößen zu schaffen als die bisher existierenden. So sollten zur Bewertung und zum Vergleich verschiedener Technologien nicht nur die reinen Stromgestehungskosten einer Technologie betrachtet werden, sondern auch andere Faktoren wie:

- zusätzliche Flexibilität eines Systems durch die Integration von Wärmespeichern
- Umweltauswirkungen für jeden Sektor (Reduzierung von CO₂ und Treibhausgas-Emissionen)
- gesellschaftliche und makroökonomische Auswirkungen auf die nationalen Volkswirtschaften aufgrund neuer Business Cases für europäische Unternehmen mit nachhaltigeren Arbeitsplätzen
- geopolitische Auswirkungen auf die Weltmärkte und die Unterstützung der politischen Instrumente der Europäischen Union

Diese und weitere Faktoren zu erfassen und in vergleichbare, nachvollziehbare und standardisierte Kriterien umzuwandeln, ist ein wichtiger Schritt in ein nachhaltiges Energiezeitalter.

Referenzen

- [1] Umweltbundesamt auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat), Stand 08/2020.
- [2] Renewables 2020, Global Status Report – REN 21.
- [3] M. Ebert et al., Operational Experience of a Centrifugal Particle Receiver Prototype, Proc. SolarPACES Conference 2018, Oct. 2–5, 2018, Casablanca/Morocco.
- [4] R. de Boer et al. Strengthening Industrial Heat Pump Innovation /Decarbonizing Industrial Heat. Whitepaper, TNO, 2020. Daten: Eurostat. Energy Balances. 2019, and T. Fleiter et al. Heat Roadmap Europe. Deliverable 3.1: Profile of heating and cooling demand in 2015. 2017.

Photovoltaik für den Straßenverkehr im Energiesystem der Zukunft

Einleitung

Solarstrom ist regenerativ und emissionsarm. Photovoltaik (PV) ist in den meisten Teilen der Welt die kostengünstigste Stromquelle geworden [1]. Kombiniert mit Windenergie und Speicherlösungen bildet sie eine der essenziellen Grundlagen des zukünftigen nachhaltigen Energiesystems. Der schnelle weltweite Einsatz ist wichtig, um den globalen Temperaturanstieg auf unter 2 Grad zu begrenzen [2]. Dabei kann Solarstrom die Treibhausgasemissionen nicht nur im Stromsektor, sondern auch aus anderen Industrien reduzieren. Durch die deutlich verstärkte Elektrifizierung in allen Wirtschaftsbereichen bis zum Jahr 2050 wird PV auch im Verkehr eingesetzt werden, um den dort steigenden Strombedarf zu decken.

Zukunft des Verkehrssektors

Nach Angaben der European Energy Agency (EEA) ist der Verkehrssektor mit mehr als einem Viertel der Emissionen der EU derzeit der größte Emissionssektor [3]. Ungeachtet aller technologischen Anstrengungen sind die Emissionen aus dem Transport in den letzten Jahren weiter gestiegen, während die Emissionen anderer Sektoren reduziert werden konnten.

Um eine weitgehende Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, ist jedoch eine 90%ige Reduktion der Verkehrsemissionen notwendig. Daher hat sich die EU auf eine Reihe kurzfristiger politischer Maßnahmen geeinigt, die darauf abzielen, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Für das Jahr 2030 wurde eine 37,5%ige Reduzierung der CO₂-Emissionen für neue Personenkraftwagen und ein 31%iges Reduktionsziel für neue Lkw beschlossen.

Gegenwärtig sind verschiedene Technologien auf dem Markt, die eine hohe Technologiereife bieten. Die E-Mobilität ist ein zentrales Element der Transformation des Verkehrssektors. Im Allgemeinen wird die direkte Elektrifizierung als die effizienteste technologische Lösung zur Dekarbonisierung des Straßenverkehrs anerkannt. Darunter fallen nicht nur Batterie-Elektrofahrzeuge, sondern auch Elektrofahrzeuge, die mit Brennstoffzellen betrieben werden.

Batteriefahrzeuge haben in der Betriebsphase klare Vorteile gegenüber den Verbrennern bezüglich Effizienz und lokaler Emissionen. Ihre Umweltwirkungen in der Produktionsphase und bei der Energieversorgung sind allerdings nicht immer eindeutig. Bisherige Studien zeigen ein hohes Potenzial zur Reduzierung der Emissionen von CO₂, aber nur, wenn ein kohlenstoffarmer Strommix für die Batterieherstellung und die Batterieladung in der Nutzungsphase verwendet wird [4].

Brennstoffzellen-Fahrzeuge (FCV), die mit Wasserstoff betrieben werden, der mithilfe erneuerbaren Stroms durch Wasserelektrolyse hergestellt wird, werden ebenso als vielversprechende Technologie angesehen. Allerdings ist der Gesamtwirkungsgrad von Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeugen deutlich niedriger als der von Batterie-Elektrofahrzeugen, da die Nutzung von Wasserstoff mehrere zusätzliche Schritte der Energieumwandlung erfordert. Dennoch ist die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie effizienter als die Verwendung synthetischer Kraftstoffe und konventioneller Verbrennungsmotoren (ICEs).

Im Gegenzug bietet Wasserstoff aufgrund seiner im Vergleich zu Strom besseren Speicherbarkeit Vorteile bezüglich der Nützlichkeit in Energiesystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien.

Generell kann festgestellt werden, dass Batteriefahrzeuge besser für leichte Fahrzeuge mit kurzer Reichweite (z. B. Pkw) geeignet sind, während Wasserstoff für Langstrecken-Pkw und energieintensivere schwere Nutzfahrzeuge (z. B. Langstrecken-Lkw) besser geeignet erscheint.

In Europa gibt es etwa 250 Millionen leichte Nutzfahrzeuge (hauptsächlich Pkw und Lieferwagen) und etwa 6,5 Millionen Lkw und Busse. Das Hauptaugenmerk liegt daher heute auf der Entwicklung von Batterien für leichte Nutzfahrzeuge. Da jedoch die Prognosen für das Verkehrswachstum in der EU in den nächsten Jahrzehnten zeigen, dass sowohl der Personen- als auch der Güterverkehr zunehmen werden, wird es wichtig sein, auch für Brennstoffzellenautos Lösungen zu entwickeln.



FZ Jülich
Dr. Kaining Ding
k.ding@fz-juelich.de

Olga Kanz
o.kanz@fz-juelich.de

Dr. Thomas Grube
th.grube@fz-juelich.de

Prof. Dr. Uwe Rau
u.rau@fz-juelich.de

Fraunhofer ISE
Dr. Martin Heinrich
martin.heinrich@ise.fraunhofer.de

HZB
Prof. Dr. Rutger Schlatmann
rutger.schatmann@helmholtz-berlin.de

ISFH
Prof. Dr. Robby Peibst
peibst@isfh.de

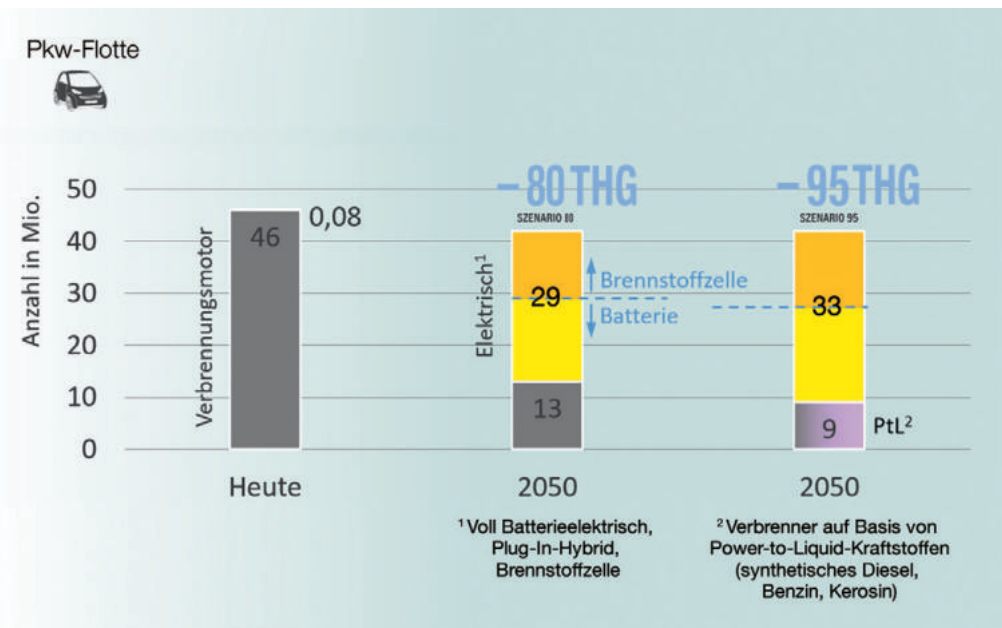
KIT
Apl. Prof. Dr. Alexander Colsmann
alexander.colsmann@kit.edu

ZSW
Dr. Jann Binder
jann.binder@zsw-bw.de

Abbildung 1

Kostenoptimierte Transformationsstrategien für die deutsche Pkw-Flotte in unterschiedlichen Energieszenarien

links: Pkw-Flotte im 80 %-Reduktionsszenario
rechts: Pkw-Flotte im 95 %-Reduktionsszenario
(Quelle: [5])



Je größer der Anteil der Elektrofahrzeuge, desto weniger Benzin wird benötigt, doch steigt dadurch auch der Stromverbrauch des Verkehrs. Hierzu wurde eine Studie vom Forschungszentrum Jülich über kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem veröffentlicht. Das Ergebnis zeigt, dass unter der Annahme, dass die Treibhausgase bis 2050 um 80 % bzw. 95 % gegenüber dem Emissionsniveau von 1990 reduziert werden, die Stromnachfrage des Verkehrssektors bis zum Jahr 2050 auf ca. 40–49 TWh/a ansteigen wird. Für das 80%-Szenario resultiert die kostenoptimale Lösung in einer Flotte von 29 Millionen E-Pkw für das Jahr 2050 und im 95%-Szenario sogar in einer Flotte von 33 Millionen E-Pkw. Abbildung 1 zeigt links das Ergebnis für das 80%- und rechts für das 95%-Reduktionsszenario. Doch woher kommt der benötigte Strom? (► *Abbildung 1*)

- indirekt als erneuerbare Quelle zur Stromerzeugung, zum Aufladen von batterieelektrischen Fahrzeugen oder Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen (PHEV)
- direkt über fahrzeugintegrierte PV (engl. vehicle integrated PV = VIPV)

► *Abbildung 2* zeigt die Übersicht unterschiedlicher Anwendungsbereiche.

Direkte PV-Integration in Fahrzeuge

Fahrzeugintegrierte Solarzellen wurden erstmals in den 1960er Jahren vorgeschlagen. In den 1980er und 1990er Jahren wurden fahrzeugintegrierte Solarzellen als ein Add-on genutzt, welches eine zusätzliche Energiequelle für die Beleuchtung oder Klimatisierung darstellt.

Der VIPV-Markt machte sich die Entwicklung des PV-Marktes zunutze. Unter den ersten kommerziellen Modellen waren Plug-in-Hybridautos, die mit Solar-dächern ausgestattet wurden. So wurde der Toyota Prius Plug-in-Hybrid 2012 auf den Markt gebracht. Das Auto war mit einer 180-Wp(WattPeak)-Solaranlage ausgestattet. Im Jahr 2019 folgte der Prius PHEV mit einem effizienteren Solar-Photovoltaikdach. Hocheffiziente 860 Wp-Triple-Junction-Solarzellen mit einem Wirkungsgrad von 34 % wurden in das Fahrzeug integriert. Die maximale Lade- und Stromversorgung der Antriebs- und Hilfsbatterie ermöglichen unter besten Bedingungen eine Reichweite von 56,3 km. Ebenso gibt es europäische Fahrzeughersteller für VIPV: Sono Motors aus München

PV-Anwendungen im Verkehr

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors wird viele neue Anwendungsmöglichkeiten für die Photovoltaik eröffnen. Vergleicht man verschiedene Stromquellen, so ist die Solarenergie dank erheblicher Kostensenkungen und Nachhaltigkeitsaspekte die geeignetste Wahl.

Solarbasierte Anwendungen können für den Verkehr auf verschiedene Weise genutzt werden:

- indirekt durch die Herstellung von Biokraftstoffen (für konventionelle Fahrzeuge) oder Wasserstoff (für Brennstoffzellenfahrzeuge)

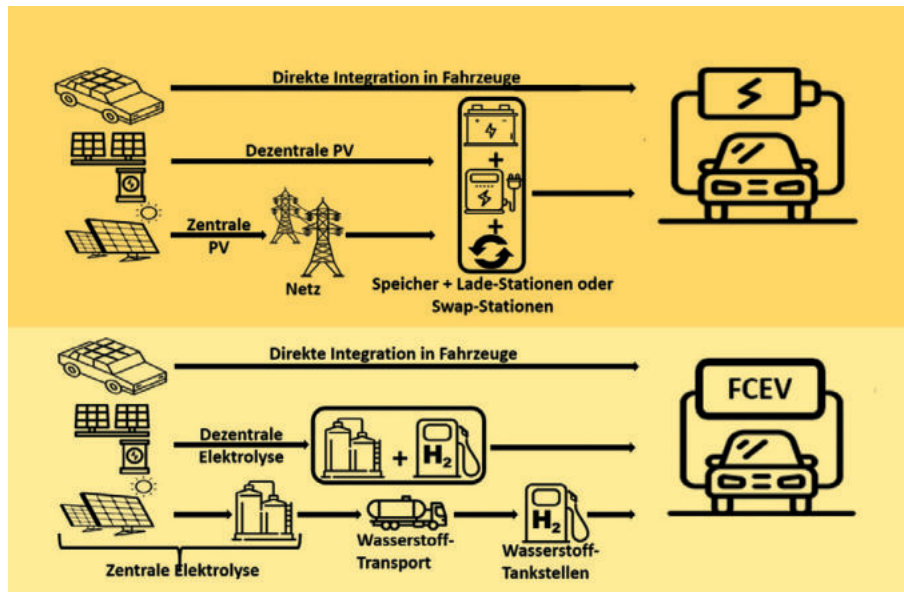


Abbildung 2

PV im elektrifizierten Straßenverkehr

(Quelle: eigene Darstellung)

verwendet monokristalline Silizium-Solarzellen, um die Karosserie des Solarautos Sion abzudecken. Unter besten Bedingungen erzeugen die Zellen 1200Wp und erhöhen die Reichweite (max. 255 km WLTP [Prüfverfahren „Worldwide Harmonised Light-Duty Vehicles Test Procedure“] bei 35 kWh) bis zu 34 Kilometer pro Tag. Lightyear aus Eindhoven hat in Zusammenarbeit mit Siemens und NXP ein Luxus-Solarfahrzeug für 2020 angekündigt. Der Lightyear One wird über mehr als 5 m² integrierte Solarzellen verfügen, die 1250Wp erzeugen können. Unter optimalen Bedingungen werden die Solarzellen zusätzlich bis zu 200 km zur Ladung der 60 kWh-Batterie beitragen. Bei einem beeindruckend niedrigen Energieverbrauch von 83 Wh/km (WLTP) können bei optimaler Solarausbeute fast 780 km Reichweite erreicht werden.

Auch in der Forschung gibt es zahlreiche Projekte:

- Bei PATOS (2016 bis 2019) wurde ein Schiebendach in ein Verbrenner-Auto integriert, um die Versorgung der Lüftung mit Solarstrom zu erforschen.
- Im Projekt Street (2018 bis 2021) geht es um Leicht-Nutzfahrzeuge mit integrierter PV.
- Das Projekt Lade-PV (2019 bis 2022) fokussiert sich ebenso auf Lkw. Solarstrom soll hierbei für die Kühlung des Laderaums verwendet werden.

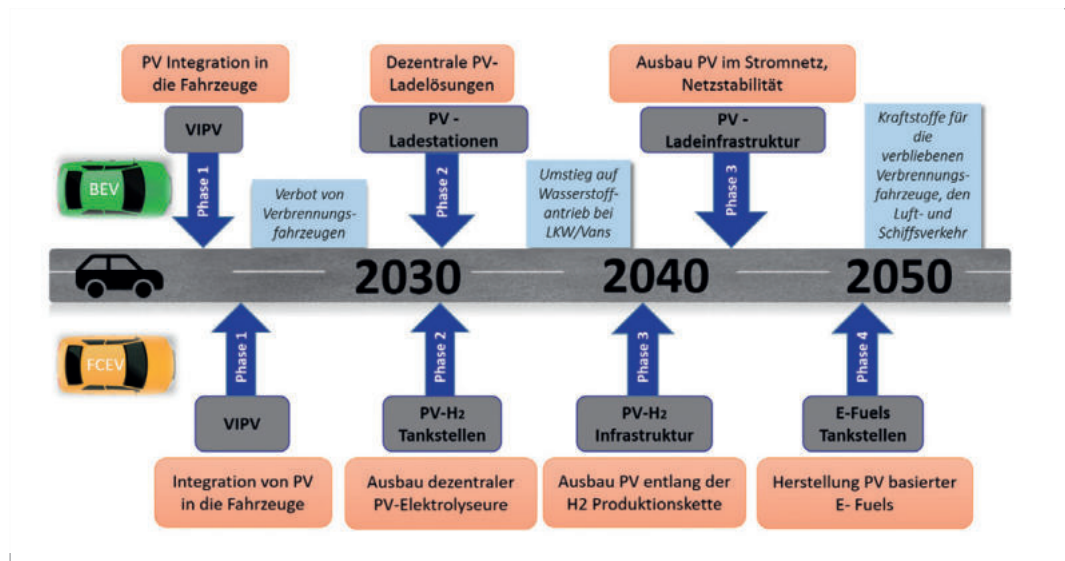
Die Ergebnisse aus der Forschung zeigen, dass sich VIPV für größere Fahrzeuge wie Lkw früher durchsetzen kann. Der Energieverbrauch im Fahrzeug, beispielsweise durch die Klimaanlage, Kaffeemaschine, Kochherd etc. kann dabei mit Sonnenenergie gedeckt werden.

Herausforderung in der Forschung und Entwicklung

Aus technischer Sicht wird es mehrere Herausforderungen geben bei der Abstimmung des Strombedarfs großer Flotten von Elektrofahrzeugen mit der Stromkapazität in den regionalen und lokalen Netzen. Daher wird es wichtig sein, lokale Energiespeichersysteme einzubeziehen, die die Belastung der bestehenden Stromnetze minimieren und die Notwendigkeit von Investitionen in neue Stromnetze verringern. Sowohl PV/Batterie- als auch PV/Wasserstoff-Energiespeichersysteme können als mögliche Lösungen zur Pufferung der im Laufe der Zeit schwankenden PV-Energieproduktion betrachtet werden, und zwar um sowohl kurzfristige Schwankungen (Minuten und Stunden) als auch längerfristige Schwankungen (Tage und Wochen) auszugleichen. Für die zuvor diskutierten PV-Lösungen bleibt die optimale Auslegung für die Integration in die Fahrzeuge und Solarladesysteme in das Stromnetz eine entscheidende Frage.

Eine der wichtigsten Herausforderungen für die Forschung und Entwicklung besteht darin, ein geeignetes Fahrzeugnutzungsmodell zu finden, um das Verhältnis zwischen der Nutzung von Solarenergie und PV-Leistung zu maximieren. Messungen mit Strahlungssensoren, die die Abschattungs- und Reflexionsbedingungen der Fahrzeuge untersuchen, Tests mit Solarmodulen zur Validierung der Berechnungen sowie die geeigneten Speicher- und Batteriemanagementsysteme sind wichtig. Hierzu sind internationale Methoden zur Bewertung der Reduktion der CO₂-Emissionen von Netzstrom

Abbildung 3
Mögliche Marktentwicklungen der Solaranwendungen im Straßentransportsektor
 oben: Batterie-Elektrofahrzeuge (BEV)
 unten: Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge (FCEV)
 (Quelle: eigene Darstellung)



(Kapazität, Verbrauch...) sowie des ökonomischen und ökologischen Nutzens erforderlich.

Außerdem muss eine Standardisierung der Technologie eingeführt werden. Eine verbesserte Kommunikation und Zusammenarbeit zwischen den Akteuren im Automobil- und PV-Bereich kann zur Lösung dieses Problems beitragen. Ebenso können internationale Methoden dazu beitragen, den geschaffenen Wert zu kommunizieren und die Integration von Solarladung und VIPV in die nationale Klimapolitik zu unterstützen.

Die weltweite Markteinführung von PV-Produkten im Transport ist natürlich mit der Einhaltung von Vorschriften verbunden, in diesem Fall sowohl aus dem PV- als auch aus dem Transportsektor. Angesichts der Neuartigkeit der meisten vorgeschlagenen Lösungen werden neue Normen (IEC - CEN/CENELEC) erforderlich sein, um diese Technologien voranzutreiben und regulatorische Hindernisse zu überwinden.

Es gibt technologische Hürden, die für die Anwendungen der Lkw zu überwinden sind. Das Gewicht spielt beispielsweise eine große Rolle für die Wirtschaftlichkeit, die VIPV darf eine maximale Breite nicht überschreiten und es gibt extra Sicherheitsregelungen (bleifreie Materialien). In Bezug auf die konkrete Realisierung von Fahrzeugen mit integrierter Photovoltaik sind wichtige Entwicklungsthemen: leichte und trotzdem haltbare sowie hocheffizienter PV-Module, die Belegung von gekrümmten Flächen mit Solarzellen, die Integration der PV-Module in die Fahrzeugästhetik, sowie die Entwicklung geeigneter elektronischer Komponenten wie schnelle Maximum-Powerpoint-Tracker.

Durch die unterschiedliche Marktreife der Anwendungen wird PV im elektrifizierten Straßentransportsektor etappenweise eingeführt. Die exakte Reihenfolge der Anwendungen ist nur schwer vorherzusehen, doch einige Anwendungen, wie VIPV, sind reifer als andere. Die komplexeste Lösung ist das Aufbauen von zentralen Infrastrukturen. Diese ist zwar eine zielführende Lösung, aber nur langfristig zu erreichen. ► **Abbildung 3** zeigt mögliche Entwicklungen auf dem Bereich der solaren Anwendungen im Verkehr.

Fazit und Ausblick

Der moderne Verkehr benötigt eine kostengünstige Energiequelle mit minimaler Umweltbelastung, um fossile Brennstoffe zu ersetzen. Das Potenzial der PV im Straßenverkehr wächst kontinuierlich. Einerseits, weil der Markt für E-Mobilität boomt und andererseits, weil PV-Strom so günstig geworden ist. Die Einbindung solarbasierter Anwendungen kann im Verkehr auf verschiedene Weisen erfolgen: indirekt beim Laden oder per direkter Integration in die Fahrzeuge. Neben einer kostengünstigen, nachhaltigen und umweltfreundlichen Energieerzeugung bietet direkte PV-Integration auch eine größere Unabhängigkeit vom Netzanschluss. Doch die Herstellung hocheffizienter, speziell für die Anforderungen geeigneter Solarzellen sowie die ästhetisch anspruchsvolle Integration bleiben eine Herausforderung. Die Forschung darf jedoch die bereits bewährte PV-Technologien nicht aus den Augen verlieren: Es werden reife PV-Technologien für reife Anwendungen benötigt, um in diesem Bereich wirtschaftlich erfolgreich zu sein. Es bietet sich eine reale Chance

für das Comeback der deutschen PV-Industrie. Deutschland hat nur ein begrenztes Zeitfenster, um eine VIPV-Wertschöpfungskette und einen VIPV-Markt aufzubauen. Wenn alle Beteiligten von der Forschung über die Industrie bis hin zur Politik aktiver werden und alle Akteure an einem Strang ziehen, werden die PV-Anwendungen im Verkehr Realität werden.

Literatur

- [1] „Lazard’s levelized cost of energy analysis“, Lazard <https://www.lazard.com> (2019)
- [2] „Big and Beyond“, ETIP-PV <https://etip-pv.eu> (2018)
- [3] „Decarbonisation of Transport: options and challenges“, EASAC <https://easac.eu> (2019)
- [4] „Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial“, Agora Verkehrswende <https://www.agora-verkehrswende.de> (2019)
- [5] „Wege in die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“ M. Robinius et. al. <https://www.fz-juelich.de> (2020)
- [6] „Solar in the driving seat“, Solar Power Europe, <https://www.solarpowereurope.org> (2019)

Hocheffiziente Solarzellen durch selektive Kontakte



Fraunhofer ISE
Dr. Anamaria Moldovan
anamaria.moldovan@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Kaining Ding
k.ding@fz-juelich.de

Prof. Dr. Uwe Rau
u.rau@fz-juelich.de

ISFH
Prof. Dr. Robbi Peibst
peibst@isfh.de

HZB
Dr. Lars Korte
korte@helmholtz-berlin.de

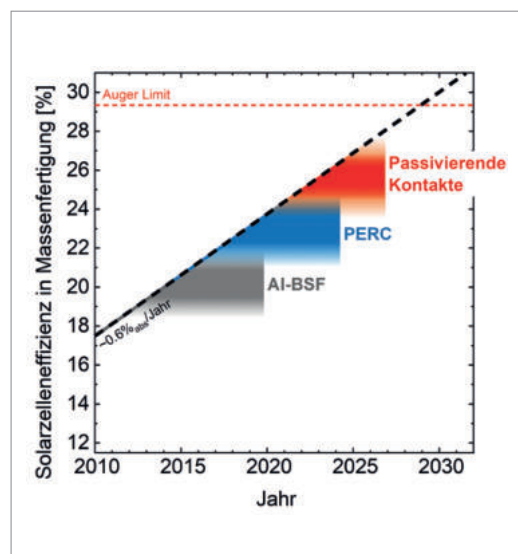
Prof. Dr. Bernd Stannowski
bernd.stannowski@helmholtz-berlin.de

Es ist sehr positiv zu beobachten, dass neben der Modulfertigung auch wieder Zellfertigungs-Linien in Europa auf- oder ausgebaut werden. Dies bringt viele Chancen, aber auch Herausforderungen mit sich. Daher ist es sehr wichtig, dass Forschungsinstitute zur Stärkung einer industriellen Wertschöpfung in Europa Forschungsfragenstellungen über alle Technologiereifegrade (TRLs) für und gemeinsam mit Industriepartnern adressieren und vorantreiben.

Die wichtigsten Aspekte hierbei sind:

- Transfer der neuesten Photovoltaiktechnologien in die Produktion
- Etablierung von vereinfachten Wegen zur Prozess- und Qualitätskontrolle sowie Optimierung durch digitale Maßnahmen
- Erarbeiten von ressourcenschonenden Alternativen zu etablierten Produktionsprozessen (geringerer Materialverbrauch und somit reduzierte Kosten und verbesserte Ökobilanz)
- Entwicklung von höchsteffizienten Solarzellenarchitekturen und Modulfertigung sowie neuer Konzepte der „übernächsten“ Solarzell-Generation

In **Abbildung 1** ist die „Lernkurve“ der Wirkungsgradsteigerung in der Solarzellen-Massenfertigung im zeitlichen Verlauf dargestellt. Diese Wirkungsgradsteigerung liegt aktuell bei ca. 0,6% pro Jahr (Fertig et al. 2017; Hermle 2017).



Die in den 1980er Jahren entwickelte PERC-(Passivated Emitter and Rear Concept)Technologie (Blakers 2019) ist auch heute noch aktueller Standard in der Produktion mit einem Anteil von ca. 65% und besten Durchschnittswirkungsgradwerten in der Fertigung von ca. 22,9% (Zhang et al. 2020). Die Wirkungsgradsteigerung dieser Technologie in den nächsten Jahren ist jedoch limitiert.

Zellkonzepte basierend auf selektiven passivierenden Kontakten wie Silizium Heterojunction (SHJ oder HJT) oder Siliziumoxid-Poly-Silizium basierte Technologien (Tunnel Oxide Passivated Contacts TOPCon (Feldmann et al. 2013; Feldmann et al. 2014; Feldmann 2015), Poly-Silicon on Oxide POLO (Römer et al. 2014; Peibst et al. 2014) und Weitere) haben im Labormaßstab bereits Wirkungsgrade von über 26% gezeigt (26,7% HJT-IBC (IBC: interdigitated back contact) (Yoshikawa et al. 2017), 26% TOPCon beidseitig kontaktiert (Richter et al. 2021), 26,1% POLO-IBC (Haase et al. 2018)) und sind dabei, in der industriellen Fertigung in Bezug auf den Wirkungsgrad die PERC-Technologie zu überholen. Zukünftig werden sie einen wachsenden Marktanteil erlangen (VDMA 2020).

Zellkonzepte mit selektiven passivierenden Kontakten haben diese Besonderheiten:

- Der Kontakt ist sehr selektiv durchlässig für den Transport von Ladungsträgern einer Polarität.
- Die Grenzfläche zwischen Kontakt und dem Silizium-Wafer, in dem die Ladungsträger generiert werden, wird durch den applizierten Schichtstapel sehr gut passiert.
- Gleichzeitig liegt kein direkter (rekombinationsaktiver) Kontakt zwischen Silizium-Absorber und Metallisierung vor.

Aber auch für diese neuen Konzepte ist für Silizium-Solarzellen das maximale Wirkungsgradpotenzial limitiert auf ein theoretisches Maximum von 29,5% (Intrinsisches Limit) (Veith-Wolf et al. 2018). Es stellt sich somit die Frage: Was kommt danach?

Das Sonnenspektrum kann bisher von Silizium-Solarzellen nicht voll ausgenutzt werden, somit limitieren Thermalisierungs- und Transmissionsverluste bisher den Wirkungsgrad.

Abbildung 1
„Lernkurve“ der Wirkungsgradsteigerung in der Solarzellen-Massenfertigung im zeitlichen Verlauf
(Quelle: Fraunhofer ISE)

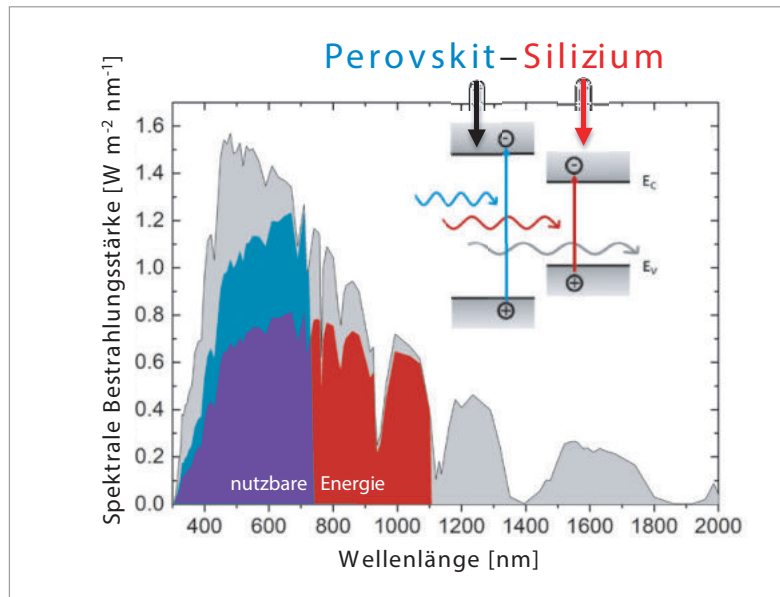


Abbildung 2
Bessere Ausnutzung des Sonnenspektrums durch eine Silizium-Tandem-Solarzelle
 (Quelle: Fraunhofer ISE)

Doch Silizium-Tandem-Solarzellen, bei denen eine Silizium-Solarzelle mit einer z. B. auf III-V Halbleitermaterialien oder Metallhalogenid-Verbindungen in der Perowskit-Kristallstruktur basierten Solarzelle als Stapel verbunden werden, ermöglichen es, diese Limitierungen zu überwinden und somit das Sonnenspektrum effizienter auszunutzen (► *Abbildung 2*).

Alle an diesem Beitrag beteiligten Institute forschen von den Grundlagen für neue Konzepte über Laborzellen und die Skalierung bis zum Transfer in die Produktion. In den nachfolgenden Abschnitten werden die aktuellen Ergebnisse zu Siliziumoxid-Poly-Silizium, Silizium-Heterojunction und Silizium-Tandem-basierten Konzepten vorgestellt.

Siliziumoxid-Poly-Silizium

Siliziumoxid/Poly-Si basierte Solarzellen bieten das Potenzial für sehr hohe Wirkungsgrade. Sowohl Fraunhofer ISE also auch ISFH haben Rekordwirkungsgrade an Laborsolarzellen dieser Technologie demonstriert. Fraunhofer ISE 26% für eine beidseitig kontaktierte Solarzelle (Richter et al. 2021) (► *Abbildung 3*), ISFH 26,1% mit einer Solarzelle basierend auf beidseitig passivierenden Kontakten und nur rückseitiger Kontaktierung (Haase et al. 2018) (► *Abbildung 4*).

Aktuell wird intensiv daran gearbeitet, die industrielle Umsetzung voranzutreiben, indem beispielweise die dotierten Poly-Si Schichten in einem industriellen Rohofen-PECVD-Prozess abgeschieden werden. Wichtig ist hierbei, den Durchsatz zu steigern, aber

auch gleichzeitig eine homogene und hohe Prozessgüte zu erzielen. Die aktuell beste industrielle TOPCon-Zelle am Fraunhofer ISE erzielt bisher einen Wirkungsgrad von 23% auf großer Waferfläche (Feldmann et al. 2020).

Neben der Durchsatzsteigerung wird daran gearbeitet, den Materialverbrauch und somit die Kosten zu reduzieren, indem Silber (Ag) bei der Metallisierung eingespart wird. Fraunhofer ISE arbeitet hierbei an Kupfer (Cu)-Plating als Alternative zu Siebdruck mit Ag-basierten Pasten und konnte für beide Ansätze einen vergleichbaren Wirkungsgrad demonstrieren (Steinhauser et al. 2020).

Selektive passivierende Kontakte können in verschiedenen Varianten kombiniert werden (Brendel et al. 2018; Schmidt et al. 2018). Das ISFH verfolgt für industrielle POLO-Solarzellen die Kombination aus Aluminium (Al) p+ als Löcher-selektivem und SiOx/n+ Poly-Si als Elektronen-selektivem Kontakt. Bei diesem Ansatz kann die Prozess-Sequenz verkürzt werden, da ein Hochtemperatur-Schritt entfällt.

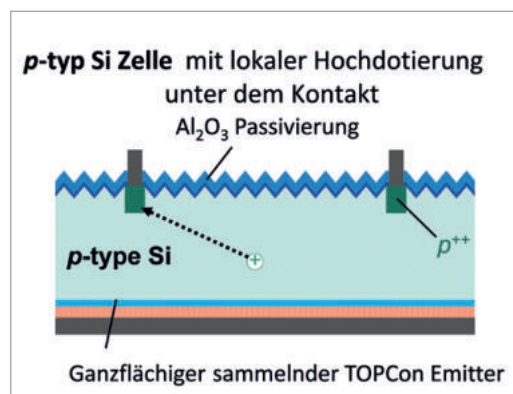
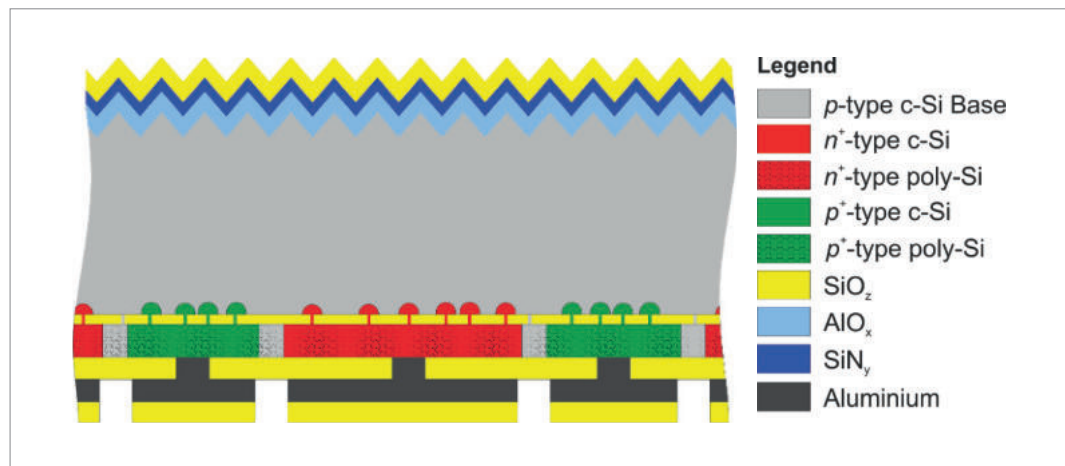


Abbildung 3
Querschnittsskizze der beidseitig kontaktierten TOPCon-Rekordsolarzelle
 (Quelle: Fraunhofer ISE)

Abbildung 4
**Querschnittskizze der
 rückseitig kontaktierten
 POLO-Rekordsolarzelle**
 (Quelle: ISFH)



Zudem kann auch Ag eingespart werden, da eine Polarität ohnehin bereits mit Al metallisiert ist. Auf großer (kleiner) Wafer-Fläche konnte mit dieser Prozessroute bisher ein Wirkungsgrad von 22,6% (23%) erzielt werden (Kruse et al. 2020).

Auch kann Siliziumoxid-nanokristallines (nc) Silizium als transparenter passivierender Kontakt (TPC) angewendet werden, was am FZ Jülich erfolgreich gezeigt werden konnte. Mit diesem Ansatz wird der Vorderseitenkontakt bzgl. Transparenz optimiert und es können Prozess- sowie Hochtemperaturschritte eingespart werden. Mit diesem Ansatz konnte bisher ein Wirkungsgrad von 23,8% für Laborsolarzellen erzielt werden (Kohler et al. 2020).

Silizium-Heterojunction

SHJ-Solarzellen haben ebenfalls ein sehr hohes Wirkungsgradpotenzial, s.o. (Yoshikawa et al. 2017). An der Schnittstelle zwischen Labor und Produktion werden aktuell bereits Effizienzwerte zwischen 24 und 25% auf großer Waferfläche erreicht.

Neben Ansätzen zur weiteren Effizienzsteigerung durch Verbesserungen an den amorphen oder nanokristallinen Silizium (a-Si bzw. nc-Si) und transparenten leitfähigen Oxid (transparent conductive oxide, TCO)-Schichten (wie beispielweise transparentere dotierte a-Si-Schichten oder TCO-Schichten mit hoher Mobilität), werden material- und somit kostensparende Ansätze von FZ Jülich, Fraunhofer ISE und HZB Berlin untersucht.

Ein zentrales Thema ist die Einsparung von Indium (In) für das TCO Indium Zinn Oxid (engl. Indium Tin Oxide, ITO) durch Teil- oder Vollsubstitution durch andere (TCO) Materialien. FZ Jülich und HZB konnten ITO durch Aluminium-Zink-Oxid (AZO) erfolgreich ersetzen und an Laborsolarzellen (ca. 4 cm²) einen Wirkungsgrad von 23,6% (Wu et al. 2021) bzw.

23,65% (Morales-Vilches et al. 2019; Cruz et al. 2020) erzielen. Fraunhofer ISE hat gezeigt, dass durch eine Teilsubstitution der ITO-Schicht durch eine mittels Sprühpyrolyse aufgebraute TiO_x Capping-Schicht 72% ITO Material eingespart werden kann bei vergleichbaren Wirkungsgraden (Bartsch et al. 2020).

Silizium-Tandem

Aktuell wird die Forschung zu III-V/Silizium und Perowskit/Silizium-Tandem-Solarzellen stark ausgebaut. Diese Zellkonzepte ermöglichen es, noch höhere Wirkungsgrade zu erzielen. Die aktuell höchste wissenschaftlich publizierte Perowskit/Silizium-Tandem-Solarzelle mit einem Wirkungsgrad von 29,52% wurde von Oxford PV hergestellt (Pressemeldung 21.12.2020). Bis dahin lag der Rekordwirkungsgrad bei 29,15% für die am HZB hergestellte Solarzelle (Helmholtz-Zentrum Berlin; Al-Ashouri et al. 2020). In der optimierten Zellstruktur der HZB-Zelle wird anstelle eines Polymers (PTAA) eine Selbst-assemblierende Monolage (SAM, MeO-2PACz) als neuer Kontakt zwischen der SHJ-Bottomzelle und der Perowskit-Schicht verwendet, die zu einer verbesserten Passivierung führt sowie eine konformale und skalierbare Abscheidung ermöglicht. Eine erste Skalierung dieser Technologie mit Siebdruckmetallisierung konnte erfolgreich auf einer Solarzellenfläche von 61,6 cm² mit einem Wirkungsgrad von 21,13% demonstriert werden.

Am Fraunhofer ISE konnte mit einer monolithischen III-V Silizium-Tandem-Solarzelle ebenfalls ein neuer Weltrekordwirkungsgrad mit 34,5% erzielt werden, indem sowohl für die Silizium-Bottom-Zelle wie auch für die III-V-Top-Zelle selektive passivierende Kontakte verwendet wurden (Schygulla et al. 2020 – 2020; Müller et al. 2020).

Fazit

Dieser Beitrag zeigt auf, dass alle aktuellen Rekordzellen auf selektiven/passivierenden Kontakten basieren und diese Solarzellentechnologien die nächste Generation in der Photovoltaik-Produktion und zugleich Basis für neue Konzepte sind. Die Entwicklung von ressourcenschonenden Prozess-Sequenzen ist hochrelevant, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien über den Anteil von derzeit ~10% (BP 2019) am globalen Primärenergie-Mix hinaus ökonomisch attraktiv zu machen und auch langfristige ökologische und sozioökonomische Folgen positiv zu beeinflussen. Das FuE-Konsortium leistet einen wichtigen Beitrag, um Entwicklungen der Photovoltaik-Technologien auf allen TRLs voranzutreiben und somit die PV-Produktion weltweit und insbesondere in Europa zu unterstützen.

Literatur

- Al-Ashouri, Amran; Köhnen, Eike; Li, Bor; Magomedov, Artiom; Hempel, Hannes; Caprioglio, Pietro et al. (2020): Monolithic perovskite/silicon tandem solar cell with 29% efficiency by enhanced hole extraction. In: *Science* 370 (6522), S. 1300–1309. <https://doi.org/10.1126/science.abd4016>
- Bartsch, J.; Heitmann, U.; Jakob, L.; Mahmoud Algazzar, R.; Tutsch, L.; Hermann, R. et al. (2020): Spray Pyrolysis – A Versatile Technique for Thin Film Deposition in PV. 4 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 44-47 / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 44–47. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-1AO.3.6>
- Blakers, Andrew (2019): Development of the PERC Solar Cell. In: *IEEE J. Photovoltaics* 9 (3), S. 629–635. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2899460>
- BP (2019): *Statistical Review of World Energy*. 68th Edition.
- Brendel, R.; Kruse, C.; Merkle, A.; Schulte-Huxel, H.; Haase, F.; Peibst, R. (2018): Screening Carrier Selective Contact Combinations for Novel Crystalline Si Cell Structures. 8 pages / 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 39-46 / 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 39–46. <https://doi.org/10.4229/35thEUPVSEC20182018-1AO.2.6>
- Cruz, Alexandros; Ruske, Florian; Eljarrat, Alberto; Michalowski, Pawel P.; Morales-Vilches, Anna B.; Neubert, Sebastian et al. (2020): Influence of Silicon Layers on the Growth of ITO and AZO in Silicon Heterojunction Solar Cells. In: *IEEE J. Photovoltaics* 10 (2), S. 703–709. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2957665>
- Feldmann, F. (2015): Carrier-selective contacts for high-efficiency Si solar cells. Dissertation. Universität Freiburg, Freiburg. Technische Fakultät.
- Feldmann, F.; Bivour, M.; Reichel, C.; Hermle, M.; Glunz, Stefan W. (2013): A passivated rear contact for high-efficiency n-type silicon solar cells enabling high VocS and FF>82%. *Proceedings of the 29th EUPVSEC, Paris, France*. In: 28th EUPVSEC Paris. 2013. *Proceedings*. Paris, S. to be published.
- Feldmann, F.; Steinhauser, B.; Pernau, T.; Nagel, H.; Fellmeth, T.; Mack, S. et al. (2020): Industrial TOPCon Solar Cells Realized by a PECVD Tube Process. 6 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 164–169 / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 164–169. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-2AO.6.3>
- Feldmann, Frank; Bivour, Martin; Reichel, Christian; Steinkemper, Heiko; Hermle, Martin; Glunz, Stefan W. (2014): Tunnel oxide passivated contacts as an alternative to partial rear contacts. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 131, S. 46–50. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.06.015>
- Fertig, F.; Lantzsch, R.; Mohr, A.; Schaper, M.; Bartsch, M.; Wissen, D. et al. (2017): Mass production of p-type Cz silicon solar cells approaching average stable conversion efficiencies of 22%. In: *Energy Procedia* 124, S. 338–345. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.308>
- Haase, Felix; Hollemann, Christina; Schäfer, Sören; Merkle, Agnes; Rienäcker, Michael; Krügener, Jan et al. (2018): Laser contact openings for local poly-Si-metal contacts enabling 26.1%-efficient POLO-IBC solar cells. In: *Sol Energ Mat Sol C* 186, S. 184–193. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.06.020>
- Helmholtz Zentrum Berlin: World Record: Efficiency of perovskite silicon tandem solar cell jumps to 29.15 per cent. Online verfügbar unter https://www.helmholtz-berlin.de/pubbin/news_seite?nid=21020;sprache=en;seitenid=72384.
- Hermle, M. (2017): *PV Manufacturing in Europe*. ETIP PV. Brussels, 2017.

- Kohler, Malte; Pomaska, Manuel; Zamchiy, Alexandr; Lambertz, Andreas; Duan, Weiyuan; Lentz, Florian et al. (2020): Optimization of Transparent Passivating Contact for Crystalline Silicon Solar Cells. In: IEEE J. Photovoltaics 10 (1), S. 46–53. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2947131>
- Kruse, Christian; Peibst, Robby; Schäfer, Sören; Mertens, Verena; Bordihn, Stefan; Dullweber, Thorsten et al. (2020): For none, one, or two polarities—How do POLO junctions fit best into industrial Si solar cells? In: Prog Photovoltaics 28 (6), S. 503–516. <https://doi.org/10.1002/pip.3201>
- Morales-Vilches, Anna B.; Cruz, Alexandros; Pingel, Sebastian; Neubert, Sebastian; Mazzarella, Luana; Meza, Daniel et al. (2019): ITO-Free Silicon Heterojunction Solar Cells With ZnO:Al/SiO₂ Front Electrodes Reaching a Conversion Efficiency of 23%. In: IEEE J. Photovoltaics 9 (1), S. 34–39. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2873307>
- Müller, R.; Schygulla, P.; Lackner, D.; Höhn, O.; Hauser, H.; Richter, A. et al. (2020): Silicon-Based Monolithic Triple-Junction Solar Cells with Conversion Efficiency >34%. 5 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 574-578 / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 574-578. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-3AO.7.2>
- Peibst, R.; Romer, U.; Hofmann, K. R.; Lim, B.; Wietler, T. F.; Krugener, J. et al. (2014): A simple model describing the symmetric I–V characteristics of p polycrystalline Si/n monocrystalline Si, and n polycrystalline Si/p monocrystalline Si junctions. In: IEEE J. Photovoltaics 4 (3), S. 841–850. <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2310740>
- Richter, A.; Müller, R.; Benick, J.; Feldmann, F.; Steinhauser, B.; Reichel, C. et al. (2021): Design rules for high-efficiency both-sides-contacted silicon solar cell with balanced charge carrier transport and recombination losses. accepted for publication. In: Nature Energy.
- Römer, U.; Peibst, R.; Ohrdes, T.; Lim, B.; Krügener, J.; Bugiel, E. et al. (2014): Recombination behavior and contact resistance of n+ and p+ poly-crystalline Si/mono-crystalline Si junctions. In: Solar Energy Materials and Solar Cells 131, S. 85–91. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2014.06.003>
- Schmidt, Jan; Peibst, Robby; Brendel, Rolf (2018): Surface passivation of crystalline silicon solar cells: Present and future. In: Sol Energy Mat Sol C 187, S. 39–54. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.06.047>
- Schygulla, Patrick; Heinz, Friedemann; Lackner, David; Dimroth, Frank (2020 - 2020): Subcell Development for Wafer-Bonded III-V//Si Tandem Solar Cells. In: 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2020 IEEE 47th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Calgary, OR, 15.06.2020 – 21.08.2020: IEEE, S. 2716–2719.
- Steinhauser, B.; Grübel, B.; Nold, S.; Arya, V.; Schmiga, C.; Kluska, S. et al. (2020): Plating on TOPCon as a Way to Reduce the Fabrication Costs of i-TOPCon Solar Cells. 5 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 179-183 / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 179-183. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-2BO.1.1>
- VDMA (2020): International Technology Roadmap for Photovoltaic ITRPV. Online verfügbar unter <https://itrpv.vdma.org/>
- Veith-Wolf, Boris A.; Schäfer, Sören; Brendel, Rolf; Schmidt, Jan (2018): Reassessment of intrinsic lifetime limit in n-type crystalline silicon and implication on maximum solar cell efficiency. In: Sol Energy Mat Sol C 186, S. 194–199. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.06.029>
- Wu, Zhuopeng; Duan, Weiyuan; Lambertz, Andreas; Qiu, Depeng; Pomaska, Manuel; Yao, Zhirong et al. (2021): Low-resistivity p-type a-Si:H/AZO hole contact in high-efficiency silicon heterojunction solar cells. In: Appl Surf Sci 542, S. 148749. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2020.148749>
- Yoshikawa, Kunta; Yoshida, Wataru; Irie, Toru; Kawasaki, Hayato; Konishi, Katsunori; Ishibashi, Hirotaka et al. (2017): Exceeding conversion efficiency of 26% by heterojunction interdigitated back contact solar cell with thin film Si technology. In: Sol Energy Mat Sol C 173, S. 37–42. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.06.024>
- Zhang, X.; Liu, W.; Chen, Y.; Chen, S.; Xu, G.; Hu, Y. Y. et al. (2020): A Roadmap towards 24%-Efficiency PERC Cells Based on Screen Printing for Mass Production. 5 pages / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 233-237 / 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; 233-237. <https://doi.org/10.4229/EUPVSEC20202020-2CO.13.1>

Solar- und Umweltenergie für effiziente Wärme- und Kälteerzeugung

Einleitung

Mit dem European Green Deal hat Europa seine Klimaschutzziele nach oben korrigiert und einen weiteren, erforderlichen Schritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung unternommen. Die neuen europäischen Zielvorgaben sind in Deutschland mit der Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes seit Ende 2019 schon verbindlich festgeschrieben, wobei hier bereits spezifische CO₂-Budgets für die Einzelsektoren definiert werden. Die Umsetzung dieser Ziele verlangt eine radikale Transformation des heutigen Energieversorgungssystems.

Der Umbau des komplexen und heterogenen Wärmebereiches stellt dabei eine der größten Herausforderung dar: Wärme ist in Europa für über 50% des Endenergieverbrauches verantwortlich, wird aber gegenwärtig nur zu 22% aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt. Aus geoklimatischen, kulturellen und politischen Gründen sind dabei die Anteile in den einzelnen europäischen Ländern sehr unterschiedlich (► *Abbildung 1*). Unter den Spitzenreitern sind Schweden (66%) und Dänemark (48%). Unser Nachbarland Österreich erreicht immerhin 34%. Im Vergleich dazu liegt Deutschland mit 15% abgeschlagen auf einem hinteren Platz.

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien ist neben der Steigerung der Energieeffizienz die tragende Säule der Wärmewende, wobei hier ein breiter Mix an Technologien gefragt ist.

Die direkte Nutzung der Wärmetechnologien hat weiterhin Priorität, erfordert aber eine stark beschleunigte Erschließung der vorhandenen Potenziale sowie einen nachhaltigen Umgang mit wertvoller Biomasse.

Die Sektorenkopplung bietet die notwendige Ergänzung für die geplante Transformation (BMWi, 2021). Solarenergie in Form von Solarwärme und Solarstrom wird somit in Kombination mit Umweltwärme eine zentrale Rolle im zukünftigen Wärme- und Kälteversorgungssystem spielen. Darauf fokussiert sich der Beitrag, wobei die spezifische Situation der Niedertemperatur-Solarthermie und der Schlüsseltechnologie Wärmepumpe adressiert werden.

Nach einem kurzen Überblick über die aktuelle Marktentwicklung und den Forschungsbedarf werden repräsentative Projekte des Forschungsverbundes Erneuerbarer Energien (FVEE) vorgestellt.

Rolle im Energiesystem

Wärmepumpen und Solarthermie übernehmen im laufenden Transformationsprozess klar unterschiedliche Funktionen:

Unter der Voraussetzung einer ausreichenden Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien soll sich die Wärmepumpe als dominierender „grüner“ Wärmeerzeuger progressiv etablieren. Mehrere Studien rechnen beispielsweise, dass in Deutschland die Installation von über 6 Mio. Anlagen bis 2030 notwendig sei, im Vergleich zu einem Bestand von 1,2 Mio. Ende 2020 (Dena, 2018; Prognos et al., 2020; BWP, 2021).

Im Unterschied zur Wärmepumpe kann Solarthermie nur in sehr seltenen Fällen Wärmeerzeuger komplett ersetzen, sie lässt sich aber in allen zukunftsrelevanten Wärmeversorgungssystemen vorteilhaft integrieren. Solarthermie kann den Verbrauch fossiler Brennstoffe in Heizkesseln, welche noch lange eine wichtige Rolle spielen werden (BMWi, 2021), sowie auch kostbarer Biomasse oder synthetischer Gase senken. Sie erhöht zudem die Effizienz von Wärmepumpenanlagen und ist sowohl für die dezentrale als auch für die netzgebundene Wärmeversorgung optimal geeignet.

Marktentwicklung

Auch der Markt zeigt für die zwei Technologien unterschiedliche Entwicklungen:

Im Wärmepumpenbereich sind auf europäischer Ebene bis Ende 2019 ca. 14 Mio. Anlagen installiert worden, mit Absatzsteigerungen von 11% bis 14% in den letzten 5 Jahren. Bei der Marktdurchdringung führen hier die skandinavischen Länder, Spanien, Frankreich und die Schweiz. Deutschland weist dagegen immer noch einen von Heizkesseln stark dominierten Anlagenpark und einen hohen Nachholbedarf auf, vor allem bei Bestandsgebäuden (EHPA, 2020).



ISFH

Dr. Federico Giovannetti
f.giovannetti@isfh.de

Fabian Hüsing
huesing@isfh.de

DBFZ

Daniel Büchner
daniel.buechner@dbfz.de

Heike Gebhardt
heike.gebhardt@dbfz.de

Fraunhofer IEE

Dr. Dietrich Schmidt
dietrich.schmidt@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE

Dr. Constanze Bongs
constanze.bongs@ise.fraunhofer.de

Dr. Lena Schnabel
lena.schnabel@ise.fraunhofer.de

IZES

Dr. Christoph Schmidt
schmidt@izes.de

KIT

Prof. Dr. Eva Schill
eva.schill@kit.edu

Dr. Ferdinand Schmidt
ferdinand.schmidt@kit.edu

Wuppertal Institut

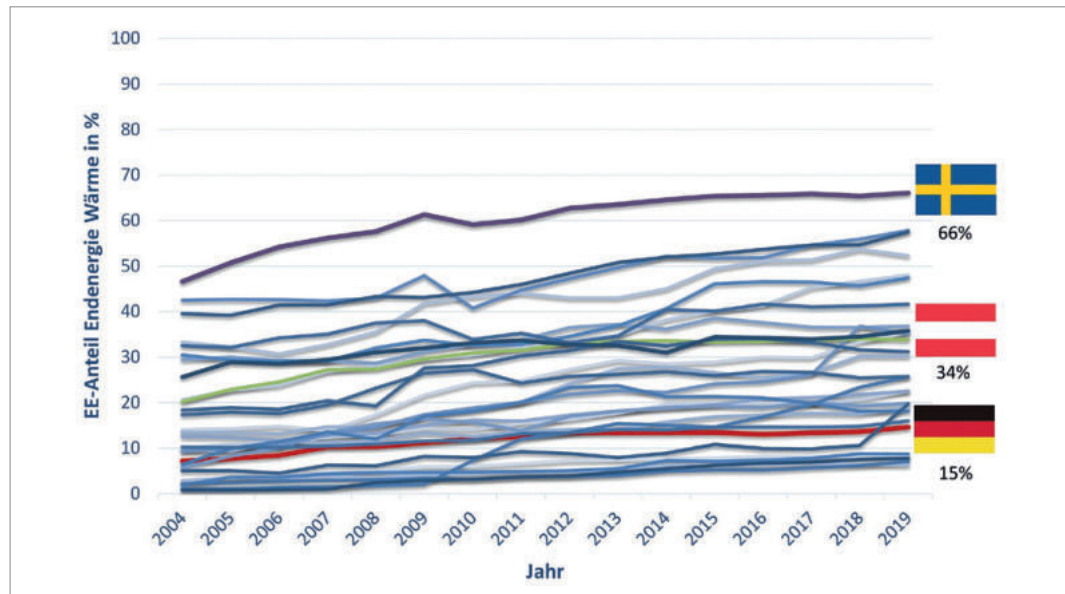
Dietmar Schüwer
dietmar.schuewer@wupperinst.org

ZAE

Dr. Bastian Büttner
bastian.buettner@zae-bayern.de

Dr. Andreas Hauer
andreas.hauer@zae-bayern.de

Abbildung 1
Erneuerbare Wärme in Europa:
 Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte in den europäischen Ländern
 (Entwicklung 2004-2019)
 (Quelle: ISFH aus Eurostat-Daten)



Bei der Solarthermie zeigt der europäische Markt erst in den letzten zwei Jahren eine leichte Erholung nach einer sehr langen rückgängigen Entwicklung, mit Absatzsteigerung von jeweils 2,4% (2018) und 3,4% (2019). Allgemein zu beobachten ist eine verstärkte Installation von Anlagen zur Trinkwassererwärmung in Südeuropa (Griechenland, Portugal, Spanien) und von Anlagen zur Unterstützung von Wärmenetzen in ganz Europa. 10% der zugebauten Kollektorfläche wurde in diesem Anwendungsbereich im Jahr 2019 installiert (Solar Heat Europe, 2020).

Um die definierten Klimaziele zu erreichen, ist für beide Technologien eine deutlich höhere Marktdynamik erforderlich, die nur mit einer Kombination aus ordnungsrechtlichen Maßnahmen und geeigneten Anreizprogrammen möglich ist. Wie entscheidend politische Instrumente sind, zeigen die Auswirkungen der Anfang 2020 in Deutschland eingeführten Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), mit Absatzzahlen für Solarthermie und Wärmepumpen die auf jeweils 26% und 40% explodiert sind.

Forschungsbedarf

Wenn die Schaffung des notwendigen Rahmens für die Umsetzung der Wärmewende Aufgabe der Politik ist, bleibt die Forschung ein unverzichtbares Mittel um wichtige offene Fragen im Laufe dieses Transformationsprozesses zu beantworten.

Bei der **Wärmepumpe** liegt der Fokus im Komponentenbereich auf der Effizienzsteigerung, vor allem in Kombination mit einer Erweiterung der Einsatzgren-

zen für Quellen- und Senktemperatur (z. B. für Bestandsgebäude, Wärmenetze und industrielle Anwendungen), sowie auf der Nutzung alternativer klimafreundlicher Kältemittel.

Auf der Systemebene spielen Integration und Regelung unter Berücksichtigung eines nachhaltigen und netzdienlichen Betriebes die zentrale Rolle.

Übergeordnete Ziele der Forschung bei der Niedertemperatur-**Solarthermie** sind die weitere Senkung der Wärmegestehungskosten und eine effiziente Integration dieser Technologie in CO₂-arme Energieversorgungssysteme.

Auf der Komponentenebene stehen die anwendungsspezifische Entwicklung von thermischen und photovoltaisch-thermischen Kollektoren (z. B. für Großanlagen, Wärmepumpensysteme) sowie die weitere Leistungssteigerung bei Wärmespeichern im Vordergrund.

Zunehmend wichtig für eine erfolgreiche und schnelle Umsetzung der Wärmewende werden (unabhängig von der betrachteten Technologie) die Demonstration und die wissenschaftliche Begleitung von Feldtests, um die Wirksamkeit der technischen Innovationen in der Praxis zu gewährleisten.

Ebenso die Einbeziehung von nicht-technischen Aspekten in den F&E-Aktivitäten (z. B.: Akzeptanz, Erprobung innovativer Geschäftsmodelle).

Damit verbunden sind komplexere Projekte auf größerer Skala, die systemische Ansätze und Lösungen nicht nur für Einzelgebäude, sondern auch für Quartiere erarbeiten.

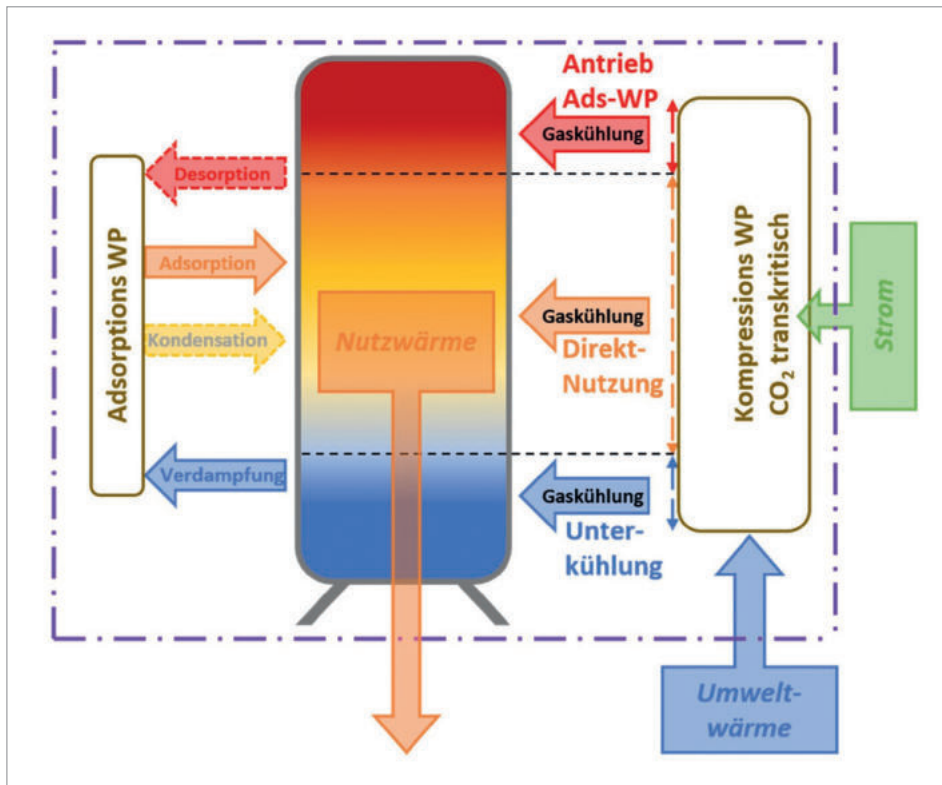


Abbildung 2
Schema einer neuartigen Hybridwärmepumpe für Mehrfamilien-Bestandsgebäude
 (Quelle: KIT)

Aktuelle FVEE-Aktivitäten

Mit Bezug auf die genannten Forschungsbedarfe werden im Folgenden repräsentative Projekte der FVEE-Mitglieder auf den Gebieten Solarwärme und Wärmepumpen dargestellt.

Neuartige Hybridwärmepumpe

Am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wird im Rahmen des Vorhabens LowEx-Bestand (BMWi, FKZ 03SBE0001) am Konzept einer neuartigen Hybridwärmepumpe für Mehrfamilien-Bestandsgebäude gearbeitet, die einen CO₂-Kompressionszyklus mit einem Adsorptionszyklus kombiniert (► *Abbildung 2*). Die wichtigsten Ziele dabei sind: die Effizienzsteigerung des CO₂-Zyklus durch die Kopplung mit dem Adsorptions-Hilfszyklus, die vorteilhafte Integration mit einem Wärmespeicher, der einen netzdienlichen Betrieb ermöglicht, und die Möglichkeit, den Adsorptionsteil des Systems mit einem zusätzlichen Gasbrenner als Gaswärmepumpe zu betreiben.

Im Gaswärmepumpen-Modus reduziert das System den Gasverbrauch gegenüber einer heute marktverfügbaren „Hybridwärmepumpe“, die letztlich ein bivalentes System aus einer auf die Grundlast skalierten Kompressionswärmepumpe und einem Gas-Spitzenlastkessel ist. In der Praxis wird so ein bivalentes System bei den für die nächsten Jahre absehbaren Strom- und Gaspreisen in Deutschland

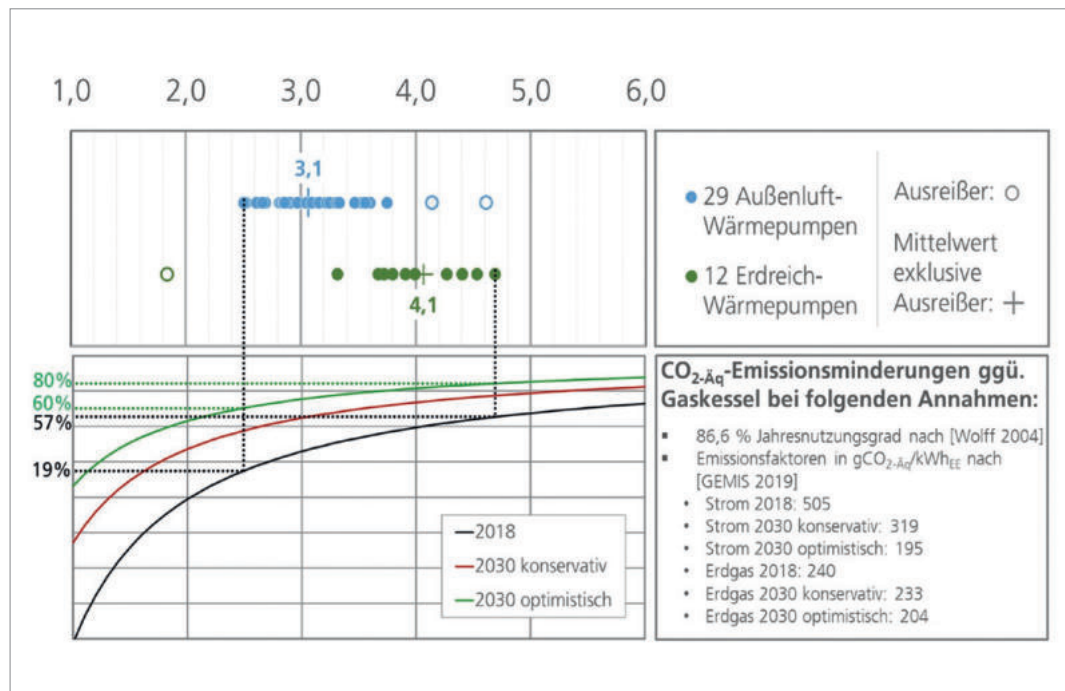
aber überwiegend im Gasbetrieb arbeiten und somit nur geringe Einsparungen gegenüber einem Gasbrennwertkessel erreichen.

Monitoring von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden

Schwerpunkt derzeitiger Arbeiten im Wärmepumpenbereich am Fraunhofer ISE ist die Analyse der Anwendung von Systemen in Bestandsgebäuden. Im Projekt „WP Smart im Bestand“ (BMWi FKZ 03ET1272) wurde ein wissenschaftliches Monitoring von Wärmepumpenanlagen in Einfamilien-Bestandsgebäuden durchgeführt. Für den Zeitraum Juli 2018 bis Juni 2019 konnten 29 Außenluft-Wärmepumpen, die zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung eingesetzt wurden, analysiert werden. Diese Anlagen erreichten Jahresarbeitszahlen (JAZ) von 2,5 bis 3,8 bei einem Mittelwert von 3,1. Analog zu den Außenluft-Wärmepumpen konnten 12 Erdreich-Wärmepumpen analysiert werden. Hier wurden JAZ zwischen 3,3 und 4,7 bei einem Mittelwert von 4,1 ermittelt (► *Abbildung 3*).

Die Ergebnisse zeigen, dass Wärmepumpen auch in Bestandsgebäuden zweckmäßig eingesetzt werden können, vor allem unter ökologischen Gesichtspunkten. Entscheidend dabei ist die erforderliche Heizkreistemperatur, welche wiederum vom spezifischen Heizwärmebedarf und den installierten Wärmeübergabesystemen abhängt. Die Analyse der

Abbildung 3
Feldtests von Wärmepumpen in Einfamilien-Bestandsgebäuden:
 Jahresarbeitszahlen und CO_{2,äq}-Bewertung
 (Quelle: Fraunhofer ISE)



Gebäude hat gezeigt, dass keine Komplettsanierung auf einen energetischen Neubaustandard notwendig ist, um Wärmepumpen zweckmäßig zu betreiben. Diese Zusammenhänge werden auch für den Mehrfamilienhausbestand, u. a. im Projekt SQ-Durlach (BMW FKZ 03ET1590) erprobt. Hier wird ein wirtschaftliches und effizientes Energiekonzept umgesetzt, das Wärmepumpen mit Photovoltaik und BHKWs kombiniert. Dabei kommen Wärmepumpen mit innovativen Wärmequellen (PVT-Kollektoren (Photovoltaik + Solarthermie) und Mehrquellenanlage mit Erdwärme und Außenluft)) zum Einsatz, die insbesondere für den dicht besiedelten urbanen Raum geeignet sind. Als minimalinvasive LowEx-Sanierungsmaßnahme mit hoher Wirtschaftlichkeit wurde ein Ansatz zum gezielten Austausch kritischer Heizkörper entwickelt und untersucht.

Systembewertung von Wärmepumpen

Auch das Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) hat neben seiner traditionellen Kompetenz auf den solarthermischen und photovoltaischen Gebieten, seine Aktivitäten und apparative Ausstattung im Bereich Wärmepumpen in den letzten Jahren aufgebaut, wobei der Schwerpunkt auf der Systementwicklung und -bewertung liegt.

Ein aktuelles Beispiel dafür ist das vom Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) geförderte Projekt „WPP-SYS“. Zentrales Projektziel ist die Erarbeitung eines Verfahrens zur dynamischen Prüfung von Wärmepumpen im System unter Berücksichtigung ihrer realen Betriebsbedingungen.

Dafür wurde der bestehende Wärmepumpenprüfstand mit einer Hardware-in-the-Loop (HiL) Umgebung erweitert, die sowohl die physische Integration als auch die Emulation wesentlicher Systembestandteile mittels gekoppelter Echtzeitsimulation ermöglicht und damit eine hohe Flexibilität sowie Reproduzierbarkeit bietet (► *Abbildung 4*). Weiterhin werden im Projekt relevante Systemkonfigurationen und Testzyklen identifiziert, als Simulationsmodelle umgesetzt und mit der Prüfstandssoftware vernetzt.

PVT-Kollektoren als alternative Wärmepumpenquellen

Ein weiteres Thema, das am ISFH intensiv untersucht wird, ist die Erschließung alternativer Wärmepumpenquellen. Neben Luft und Erdreich beschäftigt sich das Institut mit dem Einsatz von PVT-Kollektoren im Rahmen verschiedener Projekte, z. B. „Twin Power“ (BMW, FKZ 0325867) oder „IntegraTE“ (BMW, FKZ 03EGB0023). Dabei wurden sowohl die vorteilhafte kleinere Dimensionierung von Erdreichquellen durch solare Regeneration als auch die mögliche Anwendung als alleinige Wärmequelle bewiesen.

Am ZAE Bayern wird im Rahmen des Projektes RENBuild (BMW, FKZ 03EN1009) ein Gewerkeübergreifendes Gesamtsystem entwickelt, dessen optimierte Komponenten eine möglichst hohe Energieeffizienz bei gleichzeitiger Nutzung regenerativer Energien erlauben.

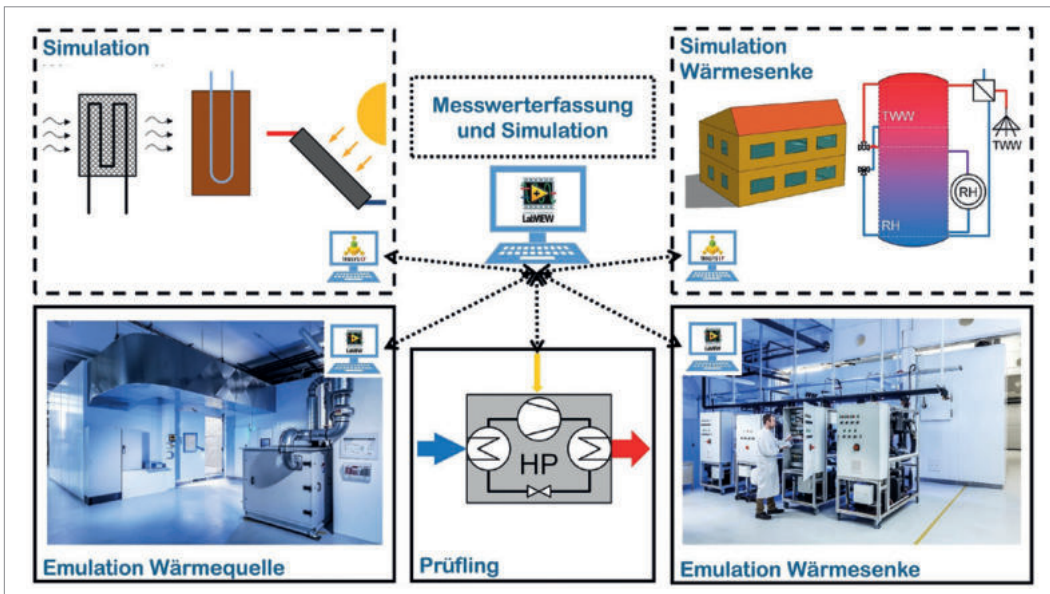


Abbildung 4
Hardware-in-the-Loop-Umgebung zur dynamischen Bewertung von Wärmepumpensystemen
 (Quelle: ISFH)

Kernstück des Systems ist ein PVT-Kollektor, der gleichzeitig Strom, Wärme und Kälte rein regenerativ erzeugt (► *Abbildung 5*). Tagsüber wird Solarenergie in Strom und Wärme umgewandelt, während nachts Umweltkälte – im Wesentlichen durch langwelligem Strahlungsaustausch mit dem kalten Nachthimmel – genutzt wird. Die dabei erreichten Temperaturen können sehr effizient in Niedertemperaturheiz- und -kühlsystemen wie z.B. Heiz-/Kühldecken, Fußbodenheizung/-kühlung oder aktiven Konvektoren mit geringer Über- bzw. Untertemperatur genutzt werden.

Eine Wärmepumpe kann die Temperaturen weiter anheben bzw. absenken. Entsprechend angepasste und optimierte Wärme- und Kältespeicher sorgen für die Überbrückung der Fehlzeiten zwischen Erzeugung und Bedarf. Die Einbindung einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung komplettiert das Gesamtsystem. Eine intelligente Steuerung erlaubt das effiziente Zusammenspiel der Komponenten und ist dabei auf eine möglichst hohe Eigennutzung ausgelegt. Die Speicher erlauben jedoch auch netzdienliche Funktionen wie z.B. power-to-heat oder power-to-cold. Die Integration der PVT-Kollektoren

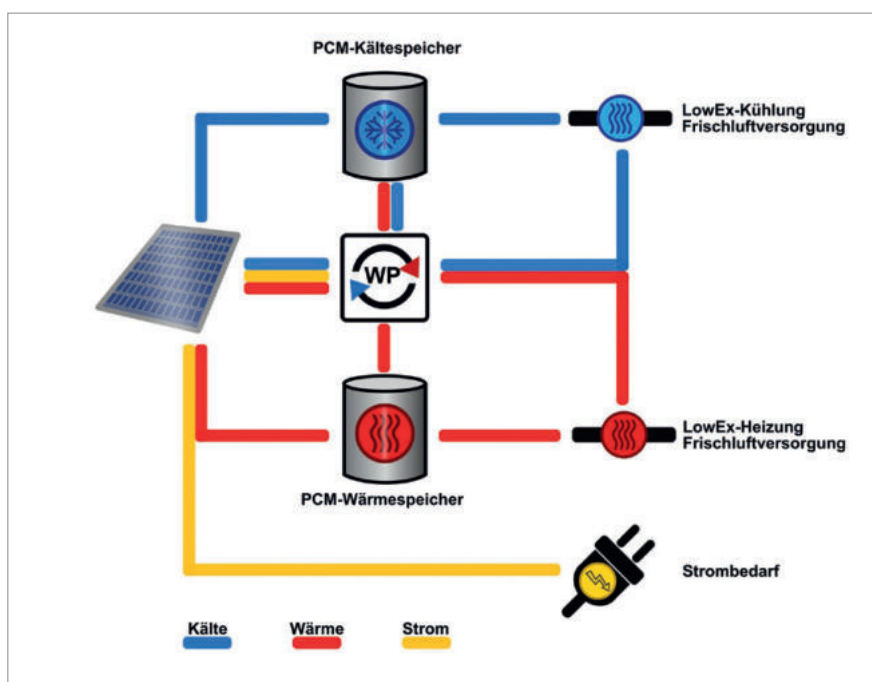


Abbildung 5
Gewerke-übergreifendes Gesamtenergieversorgungssystem basierend auf PVT und Wärmepumpe
 (Quelle: ZAE Bayern)

erfolgt schließlich gebäudeintegriert. Vor allem die Fassade erlaubt bei Gebäuden mit zu geringer Dachfläche (z. B. mehrgeschossige Bürogebäude) eine Vergrößerung der aktiv nutzbaren Fläche.

Am Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES) werden Wärmepumpen und PVT-Kollektoren in Kombination mit dem dort entwickelten Konzept der außenliegenden Wandtemperierung untersucht. Dieses System wird in Form von wasserführenden Kapillarrohrmatten oder diskreten Rohren zwischen der Bestandswand und einem neuen Wärmedämm-Verbundsystem (WDVS) im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen installiert. Die Integration in den Gebäudebestand erfolgt unabhängig vom Bewohnungszustand des Gebäudes bzw. den Raumhöhen o. ä. im Inneren und damit minimal invasiv. Zusätzlich wird dadurch die Bestandsstruktur des Gebäudes als Speicher für Wärme/Kälte nutzbar gemacht. Das niederexergetische Temperierungssystem eignet sich optimal als Wärmesenke für Wärmepumpen, Solarthermie und Niedertemperatur-Abwärme.

Im Projekt „Lexu II“ (BMW, 0327370) wurde sein Einsatz in Verbindung mit innovativen Systemen in verschiedenen Feldtestanwendungen untersucht. Ein Schwerpunkt dabei war das Wärmequellenmanagement für ein Konzept bestehend aus Wärmepumpe, PVT-Kollektoren und Eisspeicher.

Neben Forschungsaktivitäten im Bereich der Komponenten- und Systementwicklung für Einzelgebäude ist der FVEE sehr stark involviert in Projekten auf größerer Skala zur Erarbeitung, Umsetzung und Monitoring von innovativen Wärmeversorgungskonzepten für Quartiere und Siedlungen. Wärmepumpen und Solarwärme spielen auch hier eine große Rolle:

Methodik zur Transformation von Wärmenetzen

Im laufenden Projekt „SmartBioGrid“ (BMW, FKZ 03KB159) untersucht beispielsweise das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) die Transformation von fossil betriebenen hin zu mit erneuerbarer Energie versorgten Wärmenetzen.

Wärmenetze können einen erheblichen Beitrag zur Emissionsminderung leisten, da sowohl die Möglichkeit der räumlichen Trennung von Wärmequellen und Wärmesenken als auch des zeitlichen Ausgleichs zwischen Wärmeangebot und Wärmebedarf besteht und somit der Einsatz von volatilen, regenerativen Wärmequellen erleichtert wird. Allerdings sind die möglichen Optionen und die Wirtschaftlichkeit verschiedener Entwicklungskonzepte stark von der jeweiligen Netz- und Abnehmerstruktur sowie der Verfügbarkeit von Flächen und unterschiedlichen Wärmequellen abhängig. Es gibt daher kein universelles Netztransformationskonzept für alle Bestandsnetze.

Im Projekt wird eine standardisierte softwaregestützte Methodik entwickelt, die das Bestandnetz analysiert und die Auslegung sowie die Betriebsoptimierung ausgewählter Technologien unter Berücksichtigung von technischen und rechtlichen Aspekten ermöglicht. Die hierfür entwickelten Hilfsmittel und Programme werden allen Anwendern nach Projektabschluss kostenfrei zur Verfügung gestellt.

Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in der Siedlung „Zum Feldlager“

Im Rahmen einer Studie hat das Fraunhofer IEE ein vollständig regeneratives Konzept sowie ein entsprechendes Geschäftsmodell zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in der Siedlung „Zum Feldlager“ bei Kassel konkret erarbeitet und untersucht. Im Vorfeld wurden verschiedene Varianten anhand einer multikriteriellen Bewertung (Energie, Ökologie, Kosten, Akzeptanz, Umsetzungspotenzial) ausgewählt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Kombination einer zentralen erdreichgekoppelten Wärmepumpe, Niedertemperatur-Wärmenetze und dezentrale Solarthermie im Vergleich zu traditionellen auf fossilen Brennstoffen basierten Lösungen (dezentrale Gaskessel und Kraftwärmekopplung) die CO₂-Emissionen um 60% reduzieren können. Diese Reduktion ist zudem bei ähnlichen bzw. niedrigen (-5%) Wärmegestehungskosten erreichbar. Das Konzept wurde aufgrund der langwierigen Genehmigungsverfahren für die Erschließung des Sondenfeldes leider nicht umgesetzt, was die Komplexität der Transformation des Energiesystems und die wichtige Rolle der nicht-technischen Aspekte bestätigt.

Wärmeversorgungskonzept für die ehemalige Zeche Westerholt

Besonders zu erwähnen in Bezug auf die transdisziplinäre Dimension der Energiewende und den entscheidenden Einfluss der nicht-technischen Faktoren für eine erfolgreiche Umsetzung innovativer Konzepte ist schließlich das abgeschlossene Projekt „LowEX Herten“, das vom Wuppertal Institut bearbeitet und von der Stiftung Mercator gefördert wurde. Zielsetzung war hier die Entwicklung eines wirtschaftlich, ökologisch und sozial optimalen Wärmeversorgungskonzepts für die Konversionsfläche der ehemaligen Zeche Westerholt in Gelsenkirchen-Herten. Im Fokus stand das Gesamtsystem der Wärmeversorgung, bestehend aus Netz, Speicher und Erzeugung. Angestrebt wurde eine Niedertemperaturversorgung (LowEx), welche Technologien der Sektorenkopplung und weitere erneuerbare Energiequellen wie Solarthermie, Erdwärme und Abwärmequellen einbinden kann. Anzumerken ist dabei die integrierte Analyse technisch-infrastruktureller sowie sozio-ökonomischer und -kultureller Umsetzungsvoraussetzungen, die durch die Einbindung der verschiedenen involvierten Akteuren und die Organisation einer partizipativen Reallabor-Veranstaltung mit Bürgerbeteiligung erfolgte.

Die Ergebnisse der Simulationsstudie haben gezeigt, dass die niedrigste Exergie über eine hybride Lösung erreicht wird, die ein zentrales Kaltnetz (20 °C) und dezentrale Wärmepumpen für den Neubau mit Fernwärme und Solarthermie für den Bestand kombiniert. Übergeordnete Erkenntnisse aus dem Projekt sind die unerlässliche Rolle der strategischen Planung vor Ort, die Erschließung lokaler erneuerbarer Potenziale als kluge Vorsorgestrategie und das partizipative Konzept als Erfolgsmodell.

Literatur

- BMWi, 2021. Dialog Klimaneutrale Wärme – Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050. Internet: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waerme-zielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.html> (Zugang: 22.02.2021)
- Bundesverband Wärmepumpe (BWP), 2021. Branchenstudie 2021: Marktanalyse, Szenarien, Handlungsempfehlungen. Vorabveröffentlichung. Internet: <https://www.waermepumpe.de/verband/publikationen/> (Zugang: 22.02.2021)
- Dena, 2018. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende
- European Heat Pump Association (EHPA), 2020. European Heat Pump Market 2019.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2020. Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.
- Solar Heat Europe, 2020. Solar Heat Markets in Europe 2019 – report. Internet: <http://solarheateurope.eu/publications/market-statistics/> (Zugang: 09.01.2021).

Energieeffizienz – Europäische Erfolgsmodelle



ZAE Bayern
Dr. Jochen Manara
jochen.manara@zae-bayern.de

Dr. Bastian Büttner
bastian.buettner@zae-bayern.de

Fraunhofer ISE
Dr. Thibault Pflug
thibault.pflug@ise.fraunhofer.de

Sven Auerswald
sven.auerswald@ise.fraunhofer.de

HZB
Dr. Björn Rau
bjoern.rau@helmholtz-berlin.de

ISFH
Bharat Chhugani
chhugani@isfh.de

IZES
Patrick Hoffmann
hoffmann@izes.de

KIT
Dr. Ferdinand Schmidt
ferdinand.schmidt@kit.edu

Nicolas Carbonare
nicolas.carbonare@kit.edu

Einleitung

Die effiziente Nutzung von Energie stellt, neben der Bereitstellung erneuerbarer Energien, eine wesentliche Säule zur Erreichung der geplanten Reduktion von Treibhausgas-Emissionen dar, sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene.

Das sogenannte „Energy Efficiency First Principle“ ist ein Schlüsselziel der EU, bei dem die Energieeffizienz an erster Stelle steht, da die effiziente Nutzung von Energie und die damit verbundene Energieeinsparung die einfachste Möglichkeit ist, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Zu diesem Zweck hat die EU im Rahmen der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz bzw. der seit Dezember 2018 geltenden Änderungsrichtlinie [1] verbindliche Ziele festgelegt, um den Energieverbrauch durch Verbesserungen der Energieeffizienz bis 2030 um mindestens 32,5% zu senken.

Nachfolgend werden aktuelle F&E-Aktivitäten für die Sektoren Gebäude und Industrie zur Erhöhung der Energieeffizienz vorgestellt. Diese Sektoren sind in zwei wesentlichen Themenfeldern des „European Green Deal“ angesiedelt. Zum einem im Bereich Energie, in dem neben der Förderung und Integration erneuerbarer Energien ein wesentlicher Fokus auf der Dekarbonisierung energieintensiver Industrien durch Effizienzmaßnahmen liegt. Zum anderen im Gebäudebereich, in dem u. a. energieeffiziente Sanierungen sowie effiziente Heizung, Lüftung und Kühlung wichtige Aspekte sind.

Dabei wird jeweils der Beitrag einer Energieeffizienz-Steigerung zur optimalen Ausnutzung der eingesetzten Energie erläutert. Darüber hinaus werden Vernetzungen auf europäischer Ebene aufgezeigt, die eine erfolgreiche Umsetzung von Energieeffizienz-Optionen ermöglichen.

Erhebliche Effizienzpotenziale in der Industrie sind in der Kraftwerkstechnik, der Luft- und Raumfahrt, der Glas- und Keramikindustrie sowie auf dem Gebiet der industriellen Abwärme vorhanden.

Im Gebäudebereich werden u. a. Komponenten für Heizung, Lüftung und Klimatechnik sowie für energieeffiziente und innovative Fassaden entwickelt und optimiert. Dabei handelt es sich um Hochleistungs-

Wärmedämmung, bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV), photovoltaisch-thermische Kollektoren (PVT) sowie hybride Solarkollektoren mit photoisomerischer Energiespeicherung.

F&E-Aktivitäten für den Industriesektor

Die hier vorgestellten Projekte beschäftigen sich sowohl mit der Verbesserung industrieller Prozesse (STARGATE und Hi-TRACE) als auch mit der effizienten Nutzung industrieller Abwärme (KoWa).

Der Wirkungsgrad von stationären Heißgasturbinen nimmt mit zunehmender Heißgastemperatur zu. Dies führt zu einer Reduktion des Energieverbrauchs und damit verbunden zu einer Verminderung des CO₂-Ausstoßes. Zur Material- und Betriebsoptimierung werden dabei unter anderem berührungslose Temperaturmessungen mittels Strahlungsthermometern durchgeführt. Von entscheidender Bedeutung ist dabei die exakte Kenntnis der thermophysikalischen Eigenschaften der eingesetzten Materialien, wie Wärmeleitfähigkeit der Beschichtung und Emissionsgrad der Oberfläche.

- Im Rahmen des EU-Projektes „STARGATE – Sensors Towards Advanced Monitoring and Control of Gas Turbine Engines“ (Förderkennzeichen: 314061) wird die dazu benötigte Messtechnik daher zur Bestimmung der thermophysikalischen Größen von keramischen Wärmedämmschichten in Gasturbinen bis zu Temperaturen von 1600 °C eingesetzt und maßgeschneidert erweitert.
- Darüber hinaus wird im EU-Projekt „Hi-TRACE – Industrial process optimization through improved metrology of thermophysical properties“ (Förderkennzeichen: 17IND11) eine metrologische Infrastruktur geschaffen, um rückführbare Messdaten der thermophysikalischen Eigenschaften, wie Temperatur T_f , Kontaktwiderstand R_c , Temperaturleitfähigkeit a , Wärmekapazität C_p und Emissionsgrad ε bis zu 3000 °C zu liefern. Dazu gehören die Entwicklung hochgenauer Referenzanlagen, neuer Messtechniken, zuverlässiger Kalibriermethoden, validierter Unsicherheitsbudgets und rückführbarer Referenzmaterialien für den Hochtemperaturbereich zur Bestimmung thermischer und infrarot-

optischer Eigenschaften sowie zur berührungslosen Erfassung der Haftungseigenschaften von Schichtsystemen in Industrieanwendungen.

- Im BMWi-geförderten Projekt „KoWa – Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung“ (Förderkennzeichen: 03EN3007) steht die beschleunigte Umsetzung der Wärmewende im kommunalen Spannungsfeld im Fokus der Untersuchungen. An vier Standorten in Deutschland werden gemeinsam mit den dort ansässigen kommunalen Akteuren neue Konzepte erarbeitet und erprobt, um die Transformation der Wärmeversorgung auf Basis einer überwiegend dekarbonisierten, erneuerbaren Wärmeerzeugung und -speicherung zu forcieren. Das Spektrum der Untersuchungen reicht dabei vom Einsatz erneuerbarer Erzeugungstechnologien und industrieller Abwärme, über Effizienzsteigerungen beim Wärmetransport und in den zu versorgenden Gebäuden bis hin zu Verbesserung der Kommunikation und Partizipation der lokalen Akteure. In einer ersten Phase werden dabei Quartiersuntersuchungen durchgeführt, Machbarkeitsstudien erstellt und Konzepte für eine nachhaltige, energieeffiziente Wärmeversorgung sowie effektive und langfristig stabile Wärmelieferbeziehungen erarbeitet. Die darauffolgende Phase dient der Umsetzung und Erprobung der Konzepte sowie der Erfolgsauswertungen der angewandten Kommunikationsstrategien.

F&E-Aktivitäten für den Gebäudesektor

Die Klimaschuttszenarien 80 und 95 (entsprechend einer Reduktion von 80 % und 95 % des CO₂-Ausstoßes) unterscheiden sich in den Anteilen erneuerbarer Energien, erfordern aber beide jeweils eine Einsparung des Endenergieverbrauchs privater Haushalte von 60 % [2]. Zur Erreichung dieses Ziels ist ein synergetisches Zusammenwirken von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien notwendig, wozu die nachfolgend beschriebenen Projekte beitragen:

- Das EU-Projekt „EMIRIM – Improvement of Emissivity Measurements on Reflective Insulation Materials“ (Förderkennzeichen: 16NRM06) befasst sich mit den Anforderungen der Normungsgruppe CEN / TC 89 / WG 12 zur Verbesserung der Norm EN 16012 im Rahmen einer Aktualisierung. Bisherige Untersuchungen ergaben erhebliche Unterschiede bei verschiedenen Messverfahren für die geringen Emissionsgrade IR-reflektierender Folienwärmeeisungen unterhalb von 0,1. Da die Eigenschaften dieser Wärmeeisungen

wesentlich vom Emissionsgrad abhängen, ist dessen zuverlässige Bestimmung von großer Bedeutung für die Beurteilung der Folienwärmeeisungen. Das Ziel des Projektes besteht daher in der Entwicklung von Referenzproben sowie optimierter Kalibrier- und Messmethoden zur hochgenauen und rückführbaren Bestimmung des Emissionsgrades von IR-reflektierenden Folienwärmeeisungen. Die Ergebnisse des Projektes tragen zur Erhöhung der Energieeffizienz im Gebäudebereich durch den Einsatz entsprechend charakterisierter Folienwärmeeisungen bei.

Neben einer Optimierung der Wärmeeisung werden zunehmend weitere Funktionalitäten in den Fassadenbereich integriert. Dabei bildet die Integration von Photovoltaik in die Gebäudehülle einen zentralen Baustein für die zukünftige klimafreundliche Energieversorgung. Photovoltaikanlagen auf Dächern sind bereits vielerorts sichtbar. Allerdings konkurriert die Photovoltaik um knappe Dachflächen mit bereits existierenden oder alternativen Nutzungen, wie Dachbegrünungen und haustechnische Installationen. Ebenso können Fragen der Ästhetik die rasche Erschließung weiterer, ausreichend großer Flächen in diesem Bereich behindern. Durch die Integration von Photovoltaik in die Fassade oder andere Bereichen der Gebäudehülle können zusätzliche Flächen an Bauwerken erschlossen und damit „aktiviert“ werden.

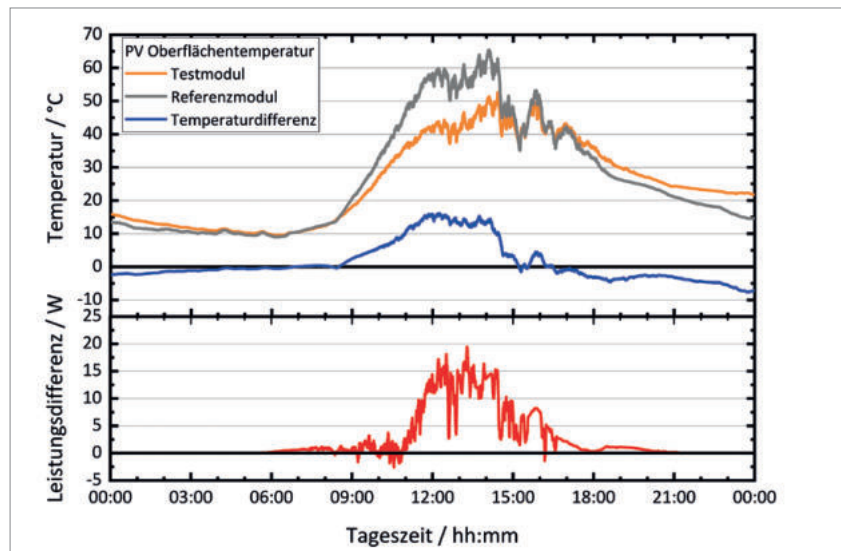
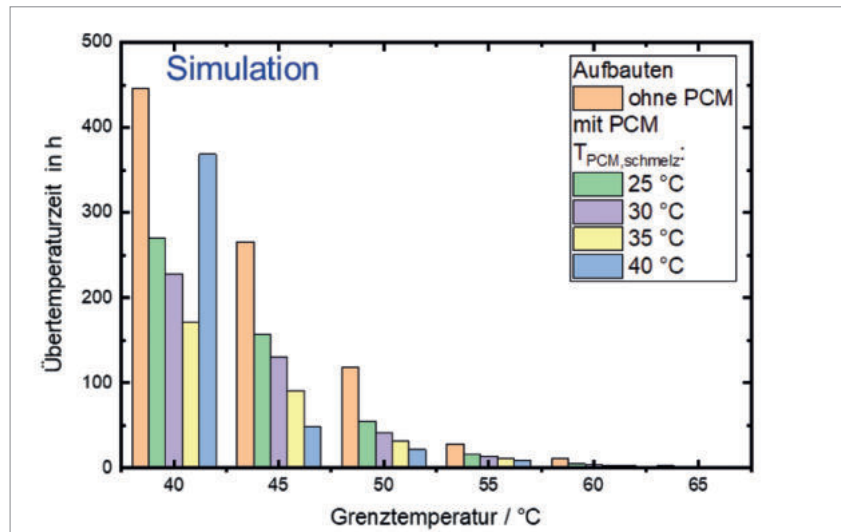
Ein Spannungsfeld bei der Integration von PV-Modulen in die Fassade ist die Vereinigung von Energieeffizienz (Dämmung) und hoher Stromerzeugung (Wirkungsgrad). Bei nicht hinterlüfteten Systemen ergeben sich bei typischen Dämmstandards Oberflächentemperaturen von > 50 °C, die zu einem signifikanten Leistungsverlust der Photovoltaik führt.

- Im BMWi-geförderten Projekt „BIPVslim“ (Förderkennzeichen: 03EN1012A) sollen ultraschlanke, passiv gekühlte BIPV-Warmfassaden mit hohem Vorfertigungsgrad entwickelt werden, die einen Wärmedurchgangskoeffizienten U von etwa 0,15 W/(m²·K) aufweisen und für den Einbau in Pfosten-Riegel-Konstruktionen an Fassaden von Bestandsgebäuden und Neubauten geeignet sind. Das System kombiniert eine hocheffiziente Solarzelle mit einem bauteilintegrierten Latentwärmespeicher (Phase Change Material = PCM) sowie einer Hochleistungswärmeeisung (Vakuumisulationspaneel = VIP). Durch die individuelle Auslegung des PCM und der Dämmung für verschiedene Klimazonen/Anwendungsszenarien kann ein höchstmöglicher Wirkungsgrad der Photovoltaik bei gleichzeitig hoher Energieeffizienz der Gebäudehülle erreicht werden.

Abbildung 1
 Passiv gekühlte BIPV-Warmfassaden mit Solarzelle, Latentwärmespeicher (PCM) und Hochleistungswärmedämmung (VIP):

Oben: Simulation der kumulierten Übertemperaturzeit in Abhängigkeit von der Schmelztemperatur des eingesetzten PCM.

Unten: Messungen an Referenz- und Testmodul mit gemessener Temperatur- und Leistungsdifferenz an einem sonnigen Tag. CO_{2,äq}-Bewertung



Im Projekt wird der Effekt des PCM durch den Vergleich mit einem Referenzsystem ohne PCM ermittelt. Simulationsrechnungen im Vorfeld ergaben bereits eine signifikante Reduktion der Übertemperaturzeit durch den Einsatz von PCM (► *Abbildung 1, oben*). Erste Messungen am nicht optimierten System zeigen bereits signifikante Leistungsgewinne bei gleicher Dämmwirkung durch den Einsatz passiver Kühlung (► *Abbildung 1, unten*).

- Am Helmholtz-Zentrum Berlin (HZB) entsteht aktuell (Inbetriebnahme Q1/2021) ein Neubau, dessen Fassaden ein einzigartiges Reallabor für bauwerkintegrierte Photovoltaik darstellen. Neben den 360 technisch wie gestalterisch integrierten Solarmodulen sind über 120 Sensoren und Messstellen an, in und hinter der Fassade integriert. Dadurch lässt sich das reale Verhalten der einzelnen Module, der gesamten Anlage und zahlreicher bauphysikalischer Parameter in einem Langzeit-

monitoring analysieren. Diese Daten bilden die Basis für zukünftige nationale und internationale Kooperationen.

- Darüber hinaus betreibt das HZB die Beratungsstelle für Bauwerkintegrierte Photovoltaik, BAIP. Dieses transdisziplinäre Wissenstransferprojekt, finanziert aus dem Impuls- und Vernetzungsfond der Helmholtz-Gemeinschaft (Förderkennzeichen: WT 0107), bietet eine unabhängige, produktneutrale und kostenfreie Beratung für die initialen Akteure von Bau- und Sanierungsvorhaben sowie umfangreiche Fortbildungen zum Thema BIPV für Architekt:innen, Bauverantwortliche und Planer:innen mit dem Ziel, eine Brücke zu schlagen zwischen der Photovoltaik und der Bauwelt.
- Im BMWi-geförderten Projekt „TwinPower“ (Förderkennzeichen: 032586A) wurden am ISFH notwendige Eigenschaften von photovoltaisch-thermischen-Kollektoren (PVT) als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen und ihren effizienten

Betrieb im System untersucht. Mit PVT-Kollektoren lässt sich die Sonne zweifach als Antriebsenergie für Wärmepumpen nutzen. Sie liefern Strom für den Betrieb der Wärmekraftmaschine und ein Wärmereservoir mit relativ hoher Temperatur, aus dem sie schöpfen kann.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass neben einem effizienten PVT-Kollektor (Kollektorparameter eines guten Umweltwärmetauschers mit hohen Wärmeverlustkoeffizienten) vor allem eine möglichst niedrige Bivalenztemperatur der Wärmepumpe (bis zu -15 °C) einen förderlichen Einfluss auf die Effizienz des PVT-Wärmepumpen-Systems haben.

- Auch die Integration von Lüftung im Sanierungsprozess spielt eine wichtige Rolle. Im BMWi-geförderten Projekt „FIHLS – Fassadenintegrierte Heizung+Kühlung, Lüftung und Sanitär“ (Förderkennzeichen: 03ET1401) werden wohnungszentrale sowie dezentrale Lüftungsgeräte entwickelt und optimiert, die für die Sanierung besonders geeignet sind. Auch die Verteilung von HLK und insbesondere Luftverteilungsleitungen in der Dämmebene von Mehrfamilienhäusern wird untersucht. Diese Lösung minimiert die Eingriffe in die Gebäudesubstanz und die Störung der Bewohner während der Sanierung. Die Vorteile von wohnungszentralen oder gebäudezentralen Lüftungssystemen (Wärmerückgewinnung, zentrale Wartung, Lüftungseffektivität) bleiben dabei erhalten.
- Dies wurde im abgeschlossenen EU-Projekt „Retrokrit – Toolboxes for systemic retrofitting“ (Förderkennzeichen: 314229) ebenfalls untersucht und demonstriert (► *Abbildung 2*).

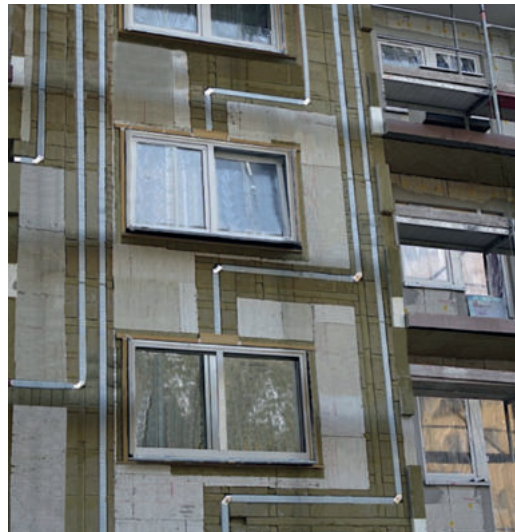


Abbildung 2

Fassadenintegrierte Lüftungsleitungen

(Quelle: Forschungsprojekt Retrokrit)

- Im BMWi-geförderten Projekt HEAVEN (Förderkennzeichen: 03ET1400) werden dezentrale Lüftungsgeräte und insbesondere Pendellüfter energetisch und raumluftechnisch untersucht, sowohl im Labor als auch im Feld. Im Rahmen dieser Forschungsaktivitäten werden auch innovative nutzerorientierte Regelungsstrategien für Lüftungsgeräte entwickelt.
- Das EU-Projekt „MOST – Molecular Solar Thermal Energy Storage System“ (Förderkennzeichen: 951801) zielt darauf ab, ein emissionsfreies Solarenergie-Speichersystem zu schaffen. Im Projekt werden Materialien entwickelt, die über den Effekt der Photoisomerie Solarenergie chemisch speichern (► *Abbildung 3*). Die so gespeicherte Energie kann dann über lange Zeiträume bei

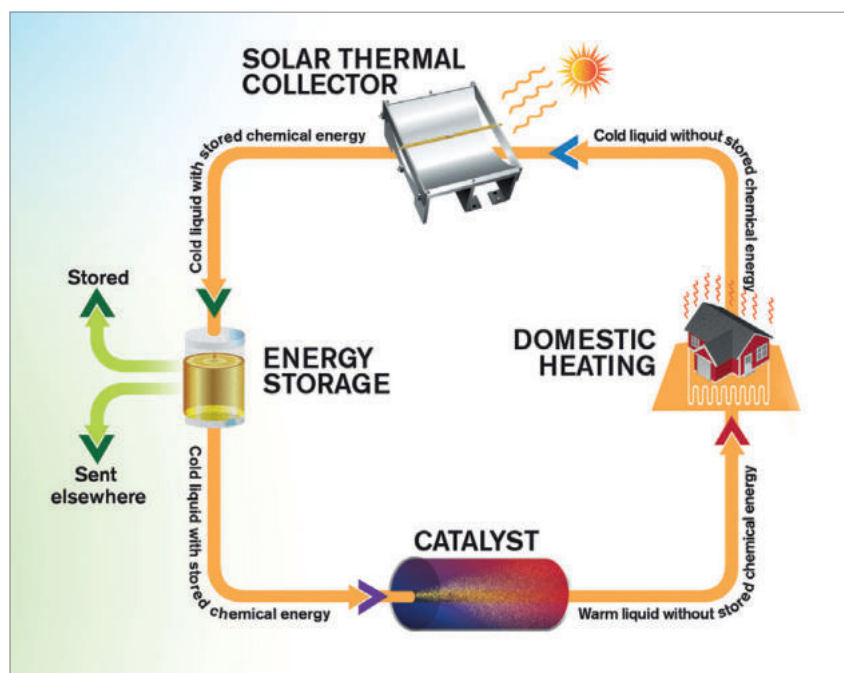


Abbildung 3

Das speziell entwickelte Molekül- und Energiesystem hat einzigartige Fähigkeiten, Sonnenenergie chemisch zu speichern.

(Quelle: IYen Strandqvist / Johan Bodell, Chalmers University of Technology)

Raumtemperatur ohne nennenswerte Verluste vorgehalten werden. Das ZAE Bayern hat im Projekt die Aufgabe, einen speziellen Hybridkollektor für die Anforderungen im Projekt, die deutlich von handelsüblichen Kollektoren abweichen, vom Funktionsmuster im Labormaßstab in mehreren Stufen zur Praxisreife zu entwickeln.

Zusammenfassung

Insgesamt ist eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz durch die effiziente Nutzung von Energie (inklusive der Einbeziehung erneuerbarer Energien) möglich. Eine Reduktion des Energiebedarfs kann dabei durch Prozess- und Betriebsoptimierungen sowie durch die Verbesserung von Materialien, Komponenten und Systemen erreicht werden. Im Rahmen der vorgestellten Projekte existiert bereits eine umfassende Vernetzung auf europäischer Ebene zwischen Industrie, Hochschulen, Forschungsinstituten und metrologischen Staatsinstituten als Basis für innovative Entwicklungen. Ergänzend dienen Real-labore zur Demonstration der entwickelten Systeme. Der Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE) verfügt über eine breite Forschungsexpertise sowohl zur Optimierung industrieller Prozesse als auch bei innovativen Technologien für Gebäude. Darüber hinaus sind begleitende Maßnahmen der Politik zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienz-Lösungen wichtig zur Umsetzung der gesteckten Ziele.

Referenzen

- [1] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2018:328:FULL&from=DE>
- [2] Ebert, H.-P.; Büttner, B.; Kastner, R.; Weismann, S.; Weinläder, H.; Manara, J.; Römer, C.; Baumann, A.; Reim, M.; Beck, A. (2018): Technologiebericht 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken

Danksagung

- Die Vorhaben mit den Förderkennzeichen 03EN3007, 03EN1012A, 032586A, 03ET1401 und 03ET1400 wurden gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.
- Die Projekte mit den Förderkennzeichen 17IND11 und 16NRM06 wurden aus dem EMPIR-Programm, das von den teilnehmenden Staaten mitfinanziert wird, und aus dem Forschungs- und Innovationsprogramm Horizont 2020 der Europäischen Union gefördert.
- Die Projekte mit den Förderkennzeichen 314061, 314229 und 951801 wurde mit Mitteln aus dem 7. Forschungsrahmenprogramm sowie dem Forschungs- und Innovationsprogramm Horizont 2020 der Europäischen Union gefördert.
- Das Projekt mit dem Förderkennzeichen WT 0107 wird aus dem Impuls- und Vernetzungsfond der Helmholtz-Gemeinschaft finanziert.

Nutzung geothermischer Fluide als umweltfreundliche Lieferanten von Energie und wertvollen Rohstoffen

Zusammenfassung

Klimawandel und Ressourcenknappheit erfordern die Erkundung alternativer Quellen und Methoden um den Energie- und Rohstoffbedarf der wachsenden Bevölkerung zu decken. Geothermie kann nicht nur zur Strom- und Wärmeherzeugung genutzt werden, sondern birgt auch Potenzial für eine umweltfreundliche Rohstoffgewinnung. Denn die Tiefenwässer beinhalten oft hohe Konzentrationen gelöster Salze (wie Lithium-, Seltene Erden-, Zink- und Kupferionen), die von wirtschaftlichem Interesse sind.

Die Herausforderung für deren Gewinnung ist neben der Kenntnis der lokalen Geologie, die maßgeblich bestimmt, welche abbauwürdigen Elemente zu erwarten sind, die Entwicklung von verfahrenstechnischen Methoden, um diese Stoffe aus dem Thermalwasser zu extrahieren.

Funktionsweise geothermischer Anlagen

Die Geothermie ist eine – für menschliche Maßstäbe – unerschöpfliche Energiequelle und gehört damit zu den erneuerbaren Energien.

Bohrt man von der Erdoberfläche senkrecht in die Erde hinein, so nimmt im Durchschnitt die Temperatur um 3 Grad Celsius pro 100 Meter zu. Für die Tiefe Geothermie wird diese Erdwärme durch Bohrungen von ca. 400 bis 5000 Meter erschlossen. Diese Bohrungen reichen in Gesteinsformationen, in denen heißes Wasser durch Poren oder Klufthohlräume zirkuliert.

In den meisten geothermischen Anlagen wird das warme Wasser aus einer Bohrung gefördert, die Wärme dem Wasser dann obertägig entzogen und zur Wärme- oder Stromversorgung genutzt. Anschließend wird das abgekühlte, chemisch aber unveränderte Wasser über eine zweite Bohrung wieder in die geologische Formation versenkt.

Potenzial für Energiemix bisher wenig genutzt

Der große Vorteil der Geothermie gegenüber anderen erneuerbaren Energieformen (wie Photovoltaik oder Windkraftanlagen) ist, dass sie unabhängig von Tages- und Jahreszeiten, sowie von Sonne, Wind und Wetter genutzt werden kann. Ein weiterer Pluspunkt ist der geringe oberirdische Flächenbedarf.

Trotz dieser augenscheinlichen Vorteile, führt die Geothermie in den meisten Regionen dieser Welt – und so auch in Deutschland – noch ein Nischendasein im erneuerbaren Energiemix. So betrug 2017 der Anteil der Geothermie an der Wärmebereitstellung in Deutschland mit 0,7% (1,2Mrd.kWh) nur ein Bruchteil dessen, was z.B. aus Biomasse (119Mrd.kWh) bereitgestellt wurde (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2018). Insgesamt gab es 2019 in Deutschland 37 tiefengeothermische Anlagen, die 336 MW_{therm} und 37 MW_{el} Leistung bereitstellten (Think Geoenergy Research, 2020).

Fündigkeitsrisiko

Ein wichtiger Grund, warum die Geothermie sich bisher wenig verbreitet hat, sind die teilweise geringen Kenntnisse hinsichtlich der geologischen Formationen, in die hineingebohrt wird. Nicht jede Gesteinsschicht eignet sich gleichermaßen für einen Einsatz der Geothermie. Die Formationen sollen nicht nur Wärme bereitstellen, sondern auch gut durchlässig sein, so dass über einen langen Zeitraum möglichst viel und konstant heißes Wasser gefördert werden kann. Obwohl in den meisten Regionen Deutschlands durch Bohrungen und geophysikalische Verfahren schon viel zur Lage und Mächtigkeit der Schichtabfolgen in große Tiefen bekannt ist, bestehen meist noch lokale Unsicherheiten darüber, ob eine gesuchte Formation tatsächlich durch eine Bohrung erschlossen werden kann. Wegen der hohen Kosten für Bohrungen ist dieses Fündigkeitsrisiko den Investoren häufig zu groß.



GFZ

Dr. Simona Regensburg
simona.regensburg@
gfz-potsdam.de

Dr. Harald Milsch
harald.milsch@gfz-potsdam.de

KIT

Dr. Elisabeth Eiche
elisabeth.eiche@kit.edu

Klemens Slunitschek
klemens.slunitschek@kit.edu

Universität Miskolc

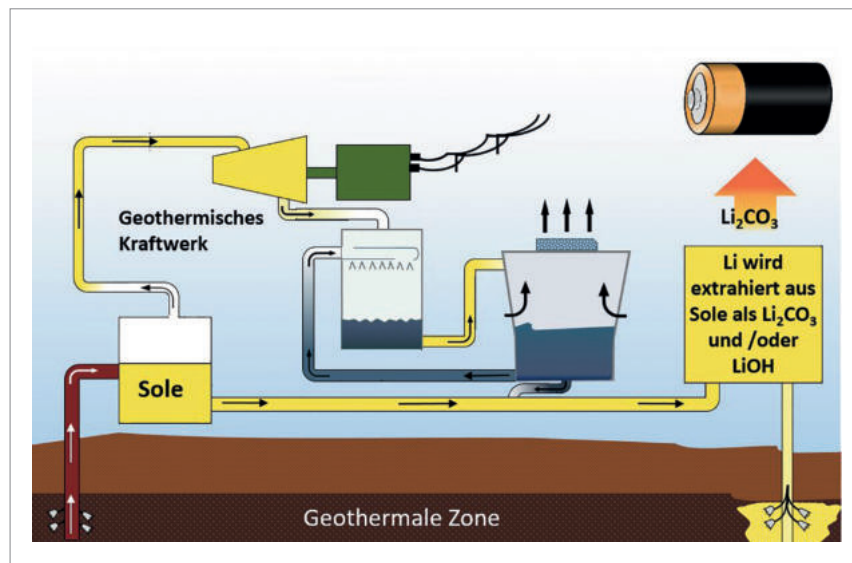
Prof. Dr. Tamas Madaraz
hgmt@uni-miskolc.hu

Prof. Dr. Eva Hartai
foldshe@uni-miskolc.hu

Pfalzwerke Geofuture

Jörg Uhde
joerg.uhde@
pfalzwerke-geofuture.de

Abbildung 1
Co-Nutzung von Thermalwasser
 für geothermische Stromerzeugung und Lithiumextraktion
 (Quelle: nach Paranthaman, et al., 2017)



Fluidinhaltsstoffe

Die heterogenen Eigenschaften der geologischen Formationen spiegeln sich auch in der Zusammensetzung der Tiefenwässer wider.

Das Thermalwasser (Fluid), das aus großen Tiefen stammt, ist in der Regel kein brauchbares Trinkwasser, da es durch vielerlei Wasser-Gestein-Wechselwirkungen über die Jahrmillionen einen hohen Anteil gelöster Salze und Gase angereichert hat. In Abhängigkeit der Art der geologischen Formation, des Alters, und potenzieller Vermischungen unterschiedlicher Fluide variiert die Zusammensetzung dieser Wässer stark. Insbesondere reichern sich Ionen leichtlöslicher Salze wie Natrium, Calcium oder Chlorid im Wasser an. Jedoch können, in Abhängigkeit von der Lokation, praktisch alle natürlichen Elemente des Periodensystems in diesen Fluiden in teilweise beachtlichen Konzentrationen gefunden werden.

Da einige dieser Elemente zu den strategisch wichtigen oder kritischen Rohstoffen gehören, stellt sich die Frage, ob diese Elemente während der Thermalwasserproduktion gewonnen werden können, d. h. ob eine Co-Nutzung der Thermalfluide zur Rohstoffgewinnung technisch machbar und wirtschaftlich ist.

Zu den wirtschaftlich interessanten Inhaltsstoffen von Thermalfluiden zählt insbesondere Lithium, das in salinaren Lösungen mit Konzentrationen von mehreren hundert mg/L vorkommen kann. Lithium wird zunehmend für die Herstellung von Lithiumbatterien benötigt, die für den Weg in die Elektromobilität unerlässlich sind.

Doch auch die Nutzung von Metallen wie Kupfer, Zink, Mangan, Strontium sowie von Gasen wie Helium oder Methan weist ein hohes Potenzial auf. Noch sehr wenig untersucht hinsichtlich ihres Vorkommens in Thermalwässern aber von großem wirtschaftlichem Interesse sind die Rohstoffe Hafnium, Germanium, Gallium und die Metalle der Seltenen Erden, die schon in geringen Mengen großen Wert erzielen.

Die traditionelle Rohstoffgewinnung ist meist sehr umweltschädlich und verbraucht enorme Mengen CO_2 . So werden beispielsweise für den mineralischen Lithiumabbau große Flächen im Tagebau zerstört, indem zunächst die lithiumführenden Gesteine abgebaut werden, bzw. die lithiumreichen Minerale (z. B. Spodumen) separiert werden. Anschließend werden diese bei etwa 1100°C geröstet, um das Lithiummineral in eine besser lösliche Kristallform zu überführen. Die geröstete Mineralmischung wird in Säure gelöst und anschließend Lithium als reines Lithiumkarbonat oder als Lithiumhydroxid wieder ausgefällt (Bibienne et al., 2020).

Im Gegensatz dazu würde bei einer Produktion von Lithium aus Thermalsole das Lithium bereits in gelöster Form vorliegen und muss nur noch aus dem Wasser extrahiert und in die Handelsform gefällt werden (Bowell et al., 2020).

Es gibt mehrere Verfahren, mit denen Lithium direkt aus Thermalwasser gewonnen und für die – abgesehen von einem "Filtermaterial" – kein weiterer Stoff zugesetzt werden muss. Diese Verfahren bezeichnet man mit dem Überbegriff „Direkte Lithium-Extraktion“ (DLE).

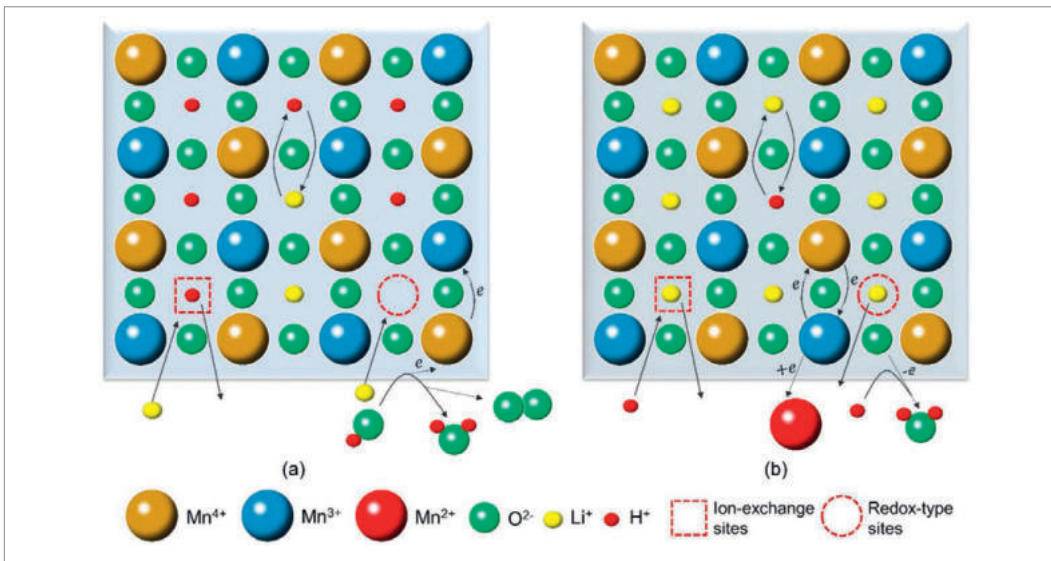


Abbildung 2
Prinzip des Ionensiebs zur Lithiumextraktion an Manganoxiden
(Quelle: Liu et al., 2019)

Rohstoffextraktion aus Thermalwasser: Stand von Wissen und Technik

Die Lithiumgewinnung aus geothermischen Fluiden wird in Deutschland bereits in großem Stil erforscht. Insbesondere in der Region des Oberrheingrabens, in der es vergleichsweise viele geothermische Kraftwerke gibt, liegen die Lithiumkonzentrationen mit 150–200 mg/L relativ hoch.

Diverse Forschungsprojekte laufen derzeit, wie beispielsweise eine von den Anlagenbetreibern des Geothermiekraftwerkes Insheim (Pfalzwerke Geofuture) und der Vulkan Energy Ltd. durchgeführte Machbarkeitsstudie zur Lithiumextraktion. In der Anlage wird 165 °C warmes Tiefenwasser für die Gewinnung von Strom (4.0 MW_{el}) und Wärme (10 MW_{th}) genutzt. Dieses Wasser enthält etwa 180 mg/L Lithium. Die Pfalzwerke Geofuture stellen für eine Studie Thermalsole für eine Verfahrensentwicklung zur direkten Lithium-Extraktion zur Verfügung. Ziel der Studie ist eine CO₂-freie Produktion von Lithium (jährlich ca. 2.000 Tonnen Lithiumhydroxid).

Doch auch in anderen Teilen Europas und der Welt wird an dem Thema geforscht: So plant die britische Firma Cornish Lithium mehrere Projekte in Cornwall, darunter eine Kooperation mit der Geothermal Engineering Limited, bei der an der gerade gebohrten Geothermieanlage von United Downs DLE angewandt werden soll.

An der zweitgrößten Geothermieanlage der Vereinigten Staaten (Salton Sea) wird schon seit vielen Jahren an der Umsetzung von Extraktionsverfahren gearbeitet. Hier ist geplant, bis 2023 im großen Maßstab Lithium (17.000 t Li₂CO₃) zu extrahieren (LA Times, 2020). (► [Abbildung 1](#))

Einen etwas anderen Ansatz verfolgt das EU Horizon 2020 geförderte Projekt CHPM 2030 (Combined Heat, Power and Metal Extraction). Hier sollen aus besonders tief liegenden Erzlagerstätten geothermische Fluide gewonnen werden, die zur Strom- und Wärmezeugung sowie zur Metallgewinnung genutzt werden. In dem 2019 abgeschlossenen Projekt wurde eine umfangreiche, europaweite Exploration durchgeführt und es wurden diverse Metalleextraktionsmethoden (insbesondere elektrometallurgische) entwickelt (Hartai et al., 2017). Laut einer im Projekt erarbeiteten Roadmap ist geplant, bis 2030 eine Demonstrationsanlage dafür zu bauen.

Methoden der Extraktion

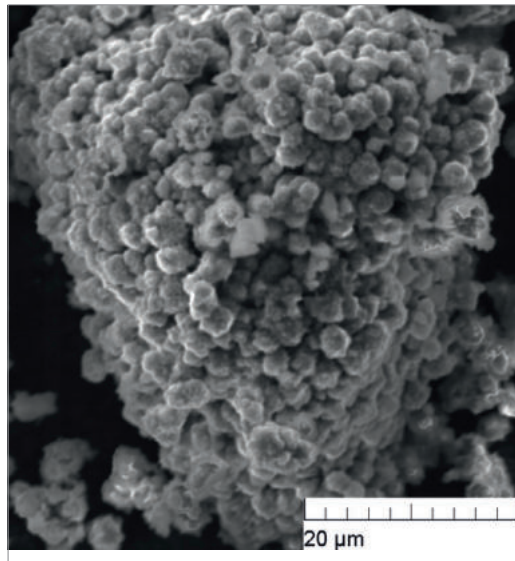
Obwohl die theoretischen Potenziale für die Rohstoffgewinnung aus Thermalsole sehr hoch sind, werden weltweit derzeit noch in kaum einer Anlage nennenswert Rohstoffe gewonnen.

Die Herausforderung liegt insbesondere darin, geeignete Methoden zur selektiven Gewinnung der Wertelemente zu finden: aus einer komplexen, salinaren Lösung mit einem möglichst hohen Reinheitsgrad, sowie bei gleichzeitigem Betrieb einer geothermischen Anlage, also mit hoher Effizienz und in hoher Geschwindigkeit.

Insbesondere für die Lithiumgewinnung gibt es eine Vielzahl von Methoden, die zumindest im Labormaßstab ein hohes Potenzial andeuten (Liu et al., 2019):

- Fällung
- Adsorption (Bindung an der Oberfläche eines Materials)

Abbildung 3
**Manganoxid
 Nanopartikel im
 Labor synthetisiert**



- Ionenaustausch / Ionensiebe
 (Beim Ionenaustausch wird Lithium durch ein anderes Element im Filtermaterial ausgetauscht. Auch Ionensiebe wirken so, wobei hier die Größe des Ions entscheidend ist: Das kleine Li^+ passt in Kristallzwischenräume, wird aber hier durch ein anderes Ion ausgetauscht.)
- elektrochemische Methoden
- Membrantechnologien

Die Ionensiebe gehören zu den DLE-Verfahren und werden als besonders effiziente Methode eingeschätzt (Liu et al., 2019). Dabei stehen Manganoxid-Sorbenten als Adsorptionsmittel im Fokus, da diese Partikel aus einer porösen Kristallstruktur mit primär Mn(IV) und Mn(III) bestehen. In die vorhandenen Hohlräume im Kristallgitter kann Lithium eindringen, an den inneren Oberflächen der Hohlräume adsorbieren und nur durch Protonen (H^+) wieder herausgelöst werden (► *Abbildung 2*).

Elemente mit höherer Ordnungszahl als Lithium können nicht in die Tunnel migrieren, wodurch sich ein Ionensiebeefferkt bildet. Aufgrund der selektiven Adsorption von Lithium eignen sich Manganoxid-Sorbenten besonders für den Einsatz in hochsalinaren Fluiden (► *Abbildung 3*).

Für andere Metalle sowie für Seltene Erden werden hingegen eher Methoden der galvanischen Abscheidung oder der Bioextraktion vorgeschlagen (Lo et al., 2014; Dominguez-Benetton, 2018).

Der Prozess des „Ionensiebes“ hat sich als schnell und effizient erwiesen, doch sind noch nicht alle Fragen beantwortet, z. B. ob eine pH-Wert-Pufferung notwendig ist oder ob sich Kompositmaterialien (inerte Trägermaterialien, auf denen das Adsorptionsmittel aufgebracht wird) für den großtechnischen

Einsatz eignen. Derzeit wird u.a. am KIT intensiv an den Ionensieben geforscht. Erste Ergebnisse zeigten, dass aufgrund der schnellen Kinetik des Austauschprozesses ein Einsatz im Durchfluss möglich erscheint und damit auch eine gute Eingliederung in ein laufendes Kraftwerk.

Fazit

Alle Extraktionsmethoden wurden bisher fast ausschließlich auf der Laborskala untersucht. Die entwickelten Methoden müssen sich aber auch unter Realbedingungen bewähren. Daher wird eine repräsentative geothermische Demonstrationsanlage benötigt, die es erlaubt, heiße Thermalsole zu fördern und gleichzeitig die unterschiedlichen Methoden der Rohstoffgewinnung (Direktlithiumextraktion, galvanische Metallabscheidung, Bioextraktion, Gasseparation) weiter zu entwickeln, zu testen und zu optimieren. Nur so kann geothermische Rohstoffgewinnung zu einem Standardverfahren werden.

Somit kann die Geothermie eine umweltfreundliche Methode der Rohstoff- und Energiegewinnung darstellen und die hohen Investitionskosten können über mehrere Wege wieder ersetzt werden.

Referenzen

- Bibienne, T., Magnan, J.F., Rupp, A. and Laroche, N., 2020. From Mine to Mind and Mobiles: Society's Increasing Dependence on Lithium. *Elements: An International Magazine of Mineralogy, Geochemistry, and Petrology*, 16(4), pp.265–270.
- Howell, R.J., Lagos, L., de los Hoyos, C.R. and Declercq, J., 2020. Classification and characteristics of natural lithium resources. *Elements: An International Magazine of Mineralogy, Geochemistry, and Petrology*, 16(4), pp.259–264.
- Dominguez-Benetton, X., Varia, J.C., Pozo, G., Modin, O., Ter Heijne, A., Fransaeer, J. and Rabaey, K., 2018. Metal recovery by microbial electro-metallurgy. *Progress in Materials Science*, 94, pp.435–461.
- Hartai, É., Bodosi, B., Madarász, T., Földessy, J., Németh, N., Tóth, A., Szücs, P., Szanyi, J., Osvald, M. and CHPM2030, T., 2017. Combining energy production and mineral extraction – The CHPM2030 project. *EUROPEAN GEOLOGIST*, (43), pp.6–9.
- LA Times, 2020: <https://www.latimes.com/environment/story/2020-03-16/lithium-startup-lilac-solutions-bill-gates-salton-sea>.
- Lo, Y.C., Cheng, C.L., Han, Y.L., Chen, B.Y. and Chang, J.S., 2014. Recovery of high-value metals from geothermal sites by biosorption and bioaccumulation. *Bioresource technology*, 160, pp.182–190.
- Liu, G., Zhao, Z. and Ghahreman, A., 2019. Novel approaches for lithium extraction from salt-lake brines: A review. *Hydrometallurgy*, 187, pp.81–100. Paranthaman, et al., (2017). Recovery of lithium from geothermal brine with lithium–aluminum layered double hydroxide chloride sorbents. *Environmental science & technology*, 51(22), pp.13481-13486.
- Think Geoenergy Research, 2020: <https://www.thinkgeoenergy.com/>

Windenergie als Motor der europäischen Energiewende



Fraunhofer IEE
Prof. Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iee.fraunhofer.de

DLR
Dr. Thomas Gerz
thomas.gerz@dlr.de

Sarina Keller
sarina.keller@dlr.de

IZES
Jan Hildebrand
hildebrand@izes.de

UFZ
Katja Bunzel
katja.bunzel@ufz.de

Felix Reutter
felix.reutter@ufz.de

ZSW
Dr. Frank Musiol
frank.musiol@zsw-bw.de

Andreas Rettenmeier
andreas.reettenmeier@zsw-bw.de

Einleitung

Das Erreichen der Klimaschutzziele erfordert eine CO₂-freie Energiebereitstellung für alle Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr. Durch die Sektorenkopplung wird der Strombedarf aus erneuerbaren Energien noch enorm zunehmen. Die Windenergie trägt den größten Anteil zur klimaschonenden Energieversorgung in Deutschland bei und muss daher weiter ausgebaut werden. 2019 ist der Ausbau jedoch nahezu zum Erliegen gekommen.

Dieser Beitrag soll aufzeigen, welche technischen und institutionellen Lösungen helfen können, um die Entwicklung der Windenergie wieder zu beschleunigen. Dabei werden die Aspekte der Versorgungssicherheit gleichermaßen betrachtet wie die Akzeptanz und der Natur- und Artenschutz. Die besondere Rolle der EU bei der Entwicklung der Windenergie wird anhand von großen Forschungs-Programmen und den Zielen des SET-Plan aufgezeigt.

Die Entwicklung der Windenergie

Die Windenergie stellt das Rückgrat der erneuerbaren Energieversorgung dar. Sie basiert auf einer ausgereiften Technologie und besitzt in Deutschland und Europa enorme Potenziale. Aktuelle Studien zu den Erfordernissen und Herausforderungen der Energiewende zeigen auf, dass in Deutschland ca. 900 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt werden muss. Um diese Größenordnung zu erreichen, müssen 200 GW Wind-Leistung und 200 GW PV-Leistung bis 2050 in Betrieb sein. Analysen und Studien aus der nahen Vergangenheit haben gezeigt, dass das Flächenpotenzial, das konfliktfrei in Deutschland zur Verfügung steht, und die dort bestehenden Windverhältnisse ausreichen, um diese Ziele zu realisieren.

Im Jahr 2019 wurde mit knapp 1 GW so wenig Windleistung an Land installiert wie zuletzt vor 20 Jahren. Damit steht die Windbranche vor einer gewaltigen Herausforderung und die Politik und Gesellschaft in Deutschland muss sich fragen, ob die Klimaschutzziele noch erreicht werden können. Gerade die Windenergie an Land sieht sich zunehmend Hemmnissen und Widerständen

ausgesetzt, die den dringend erforderlichen Zubau neuer Windparks unmöglich machen. Besonders zu nennen sind hier Genehmigungsverfahren, Flugsicherung, Denkmalschutz, Wetterradar, Artenschutz, Flächenverfügbarkeit, militärische Belange und die mangelnde Unterstützung seitens der Politik.

Herausforderung Akzeptanz

Die Energiewende erfährt eine breite Zustimmung in der Bevölkerung. Naturschutzfachliche Anforderungen werden zwar zunehmend bei der Planung und dem Betrieb von Windenergieanlagen berücksichtigt, insbesondere auf regionaler und lokaler Ebene besteht jedoch teilweise immer noch Konfliktpotenzial. So werden Naturschutzanliegen oft als Argumente von unterschiedlichen Akteuren gegen konkrete Projekte vor Ort genutzt. Zentrale Bedeutung kommt daher zukünftig technischen Vermeidungsmaßnahmen zu, die in der Lage sind, Vögel und Fledermäuse besser vor Kollisionen zu schützen. Schwerpunkt des Projekts „NatForWIN-SENT“ am WindForS-Windenergiefeld sind deshalb u. a. Vogelerkennungssysteme, die bei Detektion geschützter Arten rechtzeitig geeignete Maßnahmen wie das Austrudeln der Anlagen auslösen.

Der aktuelle Forschungsstand zur Akzeptanz von Windenergieanlagen anhand von Entscheidungsexperimenten, Befragungen in der Allgemeinbevölkerung oder unter Anwohner*innen von bestehenden Anlagen zeigt, dass die gemessene Akzeptanzaussage das Ergebnis komplexer Zusammenhänge mehrerer Akzeptanzfaktoren darstellt. Zu den Faktoren zählen neben den Veränderungen des Landschaftsbildes auch weitere visuelle Implikationen durch die Befeuern, sowie Schallwirkungen (Lärm und Infraschall). Ebenso die zugeschriebenen Umweltwirkungen, z. B. Auswirkungen auf die Vogelwelt der Landschaft (Avifauna) und die Recycling-Problematik, gehen in die Akzeptanzbewertung ein. Ein weiterer Faktor, in dem diese verschiedenen Aspekte adressiert werden, sind die rahmenden Kommunikations- und Beteiligungsprozesse.

Das im Forschungsvorhaben „EE-Monitor“ entwickelte systematische, mehrteilige Monitoringkonzept ermöglicht es erstmals, deutschlandweit bestimmte Auswirkungen des EE-Ausbaus auf Natur und Landschaft abzubilden.

Zudem wurde im Juni 2019 die interaktive WebGIS-Anwendung „EE-Monitor“ freigeschaltet mit deren Hilfe kartographisch die zeitliche und räumliche Entwicklung der erneuerbaren Energien im Strombereich in den vergangenen 30 Jahren in Deutschland nachvollzogen werden kann. Sie ermöglicht dem interessierten Nutzer eine virtuelle Reise in die Vergangenheit der erneuerbaren Energien. Jeder kann auf unkomplizierte Art und Weise den Ausbau der erneuerbaren Energien zu Stromerzeugung in einer bestimmten Region oder einem Bundesland in Erfahrung bringen. Die WebGIS-Anwendung sorgt für hohe Transparenz über den räumlichen und zeitlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und trägt so zur Akzeptanz für die Energiewende bei (► *Abbildung 1*).

Schallemissionen von Windenergieanlagen (WEA) sind ein wichtiger Faktor bei der Genehmigung von Windparkprojekten. Hier wurden in den letzten Jahren große Fortschritte zur Erfassung, Klassifizierung und zur Eindämmung der Geräuschbelästigung gemacht. Die Forschung und Entwicklung im Windenergiesektor hat hier für eine wesentliche Verbesserung dieser Problematik gesorgt.

Für die Ermittlung von Unterschieden der Schallimmission in bewohntem Gebiet bei verschiedenen meteorologischen Bedingungen wird die Schallausbreitung von der Quelle bis zum Immissionsort unter topografischen und meteorologischen Einflüssen bestimmt. Beispielsweise konnte das periodisch

wiederkehrende Geräuschsignal einer WEA auf einem Hügel in 950 m Entfernung im Tal erkannt werden. Der hörbare WEA-Lärm folgt einem Tagesgang und ist von Geräuschen des Hintergrunds unterscheidbar und auch die Abhängigkeit des Geräuschpegels vom Wind (Richtung und Betrag) und der atmosphärischen Schichtung ist fallweise nachweisbar. Daraus wurden weitere Schritte generiert, wie die Klassifizierung der Situationen nach höherer/neutraler/niedrigerer Geräuschbelastung und die Erarbeitung von Vorschlägen für den WEA-Betrieb abhängig vom (vorhergesagten) Wetter.

Ziel des laufenden Forschungsprojekts Inter-Wind (kurz für: Interdisziplinäre Analyse und Minderungsansätze, FKZ 03EE2023A-D, BMWi) ist es zu verstehen, welche Faktoren bei der Belästigung durch Anlagengeräusche zusammenspielen – und aus diesem Wissen Verbesserungsansätze abzuleiten. Untersucht wird, wie Meteorologie und geologischer Untergrund bei der Schall- und Bodenbewegungsausbreitung zusammenwirken, wie Geräusche von Windenergieanlagen von den Menschen wahrgenommen und beurteilt werden, welche Faktoren die Wahrnehmung beeinflussen und welche Maßnahmen bei bestimmten Wetterlagen als entlastend empfunden werden. Aufbauend auf den Erfahrungen eines Vorgängervorhabens TremAc (FKZ 0325839A-F, BMWi) werden Befragungen und Messungen meteorologischer, akustischer sowie seismischer Größen durchgeführt. Eine gezielte Erprobung von technischen Minderungsmaßnahmen wird zunächst auf dem WindForS Testfeld WINSENT stattfinden und deren Übertragbarkeit auf die zwei im Vorhaben beteiligten Windparks erprobt.

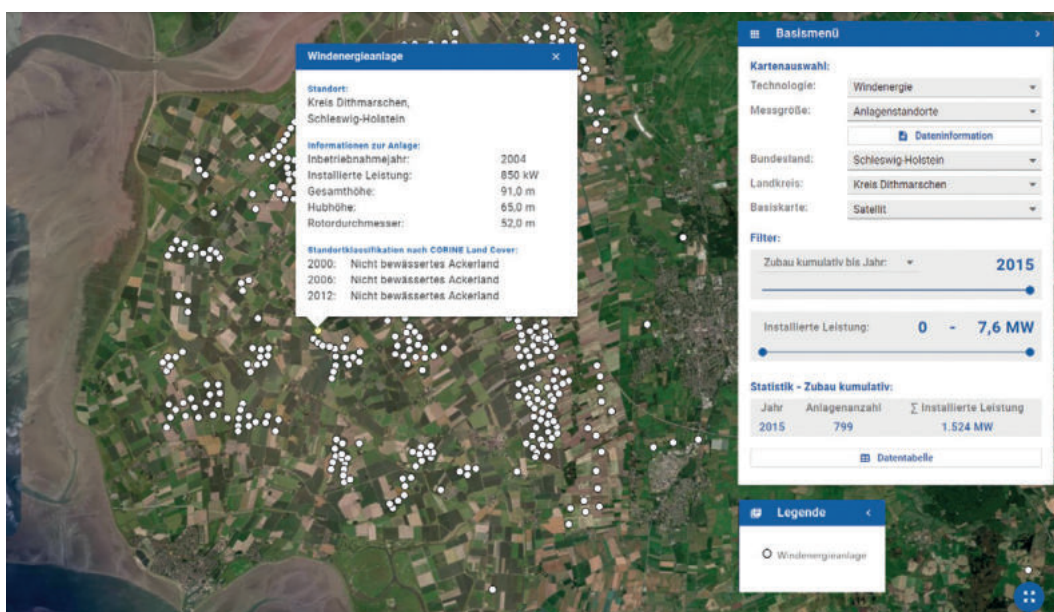


Abbildung 1
Monitoring der EE-Entwicklung in Deutschland:
 WebGIS-Anwendung „EE-Monitor“ (Screenshot)
 (Quelle: <https://www.ufz.de/ee-monitor-app/webgis>)

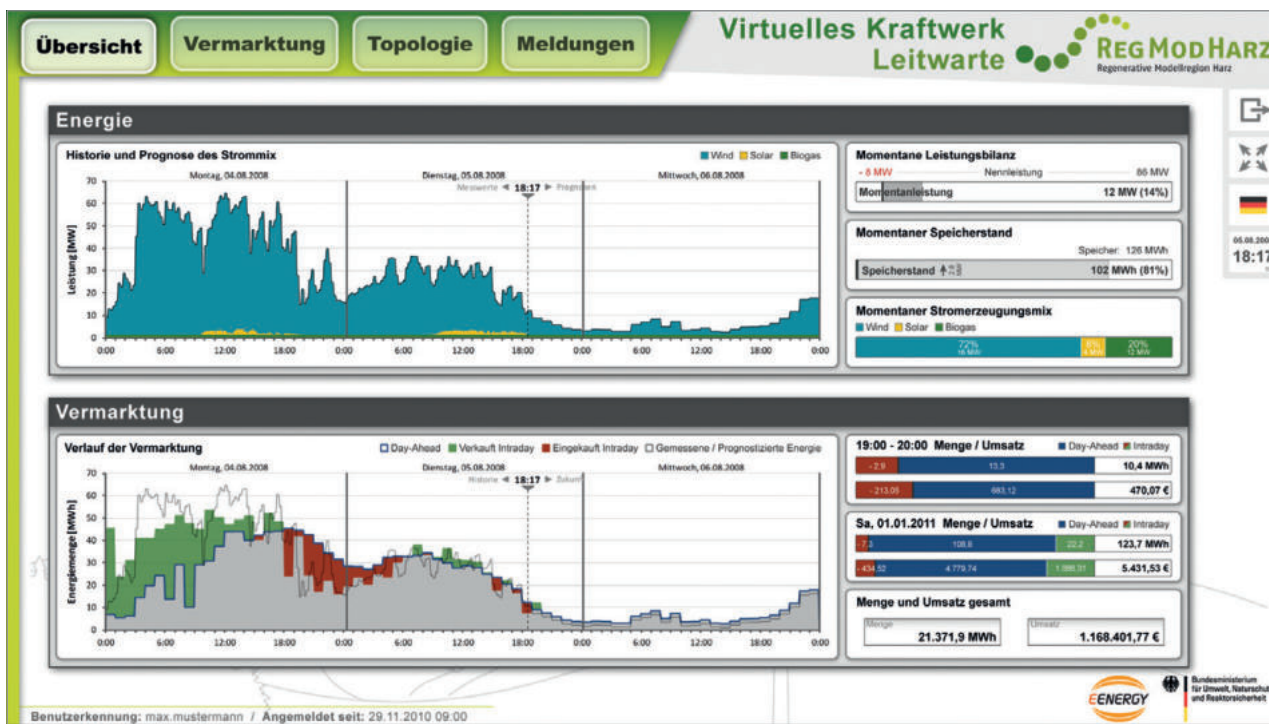


Abbildung 2
Virtuelles Kraftwerk
der Regenerativen
Modellregion Harz

Neben den notwendigen konkreten technologischen Optimierungen ist es für die Akzeptanzbildung von Belang, ob und wie diese Verbesserungen wahrgenommen und bewertet werden, in diesem Zusammenhang spielt die Kommunikation darüber eine wichtige Rolle. Im Rahmen des aktuellen Forschungsvorhabens „Operationalisierung des Klimaschutzes im Bereich des Ausbaus der erneuerbaren Energien – Strategien für akzeptable Lösungen von Ort (FKZI 3718 43 106 0, UBA)“ wird ein Werkzeug entwickelt, das insbesondere kleine Kommunen im ländlichen Raum dabei unterstützen soll, Konflikte um erneuerbare Energieanlagen zu begrenzen, handlungsfähig zu bleiben und akzeptable Lösungen vor Ort zu finden. Zielgruppe des Handlungsmodells sind Bürgermeisterinnen und Bürgermeister (Verwaltungsspitzen), insbesondere Ehrenamtliche in kleinen Gemeinden. Mit dem praktisch nutzbaren digitalen Tool „Akzeptable Lösungen für Gemeinden finden“ in Form eines „Scrolly tellings“ (interaktives multimediales Storytelling-Format) erhalten die kommunalen Zielgruppen konkrete Handlungsempfehlungen für den Umgang mit Konflikten um Windenergieanlagen.

Hinsichtlich der benötigten Ausbaudimensionen von Windenergie zur Erreichung der gesteckten Ziele bedarf es umso mehr der gesellschaftlichen Akzeptanz auf allen Ebenen, sowohl im politischen Raum als auch bei den lokalen Anwohnenden. Um diese zu erreichen, müssen alle dargestellten Akzeptanzfaktoren adressiert werden, dazu bedarf es technischer Optimierungen sowie auch Kommunikation und Beteiligung gleichermaßen.

Erneuerbare Energie im Kraftwerksmaßstab

Die Transformation des Energieversorgungssystems befindet sich in einer neuen Phase. Die erneuerbaren Energien haben eine systembestimmende Größenordnung erreicht und die Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr hat begonnen. Um eine sichere Energieversorgung weiterhin zu gewährleisten, müssen Lösungen gefunden werden, welche die kurzfristigen, regionalen Fluktuationen der Einspeisung verringern.

Um Bedarf und Angebot jederzeit in Übereinstimmung zu bringen, kommen prinzipiell diese drei Wege in Frage:

- Speichertechnologien, die aktuelle Überangebote für spätere Bedarfe speichern
- Koordiniertes Zusammenspiel verschiedener regenerativer Energiequellen, die so ihre zeitweisen Über- und Unterangebote gegenseitig ausgleichen
- Lastmanagement, bei dem verschiebbare Lasten zu Zeitpunkten höheren Angebots verschoben werden

Die Koordination dieser unterschiedlich agierenden Komponenten erfolgt durch den informationstechnischen Zusammenschluss und die Steuerung über ein Energiemanagementsystem. Diese so genannten Virtuellen Kraftwerke (VK) bieten neue Möglichkeiten, Energie bedarfsgerecht bereitzustellen und die Verbraucher zu flexibilisieren (► *Abbildung 2*). Es ist aber nicht nur erforderlich, den Energiebedarf

jederzeit zu decken, sondern auch den Betrieb des Netzes aktiv zu unterstützen. Die Energiewirtschaft bezeichnet diese Eigenschaft als Kraftwerkseigenschaft. Der Begriff Kraftwerkseigenschaft für regenerative Energieanlagen deutet an, dass die Erzeugung planbar, kontrollierbar und zuverlässig entsprechend den Anforderungen der Energieversorgung sein muss und dass die Anlagen das elektrische Netz bei Störungen stützen müssen. Diese Fähigkeiten basieren auf der Steuerung der Wirk- und Blindleistung der Anlagen sowie auf dem Verhalten bei Netzstörungen wie z. B. dem Fault-Ride-Through-Verhalten. Diese Maßnahmen zum Erhalt der Netzstabilität werden als Systemdienstleistungen bezeichnet.

Die besondere Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken wird besonders deutlich, wenn man die Entwicklung der erneuerbaren Energien in den nächsten drei Dekaden betrachtet. Sind heute ca. 2 Mio. Wind- und PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 110 GW in Betrieb, werden es 2050 weit mehr als 5 Mio. Anlagen mit einer Gesamtleistung von 400 GW sein. Diese Anlagen sind dann vollständig für die Versorgungssicherheit und die Systemstabilität verantwortlich und müssen in diesem Sinne zuverlässig, planbar und steuerbar sein.

Die Virtuellen Kraftwerke bieten dabei die folgenden Eigenschaften zur Erfüllung der Versorgungsaufgaben:

- Fahrplanteue: durch internen automatisierten Redispatch
- Risikoreduzierung: über Ausgleichseffekte durch Aggregation erneuerbarer Energien
- Marktzugang: für beliebige Anlagen (Brücke zw. Smart-Grid / -Market)
- Skalierbarkeit durch Aggregation: beliebige Anlagentypen, -leistung, -anzahl
- Standardisierte Protokolle: für eine effiziente Kommunikationsarchitektur
- Spartenübergreifendes Energiemanagement: Strom, Gas, Wärme, Verkehr, Wasser

Sichere Energieversorgung durch Systemdienstleistungen

Technisch können schon heute die meisten EE-Anlagen und vor allen Windenergieanlagen Regelleistung bereitstellen. Die Anlagen sind im Vergleich zu thermischen Großkraftwerken sehr reaktionsschnell. Im Unterschied zu konventionellen Quellen stehen jedoch die wichtigsten erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind nicht kontinuierlich zur Verfügung, sondern sind vom Wettergeschehen abhängig. Die Bereitstellung von Regelleistung kann nur dann erfolgen, wenn genügend Wind bzw. Sonne über

einen definierten Zeitraum vorhanden ist. Die Regelleistung muss daher von einem vierteiligen, zeitlich variablen Mix von Anlagen bereitgestellt werden. Um die mögliche Regelleistungsbereitstellung durch die einzelnen Anlagen und den Regelleistungsbedarf dynamisch berechnen zu können, sind hochpräzise Einspeiseprognosen mit Angabe von Vertrauensbereichen notwendig. Genaue Prognosen sind auch für die Angebotserstellung von Wind- und Photovoltaikparks am Regelleistungsmarkt entscheidend, da durch sie das Angebot bei gleicher Zuverlässigkeit gesteigert werden kann. Windparks können in Zukunft mit Hilfe von probabilistischen Prognosen genauso zuverlässig Regelleistung bereitstellen wie bisherige Anbieter.

EU-Projekte und europäische Programme

Die Europäische Kommission beschreibt ihre Ziele zur Dekarbonisierung der Energieversorgung im „European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)“. Der Windenergie wird hier ein gewichtiger Teil der zukünftigen Energieversorgung Europas zugeschrieben und im Rahmen der Europäischen Forschungsförderung sind in den letzten Jahren eine Vielzahl großer Projekte zur Weiterentwicklung und Implementierung der Windenergie-Technologie durchgeführt worden. Insgesamt sind im SET-Plan 1090 Mio. Euro für diese Aktivitäten vorgesehen. Eine wichtige Rolle spielt hier die European Energy Research Alliance (EERA) und ihre Joint Programs. So haben das Joint Program Wind Energy und seine Partner eine Reihe wegweisender Projekte initiiert und durchgeführt. Zu nennen ist hier vor allen das Vorhaben IRPWIND, das mit einem Konsortium aus 24 Forschungsinstituten und Universitäten sich das Ziel vorgenommen hat, eine bessere Integration der europäischen Forschungsaktivitäten im Bereich der Windenergieforschung zu fördern, um den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu beschleunigen und die Wettbewerbsfähigkeit Europas zu erhalten und zu steigern.

Weitere relevante FuE-Projekte in diesem Rahmen sind:

- Avatar – die Verbesserung der Aerodynamik von Rotorblättern
- EERA-DTOC – die Entwicklung von Design-Tools für Offshore-Windparks
- Innwind.eu – die Entwicklung einer 10–20 MW Offshore-WEA
- NEWA – die Entwicklung des neuen Europäischen Windatlas
- Life50+ - die Weiterentwicklung der Technologien für schwimmende Offshore-WEA

Zusammenfassung

Die Windenergie liefert den Hauptanteil der erneuerbaren Energien im Strombereich – und ist der Motor der deutschen und europäischen Energiewende. Durch eine Vielzahl von Hemmnissen ist der Zubau in Deutschland in den letzten Jahren jedoch zum Erliegen gekommen. Die mangelnde Akzeptanz hat vielfältige Gründe und kann durch gezielte Forschung und Entwicklung verbessert werden (Artenschutz, Lärm, Landschaftsbild). Einige Hemmnisse liegen bei Gesetzen und Regeln, die die Politik ändern kann und muss.

Virtuelle Kraftwerke managen Wind- und PV-Parks im Kraftwerksmaßstab und sind das Werkzeug der zukünftigen Energieversorgung. Mit der vorausschauenden Steuerung und der Koordination von einer Vielzahl von EE-Anlagen, Speichern und Verbrauchern lässt sich eine zuverlässige Energieversorgung auch in Zukunft realisieren und der Einsatz von konventionellen Kraftwerken auf ein Minimum reduzieren.

Die effiziente und nachhaltige Nutzung der Windenergie kann nur durch eine enge Zusammenarbeit auf EU-Ebene vorangebracht werden. Der SET-Plan beschreibt die europäischen Ziele für die Weiterentwicklung der Windenergie und hat durch große EU-Projekte die Technologieentwicklung bis zur Anwendung gezielt gefördert.

Resiliente und kosteneffiziente Stromnetze für die europäische Energieversorgung

Einleitung

Die Energienetze (Strom-, Gas- und Wärmenetze) verbinden Erzeuger und Verbraucher und ermöglichen eine räumliche Übertragung und Verteilung der Energie. Beispielsweise lassen sich damit in Deutschland die großen Windenergiepotenziale im Norden nutzen und in den Süden transportieren. Die Energienetze gehören zur kritischen Infrastruktur (KRITIS). Wenn die elektrischen Netze ausfallen, können die Kunden nicht mehr mit Strom versorgt werden und alle systemkritischen Aufgaben (Gesundheitswesen, Verkehr, Behörden ...) sind gefährdet. Deshalb sind ein sicherer, stabiler und resilienter Betrieb und die dafür nötige strukturelle Entwicklung der Energienetze in unserem europäischen Netzverbund von größter Relevanz.

Viele Änderungen wirken auf die Netzinfrastrukturen:

- Dazu gehört die Dekarbonisierung durch Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen sowie sektorenübergreifend durch Wärmepumpen in der Wärmeversorgung und Elektromobilität im Verkehr.
- Diese Anlagen sind insbesondere im Verteilnetz zu finden, was zu einer deutlichen Dezentralisierung der Energieversorgung führt.
- Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ermöglicht zusätzliche Flexibilitäten auf der Nachfrageseite, um so die wetterabhängigen Einspeiseleistungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zumindest teilweise auszugleichen.
- Sektorenübergreifend ist auch die Wechselwirkung der Veränderungen in Wärmenetzen und Gasnetzen (insbesondere auch im Hinblick auf Wasserstoff) von großer Relevanz.

Digitalisierung / Automatisierung / Resilienz im Netzbetrieb

Digitalisierung ist ein Megatrend, der in den Energienetzen einen größeren Grad der Vernetzung und Automatisierung ermöglicht.

In den Übertragungsnetzen, die eine hohe Anforderung an die Versorgungszuverlässigkeit haben, ist die Digitalisierung schon sehr weit fortgeschritten. Doch je niedriger die Spannungsebene im Verteilnetz,

desto geringer ist üblicherweise auch der Digitalisierungsgrad; beispielsweise gibt es in Niederspannungsnetzen in der Regel kein Monitoring und damit auch keine zentrale Steuerung/Automatisierung. Die Auslegung der Netze ist hierbei mit Reserven so umgesetzt, dass die Netzinfrastruktur für alle bisher auftretenden Energieflüsse dimensioniert ist. Die Dezentralisierung der Stromerzeugung in den Verteilnetzen und die zunehmende Zahl steuerbarer Speicher- und Verbraucheranlagen eröffnen die Option, durch intelligente Steuerung der Flexibilitäten zukünftig weniger Netze ausbauen zu müssen.

Allerdings entsteht durch den dann nötigen Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien auch eine zusätzliche Angriffsfläche von Cyber Attacken, gegen die Maßnahmen ergriffen werden müssen bis hin zu Rückfallbetriebsmodi in erkannten Störungssituationen. Die Resilienz des Netzbetriebs [1] nimmt damit an Relevanz zu.

Aber durch die Automatisierung ergeben sich auch neue Gestaltungsmöglichkeiten, z. B. der Mikronetzbetrieb mit dem – bei genügend Erzeugungs- und Speicherkapazität – auch ein Inselnetzbetrieb in Notfällen möglich wird.

Zur Sicherstellung der Frequenz- und Spannungsstabilität in elektrischen Netzen ergeben sich Herausforderungen durch neue Komponenten und Wechselwirkungen. Durch den Einsatz von Leistungselektronik, die auch eine Art Digitalisierung auf Anlagenseite darstellt, gibt es ganz neue Regelungsmöglichkeiten [2] [3].

Zur Frequenzstabilisierung kann beispielsweise durch wechselrichtergekoppelte Energieanlagen zum einen eine deutlich schnellere Leistungsänderung erfolgen als durch die Synchrongeneratoren in Großkraftwerken. Zum anderen kann durch eine netzbildende/spannungseinprägende Betriebsweise sogar Momentanreserveleistung instantan bereitgestellt werden und damit die Steilheit des Frequenzgradienten abgeflacht werden. In zahlreichen Projekten, wie z. B. Netzregelung 2.0, werden diese neuen Regelungsmöglichkeiten detailliert erforscht.

Gleichzeitig mit einer resilienten Energieversorgung sollen vorhandene Netzkapazitäten bestmöglich ausgenutzt werden. Das Forschungsprojekt InnoSys



Fraunhofer IEE
Prof. Dr. Martin Braun
martin.braun@iee.fraunhofer.de

Dr. Thomas Degner
thomas.degner@iee.fraunhofer.de

Dr. Tanja Kneiske
tanja.kneiske@iee.fraunhofer.de

Dr. Sebastian Stock
sebastian.stock@iee.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Christof Wittwer
christof.wittwer@ise.fraunhofer.de

DBFZ
Kerstin Wurdinger
kerstin.wurdinger@dbfz.de

DLR
Dr. Karsten von Maydell
karsten.maydell@dlr.de

Dr. Thomas Vogt
t.vogt@dlr.de

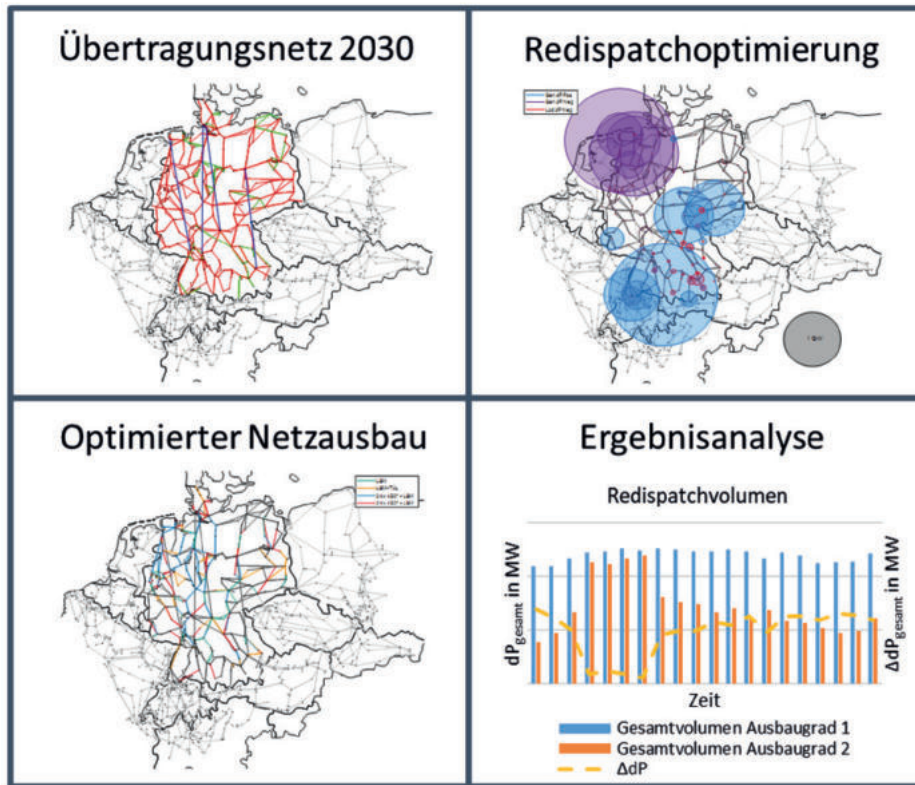
FZ Jülich
Dr. Jochen Linßen
j.linssen@fz-juelich.de

Dr. Martin Robinius
martin.robinus@umlaut.com

KIT
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer
veit.hagenmeyer@kit.edu

Wuppertal Institut
Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Abbildung 1
Planungsmethodik Übertragungsnetz:
 Ausgehend vom Startnetz (z. B. 2030) werden Redispatch und Netzausbauoptionen analysiert, um daraus kostenminimale Planungsentscheidungen abzuleiten.
 (Quelle: Fraunhofer IEE)



2030 (www.innosys2030.de) untersucht, wie das verfügbare Transportnetz in Zukunft noch mehr Leistung bei mindestens gleichbleibender Systemicherheit transportieren kann. Dies trägt dazu bei, dass mehr erneuerbare Energie ins Netz eingespeist werden kann. Ein Beispiel ist die sichere Beherrschung von einfachen Netzfehlern, z. B. der Ausfall einer Übertragungsleitung. Eine neue, automatisierte, abgestimmte Blindleistungs-/Spannungsregelung zwischen Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz und dem Laststufenschalter (LTC) des Verteilungstransformators ist ein Ansatz, bestimmte spannungskritische Zustände im Übertragungsnetz, wie sie bei einem Leitungsausfall auftreten können, sicher zu beherrschen [4].

Übertragungsnetzplanung

In Deutschland wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur kontinuierlich an einer aktuellen Vorausschau der Netzentwicklung durch die Erstellung des Netzentwicklungsplans [5] gearbeitet. Dies ist erforderlich, da die erforderlichen Planungs-, Genehmigungs- und Baumaßnahmen durch die Einflüsse auf ökologische und soziale Systeme in der Regel auch ca. 10 Jahre Vorlauf benötigen. Da die Übertragungsnetze im europäischen Verbund über die Interkonnektoren zwischen den Ländern vermascht miteinander betrieben werden, ist eine

europäische Betrachtung der Maßnahmen im Übertragungsnetz erforderlich. Deshalb wird durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber im Verband ENTSO-E regelmäßig der sogenannte „Ten Year Network Development Plan“ [6] erstellt. Forschungsinstitutionen (z. B. Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut, Fraunhofer IEE) schauen teilweise noch weiter in die Zukunft, bis 2050, um Transformationspfade für das Gelingen der Energiewende zu ermitteln. Wichtige Aspekte sind dabei die Erhöhung der Kapazitäten der Interkonnektoren und der Einsatz von betrieblicher Flexibilität.

Die Erhöhung der Kapazitäten der Interkonnektoren sorgt für mehr Ausgleich der Energieflüsse in Europa. Im Projekt RESTORE 2050 [7] konnte gezeigt werden, dass dadurch deutlich mehr erneuerbarer Strom integriert werden und der Bedarf an Ausgleichsmaßnahmen reduziert werden kann. Das betrifft vor allem die notwendige Energiemenge und Leistung aus Reservekraftwerken sowie Speichereinrichtungen. Wenn Netzausbau vermieden werden soll, kann auch betriebliche Flexibilität z. B. durch Abregelung von Erzeugungsanlagen, zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen eingesetzt werden. Hierbei ist ein volkswirtschaftliches Optimum zwischen Netzausbau und der Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen zu identifizieren. Am Fraunhofer IEE startet dazu Anfang 2021 das Projekt RobustPlan. In diesem Projekt werden Methoden zur Generierung robuster Transformationspfade trotz der zahlreichen Unsicher-

heiten (Vielzahl möglicher Szenarien) entwickelt, um Netzbetreiber bei Investitionsentscheidungen zu unterstützen (► *Abbildung 1*).

Für die Planung von Übertragungsnetzen sind verlässliche Modelle unabdingbar. Im Projekt MODEX-Net [8] (Forschungszentrum Jülich und Partner) werden existierende Übertragungsnetzmodelle in Bezug auf Methodik, Strukturen und Datengrundlagen verglichen und definierte Fallstudien (Modellexperimente) gerechnet. Auf der Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden Optionen zur Weiterentwicklung von Modellen erarbeiten.

Sektorenkopplung / Einsatz von Flexibilitäten im Netzbetrieb

Neben der Abregelung von Erzeugungsanlagen ist das Ziel, weitere Flexibilitäten für den Netzbetrieb nutzbar zu machen und damit den notwendigen Ausgleich zwischen der wetterabhängigen Erzeugung mit dem Verbrauch sowie der Auslastung der Netzkapazitäten zu unterstützen.

Das DLR hat im SINTEG-Projekt *enera* eine regional aufgelöste Betrachtung des kumulierten Lasterhöhungspotenzials der Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie, Elektromobilität, Power-To-Heat und Power-to-Gas auf Landkreisebene in Deutschland für das Jahr 2030 untersucht [9]. Hierbei zeigen sich in Ballungszentren und an Industriestandorten die geographischen Schwerpunkte der nachfrageseitigen Potenziale (► *Abbildung 2*).

In SINTEG-Projekten (z. B. NEW4.0 und *enera*) wurden (auch marktbasierende) Mechanismen untersucht, um diese Flexibilität für den Netzbetrieb zu mobilisieren. Hierbei wurde z. B. eine Methode entwickelt, um potenzielle Netzengpässe prognostizieren zu können [10]. Naheliegend zu diesen Engpassstellen werden dann die möglichen einsetzbaren Flexibilitäten und deren Sensitivität auf den Engpass bewertet. Auf Basis dieser Bewertung erfolgt dann die Aktivierung der engpassreduzierenden Flexibilitäten mit denen auch eine Abregelung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen reduziert werden kann.

Als sektorenübergreifende Flexibilitätsoption untersucht das DBFZ derzeit im Projekt OptDienE [11] das Potenzial von biomassebasierten Einzelraumfeuerungen, in Hochlastzeiten die Zuschaltung von Wärmepumpen durch dezentralen Leistungsausgleich verringern zu können.

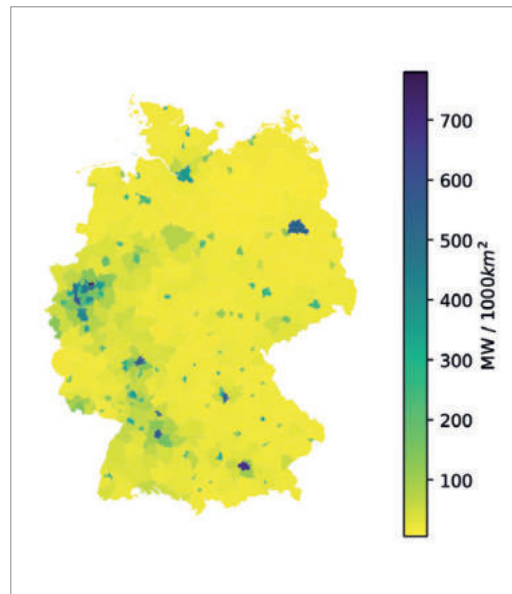


Abbildung 2

Kumuliertes Lasterhöhungspotenzial der Sektoren Haushalte, GHD, Industrie, Elektromobilität, Power-To-Heat und Power-to-Gas auf Landkreisebene in Deutschland für das Jahr 2030.

(Quelle: DLR)

Spartenübergreifende Netzbetrachtung

Für die Flexibilitätsbereitstellung ist neben der Kopplung der Sektoren (Strom, Wärme, Gas) auch die spartenübergreifende Betrachtung der jeweiligen Netzinfrastrukturen (Strom-, Wärme- und Gasnetze) von zunehmender Wichtigkeit. Auf Seite der Kunden kann die Nachfrage nach Strom, Wärme und Gas als Zeitreihen (z. B. durch den Lastprofilgenerator *synPRO*) bestimmt werden. Über dieses spartenübergreifende Verbrauchs- oder auch Einspeiseverhalten können die Wechselwirkungen (z. B. in Quartieren) durch Co-Simulationen untersucht werden [12] [13]. Am Fraunhofer IEE wurden zusammen mit der Universität Kassel die Python-basierten open source-Netzberechnungsprogramme *pandapower* [14] und *pandapipes* [15] entwickelt, welche auch eine integrierte spartenübergreifende Netzbetrachtung [16] ermöglichen (► *Abbildung 3*).

Neben dem Betrieb ist insbesondere auch die spartenübergreifende Netzbetrachtung in der Planung und Entwicklung der Netzinfrastrukturen von großer Relevanz. Beispielsweise zeigen sich in Simulationen ausgehend von wirtschaftlichen Entscheidungen von Gebäudebesitzern in ihre Wärmeversorgung, dass durch eine Zunahme strombasierter Wärmeeräte sowie verbesserte Effizienz im Gebäudebereich die Gasabnahme deutlich geringer werden kann. Dies kann sogar dazu führen, dass Gasnetze perspektivisch zur Endkundenversorgung aus wirtschaftlichen Gründen teilweise rückgebaut werden könnten [17].

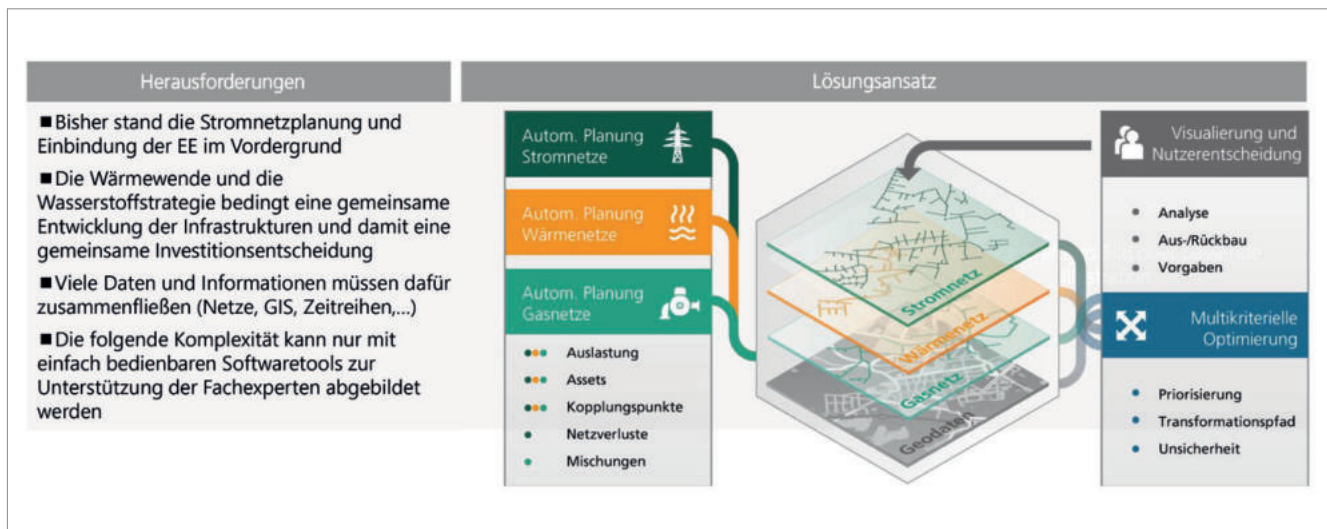


Abbildung 3

Sektorenübergreifende Betrachtung der Netzinfrastrukturen:

Automatisierte gekoppelte Betrachtung von Strom-, Wärme- und Gasnetzen auf Basis von pandapower und pandapipes.

(Quelle: Fraunhofer IEE)

Zusammenfassung

Zum Gelingen der Energiewende ist eine fundamentale Transformation der Energienetze erforderlich. Dazu gehören strukturelle und betriebliche Veränderungen.

Strukturelle Veränderungen betreffen zum einen die Übertragungssysteme Strom und Gas, welche in Europa zwischen und in den Ländern des Netzverbands für einen Ausgleich sorgen. Hier sind die Verstärkungsbedarfe der vorhandenen Infrastrukturen, ein maximales Ausschöpfen der Netzkapazitäten durch betriebliche Maßnahmen bei Ausbauperioden und Wasserstoffnetze wesentliche Veränderungstreiber. Optimale Transformationspfade sind zu identifizieren. Auch in den Verteilnetzen sind diese wesentliche Treiber, verbunden mit spartenübergreifenden Wechselwirkungen in urbanen Systemen mit Strom-, Wärme- und Gasnetzen.

Betriebliche Maßnahmen betreffen die Automatisierung des Netzbetriebs auf allen Netzebenen unter Aktivierung kostengünstiger, insbesondere auch nachfrageseitiger, Flexibilitäten. Hier hilft die Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrsbereich dabei, sektorenübergreifend, relevante Potenziale für Flexibilitäten zu heben.

Abschließend ist zu unterstreichen, dass die Energienetze und insbesondere die Stromnetze die entscheidende kritische Infrastruktur (KRITIS) darstellen, deren sicherer Betrieb kontinuierlich gewährleistet sein muss, weshalb deren Resilienz, Zuverlässigkeit und Stabilität von herausragender Bedeutung für die Gesellschaft sind.

Literatur

- [1] M. Braun, C. Hachmann and J. Haack, „Blackouts, Restoration, and Islanding: A System Resilience Perspective“, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 18, no. 4, pp. 54–63, July-Aug. 2020. <https://doi.org/10.1109/MPE.2020.2986659>
- [2] M. Braun et al., „The Future of Power System Restoration: Using Distributed Energy Resources as a Force to Get Back Online“, in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, no. 6, pp. 30–41, Nov.-Dec. 2018. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2864227>
- [3] M. Braun, „Technological Control Capabilities of DER to Provide Future Ancillary Services“, in International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 3, no. 3, pp. 191–206, Nov 2006.
- [4] Luis David Pabón Ospina (Fraunhofer IEE), Thierry Van Cutsem (University of Liege), Power factor improvement by active distribution networks during voltage emergency situations, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106771>
- [5] <https://www.netzentwicklungsplan.de/de>
- [6] <https://tyndp.entsoe.eu/>
- [7] <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/446/>
- [8] <https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/modex-net>
- [9] Heitkoetter, W., Schyska, B. U., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., Agert, C. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. Advances in Applied Energy (accepted). <https://arxiv.org/abs/2009.05122>

- [10] I. Liere-Netheler, D. Peters, E. Memmel, R. Völker, F. Schuldt, K. von Maydel Methoden zur Optimierung von Engpassmanagement auf Verteilnetzebene; Tagungsband Zukünftige Stromnetze 2020
- [11] <https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/OptDienE-589>
- [12] Projekt „Energiesystemintegration – Modelle für die Energiesysteme der Zukunft“, gefördert aus dem Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz-Gemeinschaft im Zukunftsthema „Energiesystemintegration“ unter der Fördernummer ZT-0002
- [13] <https://www.iee.fraunhofer.de/de/schnelleinstieg-wirtschaft/themen/opsim.html>
- [14] <https://www.pandapower.org>
- [15] <https://www.pandapipes.org>
- [16] D. Lohmeier, D. Cronbach, S. Drauz, M. Braun, T. Kneiske: „pandapipes: an Open Source Piping Grid Calculation Package for the Application in Coupled Multi-Energy Grid Simulations“, in Sustainability vol.12, no. 23, 2020. <https://doi.org/10.3390/su12239899>
- [17] D. Then, P. Hein, T. Kneiske, M. Braun: "Analysis of Dependencies between Gas and Electricity Distribution Grid Planning and Building Energy Retrofit Decisions", in Sustainability vol. 12, no. 13, 2020. <https://doi.org/10.3390/su12135315>

Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien Standorte der FVEE-Mitgliedseinrichtungen



FVEE-Geschäftsstelle

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE) • Renewable Energy Research Association
 Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71
 Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin
 E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Mitgliedseinrichtungen und Ansprechpartner



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
www.dbfz.de

Torgauer Str. 116 • 04347 Leipzig
Paul Trainer: Tel. 0341/2434-437
paul.trainer@dbfz.de



DLR Deutsches Zentrum für Luft- und
Raumfahrt e.V. in der Helmholtz-Gemeinschaft
www.dlr.de

Zentrum Köln-Porz • 51170 Köln
thementeam-energie@dlr.de

DLR-Projektteam auf der
PSA Plataforma Solar de Almería
Apartado 39 • E-04200 Tabernas (Almería)



Forschungszentrum Jülich
www.fz-juelich.de

52425 Jülich
Dr. Michael Czaperek: Tel. 02461/61-5450
info@fz-juelich.de



Fraunhofer IEE
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik
www.iee.fraunhofer.de

Königstor 59 • 34119 Kassel
Uwe Kregel: Tel. 0561/7294-319
uwe.kregel@iee.fraunhofer.de



Fraunhofer ISE
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
www.ise.fraunhofer.de

Heidenhofstraße 2 • 79110 Freiburg
Karin Schneider: Tel. 0761/4588-5147
karin.schneider@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP
Walter-Hülse-Straße 1 • 06120 Halle

Technologiezentrum Halbleitermaterialien THM
Am St.-Niclas-Schacht 13 • 09599 Freiberg

Labor- und Servicecenter Gelsenkirchen
Auf der Reihe 2 • 45884 Gelsenkirchen



Fraunhofer IWES
Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik
www.iwes.fraunhofer.de

Am Seedeich 45 • 27572 Bremerhaven
Britta Rollert: Tel. 0471/14290-220
info@iwes.fraunhofer.de



GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam
Deutsches GeoForschungszentrum
www.gfz-potsdam.de

Telegrafenberg • 14473 Potsdam
Josef Zens: Tel. 0331/2880-1049
josef.zens@gfz-potsdam.de



HZB Helmholtz-Zentrum Berlin
für Materialien und Energie
www.helmholtz-berlin.de

Lise-Meitner-Campus
Hahn-Meitner-Platz 1 • 14109 Berlin-Wannsee
Dr. Ina Helms: Tel. 030/8062-42034
info@helmholtz-berlin.de

Wilhelm-Conrad-Röntgen-Campus
Albert-Einstein-Straße 15 • 12489 Berlin-Adlershof

Institut für Silizium-Photovoltaik
Kekuléstraße 5 • 12489 Berlin-Adlershof

PVcomB
Schwarzschildstraße 3 • 12489 Berlin-Adlershof



ISFH Institut für Solarenergieforschung GmbH
Hameln/Emmerthal
www.isfh.de

Am Ohrberg 1 • 31860 Emmerthal
Dr. Roland Goslich: Tel. 05151/999-302
info@isfh.de



IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
www.izes.de/

Altenkessler Straße 17 • 66115 Saarbrücken
Michaela Schlichter: Tel. 0681/844 972-73
schlichter@izes.de



KIT Karlsruher Institut für Technologie
http://www.kit.edu

Kaiserstraße 12 • 76131 Karlsruhe
Monika Landgraf: Tel. 0721/608-48126
info@kit.edu



UFZ – Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
www.ufz.de

Permoserstraße 15 • 04318 Leipzig
Doris Wolst: Tel. 0341/235-1269
info@ufz.de



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
www.wupperinst.org

Döppersberg 19 • 42103 Wuppertal
Christin Hasken: Tel. 0202/2492-187
info@wupperinst.org



ZAE Bayerisches Zentrum für
Angewandte Energieforschung e.V.
www.zae-bayern.de

Hiltrud Widera: Tel. 0931 / 70564 547
hiltrud.widera@zae-bayern.de

Standort Garching
Walther-Meißner-Straße 6 • 85748 Garching

Standort Würzburg
Magdalene-Schoch-Straße 3 • 97074 Würzburg



ZSW Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Gemeinnützige Stiftung
www.zsw-bw.de

Meitnerstraße 1 • 70563 Stuttgart
Claudia Brusdeylins: Tel. 0711/7870-278
info@zsw-bw.de

Standort Ulm
Helmholtzstraße 8 • 89081 Ulm

Impressum

Themen 2020

Forschung für den European Green Deal

Herausgeber

ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)

Renewable Energy Research Association

Büro Berlin-Mitte: Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 • 10178 Berlin • Tel.: 030 288-7565-71

Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin

E-Mail: fvee@helmholtz-berlin.de • www.fvee.de

Redaktion

Petra Szczepanski

Franziska Wunschick

Förderung

Die vorliegende Publikation wurde durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert (FKZ 22012518).

Die Mitgliedseinrichtungen des ForschungsVerbunds Erneuerbare Energien werden durch diese Ministerien gefördert:

- BMWi
- BMBF
- BMU
- BMEL
- BMVI

Layout, Grafik

Sunbeam GmbH

www.sunbeam-communications.com

Druck

Elbe Druckerei Wittenberg GmbH

Berlin, Juni 2021

ISSN • 0939-7582