

FVEE-Themen



Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems

Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2016



Veranstalter



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Schirmherrschaft und
Förderung



Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems

Jahrestagung 2016

des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien

2. und 3. November 2016

Umweltforum Berlin • Pufendorfstr. 11 • 10249 Berlin

Wissenschaftliche Leitung

Prof. Dr. Michael Nelles • DBFZ

Prof. Dr. Clemens Hoffmann • Fraunhofer IWES

Programmkomitee

DBFZ

• Dr. Nora Szarka

DLR

• Bernhard Milow

• Marlene O'Sullivan

Fraunhofer ISE

• Prof. Dr. Hans-Martin Henning

Fraunhofer IWES

• Dr. Stefan Bofinger

GFZ

• Prof. Dr. Ernst Huenges

HZB

• Prof. Dr. Rutger Schlatmann

ISFH

• Prof. Dr. Oliver Kastner

• Dr. Raphael Niepelt

IZES gGmbH

• Eva Hauser

Jülich

• Dr. Stefan Haas

UFZ

• Prof. Dr. Daniela Thrän

Wuppertal Institut

• Prof. Dr. Manfred Fishedick

• Dr. Peter Viebahn

ZAE Bayern

• Dr. Hans-Peter Ebert

ZSW

• Maïke Schmidt



Veranstalter



Schirmherrschaft und
Förderung

■ Einführung

5 Mit Forschung die Energiewende gestalten

Prof. Dr. Michael Nelles • DBFZ

Prof. Dr. Clemens Hoffmann • Fraunhofer IWES

■ Stand & Perspektive der Energiewende

6 Transformationsszenarien für das deutsche Energiesystem

Dr. Tobias Naegler • DLR

11 Instrumente für eine gelingende Energiewende

Eva Hauser • IZES

19 Impactanalyse der Energiewende

Prof. Dr. Manfred Fischedick • Wuppertal

■ Schlüsseltechnologien für die Energiewende

27 Mittelfristiger Bedarf an Flexibilitätsoptionen

Juri Horst • IZES

31 Sektorenkopplung als Baustein der Energiewende

Dr. Hans Christian Gils • DLR

36 Rolle(n) der Photovoltaik im Energiesystem

Prof. Dr. Christof Wittwer • Fraunhofer ISE

41 Bedeutung von Prognosen für die Energiewende

Frank Sehnke • ZSW

■ Politische Rahmenbedingungen

47 Podiumsdiskussion: Konsequenzen aus den Klimaschutzvereinbarungen für die Energieforschung

RegDir'in Dr. Ingrid Hanhof • BMUB

MinR Dr. Volker Niendieker • BMEL

MinR Dr. Christoph Rövekamp • BMBF

Alexander Folz • BMWi

51 Das Klimaschutzabkommen von Paris – Konsequenzen und Perspektiven für die weltweite Industriegesellschaft

Prof. Dr. Martin Faulstich • Technische Universität Clausthal

■ Entwicklungstrends in der Photovoltaik

58 Produktionstechnologien für kosteneffiziente Solarzellen

Dr. Thorsten Dullweber • ISFH

62 PV-Systemtechnik für die Energiewende

Dr. Marco Jung • Fraunhofer IWES

■ Komponenten der Energiebereitstellung

67 Innovationspotenzial der Windenergie

Prof. Dr. Andreas Reuter • Fraunhofer IWES

71 F&E-Perspektiven der Wasserstoff-Technologien

Dr. Martin Müller • Jülich

76 Smart Bioenergy Concept – Aufgaben der Bioenergie im Energiesystem der Zukunft

Prof. Dr. Daniela Thrän • UFZ

81 Beiträge der Geosphäre zur Energiewende

Prof. Dr. Ernst Huenges • GFZ

■ Netze und Speicher für die Energiewende

88 Anforderungen an ein zukunftsfähiges Stromnetz

Dr. Thomas Degner • Fraunhofer IWES

96 Integration von EE-Wärme in Infrastrukturen zur Versorgung von Quartieren

Prof. Dr. Oliver Kastner • ISFH

100 Was können Energiespeicher zum Gelingen der Energiewende beitragen?

Dr. Andreas Hauer • ZAE

105 Batterien – von der Zelle zum System und zur Systemintegration

Dr. Matthias Vetter • Fraunhofer ISE

110 Erneuerbare Kraftstoffe für Mobilität und Industrie

Dr. Franziska Müller-Langer • DBFZ

■ Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien

117 Standorte der FVEE-Mitgliedseinrichtungen

118 Mitgliedseinrichtungen und Ansprechpartner

119 Impressum

Einführung

Mit Forschung die Energiewende gestalten

Folgt man den Beschlüssen der Pariser Klimakonferenz, dann muss die Energieversorgung bis Mitte des 21. Jahrhunderts klimaneutral erfolgen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien spielt dafür eine Schlüsselrolle.

Um das Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung zu erreichen, gibt es verschiedene Wege. Die Tagung des FVEE hat sich deshalb mit der Frage beschäftigt, welche Optionen die Politik hat, die Energiewende zu einem Erfolg zu führen und die gesetzten Klimaziele zu erreichen. Die FVEE-Einrichtungen zeigen in diesem Tagungsband, welche Beiträge die Forschung dazu leisten kann.

Steuerungsanforderungen der Energiewende

Die Ablösung der konventionellen Energieerzeugung durch erneuerbare Energien betrifft die gesamte Energiebereitstellung, Energieverteilung und Energiespeicherung. Die Steigerung der Energieeffizienz stellt anspruchsvolle Ziele an die Energienutzung. Insgesamt erzeugt die Energiewende erhebliche Steuerungsanforderungen. Marktakteure und Politik müssen für die Gestaltung dieses Transformationsprozesses viele Entscheidungen treffen, die mit Risiken und Unsicherheiten behaftet sind. Eine zunehmende Komplexität und vielfältige Wechselwirkungen im Energiesystem erschweren diese Entscheidungen und verursachen mitunter Zielkonflikte. Hinzu kommt, dass die steigenden globalen Klimaschutzanforderungen und die zunehmende internationale Konkurrenz den Zeitdruck für Veränderungen des Energiesystems erhöhen.

Forschung liefert Optionen zur Gestaltung des Energiesystems

Die Jahrestagung des FVEE hat sich vor diesem Hintergrund mit den Gestaltungsoptionen für eine erfolgreiche Energiewende beschäftigt. Dazu zählen technologische Lösungen genauso wie auf wissenschaftlichen Methoden basierende Entscheidungshilfen für den Transformationsprozess. Die Tagung hat gezeigt, wie sich die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu einem effizienten Gesamtsystem verknüpfen lassen, welche mittel- und langfristigen Flexibilisierungsoptionen verfügbar sind und welche Rollen Speicher und Netze dabei spielen. Außerdem präsentierten die Vortragenden die Forschungshighlights der erneuerbaren Schlüsseltechnologien Photovoltaik und Windenergie sowie aktuelle Forschungsergebnisse zu Bioenergie, Erdwärme, energieeffizienten Gebäuden und erneuerbaren Kraftstoffen.

Dank

Wir danken allen Referentinnen und Referenten für ihre Beiträge und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Schirmherrschaft und Förderung der Tagung.



Prof. Dr. Michael Nelles
Wissenschaftliche Tagungsleitung
DBFZ
michael.nelles@dbfz.de



Prof. Dr. Clemens Hoffmann
Wissenschaftliche Tagungsleitung
Fraunhofer IWES
clemens.hoffmann@fraunhofer.iwes.de

Transformationsszenarien für das deutsche Energiesystem



DLR
Dr. Tobias Naegler
tobias.naegler@dlr.de

DBFZ
Dr. Nora Szarka
nora.szarka@dbfz.de

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Hans-Martin Henning
hans-martin.henning@ise.fraunhofer.de

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

Dr. Raphael Niepelt
niepelt@isfh.de

UFZ
Dr. Franziska Taubert
franziska.taubert@ufz.de

Wuppertal
Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

Die Rolle von Szenarien für die Transformation des Energiesystems

Szenarien spielen und spielen eine zentrale Rolle für die Gestaltung der Energiewende. Sie beschreiben dabei auf konsistente Weise die mögliche zukünftige Entwicklung des Systems unter bestmöglicher Berücksichtigung des aktuellen Wissens bezüglich des Systems, d. h. der internen Abhängigkeiten und Wechselwirkungen der Systemkomponenten, aber auch die Abhängigkeit der Systementwicklung von äußeren Faktoren. Damit liefern Szenarien Leitplanken für zentrale technisch-strukturelle, energiepolitische, ökonomische und gesellschaftliche Weichenstellungen, die einen zielgerichteten Transformationsprozess flankieren müssen.

Diesem Verständnis nach treffen Szenarien weder Aussagen über die *Wahrscheinlichkeit*, mit der die skizzierte Entwicklung des Systems eintritt, noch über die *Wünschbarkeit* der dargestellten Zukunft. Ein Sonderfall von Szenarien sind normative Szenarien (Zielszenarien), die mögliche Wege beschreiben, wie bestimmte gesellschaftlich festgelegte Ziele erreicht werden können, welche Maßnahmen hierzu ergriffen werden müssen und welche technischen, ökonomischen und ökologischen Konsequenzen der dargestellte Pfad nach sich zieht.

Das Energiesystem, dessen Transformation in Szenarien beschrieben wird, ist ein komplexes System, das durch technische, ökonomische und gesellschaftliche Faktoren charakterisiert werden muss, die auf komplexe Art und Weise miteinander wechselwirken. Konsequenterweise werden gesellschaftliche Faktoren, die den Transformationsprozess bedingen, hemmen oder fördern, in jüngster Zeit zunehmend in Szenarien berücksichtigt.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass es vielfältige mögliche Transformationspfade gibt, die (weitgehend) konform mit den Zielen der Energiewende sind. Dabei können verschiedene Szenarien deutlich unterschiedliche technische Wege einschlagen, um die Ziele zu erreichen. Die unterschiedlichen technischen Entwicklungspfade spiegeln dabei einerseits Unwissenheit bzgl. der zukünftigen Entwicklung verschiedenster treibender und hemmender Faktoren wider (wie z. B. der Entwicklung der Brennstoff- und Technologiekosten, dem Eintritt der Marktreife neuer

Technologien etc., der Akzeptanz verschiedenster Technologien etc.). Andererseits spielen auch unterschiedliche Präferenzen der Auftraggeber oder der Autoren von Studien dort eine Rolle, wo Unsicherheiten bzgl. zukünftiger Entwicklungen unter Berücksichtigung des heute verfügbaren Wissens einen Ermessensspielraum belassen.

Nationale und internationale Zielvorgaben für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Die Ziele für den Transformationsprozess in Deutschland ergeben sich maßgeblich aus den Zielen, wie sie im Energiekonzept der Bundesregierung (2010) gesetzt wurden. Neben den übergeordneten Zielen einer „bezahlbaren, zuverlässigen und umweltschonenden Energieversorgung“ sind dort quantitative Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien (EE), die Reduktion der Treibhausgas-(THG)-Emissionen, Energieeffizienz, Elektromobilität etc. bis 2050 definiert.

Weitere, oft detailliertere, aber kurzfristigere Ziele auf nationaler Ebene finden sich z. B. im „Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien“ (EEG), im „Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich“ (EEWärmeG), im Atomgesetz etc.

Seitens der EU liegen verbindliche Ziele für den nationalen EE-Ausbau aus der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (2009) vor, die zumindest teilweise in das Energiekonzept mit eingeflossen sind. Auf der UN-Klimakonferenz in Paris („COP 21“) hat sich die EU zudem international verpflichtet, ihre THG-Emissionen bis 2030 um 40% zu reduzieren. Derzeit werden innerhalb der EU Vorschläge diskutiert, wie das EU-Ziel auf einzelne Sektoren und Mitgliedstaaten heruntergebrochen werden kann. Konkret sollen Emissionen derjenigen Sektoren, die am Europäischen Emissionshandel (ETS) teilnehmen, europaweit um 43% gegenüber 2005 gesenkt werden. Für die Nicht-ETS-Sektoren steht für Deutschland derzeit eine Reduktion der Emissionen um 38% gegenüber 2005 in der Diskussion.

Zielszenarien für Deutschland: Grundlegende Ansätze

Unterschiedliche Szenarien für die Energiewende stellen idealerweise verschiedene mögliche Pfade für die Transformation des deutschen Energiesystems dar, die mit dem aktuellen Stand des Wissens vereinbar sind. Dabei zeigt der Vergleich der Studien, dass in allen Studien (zumindest qualitativ) Einigkeit darüber herrscht, dass eine Reihe von Entwicklungen unumgänglich ist, um die gesetzten Ziele zu erreichen. So wird erwartet, dass alle Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) einen signifikanten Beitrag zur Zielerfüllung leisten müssen – sowohl durch Verbrauchsminderungen infolge gesteigerter Effizienz als auch durch EE-Ausbau. Die Nutzung von EE in den Sektoren Wärme und Verkehr wird zum Teil indirekt über eine Elektrifizierung (E-Mobilität, elektrische Wärmepumpen etc.) erreicht.

Zentrale Stützen der Stromerzeugung werden Windenergie – insbesondere an Land – und Photovoltaik sein. Der hohe Anteil an fluktuierender Stromerzeugung erfordert eine Flexibilisierung der Verbraucher, eine flexible Betriebsführung der verbleibenden thermischen Kraftwerke und KWK-Anlagen und den Einsatz von Speichern, um Stromerzeugung und -bedarf jederzeit miteinander in Deckung zu bringen. Biomasse wird aufgrund begrenzter nachhaltiger he-

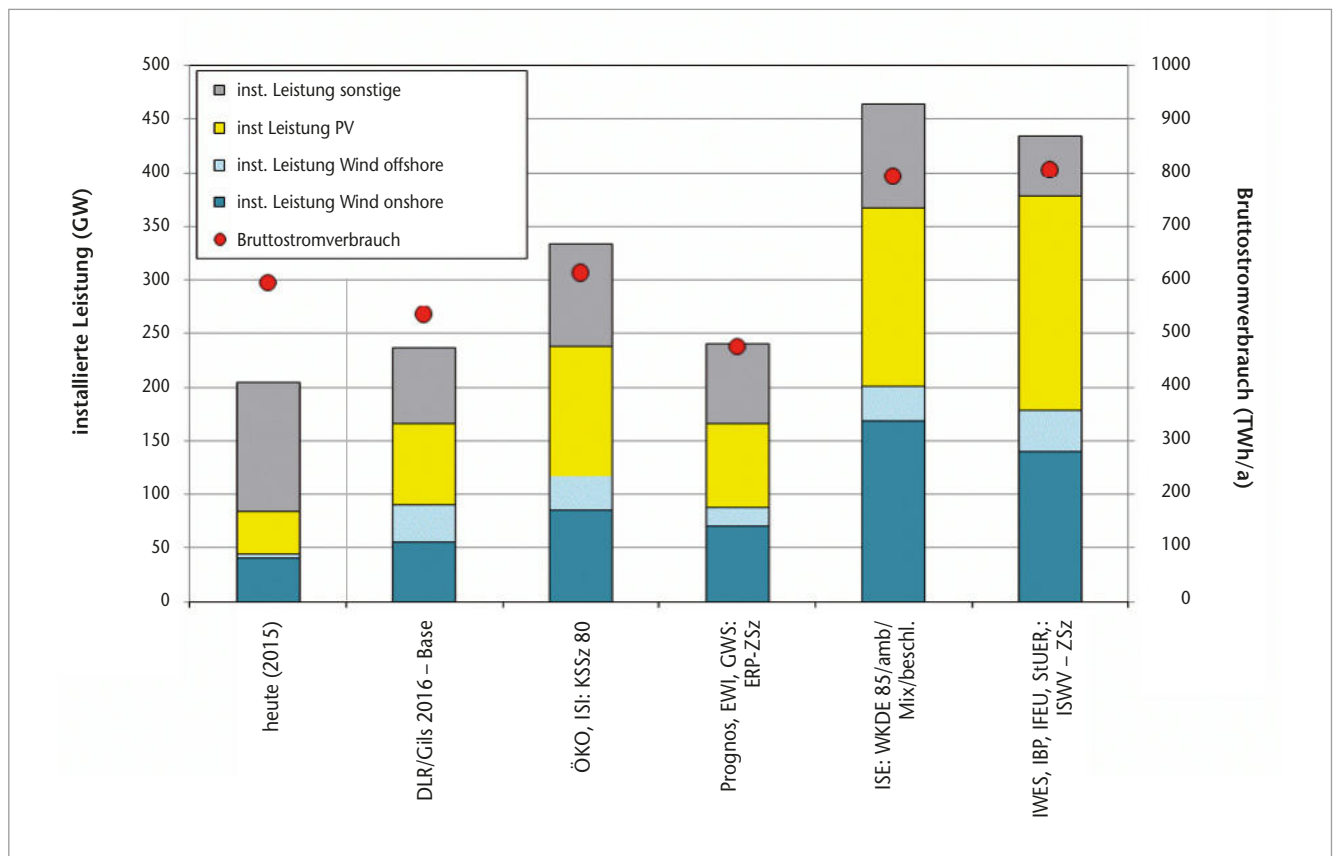
mischer Potenziale im Energiesystem nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Differenzen verschiedener Szenarienstudien

Trotz dieser qualitativen Übereinstimmung unterscheiden sich Szenarien zum Teil deutlich in der konkreten Ausgestaltung dieser Aspekte. In ihrer Unterschiedlichkeit spiegeln sie die Unsicherheit wesentlicher technischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Entwicklungen in der Zukunft wider. In diesem Beitrag sollen exemplarisch Ergebnisse unterschiedlicher Szenarienstudien kurz präsentiert und diskutiert werden. Alle hier dargestellten Szenarien erfüllen das Ziel, zwischen 1990 und 2050 die CO₂-Emissionen um 80–85 % zu verringern.

Abbildung 1 zeigt Resultate zum Bruttostrombedarf und zur installierten Leistung zur Stromerzeugung ausgewählter Szenarien. Die teils sehr unterschiedlichen Ergebnisse illustrieren die Unsicherheit, wie weit der Verbrauch „klassischer“ Stromverbraucher durch Effizienzmaßnahmen verringert werden kann. Außerdem treffen die Szenarien unterschiedliche Aussagen darüber, wie sehr der Verkehrssektor, die Gebäude- und die Prozesswärmeversorgung bis 2050 elektrifiziert werden können.

Abbildung 1
Bruttostromverbrauch und installierte Leistung heute und in verschiedenen Zielszenarien bis 2050



Darüber hinaus differieren die Szenarien bei der Einschätzung, in welchem Umfang bei einer angestrebten Emissionsminderung um 80 % synthetische Brennstoffe (H₂, CH₄, synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe) in welchem Sektor nötig sind. Da synthetische Brennstoffe zumeist auf Basis elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs hergestellt werden, geht mit der Nutzung von synthetischen Brennstoffen ein entsprechend höherer Strombedarf einher.

Unterschiedliche Strategien werden auch bei der Gebäudewärmeversorgung verfolgt: Zum Beispiel sieht eine Studie des FhG ISE (ISE 2015) im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 80% an Wärmepumpen in der Gebäudewärmeversorgung; der verbleibende Wärmebedarf wird über Wärmenetze gedeckt. Im Gegensatz dazu geht das Klimaschutzszenario 80 (ÖKO 2015) davon aus, dass neben Wärmepumpen und Wärmenetzen auch dezentrale Solarthermie, Biomasse und fossil befeuerte Einzelanlagen eine wichtige Rolle spielen werden.

Ein weiterer wichtiger Punkt in Transformationsszenarien ist die energetische Nutzung von Biomasse. Aktuelle Fragestellungen beschäftigen sich mit den nachhaltigen nationalen Potenzialen, Importmöglichkeiten für nachhaltige Biomasse, technisch-ökonomische Nutzungspfade bis 2050 und die Allokation der limitierten Potenziale auf die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Eine Meta-Studie des DBFZ (Szarka et al. 2016) zeigt, dass verschiedene Studien hier sehr unterschiedliche Aussagen treffen: Annahmen zu nachhaltigen nationalen Potenzialen reichen von 350 PJ bis 1700 PJ, der Anteil der Biomasse am Endenergieverbrauch 2050 liegt zwischen 5 % und über 25%. Die Strategien, Biomasse auf die Sektoren zu verteilen, sind ebenfalls höchst unterschiedlich: Während einige Szenarien den Großteil der Biomasse für Biokraftstoffe einsetzen, wird in anderen Szenarien über die Hälfte im Wärmesektor eingesetzt. Diesen Szenarien stehen wiederum Szenarien gegenüber, in denen Biomasse im Wärmesektor kaum mehr eine Rolle spielt. Im Rahmen des Projektes „Meilensteine 2050“ (Thrän et al. 2050) hat das DBFZ zusammen mit Partnern detaillierte Szenarien entwickelt und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie identifiziert, die eine Diskussionsgrundlage für die energetische Nutzung von Biomasse in zukünftigen Szenarien für das Gesamtsystem darstellen können.

Um die Robustheit und Validität der in Szenariestudien getroffenen Aussagen bewerten zu können, ist ein wissenschaftliches Verständnis der Ursachen der unterschiedlichen Ergebnisse nötig. Unterschiede zwischen Szenarien können mehrere Ursachen haben:

- unterschiedliche Annahmen zur Entwicklung von Treiberfaktoren (Bevölkerung, Wirtschaftsleistung, Kosten von Brennstoffen und Technologien, ...)
- Unterschiede bzgl. der Abbildung des untersuchten Systems im Modell
- unterschiedliche Modellierungsansätze
- unterschiedliche Berücksichtigung qualitativer Aspekte (z. B. der Akzeptanz einzelner Technologien) in einem Szenario etc.

Ein Beispiel für einen Ansatz, der zum besseren Verständnis von Modellergebnissen beitragen kann, ist das Projekt RegMex (Wuppertal Institut, DLR-TT, FhG ISE und IZES). Ziel des Projektes ist es zunächst, einen gemeinsamen Satz von Rahmenannahmen festzulegen, der für die Szenarienmodellierung mit verschiedenen Energiesystemmodellen verwendet werden kann. Die Analyse anschließender Modellexperimente ermöglicht es, Stärken und Schwächen einzelner Modelle und Modellierungsansätze zu identifizieren und robuste Aussagen zur Transformation des Energiesystems sowie ggf. zur Robustheit der Szenarien in Bezug auf ausgewählte disruptive Entwicklungen abzuleiten.

Einbeziehung gesellschaftlicher Faktoren bei der Erstellung von Energieszenarien

Die deutsche Energiewende wird zunehmend nicht nur als technische und ökonomische Herausforderung verstanden, sondern auch als gesellschaftlicher Partizipations- und Transformationsprozess. Der folgende Abschnitt illustriert anhand von Forschungsprojekten von FVEE-Mitgliedsinstituten, wie gesellschaftliche Aspekte in systemanalytischen Untersuchungen und Szenariestudien zunehmend Berücksichtigung finden.

Abschätzungen von Ausbaupotenzialen für erneuerbare Energiequellen stellen wichtige Randbedingungen für Energieszenarien dar: Die Nutzung prinzipiell wirtschaftlicher Potenziale unterliegt jedoch oft weiteren Beschränkungen. Für Windenergieanlagen gelten z. B. Abstandsregelungen von Siedlungsflächen, die Beeinträchtigungen durch Schallemissionen und Schattenwurf der Anlagen abmildern sollen und insofern sowohl Gesundheits- als auch Akzeptanz-Aspekte berücksichtigen. Eine Studie des UFZ in Leipzig (Masurowski et al. 2016) zeigt nun auf, dass die Mindestabstände von Windkraftanlagen zu Siedlungsflächen signifikant das Ausbaupotenzial von Windkraft an Land beeinflussen, wobei die Stärke dieses Effektes wiederum von der regionalen Siedlungsdichte und der Siedlungsstruktur abhängt.

Die Einbeziehung gesellschaftlicher Faktoren kann ganz direkt durch die Beteiligung von Stakeholdern bei der Erstellung von Szenarien erfolgen. Es steht dabei zu erwarten, dass hierbei andere Schwerpunkte gesetzt und andere Faktoren berücksichtigt werden als in rein wissenschaftlichen Studien. Ein Beispiel ist ein Szenario für 100 % EE-Versorgung in Niedersachsen, das unter Mitwirkung des ISFH für den „Runden Tisch Energiewende“ erstellt wurde (NDS 2016). Das für den mit vielen gesellschaftlichen Akteuren besetzten runden Tisch erstellte Szenario zeichnet sich dadurch aus, dass über 50 % des Endenergiebedarfs in Niedersachsen über PV-Strom gedeckt werden sollen, deutlich mehr als im kostenminimalen Fall (20–40 % PV). Gleichzeitig wird jedoch der besonders kritisch diskutierte Flächenverbrauch für Windkraft signifikant reduziert. Da das Kostenminimum in dieser Analyse sehr flach ist, fallen für die höhere Akzeptanz des PV-Szenarios nur moderate Mehrkosten gegenüber dem kostenminimalen Fall an.

Stakeholder- und Bürgerbeteiligung muss sich nicht auf die Ebene der Szenarienerstellung beschränken. Begleitend zum aktuell in der Bundesregierung diskutierten „Klimaschutzplan 2050“, fand über mehrere Monate ein Beteiligungsprozess, in dem die Bundesländer, Kommunen, Verbände sowie Bürgerinnen und Bürger Maßnahmenvorschläge für den Klimaschutz entwickelten und beurteilten. Am Ende des Prozesses standen 96 Klimaschutzmaßnahmen über alle treibhausgasrelevanten Sektoren, konkrete Ausgestaltungshinweise zu jeder Maßnahme sowie jeweils eine Empfehlung (oder Nichtempfehlung) der einzelnen beteiligten Gruppen, ob die diskutierte Maßnahme so in den Klimaschutzplan 2050 aufgenommen werden soll (WI 2016).

Ein weiterer Ansatz, den gesellschaftlichen Kontext in Energieszenarien mit einzubeziehen, sind die sozio-technischen Szenarien, die innerhalb der HGF-Allianz EnergyTrans von der Universität Stuttgart (ZIRIUS), dem DLR, dem KIT und dem FZJ entwickelt wurden. Der EnergyTrans-Ansatz geht davon aus, dass der Transformationsprozess von gesellschaftlichen Faktoren mit beeinflusst wird, die zu einem Gelingen (oder Nicht-Gelingen) der Energiewende beitragen. Dazu gehören quantitative Größen wie BIP- und Bevölkerungsentwicklung oder Energieträgerpreise, aber auch qualitative Größen wie Akzeptanzfragen, der mediale Diskurs, Nutzerverhalten bzgl. Energietechnologien etc. Gesellschaftlicher Kontext und technische Komponenten des Energiesystems bilden ein sozio-technisches System, in dem sich die einzelnen Komponenten gegenseitig beeinflussen, so dass der Einfluss einzelner Systemkomponenten auf das (sozio-technische) Gesamtsystem nicht unabhängig vom restlichen System untersucht werden kann.

Ziel des EnergyTrans-Ansatzes ist es einerseits, konsistente gesellschaftliche Rahmenannahmen (Storylines) für Energieszenarien zu entwickeln. Andererseits soll systematisch analysiert werden, welche zentralen gesellschaftlichen Faktoren für ein Gelingen (oder Nicht-Gelingen) der Energiewende Relevanz haben.

Methodische Herausforderungen bestehen dabei einerseits in der Synthese von vielfältigem Expertenwissen zu konsistenten Kontext-Szenarien, die den Systemcharakter berücksichtigen. Hierfür bietet sich der Ansatz der CIB-Analyse an (s. Weimer-Jehle et al. 2016). Die zweite methodische Herausforderung besteht in der Kopplung der weitgehend qualitativen Kontextszenarien an die quantitativen Energiesystemmodelle, die im Wesentlichen auf Experteneinschätzungen basiert. Als Ergebnis dieses Ansatzes stehen sozio-technischen Szenarien für die Entwicklung des Energiesystems, die sowohl eine qualitative Storyline bezüglich der gesellschaftlichen Rahmenbedingungen als auch ein quantitatives „klassisches“ Energieszenario umfassen. Dabei sind die intrinsische Konsistenz der Storyline sowie die Konsistenz von Storyline und Energieszenario im Rahmen des vorhandenen Expertenwissens durch den gewählten Ansatz gewährleistet.

Zusammenfassung und Fazit

Normative Energieszenarien spielen eine wichtige Rolle im wissenschaftlichen Begleit- und Steuerungsprozess für die Energiewende. Sie zeigen unterschiedliche mögliche Entwicklungen des Energiesystems, deren Voraussetzungen und Konsequenzen auf.

Die Analyse verschiedener Zielszenarien für Deutschland zeigt dabei zweierlei: Einerseits herrscht weitgehend Einigkeit bezüglich notwendiger grundlegender Entwicklungen (z. B. Effizienzsteigerung, Ausbau erneuerbarer Energien, Elektrifizierung Mobilitäts- und Wärmesektor). Andererseits gibt es auf der Basis dieser grundlegenden Tendenzen vielfältige mögliche Konkretisierungen des Systems, die konform mit den Zielen der Energiewende sind, in ihrer Unterschiedlichkeit aber die Unsicherheit bezüglich zukünftiger technischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Randbedingungen widerspiegeln.

Für eine wissenschaftlich fundierte Begleitung und Steuerung der Energiewende ist ein exaktes Verständnis für die Ursachen unterschiedlicher Szenarienergebnisse von großer Bedeutung.

Der Transformationsprozess des Energiesystems wird zunehmend nicht nur als technisch-ökonomische

Herausforderung gesehen, sondern als Prozess, in dem gesellschaftliche Aspekte als hemmende und fördernde Größen Berücksichtigung finden müssen. Innerhalb des FVEE werden vielfältige Ansätze verfolgt, um gesellschaftliche Akteure in die Erstellung von Szenarien und in die Entwicklung von Maßnahmen zur Steuerung der Energiewende mit einzubeziehen. Darüber hinaus ermöglicht es das Konzept der sozio-technischen Szenarien, integrierte konsistente Szenarien für den gesellschaftlichen Kontext und die Transformation des Energiesystems zu entwickeln.

Referenzen

- **DLR 2012:** Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. DLR, FhG IWES, IfnE. Studie im Auftrag des BMU. Stuttgart, Kassel, Teltow, März 2012.
- **Gils 2015:** Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation Hans-Christian Gils. DLR und Universität Stuttgart, Institut für Energiespeicherung (IES). Stuttgart, November 2015.
- **ISE 2015:** Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. FhG ISE, Freiburg, Oktober 2015.
- **IWES 2015:** Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. FhG IWES, FhG IBP, IFEU, Stiftung Umweltenergierecht. Studie gefördert durch das BMWi. September 2015.
- **Masurovski et al. 2016:** A spatially explicit assessment of the wind energy potential in response to an increased distance between wind turbines and settlements in Germany. F. Masurovski, M. Drechsler, K. Frank. *Energy Policy* 97, doi: 10.1016/j.enpol.2016.07.021
- **NDS 2016:** Energieszenarien 2050 – Zusatzgutachten. CUTEC, efzn, IfES, ISFH. Studie im Auftrag des niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Hannover, Oktober 2016.
- **ÖKO 2015:** Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Öko-Institut, FhG ISI, H.-J. Ziesing. Studie im Auftrag des BMUB. Berlin, Dezember 2015.
- **Prognos 2014:** Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Prognos, EWI, GWS. Studie im Auftrag des BMWi. Berlin, Köln, Osnabrück, Juni 2014.
- **Szarka et al. 2016:** N. Szarka, M. Eichhorn, R. Kittler, A. Bezama, D. Thrän, Interpreting long-term energy scenarios and the role of bioenergy in Germany. *Ren. Sust. Energ. Rev.* (2016), doi: 10.1016/j.rser.2016.02.016
- **Thrän et al. (2015):** Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Gefördert durch das BMWi. Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomasse-nutzung“ Band 18.
- **WI 2016:** Maßnahmenkatalog – Ergebnis des Dialogprozesses zum Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung. Wuppertal Institut (WI), IFOK, IFEU, Öko-Institut, FhG ISI, März 2016.
- **Weimer-Jehle et al. 2016:** Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. W. Weimer-Jehle, J. Buchgeister, W. Hauser, H. Kosow, T. Naegler, W.-R. Poganietz, T. Pregger, S. Prehofer, A. von Recklinghausen, J. Schippl, S. Vögele, *Energy* 111, 956–970. doi: 10.1016/j.energy.2016.05.073.

Instrumente für eine gelingende Energiewende

Bislang gibt es für den Weg der Energiewende, wie die Bundesrepublik Deutschland ihn beschreiten will, keine Vorbilder: Kein Staat hat bislang den Weg zu einer Energieversorgung mit volatilen Energieträgern beschritten, um auf diese Weise von fossilen und nuklearen Energieträgern unabhängig zu werden und sich ihrer umwelt- und klimaschädigenden Wirkungen zu entledigen. Der Energiewendeweg ist also neu und noch unbekannt. Bekannt sind aber die Leitplanken, an denen man sich orientieren sollte: die beständige Senkung der Treibhausgasemissionen und die Abschaltung der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke bis spätestens zum Jahr 2022.

Die Instrumente zur Erreichung dieses Zieles müssen folglich neu geschaffen und kontinuierlich auf ihre Wirksamkeit hin geprüft werden, um sie ggf. weiterzuentwickeln oder durch andere zu ersetzen. Hierbei kann die Energiewendeforschung dank ihrer Kenntnisse und Methoden eine wichtige Rolle spielen.

Hierfür lassen sich sechs idealtypische Phasen eines wissenschaftlichen Vorgehens bei der Bewertung der Energiewendeinstrumente identifizieren:

1. Fehlentwicklungen erkennen
2. Rolle eines wissenschafts- und wirtschaftshistorischen Begleiters einnehmen („Metaanalyse“)
3. Daten erheben und plausibilisieren
4. Transparenz schaffen
5. Transparente Kriterien entwickeln
6. Bewertung der Instrumente anhand transparenter Kriterien vornehmen

Die ersten drei Phasen können auch alleine dazu führen, dass Energiewendeinstrumente auf den Prüfstand gestellt werden.

1. Fehlentwicklungen erkennen

Die wesentlichen „Oberziele“ der Energiewende der Treibhausgasreduktion und des Kernenergieausstiegs benötigen eine Präzisierung mit den beiden „Unterzielen“ Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch und Senkung des Primärenergieverbrauchs.¹

Dabei notiert die Expertenkommission zum Energiewende-Monitoringprozess, dass sich die Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien (= EE) am Bruttoendenergieverbrauch deutlich verlangsamt hat. Fortschritte würden nur noch durch den Zuwachs der erneuerbaren Stromerzeugung erreicht. Die Expertenkommission hält diese Entwicklung in Bezug auf das für 2020 gesteckte Ziel der Bundesregierung von 18% für bedenklich.²

Dieser Artikel will insbesondere ein Augenmerk auf die Instrumente legen, die für den Ausbau erneuerbarer Energien angewendet werden.



IZES
Eva Hauser
hauser@izes.de

DBFZ
Kai Schaubach
kay.schaubach@dbfz.de

Fraunhofer ISE
Prof. Dr. Bruno Burger
bruno.burger@ise.fraunhofer.de

UFZ
Prof. Dr. Erik Gawel
erik.gawel@ufz.de
Sebastian Rauner
sebastian.rauner@ufz.de



Abbildung 1
Vorgehensweise bei der Bewertung der Energiewende

2. Wissenschafts- und wirtschafts-historische Begleitung („Metaanalyse“)

Beide Unterziele lassen sich aus energetischer Sicht vier Typen von Instrumenten zuordnen:

- Instrumente zur Umstellung auf EE
- Instrumente zur Verkehrsverlagerung (vom Individualverkehr auf den öffentlichen Verkehr bzw. ÖPNV) und zur Netzeinbindung (in Wärme- bzw. Kältenetze)
- Instrumente zur Steigerung der Effizienz
- Instrumente zur absoluten Verbrauchsverminderung bzw. -vermeidung

Im Mobilitäts- und Wärme-/bzw. Kältesektor betreffen die Instrumente, die direkt oder indirekt die Energieerzeugung verändern sollen, sehr unterschiedliche „Erzeugungsanlagen“: Im Verkehrsbereich betrifft dies die Personenbeförderung (mit dem ÖPNV und dem Individualverkehr) und den Güterverkehr (auf der Straße, der Schiene, zu Wasser und in der Luft) und somit Zweiräder, Autos, Lastkraftwagen, Schiffe, Züge und Flugzeuge. Im Wärme- und Kältesektor geht es um verschiedenste Geräte zur Bereitstellung von Raumwärme und -kälte, von Warmwasser und von Prozesswärme und -kälte. Diese benötigen aufgrund ihrer Verschiedenheit sehr unterschiedliche Instrumente. Im Stromsektor bestehen im Wesentlichen zwei Gesetze, die die Stromerzeugung effizienter und erneuerbarer gestalten sollen. Darunter gilt das EEG als besonders effektives Instrument, das gegenwärtig

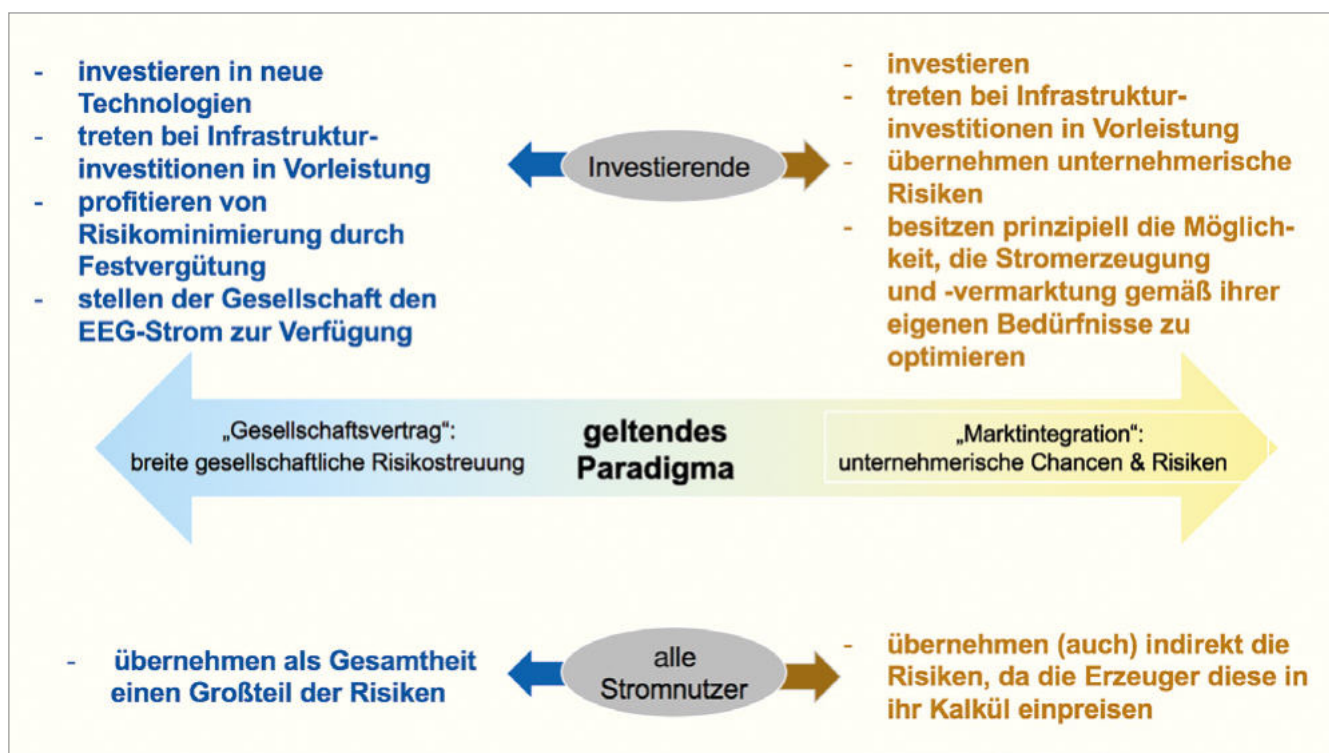
auch die wesentlichen Beiträge beim Zuwachs der erneuerbaren Energiebereitstellung leistet.

In einer ersten Annäherung fallen zwei Gemeinsamkeiten der beiden wesentlichen Instrumente zum Ausbau der umweltfreundlichen Stromerzeugung – EEG und KWKG – auf: Beide reizen den Bau von Stromerzeugungsanlagen an, die einerseits nicht selbst die Verbraucher der erzeugten Nutzenergie sind und andererseits werden sie mittels Umlagen finanziert, die in bestehende Zahlungsströme eingebettet sind. Beides trifft auf bestehende Instrumente zum Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung im Verkehrs- und im Wärme-/Kältesektor nicht zu. Mit Ausnahme der elektrifizierten Eisenbahn und von Heizkraftwerken sind die Nutzenergieerzeuger in diesen Sektoren an die Energieverbraucher und deren Verhalten und ihre Verbrauchseinrichtungen gebunden. Dies betrifft sowohl Heizsysteme (bzw. bivalente Heizsysteme oder diverse Kälteerzeuger) als auch fast alle anderen, nicht schienengebundenen bzw. elektromobilen Fortbewegungsmittel. Diese privat finanzierten Investitionen werden nicht im Rahmen eines Umlagensystems refinanziert.

Aus beiden Gemeinsamkeiten lässt sich die These ableiten, dass es dort, wo es sich um eine sehr große Anzahl „privater“ Infrastrukturen handelt, schwieriger erscheint, die Erzeugung auf Erneuerbare umzustellen als im Stromsektor.

Abbildung 2

Wandel der dem EEG zugrunde liegenden Paradigmen



Diese Unterscheidung gilt es aus zweierlei Gründen zu beachten: Der Stromsektor muss auch weiterhin ein wesentlicher Treiber beim Ausbau der erneuerbaren Energieversorgung und beim Klimaschutz bleiben. Weiterhin muss für die Gestaltung jeglicher Instrumente unbedingt beachtet werden, dass das Gemeinschaftswerk Energiewende die „aktive Akzeptanz“ in Form eines Einbringens von Engagement, Zeit und Kapital von Bürgern und Unternehmen benötigt. Diese aktive Akzeptanz ist unabdingbar, wenn die benannten millionenfachen „Erzeugungsanlagen“ im Strom-, Wärme/Kälte- und Mobilitätssektor auf erneuerbare Energien umgestellt werden sollen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt lässt sich zumindest für den Stromsektor jedoch eher ein gegenteiliger Trend feststellen: Die gewählten Instrumente richten sich eher danach aus, unternehmerische Chancen und Risiken zu betonen statt der vorher praktizierten weitgehenden gesamtgesellschaftlichen Übernahme der mit der Investition und dem Betrieb von EE-Anlagen verbundenen Risiken. Dabei ist fraglich, inwieweit eine solche Orientierung dazu dienen kann, aktive Akzeptanz zu schaffen.

Ein weiteres Feld im Rahmen des Umstiegs auf eine erneuerbare Energieversorgung ist das der Bioenergienutzung. Hier zeigt bereits eine Metaanalyse bestehender Dekarbonisierungsszenarien, dass die zukünftige Nutzung der Bioenergie bei weitem nicht zufriedenstellend geklärt ist.³ Es bestehen weder einheitliche Vorstellungen darüber, in welcher Menge Biomasse energetisch genutzt werden soll, noch dazu, in welchen der drei Energiesektoren. Während die Wissenschaft sicherlich dazu beitragen kann, konsistente Szenarien für eine nachhaltige Nutzung der Biomasse (zur Ernährung, zur stofflichen oder zur energetischen Nutzung) im Rahmen der Bioökonomie zu finden, ist diese Unklarheit für die vielen Anlagenbetreiber und betroffenen Unternehmen kontraproduktiv. Diese ist kaum zur Schaffung von aktiver Akzeptanz noch von Investitionssicherheit geeignet.

3. Datenerhebung und -plausibilisierung

Jegliche wissenschaftliche Arbeit zur Bewertung bestehender wissenschaftlicher Elemente bedarf der Datenerhebung und -plausibilisierung. Diese Arbeit ist dort besonders wichtig, wo keine verlässlichen Daten existieren oder nur auf einer hoch aggregierten Ebene. Ein Beispiel hierfür – stellvertretend für viele weitere Arbeiten im Rahmen des FVEE – sei hier genannt: Um bessere Kenntnisse der räumlichen Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage und möglicher Konsequenzen hieraus zu erlangen, wurden diese Daten im Rahmen

von Forschungsarbeiten des UFZ auf der Ebene von Gemeinden erhoben. Hierzu wurden die EE-Anlagen räumlich verortet sowie der Energieverbrauch auf Gemeindeebene modelliert. Diese Daten wurden jeweils zuerst auf Gemeindeebene gegenübergestellt, um die Übereinstimmungen zwischen EE-Erzeugung und Stromverbrauch festzustellen. Anschließend wurden diese mittels statistischer Methoden auf höheren Aggregationsebenen verglichen und plausibilisiert sowie nach Gründen für die auftretenden räumlichen Verteilungsmuster geforscht. Zusätzlich wurde ein Indikatorset für eine kleinräumliche EE-Abdeckung entwickelt, mit dessen Hilfe Entwicklungspfade für den weiteren EE-Ausbau erarbeitet werden können, die neben der ökonomischen Optimalität auch andere Zielstellungen (räumliche Umsetzung von Versorgungssicherheit, Systemdienlichkeit, Landnutzung etc.) berücksichtigen können.

4. Schaffung von Transparenz

Gerade weil die Energiewende ein „Gemeinschaftswerk“ ist und auch sein soll⁴, ist es von hoher Bedeutung, dass das Energiewendewissen nicht nur im politischen und wissenschaftlichen Diskurs verankert bleibt, sondern auch in die Gesellschaft getragen wird. Daher ist es von hoher Bedeutung, die erhobenen Daten auch allgemeinverständlich und für moderne Kommunikationsmittel angemessen aufzubereiten. Ein (auch international sehr beachtetes) Beispiel für eine solche Arbeit stammt vom Fraunhofer ISE aus Freiburg.

Dort werden seit 2011 stündliche Daten zur Nettostromerzeugung der einzelnen Energieträger sowie Daten zu den jeweils korrespondierenden Spotmarktpreisen an der EPEX erhoben. Diese Daten sind seit Juli 2014 auf der Internetseite www.energy-charts.de online verfügbar und werden stündlich aktualisiert. Die interaktive Darstellung im Web-Browser erlaubt es den Internetbesuchern, eigene Darstellungen und Auswertungen nach ihrem persönlichen Interesse zu erzeugen. Die Energy-Charts ermöglichen es zum ersten Mal, die Einspeisewerte aller Energieträger (erneuerbar und konventionell) sowie Einspeicherung und Im- und Exporte stündlich graphisch nachzuvollziehen. Zu diesem Zeitpunkt existierte (noch) keine weitere Internetseite, die ein solches Maß an Information für alle interessierten Netznutzer kostenfrei zusammenstellte.

Damit kann nicht nur die Entwicklung der Einspeisemengen der einzelnen Energieträger nachvollzogen werden, es erlaubt auch teilweise qualitative Rückschlüsse auf die Preisbildung an den Spotmärkten, indem z. B. die Mengen der Energieträger in Stunden mit negativen Spotmarktpreisen sichtbar werden.

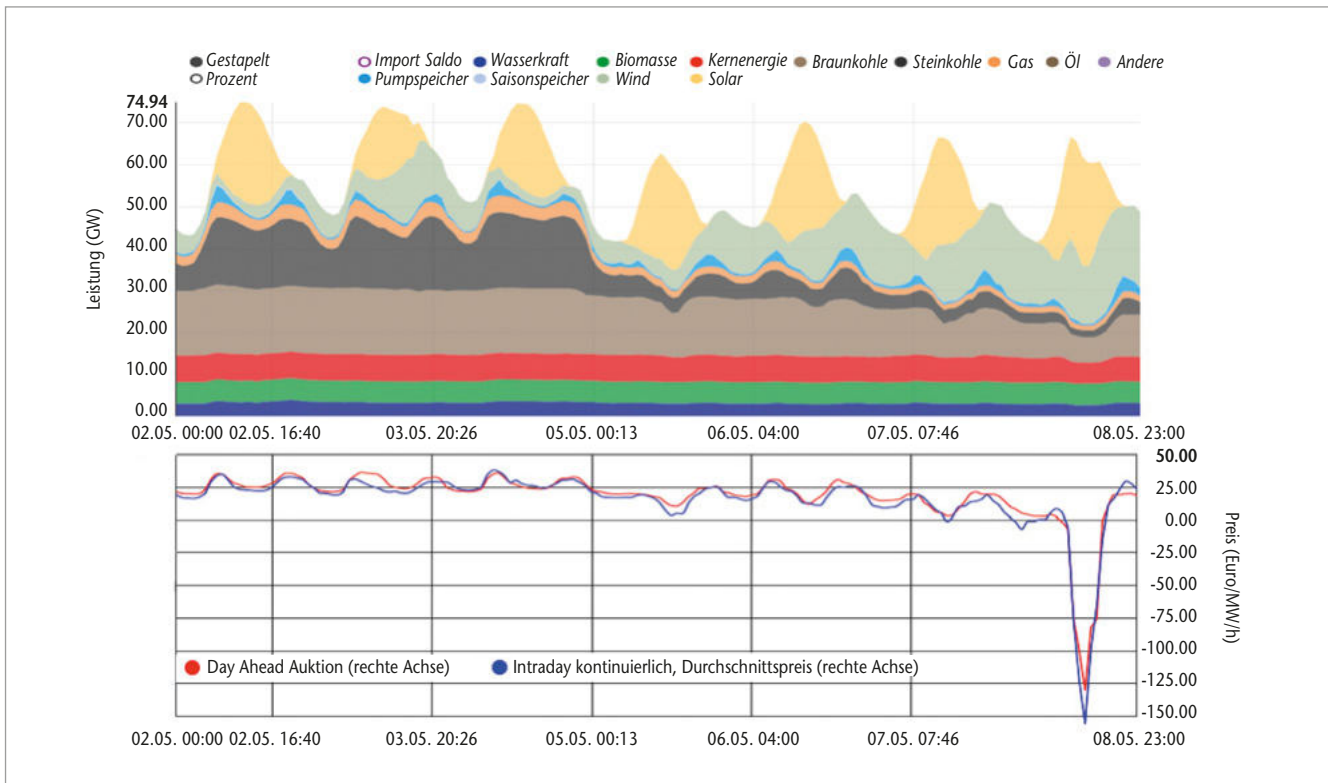


Abbildung 3
Negative Preise
 in KW 18 am
 08.05.2016

So lässt sich mit Hilfe der Energy-Charts zeigen, dass negative Spotmarktpreise (sowohl Day-ahead als auch Intraday) nicht die Folge angeblicher „Überschüsse“ erneuerbarer Energien sind, sondern auch durch verbleibende, starre konventionelle Grundlastkraftwerke, die die 20 GW kaum unterschreiten, entstehen. Dabei lässt sich zeigen, dass insbesondere Atom- und Braunkohlekraftwerke nicht die notwendige Flexibilität besitzen, um in solchen Stunden ihre Produktion im erforderlichen Maß zu drosseln.

Die Tatsache, dass diese Pionierarbeit nicht nur von Webnutzern im Inland beachtet wird, sondern auch im Ausland – so sind knapp 40% der mittels Cookies erfassten Besucher z. B. aus den USA – zeigt, dass die Energiewende in der Bundesrepublik auch weltweit Beachtung findet – und möglicherweise auch weltweit von den Menschen als Vorbild empfunden wird.

5. Erarbeitung transparenter Bewertungskriterien

Zur wissenschaftlichen Bewertung von Energiewendeinstrumenten gehört auch eine transparente Darlegung der Bewertungskriterien. Dabei sollten gerade Kriterien für die gesamtgesellschaftliche Aufgabe der Energiewende Eindimensionalität vermeiden, so z. B. die häufig vorgenommene Bewertung ausschließlich nach rein ökonomischen Effizienzkriterien. Weitere Kriteriengruppen, die Beachtung finden sollten⁵, sind

einerseits technische und andererseits ökologische, zu denen auch die Effektivität (d. h. die Zielerreichung oder die Fähigkeit eines Instruments, wirklich zum Ausbau der EE beitragen zu können) gezählt werden sollte. Weiterhin sind auch die Umsetzbarkeit und Steuerbarkeit eines Instruments bzw. Instrumentenbündels von Bedeutung für die wissenschaftliche Bewertung. Auch gesellschaftliche Fragestellungen verdienen Beachtung, so insbesondere die Akzeptanz und auch die Möglichkeit zur unmittelbaren (und glaubwürdigen) Partizipation an der Instrumentenumsetzung. Zuletzt sollten die zu bewertenden Kriterien auch ökonomische Eigenschaften und Wirkungen eines Instruments umfassen. In einer umfassenden Instrumentenbewertung können hier z. B. die dynamische Effizienz, die Kosteneffektivität, die Transaktionskosten und die Verteilungswirkung betrachtet werden.

Wird – wie am Beispiel des Instrumentenvergleichs zwischen Emissionshandel (= ETS) und EE-Instrumenten wie dem EEG gezeigt – eine vertiefte ökonomische Instrumentenbewertung vorgenommen⁶, so ist auch der Begriff der „Effizienz“ selbst weitaus vielschichtiger als die reine Betrachtung statischer Grenzvermeidungskosten des CO₂-Ausstoßes, bei denen die EE insbesondere mit ihren historischen Preisen nicht zu den günstigsten Möglichkeiten gehören. Innerhalb der klassisch-ökonomischen Argumentationskette eines „Marktversagens“, d. h. der Tatsache, dass der

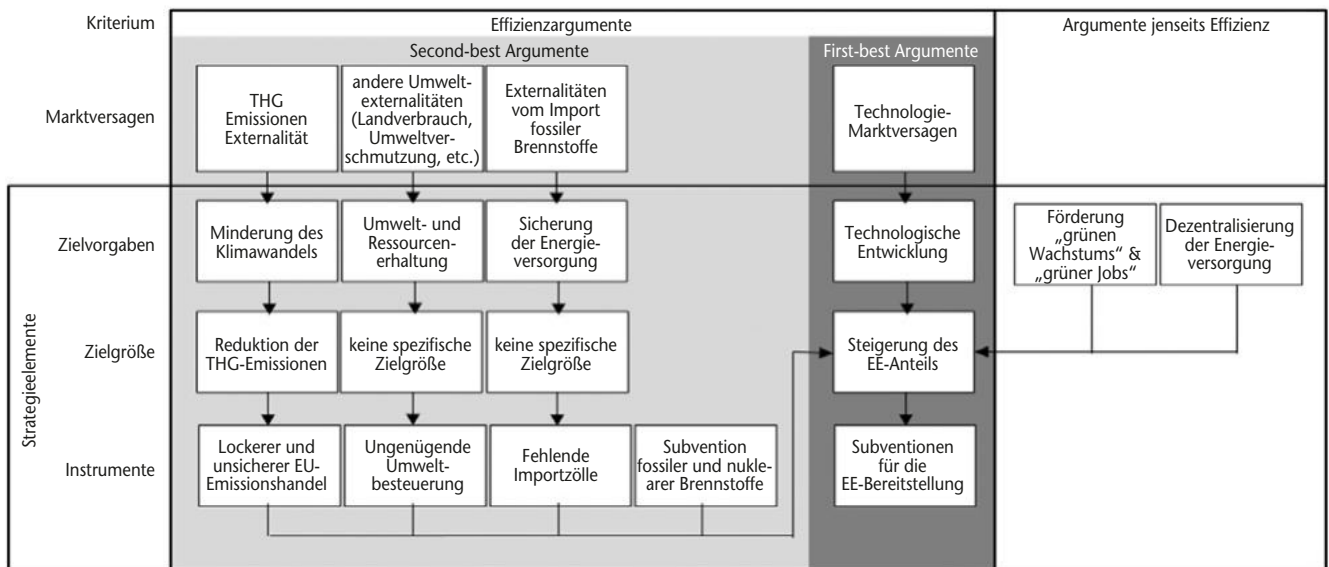


Abbildung 4

Ziele und Instrumente
 Erreichung ökonomischer, politischer und gesellschaftlicher Zielsetzungen durch spezifische Instrumente zur Entwicklung und Nutzung von EE

Markt alleine nicht das optimale Ergebnis erbringt, ist jedoch auch das Marktversagen in Bezug auf die Technologieentwicklung zu nennen. Gerade in Bezug auf die EE kann gezeigt werden, dass für die Firmen nur unzureichende Anreize zur Entwicklung solcher Technologien bestanden, da mit weitreichenden technologischen Spill-over-Effekten zu rechnen war. Diese wirkten gesellschaftlich als „positive Externalitäten“, für die Firmen hingegen potenziell ertragsmindernd. Daher ist aus klassisch-ökonomischer Sicht von einem „Marktversagen“ zu sprechen, welches „Eingriffe in das Marktgeschehen“ rechtfertigt.

Abgesehen von den „first best“-Argumenten der reinen Lehre über die perfekte ökonomische Welt und ihre effizienten Märkte bestehen weitere Argumente innerhalb der klassischen ökonomischen Theorie, die (mindestens) für ein Nebeneinander der Instrumente ETS und EEG sprechen. So schafft es der Emissionshandel nicht, diverse Politikversagen („second best“-Zielsetzungen im Sinne der klassischen Ökonomie im Bereich der Umwelt- und Klimapolitik) auszugleichen.

Hier bestehen weitere negative Externalitäten, die der Emissionshandel nur unzureichend adressiert:

- **vollständige Grenzsadenschkosten des Ausstoßes einer Tonne Kohlendioxid**
 Diese werden sicherlich nicht mit den bisherigen Preisen der Emissionshandelszertifikate abgegolten und wurden zusätzlich mindestens zu Beginn des EU-Emissionshandels kostenlos abgegeben und haben damit beträchtliche „windfall profits“ bei den konventionellen Erzeugern generiert.
- **weitere Umweltschadenskosten**
 Diese werden durch die konventionelle, fossil-nukleare Stromerzeugung verursacht (Landverbrauch,

Boden-, Wasser- und Luftverschmutzung, Kosten atomarer Unfälle und die Zwischen- bzw. Endlagerung atomarer Abfälle) und ihre Kosten werden nicht von den Produzenten getragen.

- **externe Kosten des Imports fossiler Brennstoffe**
 Diese führen dazu, dass die Kosten für die Bereitstellung von Versorgungssicherheit wiederum der Gesellschaft übertragen werden.
- **weitere direkte und indirekte Subventionen für konventionelle Energieträger**
 Diese lassen (neben den windfall profits des ETS) die Stromerzeugung aus konventionellen Energieträgern günstiger werden.

Außerhalb der reinen Lehre ökonomischer Effizienzkriterien kann ein Staat noch weitere Zielsetzungen mit der Einführung von EE-Vergütungsmechanismen verfolgen, so z. B. die Schaffung von Arbeitsplätzen in neuen, zukunftsträchtigen Wirtschaftssektoren oder die Dezentralisierung der Energieversorgung. Auch diese Zielsetzungen können dazu führen, dass die reale Politik weitere Maßnahmen neben dem – in Bezug auf die Grenzvermeidungskosten des CO₂-Ausstoßes als effizient eingeschätzten – Emissionshandel ergreifen will und muss.

6. Wissenschaftliche Bewertung von Instrumenten zum EE-Ausbau im Stromsektor

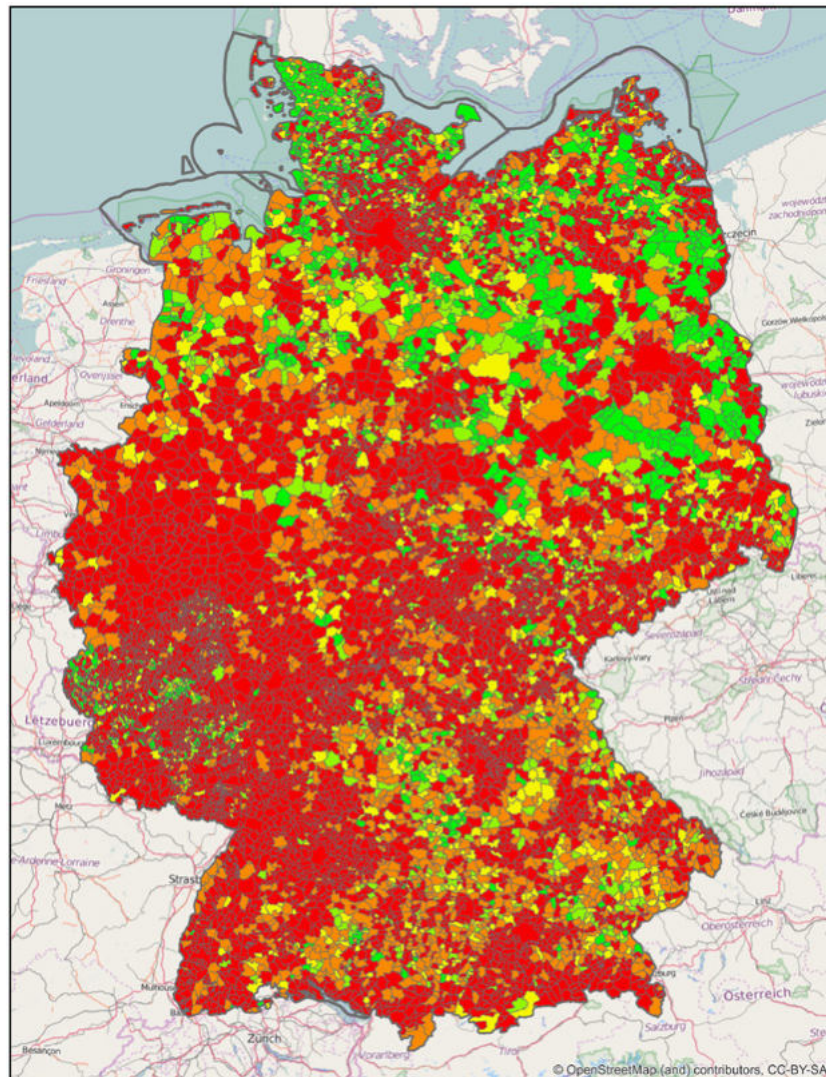
Die notwendige Mehrdimensionalität spielt auch bei der wissenschaftlichen Bewertung von Instrumenten zum EE-Ausbau im Stromsektor eine wichtige Rolle. Sofern die Politik ein einseitiges Augenmerk auf die Erzielung statischer Effizienz – entweder bei der Vermeidung von CO₂-Ausstoßen oder bei den Geste-

hungskosten einer Kilowattstunde von erneuerbarem Strom legt, kann dies dazu führen, dass andere Wirkungen dieser Instrumente, so z.B. ihre dynamische Effizienz oder ihre weiteren ökologischen, technischen oder gesellschaftlichen Wirkungen, unter- oder falsch eingeschätzt werden. Dies soll hier anhand von Beispielen aus der aktuellen Arbeit der FVEE-Institute gezeigt werden.

- Die Einführung der **gleitenden Marktprämie** war mit der Zielsetzung verbunden, dass sie zu einer besseren Anpassung der Einspeisung der EE an die Marktpreissignale führen solle und damit zu einer Senkung der Kosten der Ausweitung der erneuerbaren Stromproduktion.⁷ Diese gewünschte Lenkungswirkung mittels der „Marktintegration“ der EE

lässt sich jedoch nur bedingt beobachten, insbesondere nicht bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE). Stattdessen erwachsen den FEE hierdurch auch Nachteile bzw. neue Risiken: So kann z.B. eine Marktkonzentration bei Direktvermarktern eintreten, da größere Portfolios Skaleneffekte und einen besseren räumlichen Ausgleich aufweisen können. Bei einer steigenden Marktkonzentration können diese den EE-Betreibern ungünstigere Bedingungen aufbürden. Will man jedoch die Marktkonzentration verhindern und die Akteursvielfalt beibehalten, müssten hierfür die Risikoprämien erhöht werden.⁸ Da die Managementprämie als solche nicht mehr ausgezahlt wird, muss dieser Betrag nun mit der erzielten Marktprämie bzw. dem verbleibenden anzulegenden Wert kompensiert werden. Dies birgt ein drittes Risiko: dass

Abbildung 5
Räumliche Dimension
und Verteilung des
EE-Ausbaus



Degree of fulfilment of the SREPP indicator



die FEE-Anlagenbetreiber mit geringeren Erlösen und ggf. nur kurzfristigen Vermarktungsverträgen rechnen müssen.⁹ Dieses steigende Risiko kann zu einem verminderten Interesse an Investitionen in FEE-Anlagen führen.

- Mit der Einführung von **Ausschreibungen** werden mehrere Ziele verfolgt: Kosteneffizienz, Wahrung der Akteursvielfalt und Einhaltung des Ausbaukorridors für EE.¹⁰ Bisherige empirische Untersuchungen lassen darauf schließen, dass bei der Umsetzung von EE-Ausschreibungen in keinem Staat alle drei Ziele adressiert wurden bzw. es ist möglich, dass diese Ziele auch ohne Ausschreibungen zufriedenstellend erreicht worden wären.¹¹ Ein langfristiges Monitoring der Ausschreibungen und der Erreichung dieser drei Ziele ist notwendig; weiterhin muss der Einsatz von Ausschreibungen ergebnisoffen geprüft werden.

- **Neue Modelle finanzieller Teilhabe an Windenergieanlagen** suchen lokale Konflikte zu entschärfen (z. B. Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern). Dies wird über Eigenkapitalbeteiligung (Anteile), Sparprodukte, vergünstigten Stromtarif oder Ausgleichsabgaben an die Gemeinde versucht, um die Akzeptanz in der lokalen Bevölkerung zu verbessern. Fokusgruppen-Analysen zeigen jedoch, dass in der Wahrnehmung der Betroffenen so nicht immer ein Ausgleich für lokal zu tragende Kosten geschaffen werden kann. Auch kann finanzielle Teilhabe strukturell die Notwendigkeit eines angemessenen Beteiligungsprozesses nicht ersetzen.¹²

- Die EE lieferten 2015 etwa 35 Prozent des Stroms, allerdings mittels einer **regional sehr unterschiedlichen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen**.

Für die Bewertung der einzelnen Gemeinden ist das Zusammenspiel der regenerativen Stromerzeuger besonders wichtig. Wind- und Solarparks mit einer wetterabhängig schwankenden Stromerzeugung sollten im Idealfall mit flexiblen Kraftwerken, die etwa Biomasse oder Wasserkraft nutzen, kombiniert werden. Denn erst im Verbund ergibt sich eine hohe Versorgungssicherheit rund um die Uhr und über das gesamte Jahr.

Auf der Grundlage dieser relevanten Aspekte entwickelten die Forscher einen Energiewende-Indikator (Smart Renewable Power Provision Indicator, SREPP), der nicht nur die schiere Strommenge, sondern auch die Flexibilität eines dezentralen Kraftwerkensembles berücksichtigt. Der SREPP verknüpft zwei Indikatoren und gibt Auskunft über den Grad des Fortschritts der Energiewende. Ein Indikator bildet das Verhältnis zwischen erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung ab (Carbon Emission Mitigation, CEM) und der Zweite gibt Auskunft über die Eignung der

Erzeugungcharakteristik zur Integration in ein von erneuerbaren Energien dominiertes Stromsystem (System Integration Friendliness, SIF). Zum Beispiel besagt also ein SREPP Indikatorwert von 1, dass der jährliche Strombedarf potenziell bilanziell durch erneuerbare Energien gedeckt ist und dabei ein ausgewogenes Verhältnis von flexiblen zu dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien herrscht.

- **Das Monitoring des EEG und seiner Effekte** ist eines der wesentlichen Instrumente zur seiner Weiterentwicklung. Die Gestaltung der Bioenergiepolitik erfolgte, neben der für alle EE geltenden Entscheidungsunsicherheit aufgrund des Betretens von Neuland, innerhalb eines komplexen Systems aus u. a. den Sektoren Landwirtschaft, Abfallmanagement, Forstwirtschaft und der materiellen Nutzung von Biomasse. Hinzu kommt eine große Vielfalt der Technologieoptionen und möglicher Endanwendungen sowie den Erkenntnisgewinnen der Nachhaltigkeitsbewertung, der systemischen Rolle sowie der öffentlichen Wahrnehmung von Bioenergie. Die Anpassungen des EEG und verknüpfter Verordnungen/Gesetze trugen dieser Komplexität sowie den aktuellen Entwicklungen Rechnung, führten dabei aber teilweise zu erheblichen Schwankungen im Ausbau der Bioenergie mit den damit verbundenen Auswirkungen auf den Markt und seine Teilnehmer.

Ein Monitoring der Wärmeerzeugung gestaltet sich schwieriger, da besonders bei Kleinf Feuerungsanlagen die Datenerhebung aufwändig und mit starken Unsicherheiten bezüglich der Nutzung verbunden ist. Die bereits stattfindende Weiterentwicklung der Instrumente in diesem Bereich muss weiter vorangetrieben werden, um auch die „Wärmewende“ gezielt zu beschleunigen und zu verstetigen.

Fazit

Eine wissenschaftliche Überprüfung der Energiewendeinstrumente ist wichtig, um diese weiterentwickeln oder durch andere ersetzen zu können. Hierbei kann die Energiewendeforschung dank ihrer Kenntnisse und Methoden eine wichtige Rolle spielen. Dies zeigt sich an den Beispielen aus der Arbeit des FVEE, die im Rahmen dieses Vortrags kurz vorgestellt wurden.

Dabei lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Die Energiewende braucht dringend den Ausbau der EE in allen Sektoren.
- EE im Stromsektor müssen eher schneller ausgebaut werden – auch, aber nicht nur – um mögliche Zielverfehlungen in den anderen Sektoren zu kompensieren.

- Energiewende braucht die „aktive Akzeptanz“, d.h. das Engagement und die Mobilisierung von Kapital und Zeit aus der ganzen Bevölkerung.
- Finanzielle Teilhabe ersetzt keine angemessenen Beteiligungsprozesse.
- Auch die Transparenz von Energiewendefakten ist wichtig; bestehende Angebote hierzu finden teilweise sogar ein weltweites Interesse.
- Die Rolle der Bioenergie im Rahmen der Bioökonomie sollte definiert werden, damit die betroffenen Akteure unter verlässlichen Rahmenbedingungen agieren können.
- Umlagebasierte Finanzierungsmechanismen erleichtern den EE-Ausbau.
- „Marktintegration“ (oder das Streben danach) sorgt nicht unbedingt für einen effektiven EE-Ausbau; sie kann sogar für mehr Risiken und steigende Kosten verantwortlich sein.
- Es besteht hoher Bedarf an Instrumenten, die nicht nur die „perfect world“ ökonomischer Standardlehrbücher adressieren, sondern die „real world“ und den „homo realis“.

Quellen

- 1 Vgl. Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ vom November 2012, S. Z-3. Die zwei genannten Ziele werden dabei als „Unterziele der ersten Ebene“ eingestuft.
- 2 Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ vom November 2015, S. Z-8.
- 3 Vgl. Hauser, E., Wern, B., Pertagnol, J. (2016): Bioenergie auf dem Weg zu einem dekarbonisierten Energiesektor bis 2050: einige energie-wirtschaftliche und -politische Implikationen.; In: Tagungsband zur DBFZ-Jahrestagung 2016. Smart Bioenergy – Wie sieht die Zukunft der Bioenergie aus?, S. 33–39.
- 4 So der Titel des Abschlussberichts „Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft“ vom 30.05.2011 der „Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung“.
- 5 Vgl. IZES, BET, Prof. Bofinger (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Energiewirtschaftsgesetzes. Saarbrücken, Würzburg, Aachen. S. 36.
- 6 Lehmann, P., Gawel, E. (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme? In: Energy Policy 52 (2013), S. 597–607. Sijm/Lehmann/Gawel et al., UFZ Discussion Paper 03/2014)
- 7 Vgl. hierzu Purkus, A. et al. (2015): Market integration of renewable energies through direct marketing – lessons learned from the German market premium scheme; in: Energy, Sustainability and Society (2015) 5:12, S. 2.
- 8 Vgl. Purkus, A. et al. (2015), S. 9.
- 9 Vgl. Thomas, T. (2016): Am Strommarkt vorbei. In: Sonne Wind & Wärme, September 2016 (09/2016), S. 42 f. sowie Leßner, A. (2016): Direktvermarktung, Zfk 2016, S. 17 f.
- 10 Vgl. BMWi (o. J.): EEG-Novelle 2017. Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 08.07.2016, S. 3.
- 11 Vgl. Kochems, J., Hauser, E., Grashof, K. (2015 a, b und c): Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für erneuerbare Energien.
 - a) Fallstudie 1: Frankreich, unter http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/2015-11-19_izes_ee-ausschreibungen_iass_frankreich_endbericht_final.pdf
 - b) Fallstudie 2: Italien, unter http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/2015-11-11_izes_ee-ausschreibungen_iass_italien_endbericht_final.pdf
 - c) Fallstudie 3: Südafrika, unter http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/2015-11-10_izes_ee-ausschreibungen_iass_suedafrika_endbericht_final.pdf.
- 12 Bovet, J., Lienhoop, N. (2015): Trägt die wirtschaftliche Teilhabe an Flächen für die Windkraftnutzung zur Akzeptanz bei? Zum Gesetzesentwurf eines Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes in Mecklenburg-Vorpommern unter Berücksichtigung von empirischen Befragungen. ZNER, 19 (3), 227–234.

Impactanalyse der Energiewende

Bei der Energiewende handelt es sich um einen komplexen Transformationsprozess, der nicht allein aus der nationalen Perspektive betrachtet werden kann. Er ist nicht vollständig unabhängig, sondern in einen Mehr-Ebenen-Prozess eingebunden. Es gilt entsprechend sowohl lokale als auch regionale, nationale, europäische und auch die internationalen Energiewendeprozesse und zugehörigen Rahmenbedingungen zu diskutieren und zu beachten. Es gilt aber auch, über den eigentlichen Energiebereich hinausgehende Trends in ihren Wechselwirkungen mit dem Energiesystem zu identifizieren und zu analysieren.

Mit der Energiewende wird zudem eine Zielvielfalt angesprochen. Es geht über das Erreichen von Klimaschutzzielen hinaus um eine größere Vielfalt von gesellschaftlich-politischen Zielen. Der Transformationsprozess hat keine eindimensionale Zielorientierung, sondern muss in einer mehrdimensionalen Betrachtung analysiert werden.

Eine erfolgreiche Umsetzung der Transformationsherausforderungen im Kontext der Energiewende erfordert schließlich eine umfassende Impact- bzw. Auswirkungsanalyse und, idealerweise als Reaktion darauf, eine Anpassung der politischen Rahmenbedingungen. Was nützt die beste Impactanalyse, das Wissen über die potenziellen Auswirkungen von Veränderungsprozessen, wenn sie keine Wirkung hat? Insofern brauchen wir eine „reflexive governance“, also eine Reflexion der politischen Steuerungsinstrumente auf das, was man mit Auswirkungsanalysen gelernt hat und den entsprechenden Mut, Anpassungen auch vorzunehmen.

Dabei ist auch und gerade die unabhängige Wissenschaft stark gefordert. Es geht dabei darum, sich nicht nur mit der „großen“ Linie der Energiewende auseinanderzusetzen, sondern auch mit einzelnen Politikelementen und ihrer Wirkung. Dies betrifft beispielsweise die Wirkung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes oder der Ausschreibungsmodelle, wie sie heute in der Umsetzung sind.

These 1: Die Energiewende ist ein Mehr-Ebenen-Prozess.

Komplexe Transformationsprozesse werden in der Transitionstheorie häufig mit dem Hilfsmittel der „Multi-Level-Perspective“ (Mehrebenenperspektive) analysiert. *Abbildung 1* zeigt die Energiewende als

Transformationsprozess, der sich in drei Ebenen einordnen lässt:

- sozio-technische Landschaft
- sozio-technisches Regime
- Nischeninnovationen

Ziel eines Transformationsprozesses ist es, vereinfacht ausgedrückt, dass ein sozio-technisches Regime, in diesem Fall das Energiesystem, von einem Zustand A in einen Zustand B transformiert werden soll. Das sozio-technische Regime konstituiert sich in diesem Fall u. a. durch Energietechnologien, durch den Markt und den diesen bestimmenden politischen Rahmen, durch Infrastrukturen und durch die zentralen Akteure (Zivilgesellschaft, Industrie, Wissenschaft etc.).

Innerhalb des Regimes wirken einerseits endogene Veränderungskräfte, die in die eine oder andere Richtung, manchmal auch gegeneinander, ausgerichtet sein können, die aber insgesamt einen Prozess innerhalb eines Systems selber voranbringen. Auf das Regime wirken aber andererseits auch exogene Veränderungskräfte, die aus den beiden anderen Ebenen resultieren. Die sozio-technische Landschaft, d.h. zentrale Zukunftstrends, die das Energiesystem nur bedingt selber beeinflussen kann, ist von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung der Zukunft. Die Landschaft bestimmt letztlich mit, was im Energiesystem an Transformationsprozessen umgesetzt werden kann. Beispielhaft dafür sind demografische Veränderungsprozesse (z. B. alternde Gesellschaften, Migrationsbewegungen) zu nennen, aber auch verhaltensbedingte Veränderungen (z. B. Trend zu einer shared economy).

Darüber hinaus wirken Nischeninnovationen stark auf das sozio-technische Regime ein. Der Forschung kommt daher eine wichtige Rolle für den Transformationsprozess zu. Dabei gehen Impulse nicht nur von der Entwicklung neuer Technologien aus, sondern auch von sozialen Innovationen, d.h. vom neuen Geschäftsfeldern oder Beteiligungsmöglichkeiten. Erfolgreiche Innovationen entwickeln im Laufe der Zeit die notwendige Kraft, zentrale Veränderungsimpulse zu setzen und den Transformationsprozess in dem jeweiligen sozio-technischen Regime voranzubringen.

Es geht bei dieser Mehrebenenperspektive also um beides: die Landschaft besser zu verstehen und sich möglichst synergetisch an die Trends anzuhängen sowie über die Forschung Impulse für die Entwicklung von Innovationen zu leisten, die die Kraft haben, Systeme in die gewünschte Richtung zu verändern.



Wuppertal

Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

DBFZ

Stefan Majer
stefan.majer@dbfz.de

DLR

Marlene O'Sullivan
marlene.osullivan@dlr.de

Fraunhofer IWES

Dr. André Bisevic
andre.bisevic@iwes.fraunhofer.de

IZES

Eva Hauser
hauser@izes.de

UFZ

Dr. Paul Lehmann
paul.lehmann@ufz.de

ZSW

Maike Schmidt
maike.schmidt@zsw-bw.de

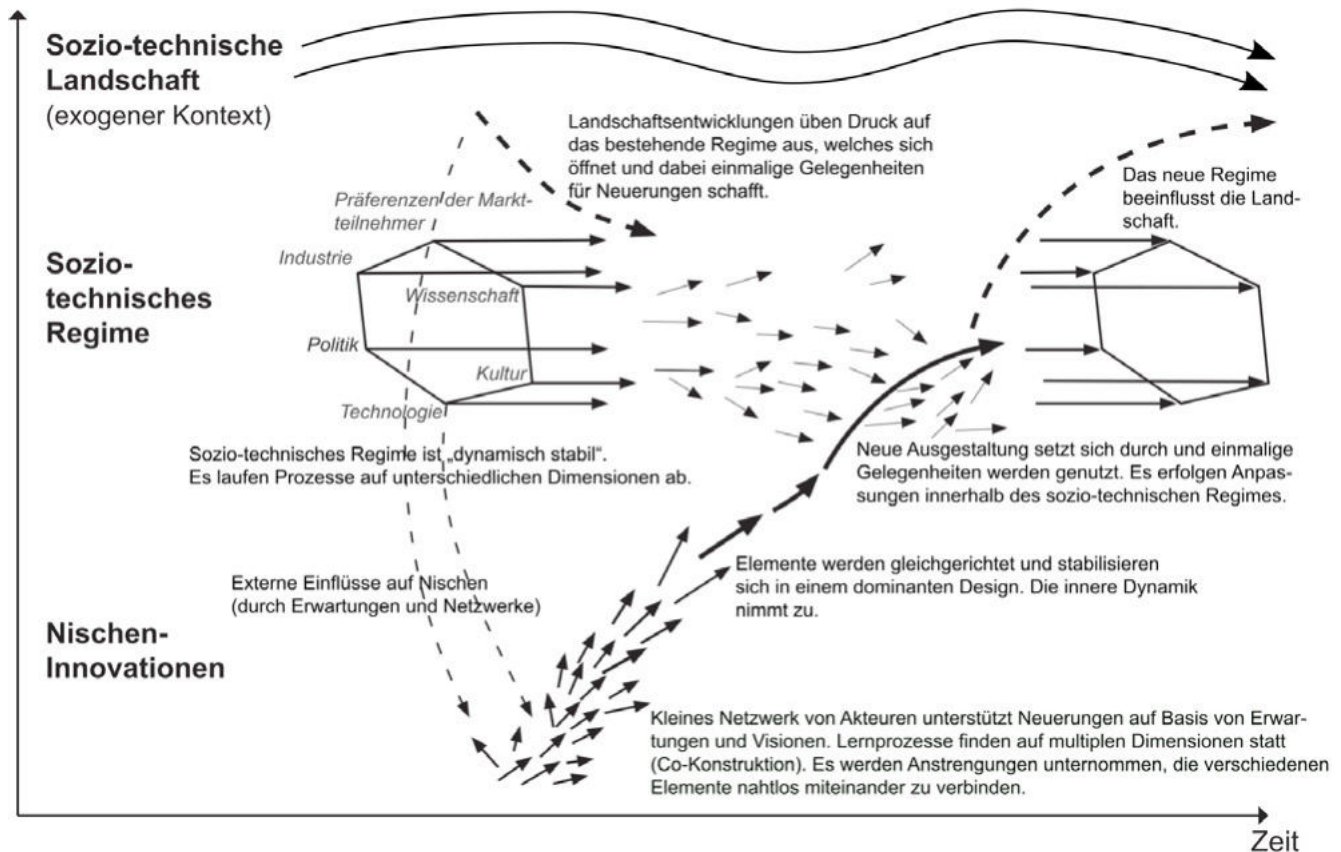


Abbildung 1
Energiewende
als Mehr-Ebenen-
Prozess
(nach Geels et al 2004)

Was sind die aus heutiger Sicht relevanten Trends? Das Zukunftsinstitut hat insgesamt zwölf Trends identifiziert, die zum Teil große Wechselwirkungen mit der Energiewende haben. *Abbildung 2* zeigt Zukunftstrends als Einflussgrößen der sozio-technischen Landschaft und damit auch der Energiewende.

- Es geht u. a. um den globalen Trend der Urbanisierung: Wie versorgt man die Megastädte der Welt in Zukunft mit Energie?
- Es geht um Ansätze der Neo-Ökologie: Wie verhalten sich die Konsumenten in der Zukunft? Was sind ihre Präferenzen und welche Rolle spielen ökologische Fragestellungen für sie?
- Silver Society: In wie weit haben ältere Menschen andere Konsumvorstellungen und andere Bedürfnisse als junge Menschen? In wie weit sind sie noch willens langfristige Investitionsentscheidungen zu treffen (z. B. in die Gebäudesanierung)?
- Weiterhin geht es um sich ändernde Mobilitätsbedürfnisse, um Sicherheitsaspekte, um den Umgang mit „Big Data“.
- Ein weiteres Beispiel ist der Trend zur immer stärkeren Vernetzung, hierzu gehört u. a. auch das Thema Industrie 4.0. Es wird zukünftig unabhängig vom Fortgang der Energiewende eine stärkere Vernetzung und intelligentere Aufstellung von Industrieprozessen geben. Hieraus resultieren ver-

schiedenste Wechselwirkungen mit dem Energiesystem, respektive mit den Umsetzungsmöglichkeiten der Energiewende, die wir noch nicht im Detail verstanden haben. Bereits die Definition von „Industrie 4.0“ ist unklar und insofern problematisch. Was sind die Auswirkungen von Industrie 4.0 bezogen auf den direkten oder indirekten Energieeinsatz? Führt Industrie 4.0 zu direkten oder indirekten Energieeinsparungen (via Materialeffizienz)? Führt Industrie 4.0 zu regionalen Produktionsstrukturen und damit geringeren Transportleistungen?

All diese Zukunftstrends bestimmen mit, was wir im Energiesystem umsetzen können.

These 2:
Die Energiewendeziele sind im größeren Kontext gesellschaftlicher Ziele zu sehen.

Im Energiekonzept der Bundesregierung finden sich die Meilensteine für den Ausbau erneuerbarer Energien und Ziele für die Minderung der Treibhausgasemissionen. Es finden sich aber auch Ziele, wie die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Deutschland hat sich auch zu den UN-Nachhaltigkeitszielen (Sustainable Development Goals, SDGs)

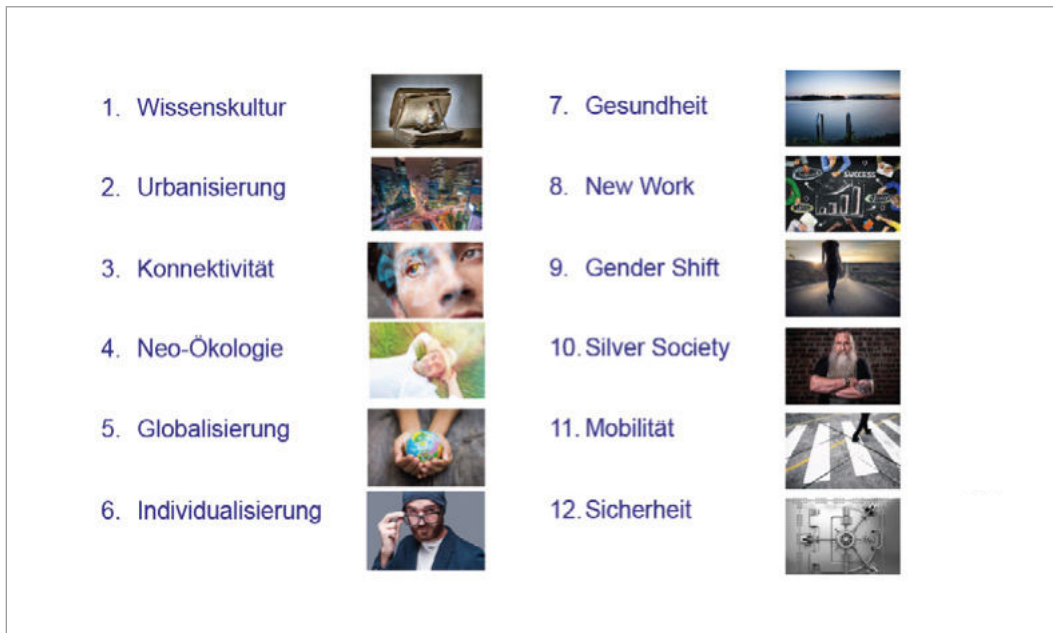


Abbildung 2
Zukunftstrends
 als Einflussgrößen der
 Energiewende
 (nach Zukunftsinstitut 2016)

der Agenda 2030 verpflichtet, die im September 2015 in New York von der Staatengemeinschaft verabschiedet wurden. Die SDGs adressieren zentrale Grundbedürfnisse der Menschheit, wie z. B. nach einer sinnvollen, gesunden Ernährung sowie nach hinreichender Trinkwasserverfügbarkeit. Es geht aber auch um Infrastrukturfragen, explizit auch um adäquate und bedarfsorientierte Energieinfrastrukturen. Insgesamt sind 17 Ziele definiert worden, die allesamt in Wechselwirkung stehen mit dem Energiesystem und somit mit der Energiewende. Diese 17 Ziele hat die UN durch 169 Indikatoren hinterlegt. Die Indikatoren ermöglichen eine Operationalisierung der Diskussion über die Wechselwirkungen zwischen der Erfüllung der Ziele der Energiewende und den Nachhaltigkeitszielen. Eine eindimensionale Zielorientierung ist also nicht zulässig.

These 3:
 Die Umsetzung der Energiewende erfordert eine umfassende Impactanalyse, eine umfassende Auswirkungsanalyse und als Reaktion darauf eine reflektive Politikgestaltung.

Die tatsächlichen Veränderungsprozesse der Energiewende beobachtet unter anderem eine unabhängige Sachverständigenkommission der Bundesregierung sowie die Bundesregierung selbst mit einem kontinuierlichen Monitoringprozess. Für den Monitoringbericht der Bundesregierung werden alljährlich eine Reihe von Indikatoren untersucht, an denen der Fortschritt der Energiewende gemessen wird. Dabei stehen nicht nur rein technische oder ökonomische

Aspekte im Fokus. Im Blickfeld des Monitoringprozesses stehen eine ganze Reihe von Indikatoren, wie z. B. für Aspekte der Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, faire Wettbewerbsbedingungen der deutschen Industrie im internationalen Kontext, Stabilität der Infrastrukturen. Die Energieforschung und die Innovationsdynamik spielen ebenso eine Rolle wie die Themen Innovationsdynamik, Wachstumsprozesse und Beschäftigungseffekte im Kontext der Energiewende. Im Folgenden sind anhand ausgewählter Indikatoren einige beispielhafte Ergebnisse des Monitoringprozesses aufgeführt:

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des Anteils der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien, der von etwas mehr als 10% im Jahr 2006 auf ca. 32% in 2015 angestiegen ist. In der gleichen Zeit hat sich die Netzstabilität – die in der Abbildung durch den so genannten System Average Interruption Duration Index als ein potenzieller Indikator dargestellt wird – deutlich verbessert. Der Index beschreibt die mittlere Ausfallzeit im Stromsystem, die von etwas mehr als 20 Minuten auf ca. 12 Minuten gesunken ist. Viele Maßnahmen, die in der Zwischenzeit im Stromnetz umgesetzt worden sind, haben dies ermöglicht. Offensichtlich sind demnach Befürchtungen eines Zusammenbruchs des Stromsystems bisher unbegründet. Allerdings bedeutet dies nicht, dass zukünftig keine weiteren Schutzmaßnahmen notwendig wären, sondern dass weitere innovative Entwicklungen erforderlich sind, um die Systemstabilität bei wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien dauerhaft zu gewährleisten.

Abbildung 3

Monitoring der Energiewende (1):
Netzstabilität und Ökostrom-Anteil:
Entwicklung seit 2006
Quelle: BMWi 2015

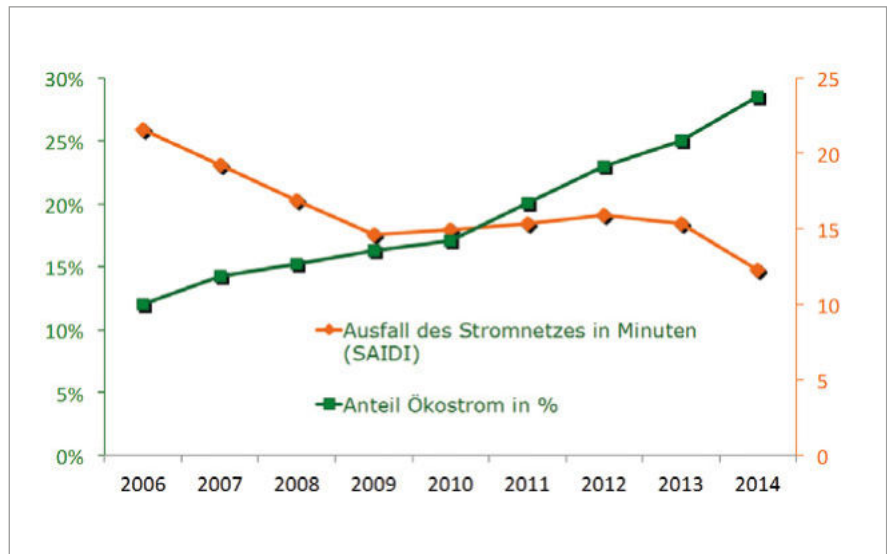
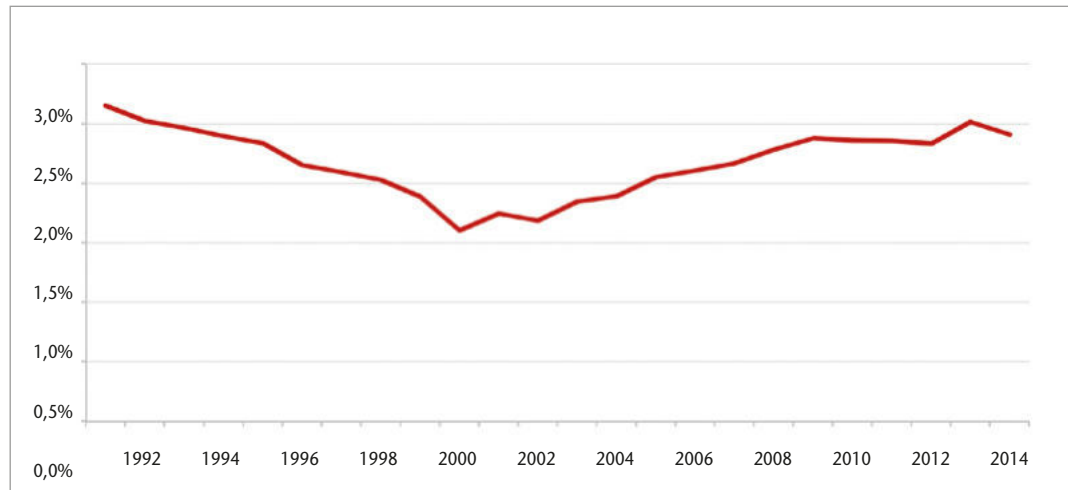


Abbildung 4

Monitoring der Energiewende (2):
Letztverbraucher-
ausgaben für
Elektrizität:
Anteil der Letztver-
braucherausgaben für
Elektrizität am Brutto-
inlandsprodukt
Quelle: Sachverständigenkommission Monitoring 2015



Ein ökonomischer Indikator, der regelmäßig von der Sachverständigenkommission gemessen wird, um die Debatte der Kostenbelastung der Energiewende solider und objektiver zu fassen, ist der sogenannte Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Abbildung 4).

In der Bevölkerung – aber auch der Politik – ist die Auffassung weit verbreitet, dass die Energiekosten sich deutlich erhöht hätten. Setzt man aber beispielsweise die Stromkosten in Beziehung zum Bruttoinlandsprodukt, sieht man, dass es zwar zu Beginn des letzten Jahrzehnts (im Wesentlichen als Folge der Liberalisierung der Strommärkte Ende der 1990er Jahre) eine Delle nach unten gegeben hat, jedoch unterscheidet sich die Kostenbelastung der Letztverbraucher heute nicht deutlich von den 1990er Jahren.

Ein weiteres interessantes Ergebnis der Sachverständigenkommission betrifft die Energiestückkosten für das produzierende Gewerbe:

Abbildung 5 zeigt links die Entwicklung in Deutschland in Bezug auf den Energieanteil an den Stückkosten, die 1995 je nach Branche zwischen fast 10% und ca. 20% lagen. Die Tendenz ist mit leichten Schwankungen in allen Branchen leicht steigend über die letzten 15–20 Jahre. Spiegelbildlich dazu zeigt Abbildung 5 auf der rechten Seite die Entwicklung in der Europäischen Union. Es fällt auf, dass die Kurven für die EU einerseits allesamt etwas höher liegen und dass der Anstieg in vielen Bereichen deutlicher ist. Anders ausgedrückt: die Energiekosten scheinen in Europa eine höhere Bedeutung zu haben als in Deutschland. Besonders bedeutsam ist aber, dass die Steigerungsraten der Kurven auf der europäischen Ebene deutlich größer sind als in Deutschland. Dies ist eine wichtige Erkenntnis, die man im Hinterkopf haben sollte, wenn man über die Umsetzung der Energiewende und ihren Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit eines Landes diskutiert.

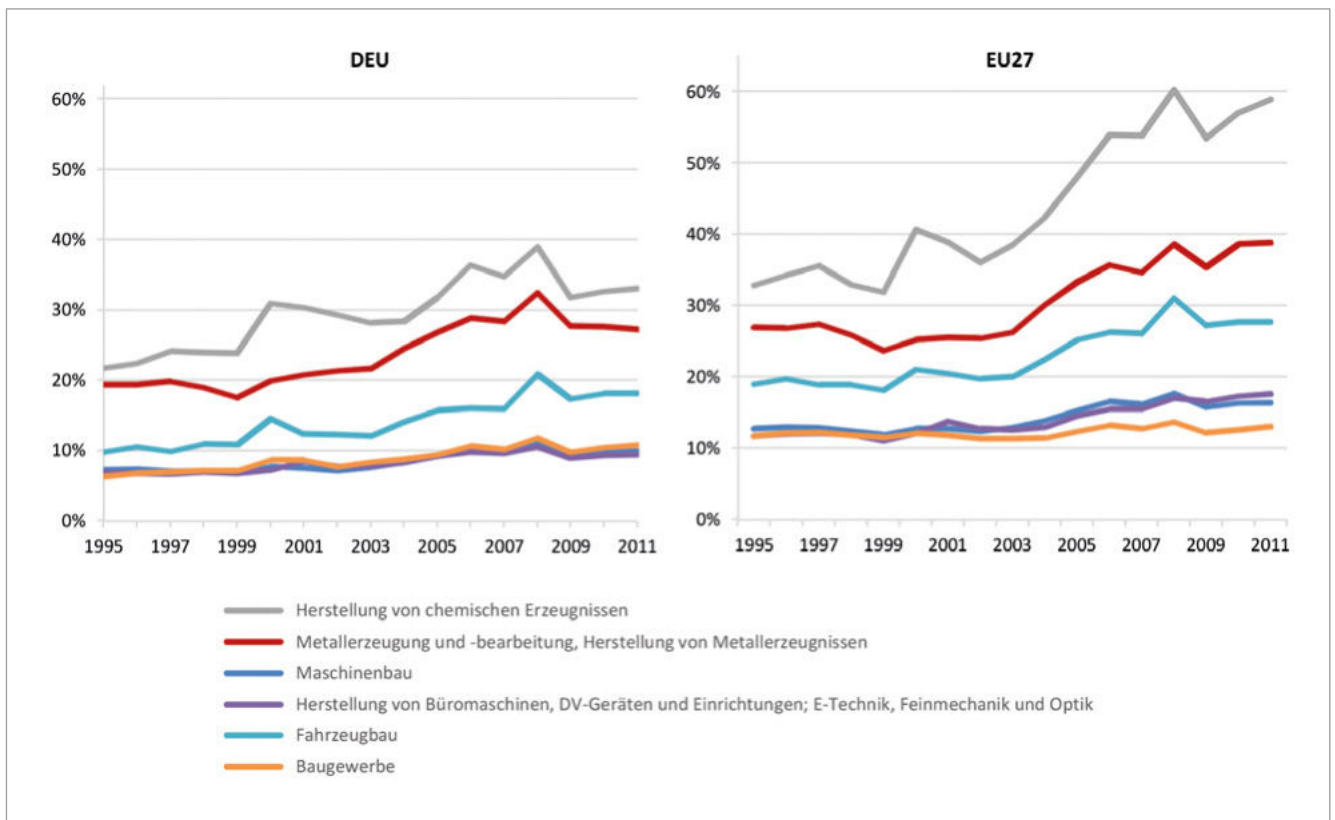


Abbildung 5

Monitoring der Energiewende (3): Entwicklung der Energiestückkosten für das produzierende Gewerbe

Quelle: Sachverständigenkommission Monitoring 2015

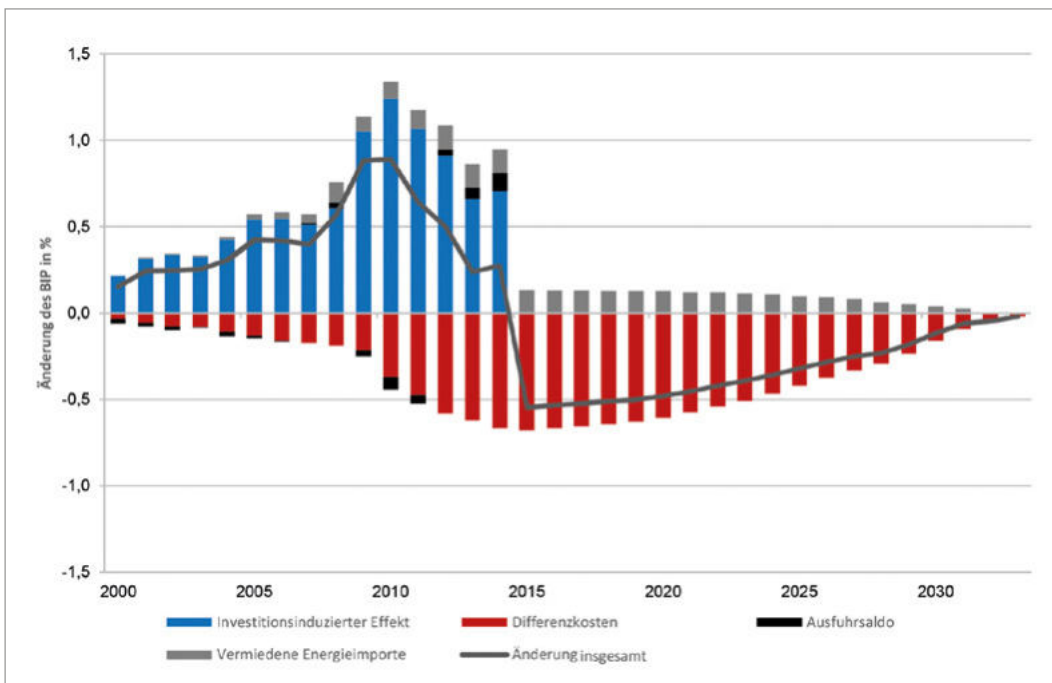


Abbildung 6

Monitoring der Energiewende (4): Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der errichteten EEG-Anlagen bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt

Quelle: Sachverständigenkommission Monitoring 2015

Ein weiteres Beispiel im Kontext der Monitoringberichte sind die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der errichteten EEG-Anlagen im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt (Abbildung 6).

Es wird deutlich, dass verschiedene Effekte unterschiedlich betrachtet werden müssen. Zum einen sind dies die Investitionen für die Installation der erneuerbaren Energieanlagen, die aber nur eine einmalige Wirkung haben. Eine Anlage wird in einem begrenz-

ten Zeitraum hergestellt, respektive aufgebaut. Die Beschäftigungswirkung, die damit verbunden ist, entsteht im Wesentlichen in diesem Jahr (blaue Balken in der Abbildung), während die EEG-Kosten (rote Balken) über 20 Jahre anfallen. Derzeit dominieren die blauen Balkenbestandteile, wir haben damit aktuell einen Nettopositiveneffekt. Zukünftig wird sich dies aufgrund der unterschiedlichen Zeitkonstanten verändern. Inwieweit es zu einem insgesamt negativen Gesamteffekt kommen könnte, hängt nicht zuletzt davon ab, welche Investitionsdynamik induziert werden kann, die ggf. die Differenzkosten (rot) kompensieren kann.

Ein weiterer Indikator für die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien ist die Beschäftigungswirkung, die in *Abbildung 7* in der zeitlichen Entwicklung dargestellt ist.

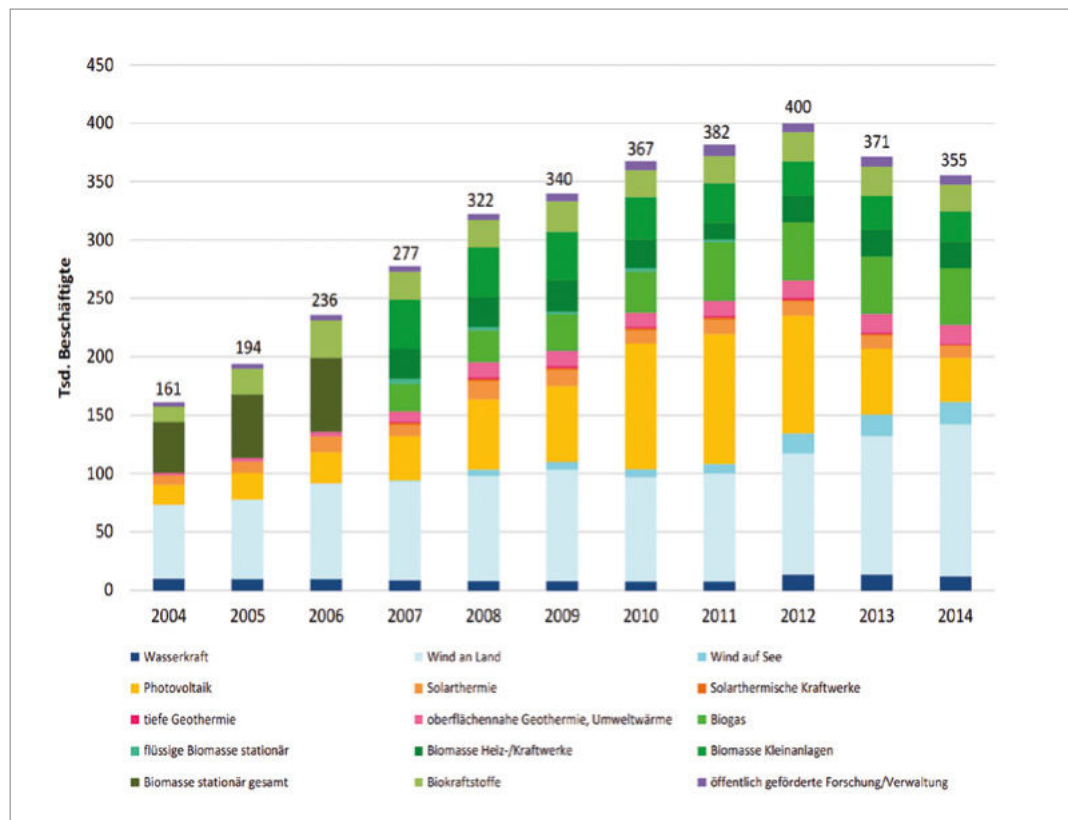
Die zunehmende Konkurrenz auf dem Weltmarkt im Photovoltaik-Bereich hat den bis 2012 fast durchgängigen linearen Anstieg der Beschäftigtenzahlen beendet und vor allem den PV-Herstellern in Deutschland Probleme bereitet. Dennoch sind in den letzten Jahren im Bereich der erneuerbaren Energien 350.000 Jobs entstanden. Das ist etwa Faktor 10 mehr als im Bereich der Kohleindustrie in Deutschland heute beschäftigt sind. 60% der Beschäftigten finden sich im Anlagenbau, ungefähr 40% sind mit Wartung und

Betrieb beschäftigt. Beschäftigungseffekte entstehen damit nicht nur einmalig in Folge der Installation der Anlagen, sondern sind längerfristig mit dem Betrieb der Anlagen verbunden. Ein zunehmender Anteil von Jobs ist direkt auf den Exportmarkt zurückzuführen. Das aktuelle Investitionsvolumen der Exporte liegt in der Größenordnung von 10 Milliarden Euro.

Das Umweltforschungszentrum (UFZ) hat sich mit der verteilungspolitischen Wirkung der Energiewende auseinandergesetzt. Danach verschärft die Förderung erneuerbarer Energien über die EEG-Umlage bestehende Probleme hinsichtlich der Erschwinglichkeit von Strom in Deutschland nur in geringem Umfang.

Wie *Tabelle 1* zeigt, unterscheidet sich der Prozentsatz der Haushalte, für die die Stromrechnung unerschwinglich ist, mit und ohne Berücksichtigung der EEG-Umlage nicht signifikant voneinander. Das EEG führt also nicht zwingend dazu, dass die sogenannte Energiearmut der Haushalte in Deutschland sich substantiell erhöht. Unabhängig davon stellt sich die Frage, mit welchen Politikinstrumenten den betroffenen Haushalten geholfen werden kann. Dabei geht es nicht nur um Anpassungen der Sozialleistungen, sondern vor allem auch darum, über gezielte Energieeffizienzprogramme Abhilfe zu schaffen.

Abbildung 7
Monitoring der Energiewende (5):
 Entwicklung der Beschäftigtenzahlen im Bereich der erneuerbaren Energien seit 2004
 (Zahlen vom DLR)



	CAR	PAR	RIA	LIHC
Strompreis mit EEG-Umlage	6,13 %	8,13 %	7,57 %	8,13 %
Strompreis ohne EEG-Umlage	5,89 %	7,58 %	7,07 %	7,58 %

Tabelle 1
Einfluss des EEG
auf die Erschwinglichkeit von Strom

Von Unerschwinglichkeit betroffene Haushalte mit und ohne EEG-Umlage als Strompreisbestandteil, nach verschiedenen Erschwinglichkeitsindikatoren

Impactanalyse für angekündigte Politikmaßnahmen

Neben der Analyse der Auswirkungen der Energiewende insgesamt ist auch die Bewertung der Effizienz einzelner Politikmaßnahmen für die erfolgreiche Umsetzung und Steuerung des Transformationsprozesses von besonderer Bedeutung. Von Interesse ist dabei auch bereits, inwiefern sich allein schon bloße Ankündigungen von Veränderungen bei den Politikmaßnahmen auf das Verhalten der Akteure auswirken. Empirisch zeigt sich sehr deutlich, dass Veränderungen in den Förderregimen – respektive deren Ankündigungen – in der Vergangenheit sehr direkte und schnelle Auswirkungen auf das unternehmerische Handeln nach sich gezogen haben. Dies gilt insbesondere für die verschiedenen Anpassungsrunden beim EEG. Bei zu erwartenden Verbesserungen von Förderbedingungen konnte eine Verzögerung von Projekten beobachtet werden (bspw. Biogas). Die Ankündigung einer Verschlechterung der Förderbedingungen hingegen trug im Vorfeld regelmäßig zu einem enormen Anstieg der Ausbauraten bei (bspw. Photovoltaik, Wind). Negative Erfahrungen in Bezug auf die Verlässlichkeit von Förderregimen führten dagegen zu einer Neuorientierung in den Unternehmen (bspw. Aussetzen der MAP-Förderung 2010). Auch die Vorgabe konkreter politischer Ziele hat in Abhängigkeit der mit ihnen transportierten Glaubwürdigkeit einen Einfluss auf das Investitionsverhalten.

Untersuchungen ergeben zudem, dass langfristige Kapitalbindungen – wie z. B. Entscheidungen für den Aufbau von Produktionsstandorten – stark abhängig sind von den Potenzialen des Heimatmarktes und den ihn bestimmenden Rahmenbedingungen (bspw. Bedingungen für Fremdkapitalfinanzierung). Ausländische Investoren erwägen die Gründung neuer Produktionsstandorte den vorliegenden Erfahrungen folgend in der Regel nicht nur in Abhängigkeit der allgemeinen politischen und regulativen Rahmenbedingungen, sondern vor allem auch daran orientiert, ob die Potenziale eines Marktes eine gewisse Größe (kritische Masse) aufweisen.

Ein wichtiges Ergebnis der vorliegenden Analysen ist außerdem, dass das klare Bekenntnis aller politischen Fraktionen zur Energiewende einen zentralen Einfluss auf unternehmerische Entscheidungen hat. Nur so

konnte in den letzten Jahren erreicht werden, dass sich auch die traditionellen Energieunternehmen in Deutschland sukzessive neu orientiert haben und sich zunehmend auf erneuerbare Energien und Energiedienstleistungen konzentrieren.

Impactanalyse von Zukunftsszenarien

Beispiel Impactanalyse Klimaschutzplanprozess NRW
Schließlich nehmen partizipative Elemente für die Umsetzung der Energiewende eine entscheidende Rolle ein. Mit der Einbindung von über 400 Stakeholdern sind beim Klimaschutzplanprozess Nordrhein-Westfalen im Rahmen einer zweieinhalbjährigen Diskussion zehn Szenarien entstanden, die Wege zur Erreichung der Klimaschutzziele des Landes aufzeigen. Die Akteure decken ein breites Spektrum ab und kommen aus Energiewirtschaft, Industrie, Gewerkschaften, Umwelt- und Verbraucherverbänden. Sie haben sehr darauf gedrungen, dass für jedes der zehn Szenarien jeweils eine umfassende Impactanalyse gemacht wird, um eine ganzheitliche Einschätzung der verschiedenen Pfade zu ermöglichen und die Expertise der verschiedenen Akteure einzubeziehen. *Abbildung 8* stellt die Indikatoren zusammen, die in der Analyse verwendet wurden:

Die Tabelle in *Abbildung 8* listet für 2030 und 2050 für die unterschiedlichen Szenarien auf, in welcher Weise mit Veränderungen gerechnet werden muss. In den Zeilen geben farbliche Kennzeichnungen Hinweise auf die Wirkungen:

- Grün markiert sind positive Wirkungen gegenüber einem Basisszenario.
- Blau markiert sind eher neutrale Entwicklungen gegenüber dem Business as usual Fall.
- Rot sind diejenigen Bereiche dargestellt, für die eher von negativen Veränderungen auf der Zeitachse im Rahmen der Umsetzung der Energiewende zu rechnen ist. Auf diese Indikatoren gilt es in besonderer Weise zu achten.

Ein Blick auf die Tabelle zeigt, dass die grünen Bestandteile überwiegen. Die Impactanalyse hat also ergeben, dass mit klimaschutzorientierten Entwicklungspfaden eine eher positive Wirkung in den meis-

ten Indikatoren verbunden ist. Nicht überraschend ist, dass bei den Netzkosten eher mit einem höheren Aufwand zu rechnen sein wird, da in erheblichem Umfang in Ertüchtigung und Erweiterung aber auch in neue Technologien zu investieren sein wird. Bei den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen waren sich

die unterschiedlichen Modelle, die für die Analyse zur Anwendung gekommen sind, nicht vollständig einig. Grundsätzlich bestätigen die Analysen für die Landesebene aber auch den bundesdeutschen Eindruck, dass die Ziele der Energiewende ohne gesamtwirtschaftliche Verwerfungen umgesetzt werden können.

Abbildung 8
Qualitative Ergebnisse der Impactanalyse
 im Rahmen des Klimaschutzplanprozesses NRW
 (Wuppertal Institut, Prognos 2015)

Szenarien	Szenarien des Klimaschutzplans										Basisszenarien	
	A	A1	A2	B	B1	B2	BCCS	C	C1	C2	0,6	1,2
	Szenario		Varianten		Szenario		Varianten		Szenario		Szenario	
Darstellung	—			—			—		
Stromerzeugung												
Ausbau EE SN = sehr niedrig; N = niedrig; H = hoch; 100% = 100% an der Stromerzeugung 2050	N		H		H	100%	N	H	N	100%	SN	SN
Stromnachfrage* ohne H ₂ -Anwendungen	Konstant			Konstant				Sinkend			Konstant	Leicht steigend
Industrie												
Wachstum	1,2%			1,2%				0,6%			0,6%	1,2%
Technologie	BAT			LC				LC			GT	
Einsatz H ₂ in PJ 2050	-			140	280	140	200	280	-			
Gebäude												
Sanierungsrate	1,4%	0,7%	1,4%	2,0%	1,4%	2,0%	2,0%			0,7%		
THG-Einsparung NRW**												
1990-2020 (Ziel -25%)	-21%	-20%	-25%	-26%	-26%	-27%	-22%	-29%	-24%	-29%	-21%	-16%
1990-2050 (Ziel -80%)	-57%	-57%	-60%	-65%	-64%	-79%	-67%	-69%	-68%	-82%	-51%	-40%

Impactbereich	Versorgungssicherheit		Importabhängigkeit	Umwelt	Gesundheit	Sozialverträglichkeit	Gesamtwirtschaft	Beschäftigung
	Systemstabilität	Netzkosten						
Szenario A								
Szenario A1								
Szenario A2								
Szenario B								
Szenario B1								
Szenario B2								
Szenario BCCS								
Szenario C								
Szenario C1								
Szenario C2								

Impactbereich	Versorgungssicherheit		Importabhängigkeit	Umwelt	Gesundheit	Sozialverträglichkeit	Gesamtwirtschaft	Beschäftigung
	Systemstabilität	Netzkosten						
Szenario A								
Szenario A1								
Szenario A2								
Szenario B								
Szenario B1								
Szenario B2								
Szenario BCCS								
Szenario C								
Szenario C1								
Szenario C2								

■ = positive Wirkung gegenüber Basisentwicklung,
■ = neutral, vernachlässigbare Wirkung gegenüber Basisentwicklung,
■ = negative Wirkung gegenüber Basisentwicklung

Mittelfristiger Bedarf an Flexibilitätsoptionen

In den vergangenen Jahren wurde mittels Szenarien eine Reihe von möglichen Entwicklungspfaden zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050 skizziert. Bei der Minderung der Treibhausgasemissionen spielt die Energiewende nach Suffizienz und Effizienz die wichtigste Rolle. Deutschland ist eine energieintensive Industrienation mit hohem Wohlstand, verfügt aber im Vergleich zum Bedarf selbst nur über geringe Ressourcen an Biomasse, Wasserkraft und Geothermie. Daher stehen Sonnenenergie und Windkraft (FEE) im Zentrum des künftigen Versorgungsmixes. Die durch sie bereitgestellte Energie ist abhängig vom Dargebot an Sonne und Wind und damit nur kurzfristig planbar und fluktuierend. Für den übrigen Energiebedarf (Residuallast), insbesondere bei elektrischem Strom, wo Nachfrage und Erzeugung aus technischen Gründen zu jeder Zeit in Einklang zu bringen sind, müssen daher Optionen bereitstehen, die entsprechend des Bedarfs flexibel auf die Einspeisung der FEE reagieren können.

Die Modelle der FVEE-Institute (IZES-Strommarktmodell, REMix, SCOPE, eSYS.pro) zeigen entsprechend der verwendeten Algorithmen, ökonomischen und ökologischen Rahmenbedingungen sowie Untersuchungsschwerpunkten unterschiedliche Umsetzungspfade zu einer emissionsfreien Industriegesellschaft auf. Im Betrachtungszeitraum bis 2035 ergeben sich über alle aktuellen Szenarien stündliche Lastwechselgradienten von bis zu + 30 GW und – 28 GW für die Residuallast. In 90% der Fälle liegen die Lastwechselgradienten unter +/- 10 GW und in 95% der Fälle unter +/- 13 GW.

Das heißt, zunehmend mehr Optionen müssen künftig auf diese Veränderungen reagieren können, um in

Summe die Last auszugleichen und das System stabil zu halten. Da FEE zum größten Teil in die Verteilnetze eingebunden sind, bestehen auch hier Forschungsansätze, wie deren Nutzung im System optimiert werden kann.

Derzeit erforscht beispielsweise das IZES den zellularen Ansatz im Interreg-Projekt „EnergieWabenGR“ in der Großregion Saar-Lor-Lux. Betrachtet werden sich selbst ausregelnde Regionen, die für sich jeweils das Ziel haben, den Anteil an (F)EE zu maximieren und Überschüsse und Unterdeckungen zwischen den benachbarten Waben als echten Grünstrom auszutauschen, auch grenzübergreifend.

Im Projekt BalanceE erforschen UFZ und DBFZ gemeinsam nach den Effekten systemfreundlicher FEE sowie flexibler Bioenergie im Zusammenspiel mit Speichern am Beispiel des Übertragungsnetzgebietes von TRANSNET-BW und 50Hertz.

Welche Optionen werden in welchem Umfang künftig benötigt? Der bestehende Kraftwerkspark wird sich wandeln müssen. Kondensationskraftwerke auf Basis fester Brennstoffen werden künftig den Anforderungen für schnelles An- und Abfahren technisch, aber insbesondere ökonomisch schlechter erfüllen können als direkt befeuerte Kraftwerke, die gasförmige Brennstoffe nutzen. Der mit einem flexiblen Betrieb zunehmende Verschleiß der Kraftwerke muss durch häufigere und kostenintensive Erhaltungsmaßnahmen ausgeglichen werden. Kosten, die durch Einnahmen auf den Energy-Only-Märkten mit dem weiteren Ausbau der grenzkostenfreien Stromerzeugung immer seltener kompensiert werden können. Hinzu kommt, dass von staatlicher Seite weitere regulatorische Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen



IZES

Juri Horst
horst@izes.de

DBFZ

Martin Dotzauer
martin.dotzauer@dbfz.de

DLR

Felix Cebulla
felix.cebulla@dlr.de

Fraunhofer IWES

Dr. Stefan Bofinger
stefan.bofinger@iwes.fraunhofer.de

UFZ

Philip Tafarte
philip.tafarte@ufz.de

ZAE

Amadeus Teuffel
amadeus.teuffel@zae-bayern.de

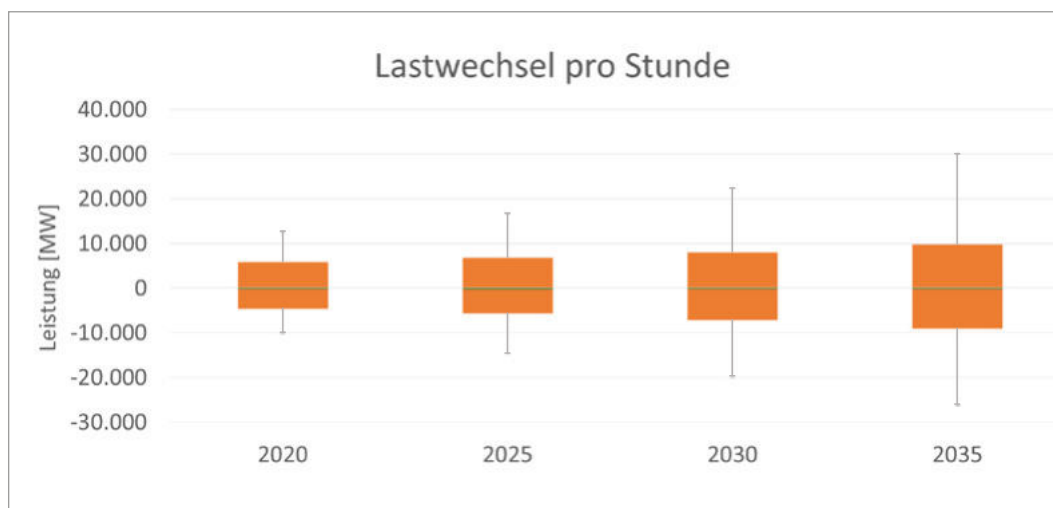


Abbildung 1

Spreizung der Lastwechsel
pro Stunde innerhalb der Residuallast in Modellen von FVEE-Mitgliedsinstituten im Betrachtungszeitraum 2020 bis 2035

zu erwarten sind, was die Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke zusätzlich beeinträchtigt. Kraftwerke mit hohem Laständerungsvermögen wie Gasturbinen, Gas- und Dampfkraftwerke sowie Motorenanlagen können hier den technischen Anforderungen besser genügen. Aufgrund geringerer spezifischer Emissionen der eingesetzten Brennstoffe – neben Erd- und Biogas künftig auch aus FEE-Strom erzeugte synthetische Brennstoffe – werden sie zudem weniger vom zu erwartenden regulatorischen Rahmen betroffen sein und sich somit wirtschaftlicher darstellen.

Kraft-Wärme-/Kälte-Kopplungs-Anlagen

Kraft-Wärme-/Kälte-Kopplungs-Anlagen (KW(K)K) benötigen zwar höhere Investitionen, haben gegenüber reinen Stromerzeugungsanlagen aber zusätzliche Einnahmen durch den Wärmeverkauf und eine auf die Primärenergie bezogen höhere Gesamteffizienz. Eine rein wärme-/kältegeführte Fahrweise, wie sie heute noch vorrangig besteht, wird aber in den kommenden Dekaden nicht mehr zu realisieren sein. Im Falle eines häufigen Einsatzes während negativer Preise auf den Strommärkten ist mit einem zunehmend unwirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zu rechnen. Hier sind Anlagen durch Wärmespeicher und Spitzenkessel weiter zu flexibilisieren – unabhängig davon, ob sie mit fossilen oder erneuerbaren Energien betrieben werden. Künftig können sie auch als Back-up Kraftwerke bei der Rückverstromung von regenerativ erzeugten Brennstoffen eine stabilisierende Funktion in einer auf fluktuierenden regenerativen Energien basierenden Versorgung einnehmen.

Stromspeicher

Die Stromspeicher dienen dem zeitlichen Verschieben von elektrischer Arbeit. Dies gilt insbesondere für FEE, deren Überschüsse (Erzeugungsspitzen) zur Deckung zeitversetzter Residuallastbedarfe aufgenommen werden. Die Ausspeisung von am Energy-only-Markt tätigen Speichern wird angeboten, sobald die Nachfrage ausreichend angestiegen ist, so dass mindestens die Verluste der Speicherung kompensiert werden können. Sie glätten damit Angebots- und Nachfragespitzen innerhalb der Residuallast und begrenzen damit auch den Bedarf an Spitzenlast, die nur für wenige Zeiten im Jahr benötigt wird. Die Speicher haben auch aus Systemsicht eine besondere Relevanz, da sie schwarzstartfähig sind und im Falle eines Systemausfalls sich am Versorgungsaufbau beteiligen können.

Während derzeit als Flexibilitätsoptionen vorrangig Pumpspeicherkraftwerke (PSK) zum Einsatz kommen und sie in den meisten Modellen auch in Zukunft bei

den Speichern dominieren, wird seit längerem auch der Einsatz von Druckluft- und Lageenergiespeichern diskutiert. Druckluftspeicher sind in den Investitionskosten voraussichtlich günstiger, weisen aber derzeit schlechtere Wirkungsgrade und Reaktionszeiten gegenüber PSK auf. Alle diesen Speichern ist derzeit gemein, dass sie einerseits hohe Investitionen voraussetzen und andererseits neue Projekte teils auf fehlende Akzeptanz in der ortsansässigen Bevölkerung stoßen, da mit dem Bau umfangreiche Eingriffe in die Umwelt einhergehen.

Aufgrund der in den letzten Jahren wieder zunehmenden wissenschaftlichen Forschung auf dem Gebiet der elektrochemischen Speicherung erlangen Akkumulatoren und Redox-Flow-Batterien absehbar wirtschaftliche Einsatzfähigkeit. Sie stellen technisch beliebig skalierbare Speicher dar, die an allen Orten, unter Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen, aufgebaut und in das Netz eingebunden werden können. Sie unterstehen keinen geografischen Zwängen. Aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit können sie auf sehr steile Lastgradienten reagieren. Mit der Erforschung alternativer Einsatzmaterialien bis hin zu optimierten Systemeinsparungen ist mit weiteren Kostensenkungen zu rechnen.

Aktuelle Vorhaben der FVEE-Mitglieder sind u. a.:

- ELVABATT – Entwicklung innovativer Elektroden zur Leistungs- und Effizienzsteigerung von Vanadium Redox Flow Batterien (ZAE Bayern)
- OptiCharge – Das Vorhaben umfasst die Entwicklung und Realisierung einer Ladeinfrastruktur in Form eines Funktionsmusters bzw. einer Testanlage für Elektrofahrzeuge mit quasi autarker und gleichzeitig regenerativer Versorgung mittels einer Photovoltaikanlage und einer effizienten Speicherunterstützung durch eine Vanadium-Redox-Flussbatterie. (IZES)

Die eingesetzte Kapazität von stationären Akkumulatoren wird in aktuellen Studien (AEE 2016), welche auf eine volkswirtschaftliche Kostenoptimierung abstellen, bis in die 2030er Jahre hinein noch als verhältnismäßig gering angesehen. Bis 2050 ergibt sich in den Szenarien jedoch eine Bandbreite von deutlich unter 1 GW bis rund 55 GW. Die bereits jetzt schon hohe Nachfrage nach mobilen und stationären Stromspeichern – angefangen von portablen elektronischen Geräten über Elektromobilität bis hin zu stationären Klein- und Großspeichern – zeigt deren heutiges und zukünftiges hohes Wirtschaftspotenzial. Dabei kommt nicht nur der Chemie, sondern auch dem einsatzoptimierten Batteriemangement ein hoher Stellenwert zu. Gerade im Bereich der komplexen Systemoptimierung zeigt sich die deutsche Forschung als Vorreiter.

Stationäre Groß-Akkumulatoren werden derzeit vor allem für Primärregelleistung (PRL) angeboten und werden Ende 2017 in etwa einen Anteil an der PRL von etwa 15% erreichen. Da die elektrochemischen Speicher sich nicht nur für eine Kurz- sondern auch für eine Mittelfristspeicherung eignen, stehen sie in direktem Wettbewerb mit Pump-, Druckluft- und Lageenergiespeichern.

Power-to-X

Eine weitere Flexibilitätsoption, die sich aufgrund der hohen Wirkungsgradverluste eher für Mittel- bis Langzeitspeicherung eignet, ist die Erzeugung von Wasserstoff aus elektrischer Energie und dessen Rückverstromung oder Umwandlung in gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe. Die so genannten Power-to-Gas- (PtG) bzw. Power-to-Liquid- (PtL) Verfahren sind aufgrund bereits genutzter Prozesse aus der chemischen Industrie technisch verfügbar, allerdings noch nicht als Serienfertigung im großtechnischen Maßstab. Hier besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

Die FVEE-Institute forschen hier unter anderem in den Projekten:

- MUSEKO: modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromüberschüsse durch die Kopplung der Stromversorgung mit Wärme-, Gas- und Verkehrssektor (DLR)
- Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg (DLR, ZSW)
- Kopernikus-Projekt P2X : Untersuchung der Möglichkeiten der Hybridisierung von Elektrolyseuren mit dynamisch belastbaren Energiespeichern experimentell und durch Simulationsrechnungen (u. a. ZAE Bayern)

Noch sind die Konversionsverluste sehr hoch, so dass sie derzeit hinter Akkumulatoren und mechanischen Speichern anzusiedeln sind. Die hohe Energiedichte bei Wasserstoff und PtL-Produkten (sowohl gravimetrisch als auch volumetrisch) ist jedoch ein entscheidender Vorteil gegenüber andere Speichertechnologien, da sich hierdurch großer Mengen überschüssiger Energie aus FEE speichern lassen.

Das vorrangige Einsatzgebiet von PtG- und PtL-Technologien wird insbesondere in der Sektorkopplung gesehen, wo mit ihrer Hilfe Brenn- und Kraftstoffe für bestimmte Einsatzzwecke bereitgestellt werden sollen. Insofern stellen sie neue Stromverbraucher dar, die, je nach künftiger Nachfrage an Kraft- und Brennstoffen, sich als Laststeuerungsoption anbieten. Der Ausbau von PtG und PtL wird in erster Linie vom regulatorischen Rahmen abhängig sein. Die aktuellen Studien gehen dabei nicht von einem Bedarf vor

2030 aus, unterscheiden sich aber dann erheblich im Umfang der Konversionskapazitäten. So wird der Bedarf bis 2050 zwischen knapp über 0 GW bis rd. 180 GW geschätzt. Entsprechend bewegt sich der Strombedarf für diese Technologien zwischen 0 TWh bis rd. 600 TWh pro Jahr (AEE 2016).

In Zeiten besonders hoher regenerativer Erzeugungleistung, die über die momentane Stromnachfrage, die zeitgleichen Lastverschiebungsoptionen (einschließlich PtG und PtL) sowie die verfügbaren Speicher hinausgeht, kann Strom auch direkt in Wärme oder Kälte umgewandelt werden (Power-to-Heat, PtH). Dies könnte großtechnisch in Wärmenetzen und in dezentralen Wärmespeichern mit Wärmepumpen realisiert werden bzw. im Rahmen von Last-Management-Maßnahmen bei Kühl- und Gefrierhäusern zum Tragen kommen. Die großtechnische, direktelektrische Nutzung ist kostengünstig und Stand der Technik.

Weitere Laststeuerungsoptionen

Weitere Laststeuerungsoptionen bestehen in der Industrie sowie durch Zusammenführen vieler kleinerer Endverbraucher (Pooling). Sie eignen sich insbesondere für unerwartete, stochastische Laständerungen im Netz und somit eher für den Regelenergieeinsatz. Gegenüber PtH stehen sie aber aufgrund anderweitiger Interessen und Anreize nur in begrenzten Zeitfenstern zur Verfügung. Untersuchungen des Umweltbundesamtes (UBA 2015) ergaben, dass ein Leistungspreis um 500 bis 800 Euro/MW pro Monat sowie Arbeitspreise von 400 bis 500 Euro/MWh ausreichend wären, um Abschaltleistungen zwischen 900 bis 1.200 MW für bis zu 1 Stunde verfügbar zu machen. Für längerfristige Aktivierungen ergibt sich bei den untersuchten Prozessen kaum Potenzial. Das bisher niedrige Angebot an schaltbarer Leistung macht allerdings deutlich, dass der maximale Arbeitspreis möglicherweise zu gering ausfällt, um die übrige Abschaltleistung zu aktivieren. Die Gründe, warum gerade längerfristige Abschaltungen trotz hoher Vergütungen nicht auf das Interesse des produzierenden Gewerbes treffen, wurden u. a. in Horst (2016) diskutiert. Hemmnisse bestehen u. a. in dem eigentlichen Geschäftsmodell der Produktion, der geringen Lagerhaltung (Just-in-Time-Lieferung) sowie im Falle abschaltbarer Lasten in Anreizen der Stromnetzentgeltverordnung für eine hohe dauerhafte Stromabnahme.

Untersuchungen mittels europäischer Strommarktmodelle zeigen, dass durch einen Ausbau von nationalen Netzkapazitäten sowie den europäischen Austausch der Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich reduziert werden kann. Dies bedingt eine optimale

Abbildung 2

Flexibilitätsoptionen:
mittelfristiger Bedarf auf
der Zeitachse bis 2035



Ausnutzung der internationalen Kuppelkapazitäten. Die seit Mai 2015 an der EPEX eingeführte lastflussbasierte Kapazitätszuweisung im Rahmen der Marktkopplung in Zentralwesteuropa soll dies gewährleisten.

So wie die Studien derzeit den mittel- und langfristigen Bedarf an Flexibilitätsoptionen recht unterschiedlich bewerten, so bewerten sie auch den Bedarf auf der Zeitachse.

Der künftige Bedarf an Flexibilitätsoptionen wird sich in erster Linie an den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen orientieren. Dies erfolgt einerseits durch die ökologischen Ziele und dem daraus folgenden rechtlichen Rahmen. Hier begleiten die FVEE-Institute die Bundesregierung sowie die Europäische Kommission mit wissenschaftlicher Expertise zur Ausgestaltung und Wirkung der Energiewende.

Zentrale Ergebnisse

Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen wächst erst allmählich an und es ist offen, welches der für das deutsche Versorgungssystem beste Technologiemix über alle Sektoren in Zukunft sein wird, welcher Bedarf an Flexibilitätsoptionen besteht und welche Technologien zur Deckung der Residuallast zum Einsatz kommen. Fragen der Versorgungssicherheit, der Pfadabhängigkeiten, der Klima-, Umwelt-, Energie- aber auch Industriepolitik einerseits sowie technologische Entwicklung andererseits werden dabei den Rahmen spannen.

Zudem setzt sich nicht einfach die beste Technologie im Sinne eines dominanten Designs durch. Vielmehr ist es oft diejenige, die früh von vielen Akteuren unterstützt bzw. angenommen wird. Somit ist Vielfalt bei der Technologieentwicklung auch weiterhin besonders wichtig, denn dominante Designs können

ein zweischneidiges Schwert sein. Während sie einerseits wünschenswert sind, um zügig die Kosten zu senken wie im Fall der Photovoltaik, können sie andererseits zu Lock-in Effekten führen und Alternativen frühzeitig ausschließen.

Quellen

- Horst, J. et al. 2016: Versorgungssicherheit auf dem Weg zu 60% Erneuerbare Energien am Stromverbrauch: eine akteursbezogene Analyse; gefördert durch das BMWi
- Horst, J./Klinski, S. et al. 2015: Kraftwerks-Stilllegungen zur Emissionsreduzierung und Flexibilisierung des deutschen Kraftwerksparks: Möglichkeiten und Auswirkungen; finanziert durch das Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL), Rheinland-Pfalz
- Sterner, M./Stadler, I. et al. 2014: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springerverlag
- Cebulla, F. 2015: Stromspeicherbedarf in europäischen Langfristszenarien – Eine Analyse des Einflusses unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen
- Scholz, Y., Gils, H. C., Pregger, T. 2014, et al. Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, Projektbericht für das BMWi.
- Umweltbundesamt 2015: Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien; Climate Change 19/2015; Dessau-Roßlau im Juni 2015
- AEE – Agentur für Erneuerbare Energien 2016: Metaanalyse – Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr; Berlin im April 2016

Sektorenkopplung als Baustein der Energiewende

Dieser Artikel ist der Frage gewidmet, welchen Beitrag eine verstärkte Sektorenkopplung zum Gelingen der Energiewende leisten kann. Ausgehend von einer Einführung der Prinzipien und Technologien bietet er Einblicke in die zur Erforschung der Sektorenkopplung angewendeten Methoden, sowie ausgewählte Ergebnisse.

Hinsichtlich der Energieversorgung versteht man unter Sektorenkopplung im Allgemeinen eine engere Verzahnung und Verknüpfung verschiedener Energieanwendungsbereiche, sowie die Zunahme von Verzweigungs- und Verknüpfungsstellen im Energiesystem. Die wesentlichen Anwendungsbereiche der Energie sind dabei die Bereitstellung von Strom, Wärme und Mobilität.

Eine Kopplung zwischen Strom- und Wärmeversorgung erzielt man zum einen durch die gemeinsame Erzeugung von Strom und nutzbarer Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), und zum anderen durch den Einsatz von Strom in Wärmepumpen und direkt-elektrischer Wärmeerzeugung.

Die Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor umfasst batterieelektrische Fahrzeuge, die elektrolytische Gewinnung von Wasserstoff zur Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen, sowie die Erzeugung synthetischer flüssiger Kohlenwasserstoffe in Fischer-Tropsch-Reaktion zur Nutzung in konventionellen Verbrennungsmotoren.

Durch eine Methanisierung von Wasserstoff lässt sich zudem eine Verknüpfung zu den Infrastrukturen des Gasversorgungssystems herstellen. Sowohl die Methanisierung, als auch die Fischer-Tropsch-Reaktion benötigen CO₂, das entweder aus fossilen oder erneuerbaren Kohlenstoffverbindungen gewonnen werden muss.

Weitere Sektorenkopplungen, z. B. Strom-Wärme-Strom-Systeme und elektrische Betriebsmittel im Gasnetz werden in diesem Beitrag nicht behandelt.

Während bei der Stromerzeugung in Deutschland und darüber hinaus in den letzten Jahren deutliche Steigerungen der Anteile erneuerbarer Energien (EE) erreicht wurden, bleiben der Verkehrs- und Wärmesektor weiterhin fast vollständig abhängig von fossilen Brennstoffen. Da die in Deutschland verfügbaren Ressourcen zur energetischen Biomassennutzung bei weitem nicht für eine Versorgung dieser Sektoren ausreichen und die zur Bereitstellung von Wärme vorhandenen Alternativen der Solarthermie und Geothermie auf Temperaturen von maximal 300 °C beschränkt sind, muss zur Senkung der sektoralen Treibhausgasemissionen – neben der Steigerung der Energieeffizienz – mittelfristig eine teilweise Elektrifizierung und/oder Umstellung auf regenerative synthetische Energieträger erfolgen.

Dabei ist es in beiden Fällen wesentlich, dass der direkt oder indirekt genutzte Strom möglichst klimaneutral bereitgestellt wird. Dafür steht in Deutschland in erster Linie die fluktuierende Stromerzeugung aus



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

DBFZ
Martin Dotzauer
martin.dotzauer@dbfz.de

GFZ
Daniel Acksel
daniel.acksel@gfz-potsdam.de

Fraunhofer ISE
Dr. Andreas Palzer
andreas.palzer@ise.fraunhofer.de

ISFH
Fabian Hüsing
huesing@isfh.de

Matthias Littwin
littwin@isfh.de

IZES
Juri Horst
horst@izes.de

Wuppertal
Prof. Dr. Manfred Fischedick
manfred.fischedick@wupperinst.org

Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

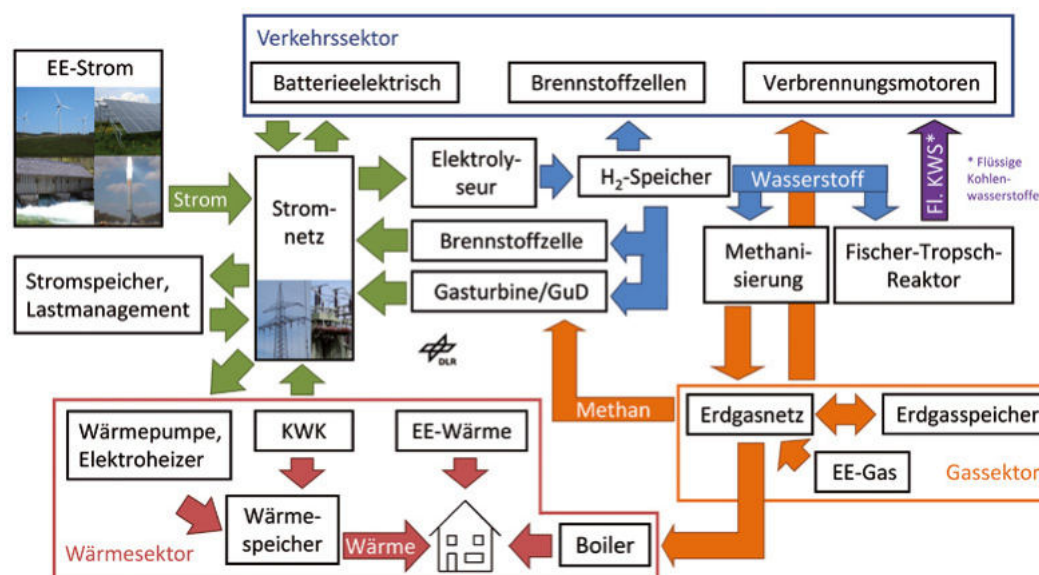


Abbildung 1
Infrastrukturelle Verknüpfungen zwischen Strom-, Wärme-, Mobilitäts- und Gassektor

Photovoltaik (PV) und Windenergie zur Verfügung, die je nach Wetterlage, installierter Anlagenleistung und Nachfrage sowohl deutlich unter als auch deutlich über dem aktuellen Bedarf liegen kann.

Eine Deckung der resultierenden Defizite und Nutzung der Überschüsse kann auf verschiedene Weise erfolgen:

- durch die Verbindung über Stromnetze mit anderen Gebieten, in denen noch freie Erzeugungskapazität oder ungedeckter Bedarf vorliegen
- durch den Einsatz von Stromspeichern und regelbaren Kraftwerken
- durch eine Anpassung des Strombedarfs

Ein Lastmanagement kann dabei bei industriellen Großverbrauchern oder bei verschiedenen Technologien der Sektorenkopplung stattfinden. So weisen der Betrieb von Wärmepumpen und das Laden von Batteriefahrzeugen eine gewisse Flexibilität auf, die eine Anpassung an die aktuelle EE-Erzeugung prinzipiell ermöglicht. Darüber hinaus können auch Wasserstoffelektrolyseure mit einer gewissen Flexibilität betrieben und mit Speichern eine Entkopplung von Erzeugung und Bedarf ermöglicht werden. Eine Nutzung von Überschüssen kann auch durch eine (zusätzliche) elektrische Wärmeerzeugung in Wärmenetzen/-speichern und der Industrie erfolgen. Weitere Beiträge zur Deckung von Defiziten können durch Wärmespeicher flexibilisierte KWK-Anlagen, sowie die Rückverstromung synthetischer Brennstoffe leisten.

Die beschriebenen Ausgleichsoptionen zeichnen sich durch unterschiedliche Potenziale und Randbedingungen aus, die nicht nur durch technische Faktoren wie Gradienten, Kapazitäten, Verschiebedauern und Wirkungsgrade etc. sondern auch und ggf. viel stärker durch nicht-technische Faktoren wie Akzeptanz und Nutzerverhalten bestimmt werden.

Wissenschaftliche Bewertung

Die wissenschaftliche Bewertung der technischen, wirtschaftlichen und realisierbaren Potenziale von Sektorenkopplung muss daher für die verfügbaren technologischen Optionen aus verschiedenen Perspektiven sowie für unterschiedliche zeitliche und räumliche Skalen erfolgen und erfordert demnach eine Vielzahl von Methoden. Mit Messungen, Feldtests und detaillierter Simulation können die Potenziale verschiedener Sektorenkopplungstechnologien auf Gebäude- und Quartiersebene bewertet werden. So kann beispielsweise der Betrieb elektrischer Heizsysteme und die Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen in Kombination mit PV-Erzeugung und Wärmespeicherung untersucht werden.

Ergänzend zu solchen Analysen muss die Sektorenkopplung auch aus Gesamtsystemsicht untersucht werden. Um einen möglichst abgestimmten Zubau von Stromerzeugungs- und Sektorenkopplungstechnologien zu erreichen, ist zudem eine integrale Betrachtung des gesamten Transformationszeitraums vorteilhaft. Da das Stromnetz einerseits umfangreiche Möglichkeiten des Ausgleichs regionaler Erzeugungsdefizite und -überschüsse bietet, darin andererseits aber auch Einschränkungen unterliegt, muss die Wechselwirkung verschiedener Sektorenkopplungsoptionen in Deutschland auch unter Berücksichtigung der vorliegenden Netzbeschränkungen und Übertragungskapazitäten ins Ausland erfolgen. Die Anwendung kostenminimierender Ansätze mit stundengenauer Optimierung des Systembetriebs erlaubt sowohl die Identifikation günstiger Systemkonfigurationen als auch die Bewertung der vielfältigen Wechselwirkungen im gekoppelten Strom-, Wärme- und Verkehrssystem. Diese und analoge Systemanalysen sollten für mehrere Wetter- und Nachfragejahre durchgeführt werden, da diese einen signifikanten Einfluss auf die Stromüberschüsse und -defizite und damit auf den Bedarf nach Ausgleichsoptionen und deren Einsatz haben [Vogt et al. 2016, Gils et al. 2016].

Einsatzpotenziale

Die vorhandenen Untersuchungen zeigen, dass die heutigen und zukünftigen Einsatzpotenziale der Sektorenkopplungstechnologien stark von der Versorgungs-, Netz- und Bedarfsstruktur abhängig sind. Eine lokale Kopplung von Strom und Wärme auf Gebäudeebene ermöglicht durch die Verwertung von Erzeugerspitzen eine Erhöhung des Eigenverbrauchs dezentraler Erzeugung bei gleichzeitiger Senkung des Energiebezugs. Dafür sind jedoch Speicher, wie auch eine komplexe Regelung des dynamischen Betriebsverhaltens erforderlich [Hüsing et al. 2015, Littwin et al. 2016].

Zusammen mit der Kurzzeitspeicherung ist die Langzeitspeicherung von Wärme und Kälte ein zentrales energietechnisches Thema bei der EE-Integration in die Wärmeversorgung. Je nach Wärmenutzung, Untergrundbeschaffenheit und Platzverfügbarkeit kann eine saisonale Speicherung großer Wärmemengen wirtschaftlich und technologisch effizient entweder in oberirdischen Becken oder im Untergrund umgesetzt werden [Kranz 2013]. Hinsichtlich der Untergrundwärmespeicherung, z. B. in Aquiferen (ATES) besteht interdisziplinärer Forschungsbedarf in der Geologie, Biologie, Materialkunde, Verfahrenstechnik sowie in der Systemintegration [Kranz 2015, Tugores 2015].

Verschiedene modellgestützte Szenariostudien des gesamten Versorgungssystems unterstreichen, dass sich eine stärkere Verzahnung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor mittel- bis langfristig als volkswirtschaftlich vorteilhaft erweist [Henning et al. 2013, Scholz et al. 2014, Henning et al. 2015]. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung kann durch Elektrifizierung und synthetische Kraftstoffe zudem eine weitgehende Reduktion der CO₂-Emissionen in allen Sektoren erreicht werden. Ein hoher Anteil an Batteriefahrzeugen mit Ladesteuerung, eine erhöhte Gebäudesanierungsrate und ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung sind wirkungsvolle Maßnahmen zur Begrenzung des Bedarfs an zusätzlichen EE-Anlagen [Palzer 2016].

Flexible Wärmeerzeugung

Eine Flexibilisierung des Wärmepumpenbetriebs ermöglicht es, den Bedarf nach gesicherter Erzeugungsleistung zu begrenzen. Legt man z. B. gemäß [Nitsch et al. 2012] einen Versorgungsanteil von etwa 16% des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs von Kleinverbrauchern im Jahr 2050 zu Grunde, so beläuft sich diese auf etwa 4 GW. Ähnlich große Effekte lassen sich durch ein gesteuertes Laden von Batteriefahrzeugen erreichen. In Zielszenarien für das Jahr 2050 können EE-Abregelungen um 4-6 TWh/a und residuale Spitzenlasten um etwa 3,5-4,5 GW gesenkt werden [Pregger et al. 2012].

Eine Umstellung der KWK von einem wärmegeführten auf einen stromgeführten Betrieb – ermöglicht durch konventionelle Spitzenlastkessel und thermische Speicher – erweist sich als wirkungsvolle Maßnahme zur Begünstigung der EE-Integration. Zum einen könnten bereits heute stromgeführte BHKW in nennenswertem Umfang (gut 7%) und künftig zwischen 40-50% (2020-2030) zur Minutenreserve beitragen [Merten et al. 2014]. Zum anderen könnten durch ein Herunterregeln der KWK in Zeiten hoher EE-Einspeisung im Jahr 2050 bis zu 10 TWh an EE-Abregelung vermieden werden. Auch eine Investition in elektrische Heizalternativen in KWK-Systemen erweist sich als wirtschaftlich und ermöglicht die Nutzung von bis zu weiteren 10 TWh von ansonsten abgeregeltem EE-Strom. Eine Flexibilisierung der Wärmenetzversorgung erweist sich vor allem in Szenarien und Regionen mit hohem Winderzeugungsanteil als wirtschaftlich [Gils 2015].

Eine synthetische Erzeugung von Wasserstoff, sowie anderen gasförmigen und flüssigen Brennstoffen zur Nutzung im Verkehrssektor, aber auch zur Wärmeversorgung, und Rückverstromung geht einher mit einem steigenden Strombedarf, der bei heimischer

Erzeugung von zusätzlichen Wind- und PV-Anlagen bereitgestellt werden müsste. Folglich müsste zumindest die erste Stufe der Erzeugungsrouten – die Wasserstoffelektrolyse – für einen möglichst flexiblen Betrieb ausgelegt sein. Unter Annahme einer Auslegung auf 3000 jährliche Volllaststunden und der Verfügbarkeit eines 12-Stunden-Speichers kann die in Zielszenarien für das Jahr 2050 resultierende zusätzliche EE-Stromerzeugung nahezu vollständig von den Elektrolyseuren aufgenommen werden [Gils 2015].

Die Ergebnisse verschiedener Studien zeigen zudem eine wesentliche Rolle des Netzausbaus bei der EE-Integration, vor allem in Szenarien mit hoher Windkraftnutzung. Eine Stärkung des Netzes erlaubt eine deutlich höhere Nutzung der Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen, Batteriefahrzeugen und Wasserstoffelektrolyseuren, sowie weiteren Lastmanagements.

Synthetische Brennstoffe

Aus heutiger Sicht sind synthetische Brennstoffe nicht konkurrenzfähig mit konventionellen Brennstoffen. Dies ergibt sich aus den hohen Kosten und Wandlungsverlusten der Konversionsanlagen. Um längerfristig eine Dekarbonisierung des Straßengüter-, Luft- und Schiffsverkehrs zu realisieren, ist eine Nutzung synthetischer Kraftstoffe jedoch unabdingbar – es sei denn, es werden völlig neue Infrastrukturen (Oberleitungs-LKW) bzw. Mobilitätskonzepte (luftgestützter Individualverkehr) realisiert. Um die Wandlungsverluste niedrig zu halten, ist dabei eine direkte Nutzung von Wasserstoff in Brennstoffzellen zu bevorzugen. Die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit hängt von den Lernkurven der Konversionsanlagen, der Preisentwicklung fossiler Brennstoffe und der Weiterentwicklung klimapolitischer Regulierungsmaßnahmen, wie z. B. dem CO₂-Emissionshandel, ab.

Für die Bereitstellung gesicherter Erzeugungsleistung bietet sich eine Rückverstromung synthetischer Brennstoffe an. Diese ist zum heutigen Zeitpunkt jedoch bei weitem teurer und ineffizienter als die alternativen Speichertechnologien, die Stärkung des transeuropäischen Stromnetzes oder die Nutzung fossilen Erdgases. Dies ändert sich erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, bei denen die Rückverstromung von Wasserstoff und/oder Methan zur Überbrückung längerer Windflauten dient. Ein Vorteil der Nutzung von Methan anstatt von Wasserstoff liegt dabei in der Möglichkeit der Nutzung bestehender Infrastrukturen, vor allem des Erdgasnetzes, die jedoch einhergeht mit einem weiteren Umwandlungsschritt und folglich höheren Energieverlusten.

Entscheidungen über die zukünftige Weiterentwicklung des Energiesystems müssen sich nicht nur auf

technische und ökonomische Bewertungen stützen, sondern auch die Akzeptanz der Nutzer und der Bevölkerung im Allgemeinen in Betracht ziehen. Eine hohe Akzeptanz wirkt sich messbar positiv auf die Verbreitung und Anwendung neuer Technologien aus.

Fazit

Auf Grundlage der vielfältigen existierenden Studien lässt sich schlussfolgern, dass eine verbesserte Sektorenkopplung umfangreiche Kostensenkungspotenziale für zukünftige, klimafreundliche Energieversorgungssysteme bietet. Voraussetzung dafür ist die Vermeidung von Pfadabhängigkeiten, die zu Lock-In-Effekten und verlorenen Investitionen führen können. Einsparungen resultieren einerseits aus der umfassenderen Nutzung der Stromerzeugung aus fluktuierenden Quellen, und andererseits aus der Senkung des Bedarfs nach Reservekraftwerken. Wesentlich für die positiven Effekte der Sektorenkopplung ist, dass die Technologien an den Schnittstellen – insbesondere Wärmepumpen, Batteriefahrzeuge, Elektrolyseure, KWK-Anlagen – möglichst flexibel betrieben werden können. Dafür ist die Nutzung von Wärme- und Wasserstoffspeichern, sowie die Ladesteuerung von Batteriefahrzeugen essentiell. Im gegenteiligen Fall eines unflexiblen Ausbaus dieser Technologien übersteigen die zusätzlichen Kosten im Stromsystem für Speicher, Netze und regelbare Erzeugung, die bei einer flexiblen Sektorenkopplung anfallenden Kosten. Folglich muss der Flexibilität eine hohe Priorität beim Ausbau der Sektorenkopplungstechnologien eingeräumt werden.

Obwohl der EE-Versorgungsanteil im Stromsektor im Jahr 2015 erst bei etwa einem Drittel lag, wurden bereits signifikante Mengen der potenziellen EE-Erzeugung aufgrund von Netzengpässen abgeregelt. Um diese Abregelung kurzfristig zu reduzieren, muss der Schwerpunkt zunächst auf einem beschleunigten und zielgerichteten Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze, sowie der Flexibilisierung der konventionellen Erzeugungskapazitäten liegen. Auch intelligente Steuerungskonzepte von flexiblen Lasten können hier einen Beitrag leisten. Eine erhöhte Flexibilität besonders von Kohlekraftwerken und KWK-Anlagen muss einerseits technisch ermöglicht, und andererseits regulatorisch angereizt werden. Maßnahmen zur Vermeidung lokalen „Überschusstroms“ sollten einen klaren Vorrang gegenüber solchen zur Förderung von dessen Nutzung haben.

Referenzen

- Gils, H.C.: Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage, Dissertation, Universität Stuttgart, 2015
- Gils H.C., Bothor S., Cao, K.-K., et al. Szenarien der Versorgungssicherheit in Deutschland und Süddeutschland, Projektbericht für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2016
- Henning, H.-M.; Palzer, A.: Energiesystem Deutschland 2050. Eigenveröffentlichung Fraunhofer ISE, November 2013
- Henning, H.-M.; Palzer, A.: Was kostet die Energiewende? Eigenveröffentlichung Fraunhofer ISE, November 2015
- Horst, J. et. al. Versorgungssicherheit auf dem Weg zu 60% Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch: eine aktorsbezogene Analyse, ein Projekt gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016
- Horst, J., Tänzer G., Klann, U., et al. EMob.-RLP: Elektromobilität in Energieversorgungsnetzen und dezentralen Energiemanagementsystemen, erstellt im Rahmen des Netzwerks Elektromobilität Rheinland-Pfalz 2013
- Hüsing, F., Glembin J., Rockendorf, G. Potenziale thermischer Nutzung photovoltaischer Energie, 25. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015
- Kranz, S., Frick, S.: Efficient cooling energy supply with aquifer thermal energy storages. Applied Energy 109, 321-327, 2013
- Kranz, S., Blöcher, G., Saadat, A. Improving Aquifer Thermal Energy Storage Efficiency, World Geothermal Congress, 2015
- Littwin, M., Ohrdes, T., Knoop M., et al. Messtechnische Evaluation einer modernen Strom-Wärme Systemlösung in einem bewohnten Passivhaus, In: Wenzl, H., Kaiser, F. (Hrsg.): Sektorenkopplung der Energiesysteme durch Power to Heat: Dialogplattform des EFZN, Goslar, 14. und 15. Juni 2016. 1. Auflage, Göttingen, Cuvillier Verlag Göttingen, 2016
- Merten, F., Krüger, C., Nebel, A., et al. Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme, Projektbericht für das Umweltbundesamt, 2014
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., et al. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Projektbericht für das BMU, 2012.

- Palzer, A.: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2016
- Pregger, T., Luca de Tena, D., O'Sullivan, M., et al. Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen, Projektbericht für das BMWi, 2012
- Scholz, Y., Gils, H.C., Pregger, T., et al. Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung, Projektbericht für das BMWi, 2014
- Tugores, C. R., Francke, H., Cudok, F., et al. Coupled modeling of a district heating system with aquifer thermal energy storage and absorption heat transformer, 11th International Modelica Conference, 2015
- Vogt, T., Bremen, L. v., Buddeke, M., et al. RESTORE 2050 – Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf im Jahr 2050, Projektabschlussbericht: Ergebnisse und Handlungsempfehlungen, Projektbericht für das BMWi, 2016

Rolle(n) der Photovoltaik im Energiesystem



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

DLR
 Dr. Massimo Moser
 massimo.moser@dlr.de

Fraunhofer IWES
 Jan von Appen
 jan.vonappen@iwes.fraunhofer.de

HZB
 Prof. Dr. Bernd Rech
 bernd.rech@helmholtz-berlin.de
 Prof. Dr. Rutger Schlatmann
 rutger.schlatmann@helmholtz-berlin.de

ISFH
 Prof. Dr. Rolf Brendel
 rolf.brendel@isfh.de
 Dr. Raphael Niepelt
 niepelt@isfh.de

ZAE
 Dr. Jens Hauch
 jens.hauch@zae-bayern.de

ZSW
 Dr. Frank Sehnke
 frank.sehnke@zsw-bw.de

Die Bedeutung der Photovoltaik (PV) ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. In Folge der rasanten Entwicklung in der Produktionstechnik hat Solarenergie bereits einen Anteil von ca. 7% (2016) erreicht. Damit gewinnt der Solarstrom auch an Bedeutung gegenüber der Wind- und Wasserenergie, die zusammen heute gut 30% der Stromproduktion darstellen. Die Stromgestehungskosten stellen für die Energiewirtschaft die maßgebliche Größe dar, um die Wirtschaftlichkeit zu vergleichen. Leider sind bei den konventionellen Energien heute die externen Kosten nicht Teil der Stromgestehungskosten. Daher liegen die konventionellen Energien der Braun- und Steinkohle zwischen 4 und 8 Cent/kWh. Bei PV unterscheidet man die Stromgestehungskosten für kleine Anlagen „small scale“ und große Anlagen „utility scale“. Es werden heute Stromgestehungskosten zwischen 4 und 14 Cent/kWh [1 ISE] erreicht.

Der weltweite Markt für PV hat sich – im Gegensatz zum deutschen Markt – positiv entwickelt; derzeit hat Europa ca. 32% Marktanteil. Die Systemkosten für PV-Systeme sind seit 2006 von ca. 5000 EUR/kWp auf 1270 EUR/kWp in 2015 gefallen und haben damit seit einigen Jahren schon die sogenannte Netzparität unterschritten.

Neben der Einspeisevergütung rückt seit Jahren die Eigennutzung des Solarstroms in den Vordergrund, der umso attraktiver wird, je weiter Erzeugungskosten und Strombezugskosten divergieren. In der Folge werden auch Speichersysteme und thermische Verwertungsoptionen interessant.

Die Herausforderungen der Systemintegration von PV-Solarenergie wird allerdings nicht geringer: Die Einspeisung erfolgt regional verteilt, sowohl im Süden, wie auch im Norden. Die PV-Fluktuation ist an sonnigen Tagen mit dem Mittagspeak am stärksten, Windenergie wird meist über einige Tage verstärkt eingespeist. Die zunehmend wichtige Frage ist, wie Systemdienstleistungen durch die erneuerbaren Energieanlagen erbracht werden können, ohne den Einsatz von konventionellen Synchronmaschinen in Kraftwerken.

Wind und PV führen an lastarmen Wochenenden schon heute zur Dominanz im Netz. Der Export ins Ausland steigt in diesen Stunden an.

Energieszenarien sind für alle beteiligten Forschungsinstitute maßgeblich, um die Entwicklung der erneuerbaren Energien zu bewerten. Die zentrale Frage ist: Wieviel PV braucht Deutschland? Die Ergebnisse entsprechender Untersuchungen sind abhängig von den Annahmen zum Leitungsausbau, zur Dezentralität des EE-Ausbaus, zur Speicherbereitstellung und zum Fortschritt in der Wärmedämmung etc.:

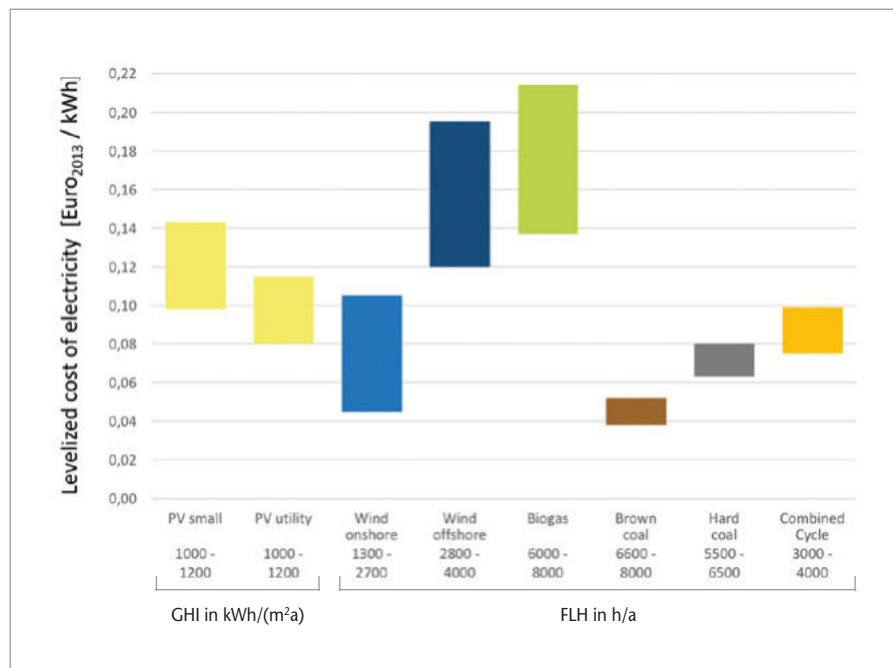


Abbildung 1
Stromgestehungskosten
 verschiedener
 Energiequellen
 (Quelle: Fraunhofer ISE [1])

- 340 GWp bei 100% EE mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 199 GWp; Wind offshore 76 GWp [3 HTW2016]
- 200 GWp bei 95% EE mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 140 GWp; Wind offshore 40 GWp [4 IWES]
- 200 GWp bei 80% CO₂-Reduktion mit Sektorkopplung Strom, Wärme, Verkehr
Wind onshore 170 GWp; Wind offshore 30 GWp [5 ISE]
- 80-120 GWp bei 80% EE im Stromsektor allein/
Wind 120 GWp
120-150 GWp bei 100% EE im Stromsektor allein/
Wind 160 GWp [6 ZSW]

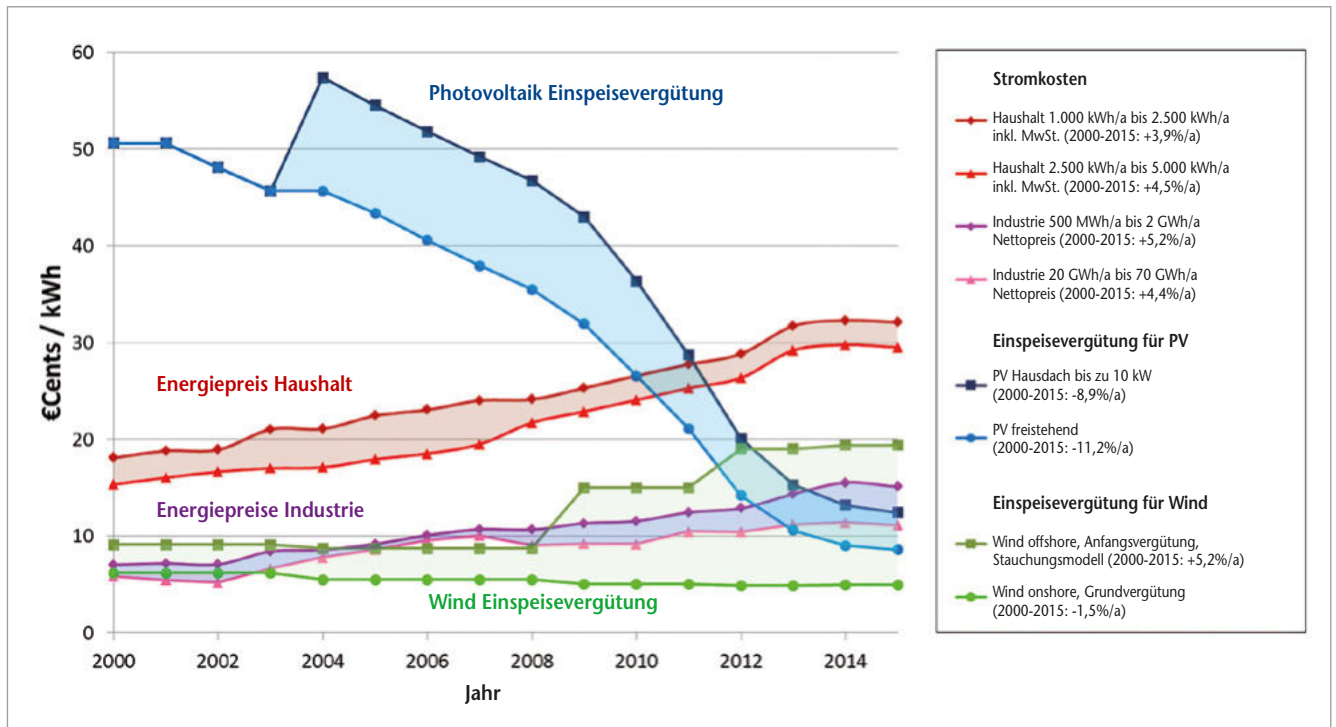


Abbildung 2
Einspeisetarif für PV-Anlagen und Strombezugspreis für Haushalt und Industrie in Deutschland
(Quelle: Fraunhofer ISE [2])

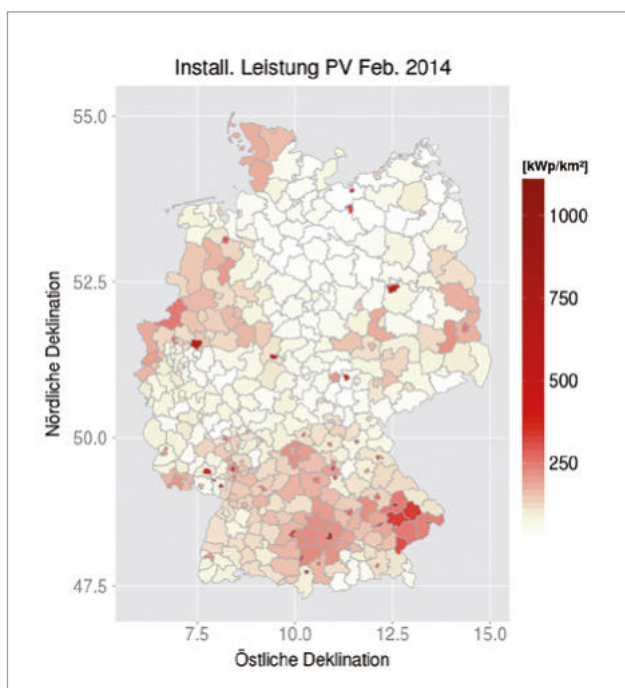


Abbildung 3
Regionale Verteilung der PV-Leistung in Deutschland; Stand Okt. 2014
(Quelle: Fraunhofer ISE, www.energy.charts.de)

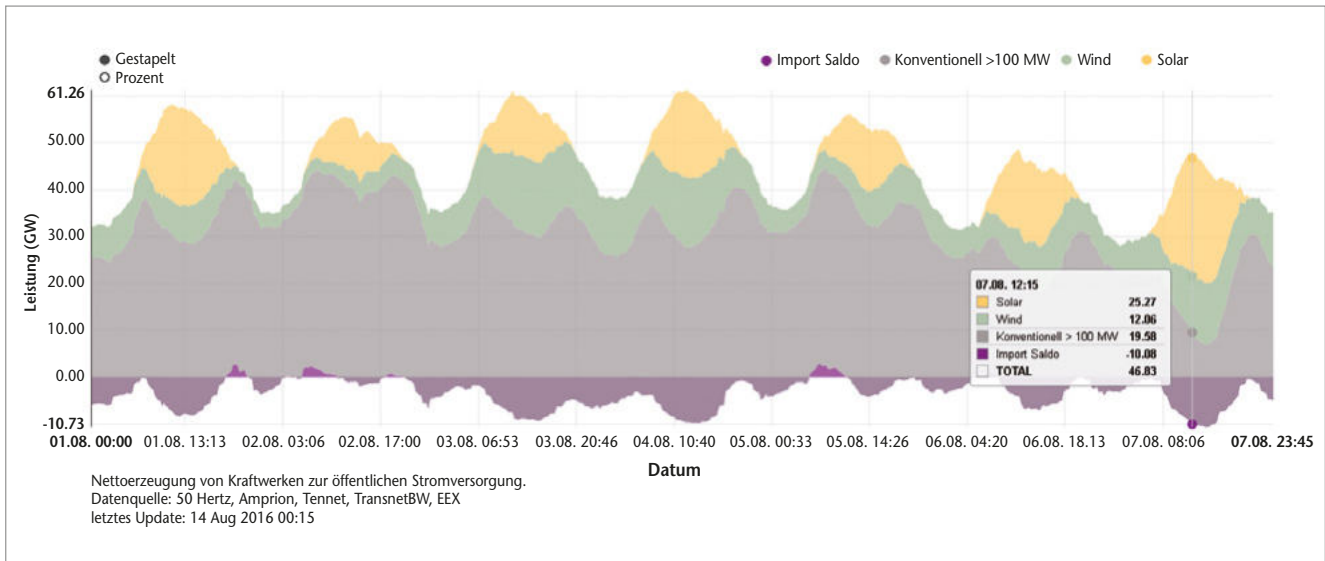


Abbildung 4
Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung
 (Quelle: 50 Hertz)

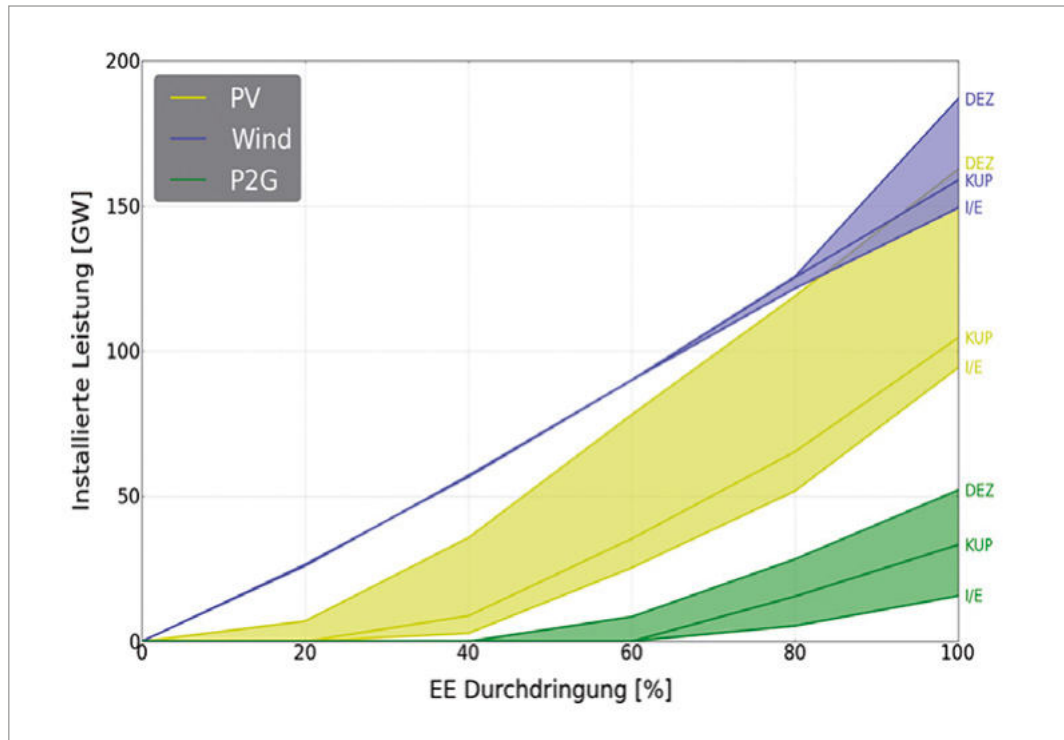


Abbildung 5
Kostenoptimale Installationsentwicklung für PV, Wind und Power to Gas:

- DEZ: dezentraler Ausbau im Regionen mit je 50 GWh Jahresstromverbrauch
- KUP: zentraler Ausbau bei angenommener „Kupferplatte“
- I/E: Stromimport und -export von 60 TWh/a angenommen

(Quelle: 50 Hertz)

Die verschiedenen Energieszenarien bewerten die kostenoptimalen Ausbaukorridore meist bis zum Jahre 2050 im nationalen oder regionalen Kontext.

wurde ermittelt, dass ein hoher PV-Anteil geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten nimmt, im untersuchten Szenario waren es ca. 7,6 Cent/kWh bei einer Kapazität von 120 GWp.

ZSW: Wertigkeit der PV im Strommix

Das ZSW hat den Strommix für variable Anteile von Wind und PV ermittelt, ebenso die Struktur des Energieverteilungssystems in einer dezentralen Variante mit hohen und niedrigen Anteilen des Exports. Dabei

Die systemische Bedeutung der PV steigt mit zunehmender EE-Durchdringung. Denn ein erhöhter PV-Anteil reduziert den Speicherbedarf und verringert die Anforderungen an das Netz. Technologieneutrale Ausschreibung allein kann die Systemkosten nicht optimieren (lt. Sehnke [6]).

Abbildung 7

Modellversuch Smart Grid Solar:

Intelligente Nutzung von Quartierspeichern führt zur Verbesserung der Netzqualität selbst bei hoher volatiler Einspeisung

(Quelle: ZAE Bayern)

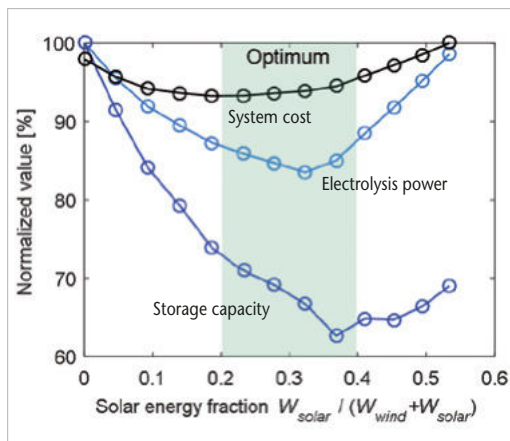
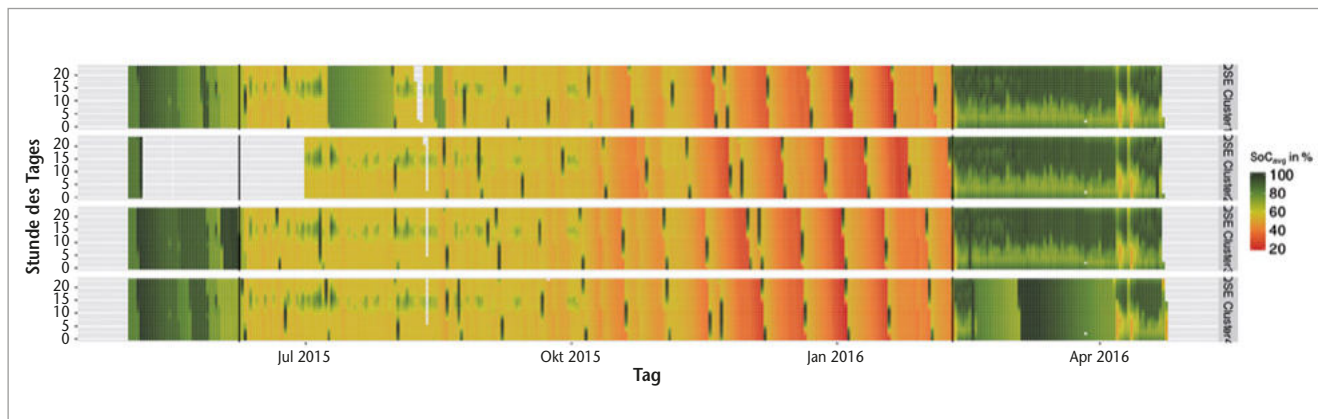


Abbildung 6
Kostenvergleich für 100% EE in Niedersachsen 2050 (ISFH)



ISFH: 100% EE-Szenario für Niedersachsen 2050

Das ISFH hat in einem Energieszenario für Niedersachsen mit 100% EE für das Jahr 2050 errechnet, dass sich auch hier ein schwaches Optimum für einen Solaranteil von ca. 30% beim Verhältnis von Windkraft (WKA) zu PV ergibt. Die Szenarien wurden mit verschiedenen Speichertechnologien durchgeführt.

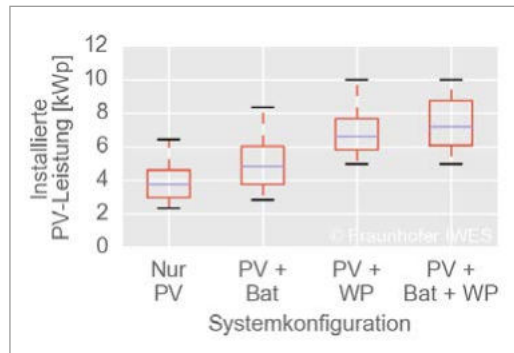
- Ein optimales Szenario in Bezug auf Kosten und Speicherbedarf hätte 20 – 40% Solarstromanteil.
- Hohe Akzeptanz für PV und Flächenfreigaben für WKA führen zu einem Szenario mit viel PV.
- Ein flaches Kostenminimum erlaubt großen politischen Gestaltungsraum.
- Ein erhöhter Anteil der besser akzeptierten PV (im Vergleich zur Windkraft) führt zu nur moderaten Mehrkosten.
- Das Szenario 2050 für den „Runden Tisch Energiewende“ in Niedersachsen ergab: 210 TWh/a, 121 GW PV, 34 GW WKA.

ZAE: Betriebsführung von Speichern

Mit dem Zubau der Erneuerbaren in das Stromnetz werden Speicher wichtiger, die aber ökonomisch erst bei Anteilen von ca. 40% EE im Stromnetz erforderlich werden. Speicher können natürlich im Kontext einer lokalen Optimierung der solaren Deckungsanteile für den Betreiber auch ökonomisch interessant sein.

In diesem Zusammenhang wurde vom ZAE im geförderten Modellprojekt Smart Grid Solar ein Quartierspeicher untersucht, der netzdienlich betrieben wird und somit die Spannungsverletzungen im Niederspannungsnetz aktiv und flexibel mindern kann. Wesentlicher Vorteil beim Speichereinsatz ist dabei die Realisierbarkeit eines zusätzlichen Mehrfachnutzens, wie zum Beispiel die ressourcen-effiziente lokale Eigenverbrauchssteigerung im Quartier oder der regionale Energieaustausch. In *Abbildung 7* sind auszugsweise Speicherfüllstände verschiedener Betriebsstrategien im Jahresverlauf dargestellt.

Abbildung 8
Optimale PV-Anlagegröße
 DIN-Abhängigkeit von Speichern und Wärmepumpen
 (Quelle: Fraunhofer IWES)



IWES: Optimale PV-Anlagengrößen

Die Sektorenkopplung bietet eine große Chance für PV-Anlagen, so werden auch dezentrale PV-Anlagen attraktiv bleiben, gerade wenn sie kombiniert werden mit Batterie und Wärmepumpenanlagen. Das IWES hat Simulationsstudien zur optimalen PV-Anlagengrößen ermittelt: Sie zeigen, dass die PV-Anlagengröße erheblich von der Systemkonfiguration von Batterie und Wärmepumpe abhängt.

Schlussfolgerungen

- Wind und PV stellen die dominanten Technologien für die Energiewende dar. PV nimmt aufgrund ihrer hohen Akzeptanz eine wichtige Rolle ein.
- Die dezentralen Anlagen können durch lokale Eigenstromnutzung auch durch Mieterstrommodelle weiterhin ökonomisch attraktiv bleiben.
- Der Netzausbaubedarf für Übertragungsnetze wird durch den dezentralen Einsatz von PV geringer. Sinnvoll ist hierbei die Sektorenkopplung beispielsweise durch Power2Heat-Technologien.
- Netz und Markt ermöglichen die Organisation von Ausgleichsleistung und Speicheroptionen im Strom, Wärme und Gasbereich. Die lokale Speicherung mit Batterien kann ebenfalls durch „Systemdienstleistungen“ zur Netzentlastung und Eigennutzung beitragen („Innovation Batterie“). Sinkende Batteriepreise oder die Kombination mit neuen Verbrauchern wie Wärmepumpen können die Attraktivität von PV-Anlagen deutlich erhöhen

Quellen

- [1] Dr Christoph Kost, Noha Saad Hussein, M. Sc., Fraunhofer ISE, Study: Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies, FhG ISE 2013
- [2] BMUB, EEG 2014 and BMWi Energiedaten
- [3] Quaschnig, Sektorkopplung durch die Energiewende, HTW 2016
- [4] Gerhardt, Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, FhG IWES et. al., 2016.
- [5] Henning, Was kostet die Energiewende, Wege zur Transformation, FhG ISE 2015
- [6] Sehnke, Wertigkeit der PV im Strommix, ZSW

Bedeutung von Prognosen für die Energiewende

1. Die Bedeutung von Prognosen für die Energiewende

Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, muss der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE: Windenergie und Photovoltaik) weiter zunehmen. Das Stromsystem muss so aufgebaut werden, dass die fluktuierend anfallenden Strommengen wirtschaftlich und unter Wahrung der Versorgungssicherheit integriert werden können.

Da Windenergie- und Photovoltaikanlagen vermehrt an komplexeren Standorten wie Waldgebieten, bergigem Gelände bzw. Regionen mit viel Nebel und Schnee errichtet werden, nehmen die Anforderungen an Ertragsprognosen stetig zu. Mit wachsender Prognosegüte wird dabei die Standortwahl verbessert und das Risiko für Investitionen reduziert. Dies wiederum wirkt sich positiv auf die Kapitalkosten aus, die einen erheblichen Anteil an den Gesamtprojektkosten ausmachen.

Für eine bessere Integration von Neuanlagen spielt jedoch vor allem die Güte von Langfristprognosen bezüglich des zeitlichen Einspeiseprofils eine entscheidende Rolle. Hierfür müssen die Methoden für die Korrelation zwischen historischen Wettermodell-daten und dem Messzeitraum verbessert werden und die Art der Sensoren, die in die Vorhersagen einfließen, erweitert werden, um den Vorhersagezeitraum sowohl in den Kurzfrist- wie auch den Langfristbereich zu erweitern.

Auch der bisher vorherrschende Zeitbereich der heutigen Prognosen (Day-ahead) muss in seiner Vorhersagegenauigkeit verbessert werden, um die Ausgleichsenergiekosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung zu senken.

Die Einspeisung einer zunehmenden Zahl von EE-Anlagen ist nicht mehr allein durch das Wetter bestimmt, sondern hängt von diversen weiteren Einflussfaktoren der netzbedingten Abregelung oder der Eigenversorgung ab. Um diesem Sachverhalt zu begegnen, werden nicht nur komplexere Prognosealgorithmen, sondern auch eine verstärkte und zum Teil automatisierte Kommunikation zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, Erzeugern und Prognoseanbietern benötigt.

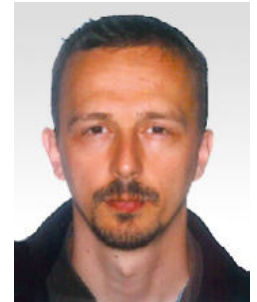
Bei all diesen Fragestellungen können Methoden des Maschinellen Lernens (ML) helfen, mit den wachsenden Datenmengen optimal umzugehen.

Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte wurde in den letzten Jahren der Frage nachgegangen, wie Prognosen den neuen Anforderungen an Genauigkeit, zeitlicher Auflösung und veränderten Rahmenbedingungen gerecht werden können, um die FEE optimal in das Energiesystem zu integrieren.

2. Prognosegüte und Ausgleichsenergiekosten: Direktvermarkterperspektive

Aus Sicht der Direktvermarkter ist die Ausgleichsenergie ein stark von Unsicherheit geprägter Kostenblock. Ausgleichsenergie ist die Energie, die für die Balance von Nachfrage und Erzeugung in Bilanzkreisen verwendet wird. Sie ist damit direkt mit der in einer Regelzone genutzten Regelenergie verbunden. Ausgleichsenergie wird benötigt, wenn der von einem Erzeuger (oder Verbraucher) beim Übertragungsnetzbetreiber angemeldete Fahrplan von der tatsächlichen Einspeisung (oder dem Verbrauch) abweicht. Die zum Ausgleich abgerufene Regelenergie wird dann über einen regelzonenübergreifenden Preis [6] in Form von Ausgleichsenergiekosten auf die Verursacher umgelegt. Die Ausgleichsenergiekosten können einen signifikanten Anteil der Gesamtkosten eines Direktvermarkters von Elektrizität stellen. Sie können dabei ein Vielfaches der fixen Kosten wie z. B. der Kosten zur Prognoseerstellung, der IT-Kosten, Handelskosten und Personalkosten betragen.

Das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS [4], [5] befasst sich mit der Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte und analysiert dabei besonders den Einfluss regulatorischer Maßnahmen auf das Verhalten der Marktakteure. Prototypische Akteursgruppen werden in dem Modell als Agenten abgebildet. Analysen der Marktakteure bilden dabei die Grundlage der möglichst realitätsnahen Parametrisierung der Agenten. Ähnlich dem realen Marktgeschehen prognostizieren die Agenten ihre Erzeugung, handeln den Strom an der Strombörse, nutzen ggf. Förderinstrumente und müssen für fixe und variable Kosten aufkommen. Die Ausgleichsenergiekosten als unsicherer, aber signifikanter Bestandteil der variablen Kosten werden im Modell ebenfalls abgebildet.



ZSW

Frank Sehnke
frank.sehnke@zsw-bw.de

Anton Kaifel
anton.kaifel@zsw-bw.de

DLR

Dr. Marc Deissenroth
marc.deissenroth@dlr.de

Fraunhofer ISE

Elke Lorenz
elke.lorenz@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES

Dr. Jan Dobschinski
jan.dobschinski@iwes.fraunhofer.de

IZES

Dr. Uwe Klann
klann@izes.de

Die Akteure werden im Sinne eines wirtschaftlichen Handelns bestrebt sein, ihre Unsicherheiten in Bezug auf die Einspeiseprognose und somit ihre Ausgleichsenergiekosten, zu reduzieren. Mögliche Maßnahmen zur Verbesserung der Prognosegüte sind beispielsweise:

- Verbesserung der Prognosegenauigkeiten durch neue Algorithmen
- kurzzeitiger Handel, um auf Prognoseanpassungen zu reagieren (z. B. Teilnahme am Intraday Handel)
- Vergrößerung des Erzeugungsportfolios zur Reduktion statistischer Fehler
- Diversifikation des Erzeugungsportfolios

Die dargestellten Maßnahmen bedingen wiederum Kosten und erfordern den Aufbau neuen Know-Hows. Zwischen der angestrebten Kostenreduktion und den dafür anfallenden Aufwendungen gilt es eine Balance zu finden, mit der der Akteur weiterhin erfolgreich am Markt teilnehmen kann.

3. Prognosegüte und Integrationskosten: marktliche Perspektive

Aus Sicht der Strommärkte ist darauf zu verweisen, dass eine bessere Prognosegüte generell die Systemkosten des Elektrizitätssystems senkt, da Risiken reduziert werden. Für eine spezifischere Betrachtung aus marktlicher Sicht sind Wirkungen auf Investitionsentscheidungen und auf den Betrieb bestehender Anlagen zu unterscheiden.

Für Investitionsentscheidungen sind langjährige mittlere Ertragsprognosen notwendig. Dabei kann eine bessere Ertragsprognose, insbesondere für Windkraftanlagen zu einer Auswahl besserer Standorte und über geringere Risiken zu verringerten Kapitalkosten führen. Für eine bessere Integration von Neuanlagen ist aber v. a. eine bessere Prognose des zeitlichen Einspeisemusters einer potenziellen Anlage wichtig. Über dieses kann abgeschätzt werden, inwieweit die geplante Anlage aufgrund ihres zeitlichen Musters der Einspeisung überdurchschnittliche Erlöse erzielt. Sie kommen zustande, wenn die Einspeisung mit hohem Gewicht in Zeiten zu erwartender hoher Preise erfolgt. Zusammengefasst dürfte in der langfristigen Sicht eine bessere Prognose von Einspeisemustern die Systemintegration der FEE-Erzeugung verbessern.

Für die kurze Frist kann der Bestand an Anlagen als gegeben angenommen werden. Hierbei ist insbesondere der Day-ahead-Markt von Bedeutung. Mit dem Day-ahead-Markt hängen die Regelenergiemärkte sowie der Intraday-Markt zusammen: Für Betreiber

von Erzeugungsanlagen aber auch für Anbieter von Flexibilitäten stellen die möglichen Erlöse auf den jeweils anderen Märkten Opportunitätskosten für die Teilnahme auf einem dieser Märkte dar.

Gegenwärtig ist die Güte von FEE-Prognosen kurz vor Ende des Handels auf dem Intraday-Markt bereits sehr gut. Die Wirkung einer erhöhten Prognosegüte kann daher nur in dem veränderten Zusammenspiel dieser Märkte bestehen. Zum Beispiel kann sie den Bedarf an Regelenergie verringern. Gleichzeitig stehen dann die entsprechenden für Regelenergie nicht benötigten Flexibilitäten auf den anderen Märkten zur Verfügung. Besonders interessant wäre eine merkliche Verbesserung der Prognosegüte auf dem Day-ahead-Markt. Er würde dann weniger durch Risikoerwägungen bestimmt. Dies würde insbesondere dazu führen, dass die Netzflussberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) akkurater wären und die ÜNB mögliche Netzprobleme frühzeitig erkennen können. Zudem könnten Nachjustierungen der Einsatzplanung von Kraftwerken und Flexibilitäten, die mit einem Handel auf dem Intraday-Markt einhergehen, verringert werden.

4. Prognosen für den Netzbetrieb

Prognosen der Netzeinspeisung erneuerbarer Energien sind seit vielen Jahren unerlässlich für die tägliche Arbeit der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Diese verwenden Wind- und PV-Einspeiseprognosen für verschiedene Zeithorizonte und räumliche Aggregationen primär für Netzplanungsprozesse. Nicht nur aufgrund des steigenden Anteils an direkt vermarkteten EE-Strom, sondern auch aufgrund der kontinuierlich steigenden Installationszahlen von Windenergie- und PV-Anlagen und der damit einhergehenden Effekte auf die Netzbetriebsführung werden genauere Prognosen der physikalischen Netzeinspeisung immer wichtiger.

Bereits heute verwenden die ÜNB – sowie einige wenige Verteilnetzbetreiber (VNB) – netzknotenscharfe Prognosen zur vorausschauenden Lastflussberechnung. Diese basieren jedoch meist auf einfachen statischen Zuordnungen von Einzelanlagen, Parks oder Aggregationen dieser in Form von Planflächen zu einzelnen Netzknoten. In der Mehrzahl beruhen diese Zuordnungen auf einfachen Abstandsmetriken, wobei sich die Einflussgebiete der Netzknoten folglich durch Polygone beschreiben lassen.

Dieser Ansatz weist jedoch nicht zu vernachlässigende Fehlerquellen auf, da der Großteil der Windenergie- und PV-Anlagen in den Verteilnetzen eingeschlossen ist und die Dynamik der untergelagerten

Netze im Hinblick auf Netzschaltungen und resultierende Lastflüsse nicht in den Prognosemodellen berücksichtigt werden. Um dieser Herausforderung gerecht zu werden, müssen geeignete Informations- und Datenschnittstellen zwischen ÜNB und VNB aufgebaut werden, welche die notwendigen Informationen zeitnah austauschen (Energieinformationsnetze). Vorausschauende Lastflussberechnungen im Verteilnetz auf Basis von Einspeiseprognosen am Netzzugangspunkt ermöglichen dem VNB, die Planung seines Netzbetriebs zu optimieren. Andererseits kann er Informationen über die aktuelle Wirk- und Blindleistungsmenge je Netzverknüpfungspunkt mit zusätzlichen Informationen über die zukünftig zu erwartenden Mengen anreichern und dem ÜNB zur Verfügung stellen, welcher diese Informationen wiederum in seinen Netzberechnungen und Entscheidungsfindungsprozessen integriert.

In verschiedenen Forschungsprojekten am Fraunhofer IWES (EWeLiNE, SysDL2.0) wird derzeit daran gearbeitet, wie Informationen über wetterbedingte Prognoseunsicherheiten in automatisierte Prozesse zur vorausschauenden Lastflussberechnung integrieren werden können [1], [2], [3]. Nach aktuellem Kenntnisstand bietet sich hier eine Umsetzung von Szenario-Lastflussprognosen an, welche auf Szenario-Prognosen der Nachfrage und Erzeugung am Netzknoten basieren (siehe *Abbildung 1*).

Szenario-Prognosen der Wind- und PV-Einspeisung lassen sich bereits heute auf Basis von Ensemble-

Wetterprognosen mit nachgelagerter Kalibrierung in Form von Copula-Modellen erstellen. Die verschiedenen Ergebnisse der Lastflussprognosen können dann als Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter vorher zu definierender Netzzustände interpretiert werden. Anhand der Eintrittswahrscheinlichkeit lassen sich dann anschließende Maßnahmen wie Netzschaltung, Wartungsarbeiten an Netzbetriebsmitteln oder Redispatch zuverlässiger planen und umsetzen. Die Einspeisung vieler EE-Anlagen ist aber nicht mehr allein durch das Wetter bestimmt, sondern unterliegt diversen Einflussfaktoren, welche die derzeit eingesetzten Prognoseverfahren nicht explizit berücksichtigen. Dazu gehören:

- netzsicherheitsbedingte EE-Abregelungen
- marktgesteuerte Abregelungen durch Direktvermarkter
- PV-Eigenverbrauch
- Einsatz von Speichern
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen
- Wartungsarbeiten
- Alterungsprozesse von Anlagen
- tageszeitabhängige Abregelungen aufgrund von Umweltbelastungen

Bereits heute haben die aufgeführten Faktoren einen spürbaren Einfluss auf die Genauigkeit von Verfahren zur Bestimmung der aktuell und zukünftig zu erwartenden EE-Einspeisung und führen grundlegend zu einem Anstieg der Prognoseunsicherheiten. Die Integration geeigneter und zeitnah verfügbarer Infor-

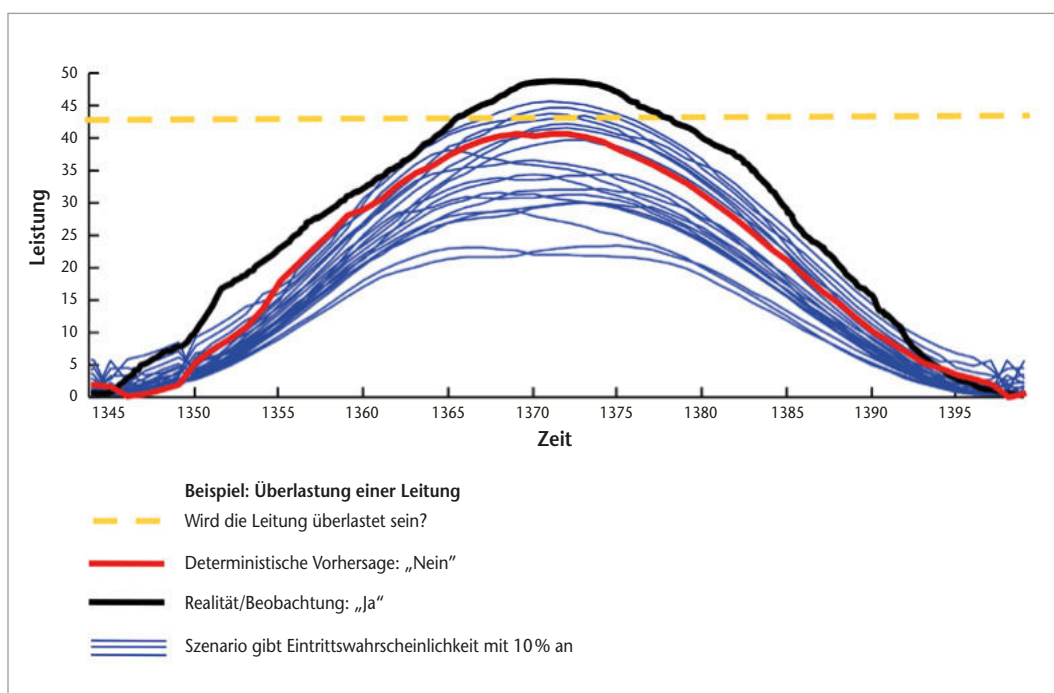


Abbildung 1
Ergebnisinterpretation einer Szenario-Lastflussprognose
 (Beispiel-Anwendungsfall)

mationen sowie Modellierungsansätze der einzelnen Maßnahmen sind keinesfalls trivial und erfordern einen erhöhten Forschungsbedarf im Bereich der Prognosen für Energiesysteme.

5. Erweiterung von Datenquellen

In Zukunft müssen verschiedene Datenquellen weiterentwickelt und stärker eingebunden werden, um Prognosen zu verbessern.

Für die Systemintegration fluktuierender Solarenergie, sind Prognosen der Solarleistung nötig, die vom kleinen Hausspeicher bis zum Übertragungsnetz reichen. Die Anforderungen an Solarleistungsprognosen werden durch die jeweilige Anwendung bestimmt. Die benötigten räumlichen Skalen reichen dabei von einzelnen Gebäuden und Kraftwerken über Quartiere und Verteilnetze bis zum Übertragungsnetz, die zeitlichen Skalen umspannen wenige Minuten bis zu mehreren Tagen im Voraus. Für die verschiedenen Anwendungen mit den jeweiligen spezifischen Anforderungen in Bezug auf Vorhersagehorizont und räumlich-zeitlichen Auflösungen kommen unterschiedliche Datenquellen und Methoden zum Einsatz.

Solarstrahlungsvorhersagen bis zu einigen Tagen im Voraus werden auf Basis numerischer Wettermodelle (NWP) erstellt. Durch die oben beschriebenen Problematiken wird aber auch immer mehr Gewicht auf die sehr frühen Zeithorizonte (Minuten) gelegt.

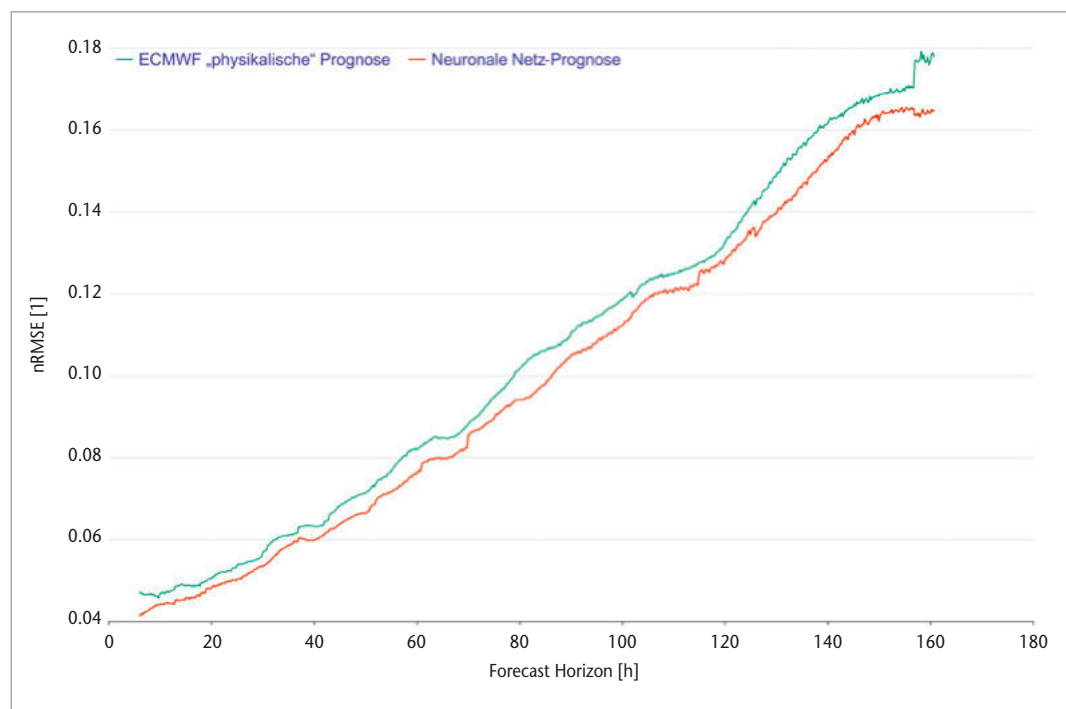
Andere Informationsquellen können die Lücken hier schließen, z. B. Online-Erzeugungs-Daten, Sensoren vor Ort (Wolkenkameras, Long-range Lidar), Satellitendaten u. v. m. Für Vorhersagehorizonte bis zu einigen Stunden weisen Vorhersageverfahren auf Basis der Analyse von Wolkenzugvektoren aus Satellitenbildern eine höhere Genauigkeit auf als NWP-Strahlungsprognosen. Zur Vorhersage kleinskaliger Fluktuationen (~Minuten/~10 Meter) bis zu ca. 15 bis 30 Minuten im Voraus werden seit einigen Jahren Modelle auf Basis der Auswertung von Wolkenkameranadaten entwickelt. Insbesondere in stark variablen Situationen bieten diese einen Vorteil gegenüber Zeitreihenverfahren, die als Eingangsinformation ausschließlich aktuelle Messwerte nutzen.

Zur Optimierung und Kombination der verschiedenen Vorhersagemodelle werden statistische Verfahren eingesetzt. Hat man Zugriff auf eine lange Historie (≥ 1 Jahr) aller verwendeter Datenquellen, können die Daten durch künstliche neuronale Netze (KNN) kombiniert werden, um die Vorhersageleistung weiter zu steigern.

6. Rolle des „Maschinellen Lernens“/ „Deep Learnings“ für Prognosen

Im Bereich des Maschinellen Lernens (ML) hat sich in den letzten Jahren eine Methodik hervorgetan, welche Deep Learning (DL) genannt wird. Dies ist eine bestimmte Gruppe von KNN, die in mehreren

Abbildung 2
Verbesserte Prognosen durch maschinelles Lernen (1):
 Differenz zwischen Prognose mit statistischer Methode der physikalischen ECMWF-Prognose (grün) und der Neuronalen Netz-Prognose (orange)



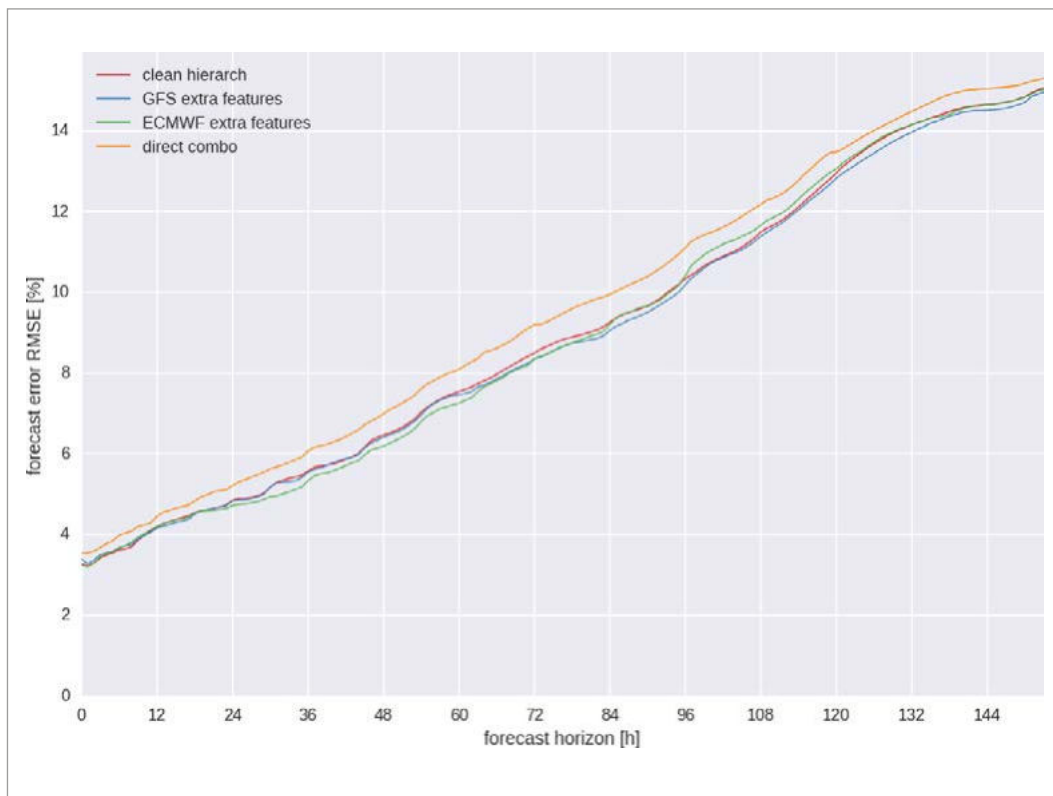


Abbildung 3

Verbesserte Prognosen durch maschinelles Lernen (2):

Differenz zwischen Neuronaler Netz-Prognose und Hierarchischem NN-System

Gebieten des Computersehens, der Sprachverarbeitung uvm. Ergebnisse erzielt hat, welche die menschliche Leistung übertreffen. Es hat sich gezeigt, dass diese Methodik ideal geeignet ist, um die wachsenden Datenmengen aus unterschiedlichen Datenquellen zu integrieren und zu einer optimierten Prognose im Bereich der FEE zu verwenden. So konnten Ertragsprognosen für die Bestimmung von Windenergieanlagenstandorten in ihrem Ertragsfehler gegenüber der besten heute von Gutachtern verwendeten Methode halbiert werden [7].

Der Einsatz von ML-Verfahren hat gezeigt, dass hierarchische KNN-Modelle in der Lage sind, Portfolio-Prognosefehler signifikant gegenüber dem Prognosefehler von statistischen Methoden zu senken (Abbildungen 2 & 3).

Sogenannte Convolutional Neural Networks (CNN) können genutzt werden, um direkt von den Bildern einer Wolkenkamera die momentane Einstrahlung am Standort oder die Erzeugung einer PV-Anlage zu berechnen und im Bereich von Minuten in die Zukunft vorher zu sagen. Auch der Zug von Wolkenfeldern auf Satellitenbildern oder Wolkenkameras kann mit CNNs vorhergesagt werden.

In der Vergangenheit hatten KNN noch zwei Nachteile: Erstens sind sie nur unter hohem Rechenaufwand zu trainieren. Doch durch die rapide Entwicklung von Grafik-Prozessoren in den letzten Jahren ist ihr Einsatz für Wind- und PV-Prognosen nun schnell und zuverlässig möglich.

Zweitens war unbekannt, wie die leistungsstärkeren tiefen Strukturen von tiefen neuronalen Netzen (DNN) zu trainieren sind. Dies wurde durch die neuen Methoden des DL beseitigt, so dass DNN die vorliegende hohe Komplexität der FEE-Prognosen abbilden können.

Ein weiterer Vorteil der ML-Verfahren aus dem DL-Bereich ist die automatische Merkmalsextraktion. Hierbei können die relevanten Eingangsparameter für die Lösung eines Problems automatisch ermittelt und gewichtet werden. Es ist oft schwer zu sagen, welche Knoten und Parameter eines NWP Modells zur guten Prognose z. B. eines Windparks beitragen. KNNs können während des Trainings diese Informationen bereitstellen und damit den Forschern – wie den Betreibern – tiefere Einblicke in die meteorologischen Zusammenhänge liefern.

Referenzen

- [1] J. Dobschinski, M. Siefert, Y.-M. Saint-Drenan, A. Braun, S. Vogt, A. Röpnack: „Development of innovative weather and power forecast models for the grid integration of weather dependent energy sources“, Proceedings of the WindAc conference, Cape Town, South Africa, November, 2016
- [2] M. Siefert, J. Dobschinski, S. Otterson, T. Kanefendt, K. Lundgren, D. Ernst, M. Zirkelbach, A. Bergmann-Dick: “Probabilistic wind power forecasts based on the COSMO-DE-EPS weather model“, Proceedings of the 13th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, 11-13 November 2014, Berlin, Germany, 2014
- [3] S. Wende-von Berg, N. Nornhorst, S. Gehler, E. Schneider, T. Pilz, K. Seidl, U. Zickler: “SysDL2.0 – Methoden und Anwendungen“, 14. Symposium Energieinnovation, 10. bis 12. Februar 2016
- [4] Nienhaus, K., Deissenroth, M. & Reeg, M., 2014. Policy instruments and market integration of renewables – an agent-based model analysis. In 14th IAEE European Conference – Energy challenge and environmental sustainability, Rome, Italy.
- [5] Reeg, M. et al., 2013. Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR). Available at: <http://elib.dlr.de/82808/>.
- [6] regelleistung.net, 2016. Ermittlung reBAP und Umgang mit Korrekturen. Available at: <https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap>.
- [7] F. Sehnke, A. Strunk, M. Felder, J. Brombach, A. Kaifel, J. Meis: „Wind Power Resource Estimation with Deep Neural Networks“, Proceedings of the 23rd International Conference on Artificial Neural Networks, 10-13 September 2013, Sofia, Bulgaria

Podiumsdiskussion: Konsequenzen aus den Klimaschutzvereinbarungen für die Energieforschung



Die Teilnehmenden
von links nach rechts:
RegDir'in Dr. Ingrid
Hanhoff (BMUB),
MinR Dr. Volker
Niendieker (BMEL),
Dagmar Dehmer
(Moderatorin,
Der Tagesspiegel),
MinR Dr. Christoph
Rövekamp (BMBF),
Alexander Folz (BMW)

Dehmer: Der FVEE hat Sie vorab jeweils um zwei Thesen gebeten zu den Konsequenzen aus den Klimaschutzvereinbarungen für die Energieforschung. Ich möchte Sie jeweils um eine kurze Erläuterung Ihrer Thesen bitten.

RegDir'in Dr. Ingrid Hanhoff (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit)

1. Die Ziele des Pariser Klimaabkommens verlangen einen Quantensprung bei der Entwicklung neuer Technologien. Deutschland muss sich am oberen Ende des national und EU-weit vereinbarten Zielkorridors von 80–95% Treibhausgasminderung bis 2050 (ggü. 1990) orientieren.
2. Weitgehend treibhausgasneutrales Wirtschaften im Jahr 2050 bedeutet eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und der Bereiche Gebäude und Verkehr.

Hanhoff: Klimaschutz braucht verstärkte Forschungsanstrengungen

In Paris hat sich die Staatengemeinschaft darauf verständigt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, möglichst nicht mehr als 1,5 Grad, zu begrenzen. Das ist nochmal eine deutliche Verstärkung gegenüber dem bisherigen 2 Grad-Ziel und bedeutet, dass die Dekarbonisierung viel eher kommen muss als bisher angenommen. Wenn wir diese

1,5 Grad einhalten wollen, dürfen wir nur noch wenige Jahre CO₂ ausstoßen, bevor es zur Treibhausgasneutralität kommen muss. Das heißt, dass wir jetzt eine umfassende Veränderung unserer gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Prozesse anstoßen müssen. Die bisher bekannten technologischen Lösungen reichen dafür nicht aus.

In Paris wurde auch vereinbart, dass die Industriestaaten in diesem Prozess vorangehen sollen. Auch nach Auffassung des BMUB hat Deutschland als modernes, hochentwickeltes und wohlhabendes Land eine besondere Verantwortung. Deshalb schlagen wir im Klimaschutzplan 2050 vor, dass Deutschland sich an dem Leitbild der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts orientieren sollte.

MinR Dr. Christoph Rövekamp (Bundesministerium für Forschung und Entwicklung)

1. Eine mehrgleisige, technologieoffene Energieforschungsförderung sowie keine verfrühten technologischen Vorfestlegungen sind gut für den Klimaschutz.
2. Energieforschung hilft dem Klimaschutz, denn sie ist durch umfassende Agendaprozesse und wissenschaftsbasierte Stakeholder-Dialoge abgesichert.

Rövekamp: Technologieoffenheit sichert Optionenvielfalt

Der Atomausstieg ist letztlich nur möglich gewesen, weil wir alternative Möglichkeiten der Energiewandlung hatten, da wir früh genug angefangen haben, Forschung für Photovoltaik, Windenergie und Kohlendioxidreduzierung und vieles mehr zu betreiben. Deshalb müssen wir auch weiterhin versuchen, eine breite Palette an Optionen zu schaffen.

Daher hat das BMBF bei den Kopernikus-Projekten einen breiten und langfristigen Ansatz gewählt, damit unterschiedliche Optionen entwickelt werden. Zum Beispiel werden beim Kopernikus-Projekt „Power-to-X“ verschiedene Optionen für die Umwandlung von Überschussstrom entwickelt, z. B. in Grundstoffe für die chemische Industrie, in Dünger oder in synthetische Kraftstoffe.

In den letzten Jahren hat im Mobilitätsbereich eine sehr starke Fokussierung auf die Elektromobilität stattgefunden. Doch unter Umständen kann man ähnliche Effekte einer CO₂-Neutralität auch über andere Optionen erreichen, wie beispielsweise über einen synthetischen Kraftstoff oder Methan oder künstliches Erdgas (E-Gas). Es wäre fahrlässig, nur eine Option zu verfolgen, wenn wir möglicherweise künftig unterschiedliche Wege nutzen wollen.

Alexander Folz (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

1. Zur Erreichung des bis zum Jahr 2050 geplanten Umbaus der deutschen Energieversorgung sind erhebliche technologische Innovationen in nahezu allen Komponenten des Energiesystems notwendig. Die Energieforschung ist hierfür eine wichtige Voraussetzung und daher ein strategisches Element der Energiepolitik. Das BMWi hat bereits mit den Vorbereitungen für ein neues Energieforschungsprogramm begonnen und mit den „Forschungsnetzwerken Energie“ einen breiten Beteiligungsprozess der Fachcommunities angestoßen.
2. Die Energiewende und das Erreichen der Klimaschutzziele erfordert neben Innovationen bei den Einzeltechnologien insbesondere auch die Weiterentwicklung des Gesamtsystems, das auf die hohen Anteile erneuerbarer Energien ausgerichtet werden muss. Wichtige Themen sind bspw. ein intelligenter und sicherer Netzbetrieb, Flexibilisierung, Digitalisierung, Sektorkopplung und die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle.

Folz: Forschung als strategisches Element zur Optimierung des Gesamtsystems

Die Forschung für die Energiewende wird durch das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, das federführend vom BMWi erarbeitet wird, unter-

stützt. Derzeit wird das 7. Energieforschungsprogramm vorbereitet und in einem breiten Konsultationsprozess mit allen Stakeholdern beraten. Zudem wird es mit den beteiligten Ressorts abgestimmt. Dabei hat jedes Ressort seine spezifischen Aspekte innerhalb des Energieforschungsprogramms: beispielsweise ist, das BMWi für die strategische Ausrichtung der Energieforschungspolitik und das Energieforschungsprogramm insgesamt federführend zuständig und fördert außerdem die angewandte Energieforschung. Das BMBF fördert die Grundlagenforschung, BMEL die Bioenergie.

Aus den Zielen der Bundesregierung ergeben sich Schwerpunkte im Energiebereich. Zum einen sind das die Energie- und Klimaschutzziele, insbesondere die Ziele für Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Auch wenn wir die Zukunft nicht 1:1 vorhersagen können, kann man sagen, was kurz- bis mittelfristig voraussichtlich die wichtigsten Technologien sind. Dementsprechend haben wir im angewandten Energieforschungsbereich Schwerpunkte bei Photovoltaik, Windenergie und Effizienztechnologien sowie bei der Systemoptimierung.

Das Energiesystem muss auf die fluktuierenden Erneuerbaren eingestellt werden. Das betrifft zum einen das Stromversorgungssystem. Hier geht es um Fragen der Netzbetriebsführung für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung.

Doch der Blick darf sich nicht auf den Stromsektor beschränken. Daher ist die Herangehensweise des BMWi, dass wir den Gesamtenergieverbrauch in allen Sektoren senken müssen, im Sinne von „energy efficiency first“, und dann den verbleibenden Verbrauch mit Erneuerbaren decken.

MinR Dr. Volker Niendieker (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft)

1. Bioenergie trägt zum Ausbau der EE, zum Klimaschutz und zur Dekarbonisierung in allen Wirtschaftsbereichen (Strom, Wärme, Mobilität) bei. Die Bioenergie hat verschiedene Stärken, (Flexibilität, Speichermöglichkeit, CO₂-Minderung etc.), die via Forschung auszubauen sind.
2. Forschung muss sich auch darauf konzentrieren, wie die begrenzt verfügbaren Biomasseressourcen nachhaltig und mit höchster Effizienz zum bestehenden und künftigen Energiesystem beitragen können. Die Frage der Systemintegration, d.h., die Kombination der jeweiligen EE miteinander sowie die Kombination der EE mit den traditionellen Energieträgern, muss ein Fokusthema der Forschung (nicht allein der Energieforschung) sein.

Niendieker: Rolle der Bioenergie

Im BMEL ist es Konsens, dass wir die aus dem Pariser Übereinkommen abgeleiteten anspruchsvolleren Klimaschutzziele in Deutschland angehen müssen und wollen. Was Klimaschutzleistungen angeht, ist die Bioenergie natürlich eine bessere Option als die Fossilien.

Abgeleitet aus den Sustainable Development Goals (SDG) müssen sich Energiefragen darüber hinaus mit weiteren Aspekten auseinandersetzen: Versorgungssicherheit, Systemstabilität, Bezahlbarkeit von Energie oder auch dem Zugang zu sicherer und sauberer Energie.

Die Vorteile der Bioenergie bestehen darin, dass sie flexibel sein kann, dass sie leicht speicherbar ist und insofern auch als Systemdienstleistung wahrgenommen werden muss. Diese Stärken der Bioenergie gilt es via Forschung auszubauen.

Bei der Bestimmung des Forschungsbedarfs hat bisher die Politik den Rahmen gesetzt, jetzt sind die Wissenschaft und die Wirtschaft gefordert diesen Rahmen bestmöglich zu füllen.

Die Erforschung synthetischer Kraftstoffe ist eine langfristige Option. Genauso wichtig ist es für die hier schon verfügbaren Biokraftstoffe, auf Konversionsverfahren zu setzen, die noch höhere CO₂-Minderungen versprechen können.

Forschungsförderung

Dehmer: Vielen Dank für Ihre Statements. Wie würden Sie die Positionen Ihrer Häuser zu Umfang und Art der Forschungsförderung beschreiben?

Hanhoff: Zur Erreichung der Klimaziele müssen wir unsere Forschungsanstrengungen deutlich erhöhen. Die Innovationskraft der deutschen Wirtschaft und der Forschung bietet enormes Potenzial. Das BMUB schlägt daher vor, die Forschungsförderung binnen 10 Jahren zu verdoppeln.

Technologieoffenheit ist dabei sehr wesentlich, um nicht nur die pfadabhängigen Innovationen immer weiter voranzutreiben und zu verbessern, sondern auch ganz neue Lösungen zu entwickeln, die wir uns heute vielleicht noch nicht einmal vorstellen können. Denn 1980 wussten wir auch noch nicht, dass heute alle Smartphones nutzen.

Rövekamp: Wir haben in den letzten Jahren die Forschungsbudgets erheblich gesteigert. Wir sind 2011 mit 650 Millionen Euro gestartet und haben im letzten Energieforschungsbericht rund 850 Millionen Euro ausgewiesen.

Für die nächste Zeit nähern wir uns fast der Milliarde. Dieses Geld ist gut investiert. Und von vielem, das wir in der Vergangenheit investiert haben, können wir jetzt ernten.

Wir müssen nun wieder überlegen, in welchen Bereichen wir in Zukunft gezielt verstärkt Gelder investieren, welche neuen Programmatiken mit welchen Schwerpunkten zu entwickeln sind. Zu diesen Entscheidungen sollte verstärkt ein gesellschaftlicher Diskurs stattfinden. Dafür haben wir das Forschungsforum ins Leben gerufen. Denn wir müssen die Gesellschaft als Ganzes mitnehmen. Die Entscheidungen, wo wir Geld investieren, müssen letztlich von der Wirtschaft, genauso wie von der Zivilgesellschaft getragen werden. Wenn wir z. B. an den Umbau der emissionsintensiven Industrie denken: Wenn Sie dort das neue Direktreduktionsverfahren einsetzen wollen, dann bedeutet das eine Investition von 1 Mrd. Euro. In diesen Bereichen müssen wir investieren, um Fortschritte zu erzielen, die signifikante CO₂-Effekte haben.

Folz: Deutschland hat sich bereits verpflichtet, die Forschungsgelder zu erhöhen. Wir sind Teil der so genannten „mission innovation“, einer internationalen Initiative von mehreren Staaten, die sich verpflichtet haben, in einem gewissen Zeitraum die Forschungsmittel um bestimmte Beträge zu erhöhen. Es gilt aber zu beachten, dass es nun mal das Wesen der Forschung ist, dass man die Ergebnisse nicht vorhersehen kann. Verdoppelte Mittel bedeuten daher nicht automatisch doppelt so viele oder doppelt so gute Ergebnisse.

Es ist sinnvoll, die Mittel stetig zu erhöhen und nicht in Sprüngen, damit die Forschungslandschaft das Geld aufnehmen kann. Insbesondere im angewandten Forschungsbereich müssen die Unternehmen hohe Eigenanteile zwischen 50 % und 70 % selbst mitbringen. In dem von mir betreuten Programm haben wir 230 Millionen Euro an Fördervolumen und die Wirtschaft gibt noch einmal 370 Millionen Euro Eigenmittel dazu. Wenn wir die staatliche Förderung stark erhöhen würden, ist nicht sicher, ob die Unternehmen es sich wirtschaftlich leisten könnten, ihren Anteil ebenso zu ergänzen.

Niendieker: Bei den Forschungsmitteln ist das BMEL relativ konstant. Für den hier relevanten Bereich Bioenergie, stehen dem BMEL etwa 60 Millionen Euro pro Jahr zur Verfügung. Das ist verschwindend gering, im Vergleich zu dem, was Herr Rövekamp vom BMBF adressiert hat. Aber es ist eine konstante Summe.

Wir können aus dem Energie- und Klimafonds, der sich aus dem Emissionshandel speist, einen Betrag für die Forschung verwenden. Davon profitiert das BMEL in einer Größenordnung von ungefähr 24 Millionen Euro. Daher ist es wichtig, dass der Emissionshandel mit marktgerechten Preisen in Gang kommt. Dann kann auch die Forschung davon profitieren. Darüber hinaus hängt Forschung nicht nur vom Mittelvolumen ab, sondern auch davon, welche

Ideen die Forscher einbringen. Insofern sind die Programme des BMEL nachfragesteuert.

In diesem Zusammenhang ist sehr wichtig, dass die Forschungsprogramme aufeinander abgestimmt werden, um Doppelförderung zu vermeiden. Wir haben dabei mit dem BMWi sehr gute Erfahrungen gemacht und das Bioenergieförderprogramm und das Marktanzreizprogramme abgestimmt. Die notwendige Abstimmung darf man auch bei zunehmenden Finanzvolumen nicht außer Acht lassen. Doch bei den vielen EU-basierten Forschungsprogrammen, die somit auf internationaler Ebene hinzukommen, ist es nicht leicht, das widerspruchsfrei zu konzeptionieren.

Dehmer: Was ist in Ihrem Bereich das Wichtigste, was jetzt angegangen werden sollte, um die Pariser Klimaziele zu erreichen?

Niendieker: Wir müssen sehr stark auf Systemintegration setzen. Wir müssen sehen, wie wir die Erneuerbaren in die bestehenden Systeme hineinbekommen, aber auch, wie sich die Erneuerbaren untereinander in Zukunft verhalten sollen.

Hanhoff: Es ist wesentlich, dass wir Planungssicherheit bekommen, damit sich Forschung, Industrie und Gesellschaft auf die notwendigen Veränderungen einstellen können. Die Politik muss dafür die richtigen Rahmenbedingungen setzen und so frühzeitig die erforderlichen Prozesse anstoßen, die uns dorthin bringen. Deshalb brauchen wir den Klimaschutzplan 2050; er ist eine Strategie für die Modernisierung unserer Volkswirtschaft.

Folz: Wir müssen neben den Komponenten oder den Einzeltechnologien, die wir nach wie vor unabhängig weiterfördern müssen, verstärkt das System in den Blick nehmen. Neben dem Strombereich müssen wir auch die anderen Sektoren beachten.

Rövekamp: Wir brauchen neben der Technologieförderung und neben der Frage, wie wir soziale Innovationen herstellen können, einen viel stärker wissenschaftsbasierten Begleitprozess für alles, was mit dem Klimaplan und der Umsetzung zusammenhängt. Klimaschutz ist keine Glaubensfrage, sondern eine Erkenntnisfrage. Dafür brauchen wir die Wissenschaft.

Das Klimaschutzabkommen von Paris – Konsequenzen und Perspektiven für die weltweite Industriegesellschaft

Das Klimaschutzabkommen von Paris vom Dezember 2015 ist ein internationaler Meilenstein, der die weltweite Industriegesellschaft in den nächsten Jahrzehnten grundlegend verändern wird.

Warum diskutieren wir jedoch über die Zukunft der Industriegesellschaft? Leben wir nicht längst in einer Wissensgesellschaft, Kommunikationsgesellschaft, Dienstleistungsgesellschaft? Zweifelsohne. Wissen, Kommunikation, Dienstleistungen basieren jedoch auf industriellen Produkten sowie industrieller Produktion und sind längst ubiquitär in den Industrieländern ebenso wie in den Schwellen- und Entwicklungsländern. Diese streben mit wenigen Ausnahmen dieses Wirtschaftsmodell an.

In diesem Beitrag werden daher zunächst die „Globalen Herausforderungen und Rahmenbedingungen“ analysiert, um daraus die möglichen „Konsequenzen und Perspektiven für die weltweite Industriegesellschaft“ in Form von Thesen zu erörtern. Abschließend wird die Vision einer nachhaltigen Industriegesellschaft zusammenfassend dargelegt.

Die viel zitierte Digitalisierung führt zur Industrie 4.0 und ist damit ein Signet, dass auch die zukünftige Gesellschaft eine Industriegesellschaft sein wird. Wo wir auch hinblicken, Haushalt, Beruf, Freizeit, es gibt keinen Lebensbereich, der nicht von industriell gefertigten Produkten durchdrungen ist. Die weltweite Industriegesellschaft steht allerdings vor einem fundamentalen Wandel. Es stellen sich die Fragen: Ist unsere Industriegesellschaft bereits nachhaltig, kann sie es werden, wie kann sie es werden?

Globale Herausforderungen und Rahmenbedingungen

Wir leben in einer planetar begrenzten Welt

Das Konzept der planetaren Grenzen ist von Johan Rockström entwickelt worden, der dafür mit dem Deutschen Umweltpreis ausgezeichnet worden ist. Die Erde ist eine Kugel, so dass Inhalt, Fläche, Atmosphäre und Senken zwangsläufig begrenzt sind.

Weltbevölkerung und weltweites Bruttonozialprodukt wachsen unverändert, gleichermaßen wachsen der Gebrauch mineralischer und metallischer Ressourcen, der Verbrauch fossiler Energieträger, der Ausstoß von Treibhausgasemissionen sowie die Erderwärmung. Planetare Grenzen setzen dem Leben auf der Erde jedoch unverhandelbare absolute Grenzen, welche bei Klimawandel, Biodiversität, Landnutzung und

biogeochemischen Kreisläufen bereits überschritten sind und nur in sehr langen Zeiträumen, wenn überhaupt, reversibel sind.

Es stellt sich daher auch die Frage, wieviel materielles Wachstum es in einer materiell begrenzten Welt geben kann. Ziel ist es, den Ressourcenverbrauch vom Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum zu entkoppeln.

Der Klimawandel setzt die zivilisatorische Grenze

Eine besonders zu beachtende Grenze ist die Aufnahmefähigkeit der Atmosphäre für Treibhausgase. Die neue zivilisatorische Grenze ist also nicht mehr die Verfügbarkeit von Kohle, Öl und Gas, sondern wieviel Kohlendioxid aus deren Verbrennung noch in die Atmosphäre entlassen werden darf.

Es geht also nicht darum, wie lang die Reichweiten der Reserven und Ressourcen Kohle, Öl und Gas noch sind, es geht darum, wieviel davon im Boden bleiben muss. Auf der Klimakonferenz in Paris 2015 wurde erneut das sogenannte 2-Grad-Ziel bekräftigt, also die Begrenzung der globalen Erderwärmung von 1850 bis 2100 auf 2 Grad, wenn möglich sogar auf 1,5 Grad. Beide Ziele sind außerordentlich ambitioniert, ist doch 1 Grad von der besagten Spanne schon „verbraucht“. Das 2-Grad-Ziel bedeutet umgerechnet, dass weit über 90 Prozent aller fossilen Rohstoffe im Boden verbleiben müssen. Die weitere Exploration von unkonventionellem Erdgas durch Fracking oder die Suche nach Ölsanden und Ölschiefer ist vor diesem Hintergrund mehr als fragwürdig.

Das Paris-Abkommen haben 193 Staaten unterzeichnet und nach der Ratifizierung in den nationalen Parlamenten ist es am 4. November 2016 in Kraft getreten. Deutschland und andere Industriestaaten müssen daher bis 2050 ihr Leben und Wirtschaften weitgehend treibhausneutral umgestalten, die weiteren Staaten weltweit bis etwa 2070 dekarbonisieren. Die bislang von den Staaten gemeldeten nationalen Klimaschutzbeiträge reichen allerdings noch nicht aus, das ambitionierte Ziel zu erreichen, werden aber wohl eine entsprechende Eigendynamik entfalten.

Der Begriff Dekarbonisierung hat sich etabliert, auch wenn dieser chemisch nicht ganz korrekt ist, geht es doch darum, Emissionen aus der Verbrennung fossilen Kohlenstoffs zu vermeiden. Kohlenstoff aus regenerativen Quellen, beispielsweise regeneratives Methan aus Power-to-Gas-Anlagen, kann hingegen klimaneutral genutzt werden.



Technische Universität
Clausthal
Prof. Dr. Martin Faulstich
martin.faulstich@tu-clausthal.de

Die häufig gestellte Frage, was denn sei, wenn die anderen Länder nicht mitmachen, stellt sich also im Grunde nicht mehr. Im Gegenteil, je später ein Land mit der Dekarbonisierung beginnt, umso schwieriger und teurer wird es.

Urbanisierung

Zehn Milliarden Menschen werden 2050 auf der Erde leben, davon bis zu 80% in Städten. Die hier aufgeführten Herausforderungen und Handlungsnotwendigkeiten für die Industriegesellschaft betreffen daher in gleichem Maße die Städte.

Energie, Ressourcen, Abfall, Wasser, Abwasser, die Probleme und Lösungen in diesen Bereichen sind mehr oder minder proportional zur Bevölkerung in den Städten.

Dennoch geht es auch darum, gleichwertige Lebensverhältnisse in Stadt und Land zu erreichen. Den ländlichen Räumen kommt insbesondere bei der Umstellung auf erneuerbare Energien und hochwertige Lebensmittel eine Schlüsselrolle zu.

Die Industriegesellschaft nutzt das gesamte Periodensystem

Der Rohstoffverbrauch ist seit Beginn der Industrialisierung exponentiell gestiegen und steigt weiter. Ebenso ist die Anzahl der genutzten Elemente des Periodensystems stark angestiegen. Zu Beginn der Industrialisierung sind nur wenige Elemente wie Eisen, Kupfer, Nickel, Zinn, Zink und einige Legierungselemente genutzt worden, Mitte des Jahrhunderts kamen die Halbleiter und weitere Legierungselemente hinzu. Mittlerweile nutzt die heutige Industrie alle technisch einsetzbaren Elemente des Periodensystems bis hin zu den Seltenen Erden. Das sind 86 von 118 Elementen des Periodensystems, die weiteren Elemente sind in der Regel nicht technisch nutzbare, kurzlebige Radionuklide.

Wegen der Endlichkeit der Rohstoffvorkommen sind diese möglichst zu recyceln. Bei einigen klassischen Metallen wie Eisen, Kupfer und Aluminium liegen die Recyclingraten weltweit über 50%. Bei etlichen wirtschaftsstrategischen Elementen wie Tantal, Indium, Neodym usw. liegen die Recyclingraten jedoch noch bei unter 1%.

Reboundeffekt kompensiert Effizienzfortschritte

In vielen Bereichen der Industriegesellschaft sind zweifelsohne durch beeindruckende Ingenieurleistungen große Effizienzfortschritte zu verzeichnen. Viele dieser Fortschritte führen zu einem geringeren Energie- und Rohstoffverbrauch je Produkteinheit. Eine höhere Stückzahl führt in der Summe jedoch wieder zu Mehrverbrauch und dem sogenannten Reboundeffekt.

Weniger Heizwärmebedarf pro Quadratmeter – aber größere Wohnungen, sparsamere Motoren – aber größere Aggregate und schwerere Fahrzeuge, weniger Gold pro Smartphone – aber steigende Stückzahlen. Diese Tatsachen führen in der Summe dazu, dass die Effizienzbemühungen überkompensiert werden und der absolute Ressourcenbedarf weiterhin steigt. Zu diesem direkten Reboundeffekt kommt noch der indirekte Reboundeffekt hinzu. Zahlreiche Produkte werden preiswerter, wodurch die eingesparten Einkommensanteile anderweitig ausgegeben werden, oftmals einhergehend mit steigendem Ressourcenbedarf.

Da die derzeitigen Rohstoffpreise noch nicht die zukünftigen Rohstoffknappheiten widerspiegeln, fehlt oftmals der notwendige Einsparanreiz.

Noch keine Entkopplung von Wachstum und Ressourcenverbrauch

Wir müssen also schlicht feststellen, dass unsere bisherigen Anstrengungen, den Ressourcenbedarf vom Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum zu entkoppeln, noch nicht ausgereicht haben. Das ist eine ernüchternde Feststellung, denn immerhin haben wir uns seit rund 45 Jahren Umweltschutz im heutigen Sinne auf die Fahnen geschrieben, seit 1972 der erste Bericht an den Club of Rome zu den Grenzen des Wachstums veröffentlicht wurde. Rund 30 Jahre führen wir Debatten um Nachhaltigkeit, beginnend mit dem Brundtland-Bericht 1987 über unsere gemeinsame Zukunft. Auch unsere Klimaschutzbemühungen sind schon 25 Jahre alt, seit die erste Rahmenkonvention 1992 in Rio de Janeiro verabschiedet wurde. Natürlich lässt sich einwenden, dass ohne die Umwelt-, Nachhaltigkeits- und Klimaschutzprogramme die Entkopplungsschere vielleicht noch weiter auseinandergelaufen wäre. Die planetaren Grenzen sind jedoch absolut und nicht verhandelbar. Eine relative Entkopplung reicht daher nicht aus.

Wachstumsorientierte Industriegesellschaft ist noch das angestrebte Modell

Das wachstumsorientierte Wirtschaftsmodell wird heute von nahezu allen Ländern der Welt angestrebt. Zudem hat sich innerhalb dieses Modells die produzierende Industriegesellschaft als besonders stabil erwiesen.

Beispielsweise hat Deutschland wirtschaftlich wieder das Niveau vor der weltweiten Finanzkrise erreicht, weil es den hohen Anteil an Bruttowertschöpfung durch industrielle Produktion beibehalten hat. Etliche Länder wie Frankreich und Großbritannien, die weniger auf industrielle Produktion gesetzt haben, haben da einen schwereren Stand.

Dennoch ist auch ein erfolgreiches Wirtschaftsmodell immer wieder zu hinterfragen und weiterzuentwickeln. Was soll noch wachsen und was muss unbedingt schrumpfen?

Konsequenzen und Perspektiven für die weltweite Industriegesellschaft

Die skizzierten globalen Herausforderungen haben sehr konkrete Auswirkungen auf die weltweite Industriegesellschaft, insbesondere auf die Energiewirtschaft und die Rohstoffwirtschaft. Zwischen beiden gibt es zudem Interdependenzen, da der grundlegende Wandel in der Energieerzeugung auch zu Veränderungen in der Rohstoffwirtschaft führt.

Energieversorgung muss vollständig dekarbonisiert werden

Wie bei den Herausforderungen oben dargelegt, ist der Klimawandel eine zentrale Herausforderung. Deutschland hat bereits in der letzten Legislaturperiode festgelegt, 80 bis 95% der Treibhausgasemissionen bis 2050 zu reduzieren. Das erweckt auf den ersten Blick den Eindruck, dass für die Energieversorgung noch 10 bis 15% der Emissionen emittiert werden könnten.

Kaum vermeidbare Emissionen aus Landwirtschaft und Landnutzung sowie prozessbedingte Emissionen, zum Beispiel bei der Zementherstellung, betragen jedoch schon etwa 10 bis 15%. Daraus resultiert, dass die Energieversorgung vollständig dekarbonisiert werden muss, also die Bereiche Strom, Wärme, Verkehr und Industrie. Diese Dekarbonisierung ist nachhaltig nur über regenerative Energien möglich. Konkret über regenerativ erzeugten Strom, der entweder unmittelbar genutzt wird oder über die Konversionsrouten Power to Gas oder Power to Liquid in gasförmige Energieträger wie Wasserstoff und Methan, die flüssigen Energieträger wie Kerosin oder Schiffsdiesel sowie die Chemierohstoffe Ethen und Propen umgewandelt wird.

Energiewende erfordert ambitionierte Verkehrswende und Wärmewende

Eine Energiewende, welche die bisherigen Stromanwendungen regenerativ versorgen würde, hätte damit aber lediglich rund 20% des Endenergiebedarfs dekarbonisiert. Zusätzlich müssen der Verkehr (30% des Endenergiebedarfs) und die Wärme (50% des Endenergiebedarfs) klimaneutral versorgt werden. Auch wenn der Begriff Wende schon etwas überstrapaziert ist, müssen also sowohl die Stromwende als auch die Verkehrswende und Wärmewende gestaltet werden.

Im Bereich des Personenverkehrs sind Straßenbahnen und Eisenbahnen ohnehin schon elektrifiziert. Automobile und Zweiräder können ebenfalls elektrifiziert werden. Reichweiten, Ladestationen und Fahrzeugangebot nehmen kontinuierlich zu. Eine vollständige Marktdurchdringung ist nur eine Frage der Zeit.

Im Bereich des Güterverkehrs ist ebenfalls eine Dekarbonisierung erforderlich, zumal dieser Bereich weiterhin hohe Wachstumsraten erfährt. Eine Elek-

trifizierung ist bei lediglich lokal und regional betriebenen Flotten vergleichsweise einfach möglich, wie das Beispiel StreetScooter der Deutschen Post zeigt. Im Bereich der Abfalllogistik sind ebenfalls entsprechende Bemühungen erkennbar.

Der überregionale straßengebundene Verkehr lässt sich ebenfalls elektrifizieren. Auf Autobahnen ist das prinzipiell mit Oberleitungen oder Induktivladungen in der Straße möglich. Mit dieselektisch angetriebenen Lastkraftwagen lassen sich die Strecken bis zur Autobahn bewältigen, bevor dann der vollelektrische Betrieb auf der Autobahn erfolgt. Kleine Schiffe und Flugzeuge lassen sich ebenfalls elektrifizieren. Große Schiffe und Flugzeuge werden aber wohl noch auf Jahrzehnte mit Flüssigtreibstoffen betrieben, die Dekarbonisierung erfolgt dann über regenerativ erzeugten Diesel und Kerosin.

Durch die Energiewende erfährt in der Wärmeversorgung die Elektrowärme eine Renaissance, zudem sind Wärmepumpen erfolgreich am Markt. Historische Bauten, die kaum gedämmt und verändert werden können, sind dann klassisch mit Gas aus regenerativen Quellen zu beheizen.

Dekarbonisierung der Industrie und Sektorenkopplung vorantreiben

Auch die Industrie muss dekarbonisiert werden. Elektro Stahlwerke, Aluminium- und Kupferelektrolysen werden ohnehin elektrisch betrieben, lediglich die Form der Stromerzeugung wechselt. Zement- und Kalkwerke können mit regenerativ erzeugtem Methan betrieben werden. Die Eisenerzreduktion kann mit regenerativ erzeugtem Koks aus Abfallbiomasse oder über Direktreduktion mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff erfolgen. Die Dekarbonisierung von komplexen industriellen Prozessen ist also prinzipiell möglich, wenngleich die Umsetzung sicher noch mehrere Jahrzehnte dauern wird.

Bisweilen wird behauptet, die Energiewende führe zur De-Industrialisierung. In Deutschland stammen jedoch fast 90% der industriellen Bruttowertschöpfung und der Beschäftigten aus Branchen wie dem Maschinen- und Automobilbau, wo die Energiekostenanteile bei maximal 2% liegen. Energieintensive Branchen wie die Produktion von Zement, Glas oder Stahl mit Energiekostenanteilen von bis zu 20% erfahren daher entsprechende Entlastungen, um international konkurrenzfähig zu sein. Von einer De-Industrialisierung kann also keine Rede sein.

Alle energetischen Nutzungen basieren dann langfristig auf regenerativem Strom, entweder unmittelbar oder über die Konversionsrouten Power to X. Regenerativer Strom ist damit die neue „Primärenergiequelle“, es lässt sich also durchaus von einer „Stromgesellschaft“ sprechen.

Erneuerbarer Strom, in Deutschland vorzugsweise Wind- und Solarstrom, ist natürlich fluktuierend. Am

besten ist es daher, diesen direkt zu verbrauchen, was mit einer Sektorkopplung (Strom, Wärme, Verkehr, Industrie) leichter möglich ist und zudem den Speicherbedarf senkt. Über eine Umwandlung zu Wasserstoff und Speicherung lässt sich sogar der höchst unwahrscheinliche Fall von mehreren Wochen ohne Stromproduktion überbrücken. Die Umsetzung der Paris-Ziele wird dazu führen, dass alle europäischen Länder auf erneuerbare Energien umsteigen, dann ist der geschilderte Fall noch unwahrscheinlicher.

Eine flächensparende Energiewende erfordert große Energieeffizienz

Erneuerbare Energien benötigen im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken deutlich mehr Fläche. Szenarien für Niedersachsen für eine regenerative Vollversorgung haben einen Flächenbedarf von 2% der Landesfläche für Windkraftanlagen und 5% der Landwirtschaftsfläche für Photovoltaik ergeben. Voraussetzung dafür ist, dass durch Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen der Energiebedarf um rund 50% gesenkt wird und damit eine flächensparende Energiewende möglich macht. Mit zunehmender Flächenbelegung steigt auch der Aufwand für Akzeptanz und Partizipation der betroffenen Bevölkerung.

Ein Wort noch zur Atomenergie. Ungeachtet der Fragen zur Sicherheit und Endlagerung ist die Stromerzeugung mit Atomenergie die teuerste Option einer klimaneutralen Stromerzeugung. Laufende Reaktorbauprojekte in Frankreich und Finnland zeugen davon. Letztlich werden Windkraft und Photovoltaik immer kostengünstiger, konventionelle Kraftwerke hingegen immer teurer. Auch aus Kostengründen ist eine vollständige Energiewende unumgänglich.

Ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung ist erforderlich

Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf möglichst 100% ist die eine Seite der Medaille, die andere Seite ist dann zwangsläufig der Ausstieg aus der Kohleverstromung und danach auch aus der Nutzung der fossilen Energieträger Öl und Gas.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat dazu den Kohleausstieg im Konsens bis 2040 vorgeschlagen. Im Konsens heißt, Unternehmen, Gewerkschaften, Politik, Wissenschaft und Umweltverbände formulieren einen unternehmens- und sozialverträglichen Rahmen für den Ausstieg. In diesem langfristigen Rahmen kann und soll marktwirtschaftlich gehandelt werden und der ohnehin notwendige Strukturwandel in den Kohleregionen gestaltet werden, also beispielsweise die Ansiedlung neuer industrieller Produktionsbetriebe. Die derzeitigen Kohleregionen sollten die Chancen als Vorreiter nutzen, denen andere Regionen folgen können, die ebenfalls aus der Kohle aussteigen müssen.

Wie schwer sich Deutschland mit konkreten Maßnahmen zur Umsetzung der Paris-Ziele tut, haben die intensiven Diskussionen um den Klimaschutzplan gezeigt. Je weiter die Ziele in der Ferne liegen, umso leichter ist offenbar der Konsens zu erzielen. Wenn es jedoch um einen konkreten Ausstieg aus der Kohle-, Benzin- und Dieselnutzung geht, ist ein Konsens schon weit schwerer zu erreichen.

Die Energiewende mit regenerativer Stromerzeugung und Kohleausstieg hat darüber hinaus ganz reale Auswirkungen auf die Rohstoffwirtschaft. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung führt nämlich auch dazu, dass es keinen Gips mehr aus der Rauchgasreinigung gibt, also das Gipsrecycling ausgebaut und ggf. neue Naturgipslagerstätten exploriert werden müssen. Zudem werden die Verbrennungaschen fast vollständig im Bauwesen verwertet. Diese Mengen müssen dann durch andere Sekundärrohstoffe oder sogar Primärrohstoffe substituiert werden. Ebenso wird es keine Mitverbrennung von Klärschlamm mehr geben, was auch aus Gründen des Phosphorrecycling geboten ist und so den Neubau von etlichen Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen erfordert.

Ein weitestgehender Ausstieg aus der energetischen Öl- und Gasnutzung wird folgen

Der Ausstieg aus der besonders treibhausgasintensiven Kohleverstromung leuchtet noch unmittelbar ein. Vielfach wird angenommen, dass die vergleichsweise weniger klimaschädigenden aber dennoch fossilen Energieträger daher noch eine große Zukunft hätten.

Wie bereits erläutert, sind 80 bis 95% Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 nur möglich, wenn auch der weitestgehende Ausstieg aus der energetischen Nutzung von Öl und Gas erfolgt, sofern diese fossilen Ursprungs sind. Fossile Gase und Öle können jedoch durch regenerative Gase und Öle substituiert werden und über die Syntheserouten Power to Gas und Power to Liquid hergestellt werden.

Rohöl wird derzeit zu rund 90% energetisch genutzt, lediglich rund 4% werden zur Herstellung von Kunststoffen genutzt. Je zügiger die energetische Ölnutzung beendet wird, umso länger können die Erdölvorräte noch stofflich genutzt werden. Die erzeugten Kunststoffe werden aber, selbst bei etlichen Recyclingdurchläufen, früher oder später zu Abfall, der zum Teil thermisch verwertet wird und dabei auch Treibhausgase emittiert.

Kunststoffe lassen sich jedoch auch ohne fossile Rohöle auf Basis regenerativer Rohstoffe wie Propen und Ethen herstellen, so dass es auch langfristig nicht zu echten Knappheiten kommen wird. Die technischen Infrastrukturen für fossile Gase und Flüssigkeiten können also durchaus für regenerative Gase weiter genutzt werden. Elektrische und stoffliche Infrastrukturen wachsen also zusammen.

Carbon Capture and Storage ist für Negativemissionen zu reservieren

Bisweilen wird die Abscheidung und Endlagerung von Kohlendioxid, also Carbon Capture and Storage (CCS) als Lösung für den Klimaschutz angepriesen. Die dafür geeigneten Speicherstätten in Deutschland reichen aber nur für rund 30 Jahre. Die knappe Ressource unterirdischer Speicherraum sollte daher nicht für Kohlendioxid aus Kohlekraftwerken genutzt werden.

Wenn überhaupt, sollte diese für Kohlendioxid aus Zementwerken genutzt werden, welche prozessbedingt nicht verhindert werden können oder für Emissionen aus der Biomasseverbrennung, weil damit eine echte Senke geschaffen wird.

Für Abfallverbrennungsanlagen ergeben sich neue Möglichkeiten

Im Rahmen der Energiewende kommen auch neue Aufgaben auf die Abfallverbrennungsanlagen zu. Das mag zunächst verwundern, sind doch thermische Anlagen kraftwerksseitig relativ kleine Anlagen mit elektrischen Leistungen von nur 50 Megawatt. Klassische Kraftwerke, nuklear oder fossil betrieben, haben an einzelnen Standorten mehrere 1.000 MW Leistung. Diese Kraftwerke liefern Systemdienstleistungen wie Grundlast, Regelenergie, Frequenzhaltung, Momentanreserve, Versorgungswiederaufbau. Durch den Atomausstieg bis 2022 und die Energiewende wird es jedoch spätestens ab 2050 keine solchen Großkraftwerke mehr geben. Dann sind die über hundert Abfallverbrennungsanlagen für Hausmüll, Sondermüll, Klärschlamm und Ersatzbrennstoffe auch für das Stromsystem von Bedeutung. Denn die besagten Anlagen verfügen in der Regel über Turbinen und Generatoren, also rotierende Massen und können daher einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Zudem sind die Verbrennungsanlagen dezentral über Deutschland verteilt und passen damit bestens zur dezentral organisierten Energiewende. Zudem sind die Standorte etabliert und akzeptiert und verfügen über erfahrenes Personal, so dass diese auch für neue Anlagen im Rahmen der Energiewende zum Beispiel Speichieranlagen attraktiv sind.

Ab 2050 basiert die Stromerzeugung weitgehend auf Wind und Sonne. Dieser regenerativ erzeugte Strom wird immer kostengünstiger. Neu gebaute Abfallverbrennungsanlagen, welche alte Anlagen ersetzen, könnten daher auf Verstromung und Kraft-Wärme-Kopplung verzichten und ausschließlich Wärme produzieren. Damit würde der Wasser-Dampf-Kreislauf anders gestaltet und die Kosten sinken.

Hochwertiges Recycling strategischer Rohstoffe ist zwingend notwendig

Für die Zukunft der Industriegesellschaft ist essentiell, dass sämtliche wirklich endlichen, wirtschaftsstrate-

gische Rohstoffe, also High-Tech-Metalle und Seltene Erden sowie das nicht substituierbare Phosphor hohe zweistellige Recyclingraten erfahren. Diese liegen, wie bereits erwähnt, meistens noch unter 1%.

Vielfach sind sogar entsprechende Recyclingtechniken vorhanden, jedoch fehlt es an weltweiten Sammel- und Aufbereitungssystemen, damit diese Recyclingtechniken auch im großen Stil zum Einsatz kommen können. Bislang konzentriert sich das Recycling vorzugsweise auf Stoffe, zukünftig wird sich auch der Markt für reparierte und aufgearbeitete Komponenten sowie ganze Geräte weiterentwickeln. Globale Wertschöpfungsketten in der Produktion erfordern auch globale Wertschöpfungsketten bei Reparatur und Recycling. Bislang werden viele Lösungen nur national oder bestenfalls europäisch gedacht.

Entscheidend wird letztlich sein, dass Produkte demontage- und recyclinggerecht konstruiert werden. Diese Eigenschaften müssen im Konstruktionsprozess ebenso selbstverständlich werden wie die Kriterien funktional, sicher und kostengünstig. Die Ressourcenkommission am Umweltbundesamt arbeitet an einer Konzeption, bei der langfristig im Rahmen der Produktzulassung auch die Recyclingfähigkeit geprüft werden soll.

Die neuen Infrastrukturen für Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von regenerativen Energien in den Bereichen Strom, Wärme, Verkehr und Industrie haben einen hohen Bedarf an strategischen Rohstoffen, der langfristig nur durch weitgehendes Recycling dieser Ressourcen zu decken ist. Die Energiewende erfordert auch die Rohstoffwende.

Nachhaltige Industriegesellschaft

Die derzeitige Industriegesellschaft ist noch immer eine fossile Industriegesellschaft und zwar im doppelten Sinne. Zum einen basiert die Energieversorgung in Deutschland und den meisten Industrieländern noch immer auf fossilen Rohstoffen, zum anderen ist fossil das Sinnbild für Strukturen, die es zu überwinden gilt.

Wie oben dargelegt, ist dringend eine Entkopplung erforderlich zwischen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum einerseits und dem Verbrauch fossiler und metallischer Rohstoffe, Umweltbelastungen und Klimawandel andererseits, um die planetaren Grenzen nicht dauerhaft zu überschreiten.

Zwei essenzielle Säulen zur Umsetzung dieser Entkopplung sind die Energiewende und die Rohstoffwende.

Es wäre vermessen zu behaupten, dass eine gelungene Energie- und Rohstoffwende allein schon eine nachhaltige Industriegesellschaft ausmacht. Energie- und Rohstoffwende sind zwei notwendige, aber nicht hinreichende Rahmenbedingungen.

Eine nachhaltige Gesellschaft muss weitere große Aufgaben bewältigen, wie sie in den siebzehn Sustainable Development Goals der Vereinten Nationen bekräftigt worden sind. Die Ziele betreffen die Beendigung von Hunger und Armut, Sicherstellung von Frieden und Menschenwürde, Förderung von Bildung, Erreichen der Gleichberechtigung, Zugang zu Wasser und Sicherung der Hygiene. Die Ziele sind oftmals eng miteinander verknüpft und nur gemeinsam und nicht isoliert zu erreichen.

Es liegt auf der Hand, dass es dabei keine Königswege gibt und vielfältige Zielkonflikte zu bewältigen sind. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat sich dazu in seinem letzten Hauptgutachten „Impulse für eine integrative Umweltpolitik“ intensiv beschäftigt. Das Spannungsfeld zwischen umweltpolitischen sowie wirtschafts- und sozialpolitischen Zielen kann nur durch vermittelnde und gesellschaftlich attraktive Gestaltungsangebote und Aushandlungsprozesse entschärft werden.

Dazu sind politisch verlässliche Rahmenbedingungen jenseits der Fünfjahresperioden von Regierungen und Aktiengesellschaften erforderlich. Kluges Handeln der staatlichen Akteure gibt Richtungsstabilität und ermöglicht marktwirtschaftlich tätigen Unternehmen die notwendigen Infrastrukturen, Technologien und Dienstleistungen zu entwickeln.

Der notwendige Strukturwandel muss aktiv gestaltet werden

Die nachhaltige Industriegesellschaft als Zielzustand im Jahr 2050 darzulegen ist vergleichsweise einfach. 150 Jahre Industriegesellschaft in den kommenden 35 Jahren zu transformieren ist ein außerordentlich ambitioniertes Programm. Die Herausforderung ist es, den Strukturwandel und die Übergänge zu gestalten. Dabei wird es Gewinner und Verlierer geben. Der Erfolg wird davon abhängen, überzeugende Konzepte für diejenigen aufzuzeigen und umzusetzen, die davon betroffen sind, beispielsweise vom Kohleausstieg. Der Strukturwandel lässt sich aber ohnehin nicht aufhalten, es ist also besser, diesen aktiv zu gestalten.

Grundsätzlich ist dabei Technologieoffenheit eine sinnvolle Strategie. Dennoch muss man sich fragen, welche Technologien überhaupt zukunftsfähig sind. Forschung und Entwicklung sollten sich auf diese konzentrieren. Das Ruhrgebiet ist die Modellregion für den Strukturwandel, wenngleich bisweilen zu lange versucht wurde, sterbende Industriezweige zu retten, statt die Mittel in zukunftsfähige Bereiche zu investieren. Das tut den großartigen Leistungen der Vergangenheit keinen Abbruch und die Leistungen beim Aufbau der Industriegesellschaft sind zu würdigen. Der Wandel von der fossilen zu nachhaltigen Industriegesellschaft bietet aber auch erhebliche industriepolitische Chancen für unsere exportorientierte

Wirtschaft. Denn die Technologien und Infrastrukturen, Dienstleistungen und Lebensstile, die wir hier entwickeln und erproben, werden langfristig in aller Welt gebraucht.

Digitalisierung führt zur Re-Industrialisierung urbaner Räume

Wenn im Jahr 2050 rund 80% der Bevölkerung in urbanen Räumen wohnen, kommt dem Stoffstrommanagement von Städten eine erhebliche Bedeutung zu. Produktion und Recycling, Ver- und Entsorgung lassen sich über innovative logistische Ansätze in Ballungsräumen leichter koppeln als in ländlichen Räumen.

In den letzten Jahrzehnten sind viele Produktionen aus Emissions- und Lärmgründen in den ländlichen Raum verlagert worden. Heute ist es durchaus möglich, etliche Fertigungs- und Produktionsanlagen emissions- und lärmarm auch in urbanen Räumen zu betreiben. Re-Industrialisierung der Städte ist das Stichwort. Diese Re-Industrialisierung könnte die ursprüngliche Einheit von Leben, Wohnen und Arbeiten zurückbringen und damit die vielzitierte Stadt der kurzen Wege, also mehr Mobilität bei weniger Verkehr.

Die Industriegesellschaft muss eine nachhaltige Wirtschaft sein

Angesichts der globalen ökologischen Herausforderungen muss letztlich jede zukunftsfähige Gesellschaft zwangsläufig auch eine nachhaltige Gesellschaft sein. Darüber hinaus stellt sich die Wachstumsfrage. Der SRU hat „Die neue Wachstumsdebatte“ geführt und zahlreiche Bücher zur „Postwachstumsgesellschaft“ hinterfragen die Notwendigkeit von Wachstum. Unabhängig davon stellt sich die Frage, ob wir nicht längst die „säkulare Stagnation“ erreicht haben. Nach dieser Hypothese flacht das Wachstum in reifen kapitalistischen Volkswirtschaften langfristig ab, weil die Wirtschaftsakteure zu wenig investieren und zu viel sparen, wodurch das Wirtschaftssystem in einen stationären Zustand ohne Wachstum übergeht.

Zukünftige Wachstumsraten der klassischen Industrieländer bewegen sich trotz aller Bemühungen von Regierungen und Zentralbanken bestenfalls zwischen 1 und 2%. Die Daimler-Benz-Stiftung untersucht derzeit in einem Projekt mit dem Berlin Institut für Bevölkerung und Entwicklung die Auswirkungen und Konsequenzen einer vermuteten säkularen Stagnation auf den Ressourcenverbrauch.

Eine Fokussierung auf Wirtschaftswachstum scheint ebenso einseitig wie eine Fokussierung auf Postwachstum. Letztlich gilt es zu definieren: Was soll wachsen, was soll schrumpfen? Erneuerbare Energien, Recycling, Gesundheitsvorsorge sollen sicher wachsen, Kohleverstromung, Altlasten, Verkehrsunfälle wohl eher schrumpfen.

Auf der Klimaschutzkonferenz in Paris haben es fast zweihundert Länder der Erde geschafft, sich auf ein gemeinsames Ziel festzulegen. Diese historische Leistung kann gar nicht hoch genug eingeschätzt werden. Es sind zweifelsohne noch erhebliche Anstrengungen erforderlich und der Erfolg ist keineswegs schon sicher. Der notwendige Klimaschutz wird umfassende Innovationen in allen Bereichen des Lebens, Arbeitens und Wirtschaftens auslösen.

Weiterführende Literatur

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (Hrsg.): Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050. Gutachten. Hannover 2016

Ressourcenkommission am Umweltbundesamt (Hrsg.): Ressourcenleicht leben und wirtschaften. Vision und Maßnahmen in zentralen Aktionsfeldern. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau 2016

Ressourcenkommission am Umweltbundesamt (Hrsg.): Ein ressourceneffizientes Europa. Ein Programm für Klima, Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau 2016

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Verantwortung in einer begrenzten Welt. Umweltgutachten 2012. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2012

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): 10 Thesen zur Zukunft der Kohle bis 2040. Kommentar zur Umweltpolitik Nr. 14, Berlin 2015

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): Impulse für eine integrative Umweltpolitik. Umweltgutachten 2016. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2016

Produktionstechnologien für kosteneffiziente Solarzellen



ISFH
Dr. Thorsten Dullweber
dullweber@isfh.de

Prof. Robby Peibst
peibst@isfh.de

Fraunhofer ISE
Dr. Ralf Preu
ralf.preu@ise.fraunhofer.de

FZ Jülich
Dr. Oleksandr Astakhov
o.astakhov@fz-juelich.de

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

Dr. Stefan Haas
st.haas@fz-juelich.de

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

ZAE
Dr. Hans-Joachim Egelhaaf
hans-joachim.egelhaaf@zae-bayern.de

ZSW
Dr. Stefan Paetel
stefan.paetel@zsw-bw.de
Dr. Wiltraud Wischmann
wiltraud.wischmann@zsw-bw.de

Einleitung

Die Kosten für die Herstellung von Solarmodulen sind in den letzten Jahrzehnten dramatisch gefallen, auf heute nur noch etwa 0,5 US\$/Wp, wie in *Abbildung 1* dargestellt. Diese sogenannte Lernkurve wurde zum einen ermöglicht durch gesteigerte Wirkungsgrade der Solarzellen von etwa 10% auf heute etwa 20%. Vor allem sind die Modulpreise aber gefallen durch die Entwicklung immer effizienterer Produktionsverfahren, welche den Durchsatz auf einige tausend Solarzellen pro Anlage und pro Stunde erhöht und zudem den Materialverbrauch drastisch reduziert haben, sodass die Herstellkosten um Größenordnungen gesenkt werden konnten.

Diese massiv gesunkenen Modulpreise haben dazu geführt, dass die Einspeisevergütung für Solarstrom in Deutschland auf etwa 12 €cent/KWh gesenkt werden konnte und dass in Auktionsverfahren für neue PV-Solkraftwerke Strompreise von nur noch 2,9 UScent/KWh geboten werden (Chile, 2016).

Durch die massiv gefallenen Stromerzeugungskosten ist Photovoltaik inzwischen zu einer weltweit gefragten Energiequelle geworden und das jährliche Produktionsvolumen neuer Solarmodule beträgt inzwischen 60 GWp. Verschiedene Studien [1] gehen davon aus, dass das Produktionsvolumen bis 2030 auf 200 GWp bis 800 GWp anwachsen wird und dadurch bis 2050 etwa 10% bis 30% der weltweiten Primärenergie durch Solarstrom gedeckt werden. Etwa 90% der aktuell weltweit produzierten Solarzellen verwenden dabei Silizium Wafer, die durch verschiedene Herstellschritte zu Solarzellen und Solarmodulen weiterverarbeitet werden.

Mit den produktionsnahen Forschungsaktivitäten der FVEE-Institute zu solchen Silizium-Solarzellen beschäftigt sich der folgende Abschnitt I. Die FVEE-Arbeiten zu Dünnschicht-Solarzellen aus dem Verbindungshalbleiter Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS) werden in Abschnitt II dargestellt und die FVEE-Arbeiten zu organischen Dünnschicht-Solarzellen werden in Abschnitt III behandelt.

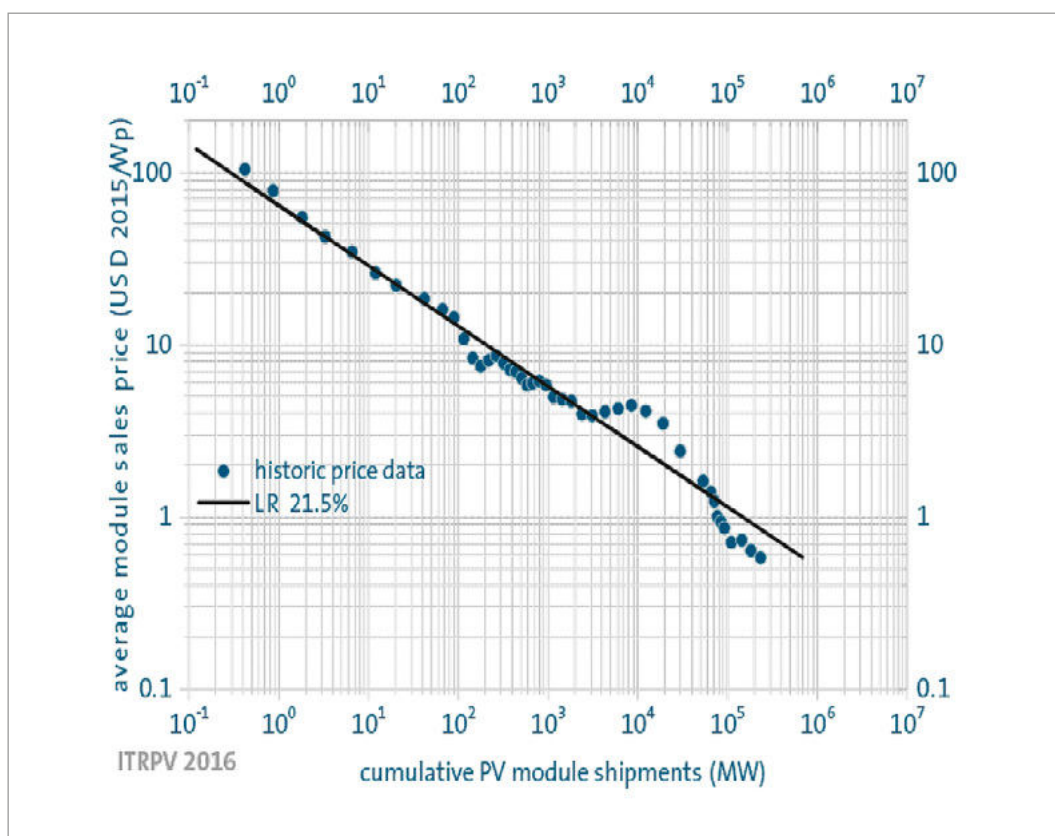


Abbildung 1
Lernkurve
für durchschnittliche
Modulverkaufspreise
[1]

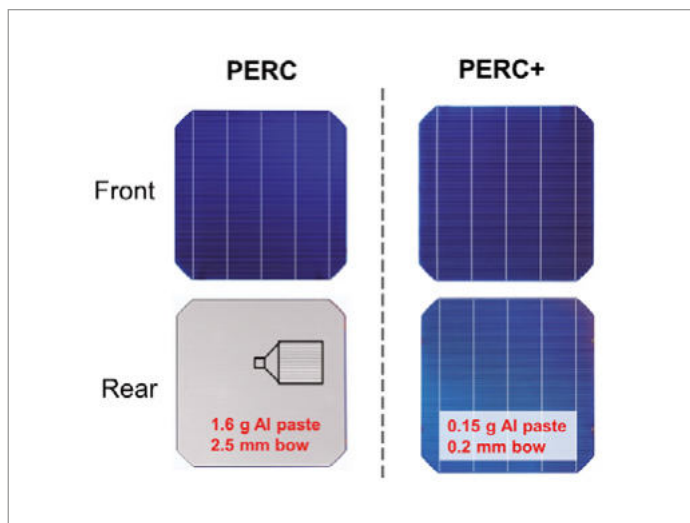


Abbildung 2

Bifaziale PERC+ Solarzellen [2] hergestellt mit einem industrietypischen PERC-Prozess aber mit einem Al Finger Grid anstelle eines ganzflächigen Al-Kontaktes. Die zusätzliche Lichtsammlung von der Rückseite liefert bis zu 10 % mehr Stromertrag für typische Freiflächenanlagen.

I. Solarzellen aus kristallinem Silizium

Aktuell werden die meisten Silizium-Solarzellen noch immer mit einem ganzflächig kontaktierenden Aluminium-Rückkontakt produziert, wodurch jedoch der Wirkungsgrad auf etwa 20 % limitiert ist.

Eine Weiterentwicklung sind die „Passivated Emitter and Rear Cell“ (PERC)-Solarzellen, bei denen beide Waferoberflächen mit einer dielektrischen Schicht passiviert werden. Dadurch werden bereits jetzt Wirkungsgrade bis 22,1 % mit industriellen PERC-Zellen erzielt. Entsprechend groß ist das Interesse vieler Zellhersteller, PERC-Zellen in die Produktion zu überführen. Das Fraunhofer ISE und das ISFH haben in den vergangenen Jahren den industriellen PERC-Prozess vorentwickelt und in ihren jeweiligen Technikums-Einrichtungen hochwertige industrielle PERC-Referenzprozesse etabliert. Damit unterstützen sie deutsche Zellhersteller wie SolarWorld sowie die deutschen Maschinenbauer und Materialhersteller dabei, neue, bessere Herstellverfahren für industrielle PERC-Zellen zu entwickeln. Laut ITRPV-Roadmap werden in 5 Jahren ca. 40 % aller Silizium-Solarzellen die PERC-Technologie verwenden.

Eine Weiterentwicklung der PERC-Technologie sind bifaziale PERC+ Solarzellen [2], die statt der ganzflächigen Aluminium-Metallisierung ein Aluminium-Finger-Grid auf der Rückseite verwenden, wie in *Abbildung 2* dargestellt. Dadurch kann auf die Rückseite des Solarmoduls fallendes Streulicht ebenfalls von der Solarzelle absorbiert und in elektrische Energie umgewandelt werden. Unter typischen Installationsbedingungen können somit etwa 5 % bis 10 % mehr elektrische Energie erzeugt werden als mit konventionellen monofazialen Modulen [2]. Die PERC+ Solarzelle wurde am ISFH entwickelt und wird von SolarWorld in der Pilotproduktion erprobt.

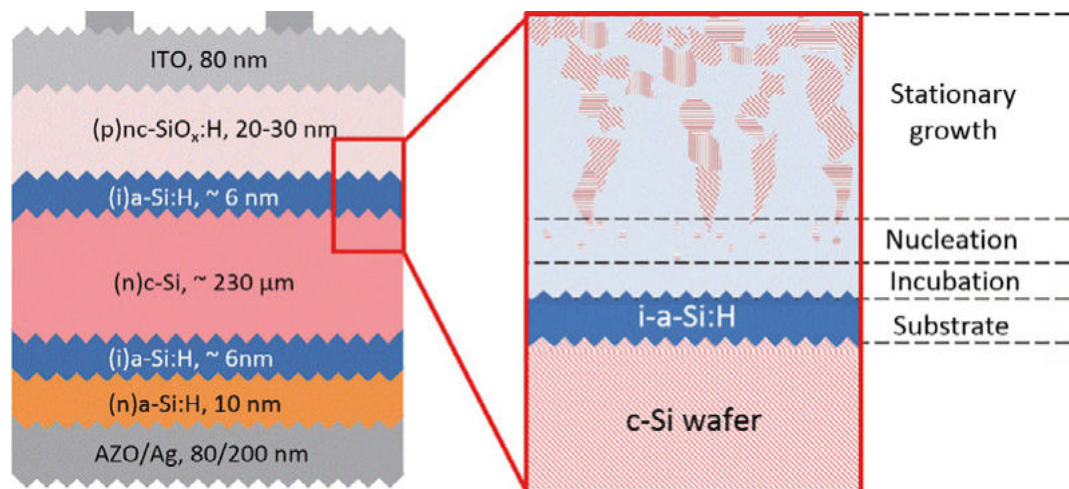
Am Fraunhofer ISE wird im Verbundprojekt „KoKoBi“ an sehr ähnlichen Konzepten gearbeitet, die den Wirkungsgrad der Zell-Rückseite weiter erhöhen sollen und somit potenziell zu noch höheren Mehrerträgen führen können.

Neben den PERC-Solarzellen sind zudem die sogenannten Heterojunction-Solarzellen ein vielversprechender Kandidat für die Massenproduktion von Silizium-Solarzellen mit sehr hohen Wirkungsgraden. Bei den Heterojunction-Solarzellen wird der ladungstrennende pn-Übergang durch dotierte nanometerdünne Schichten aus amorphem Silizium (a-Si) erzeugt, welches durch Plasmaabscheidung auf beide Waferseiten aufgebracht wird. Die Metallkontakte werden dabei auf transparente, leitfähige Oxid-Schichten aufgebracht, wodurch insgesamt eine exzellente Passivierung der Waferoberflächen erreicht wird (*siehe Abbildung 3*). Dieses Technologiekonzept ermöglicht extrem hohe Wirkungsgrade und erzielte vor kurzem einen neuen Weltrekord-Wirkungsgrad für Silizium-Solarzellen von 26,3 %.

Das FZ Jülich und das HZB arbeiten daran, die Optik von Heterojunction-Solarzellen weiter zu verbessern. Das typischerweise verwendete a-Si absorbiert UV-Licht sehr stark, welches dann aber nicht zur Ladungsträgertrennung beiträgt. Hier ist das nanokristalline (nc) SiO_x ein spannender Kandidat, welches eine höhere Bandlücke aufweist als a-Si und somit optisch transparenter ist bei weiterhin sehr guten elektrischen Eigenschaften. Mit diesem Verfahren konnten sowohl am FZ Jülich als auch am HZB sehr hohe Kurzschlussströme mit Heterojunction-Solarzellen erzielt werden, wodurch der optische Vorteil der nc SiO_x-Schichten demonstriert werden konnte.

Abbildung 3
Heterojunction-Solarzelle
(schematischer Aufbau des Querschnitts)

Auf der Vorderseite wird dabei das a-Si durch eine nanokristalline (nc) SiO_x-Schicht ersetzt, welche optisch transparenter ist und somit die Absorption des Lichtes im Wafer erhöht.



Eine andere Entwicklungsrichtung von Heterojunction-Solarzellen sind die sogenannten POLO (= Poly-Si on Oxide)-Zellen, bei denen statt des a-Si ein Schichtstapel aus SiO₂ und dotiertem polykristallinem Silizium verwendet wird. Dieser Aufbau hat unter anderem den Vorteil, dass diese Schichten hochtemperaturstabil sind und somit die industrietytische Siebdruckmetallisierung verwendet werden kann.

Das ISFH, in Kooperation mit dem MBE, Centrotherm und Meyer Burger, verfolgt im BMWi-geförderten Projekt POLO eine beidseitig kontaktierte Zellstruktur mit POLO-Kontakten für beide Polaritäten, um Rekombinationsverluste so weit wie möglich zu minimieren und erzielt damit bislang Wirkungsgrade bis 21,4%.

FZ Jülich arbeitet an einem ähnlichen Konzept bestehend aus SiO₂ und dotiertem mikrokristallinem Siliziumkarbide (μ c-SiC:H) zur Realisierung einer transparenten Variante des Kontaktes.

II. Chalkopyrit-basierte Solarzellen

Die Produktionskapazität für Dünnschicht-PV-Module auf Basis von CIGS hat bereits 1 GW überschritten und es gibt Ankündigungen für weitere Modulfabriken. Aktuell geht man von Produktionskosten von 0,4 US\$/Wp für eine 150-MW-Fabrik aus. Durch weitere Verbesserungen des Modulwirkungsgrads und Ausnutzung von Skaleneffekten einer Multi-GW-Fabrik wird eine weitere Reduktion um 25–40% erwartet, siehe <http://www.cigs-pv.net>.

Eine Aufgabe der Forschungsinstitute ZSW und HZB besteht darin, vielversprechende Prozesse, die in Laboranlagen erforscht wurden, auf Anlagen zu

übertragen, die mit produktionsrelevanten Techniken, wie z.B. Inline-Prozessen, den komplexen Schichtstapel von nur wenigen μ m Dicke herstellen. Durch diesen Zwischenschritt wird das Risiko des Technologietransfers für die Industriepartner reduziert.

Ein Beispiel ist die Entwicklung eines schnelleren Depositionsprozesses für eine Pufferschicht aus Zn(O,S), einer Cd-freien Alternative zum etablierten CdS. Durch eine Änderung des chemischen Ausgangsstoffs wurde am ZSW die Freigabe von Schwefel beschleunigt, und die Kontrolle der nasschemischen Reaktionsgeschwindigkeit erfolgte dann durch eine gezielte Variation der Liganden, die das Zink umgeben. Neben der Reduktion der Abscheidezeit konnte auch eine erhebliche Reduktion des Materialverbrauchs erreicht werden [3].

Alternativ dazu entwickelt das HZB die Abscheidung der Zn(O,S)-Pufferschicht durch die Abscheidung aus der Gasphase mittels Atomlagenabscheidung oder Sputtern. Damit konnten ebenfalls sehr gute Wirkungsgrade erzielt werden, die vergleichbar oder besser waren als die bisherige CdS-Schicht.

Neben den dominierenden Modulen mit Glassubstraten werden für flexible, leichte Module auf unterschiedlichen Substraten wie Polymerfolie oder Stahlsubstraten Rolle-zu-Rolle-Beschichtungsprozesse und -techniken entwickelt, u. a. hinsichtlich Verschaltung und Verkapselung. Auf emailliertem Stahl konnten am ZSW bereits 15,4% Wirkungsgrad für ca. 50 cm² große Module erzielt werden.

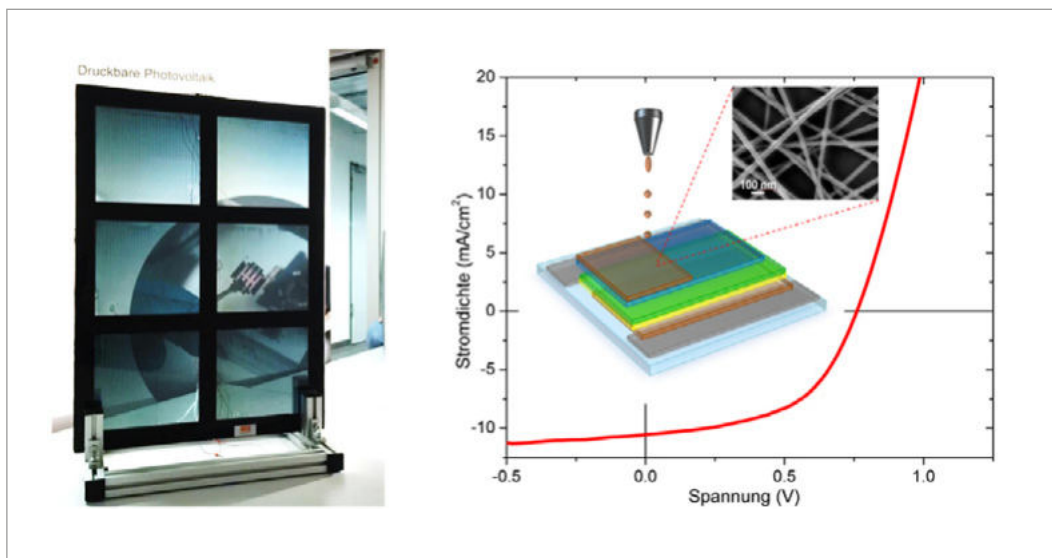


Abbildung 4

Organische Solarmodule

Links: Integrierte, semitransparente organische Module in Doppelverglasung

Rechts: Kennlinie einer vollständig Tintenstrahlgedruckten Solarzelle

III. Organische Solarmodule

Organische Solarmodule können mit verschiedenen Druckverfahren auf vielfältige Substrate aufgebracht werden und bieten so ein breites Spektrum an Anwendungsfeldern. Für die Herstellung werden kostengünstige Rolle-zu-Rolle-Prozesse verwendet. Durch die Kombination von Schlitzdüsenbeschichtung und Laserstrukturierung können hocheffiziente Solarmodule mit geometrischen Füllfaktoren (Verhältnis von aktiver Fläche zu gesamter Modulfläche) von über 98% realisiert werden. Weiterhin erlaubt die Verwendung von Tintenstrahl Druckverfahren Module in der größtmöglichen Designfreiheit hinsichtlich Form und Farbe zu gestalten. Die Verwendung von Elektrodenmaterial aus Silbernanodrähten, welche über eine hohe Transmission des sichtbaren Lichts von >90% bei gleichzeitigem geringen Schichtwiderstand von < 15 Ω/sq verfügen, ermöglicht die Herstellung von semitransparenten Modulen [4]. Dieses eröffnet einzigartige Einsatzmöglichkeiten wie z. B. Fensterapplikationen. Darüber hinaus ist es möglich, über die einstellbare Bandlücke der organischen Halbleiter Module in unterschiedlichsten Farben zu realisieren. Das direkte Abscheiden der Module auf Glassubstraten ermöglicht eine einfache Integration der Module in Fassadenelemente. Dies gilt sowohl für das Kombinationsverfahren aus großflächiger Beschichtung und Laserstrukturierung als auch für das Tintenstrahlverfahren.

Referenzen

- [1] International Roadmap for Photovoltaics (ITRPV), März 2016, (<http://www.itrpv.net/>)
- [2] T. Dullweber, C. Kranz, R. Peibst, U. Baumann, H. Hannebauer, A. Fülle, S. Steckemetz, T. Weber, M. Kutzer, M. Müller, G. Fischer, P. Palinginis, and H. Neuhaus, Prog. Photovolt: Res. Appl., 24, 1487–1498 (2016).
- [3] D. Hariskos, P. Jackson, W. Hempel, S. Paetel, S. Spiering, R. Menner, W. Wischmann, and M. Powalla, IEEE Journal of Photovoltaics, (2016), DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2589361
- [4] L. Lucera, F. Machui, P. Kubis, H. D. Schmidt, J. Adams, S. Strohm, T. Ahmad, K. Forberich, H.-J. Egelhaaf, C. J. Brabec, Energy Environ. Sci. 2016, 9, 89.

PV-Systemtechnik für die Energiewende



Fraunhofer IWES

Dr. Marco Jung
marco.jung@iwes.fraunhofer.de

Maria Roos
maria.roos@iwes.fraunhofer.de

Fabian Niedermeyer
fabian.niedermeyer@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

ISFH

Michael Knoop
knoop@isfh.de

Fraunhofer ISE

Prof. Dr. Bruno Burger
bruno.burger@ise.fraunhofer.de

ZAE

Dr. Christian Camus
christian.camus@zae-bayern.de

Dr. Andreas Baumann
andreas.baumann@zae-bayern.de

ZSW

Peter Lechner
peter.lechner@zsw-bw.de

Einleitung

Die Energiewende und der damit verbundene Anteil von Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV)-Systemen fordert eine stetige Weiterentwicklung aller Komponenten, die eine PV-Anlage ausmachen (PV-Systemtechnik), damit PV-Anlagen ihrer steigenden Systemverantwortung dauerhaft gerecht werden können. Im Wesentlichen wird durch die PV-Systemtechnik die Photovoltaik effizient und nutzbar gemacht. Dies reicht von Kleinstanlagen (z. B. Dachanlage oder gebäudeintegrierte Anlage) bis hin zum Kraftwerksmaßstab der Multimegawattklasse.

Das Herzstück solcher PV-Anlagen stellt der Wechselrichter dar. Mit ihm kann die erzeugte Leistung konform ins Verbundnetz eingespeist, ein autarkes Inselnetz bereitgestellt und auch eine Direktversorgung ermöglicht werden.

Neben reinen PV-Systemen rücken aktuell zunehmend PV-Eigenverbrauchsanlagen und PV-Diesel-Lösungen stärker in den Vordergrund. PV-Eigenverbrauchsanlagen zeichnen sich dadurch aus, dass mit Hilfe von Batteriesystemen oder durch die Kopplung mit Wärmepumpen, ein höherer lokaler Verbrauch der erzeugten Energie realisiert wird. PV-Diesel-Lösungen kommen vor allem in Inselnetzen und netzfernen Regionen zum Einsatz, um den Dieselerbrauch zu reduzieren (*Abbildung 1*).

Durch solche Entwicklungen, die Erschließung neuer internationaler Absatzmärkte, die energetische Aktivierung von weiteren Gebäudeflächen neben der Dachfläche und die Elektrifizierung des Verkehrs werden neue Anforderungen und Herausforderungen an die PV-Systemtechnik gestellt.

Dieser Beitrag stellt einen Ausschnitt der aktuellen Forschungstätigkeiten im Bereich der PV-Systemtechnik der Autoren dar und adressiert aktuelle Fragestellungen und Lösungen zur Verbesserung der PV-Systemtechnik.

Gebäudeintegrierte Photovoltaik in Dächern und Fassaden (BIPV)

Die Nutzung der Gebäudehülle zur lokalen Stromerzeugung durch Photovoltaik spielt in mehrfacher Hinsicht eine wichtige Rolle für die Umsetzung der Energiewende. Für den Ausbau der Photovoltaik in Deutschland können Bauwerke die überwiegenden Flächen zur Verfügung stellen. 1,9 GW PV-Leistung sollen laut EEG (§4, §28) bis 2025 jährlich an Bauwerken installiert werden. Die EU-Richtlinie für energieeffiziente Gebäude von 2010 fordert Nearly Zero Energy Buildings (nZEB) ab 2019 für öffentliche Gebäude und ab 2021 auch für private Gebäude. Die Umsetzung erfolgt in Deutschland durch das Energieeinspargesetz EnEG und die Energieeinsparverordnung EnEV. Schon die aktuell gültige EnEV 2014 mit den verschärften Anforderungen seit Januar 2016 bei Neubauten erfordert häufig die Einbindung lokaler Energiequellen, dabei ist der Niedrigstenergiestandard noch nicht umgesetzt. Bei der energetischen Optimierung von Gebäuden wird die Photovoltaik eine wichtige Rolle spielen und somit langfristig die Baukultur beeinflussen. Der weitere Ausbau von Photovoltaik an Gebäuden wird daher nicht nur kosteneffiziente Systeme benötigen, sondern auch die Akzeptanz und das Interesse von Architekten, Investoren, Kommunen, Stadtplanern und der Bevölkerung. Hier kann die BIPV gestalterisch hochwertige Lösungen bieten.

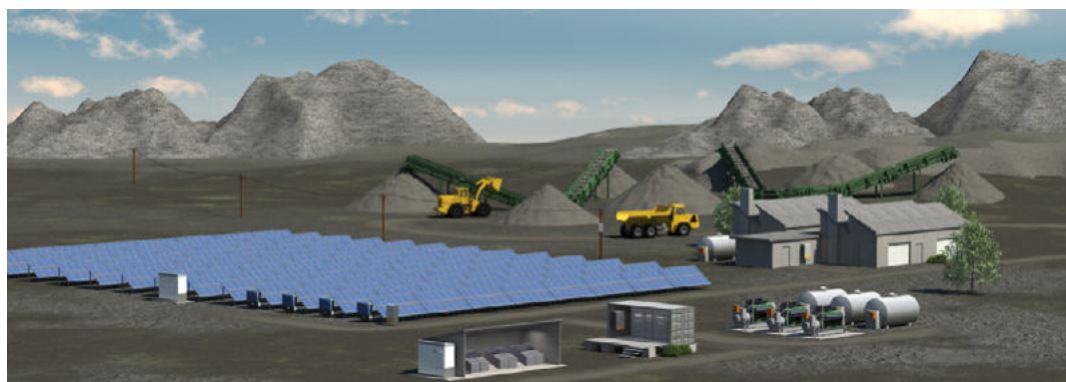


Abbildung 1
PV-Diesel Inselnetz
(Quelle: SMA)



Abbildung 2
PV-Testfassaden
am Fraunhofer IWES

Mit zunehmender Nutzungskonkurrenz der Dächer (Rückkühler, Zuluft/Abluft, usw.) stellen auch PV-Fassaden ein zu erschließendes Potenzial dar, insbesondere bei Bürogebäuden im urbanen Bereich. Die Energieaktivierung der Fassaden zur Stromerzeugung bietet daher eine weitere Möglichkeit den lokalen Energieerzeugungsanteil zu erhöhen. Für die Nutzung sind jedoch intensive Forschungsanstrengungen notwendig, da die komplexen Einstrahlungs- und Verschattungssituationen an Fassaden sowie die Doppelfunktion der PV-Anlagen als Energieerzeuger und Teil der Gebäudehülle Anforderungen an die PV stellen, die über die von PV-Aufdachanlagen hinausgehen.

Bei BIPV-Systemen sind im Vergleich zu Aufdachanlagen in der Regel höhere Ertragseinbußen durch Verschattung und Anforderungen an die Sicherheit zu beachten. Der Einsatz von elektronischen Komponenten, wie DC/DC Optimierer oder Modulwechselrichter (MLPE) ist hier eine hilfreiche Option. Aufgrund erhöhter Temperatur und erschwelter Zugänglichkeit zur PV-Fassade, ist aber eine hohe Zuverlässigkeit der elektronischen Komponenten eine wichtige Voraussetzung. Die Evaluation von Lebensdauer und Ausfallraten von MLPE-Komponenten mittels Accelerated Life Testing (ALT), liefert dafür wertvolle Informationen. ALT-Untersuchungen müssen dazu auf die spezifische Stressbelastung des BIPV-Anwendungsfalls bezüglich der Stressparameter angepasst werden. *Abbildung 2* zeigt PV-Testfassaden zur Ermittlung der Betriebsbedingungen in hinterlüfteten Fassadensystemen.

Schließlich erfolgt die Auslegung der optimalen Systemtechnik für ein BIPV-System in Abstimmung mit dem jeweiligen Modultyp, wie z. B. der CIGS-Dünnschicht oder der c-Si Technologie.

Entsprechende Komponentenverbesserungen und die Prozessverbesserung bei der Planung und Zulassung von BIPV-Anlagen können helfen, die Wettbewerbsfähigkeit von PV-Fassaden zu erhöhen und eine schnellere Erschließung des vorhandenen Fassadenpotenzials ermöglichen.

PV-Wechselrichter der nächsten Generation

PV-Wachstumsmärkte liegen heute überwiegend in Regionen, die härtere Umweltaforderungen an den Wechselrichter stellen. Hitze, Kälte, Staub- und Salzablagerungen, Feuchtigkeit, Druck und kosmische Strahlung sind Herausforderungen für den zuverlässigen Betrieb der Anlagen in Wüstenregionen, Tropen, Meeresgegenden, Gebirgen und in arktischen Klimazonen. Zusätzlich stellt der Kostendruck auf den Stromrichter von ca. 10% pro Jahr eine weitere wesentliche Größe für neue Technologieanstrengungen dar.

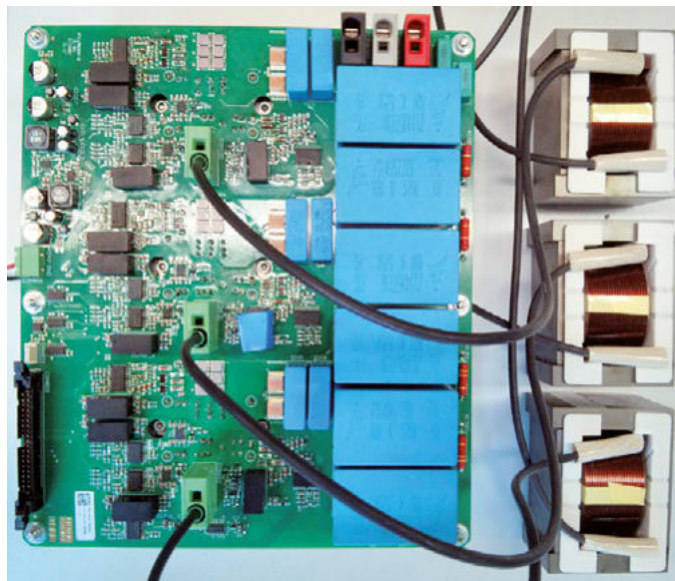
Aktuell werden neue Wechselrichterlösungen erforscht, die durch neue Halbleitertechnologien (Siliziumkarbid und Galliumnitrid) einen Einsatz der Wechselrichter in den neuen Regionen zuverlässig und kostengünstig ermöglicht.

Abbildung 3

PV Wechselrichter für erhöhte Umwelthanforderungen

mit 25kVA und SiC-Halbleitern

(Quelle: Fraunhofer IWES)



Die demonstrierte Erhöhung der Leistungsdichte auf 1 kg/kW bei einem 25 kVA Wechselrichter mit SiC-Halbleitern (Abbildung 3) und bei einem 1,8 kVA Wechselrichter mit GaN-Halbleitern, lässt eine signifikante Reduzierung des Materialeinsatzes bei z. B. den neuen passiven Komponenten zu (konventionell 2–2,5 kg/kW).

Netzintegration bei Stromrichter dominierten Netzen

Eine besondere Herausforderung für einen sicheren Netzbetrieb der Zukunft stellt die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke durch stromrichtergekoppelte dezentrale Erzeugungsanlagen dar, wie z. B. Photovoltaik und Windanlagen. Das heißt, zukünftig müssen die räumlich verteilten Erzeugungsanlagen mehr und mehr die Aufgabe der konventionellen Kraftwerke übernehmen und damit auch die Netzspannungsführung.

Netzbildende spannungseinprägende Stromrichter können grundsätzlich die geforderte Netzregelung unterstützen. Derzeitig werden in der Praxis netzbildende Stromrichter nur in Inselnetzen und insbesondere bei unterbrechungsfreien Stromversorgungsanlagen (USV) eingesetzt. Zukünftig könnten die verteilten Anlagen in Stromrichter dominierten Netzen bzw. im klassischen Verbundnetz einen Beitrag zur Systemstabilität und für eine zuverlässige Stromversorgung liefern. Ein Konzept ist die Überführung von konventionellen Kraftwerksstatiken ($f(P)/U(Q)$ -Kennlinien) in die Stromrichter [1], [2]. Einer der Vorteile wäre die kommunikationslose Interaktion der Netzbildner in Echtzeit über die Netzfrequenz und der Netzspannung [3].

Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind ca. 60% der installierten PV-Leistung im Niederspannungsnetz angeschlossen. Die Leitungsimpedanz des Hochspannungsnetzes bzw. Mittelspannungsnetzes ist überwiegend induktiv und ermöglicht eine einfache Entkopplung der Wirkleistung und der Spannung. Im Niederspannungsnetz überwiegt der ohmsche Anteil der Leitungsimpedanz. Somit ergeben sich hohe Anforderungen an die Güte und Robustheit der Stromrichterregelung. Eine große Herausforderung wird zukünftig die Vermeidung der Blindleistungspendelungen zwischen den netzbildenden Stromrichtern sein und damit ein stabiler und effizienter Betrieb im Verbundnetz.

Eigenverbrauch durch PV-Batteriesysteme

PV-Speicher werden in der Regel geladen, sobald ein Überschuss an Erzeugungsleistung existiert. Somit wird der solare Deckungsanteil und der Eigenverbrauch vor Ort gesteigert und der Netzbezug reduziert.

Um ein netzdienliches Verhalten zum Beispiel durch Kappung von Einspeisespitzen während der Mittagszeit zu erreichen oder eine mögliche Abregelung von Anlagen durch den Netzbetreiber zu verhindern, bietet sich der Einsatz von prognosebasierten Betriebsstrategien an.

Die sinkende Einspeisevergütung auf der einen und steigende Stromkosten auf der anderen Seite, lassen die Speicherung von überschüssigem PV-Strom zum späteren Verbrauch bei mangelnder PV-Erzeugung stets lukrativer werden. Dieser Trend wird durch die Preisdegression dezentraler Solarstromspeicher auf Basis von Blei-Säure oder Lithium-Ionen, den verbreitetsten Batterietechnologien, verstärkt.

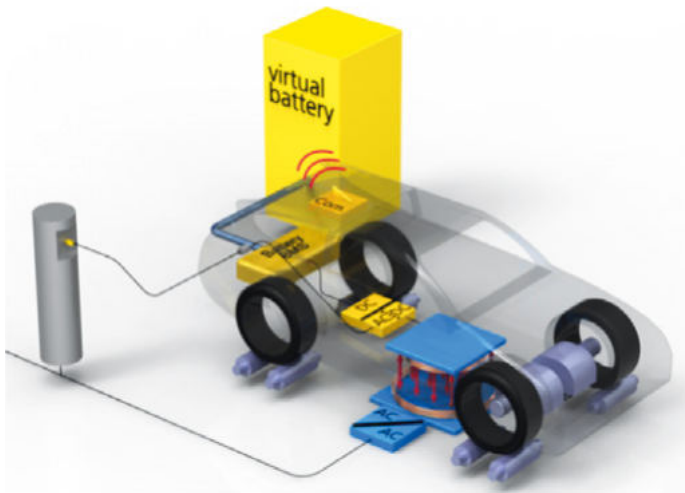


Abbildung 4
Konzept des multifunktionalen Ladens
(Quelle: Fraunhofer IWES)

Vor allem Lithium-Ionen-Batteriesysteme, bei denen die Endverbraucherpreise über die letzten Jahre hinweg um 15–20%/a gesunken sind, spielen mit einem Anteil von über 90% der in Deutschland neu installierten Systeme Ende 2015 eine immer wichtigere Rolle.

Für Investitionsentscheidungen ist es wichtig, die Effizienz von PV-Speichersystemen abschätzen zu können. Diese ist, neben der eingesetzten Speichertechnologie, von der verwendeten Leistungselektronik und deren Regelung abhängig. Dabei spielt insbesondere die Regelung der Betriebszustände eine wichtige Rolle. Diese werden durch die Systemdimensionierung, die Solarstrahlung und die nutzerabhängige elektrische Haushaltslast beeinflusst. Aufbauend auf dem unter Leitung des Fraunhofer IWES entwickelten Hybrid-Benchmark-Verfahren [4], werden aktuell verschiedene Vermessungs- und Bewertungsansätze diskutiert. Diese basieren auf der Systemcharakterisierung im Labor. Dafür werden unter anderem die Effizienzkennlinien der Wandlungspfade, die Leistungsaufnahme der Komponenten im Betriebs- und Ruhemodus, sowie die durch das Batteriemanagementsystem verursachten Verzögerungen erfasst. Mit Hilfe standardisierter Anwendungstests oder Systemsimulationen können anschließend Effizienz-Kennzahlen für unterschiedliche Betriebsstrategien berechnet werden. Um die Transparenz und die Vergleichbarkeit der verschiedenen Systeme für den Endkunden zu erhöhen, ist die Weiterentwicklung und Einbringung solcher Verfahren in die Normung wünschenswert.

Sektorenkopplung Strom-Verkehr

Elektrofahrzeuge können als geeignetes Mittel dienen, den Eigenverbrauch zu erhöhen, wenn sie intelligent in ein Energiemanagementsystem eingebunden werden. Wird das Ladegerät des Elektrofahrzeugs so ausgelegt, dass es einen bidirektionalen Leistungsfluss ermöglicht, können mit ihrer Hilfe ein PV-Batteriespeichersystem zur Energieversorgung von Haushalten mit einer PV-Anlage realisiert und zusätzlich auch Netzdienstleistungen erbracht werden, wie z. B. die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung [5].

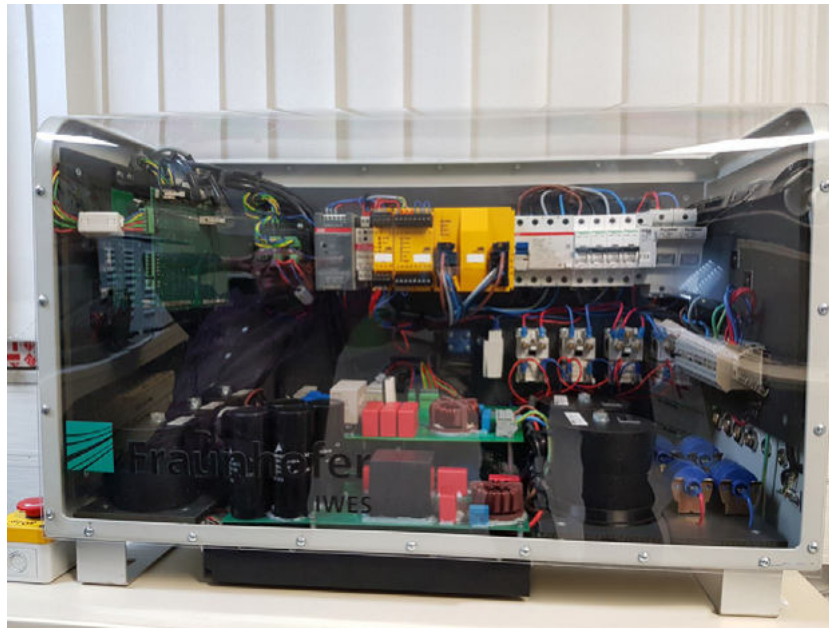
Die meisten konventionellen Elektrofahrzeuge können einphasig kabelgebunden laden. Neue Entwicklungen lassen zusätzlich eine dreiphasige sowie eine kontaktlose, induktive Ladung und nur teilweise den bidirektionalen Leistungsfluss zu.

Das multifunktionale bidirektionale Ladegerät des Fraunhofer IWES Kassel realisiert alle drei Ladevarianten und stellt ergänzend jeweils die Rückspeisefunktion zur Verfügung (Abbildung 4).

Durch eine Mehrfachnutzung der leistungselektronischen Komponenten für die Lade- und Entladevarianten, können die Kosten und das Volumen im Vergleich zu konventionellen Lösungen um jeweils rund 60% verringert werden [6] (Abbildung 5).

Neuartigen Energiekonzepte und eine zunehmenden Anzahl von Elektrofahrzeugen am Markt werden den Bedarf an Dienstleistungen für eine günstige, zuverlässige Eigenstromversorgung steigern und werden den bidirektionalen Leistungsfluss in Elektrofahrzeugen weiter verbreiten.

Abbildung 5
**Multifunktionales
 Ladegerät mit Sicher-
 heitstechnik**
 (Quelle: Fraunhofer IWES)



Fazit

Weiterentwicklungen in der PV-Systemtechnik ermöglichen den Wandel von PV-Anlagen, die bisher nur auf Netzeinspeisung ausgelegt sind, hin zu PV-Systemen, die in lokale oder übergeordnete Systemlösungen eingebunden werden können.

In diesem Beitrag wurden verschiedene Aspekte zur weiteren Verbesserung der PV-Systemtechnik vorgestellt. Diese ermöglichen beispielsweise:

- Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von zukünftigen PV-Anlagen an Fassaden
- Sicherstellung der Übernahme von mehr Systemverantwortung durch intelligente Wechselrichter
- Aufzeigen der Optimierungspotenziale von PV-Eigenverbrauchssystemen und der Sektorenkopplung

Quellen

- [1] A. Engler, „Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen, Dissertation,“ 2002
- [2] M. Jostock, „Stabilität wechselrichtergeführter Inselnetze, Luxembourg“, 2013
- [3] P. Unruh und A. Seibel, „Vorrichtung und Verfahren zur Regelung eines Wechselrichters“, Deutschland Patent Eingereichte Patentanmeldung 102016203123.6, 26 02 2016
- [4] F. Niedermeyer et al., „Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs,“ 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015
- [5] Projekt SIEM/Systemintegration von Elektrofahrzeugen. Gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Förderkennzeichen 0325602)
- [6] M. Jung, A. Seibel, J. Steffen, G. Lempidis, J. Kirchhof, R. Gaber und R. Marklein, „Multimode Charging of Electric Vehicles – A combined concept with multiple use of components and strategies for decreasing power losses, weight and volume,“ in PCIM Europe, Nürnberg, 2016

Innovationspotenzial der Windenergie

1. Einleitung

Obwohl sich der Aufbau einer Windenergieanlage in den letzten drei Jahrzehnten nicht grundsätzlich geändert hat – drei Rotorblätter in Kombination mit einer horizontalen Achse auf einem Turm – so hat sich die verwendete Technik jedoch rasant weiterentwickelt und zu einer drastischen Senkung der Energieerzeugungskosten geführt.

Auch für die nächsten Jahre ist mit weiteren deutlichen technologischen Fortschritten zu rechnen. Einige wesentliche Innovationstrends werden hier vorgestellt.

2. Kostendegression in der Windenergie

Die Senkung der Stromgestehungskosten ist eines der wichtigsten Ziele der Windenergiebranche. Obwohl Windenergie in vielen Regionen der Welt seit jeher die günstigste Form der erneuerbaren Energien und inzwischen teilweise auch günstiger als jede Form fossiler Erzeugung ist, besteht weiterhin

ein enormer Kostendruck. Dieser ergibt sich aus der Notwendigkeit der Erschließung windschwächerer Regionen (z. B. in Süddeutschland) oder völlig neuer Potenziale Offshore, die zunächst durch die höhere Komplexität der Standorte die bisherigen Kostensenkungen teilweise zunichte machen.

Da schon durch die Arbeiten der letzten Jahre die meisten Potenziale aus Stückzahleffekten und einer globalen Lieferkette ausgeschöpft sind, rücken nun wieder zunehmend neue technologische Ansätze in den Vordergrund.

Sichtbar wird dies durch das deutliche Größenwachstum der Anlagen in den letzten Jahren, siehe *Abbildung 1*.

Obwohl die Gesetze der Physik ein Größenwachstum zunächst mit höherem spezifischem Gewicht „bestrafen“, hilft dieses Wachstum jedoch trotzdem bei der Zielerreichung der niedrigeren Stromgestehungskosten.

Onshore bewirkt eine lastoptimierte Verlängerung der Rotorblätter bei gleichzeitig wenig zunehmender Nennleistung eine erhebliche Vergrößerung der Erntefläche und somit auch der Ausnutzung der



Fraunhofer IWES
 Prof. Dr. Andreas Reuter
 andreas.reuter@iwes.fraunhofer.de
 Dr. Cornelia Stübiger
 stuebig@ial.uni-hannover.de

DLR
 Dr. Jan Tessmer
 jan.tessmer@dlr.de

Abbildung 1
Wachstum der Anlagengröße
 (Quelle: IWES/ForWind)

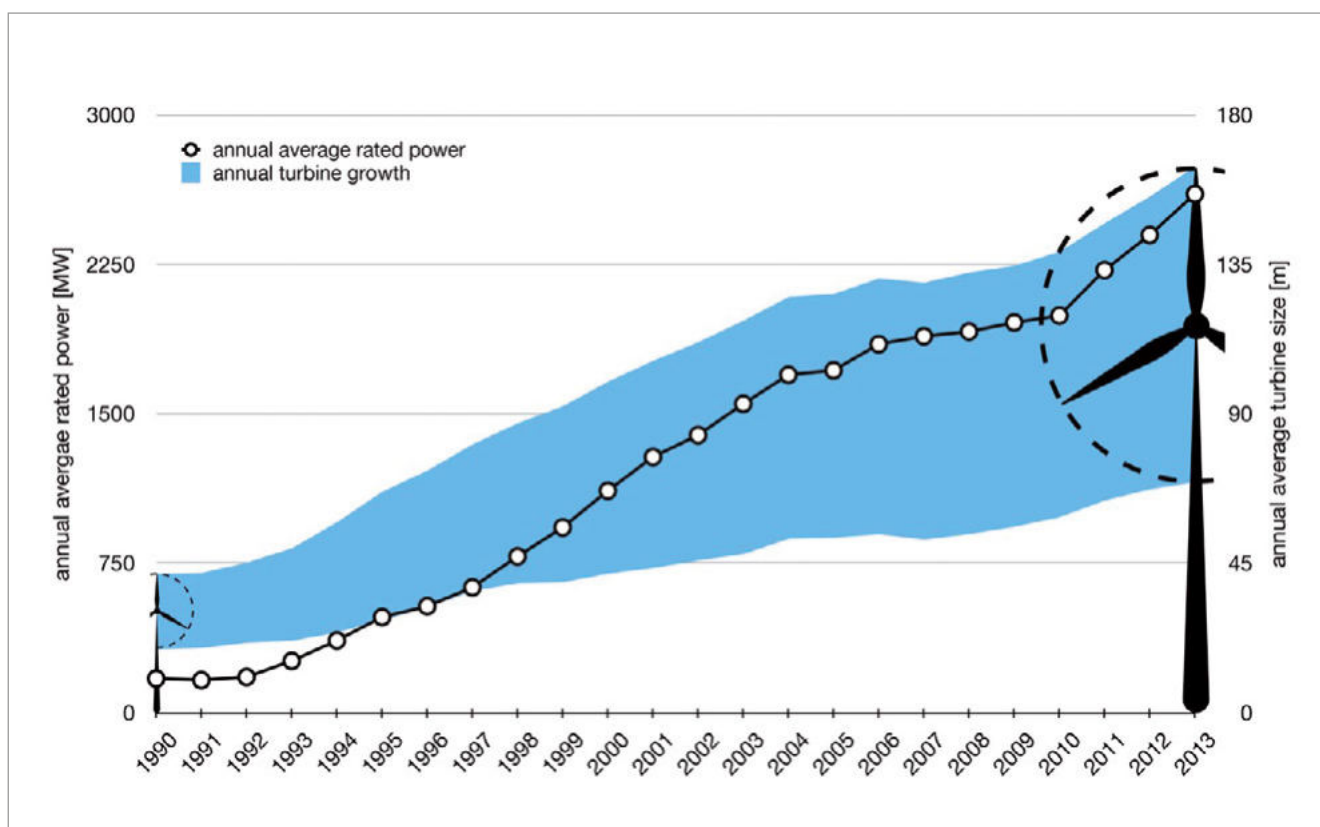


Abbildung 2

Prinzip Smart Blades mit beweglicher Hinterkante

(Quelle: DLR und TFD-Institut der Leibniz Universität Hannover)



Grundfläche eines Windparks. Im Ergebnis sinken so die Kosten pro erzeugter kWh.

Für die Nutzung Offshore wächst die Anlagenleistung ebenfalls stark in Kombination mit sehr großen Rotoren – hier kommt zusätzlich der Effekt massiver Einsparungen im Gründungsbereich zum Tragen.

Im Ergebnis müssen nun allerdings diese extrem großen Windenergieanlagen zuverlässig entwickelt und betrieben werden – immerhin die größten rotierenden Maschinen, die von Menschen je gebaut wurden.

3. Herausforderung Rotorblatt

Aktuell existierende Rotorblätter erreichen eine Länge von 88 m, auf dem Reißbrett sind sie bereits 100 m lang. Im Vergleich dazu ist ein Airbus A380 mit einer Spannweite von 80 m klein. Derart große Strukturen aus faserverstärktem Verbundmaterial erfordern völlig neue Ansätze in der Materialentwicklung, um die notwendige Lebensdauer von 20 Jahren auch unter extremsten Bedingungen zuverlässig zu erreichen. Forschung und Industrie arbeiten kontinuierlich an neuen Ansätzen, diese Ziele zu sehr niedrigen Kosten zu realisieren.

Eng verknüpft mit dem Thema Materialentwicklung ist die Frage der Herstellbarkeit dieser großen und komplexen Strukturen. Ein Schwerpunkt der Entwicklungsarbeiten ist hierbei die Industrialisierung der Fertigungsprozesse, d. h. die Ablösung manueller Manufakturtechniken durch reproduzierbare automatisierte oder zumindest teilautomatisierte Ansätze. Neben den Fragen der Materialwahl und der geeigneten Fertigungstechnologie stoßen sehr große Rotorblätter an die Grenzen der Regelbarkeit. Bisherige Rotorblätter werden um ihre Längsachse in

oder aus dem Wind gedreht und begrenzen so die Leistungsaufnahme und die Beanspruchung der Turbine. Bewegt sich nun ein Rotorblatt aber in einem Windfeld von der Fläche mehrerer Fußballfelder, so reicht die Geschwindigkeit und Genauigkeit nicht aus, um auf alle lokalen Böen – die auch nur Teile des Rotorblattes treffen – zu reagieren.

Deshalb wird an sogenannten „smart blades“ gearbeitet, Rotorblätter mit lastmindernden strukturellen Eigenschaften, oder mit Klappen und anderen Möglichkeiten zur Strömungsbeeinflussung, die sowohl schnell als auch lokal wirken und so das Lastniveau nachhaltig senken können. Hier wird insbesondere auch versucht, Technologien aus der Luftfahrt in den neuen Anwendungsbereich zu überführen (Abbildung 2).

Ein weiteres wichtiges Feld für technische Verbesserungen rund um den Rotor stellt die Frage der Lärmemissionen dar – schließlich wird hierdurch direkt die lokale Akzeptanz beeinflusst. Der abgestrahlte Schall einer Windenergieanlage ist proportional zur Rotorfläche, somit wird das Thema mit dem derzeitigen Wachstum akut. Diverse Ansätze von der genaueren Modellierung der schallverursachenden Wirbelablösungen bis hin zur aktiven oder passiven Beeinflussung der Strömung um das Profil oder die Blattspitze werden in der Forschung bearbeitet.

4. Innovative Triebstränge für hohe Leistungen

Mit Anlagenleistungen von inzwischen 8 MW und mehr erreichen auch die Bauteile des Triebstranges Größenordnungen und Gewichte, die mit bisherigen erprobten technischen Ansätzen nicht zu sinnvollen Kosten und mit ausreichender Zuverlässigkeit realisiert werden können (Abbildung 3).

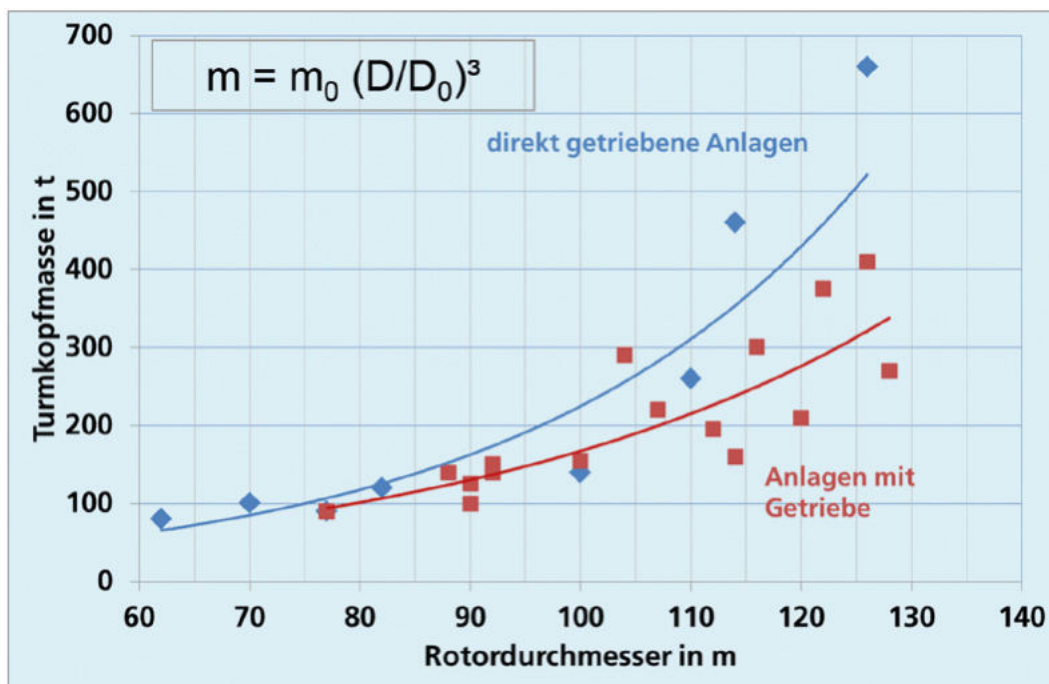


Abbildung 3

Zunahme der Turmkopfmasse für verschiedene Triebstränge als Funktion des Rotordurchmessers
(Quelle: IWES)

Verschiedenen Lösungen konkurrieren miteinander, tendenziell kann ein Trend zu weniger Getriebestufen bzw. zu direkt angetriebenen Generatoren festgestellt werden. Um aber die sehr hohen Drehmomente ohne eine überproportional hohe Zunahme der Gewichte zu verwirklichen, muss die Leistungsdichte des Triebstrangs erhöht werden. Innovative Generatorkonzepte bis hin zu supraleitenden Generatoren, die diese Anforderungen erfüllen, werden derzeit entwickelt.

Modularität ist ein weiterer deutlicher Trend bei neuen Triebsträngen, hierdurch soll die Wartungsfreundlichkeit verbessert und so letztendlich die durchaus relevanten Betriebskosten gesenkt werden.

5. Risikominimierung in der Entwicklung und Produktvalidierung

Wie bereits in den vorausgegangenen Abschnitten deutlich wurde, nimmt die Komplexität der in Windenergieanlagen verwendeten Technologie deutlich zu. Immer mehr wird auf speziell für diesen Anwendungsfall entwickelte Ansätze zurückgegriffen – von der Materialentwicklung über die einzelnen Bauteile bis hin zu völlig neuen Triebstrangkzepten. Diese Zunahme an Komplexität und Aufwand muss durch angemessene Validierungsansätze abgesichert werden, eine Nachbesserung an bereits ausgelieferten Anlagen und womöglich in einem Offshore-Windpark kann eine existenzbedrohende finanzielle Belastung für einen Turbinenhersteller bedeuten.

In der Praxis wird deshalb – neben der bereits seit Jahren etablierten Untersuchung von Prototypen – zunehmend auf Versuche an Prüfständen gesetzt. Stand der Technik sind Lebensdaueruntersuchungen an kompletten Rotorblättern, Triebstrangkomponenten und seit kurzem auch an vollständigen Triebsträngen bzw. Gondeln (Abbildung 4).

Der Aufwand ist erheblich, es müssen extrem hohe Lasten aufgebracht bzw. hohe Drehmomente zur Verfügung gestellt werden, um realitätsnah testen zu können.

Auch fehlen noch für viele Bauteile sinnvolle Methoden zur beschleunigten Lebensdaueruntersuchung, da die während eines 20-jährigen Betriebes auftretenden Schadensmechanismen komplex und sehr bauteilspezifisch sind. Deshalb wird in diesem Bereich sehr intensiv an der Entwicklung genauerer Schädigungsmodelle und deren Übertragung in Betriebsanweisungen für Prüfstände gearbeitet.

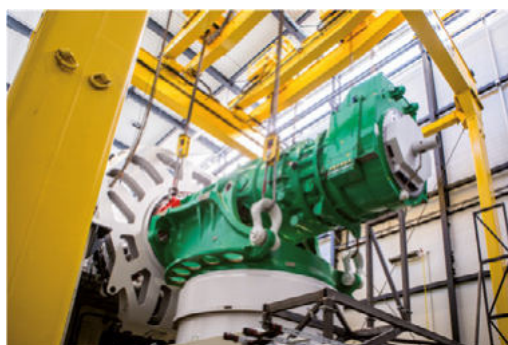


Abbildung 4

Gondelprüfstand des Fraunhofer IWES in Bremerhaven
(Quelle: IWES)

6. Transport- und Installationslogistik

Mit dem Wachstum der Anlagengrößen und den damit verbundenen großen Nabenhöhen im Binnenland sowie der Erschließung neuer Märkte Offshore nimmt die Bedeutung der Transport- und Logistikfragestellungen in der Kostenbilanz stetig zu.

Im komplexen Gelände des Binnenlandes stellen der Transport der sehr langen Blätter bis zum Standort und die flächenschonende Errichtung der Rotoren und Gondeln die größten Herausforderungen dar.

Im Offshore-Bereich sind noch deutlich innovativere Konzepte gefragt: derzeit werden erstmals riesige und hochspezialisierte Errichterschiffe eingesetzt, die sowohl die Bauteile für diverse Anlagen inklusive der riesigen Rotoren und die zugehörigen Kräne mit sich führen (*Abbildung 5*). Ziel ist die Errichtung einer maximalen Anzahl von Anlagen in den sehr knapp bemessenen Wetterfenstern, die solche komplexen Operationen auf See erlauben.

Auch in den nächsten Jahren besteht hier noch deutliches Potenzial für weitere Verbesserungen, nicht nur für den Aufbau der Anlagen, sondern auch für die Betriebsphase.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Technologien der Windenergiebranche sind inzwischen Vorreiter in vielen Bereichen, von der Materialentwicklung über fortschrittliche aerodynamische Lösungen bis hin zu komplexen Fertigungstechnologien für extrem große Bauteile.

Derzeit werden große Windparks bereits als hochentwickelte Kraftwerke betrieben, die in ihrem Zusammenspiel auch netzstabilisierende Eigenschaften haben – und das zu den niedrigsten Kosten im Bereich der erneuerbaren Energien und wettbewerbsfähig zu konventionellen Erzeugern.

Durch systematische Weiterentwicklung, insbesondere im Bereich der Rotoren und der Triebstränge, wird das weitere Potenzial der Kostensenkung für die nächsten Jahre auf 20–40 Prozent geschätzt.

Abbildung 5

Errichterschiff
mit diversen
Windenergieanlagen
als Zuladung

(Quelle: Fred. Olsen Windcarrier)



F&E-Perspektiven der Wasserstoff-Technologien

Wasserstoff-Technologien

Die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen gewinnt zunehmend an Bedeutung und ihr Anteil an der Stromerzeugung liegt mittlerweile bei mehr als 30% [1]. Um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter fortschreiten, was zur Folge hat, dass große Energiemengen auch dann zur Verfügung stehen, wenn dem kein unmittelbarer Verbrauch gegenüber steht.

Wasserstoff als gut handhabbarer, gasförmiger Energieträger bzw. Rohstoff kann im zukünftigen Energiesystem eine vielversprechende Möglichkeit bieten, erneuerbare Energie zeitlich unabhängig von ihrer Erzeugung unterschiedlichen Verbrauchern zugänglich zu machen. Dabei eignet sich Wasserstoff sowohl als Energieträger im Verkehrssektor, in der Industrie und in Haushalten. Aber auch die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie ist denkbar.

Im Verkehrssektor ist der Anteil erneuerbarer Energien mit rund 5% noch niedrig. Mit Zunahme der batterieelektrischen Mobilität wird dieser Anteil weiter steigen. Neben der Batterietechnologie, die in der ersten Aufbauphase auf die bereits existierende elektrische Infrastruktur zurückgreifen kann, wird Wasserstoff zukünftig in Brennstoffzellfahrzeugen genutzt werden können und damit eine Schlüsselrolle bei der klimagasneutralen Mobilität spielen. Dazu ist die Entwicklung einer entsprechenden Infrastruktur notwendig [2], deren Aufbau gegenüber dem Ausbau der elektrischen Infrastruktur günstiger sein kann [3].

In diesem Artikel werden unterschiedliche Erzeugungsmöglichkeiten für regenerativen Wasserstoff vorgestellt und ihre Potenziale diskutiert. Unterschieden wird zwischen der direkten Wasserstoffherzeugung aus Sonnenenergie und der Erzeugung mit elektrischer Energie in einem Elektrolyseur. Außerdem wird ebenfalls auf die Entwicklung von Nutzungs- bzw. Betankungstechnologien eingegangen.

Solare Wasserstoffproduktion

Die solare Wasserstoffproduktion lässt sich in die bioartifizielle Photosynthese und die photoelektrische Erzeugung unterteilen:

Beim UFZ wird die bioartifizielle Photosynthese entwickelt, der Entwicklungsfokus liegt auf der Untersuchung des Wasserstoff produzierenden Enzyms, der Hydrogenase. Es handelt sich um grundlegende Untersuchungen und die praktischen Einsatzmöglichkeiten, die Effizienz und die Lebensdauer solcher Systeme sind derzeit noch nicht geklärt. Die zu überwindenden Schwierigkeiten liegen insbesondere in der Kopplung der Hydrogenase an den aus der Photosynthese hervorgerufenen Elektronentransport, der O₂-Sensitivität der Hydrogenase und der Entkopplung von Photosynthese und Kohlenstoffstoffwechsel [4]. Ein großes Potenzial dieses biologischen Ansatzes liegt in der Fähigkeit der biologischen Systeme zur Selbstassemblierung und zur Reparatur; möglicherweise lässt sich diese Fähigkeit auch bei anderen elektrochemischen Systemen zur Steigerung der Haltbarkeit nutzen.

Eine weitere Möglichkeit der direkten Erzeugung aus Sonnenlicht liegt in der photoelektrischen Wasserstoffherzeugung, bei der die in einer Photovoltaik-Zelle erzeugte elektrische Energie für die elektrochemische Wasserspaltung in einer angebauten Elektrolyse-Zelle genutzt wird. Solche Zellen werden mit Wasser gespeist und bei Sonneneinstrahlung werden Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt. Das Forschungszentrum Jülich und das Helmholtz Zentrum Berlin arbeiten an diesem Thema und es wurden erste Module für Testzwecke aufgebaut. Diese Systeme bestehen aus einer Dünnschicht Photovoltaik und einem alkalischen Elektrolysesystem. Die Effizienz erster modularer Demonstratoren liegt derzeit bei knapp 4%, für kleinere Zellen sind Wirkungsgrade von 7–9% erreicht worden. Es sind aber höhere Wirkungsgrade bei Anpassung des Elektrolysesystems und der Photovoltaik möglich.

Einen großen Einfluss auf die Effizienz hat die eingesetzte Photovoltaiktechnologie: Bei Verwendung von Perovskit-basierten Zellen oder Cu(In,Ga)Se₂ (CIGS) sind Effizienzen von rund 15% möglich [5]. Die Herausforderung besteht nun darin, die Demonstratoren weiter zu skalieren und für den technischen Maßstab relevante Flächen zu erreichen, außerdem muss noch der Nachweis des langzeitstabilen



Jülich

Dr. Martin Müller
mar.mueller@fz-juelich.de

DLR

Prof. Dr. K. Andreas Friedrich
andreas.friedrich@dlr.de

HZB

Prof. Dr. Roel van de Krol
roel.vandekrol@helmholtz-berlin.de

Fraunhofer ISE

Dr. Christopher Hebling
christopher.hebling@ise.fraunhofer.de

IZES

Dr. Bodo Groß
gross@izes.de

UFZ

Prof. Dr. Andreas Schmid
andreas.schmid@ufz.de

ZSW

Andreas Brinner
andreas.brinner@zsw-bw.de

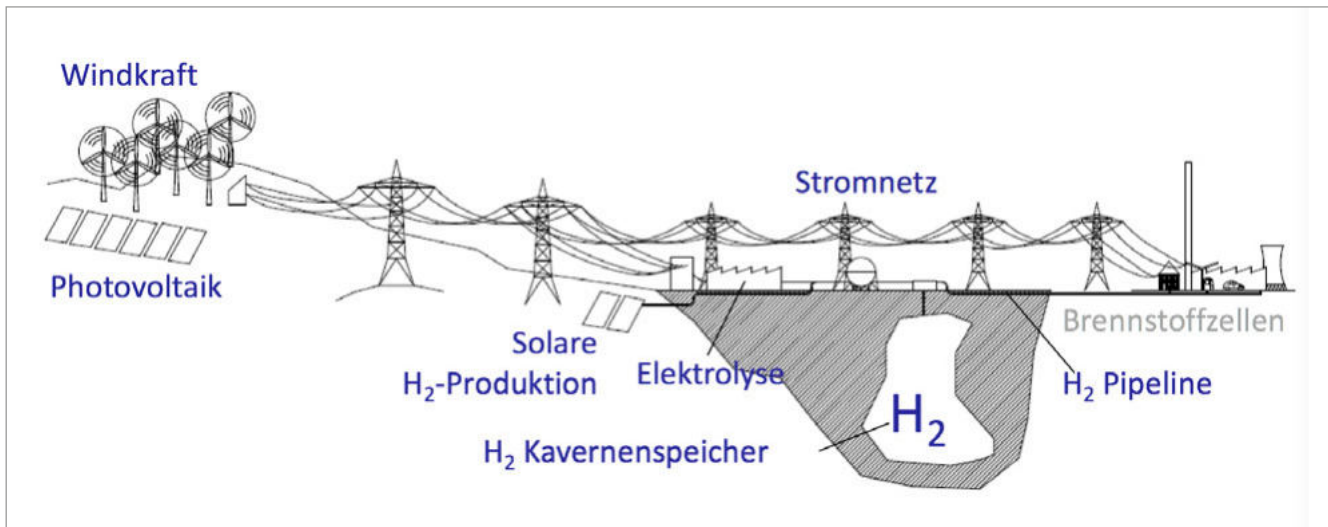


Abbildung 1

Wasserstoff-technologien

und ihre Einbettung in ein von erneuerbaren Energien dominiertes System

(Quelle: FZ Jülich)

Betriebes erbracht werden. Unter betriebswirtschaftlicher Betrachtung können integrierte photovoltaisch getriebene katalytische Bauelemente in sonnenreichen Regionen wettbewerbsfähig sein, bei entsprechender Haltbarkeit der Zellen lassen sich Wasserstoffkosten von 2–3 €/kg erreichen [6].

Am Fraunhofer ISE wurde gerade ein erster „Hydrogen Concentrator“ [7] Demonstrator zur solaren Wasserstofferzeugung hergestellt und auf dem Dach unter realen Bedingungen vermessen. Dieser verwendet acht III-V Zweifachsolarzellen die mit acht PEM-Elektrolyse-Zellen gekoppelt sind. Hier wurden Modulwirkungsgrade von über 19% erreicht [8].

Elektrochemisch Wasserspaltung – Elektrolyse

Die klassischen Elektrolysetechnologien sind:

- SOE (oxidkeramische Hochtemperatur Elektrolyse)
- PEM (saure Polymer Membran Elektrolyse)
- AE (alkalische Elektrolyse)

Ihre Entwicklung steht unter dem Fokus der Senkung der Investitions- und Betriebskosten. Derzeit liegen die Kosten für ein installiertes Kilowatt Elektrolyseur bei der SOE bei rund 2500 €, für die PEM Elektrolyse bei rund 1500 € und für die alkalischen Elektrolyse bei ca. 1000 €. Aus dem Kostensenkungsziel lassen sich technische Anforderungen ableiten, die eine weiterentwickelte Elektrolyse erbringen muss. Diese sind:

- Steigerung der Effizienz
- Skalierung der Leistung
- Reduzierung des Einsatzes von hochpreisigen Materialien
- Verbesserung der Haltbarkeit

Abbildung 2

PEM-Elektrolyse-Stack

(Quelle: FZ Jülich)



Alkalische Elektrolyse

Am ZSW werden fortschrittliche alkalische Druckelektrolyseure entwickelt. Hier wird ein Aufbau mit einer aktiven Fläche von 2750 cm² als Entwicklungsplattform genutzt, der dank optimierter federnder Stromübertrager Nennstromdichten bis 1 A/cm² erlaubt. Der Elektrolyseur kann bei einem Druck von 16 bar betrieben werden, was gegenüber dem drucklosen Betrieb zu einer effizienteren Wasserstoffverdichtung führt. Derzeit erfolgt die Inbetriebnahme einer solchen Anlage im Maßstab von rund 300 kW und eine weitere Skalierung in den MW-Maßstab ist aus technischer Sicht möglich. Das ZSW verfügt über fundierte Erfahrungen im Bereich der Stack- und Systementwicklung, der praktischen Umsetzung solcher Konzepte, in Zulassungsfragen und beim Betrieb.

PEM Elektrolyse

Die PEM Elektrolyse stellt einen weiteren Entwicklungsschwerpunkt dar. An diesem Thema arbeiten das DLR, das Forschungszentrum Jülich, das Fraunhofer ISE und das IZES. Dabei werden unterschiedliche Entwicklungsthemen adressiert. Am DLR und Fraunhofer ISE werden zum Beispiel neue Korrosionsschutz-Beschichtungen entwickelt, die es ermöglichen, den Einsatz teurer Bleche aus Titan zu reduzieren und damit die Investitionskosten zu senken. Am DLR können mit Hilfe des thermischen Spritzens Flächen bis zu 2 m² beschichtet werden und dadurch ist es möglich, den gegenüber Titan kostengünstigeren Edelstahl als Basismaterial für Bipolar-Platten zu nutzen. Darüber hinaus ist es möglich, kostengünstige Kontaktierungselemente mit variierender Porosität zu erzeugen [9, 10, 11]. Beide Institute untersuchen außerdem die Degradationsmechanismen von Polymer Membran Elektrolyseuren im Langzeitbetrieb als Funktion der Stromdichte und anderer Betriebsparameter [12].

Am Forschungszentrum Jülich werden die elektrochemisch aktiven Elemente hinsichtlich ihrer Funktion verbessert. So konnte trotz einer deutlichen Reduzierung des Edelmetallanteils auf rund 0,5 mg/cm² die Leistungsfähigkeit der Elektroden deutlich gesteigert werden. Mit solchen MEAs sind Stromdichten von 4 A/cm² bei Spannungen von rund 1,8 V möglich. Außerdem liegt ein weiterer Entwicklungsschwerpunkt auf der kontinuierlichen und reproduzierbaren maschinellen Herstellung dieser Elektroden. Neben der Entwicklung leistungsstarker Zellstapel gilt ein besonderes Augenmerk den Vorgängen in den Zellen und Stacks. Hier stehen die porösen Stromkollektoren im Fokus und von wissenschaftlicher Seite wird der mehrphasige Stofftransport in diesen porösen Materialien und den Kanälen der Zellen im Betrieb untersucht [13, 14].

Am Fraunhofer ISE fokussieren sich die Arbeiten auf die porösen Transportschichten und Beschichtungsstrategien für Bipolarplatten. Durch Kombination diverser in- und ex-situ Messmethoden werden Effekte wie die Massentransportlimitierung untersucht und Designvorgaben abgeleitet. Ferner werden Schnellalterungstests für MEAs und Bipolarplatten entwickelt. Die Ergebnisse fließen direkt in die Komponentenoptimierung bei den Herstellern ein. Das Fraunhofer ISE verfügt zudem über eine großskalige Testeinrichtung auf der Elektrolyseure mit Leistungen im Megawattbereich untersucht werden können. Diese Testplattform kann von Herstellern von Elektrolyseuren für Testzwecke genutzt werden und liefert wichtige Informationen über die Auswirkung der Skalierung der Leistung auf die einzuhaltenden Betriebsfenster.



Abbildung 3
24-zelliger
Elektrolyseblock
(Quelle: ZSW)

Hochtemperatur Elektrolyse

Die genutzten Systeme der Hochtemperatur-Elektrolyse liegen in einem Leistungsbereich von einigen kW und im nächsten Schritt soll diese Leistung weiter in den 100 kW Maßstab skaliert werden. Die SOE bietet die Möglichkeit einer sehr effizienten Wasserstoffherzeugung, die erreichbaren Wirkungsgrade liegen sehr hoch und es ist möglich diese noch weiter durch die Integration von Abwärme zu steigern. Eine besondere Eigenschaft der SOE liegt in der Möglichkeit des reversiblen Betriebes, das heißt, dass sie auch als Brennstoffzelle genutzt werden kann. Damit ist es möglich ein und dasselbe Gerät zur Erzeugung von Wasserstoff und zur Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserstoff zu nutzen, also ideal als Energiespeicher.

SOEs werden bei Temperaturen zwischen 700 und 800 °C betrieben. Es werden keramische Werkstoffe für den Aufbau eingesetzt. Diese Materialien sind spröde und ein Entwicklungsschwerpunkt richtet sich auf die Verbesserung der Zellmechanik durch Anpassung der Konstruktion und der Werkstoffe. Bereits jetzt werden umfangreiche Untersuchungen zur Langzeitstabilität der Zellen durchgeführt [15]. Am Forschungszentrum Jülich befindet sich eine Zelle im reversiblen Betrieb seit mehr als 15.000 Stunden im Einsatz. In diesem Test liegt die Alterungsrate aktuell bei ~0.65%/1000 h und die Degradation lässt sich in erster Linie auf eine Erhöhung der ohmschen Verluste zurückführen.

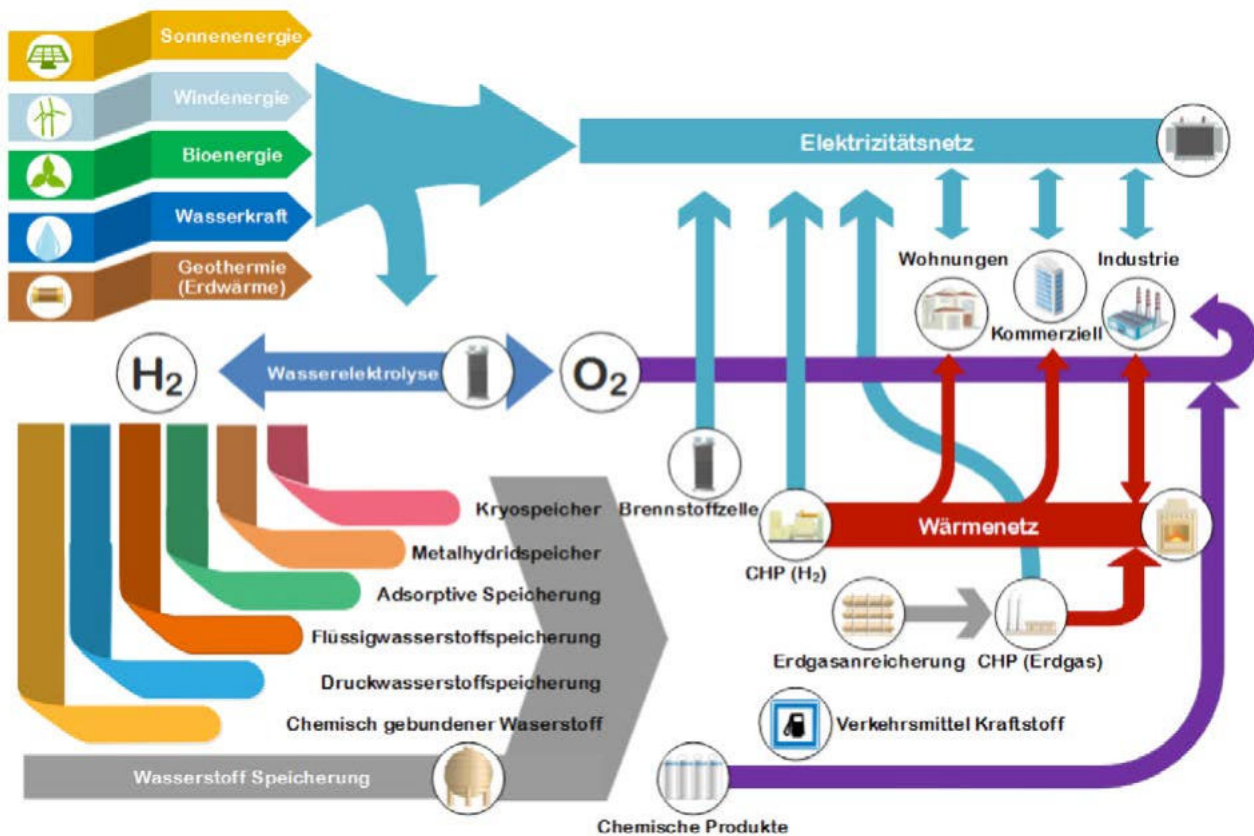


Abbildung 4
**Wertschöpfungskette
 für erneuerbaren
 Wasserstoff**
 (Quelle: IZES)

H2 Wertschöpfung/Nutzung

Eine Analyse von Wertschöpfungsketten für erneuerbaren Wasserstoff wurde unter anderem vom IZES durchgeführt. Es wurden unterschiedliche Speichertechnologien und auch Nutzungspfade betrachtet und mögliche Potenziale aufgezeigt.

Eine praktische Untersuchung der Wasserstoffnutzung erfolgt am Fraunhofer ISE in Freiburg. Hier liegt der Fokus auf der Bereitstellung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff als Kraftstoff. Dazu verfügt das ISE über eine Wasserstofftankstelle, die von einer Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 16 kW gespeist wird. Daran angeschlossen ist ein Membran-Elektrolyseur (PEM-Elektrolyse) mit einer Leistungsfähigkeit von 0,5 kg Wasserstoff pro Stunde. Der so erzeugte Wasserstoff wird verdichtet und kann dann in einem Mitteldruckspeicher mit einem maximalen Speicherinhalt von 60 kg Wasserstoff bei ca. 450 bar gespeichert werden. Ein so genannter Hochdruckspeicher verfügt über einen Inhalt von 17 kg bei ca. 950 bar. Mit dieser Konfiguration ist es möglich eine 700 bar Schnellbetankung nach SAE J2601 sowie 350 bar Slow Fill durchzuführen. Eine B-Klasse lässt sich damit innerhalb von fünf Minuten voll betanken. Die aufgebaute Tankstelle ist öffentlich zugänglich und kann nach einer Einweisung und Ausgabe einer Tankkarte genutzt werden.

Perspektiven

Die ambitionierten Klimaschutzziele können nur durch eine weitreichende Nutzung erneuerbarer Energien erreicht werden. Die hier vorgestellten Wasserstofftechnologien ermöglichen es, neben der erneuerbar erzeugten elektrischen Energie in Zukunft mit Wasserstoff einen Rohstoff bzw. Energieträger mit vielfältigen Möglichkeiten zur Verfügung zu haben. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich nicht festlegen, welche der vorgestellten Technologien das größte technische Potenzial hat.

Insbesondere im Bereich des Transportes und der Mobilität kann mit der Wasserstofftechnologie ein wichtiger Beitrag zu emissionsfreien Fahrzeugen mit großen Reichweiten geleistet werden. Hier wird die breite Markteinführung über Nischenmärkte erfolgen und Brennstoffzellen werden sich wahrscheinlich über Flurförderfahrzeuge, die Versorgung netzferner Standorte und durch Einbindung in das öffentliche Transportsysteme verbreiten.

Der wirtschaftliche Erfolg der Wasserstofftechnologien wird entscheidend von den erreichbaren Kosten abhängen. Eine Kostendegression wird durch die weitere Skalierung der Anlagengröße und den Einsatz kostengünstiger Materialien erreicht. Auch

die Steigerung der Haltbarkeit, die sich durch eine Anpassung der Betriebsstrategien und der in den Komponenten eingesetzten Materialien ergibt, wird langfristig zu einer Kostensenkung führen.

Wichtig für die anwendungsbezogene Entwicklung ist der weitere Ausbau eines Regelwerks zum sicheren Betrieb der Anlagen. Dadurch kann der Aufbau und die Inbetriebnahme von Wasserstoff erzeugenden und verbrauchenden Anlagen beschleunigt werden. Für eine breite Marktdurchdringung ist es neben den dargestellten technischen Innovationen jedoch zwingend, verlässliche Randbedingungen für Investitionen zu schaffen.

Literatur

- [1] Anteile erneuerbarer Energien an der Endenergiebereitstellung in Deutschland: Strom, Wärme, Verkehr Quelle: AGEE-Stat. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>
- [2] Robinius, M., Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, in RWTH Aachen University. 2015: Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag. p. 255.
- [3] Robinius et al., Infrastructure Analysis of a dedicated hydrogen pipeline grid, Presentation December 2016, Herten, Conference: Beiratssitzung h2-netzwerk-ruhr e.V.
- [4] Ogata et al. (2015) Nature 520, 571–574
- [5] Turan et al. (2016) Nat. Commun. 7:12681
- [6] Kirner et al. (2016) International Journal of Hydrogen Energy 41, 20823
- [7] Dimroth et al (2006) 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion
- [8] Fallisch et al. (2017) to be published
- [9] Lettenmeier, P. et al. (2016) J. Electrochem. Soc. 163 F1-F6
- [10] Lettenmeier, P. et al. (2016) J. Power Sources 311 (2016) 153–158
- [11] Gago, A.S. et al. (2016) J. Power Sources 307 (2016) 815–825
- [12] Lettenmeier, P. (2016) Electrochim. Acta 210 (2016) 502–511
- [13] Spies, A. et al. (2015), "Visualization of the two-phase-flow inside a running polymer electrolyte membrane water electrolysis cell using neutron radiography." Fachtagung "Lasermethoden in der Strömungsmesstechnik", Dresden
- [14] Höh, M. et al. (2015) ECS Transactions 69, 1135–1140
- [15] Nguyen, V. et al. (2013) International Journal of Hydrogen Energy 38,4281–4290

Smart Bioenergy Concept – Aufgaben der Bioenergie im Energiesystem der Zukunft



UFZ
Prof. Dr. Daniela Thran
daniela.thran@ufz.de
Dr. Sabine Kleinsteuber
sabine.kleinsteuber@ufz.de

DBFZ
Dr. Jan Liebetrau
jan.liebetrau@dbfz.de

DLR
Dr. Sonja Simon
sonja.simon@dlr.de

IWES
Dr. Bernd Krautkremer
bernd.krautkremer@iwes.fraunhofer.de

IZES
Prof. Frank Baur
baur@izes.de
Hermann Guss
guss@izes.de

Bioenergie stellt bisher eine entscheidende Größe beim Übergang von der fossilen in eine erneuerbare Energieversorgung dar. Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung wurden in den vergangenen Jahren umfassend ausgebaut und stellen in 2015 mit 8,1% zwei Drittel der insgesamt 12,5% erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland dar (AGEE stat 2016).

Auch wenn die dadurch realisierten Treibhausgaseinsparungen einen zentralen Beitrag zum Klimaschutz im Energiesektor darstellen, ergeben sich hinsichtlich der Beibehaltung bzw. des Ausbaus bislang erzielter Effekte verschiedene zentrale Herausforderungen für die künftige Bioenergienutzung: Zum einen werden die künftig verfügbaren Biomassen aus der Land- und Forstwirtschaft zunehmend unterschiedlich bewertet, weil diese durch vielfältige kritische Größen beeinflusst sind (z. B. Nahrungsmittelbedarf, Möglichkeiten, Grenzen und Nebeneffekte einer Intensivierung der Landwirtschaft, offene Bewertungsfragen bei CO₂-Bindung der Agrar- und Forstflächen, Naturschutz, Landnutzungsänderungen etc.). Zum anderen werden in einem zunehmend mit fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) versorgten Energiesystem andere Anforderungen an den Einsatz von Biomasse gestellt als in einem fossil dominierten System.

Smart Bioenergy – Antwort auf sich ändernde Rahmenbedingungen

Als Antwort auf diese Herausforderungen und mit Blick auf die Erwartungen an eine weitgehend klimagasneutrale Wirtschaftsweise, ist die Bioenergiebereitstellung und -nutzung umfassend weiter zu entwickeln (siehe *Abbildung 1*).

An künftige „smarte“ Bioenergiekonzepte werden die folgenden Anforderungen gestellt:

- Sicherstellung einer nachhaltigen Rohstoffbasis
- kontinuierliche Weiterentwicklung der Prozesseffizienz und Emissionsreduktion
- flexible, nachfrageorientierte Energiebereitstellung in Anlagen, die umfassend steuer- und regelbar sowie lernfähig in Bezug auf künftige Anforderungen des Energiesystems sind
- zunehmende Kombination von stofflicher und energetischer Nutzung, wie auch – in der längerfristigen Perspektive – als CO₂-Quelle für Power-to-X-Konzepte oder CO₂-Speicherung

Die Forderung nach einer nachhaltigen Rohstoffbasis bedarf zum einen der ständigen Überprüfung der Biomasseverfügbarkeit für Bioenergie, zum anderen aber auch geeigneter Zertifizierungssysteme für

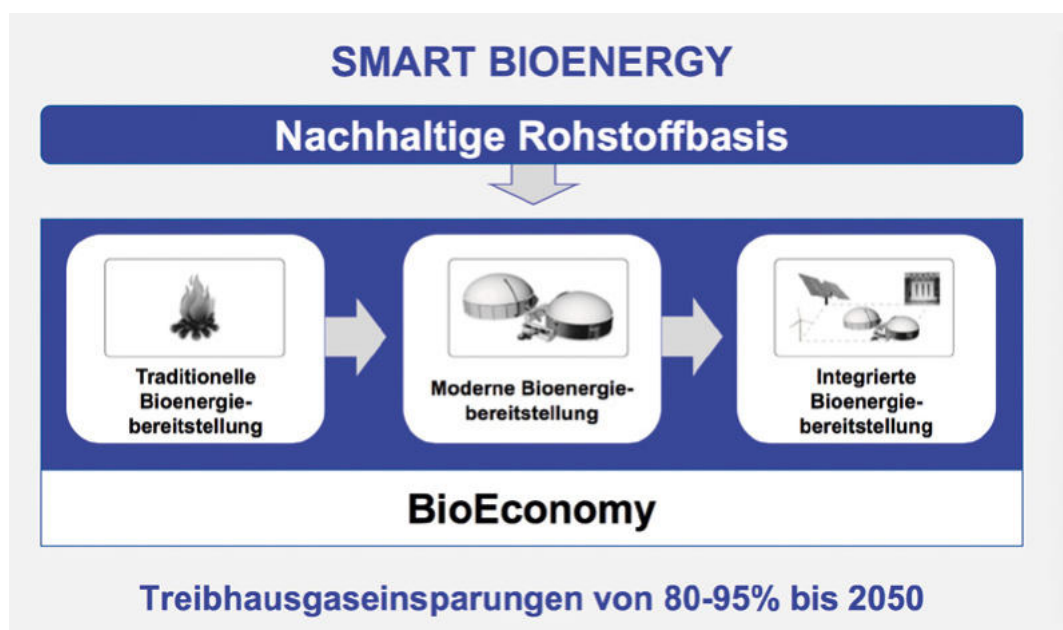


Abbildung 1
**Entwicklungsperspektive
Bioenergie**
(Quelle: Thran: Smart Bioenergy,
Springer-Verlag)

nachhaltige Biomasse. In beiden Bereichen wurden in den letzten Jahren deutliche Fortschritte erzielt. Als Basis für nachhaltige Biomassenutzung wurde beispielsweise ein langfristiges heimisches Potenzial von rund 1 EJ/a an Reststoffen ermittelt (Brosowski et al. 2015), wovon etwa 60% bereits genutzt werden (eigene Berechnungen nach (BMWi and AGEE-Stat 2016)). Vorwiegend bei Holz, Stroh und Exkrementen bestehen noch ungenutzte Potenziale, deren Einsatz für zusätzliche Flexibilität des Energiesystems und als Kohlenstoffquelle optimiert werden muss. Mit dem Anbau von 2 Mio. ha Energiepflanzen in Deutschland wird ebenfalls der wesentliche Teil des Potenzials bereits genutzt. Auch global sind die nachhaltigen Biomassepotenziale auf 100–180 EJ/a begrenzt (Thrän, Seidenberger et al. 2010) und teilweise genutzt (oft in ineffizienten traditionellen Anwendungen). Biomasseimporte können nur bei Sicherstellung der Nachhaltigkeit z. B. hinsichtlich Landnutzungsänderungen und Umweltwirkungen zu einem erneuerbaren Energiesystem beitragen. Daher müssen neben neuen Nutzungspfaden für Biomasse auch bestehende Nutzungen ertüchtigt und in smarte Bioenergiesysteme integriert werden.

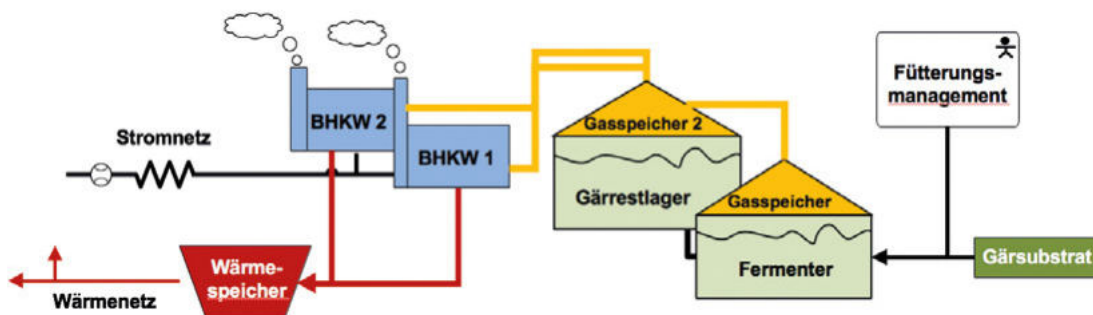
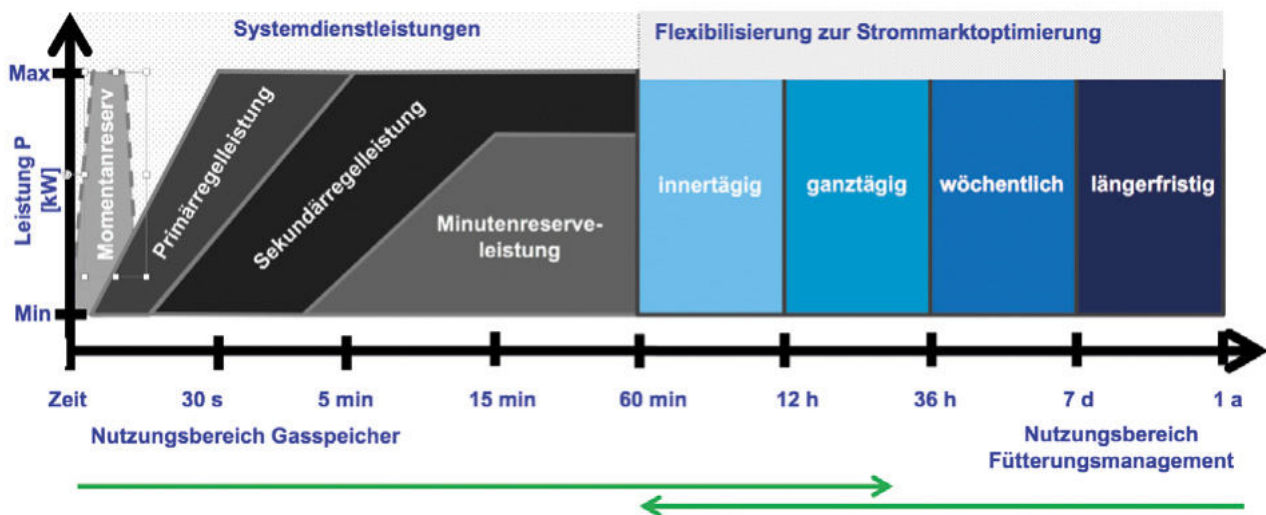
Flexibler Einsatz im Stromsystem als Vorreiter

Während die Herausforderungen der Rohstoffbasis und der Effizienzsteigerung für Wärme, Strom und Kraftstoff aus Biomasse in gleichem Maße gelten, ergeben sich insbesondere bei der Integration ins Energiesystem zeitliche Prioritäten im Stromsektor, weil hier der Umbau auf fluktuierende erneuerbare Energieträger bereits in vollem Gange ist.

Strom aus Biomasse, insbesondere in Form von Biogas, kann bedarfsgerecht bereitgestellt werden und damit von kurzfristigen Notwendigkeiten vor Ort bis hin zur Bereitstellung von langfristigen, für das nationale Stromsystem relevanten Kapazitäten verschiedene Funktionen übernehmen. Dazu gehören

- lokale Spannungstützung
- Blindleistungsbereitstellung in der Fläche
- Hilfestellung beim Netzwiederaufbau
- Notstromfunktion
- Vermeidung von Netzausbau
- Reduktion von fossilen Must-Run-Units

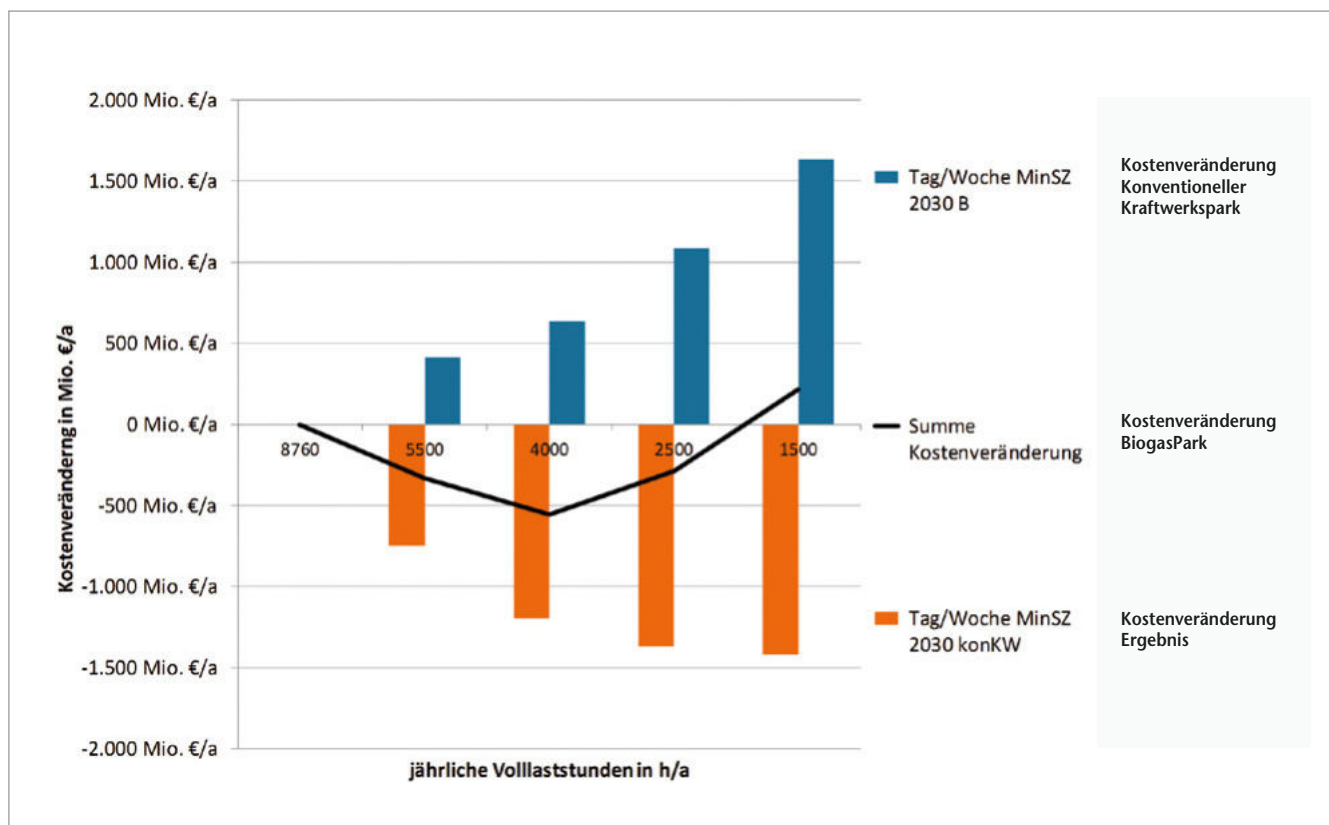
Abbildung 2
Flexible Stromerzeugung – Beispiel Biogas
(Quelle: angepasst nach Krautz et al., 2013)



Hier werden und wurden durch die Institute des Forschungsverbundes (IWES, DBFZ, IZES) vielfältige theoretische und praktische Untersuchungen durchgeführt und die Umsetzbarkeit demonstriert. Auf Seiten der Biogastechnologien gibt es bereits aktuell die Möglichkeit kurzer Reaktionszeiten und Puffereigenschaften von Gasspeichern, zum Ausgleich sowohl kurz- als auch langfristiger Schwankungen (Abb. 2). Bei einem ausreichend dimensionierten Gasspeicher und der Verfügbarkeit ausreichender Verstromungskapazitäten (also höhere BHKW-Kapazitäten als Biogasproduktionskapazitäten) sind Lastgangschwankungen innerhalb eines Tages gut regulierbar, was speziell zu einem guten Zusammenspiel mit Photovoltaik führt. Längere, saisonale Perioden mit schwankender Anlagenleistung sind Anpassungen im Fütterungsregime oder eine Aufbereitung von Biogas in Biomethan und dessen Speicherung im Erdgasnetz notwendig. Für Biogasanlagen wurde gezeigt, dass mit einer Regelung der biologischen Prozesse ein hohes Maß an Flexibilität erreicht werden kann. Anlagen mit entsprechendem Fütterungsregime können die Biogasproduktionsrate um bis zu $\pm 50\%$ der durchschnittlichen Rate variieren, ohne dass es zu Instabilitäten im Prozess kommt (Mauky et al. 2016). In neuen Reaktorkonzepten lässt sich die Gasproduktion von Teilströmen in kürzester Zeit um den Faktor 8–10 steigern, ohne dass die biologische Stabilität gefährdet ist (Hahn, 2015).

Damit wird die bereits durch die Gasverwertung und den Gasspeicher vorhandene Flexibilität der Anlagen noch einmal erheblich aufgewertet und somit können im Tages- bis Wochenverlauf starke Schwankungen der Strom- und/oder Wärmenachfrage kompensiert werden. Die kombinierte Regelung von Strom- und Wärmebedarf ist eine Optimierungsaufgabe, die sowohl der richtigen Dimensionierung der Komponenten als auch einer entsprechend leistungsfähigen Prozessregelung bedarf. Weiterhin muss die flexible Biogasproduktion in geeigneter Form ins Energiesystem eingebunden sein: Untersuchungen der notwendigen Eigenschaften eines Biogasanlagenparks für einen kostenoptimalen Einsatz im Energiesystem haben beispielsweise gezeigt, dass etwa bei einer Verdopplung der installierten BHKW-Leistung die Flexibilisierungskosten durch Einsparungen im konventionellen Kraftwerkspark überkompensiert werden, die Kosten im Gesamtenergiesystem somit sinken (Abbildung 3) (Holzhammer et al 2016). Weitere Optionen für die Bereitstellung von flexibler Bioenergie werden gegenwärtig erprobt für Biomasseheizkraftwerke und MikroKWK. Simulationen zeigen, dass die größten Effekte und Kosteneinsparungen für das im Umbau befindlichen Stromsystem etwa in den 2030er Jahren erreicht werden dürften. Außerhalb des Strombereiches werden smarte Bioenergiekonzepte z. B. für den „Flaschenhals“ saisonale

Abbildung 3
Gesamtkostenoptimierung eines Kraftwerksparks durch Flexibilisierung mit Bioenergie
 (Quelle Fraunhofer IWES)



Wärmespeicher, Hybridlösungen mit Power-to-X, zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe, aber auch für den Wärmebereich (SmartBiomassHeat) entwickelt und erprobt.

Damit zeigt sich in allen Energiesektoren, dass durch eine Hybridisierung der Biomasse mit anderen erneuerbaren Energien eine effizientere Ausnutzung des biogenen Kohlenstoffs und damit eine Erweiterung der Potenziale erreicht werden kann.

Kombination mit stofflicher Nutzung als weiteres wesentliches Forschungsfeld

In der Mittelfristperspektive erhält darüber hinaus die kombinierte stofflich-energetische Nutzung von Biomasse eine zunehmende Bedeutung, denn nur wenn es gelingt auf Basis von Biomasse auch die Nachfrage nach Stoffen und Materialien zu decken, die heute auf Erdölbasis bereitgestellt werden, und die Biomasse in Kaskadennutzungen und Kreisläufe zu integrieren, dürfte das „kleiner 2°-Ziel“ erreichbar sein. Gekoppelte stofflich-energetische Nutzungen sind in verschiedener Hinsicht möglich. Während die Holzkaskade, die eine erst rohstoffliche, dann werkstoffliche und schließlich energetische Nutzung vorsieht, bereits vielfach etabliert ist, bestehen bei der Bereitstellung flüssiger und gasförmiger Energieträger weitere Möglichkeiten zur gekoppelten Erzeugung neuer Stoffe, die zum Teil noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium sind.

Ein Beispiel ist die Nutzung von Zwischenprodukten des Biogasprozesses für die stoffliche und/oder energetische Nutzung je nach Bedarf: Zweistufige Biogasanlagen produzieren in der Hydrolyse/ Acidogenese-Stufe organische Säuren, die als Plattformchemikalien für die chemische Industrie genutzt werden können (Carboxylat-Plattform, z.B. zur Herstellung von biobasierten Schmierstoffen, Tensiden, Futtermittelzusätzen und Kosmetika oder nach elektrochemischer Konversion zu Drop-in-Kraftstoffen). Diese Zwischenprodukte sind speicherfähig und können bei Bedarf auch in der Methanogenese-Stufe der Biogasanlage in Biogas umgewandelt werden, so dass die gekoppelte stofflich-energetische Nutzung gleichzeitig zur Umsetzung flexibler Fütterungsregime dient. Neben der Carboxylat-Plattform bietet auch die Vergasung trockener Biomasse-Reststoffe zu Bio-Syngas die Möglichkeit zur gekoppelten stofflichen und energetischen Nutzung (Syngas-Plattform).

Beide Konversionspfade (Carboxylat- und Syngas-Plattform) eignen sich ebenso wie biochemische Power-to-X-Konzepte zur Integration in bestehende Biogastechnologien und könnten damit neue Geschäftsfelder für Betreiber von Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung erschließen.

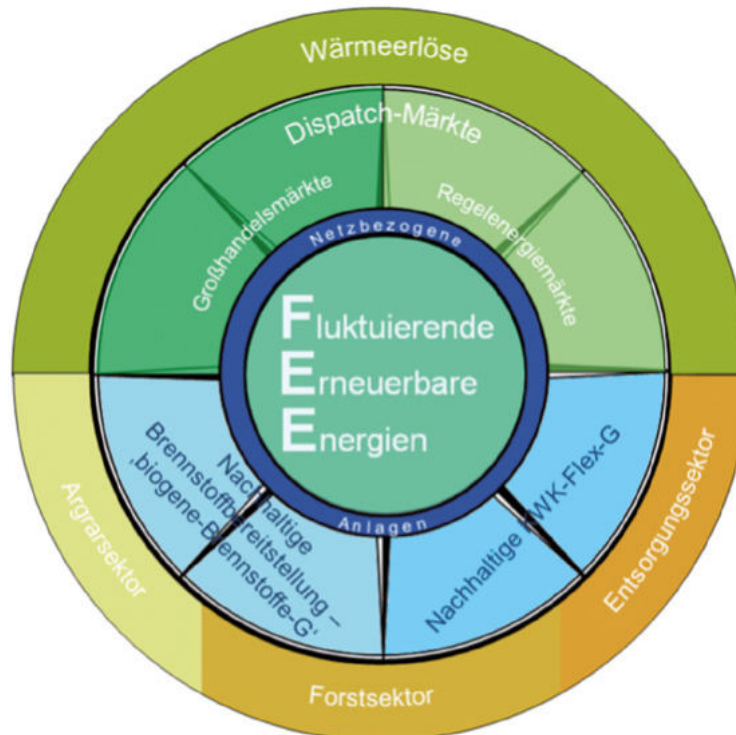
Als eine weitere Option für die stofflich-energetische Nutzung ist z.B. auch die CO₂-Abtrennung und Verwertung bei der Bioenergiebereitstellung und Nutzung zu thematisieren. So besteht z.B. Biogas aus einem Gemisch von ca. 35–45 % CO₂ und 55–65 % Biomethan, so dass bei einer Aufbereitung von Biogas zu Biomethan eine konzentrierte CO₂-Quelle nutzbar wäre. Eine relevante Anwendung im Rahmen der Energiewende könnte der Einsatz dieses CO₂ in Power-to-X-Konzepten sein. Dies ist technisch zwar einfach zu realisieren, jedoch besteht bei den organisatorischen und logistischen Fragen, bei der Frage der CO₂-Verwertung und auch bei der Bewertung dieser Konzepte noch erheblicher Forschungsbedarf.

Zusammenfassung und Ausblick

Mit Blick auf die klimapolitischen Beschlüsse aus Paris sind also umfassende Veränderungen notwendig. Bioenergie kann einen substanziellen Beitrag zu den angestrebten Wirtschaftssystemen leisten, wenn die neuen Systemanforderungen aus Energiewende- und Klimaschutzbestrebungen aufgenommen werden. Notwendige Elemente für smarte Bioenergiekonzepte sind in der Untersuchung, Entwicklung und Demonstration. Neben der weiteren Entwicklung und Erprobung in Deutschland ist der internationale Transfer der Konzepte und Technologien eine weitere wichtige Maßnahme. Denn im globalen Kontext hat Biomasse als Energieträger einen sehr hohen Stellenwert – mit vielfach noch ineffizienten und emissionsreichen Technologien. Zentrale Schwierigkeit für die Weiterentwicklung in Deutschland sind zum einen die kontroversen Erwartungen an die künftige Rolle der Bioenergie, die sich auch in einer sehr großen Szenarienvielfalt für die langfristige Nutzung der Bioenergie widerspiegeln (Szarka et al 2016); hier ist die Interessengruppen übergreifende Erarbeitung einer besser abgestimmten Langfriststrategie für Biomasse dringend notwendig.

Zum anderen sind die energiepolitischen Randbedingungen und Anreizmodelle (hier insbesondere das EEG) in den letzten Jahren zunehmend instabiler geworden und verhindern damit die für technische Entwicklungen notwendige langfristige Planungssicherheit. Die alleinige Reduzierung der Bioenergie auf ihre Wirkung im Bereich der Strompreisentwicklung berücksichtigt dabei nicht alle makroökonomischen Aspekte, die durch das zugrunde liegende Anreizmodell beeinflusst werden. Die z.B. durch das EEG bislang ausgelösten Impulse generieren direkt und indirekt – derzeit nur ansatzweise quantifizierbare – ökonomische Effekte in anderen Sektoren, tendenziell im Sinne einer Kostendämpfung bzw. höheren Wertschöpfung. Im Besonderen sind hier neben den Strom-/Wärmemärkten („Wert“ der bedarfs-

Abbildung 4
**Systemdienstleistung
 der Bioenergie**
 außerhalb des Energiesystems
 (Quelle: IZES)



gerechten Einspeisung) der Agrarsektor (THG-Minderung z.B. hinsichtlich der Gülleproblematik), der Entsorgungssektor (Sicherung einer hochwertigen Verwertung gemäß KrWG) sowie der Forstsektor zu nennen. Diese Sektoren verfügen jeweils für sich über eigene Finanzierungsgrundlagen, welche durch energiewirtschaftliche Vergütungen und hier insbesondere durch die des EEG potenziell entlastet wurden bzw. werden (siehe *Abbildung 4*). Eine gesamtökonomische Analyse ist somit gerade im Biomasse-Bereich angeraten.

Quellen

- BMWi and AGEE-Stat (2015). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik.
- Brosowski, A., Adler, P., Erdmann, G., Stinner, W., Thrän, D., Mantau, U., Blanke, C., Mahro, B., Hering, T., Reinholdt, G., (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen: Status Quo in Deutschland. Schriftenreihe Nachhaltige Rohstoffe 36. Fachagentur Nachhaltige Rohstoffe (FNR), Gülzow-Prüzen
- Hahn, H. (2015); „Verbundvorhaben: Regelung der Gasproduktion von Biogasanlagen (ReBi); Teilvorhaben 1: Verfahrenstechnische und energiewirtschaftliche Analyse und Bewertung.“

Schlussbericht Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz BMELV, 22400611; ReBi, auch: Kassel: Fraunhofer IWES, VI, 41 pp.

- Holzhammer, U., Krautkremer, B., Jentsch, M., Kasten, J. (2016) „Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung.“, Studie, Electronische Publication, Kassel: Fraunhofer IWES, 2016, 42 pp.
- IZES & ifeu (2016): Biogas – Quo vadis? – Schärfung anstehender Forschungsfragen hinsichtlich der langfristigen Klimaschutzwirkung von Biogasanlagen, gefördert durch das BMUB, FKZ UM16412120, Saarbrücken/Heidelberg
- Mauky E., Weinrich S., Jacobi H.F., Nägele H.J., Liebetrau J., Nelles M.; Demonstrating demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and potentials (submitted)
- Szarka, N.; Eichhorn, M.; Kittler, R.; Bezama, A.; Thrän, D. (2016). „Interpreting long-term energy scenarios and the role of bioenergy in Germany“. Renewable and Sustainable Energy Reviews (ISSN: 1364-0321). DOI: 10.1016/j.rser.2016.02.016.
- Thrän (Hrsg.) (2015). Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Springer-Verlag. Heidelberg. 181 pp. ISBN 978-3-319-16192
- Thrän, D., T. Seidenberger, J. Zeddies and R. Offermann (2010). „Global biomass potentials – Resources, drivers and scenario results.“ Energy for Sustainable Development 14(3): 200–205.

Beiträge der Geosphäre zur Energiewende

Überblick

Die Nutzung des geologischen Untergrundes als Bewirtschaftungsraum bildet eine unverzichtbare Voraussetzung für das Funktionieren von Volkswirtschaften und wird im Zuge der Energiewende weiter an Bedeutung gewinnen. Der geologische Untergrund bietet Grundwasserreservoirs und Energiespeicher, sowie Lagerstätten für energetische und mineralische Rohstoffe (Abbildung 1).

Der unterirdische Raum ist jedoch begrenzt und darüber hinaus existieren bereits heute vielfältige und zukünftig weiter zunehmende konkurrierende Nutzungsansprüche, die eine Perspektive auf wachsende Wertschöpfungspotenziale eröffnen. Sichere Energieversorgung, Schaffung von Wertschöpfung und Übernahme von Verantwortung für Umwelt und Klima erfordern die Erforschung der Geosphäre und ihrer Nutzung.

Nutzungsoptionen für den geologischen Untergrund müssen in ihren Wechselwirkungen untereinander eingeschätzt und in ihren Auswirkungen auf die Umwelt realistisch prognostiziert werden können. Dies führt zu einer intensiven Untersuchung des geologischen Raumes als Gesamtsystem und seiner quantitativen Charakterisierung. Bisher konzentrierte sich die Erkundung auf einzelne Teilräume, i. d. R. von Nutzungsinteressen geleitet (z. B. Kohlenwasserstoffe, tiefe Geothermie, Energiespeicher, Endlager etc.). Zukünftig ist insbesondere bei der Anwen-

dung einzelner, spezifischer Technologien stärker zu berücksichtigen, dass die Wirkung der jeweiligen Nutzungsoption durch den Transport von Fluiden und Wärme sowie die geomechanische Beeinflussung weit über den betreffenden Nutzungsraum hinaus reichen kann.

89% der in Deutschland genutzten Primärenergie werden aus Georessourcen gewonnen¹, 26% der Primärenergie stammen aus heimischen Georessourcen. 11% der Primärenergie stammen aus erneuerbaren Energien und werden aktuell zur Stromgewinnung und zur Wärmebereitstellung genutzt. Während die heimische Braunkohleversorgung, trotz ihrer mannigfaltigen und z. T. noch ungelösten Umweltprobleme, zumindest mengenmäßig für die nächsten Jahrzehnte gesichert erscheint, werden die konventionellen nationalen Erdöl- und insbesondere Erdgasreserven in den nächsten Jahrzehnten deutlich abnehmen.

Im Folgenden werden die einzelnen Nutzungsoptionen – sortiert nach ihrer topologischen Lage im Untergrund – hinsichtlich ihrer technologischen Aspekte (1), ihrem ökologischen Fingerabdruck (2), ihrer Akzeptanz (3), ihrem potenziellen Beitrag zur Wärmewende (4) und ihrem wirtschaftlichen Potenzial (5) diskutiert und Beispiele für aktive Forschungsaktivitäten aufgezeigt.

¹ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2016



GFZ
 Prof. Dr. Ernst Huenges
 ernst.huenges@gfz-potsdam.de
 Dr. David Bruhn
 david.bruhn@gfz-potsdam.de
 Daniel Acksel
 daniel.acksel@gfz-potsdam.de
 Dr. habil Axel Liebscher
 axel.liebscher@gfz-potsdam.de

ISFH
 Prof. Dr. Oliver Kastner
 oliver.kastner@isfh.de

UFZ
 Prof. Dr. Olaf Kolditz
 olaf.kolditz@ufz.de

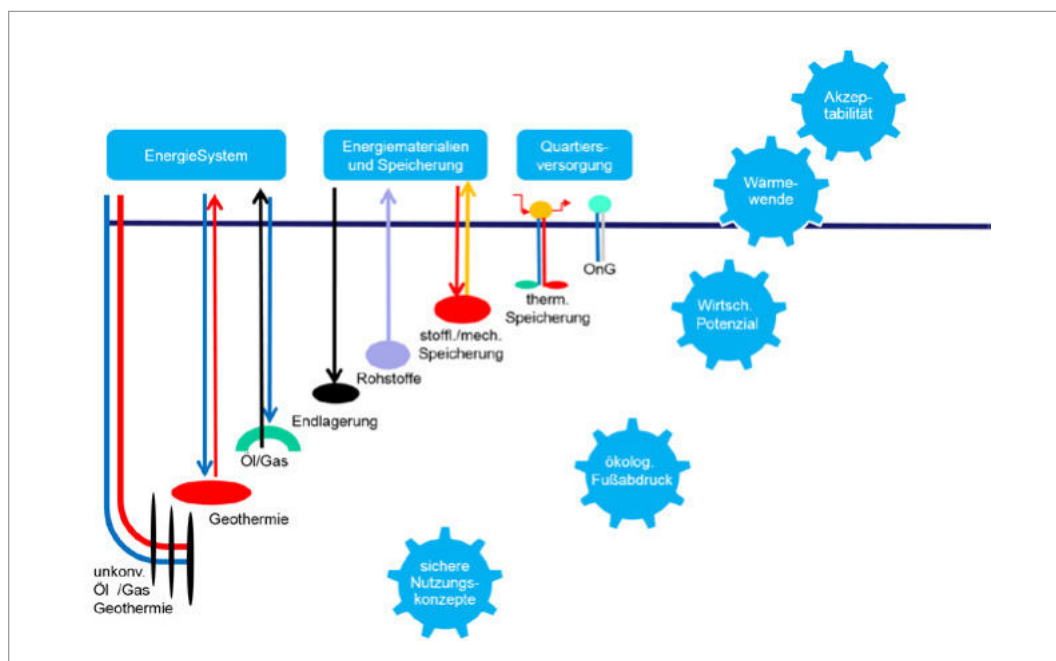


Abbildung 1
Beiträge der Geosphäre zur Energiewende
 © GFZ

Oberflächennahe Geothermie

In Mitteleuropa ist die oberflächennahe Geothermie (ONG) relativ verbreitet: Wärmepumpen nutzen den oberflächennahen Untergrund und das darin zirkulierende Grundwasser als Wärmequelle für die Versorgung von Gebäuden. Solche Anlagen brauchen nur einen geringen Temperaturhub von wenigen Grad, um für Heizzwecke ausreichend Wärme zu produzieren. Die Technologie wird vor allem bei Neubauten eingesetzt, z. B. in Einfamilienhäusern, und in öffentlichen Gebäuden bis hin zu städtischen Quartieren. Dazu wird als Hilfsenergie ca. $1 \text{ kWh}_{\text{Strom}}$ eingesetzt um $4 \text{ kWh}_{\text{Wärme}}$ bereitzustellen ($\text{COP}^2=4$). ONG beansprucht nur einen geringen Flächenbedarf für Bohrungen. Die CO_2 -Bilanz wird durch den Stromverbrauch bestimmt. Es besteht bei unsachgemäß ausgeführten Bohrungen das Risiko der Verbindung von Grundwasserleitern. Es sind zurzeit 3,9 GW thermische Leistung in der Bundesrepublik³ installiert. Ca. 20% der Neubauten werden so versorgt, jedoch ist der Zuwachs im Bestand begrenzt. Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie steht trotz der erheblich höheren Effizienz im Wettbewerb mit Luft als Wärmequelle.

Unmittelbar unter der Erdoberfläche werden Erdwärmekollektoren eingesetzt. Dabei müssen nach VDI4640 gewisse Installations- und Betriebsbedingungen eingehalten werden, um eine nachhaltige Bewirtschaftung nicht zu gefährden. Aktuelle Forschungsarbeiten am ISFH zeigen, wie solarthermische Komponenten zur Regeneration erdgebundener Systeme eingesetzt werden können. Dadurch können kompaktere Systeme realisiert werden. Reduzierungen des Flächenbedarfs von Erdwärmekollektoren um die Hälfte gegenüber VDI4640 – bei gleicher Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe – wurden nachgewiesen [Hüsing 2016].

Für die Bemessung und Bewertung großflächiger oberflächennaher geothermischer Systeme werden derzeit am UFZ sowohl methodische als auch angewandte Forschungsvorhaben durchgeführt (Taucha bei Leipzig, Geothermietestfeld UFZ, Köln, Jinan und Beijing). Dabei werden Erkundungs-, Monitoring- und Modellierungskonzepte in komplette „Workflows“ integriert, um die jeweiligen Geothermieanlagen optimal an die lokalen Gegebenheiten anpassen zu können. Große Herausforderungen bestehen in der geplanten Energiesystemintegration von Anlagen bis zu 10.000 Erdwärmesonden z. B. für einen Stadtteil in Beijing. Hier dient die Umstellung der Wärme-/Kälteversorgung auf geothermische Ressourcen auch der Verbesserung der Luftqualität in den Metropolen [Vienken et al. 2015, Hein et al. 2016].

² COP – Coefficient Of Performance

³ <http://www.geothermie.de/aktuelles/geothermie-in-zahlen.html>

Speicherung von Wärme und Kälte in Aquiferen

Durch saisonale Wärmespeicherung, die stofflich oder thermisch erfolgen kann, bietet der Untergrund vielfältige Möglichkeiten der Entlastung von fossilem Brennstoffeinsatz. Das Monitoring der Wärmeversorgung der Parlamentsbauten in Berlin zeigt, dass 70–90% der im Sommer gespeicherten Wärme im Winter im Energieversorgungssystem genutzt werden können.

Mit Wärmespeicherung im Untergrund werden Bedarfs- oder Angebotsfluktuationen in der Quartiersversorgung ausgeglichen. 70% des Gebietes in Deutschland sind geeignet für saisonale Speicherung im Untergrund.

Als Optionen für die Speicherung von Wärme/Kälte werden sowohl Porenspeicher als auch Kavernenspeicher angesehen. Dieser Wärme- und Kältespeicher kommt zur Energiesicherung und dem Management des fluktuierenden Angebots an erneuerbaren Energien eine große Bedeutung zu. Eine Verringerung des Erdgas- und Erdölverbrauchs kann so nach einer baulichen Ertüchtigung der Wohngebäude in erster Linie durch dezentrale und zentrale (saisonale) Wärmespeicher erreicht werden. Besonders bietet sich die Kombination mit solarthermisch erzeugter Wärme an, da das Angebotspotenzial erst durch Speicherung die Nachfrage bedarfsgerecht decken kann (*Abbildung 2*).

Aquiferspeicher stellen offene Systeme dar, die in direktem thermischen und stofflichen Austausch mit der Geosphäre stehen. Sie ermöglichen daher größere Lade/Entladeleistungen, als vergleichbare SONDENSYSTEME. Wegen ihres geringen übertägigen Platzbedarfs bei gleichzeitig großem untertägigen Speichervolumen stellen Aquiferspeicher besonders für dicht besiedelte Ballungsräume attraktive Speichersystemlösungen mit geringen spezifischen Kosten dar [Mangold 2012].

Das GFZ untersucht experimentell zusammen mit der TU Berlin und der Universität der Künste (UdK) in dem Projekt „Effizienz und Betriebssicherheit von Energiesystemen mit saisonaler Energiespeicherung in Aquiferen für Stadtquartiere (Aquifer Thermal Energy Storage – ATEs Berlin)“ mögliche betriebsbedingte Veränderungen der hydraulischen Untergrundeigenschaften

Die Forschungsanlage in *Abbildung 3* wurde im Juni 2016 fertiggestellt. Die Bohrung ist komplettiert mit Verrohrungen, Zement bzw. Luft. In den beiden Ringräumen ist je ein faseroptisches Kabel für ortsverteilte Temperatur- und Akustikmessungen installiert. Über das Förderrohr können hydrau-

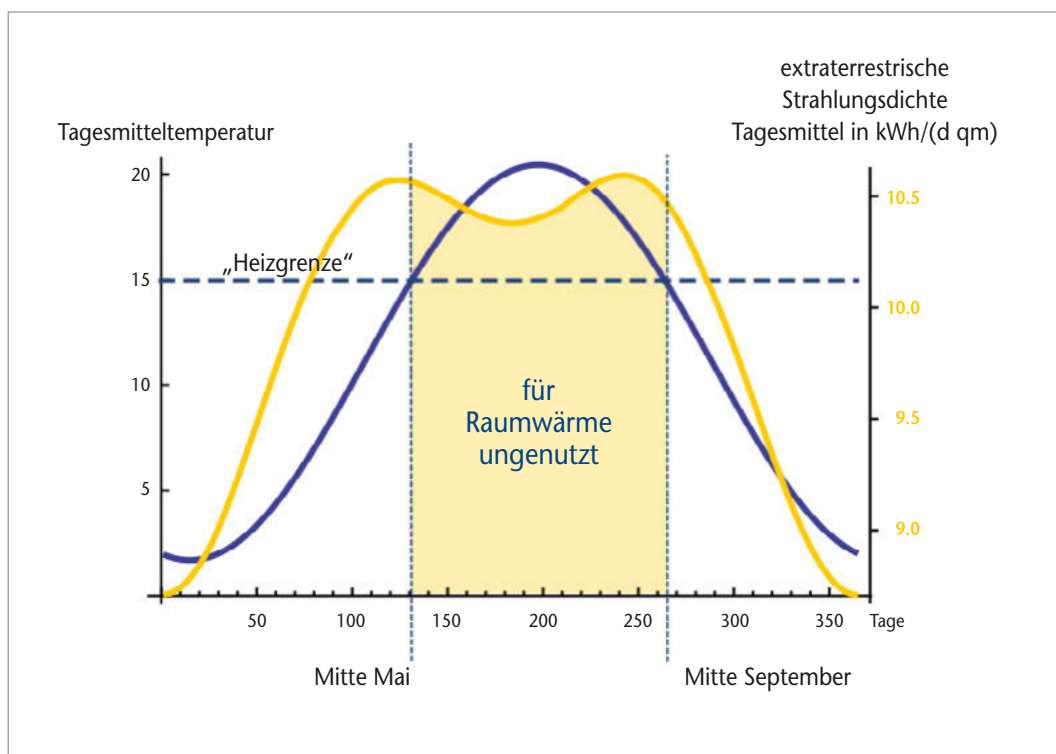


Abbildung 2
Verfügbare Wärme eines saisonalen Aquiferspeicher aus Solarthermie
 © ISFH

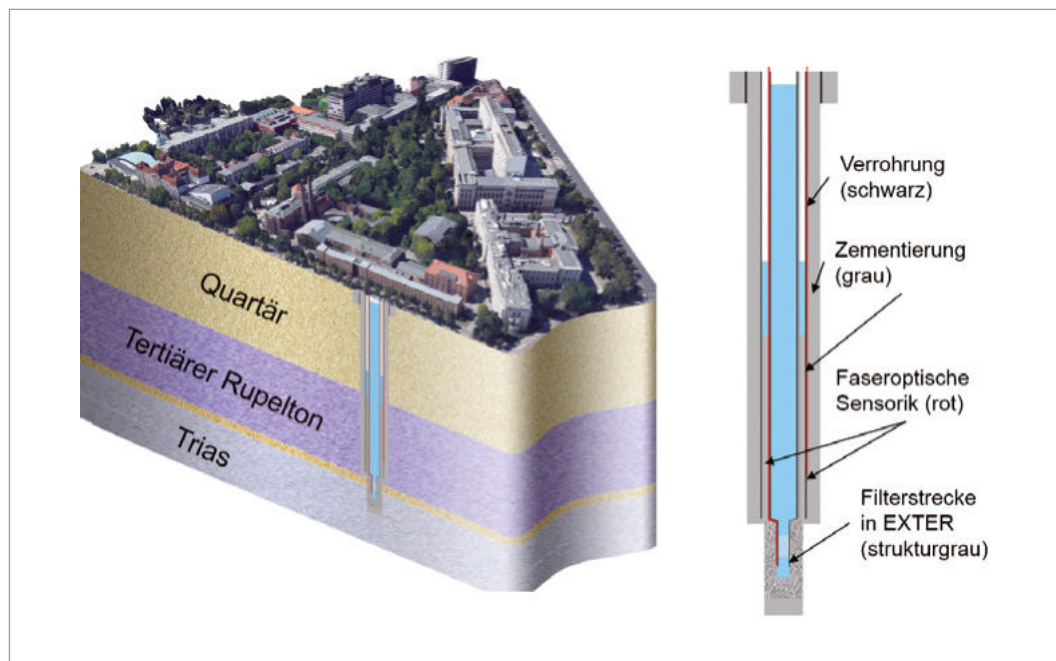


Abbildung 3
Forschungsanlage zur Aquiferspeicherung auf dem Campus der Technischen Universität Berlin
 (schematische Darstellung)
 © GFZ

lische Experimente in der Exterformation (~220 m) durchgeführt werden. Weiterhin ist vorgesehen, ein Energiekonzept mit saisonaler Energiespeicherung für den Hochschulcampus TU Berlin/UdK Berlin zu entwerfen. Die Umsetzbarkeit dieses Energiekonzepts wird unter wirtschaftlichen und technischen Aspekten geprüft und bewertet.

Geologische Speicherung (stofflich/mechanisch)

Der Zuwachs fluktuierender erneuerbarer Energien führt zu einem wachsenden Bedarf an Flexibilität, die nicht allein aus der Erzeugung, dem Netzausbau und der Verbrauchssteuerung dargestellt werden kann. Die Energiespeicherung auf den unterschiedlichsten Skalen wird daher signifikant an Bedeutung gewinnen. Neben Kurzzeitspeichern mit vergleichsweise

geringen Kapazitäten (z. B. Batterien, „Power to Power“), werden insbesondere großskalige Speichertechnologien wichtig, die Strom in synthetisches, speicherbares Gas umwandeln („Power to Gas“, z. B. Wasserstofferzeugung via Elektrolyse, Methanisierung; „Power to Gas to Power“ bei später Rückverstromung) oder die Strom in speicherbare Wärme umwandeln („Power to Heat“).

Insbesondere für diese großskaligen Technologien spielt die Speicherung im geologischen Untergrund die zentrale Rolle. Daher ist es wichtig, rechtzeitig die Möglichkeiten, Grenzen und die Konkurrenzfähigkeit dieser Technologien zu ermitteln. Die Belange der Umwelt erfordern eine sichere Abdichtung des Speicherraums im Nahfeld, d. h. in wenigen 100 m Radius, aber auch im Fernfeld, so dass Leckagen vermieden werden. Das Risiko erhöhter Seismizität ist bei diesen Nutzungsoption gering.

Im geologischen Untergrund Deutschlands wird heutzutage Energiespeicherung in der Größenordnung von mehr als 200 TWh realisiert. So sind allein geologisch $22 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$ Gasspeicher⁴ etabliert, was bei Speicherung mit Methan einer Energie von 200 TWh entspricht.

Es besteht die Möglichkeit eines weiteren Ausbaus. So könnte der Ausbau konventioneller Erdgasspeicher im Hinblick auf den Einsatz von „Power to Gas to Power“-Technologien zukünftig eine räumlich komplementäre Speicherung von Prozess- und Synthesegasen ermöglichen. Auch hier lassen sich bei dem Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur vielfältige Synergieeffekte im Hinblick auf das Management von zeitlichen und räumlichen Überschussituationen sowohl im Strom- als auch im Wärmemarkt im Sinne der Energieeffizienzsteigerung erzielen.

Neben der stofflichen Speicherung von Überschussenergie ist auch die mechanische Speicherung über Druckluftspeicher in Salzkavernen möglich. Insbesondere bei der Druckluftspeicherung kann eine Kopplung mit Wärmespeicherung einen adiabatischen Betrieb ermöglichen und signifikante Effizienzsteigerungen erzielen.

Rohstoffe für die Energiewende

Der unterirdische Raum wird seit Jahrhunderten als Träger von fossilen Energierohstoffen wie beispielsweise Kohle in Bergwerken abgebaut. Aktuell ist ein rapide ansteigender Bedarf an Rohstoffen für erneuerbare Energietechnologien⁵ wie bei der Photovoltaik (Ag, Sn, In, Ge, Ga, Se, Cd, Te, Cu, Si, Mo) zu beobachten, der nicht durch eine hochqualifizierte Kreislaufwirtschaft gedeckt werden kann.

⁴ ERDÖL ERDGAS KOHLE 128. Jg. 2012, Heft 11, 412–423.

⁵ Wuppertal Institut 2014 sowie Marscheider-Weidemann et al. 2016

Umweltaspekte sind charakterisiert durch Risiken, insbesondere im Tiefbau, die durch die abbaubedingten Massenverschiebungen beispielsweise zu Subsidenz und zu sogenannten Bergschäden führen können, die zum Teil mit spürbarer Seismizität verbunden sind. Diese Form der Seismizität ist in den Kohleabbaugebieten weitgehend akzeptiert, obwohl ihre Stärke deutlich größer sein kann als bei der Seismizität, die möglicherweise bei der Nutzung neuerer Technologien wie beispielsweise der Geothermie auftreten kann. Hohe Potenziale der Wertschöpfung⁶ können erzielt werden, wenn es gelingt, Technologien zur Erkundung der Lagerstätten sowie zur effizienten und umweltverträglichen Bereitstellung von Primärrohstoffen zu entwickeln.

Endlagerung – insbesondere radioaktiver Abfall

Die Nutzung des geologischen Untergrundes als Raum zur langfristigen Einlagerung problematischer Abfallstoffe (chemo-toxische und radioaktive Abfälle, CO₂) ist ein originär geowissenschaftliches Thema⁷. Bereits heute werden viele Sonderabfälle im Untergrund gelagert, besonders nachdem die Verklappung in Fließgewässern und den Meeren gestoppt wurde. Beträchtliche Mengen problematischer Materials sind in der Vergangenheit angefallen und werden weiterhin anfallen. Berücksichtigt man die internationalen Klimaschutzdiskussionen, ist hier auch CO₂ weiterhin zu nennen. Der geologische Untergrund bietet aufgrund des potenziell verfügbaren Raumes und der geringen Durchlässigkeit einzelner Gesteinsformationen prinzipiell gute Voraussetzungen, um problematische Stoffe langfristig sicher zu speichern und negative Folgen der Einspeicherung/Lagerung auf die verschiedenen Schutzgüter zu vermeiden. Eine Tiefenlagerung vermindert bzw. verhindert zudem direkte Einflüsse oder Eingriffe von der Erdoberfläche. Die hierfür zu entwickelnden Entsorgungsstrategien setzen jedoch eine umfassende Bewertung der Eignung einzelner spezifischer Gesteinsformationen unabdingbar voraus. Nur mit einer solchen umfassenden Bewertung kann eine Datengrundlage geschaffen werden, die einen Vergleich und Bewertung verschiedener unterirdischer und oberirdischer Einlagerungsoptionen ermöglicht. Einhergehend mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zum Jahre 2022 besteht Konsens darüber, dass die Entsorgung der

⁶ Wirtschaftsstrategische Rohstoffe für den Hightech-Standort Deutschland, BMBF 2012

⁷ Radioaktive Endlagerung wird hier nicht besonders behandelt, da es zu dem Thema eine vom deutschen Bundestag eingesetzte Kommission gibt, die ihre Arbeit gerade erst aufgenommen hat: http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2014/kommission_endlagerung/279544

nuklearen Abfälle eine nationale Aufgabe ist. Dies bedeutet, dass unterirdischer Raum für die Endlagerung gesucht und langfristig bereitgestellt werden muss. Offen ist die Frage, wo der dafür geeignete Untergrund in Deutschland vorhanden ist und ob solch eine wissenschaftsbasierte Lösung gesellschaftlich überhaupt akzeptiert wird. Der voraussichtlich lange Zeitraum bis zur Standortentscheidung verbunden mit dem Ziel, Standortregionen und Planungsgebiete für potenzielle Endlagerstandorte frühzeitig zu sichern, kann zudem restriktive Rahmenbedingungen für andere Untergrundnutzungen schaffen.

Konventionelle Öl- und Gasproduktion

Die klassische Produktion von Öl und Gas muss hier aufgeführt werden, da sie den größten Teil der Energiebereitstellung in Deutschland darstellt, beispielsweise mit Anteilen an der Wärmebereitstellung in Deutschland von 56,1% Gas und 28,9% Öl⁸. Kohlenwasserstoffe werden als Importprodukt (Primärenergie 55% Öl/Gas (davon 98/88% Import))⁹ akzeptiert, Umweltaspekte anderswo werden in Kauf genommen. In der ökologischen Einschätzung dieser Nutzungsoptionen ist der eher geringe Flächenbedarf zur Bereitstellung der Energieträger zu nennen. Im Gegensatz zur Geothermie als heimischer Energieträger ist die Bereitstellung von Öl und Gas mit massiven Transporten verbunden, die zu Umweltauswirkungen anderswo führen können. Risikoreiche Transporte bergen das Potenzial von Leckagen der Pipelines und leider immer wiederkehrenden Havarien der Öltanker. Die Ausbeutung ist durch das erzeugte Massendefizit im Untergrund mit Subsidenz, die zu hoher Seismizität führen kann, aber auch mit mangelnder Integrität von Bohrungen verbunden. Trotz des hohen Bedarfs ist die industrieunabhängige Forschung eher unterrepräsentiert.

Die Erschließung von Lagerstätten in großen Tiefen erfordert in der Regel ingenieurtechnische Maßnahmen. Mit hydraulischer Stimulation oder Säurebehandlung sind Methoden verfügbar, mit denen künstlich eine höhere hydraulische Leitfähigkeit in gering durchlässigen Gesteinen hergestellt werden können, so dass die Förderung von Gas und Öl und die Zirkulation von heißen Wässern durch a priori trockene Tiefenschichten wirtschaftlich wird. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind verfügbar, während es noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Verlässlichkeit und Effizienz der Technologien gibt. Abhängig vom Standort und von der Ausführung der Behandlungen der Lagerstätte kann es zu induzierter Seismizität kommen.

Nutzung hydrothormaler Geothermie

Die Technologie zur Nutzung der tiefen Geothermie erfordert in der Regel mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefen Erdwärmelagerstätte erschließt. Der Thermalwasser-Kreislauf wird über Tage geschlossen, die Energie wird an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt. Die CO₂-Erzeugung der Bereitstellung dieser Energie liegt nahezu zwei Größenordnungen niedriger als bei fossilen Energieträgern¹⁰. Daher trägt der Ausbau der Geothermie wesentlich zur CO₂-Vermeidung bei.

Bei den in Deutschland verfügbaren tiefen geothermischen Lagerstätten handelt es sich um heiße Tiefenwässer führende Schichten (hydrothermale Systeme) und um in Tiefengesteinen gespeicherte Wärme (petrothermale Systeme) ohne oder mit begrenzter Wasserführung. Zum überwiegenden Teil existieren Lagerstätten mit Übergängen von hydro- zu petrothermalen Systemen, die man mit Hilfe des sogenannten Engineered-Geothermal-System-(EGS)-Konzeptes¹¹ zu einer wirtschaftlichen Nutzung führen kann. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Risiken der Geothermie noch besser als bisher eingeschätzt werden können.

Geothermische Energie kann neben der Wärmeversorgung auch zur Generierung von grundlastfähiger Elektrizität genutzt werden. Zurzeit sind in Deutschland mehr als zwei Gigawatt Wärmeleistung aus der Geothermie installiert. Davon wird über 230 MWth Leistung mit geothermischer Energie aus tieferen Lagerstätten (tiefe Geothermie) für größere Wärmenetze bereitgehalten¹². Längerfristig beträgt das geothermisch-technische Potenzial primär für Wärme aber auch als regelbare Energie für Strom ca. 10% des Primärenergiebedarfs in Deutschland. Tiefe Geothermie hat ein großes Abnehmerpotenzial in den bisher fossil versorgten urbanen Bereichen, so dass ein Ausbau der Geothermie wesentlich zur Energiewende beitragen kann. Das wird angesichts der hohen Anschlussanfragen für geothermisch betriebene Heiznetze im Münchener Raum sehr deutlich¹³.

⁸ BDEW-Studie zum Heizungsmarkt, 2015

⁹ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2016

¹⁰ IPCC-Report 2011

¹¹ EGS-Technologien stellen die Summe der ingenieurtechnischen Maßnahmen dar, die zum Austausch der Wärme und zur wirtschaftlichen Optimierung der Erschließung der Lagerstätte erforderlich sind. Mit hydraulischer Stimulation oder Säurebehandlung sind Methoden verfügbar, mit denen künstlich eine höhere hydraulische Leitfähigkeit in gering durchlässigen Gesteinen hergestellt werden können. Alle dazu notwendigen Systemkomponenten sind verfügbar, es gibt noch Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Verlässlichkeit und Effizienz der Technologie.

¹² <http://www.geothermie.de>

¹³ <https://www.swm.de>



Abbildung 4

Forschungsplattform

Groß Schönebeck:

Links: Injektionsbohrung (blau)

Mitte: Thermalwasserleitungen zur Funktionshalle und Kühltürme mit dreistufiger ORC-Anlage

Rechts: Förderbohrung (rot)

© GFZ

Die Forschung konzentriert sich auf eine sichere Erschließung und Nutzung dieser Quelle mit der Entwicklung hoher Standards der Bohrlochintegrität, bzw. mit Vermeidungskonzepten der Wechselwirkung der geförderten Tiefenwässer mit den Systemkomponenten, also Korrosion und Ausfällungen beispielsweise an der Forschungsplattform Groß Schönebeck (Regenspur et al. 2015; Blöcher et al. 2016) (Abbildung 4).

Die Forschung für Geothermie konzentriert sich auf sanfte Stimulationsverfahren, die eine Erschließung verbunden mit einer Minimierung der Umweltauswirkungen ermöglicht (DESTRESS). Im Mittelpunkt des Projektes DESTRESS¹⁴, an dem 16 Partner beteiligt sind, stehen die Entwicklung standortspezifischer Konzepte zur Produktivitätssteigerung gering-durchlässiger geothermischer Reservoirs und deren Demonstration an Standorten in Südkorea, der Schweiz, Frankreich, den Niederlanden und Litauen.

Akzeptanzanalyse bisheriger Geotechnologie-Forschung

Trotz der sehr großen Bedeutung des geologischen Untergrundes für Wohlstand und Wohlfahrt der Gesellschaft treffen Geotechnologien-Projekte aktuell z. T. auf großen gesellschaftlichen und politischen Widerstand bis hin zur generellen Ablehnung einer Nutzung des Untergrundes. Gleichzeitig kann festgestellt werden, dass das ambitionierte Generationenprojekt „Energiewende“ zwangsläufig mit einer heterogenen Akteurs-Struktur verbunden ist. Neue diskursive Formate sind notwendig. Ein Beispiel ist das Zwanzig20-Forum Wärmewende¹⁵, bei dem durch Demonstration Technologietransfer und

¹⁴ www.destress-h2020.eu

¹⁵ <http://www.gfz-potsdam.de/sektion/zwanzig20-forum-waermewende/>

Vernetzung befördert wird. Grundsätzlich stellt sich die Frage, welchen Beitrag die geowissenschaftliche Gemeinschaft zukünftig leisten kann, um einen wissenschaftlich basierten gesellschaftspolitischen Diskurs zu fördern. Generell ist festzustellen, dass es in den vergangenen Jahrzehnten nicht immer gelungen ist, eine für die Öffentlichkeit nachvollziehbare wissenschaftliche Unabhängigkeit zu vermitteln, die bei der Beantwortung kontroverser Geotechnologie-Themen auf eine größere gesellschaftliche Akzeptanz gestoßen wäre. Gerade die große wirtschaftliche Bedeutung einzelner Geotechnologien suggerierte eine von der Öffentlichkeit so wahrgenommene und oft auch politisch geförderte Nähe zu Interessenträgern aus der Wirtschaft, was die Glaubwürdigkeit der Rolle der Wissenschaft als „objektive Instanz“ zwischen den gesellschaftlichen Gruppen stark beeinträchtigte. Die gesellschaftlichen Bedenken werden hierbei durch Problemfälle wie z. B. dem der „Asse“¹⁶ oder dem am Standort „Staufen“¹⁷ oder zuletzt in „Gronau“¹⁸ zusätzlich genährt. Hiervon sind mittlerweile auch gesellschaftlich und politisch höchst kontrovers diskutierte aktuelle F&E-Verbundvorhaben betroffen, wobei sich die Befürchtungen fallweise auf nutzungsbedingte Stoffeinträge in Trinkwasser-aquifere, induzierte Seismizität und Gebäudeschäden durch Landhebungen bzw. -senkungen beziehen. Es sind Akzeptanzstudien wie folgt erforderlich: Aus der weit verbreiteten öffentlichen Ablehnung neuer Projekte zur Umsetzung der Energiewende ergibt sich die Notwendigkeit, die Bevölkerung stärker in die

¹⁶ Wassereintritt in die Grube Asse, die für die Lagerung schwach- bis mittelradioaktiver Abfälle genutzt wurde: <http://www.asse.bund.de>

¹⁷ Hebungen des Untergrundes in der Altstadt von Staufen durch unsachgemäße Bohrung für ein flaches Geothermiesystem <http://www.staufen.de/aktuelles-nachrichten/hebungsrisse/>

¹⁸ <http://www.faz.net/aktuell/gesellschaft/oelleck-im-muensterland-havarie-auf-der-kuhweide-12922885.html>

Abläufe vor Ort mit einzubeziehen bzw. im Vorfeld schon alle geplanten Schritte transparent zu machen und zu erklären. Wichtig ist auch, dass auf Alternativen bzw. Konsequenzen hingewiesen wird, was passiert wenn das Projekt nicht durchgeführt werden kann oder auch wenn ein Problem auftritt. Wie wird die Bevölkerung informiert, wie werden Betroffene entschädigt? Ein gutes Beispiel ist die Aufklärungsarbeit des Geothermieprojekts St. Gallen/Schweiz, wo die Bevölkerung zuerst mit großer Mehrheit der Finanzierung durch die öffentliche Hand zugestimmt hatte und nach der Havarie durch den unvorhergesehenen Gaseintritt und die anschließend aufgetretene Seismizität immer noch für eine Fortsetzung des Projekts stimmte. Mit entsprechender Akzeptanz sind auch komplexe Projekte zur Erschließung und Nutzung der Geosphäre durchführbar.

Schlussfolgerungen

Der Beitrag der Geosphäre zu unserem Energiesystem umfasst geothermische Energie, Kohlenwasserstoffe (Öl und Gas zuzüglich unkonventionelle wie Shale Gas und Gashydrate), die Erschließung mineralischer Rohstoffe, die stoffliche und energetische Speicherung im Untergrund (CO₂, CH₄, H₂, Druckluft, Abfälle) sowie die saisonale geologische Speicherung von Wärme und Kälte. Die Geosphäre bietet mit dem Energieträger Geothermie und den Speicheroptionen wesentliche Potenziale für die Energiewende.

Kompetenzen in der Forschung und in der geoenergetischen Technologieentwicklung sind erforderlich, um natürliche Ressourcen zu bewahren und ggfs. umweltfreundlich zu nutzen. Wichtige Aspekte sind der Schutz der Trinkwasserhorizonte, induzierte Seismizität, natürliche Radioaktivität etc. Es müssen geophysikalische und geochemische Monitoringverfahren entwickelt werden, die physikalisch-chemischen Prozesse des geologischen Untergrundes, wie die Fluid-Gestein-Wechselwirkung, charakterisiert, abgebildet und modelliert werden (*Abbildung 5*).

Literatur

- Blöcher, G., Reinsch, T., Henniges, J., Milsch, H., Regenspurg, S., Kummerow, J., Francke, H., Kranz, S., Saadat, A., Zimmermann, G., Huenges, E. (2016): Hydraulic history and current state of the deep geothermal reservoir Groß Schönebeck. - *Geothermics*, 63, p. 27–43.
- Hein, P., Zhu, K., Bucher, A., Kolditz, O., Pang, Z., Shao, H., (2016): Quantification of exploitable shallow geothermal energy by using Borehole Heat Exchanger coupled Ground Source Heat Pump systems. *Energy Conv. Manag.* 127, 80–89
- Huenges, E (2016) Enhanced Geothermal Systems: review and status of research and development. In DiPippo (Ed.) *Geothermal Power Generation*, Woodhead Publishing, 743–760.
- Hüsing F., H. Hirsch and G. Rockendorf (2016) Combination of solar thermal collectors and horizontal ground heat exchangers as optimized source for heat pumps. *Proceedings of EuroSun2016, Palma de Mallorca (Spain), 11–14 October 2016*
- Mangold D. et al. (2012) Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000Plus. Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N, Laufzeit Dezember 2007 bis Februar 2011. Stuttgart: Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (Solites).
- Regenspurg, S., Feldbusch, E., Byrne, J., Deon, F., Driba, D. L., Henniges, J., Kappler, A., Naumann, R., Reinsch, T., Schubert, C. (2015): Mineral precipitation during production of geothermal fluid from a Permian Rotliegend reservoir. – *Geothermics*, 54, p. 122–135.
- Vienken, T., Schelenz, S., Rink, K., Dietrich, P., (2015): Sustainable intensive thermal use of the shallow subsurface – a critical view on the status quo. *Groundwater* 53 (3), 356–361

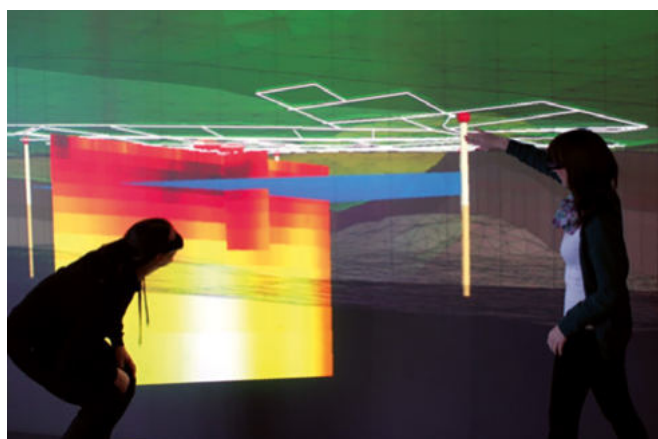


Abbildung 5

Visualisierung der Prozesse der energetischen Untergrundnutzung mithilfe moderner IT-Methoden und Infrastrukturen für die Daten- und Systemanalyse mit Höchstleistungsrechnern.

© UFZ

Anforderungen an ein zukunftsfähiges Stromnetz



IWES

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

Prof. Dr. Kurt Rohrig
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

Dr. Philipp Strauß
philipp.strauss@iwes.fraunhofer.de

Prof. Dr. Martin Braun
martin.braun@iwes.fraunhofer.de

DBFZ

Kerstin Wurdinger
kerstin.wurdinger@dbfz.de

UFZ

Klaas Korte
klaas.korte@ufz.de

Einleitung

Die elektrische Energieversorgung war ursprünglich so konzipiert, dass die zur öffentlichen oder auch industriellen Versorgung notwendige elektrische Energie durch Kraftwerke möglichst in der Nähe der Lastzentren erzeugt wurde. Durch die Drehstrom-Fernübertragung wurde es möglich, elektrische Energie auch über größere Strecken zu transportieren, sowie später durch den Verbundbetrieb eine Energieversorgung basierend auf dem Parallelbetrieb von großen Kraftwerksblöcken zu realisieren. Die Netze wurden auf maximale Lastdeckung ausgelegt. Der Verbundbetrieb ermöglichte eine zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie, mit der auch nicht geplante Lastsprünge sowie Kraftwerksausfälle gut beherrscht werden konnten. Die Verteilungsnetze waren als reine Verbrauchernetze geplant.

Demgegenüber steht die heutige Situation, dass zusätzlich zur konventionellen Erzeugung aus Großkraftwerken ein sehr großer Anteil aus dezentraler und erneuerbarer Erzeugung besteht. Diese Erzeugung ist überwiegend an die Verteilungsnetze (Spannungsebenen ≤ 110 kV) angeschlossen (*Abbildung 1*).

Der Anteil erneuerbarer Erzeugung soll zukünftig noch größer werden, während die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken, vor allem aus Kernkraftwerken, weiter zurückgehen soll. Für die Stromnetze und die elektrische Energieversorgung ergibt sich hieraus eine Vielzahl von neuen Anforderungen, u. a.

- zeitweilige Leistungsflussumkehr in den Verteilungsnetzen
- Betrieb von Erzeugungsanlagen mit Stromrichtern am Netz
- Notwendigkeit die Netze auf maximale Einspeisung und nicht auf maximale Versorgung auszuliegen
- zusätzliche Schwankungen durch fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien
- Notwendigkeit sehr viele Erzeugungsanlagen mit sehr kleiner Leistung zu steuern

Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung

Im Folgenden werden exemplarisch einige Ergebnisse aus aktuellen Forschungsvorhaben vorgestellt.

Frequenzregelung, Regelleistungsbereitstellung

Technisch können schon heute die meisten Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA) 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 Dargebot der Natur abhängig. Wetterabhängige EEA können Regelleistung nur erbringen, 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.

Ein Teilergebnis des Projekts Regeneratives Kombikraftwerk II war, dass der im Forschungsprojekt berechnete Bedarf an Regelleistung bei einer 100% erneuerbaren Stromversorgung zu allen Zeitpunkten gedeckt werden kann. Die Berechnungen zum optimalen Mix für die Vorhaltung von Regelleistung ergaben, dass vor allem Speicher zum Einsatz kommen.

Statische Spannungshaltung im Verteilungsnetz

Durch den Anschluss von einem großen Anteil von Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz, besteht die Herausforderung, die Spannung innerhalb der erlaubten Toleranzgrenzen zu halten.

Im Verbundprojekt SysDL2.0 werden zwei Ansätze zur Wahrung der Spannung im Verteilungsnetz erprobt.

Der erste Ansatz wird mithilfe koordinierter Blindleistung von im Verteilungsnetz verteilten erneuerbaren Energieanlagen realisiert. Hierzu wird mithilfe einer globalen Optimierung eine ideale Bereitstellung von Blindleistung pro EEA berechnet und dieser Sollwert an die Erzeugungsanlagen geschickt. Das Einstellen der berechneten Sollwerte bewirkt eine optimale Spannungsverteilung an allen Netzknoten, was zur

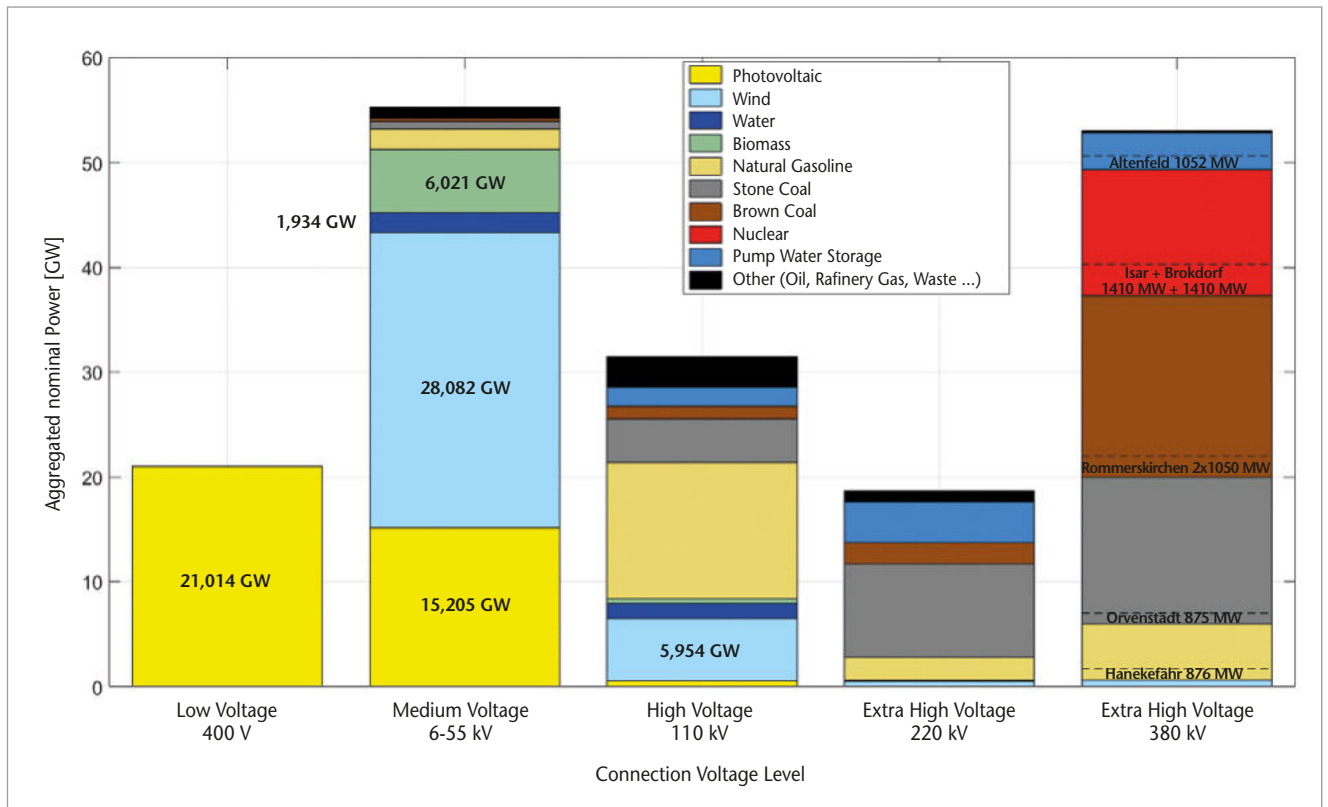


Abbildung 1
 Angeschlossene Erzeugungsleistung im deutschen Verbundnetz pro Netzebene: Erneuerbare Erzeuger speisen fast ausschließlich in Verteilungsnetze (≤ 110 kV) ein.
 (Datenquelle: Bundesnetzagentur, Datenbasis 2015, ohne Offshore Wind
 Bild: Hof, Fraunhofer IWES)

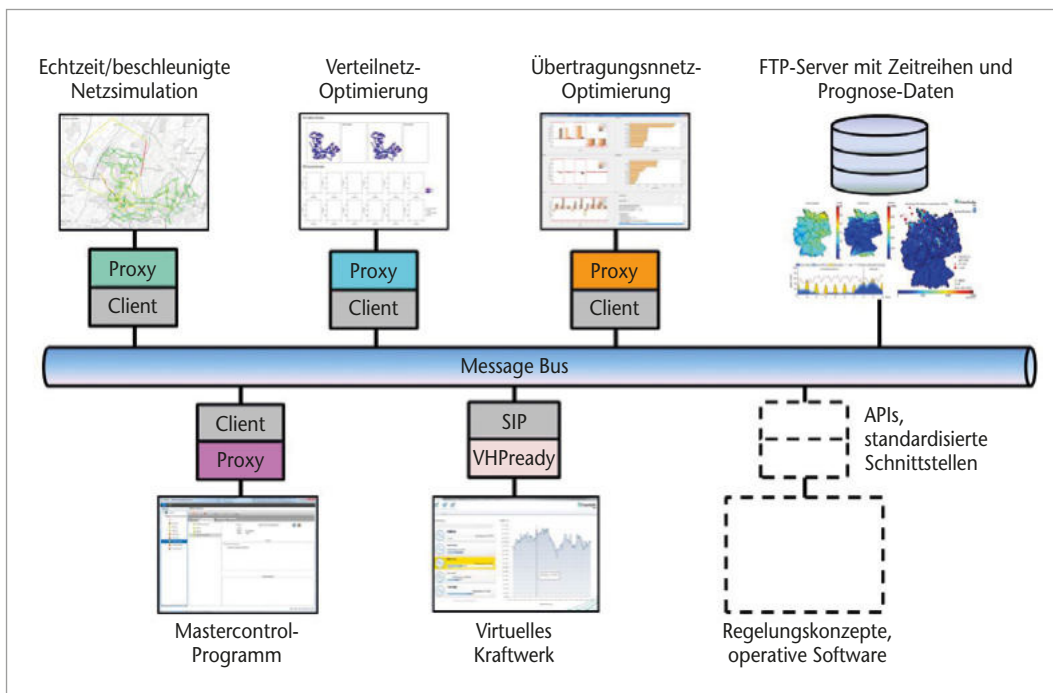


Abbildung 2
 Test- und Simulationssystem OpSim, das beliebige Co-Simulationen von Stromnetzen, Reglern und operativer Software ermöglicht.
 (Quelle: www.opsim.net)

Minimierung der Netzverluste führt. Dieser Ansatz wird in einem Feldversuch getestet. Der zweite Ansatz beschreibt die lokale Spannungshaltung an den Anschlusspunkten der EEA. Hierbei werden global ideale Spannungen an den Anschlusspunkten berechnet. Zu diesen Spannungen werden dann Q(U)-Kennlinien für die Anlagen bestimmt und

diese lokal in den Anlagen hinterlegt. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass er auch bei Ausfall von Kommunikationsmitteln weiterhin für eine ideale Spannung im Netz führt. Dieser Ansatz wird am IWES in der Test- und Simulationsumgebung OpSim (www.opsim.net) untersucht. OpSim ist ein Echtzeit-Simulator eines elektrischen

Abbildung 3

Redispatch-Maßnahmen:
zunehmende Häufigkeit von RD-Maßnahmen in Stunden je Jahr
(Quelle: Bundesnetzagentur)

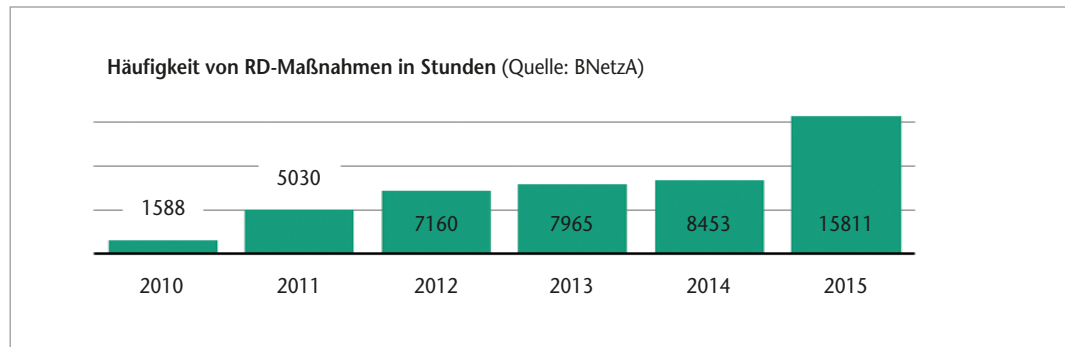
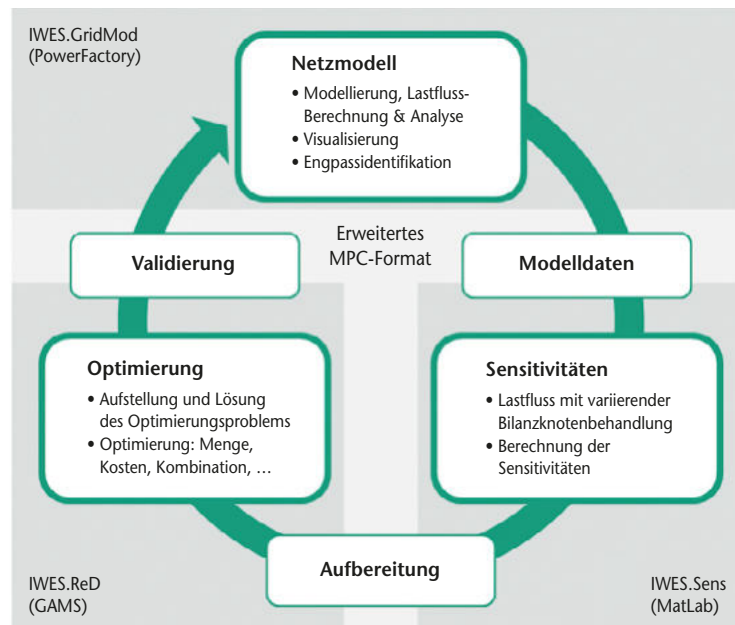


Abbildung 4

Modularer Simulationsansatz zur optimierten Redispatch-Ermittlung
(Fraunhofer IWES)



Energiesystems mit der Möglichkeit, diverse Regler und operative Leitsystemsoftware (z. B. für virtuelle Kraftwerke oder Verteilnetzbetriebsführung) sehr flexibel zu integrieren und in ihrem Zusammenspiel zu testen. (Abbildung 2)

Strategische Netzentwicklung

Ein wichtiges Element der Infrastrukturgestaltung ist die strategische Netzentwicklung. In verschiedenen Beiträgen wurde bereits gezeigt, dass durch eine automatisierte, auf Heuristiken basierende Optimierung der Netzausbaubedarf und der Ersatzbedarf robust für Zukunftsszenarien kosteneffizient ausgestaltet werden kann [16, 17]. Verschiedene Werkzeuge befinden sich dafür in Entwicklung. Dazu gehört auch ein neuartiges Open Source Tool zur flexiblen und automatisierten Netzberechnung (<http://www.uni-kassel.de/go/pandapower>).

Optimierter Redispatch

Die geänderte Energieerzeugungsstruktur und der liberalisierte Handel sind oftmals ursächlich für hohe Transportleistungen im Übertragungsnetz. Da der

Netzausbau dieser Entwicklung aus verschiedenen Gründen nicht folgen kann, erfahren Maßnahmen des Engpassmanagements zur Sicherstellung der Systemsicherheit erhöhte Bedeutung. Dies belegt die stark gestiegene Häufigkeit von Redispatch- (RD-) Maßnahmen, wie sie Abbildung 3 zeigt.

Konkret bedeutet dies, dass Fahrpläne der Kraftwerke entsprechend angepasst werden müssen, um Leitungsüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen im Netz zu vermeiden. Bei den hierfür angewendeten Verfahren können verschiedene Gesichtspunkte zum Tragen kommen, wobei die wirtschaftliche Effizienz der Maßnahmen zunehmend wichtiger wird. Naheliegend sind bei der vorliegenden Problemstellung zwei Zielgrößen:

- technisch optimierter Redispatch (Mengeneffizienz)
- wirtschaftlich optimaler Eingriff (Kosteneffizienz)

Der mengeneffiziente Eingriff berücksichtigt dabei in erster Linie die technische Wirksamkeit, welche Sensitivitäten von Kraftwerksleistungen auf einen Engpass berücksichtigt, aber nicht kostenoptimal ist.

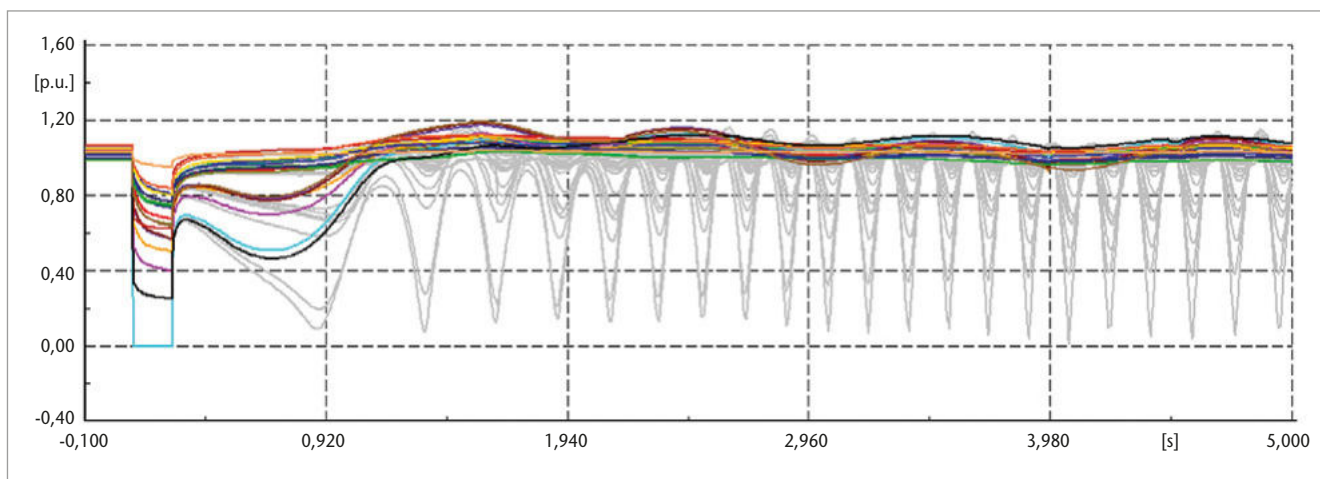


Abbildung 5
Kurzzeit-Spannungsstabilität:
 Einfluss des Gradienten der Wirkleistungsrückkehr nach einem Spannungseinbruch. Untersuchung an einem IEEE 39 Bus System. Graue Linien: kleiner Gradient. Farbige Linien: großer Gradient

Eine kostenoptimale Lösung kann auf der anderen Seite sehr hohe Verschiebeleistungen bzw. eine hohe Anzahl beteiligter Kraftwerke zur Folge haben.

Das Fraunhofer IWES hat vor diesem Hintergrund ein Verfahren zur optimierten Redispatch-Ermittlung entwickelt, das neben den „klassischen“ Optimierungszielen der Mengen- und Kosteneffizienz auch eine kombinierte Betrachtung unter Berücksichtigung beider Optimierungsziele erlaubt. Hierbei wurde eine modulare Umsetzung angestrebt, die die Vorteile verschiedener Software-Umgebungen und ihrer Funktionalitäten optimal nutzt (vgl. [Abbildung 4](#)).

Die automatisierte Ermittlung, Bewertung und Behandlung entstandener Engpasssituationen ermöglicht zeitkritische und flexible Anwendungen unter Berücksichtigung verschiedener Ziele. Die entwickelte Implementierung wurde an verschiedenen Datensätzen getestet und wurde in [1, 2] genauer vorgestellt und anhand der Anwendungsbeispiele erläutert.

Systemstabilität/Kurzzeitspannungsstabilität

Die Frequenz- und Spannungsstabilität des Verbundsystems stützt sich heute im Wesentlichen auf Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren. Zur Stromerzeugung werden jedoch zunehmend Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind. Die technischen Anforderungen an stromrichterbasierte Erzeugungsanlagen wurden in den letzten Jahren kontinuierlich weiterentwickelt, damit auch sie einen Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Ein Beispiel hierfür ist das Verbleiben der Anlagen am Netz bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen (FRT-Anforderung). Untersuchungen des IWES haben gezeigt, dass der Gradient der Wirkleistungsrückkehr nach einem kurzzeitigen Spannungseinbruch einen großen Einfluss auf die Stabilität des Verbundsystems haben kann. So zeigt [Abbildung 5](#) beispielhaft das Ergebnis einer Untersuchung an einem IEEE 39 Bus

System mit einem 40-prozentigen Anteil von Photovoltaik-Anlagen [3]. Nach einem Kurzschluss wird das System instabil, wenn der Gradient der Wirkleistungsrückkehr nicht groß genug ist. Derzeit ist dieser Parameter in deutschen Netzanschlussregeln nicht präzise definiert. Dies sollte zukünftig erfolgen.

Netzregelung im stromrichterdominierten Verbundnetz

Stromrichter können teilweise ähnliche Eigenschaften der Synchrongeneratoren übernehmen. Diese Eigenschaften der Synchrongeneratoren sind teils inhärent und müssen für eine Realisierung in anderen Erzeugern klar identifiziert und technologieneutral beschrieben werden.

Ein derzeit prominent diskutierter technischer Aspekt ist die Momentanreserve. In stromrichterdominierten Systemen ist darauf zu achten, dass sowohl positive wie auch negative Momentanreserve in ausreichendem Umfang bereitgestellt wird. Hierfür sind neue Regelungsansätze für Stromrichter und den Netzbetrieb bezüglich ihrer Verwendbarkeit für das Verbundnetz zu verifizieren. [Abbildung 6](#) gibt hierzu eine Übersicht für verschiedene Ansätze zur Bereitstellung von Momentanreserve aus Generatoren und Lasten.

Netzwiederaufbau

Der Netzwiederaufbau (NWA) stellt eine besondere Herausforderung für den Netzbetrieb dar. Zusätzlich wird nun der Netzaufbau durch Erneuerbare-Energie-Anlagen noch komplexer. Der Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerksstrukturen wird im Projekt NETZ:KRAFT erarbeitet. Ziel ist die Einbindung erneuerbarer Energien beim NWA zu ermöglichen. Dazu werden zwei Stränge verfolgt:

- Weiterentwicklung der vorhandenen NWA-Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung des Verhaltens von Erneuerbare-Energie-Anlagen.

Abbildung 6
Mögliche Ansätze zur Emulation von Trägheit
 (Quelle: Fraunhofer IWES)

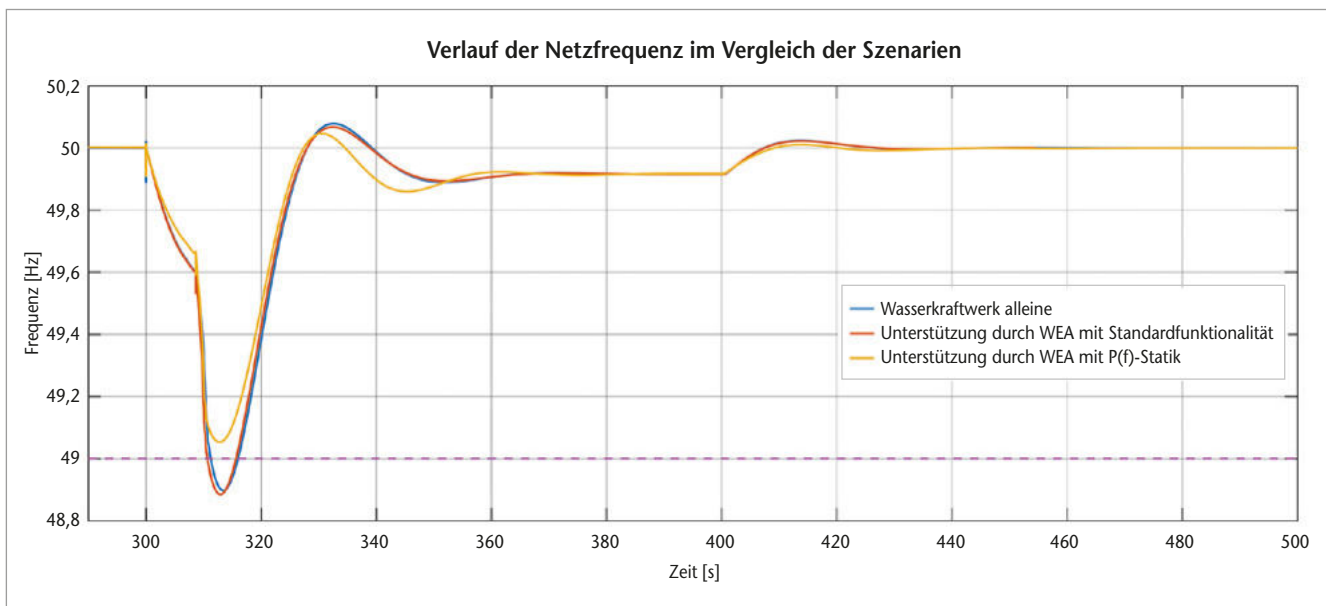
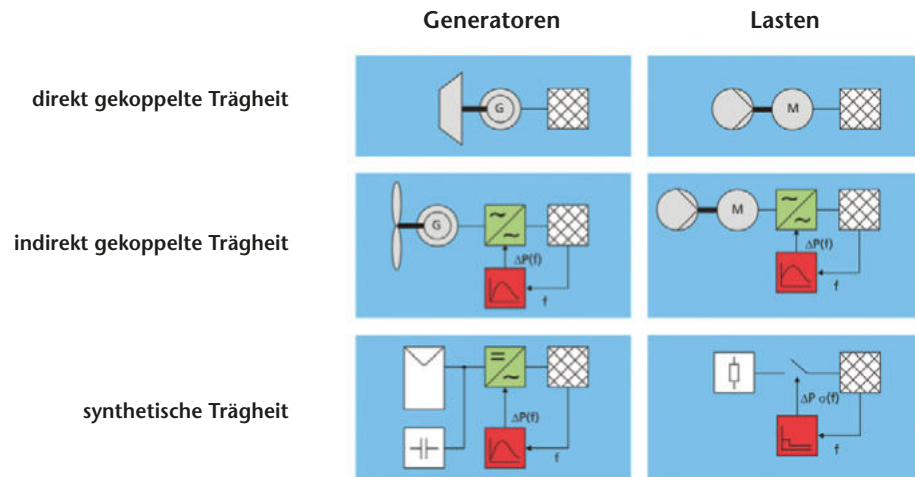


Abbildung 7
Netzwiederaufbau:
 Frequenzverlauf bei Unterstützung durch Windpark
 (Quelle: [4])

- Grundlegende Untersuchungen der Möglichkeiten, dezentrale Erzeugung in Versorgungseineln der Verteilungsnetzbetreiber zur Verkürzung von Ausfallzeiten aktiv zu nutzen.

Übergreifend wird die Koordination der beiden Stränge untersucht. Beispielhaft zeigt [Abbildung 7](#) in einem Fallbeispiel das mögliche Zusammenspiel von Windpark und Kraftwerk. Gegenüber dem Basiszenario ohne Windpark kann durch einen Windpark mit einer aktivierten Wirkleistungs-Frequenzstatik die auftretende Frequenzschwankung deutlich reduziert werden. [4]

Rolle der Bioenergieanlagen

Bioenergieanlagen trugen 2015 mit 50 TWh zur Bruttostromerzeugung in Deutschland bei und haben damit einen Anteil von 8% an der Deckung des Stromverbrauches (vgl. [Abbildung 8](#)) [5].

Aktuell werden sie größtenteils in Grundlastfahrweise betrieben und stellen Systemdienstleistungen im Regelenenergiebereich bereit. Aufgrund ihres Einsatzes bei der Wärmebereitstellung (2015: 138 TWh [6]) sind Bioenergieanlagen prädestiniert zur Unterstützung der Sektorkopplung von Strom und Wärme – mit verschiedenen Möglichkeiten von Speichern (z. B. Bereitstellung von klimaneutralem CO₂) oder Energiespeichern (z. B. thermische Speicher).

Für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems müssen Bioenergieanlagen zukünftig in größerem Umfang entsprechend der Stärken von Bioenergie eingesetzt werden [7]. Diese beruhen auf Dargebotsunabhängigkeit, der Fähigkeit zum teilweisen Ausgleich der hohen Volatilitäten von Wind- und Solarkraft sowie guter Speicherbarkeit. Die Sektorkopplung muss mehr als bisher in den Fokus treten [8]. Die Notwendigkeit der Bereitstellung von

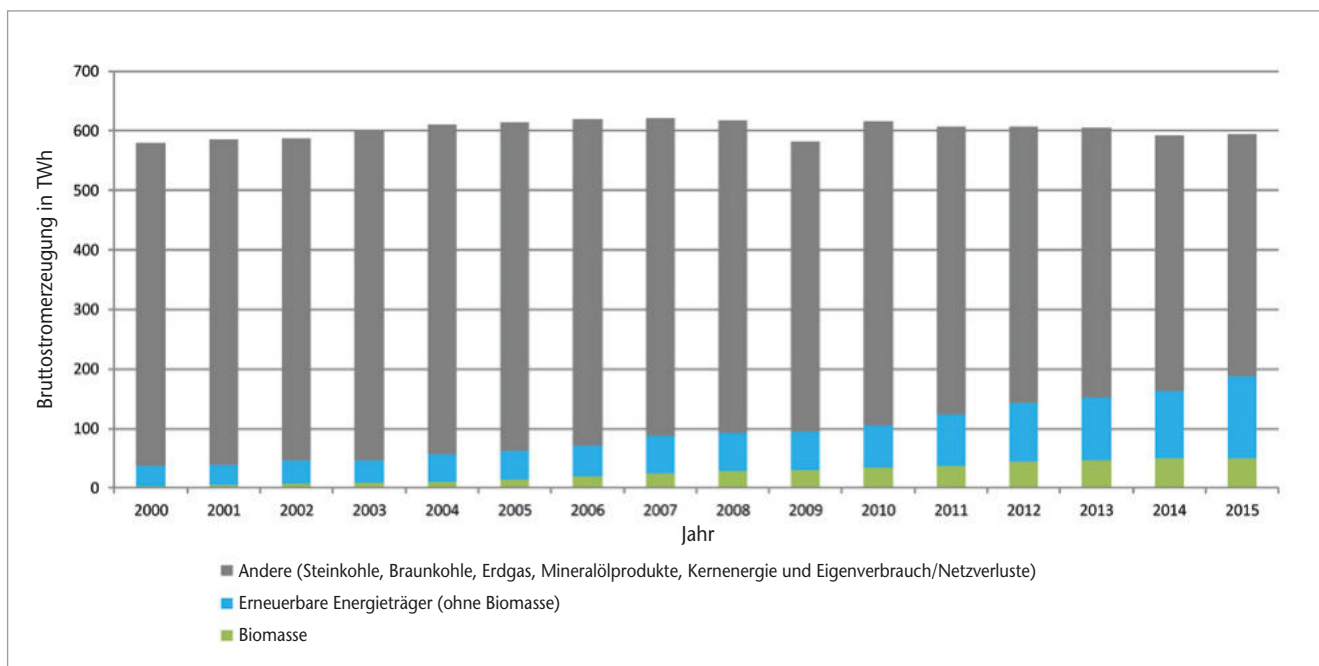


Abbildung 8
Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern
 (Datenquelle: AG Energiebilanzen e. V.)

Systemdienstleistungen sowohl in der Niederspannung als auch durch Anlagen kleinerer Leistungen wächst mit zunehmender Anzahl fluktuierender Erzeuger im Netz. Intelligente lokale Regelungssysteme und Kommunikationstechnik in Bioenergieanlagen sollten das Stromnetz gezielt unterstützen. Die technischen Anforderungen bzw. Anschlussregeln für diese zusätzlichen Systemdienstleistungen und erweiterte Flexibilitätsoptionen werden – auch im Kontext der Umsetzung des europäischen Netz-Codes [9] – aktuell erarbeitet. Damit wird ein Beitrag zu den Rahmenbedingungen geschaffen, die einen flexibleren Einsatz von Biomasseanlagen gestatten.

Anforderungen an den staatlichen Regulierungsrahmen

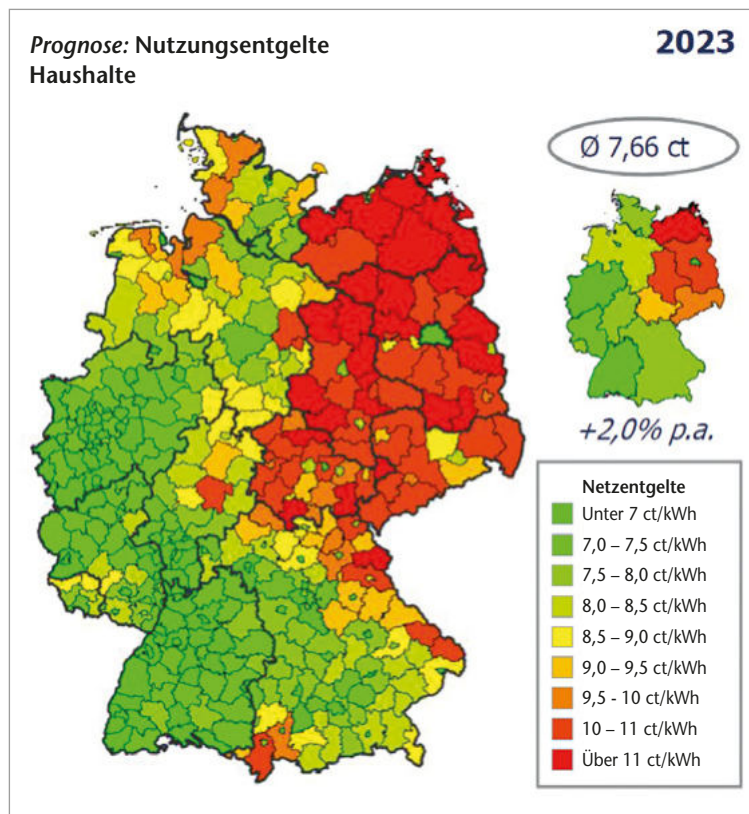
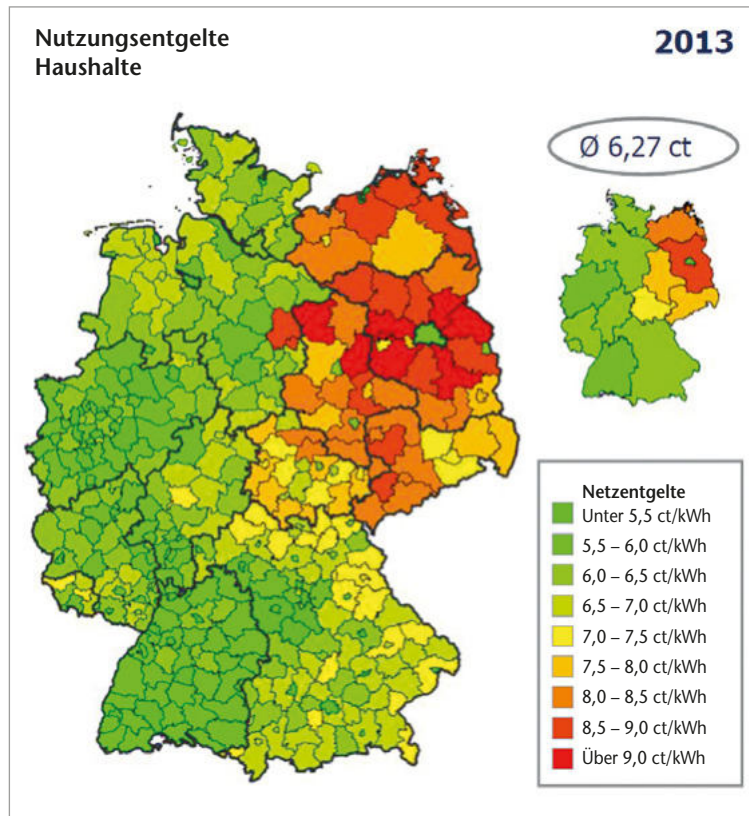
Der Fortgang der Energiewende stellt auch an den regulatorischen Rahmen für den Betrieb von Stromnetzen neue Herausforderungen. Denn von diesem hängt ab, ob die notwendigen Anpassungen bei Aufbau und Einsatz der physischen Netzinfrastruktur auch tatsächlich vorgenommen werden (können). So kann etwa die Entwicklung von innovativen Netztechnologien die Energiewende nicht voranbringen, wenn der regulatorische Rahmen deren Einsatz durch die Netzbetreiber verhindert. Entsprechend ist der regulatorische Rahmen stets auf seine Energiewendekonformität zu prüfen und ggf. anzupassen.

Eine der großen Herausforderungen für die Regulierung sind die Investitionen der Netzbetreiber, die für den notwendigen Um- und Ausbau der Stromnetze erforderlich sind.

Die Regulierung steht hierbei vor einem Dilemma: Sie hat einerseits einen kostengünstigen Stromnetzbetrieb zum Ziel (§ 1, Abs. 1 EnWG) und muss daher Signale zur Kostenminimierung an die Netzbetreiber senden, diese jedoch können darauf u. a. mit Investitionszurückhaltung reagieren und so die Erreichung der Energiewendeziele gefährden [10]. Setzt die Regulierung hingegen Anreize zum Netzausbau, können Überinvestitionen der Netzbetreiber die Folge sein und es könnten Netzausbau-vermeidende Optionen gehemmt werden [12]. Hier ist also eine gute Abstimmung einzelner Regulierungsinstrumente notwendig [13]. Das gilt insbesondere auch für die Interaktion mit Stromerzeugung und -verbrauch. Denn durch die organisatorische Separierung (Unbundling) des Netzbetriebs – mit dem Ziel, außerhalb des Netzsektors Wettbewerb zu ermöglichen – sind auch die Anreize für die Stromerzeuger weggefallen, bei ihren Standort- und Produktionsentscheidungen die Lastsituation im Stromnetz zu berücksichtigen und entsprechende Verbundvorteile entfallen [14]. So werden etwa weiterhin, trotz Engpässen auf den Nord-Süd-Leitungen, Erzeugungskapazitäten im Norden zugebaut, die die Engpässe tendenziell weiter verstärken. Hier bedarf es daher neuer (Preis-) Signale für die Netznutzer, die eine bessere Abstimmung von Netz und Erzeugung ermöglichen.

Eine anders gelagerte Herausforderung für die Regulierung ist die Refinanzierung der Netzkosten. Der starke Zubau erneuerbarer Energien (EE) in einigen Regionen lässt die Netzentgelte in diesen Regionen überproportional stark ansteigen (s. [Abbildung 9](#)) und es wird die Forderung nach einer bundesweiten

Abbildung 9
Netznutzungsentgelte für Haushalte:
 prognostizierter Anstieg bis 2023
 (Quelle: [11])



Vereinheitlichung der Netzentgelte laut. Gleichwohl dient der regionale Ausbau von EE auch der örtlichen Wirtschaftsförderung, und Unterschiede in den Netzkosten sind nicht allein dem EE-Zubau geschuldet, sondern haben auch andere strukturelle Ursachen (etwa höhere Kosten der ländlichen Versorgung) [15]. Die Frage, wie eine faire Lastverteilung der Netzkosten aussieht, ist daher alles andere als trivial.

Zusammenfassung

Um die Anforderungen an ein zukunftsfähiges Stromnetz zu ermitteln, muss das ganze Energieversorgungssystem betrachtet werden. Sowohl Erzeuger, Verbraucher als auch Speicher müssen einbezogen werden. Eine Energieversorgung, die zu großen Anteilen auf erneuerbaren, fluktuierenden Energien basiert, stellt eine besondere Herausforderung dar. Die technologische Weiterentwicklung muss sowohl bei den elektrischen Netzen, als auch bei den angeschlossenen Stromerzeugern, den Verbrauchern und Speichern erfolgen. Hierbei ist eine Zusammenarbeit zwischen den Akteuren wie Netzbetreibern, Anlagen- und Geräteherstellern, Verbänden, Politik und Regulierungsbehörden notwendig. Die Forschung kann hier durch technische, wirtschaftliche und prozessuale Innovationen zu technisch und wirtschaftlich effizienten Lösungen für ein Energiesystem mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energieanlagen beitragen.

Literatur

- [1] Mende, D.; Stock, S.; Hennig, T.; Löwer, L.; Hofmann, L.: Multiobjective Optimization in Congestion Management Considering Technical and Economic Aspects, IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, Xi'an, 2016.
- [2] Mende, D.; Stock, S.; Hennig, T.; Löwer, L.; Hofmann, L.: Effizientes Engpassmanagement im Spannungsfeld von technischer und wirtschaftlicher Optimierung, VDE-Kongress 2016, Mannheim, 2016.
- [3] Luis Pabon: Untersuchungen zur Kurzzeitspannungsstabilität, 2016, Projekt DEA-stabil (FKZ 325585)
- [4] H. Becker, T. Hennig, A. Akbulut, D. Mende, L. Hofmann, 2016, „Netzwiederaufbaukonzepte: Mögliches Zusammenspiel zwischen Windenergieanlagen und thermischen Kraftwerken“, VGB Powertech Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk – KELI 2016, Köln, 11.–12. Mai 2016
- [5] Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: August 2016: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016
- [6] Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Zwischenbericht, 2015.
- [7] Bioökonomierat: Bioenergiepolitik in Deutschland und gesellschaftliche Herausforderungen. BÖRMEMO 04. 01.11.2015.
- [8] Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Heidelberg: Springer, p. 176.
- [9] Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger. Amtsblatt der Europäischen Union, 27.04.2016.
- [10] Haucap, J./Heimeshoff, U./Uhde, A. (2008): Vertikale Entflechtung netzgebundener Industrien: Kosten und Nutzen aus ökonomischer Sicht. In: Gesellschaft für öffentliche Wirtschaft (Hrsg.), Auswirkungen der Globalisierung auf die öffentlichen Banken: Trennung von Infrastruktur und Betrieb, Beiträge zur öffentlichen Wirtschaft Nr. 26, Berlin, S. 27–65.
- [11] Hinz, F./Iglhaut, D./Frevel, D./Möst, D. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 3, Dresden.
- [12] Korte, K./Gawel, E. (2013): Anreizregulierung und Energiewende: Eine Mesalliance? Infrastrukturrecht, 10 (11), 250–253.
- [13] Korte, K./Gawel, E. (2015): Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung – Problemfelder und Lösungsansätze. Wirtschaftsdienst, 95 (2), 127–134.
- [14] Korte, K./Gawel, E. (2016): Regional differenzierte Stromnetzentgelte als Auslaufmodell? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66 (1/2), 61–65.
- [15] Nykamp, S./Andor, M./Hurink, J. L. (2012): Standard' incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation. Energy Policy 47, 222–237
- [16] Dasenbrock, J./Spitzer, H./Löwer, L./Scheidler, A./Töbermann, C./Braun, M.: Optimierte Netzentwicklung in Verteilnetzen. 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 31.1.–1.2.2017.
- [17] Scheidler, A./Thurner, L./Kraiczy, M./Braun, M.: Automated Grid Planning for Distribution Grids with Increasing PV Penetration. 6th Solar Integration Workshop, Vienna, 14. November 2016

Integration von EE-Wärme in Infrastrukturen zur Versorgung von Quartieren



ISFH
Prof. Dr. Oliver Kastner
oliver.kastner@isfh.de

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

DLR
Evelyn Sperber
evelyn.sperber@dlr.de

EWE VERTRIEB GmbH
Dr. Oliver Ruch
oliver.ruch@ewe.de

HafenCity Universität
Dr. Ingo Weidlich
ingo.weidlich@hcu-hamburg.de

Fraunhofer ISE
Sebastian Herkel
sebastian.herkel@ise.fraunhofer.de

IZES
Guillem Tánzer
taenzer@izes.de

Bernhard Wern
wern@izes.de

S.O.L.I.D GmbH
Detlev Seidler
d.seidler@solid.at

UFZ
Dr. Kerstin Krellenberg
kerstin.krellenberg@ufz.de
Dr. Thomas Vienken
thomas.vienken@ufz.de

Dieser Beitrag behandelt Aspekte der regenerativen Wärme- und Kälteversorgung, die mit einem Anteil von ca. 60% zum Endenergiebedarf in Deutschland beiträgt. Davon wird über die Hälfte durch Raumwärme und Warmwasserbedarf verursacht. Der Wärme/Kältesektor trägt daher entscheidend zum Gelingen des gesellschaftlichen Projekts „Energiewende“ bei.

Während im Bereich der Stromproduktion heute auf beachtliche Erfolge beim Ausbau der regenerativen Ressourcen verwiesen werden kann – innerhalb von 10 Jahren ein Zuwachs um 22% auf heute 32,6% –, ist der Zuwachs im Bereich des Wärme/Kältesektors nach wie vor sehr moderat. Er stieg im gleichen Zeitraum nur um ca. 5%-Punkte auf heute 13,2% an. Darin stellt die Biomasse mit über 11% heute noch den Löwenanteil [BMWi 2016]. Dieser Anteil ist in den vergangenen Jahren ungefähr gleich geblieben. Der Grund besteht einerseits in den begrenzten Biomassepotenzialen, andererseits in einer Nutzungskonkurrenz der Biomasse als Brennstoff für andere Sektoren, z. B. den Verkehrssektor.

Die regenerativen Wärmeträger mit dem größten noch unerschlossenen Potenzial sind die Solarthermie, die Umgebungswärme und die Geothermie, deren Anteile mit jeweils kleiner als einem Prozent im Wärmemix drastisch unterrepräsentiert sind. In der Einbindung der solaren und geothermischen Energie und der nutzbringenden Kombination mit der Biomasse liegt daher ein großes Potenzial, das es zu erschließen gilt.

Verschiedene und teilweise kontroverse Entwicklungsrouten zur Wärme/Kälte-Versorgung von Wohnquartieren aus regenerativen Ressourcen werden diskutiert. Offen ist heute die Frage nach der Gewichtung der direkten Nutzung regenerativer Wärmequellen und der indirekten Nutzung entlang des Strompfads. Im Falle der direkten Nutzung kann das regenerative Wärmepotenzial sehr effizient genutzt werden, da die energetische Wandlungskette entweder sehr kurz ist (Solarstrahlung → Wärme), oder gar keine Wandlung erforderlich ist (tiefe Geothermie). Allen heutigen Versorgungsoptionen ist jedoch gemeinsam, dass das zukünftige Energiesystem hochgradig integriert sein wird, um die Vor- und Nachteile der spezifischen Technologien optimal miteinander in Einklang zu bringen. „Flexibilität im System“ wird damit ein Gradmesser für den Erfolg der zukünftigen Energieversorgung sein. Dieses ist ein wesentlicher Unterschied zu den deterministischen Versorgungskonzepten der Vergangenheit.

Besonders im Bereich der „Wärmewende“ haben regenerativ-basierte Versorgungskonzepte lokalen Charakter und müssen sehr heterogene Anforderungsprofile abdecken. Aus ökonomischen Gründen und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird erwartet, dass die konventionelle Technologie ihre Bedeutung für eine gewisse Übergangsphase behalten wird. Die Implementierung der regenerativen Versorgungskonzepte muss daher entlang effizienter und skalierbarer Integrationspfade erfolgen, die einen graduellen und damit volkswirtschaftlich vertretbaren Technologiewechsel ermöglichen. Die Erhöhung der Flexibilität im System erfordert flexible Komponenten, passende Infrastrukturen und intelligentes Lastmanagement. Investitionen in diese Systemkomponenten sind notwendig.

Ebenso wichtig ist dabei die Schaffung von Transparenz und Vertrauen in Gesellschaft, Politik und Praxis. Insbesondere im Bereich der Privatwirtschaft stellen diese notwendigen Investitionen häufig ein Implementierungshemmnis dar. Es ist plausibel, dass die neuen Konzepte ab einer Größenordnung Erfolg haben, in der eine Nutzung gemeinschaftlicher Investitionen möglich wird und Synergieeffekte zum Tragen kommen können. Diese Größenordnung ist die des Quartiers. Für eine konkrete Planung und Umsetzung in einem Quartier muss eine enge Kooperation mit den lokalen Akteuren (Stadtplanung, Stadtwerke, Energieanbieter, Wohnungswirtschaft, Eigentümer, Mieter) stattfinden.

Infrastruktur

Wie im Stromsektor, so kommt auch bei der Wärme/Kälteversorgung der Infrastruktur eine große Bedeutung zu. Im Bereich der Quartiersversorgung betrifft dies die Entwicklung und Pflege der Nah- und Fernwärmetechnologie. Deren Ursprünge gehen auf das ausgehende 19. Jahrhundert zurück, als erste Dampfnetze zur Wärmeversorgung eingerichtet wurden, die heute als Fernwärmenetze der ersten Generation bezeichnet werden. Sie wurden ab ca. 1930 durch Heißwassernetze mit Betriebstemperaturen oberhalb von 100 °C der zweiten Generation abgelöst, die unter Druck gehalten werden mussten. Es handelte sich daher um schwere und massiv gegründete Konstruktionen, die wie im Pipelinebau on-site erstellt wurden. Wegen ihrer weiten Verbreitung im Comecon (Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe der sozialistischen Staaten) wird diese Bauweise der zweiten

Generation heute auch als Sowjetunion-Design referenziert.

Ein alternatives Design wurde seit den 1980er Jahre in Skandinavien entwickelt. Die Versorgungstemperaturen wurden hier auf unter 100 °C gesenkt, was leichtere Bauweisen ermöglicht, die effizient industriell vorgefertigt werden können und direkt und ohne Fundamentierung in den Untergrund verlegt werden. Diese Entwicklungslinie bildet die dritte Generation der Fernwärmenetze. Die Absenkung des Temperaturniveaus geht einher mit einer graduellen Vermeidung der Wärmeverluste im Netz.

Im Bereich der regenerativen Wärmeversorgung wird an diese Entwicklung angeknüpft. Wärmenetze der kommenden vierten Generation zielen auf einen Wärmetransport bei weiter abgesenkten Temperaturen, um den Anforderungen regenerativer Niedrigtemperatur-Wärme einerseits und sinkenden Wärmeanforderungen infolge besserer Dämmstandards andererseits entsprechen zu können. Es geht um eine weitere Anpassung der Infrastruktur an den Bedarf im Quartier, eine Effizienzsteigerung durch Niedertemperatur-Anwendungen und die Integration in regenerative Erzeugerstrukturen durch smartes Lastmanagement.

Neben diesen technischen Aspekten geht es auch darum, die Implementierungsakzeptanz moderner Wärmenetze durch angepasste Planungshilfen zu erhöhen, die die gesamte Prozesskette von der Erzeugung über die Verteilung bis zur Haustechnik überblicken muss [Lund 2014].

Gebäudeeffizienz

Dank finanzieller Förderung und gesetzlicher Vorgaben konnte die Gebäudeeffizienz durch Dämmung und konzeptionelle Maßnahmen in den vergangenen Jahren stark verbessert werden. Sofern diese Anstrengungen weiter erhöht und die resultierenden Effizienzsteigerungen nicht durch einen erhöhten Verbrauch aufgezehrt werden, kann der Raumwärmebedarf im Quartier langfristig bis auf die Größenordnung des Warmwasserbedarfs sinken. Für Fernwärmenetze der dritten Generation (Vorlauftemperaturen um 90 °C) wird ein Grenzbedarf von 250 MWh/ha als Wirtschaftlichkeitsgrenze angegeben [Hoffstede 2006], die jedoch im Einzelfall auch von den eingesetzten Energieträgern und der Struktur des Wärmenetzes abhängt. Moderne Versorgungskonzepte basieren daher auf Niedertemperatur-Wärmenetzen in Kombination mit multimodalen, regenerativen Versorgungsszenarien.

Je nach Design ergeben sich verschiedene Varianten der regenerativen Versorgung, in der entsprechend der lokalen Bedingungen Solar- und Geothermie,

Umweltwärme und die Biomasse integriert werden können. Niedertemperatur-Wärmeversorgung erfordert angepasste Haustechnik: Die Wärmeabgabe der Raumwärme erfordert Flächenheizungen und darüber hinaus einen hydraulischen Abgleich des Heizsystems, um niedrige Rücklauftemperaturen zu erzielen; die Trinkwasserhygiene erfordert je nach Systemwahl eine Nachheizung über 60 °C. Niedertemperatur-Wärmeversorgung legt daher die Verwendung von Wärmepumpen zur (zentralen und/oder dezentralen) Anpassung des Temperaturniveaus nahe. Wärmepumpen werden in der Regel mit Strom angetrieben und stellen daher ein wichtiges Element zur Kopplung zwischen dem Strom- und Wärmesektor dar. Solange der Strommix allerdings durch fossile Energieträger dominiert wird, ist die Emissionsbilanz dadurch beeinträchtigt.

Technologien

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Das vorherrschende Geschäftsmodell der konventionellen Fernwärmeerzeugung basiert auf dem Prinzip KWK. Wegen seiner volkswirtschaftlich willkommenen Energieeffizienz wird dieses Modell nach dem KWKG gefördert. Subventioniert wird die Einspeisung einer gewissen Menge KWK-Stroms in das Stromnetz, dessen Höhe sich u. a. nach der Leistungsfähigkeit der Erzeugungsanlage richtet.

Die Anlagen werden in der Regel noch wärmegeführt betrieben. Nach Erreichen der subventionierten Vollbenutzungsstunden werden Strommarkt-Mechanismen wirksam. Zu diesem Zeitpunkt hat die Anlage jedoch erst einen Teil ihrer technischen Lebensdauer erreicht. Spätestens nach Erreichen der subventionierten Vollbenutzungsstunden richtet sich der Ertrag der Stromproduktion nach dem erzielbaren Preis an der Strombörse.

Unter der Randbedingung eines fluktuierenden Preises ist es günstig, das Konzept der Wärmeführung zu flexibilisieren: Höherer Ertrag ist möglich, wenn die Stromproduktionszeiten dem Strompreis angepasst werden. Dieses ist möglich, wenn Wärmespeicher vorhanden sind. Aus diesem Grund werden viele Fernwärmestandorte mit Wärmespeichern nachgerüstet. Das Speicherkonzept zeigt also eine neue Richtung auf, in der die Fernwärme nicht mehr als abgeschlossenes System betrachtet wird, sondern als ein eingebettetes System.

Hier ergeben sich Ansatzmöglichkeiten für die Optimierung der Systemintegration. Welche Rolle können die erneuerbaren Energieträger dabei spielen?

Oberflächennahe Geothermie

Die oberflächennahe Geothermie besitzt ein hohes Anwendungspotenzial im Bereich der Raumwärme-

versorgung, der Klimatisierung und der saisonalen Wärmespeicherung, sowohl im Neubau, als auch im Bestand. Aber: Eine intensive thermische Nutzung beeinflusst direkt das Temperaturregime im Untergrund. Eine unkoordinierte intensive Nutzung kann negative ökologische und/oder ökonomische Auswirkungen zur Folge haben. Ziele der koordinierten geothermischen Nutzung sind insgesamt, die Umweltauswirkungen und Nutzungskonkurrenzen zu minimieren, die Anlageneffizienz zu maximieren und die Akzeptanz zu erhöhen, um eine ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit zu gewährleisten.

Biomasse

Biomasse ist ein natürlicher Energiespeicher. Die Produktion von Biomassebrennstoffen benötigt Energie und kann zum Teil orientiert am Stromangebot gefahren werden (z. B. Mühlen und Pressen oder H₂-Methanisierung an Biogasanlagen). Der Einsatz von Biomasse wird sich insbesondere auch innerhalb der Versorgung von Quartieren von einem Grundlastangebot zur flexiblen Deckung von Versorgungslücken mit gleichzeitiger Stabilisierung der lokalen Stromversorgung im Verbund aller eingesetzter erneuerbarer Energien wandeln. Entsprechende Technologien (z. B. Mikro- und Klein-KWK auch für schwierige Brennstoffe) und Verbundregelungskonzepte sowie die nötige Dateninfrastruktur sind zu entwickeln und zu etablieren. Dadurch kann die Biomasse dazu beitragen, Versorgungsengpässe im Winter im Wärme- und Strombereich auszugleichen.

Solarthermie

Solarthermische Anlagen der neuesten Generation können Fernwärme auf einem durchschnittlichen Temperaturniveau zwischen 80 und 120 °C liefern. Geringere Vorlauftemperaturen im Solarkreis bedeuten höhere solare Gewinne, da die Effizienz der Kollektoren weitestgehend proportional mit steigendem Temperaturunterschied des Wärmeträgers zur Umgebungstemperatur abnimmt. Daher ist es aus wirtschaftlichen Gründen bei dem heutigen Preisniveau der fossilen Energien vorzuziehen, Wärmenetze mit Temperaturanforderungen von 65 bis 90 °C zu unterstützen.

Je nach lokaler Gegebenheit werden verschiedene Einspeisekonzepte verwendet. In Frage kommen Rücklauf-Vorlauf Einspeisung in das Fernwärmenetz oder Rücklauf-Rücklauf Einspeisung.

Speicher

Zum zeitlichen Ausgleich von solarem Dargebot und Wärmenachfrage im Netz werden Speicher eingesetzt. Die Verwendung von Tagesspeichern erlaubt eine solare Deckungsrate von 20–30% des Bedarfs, je nach Flächenangebot für die Aufstellung der Kollektoren und jahreszeitlichem Profil des Wärmever-

brauchs. Eine Herausforderung stellt die Bereitstellung von großen Saisonspeichern dar, um deutlich höhere Deckungsraten von 50% und mehr zu erreichen. Unter den großen Saisonspeichern liefern wiederum geologische Speichersysteme die geringsten spezifischen Kosten: Erdwärmesonden und Aquiferspeicher. Besonders Aquiferspeicher stellen wegen ihres geringen obertägigen Platzbedarfs eine interessante Technologie für die Bereitstellung von saisonalem Speichervolumen in Ballungsgebieten dar. In Deutschland gibt es hierzu vergleichsweise wenig Erfahrung, insbesondere im Zusammenhang mit der Solarthermie. Hier liegt Forschungsbedarf vor.

Beispiel Österreich

Langjährige Erfahrungen mit der solarthermischen Unterstützung konventioneller Fernwärme liegen in Österreich vor. Ein prominentes Beispiel referenziert die Fernwärmeversorgung der Stadt Graz mit mehreren Freiflächenanlagen und einigen dachbasierten Lösungen zur dezentralen Einspeisung in das Fernwärmenetz, derzeit in Summe etwa 17.000 m² Kollektorfläche. Im Moment wird eine signifikante Erhöhung der solaren Kollektorfläche auf 450.000 Quadratmeter (!) geplant. In das Konzept fließen Saisonspeicher und Wärmepumpentechnologie ein. Damit soll ein solarer Deckungsanteil von 20% im Fernwärmegebiet erzielt werden.

Beispiel Dänemark

Prominent ist auch die solarthermische Fernwärmeversorgung in Dänemark. Ein viel referenziertes Beispiel ist das Versorgungssystem der Kommune Braedstrup in Mitteldänemark [Braedstrup 2016]. Das System umfasst neben einem 18.000 Quadratmeter großen Flachkollektoren-Feld und dem zugehörigen Tagesspeicher auch eine konventionelle KWK-Anlage, einen saisonalen Geospeicher, eine Wärmepumpenanlage und einen Elektrokessel zur direkten Stromheizung. Die hochflexible Anlage wird nach dem Börsen-Strompreis gefahren.

Die Anlage bildet damit einen Modellfall für eine multi-modal gekoppelte Energieversorgung ab:

- Bei Strombedarf im Netz und hohen Börsenstrompreisen produziert die Anlage Strom im Blockheizkraftwerk und speist die Abwärme in das Versorgungsnetz ein.
- Bei geringen Börsenstrompreisen wird Strom aus dem Netz entnommen und mit der Wärmepumpe der Geospeicher entladen.
- Die Solaranlage unterstützt die Fernwärmeversorgung und dient auch zur Beladung des Geospeichers in den Sommermonaten.

Voraussetzung für die effektive Verknüpfung zwischen Wärme- und Strompfad ist das Wärmenetz und der daran angeschlossene Wärmespeicher.

Aufgrund der Trennung von Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung werden Wärmenetze in Dänemark seit Jahrzehnten ausgebaut und entwickelt. Das Konzept ist so erfolgreich, dass das Zusammenwachsen kommunaler Wärmenetze zu einem Verbundnetz inklusive Stadtanbindung geplant wird.

Beispiel Deutschland

Aktuelle Forschungs- und Demonstrationsvorhaben in Deutschland, wie zum Beispiel die solarthermische Wärmeversorgung des Neubaugebietes Gutleutmaten in Freiburg, adressieren die Frage von Flexibilisierungsoptionen, sowohl des Betriebes von Wärmenetzen und damit einer Reduktion der sommerlichen Wärmeverluste, als auch der Betriebsführung des Versorgungssystems in Bezug auf den Strommarkt [Oliva 2015]. Im August 2016 wurde die derzeit größte Solarthermie-Anlage in Deutschland mit einer Kollektorfläche von ca. 8.300 Quadratmetern zur Fernwärme-Unterstützung in Senftenberg in Betrieb genommen [Ritter 2016].

Nicht-technische Aspekte für KWK

Eine Transformation des bestehenden KWK-Versorgungskonzepts in Deutschland zur Einbindung der regenerativen Energieträger muss neben den technischen Konzepten auch eine Reihe nicht-technischer Kriterien berücksichtigen. Darunter die wichtige Frage nach einer akzeptablen Kostenstruktur. Die nicht-technischen Einflussfaktoren spielen besonders im Bestandsquartier eine große Rolle, in denen die neuen Konzepte vorhandenen, traditionellen Rahmenbedingungen begegnen müssen. Grundlage für das Versorgungskonzept ist eine Kenntnis der Bedarfsstrukturen und eine Abschätzung der Bedarfsprognose auf Grundlage städtebaulicher und demografischer Daten. Das Ziel ist, marktgerechte Lösungen zu etablieren und den Klimaschutz durch Einbindung regenerativer Technologien in die Bestandsstrukturen voranzubringen. Die großen gesellschaftlichen Herausforderungen bestehen darin, eine frühzeitige und intensive Einbeziehung der Handlungsträger der Wohnungswirtschaft, Wohnraumnutzer und Energiewirtschaft zu erreichen.

Quellenangaben

- BMWi 2016: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2015, September 2016
- Lund 2014: H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J.E. Thorsen, F. Hvelplund, B.V. Mathiesen. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 68 (2014) 1-11.
- Braedstrup 2016: Internet: www.braedstrup-fjernvarme.dk, 17.11.2016
- Hoffstede 2006: Hoffstede, U.; Kerzendorf, J.; von Klopotek, F.: Nahwärme – Ratgeber zur Planung und Errichtung von Nahwärmenetzen. Wiesbaden: Hessisches Ministerium für Umwelt, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, 2006. – ISBN 978-3-8927-4249-4.
- Oliva 2015: Oliva, E. Mehmet, A. Ripka, S. Herkel, W. Kramer, Mehmet Elci Decentralized Solar District Heating Systems, Conference Paper published 2015 in Proceedings of the EuroSun 2014 Conference Authors: <http://dx.doi.org/10.18086/eurosun.2014.19.10>
- Ritter 2016: Internet: ritter-xl-solar.com/anwendungen/waermenetze/senftenberg/. 17.11.2016

Was können Energiespeicher zum Gelingen der Energiewende beitragen?



ZAE

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

DLR

Prof. Dr. André Thess
andre.thess@dlr.de

ISFH

Fabian Hüsing
huesing@isfh.de

Jan Steinweg
steinweg@isfh.de

Fraunhofer IWES

Jochen Bard
jochen.bard@iwes.fraunhofer.de

UFZ

Dr. Thomas Nagel
thomas.nagel@ufz.de

Abstract

Die Rolle von Energiespeichern in unserem zukünftigen Energiesystem lässt sich nicht allein durch eine Technologie oder eine Anwendung beschreiben. Zu unterschiedlich sind die verschiedenen Speichertechnologien in ihren Eigenschaften und zu vielseitig die Anforderungen der tatsächlichen Anwendungen. Daher ist es wichtig, ausgehend von einer klaren Definition von „Energiespeicherung“ an sich, eine sinnvolle Zuordnung der verschiedenen Technologien zu relevanten Anwendungsbereichen durchzuführen. Denn ein Speicher kann nur in einer konkreten Anwendung tatsächlich beurteilt werden. Energiespeicher können darüber hinaus durch die Bereitstellung zeitlicher Flexibilität und der oft schon im Speicherprozess integrierten Transformation der Energieform einen entscheidenden Beitrag zu Sektorkopplung leisten.

Definitionen für Energiespeicher

Was ist ein Energiespeicher?

Ein Energiespeicher kann Energie aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. Der Speicherprozess besteht prinzipiell aus drei Schritten: Dem Laden, dem eigentlichen Speichern und dem Entladen. Nach dem Entladen kann ein Energiespeicher erneut geladen werden. [1]

Was wird gespeichert?

Die Energieform (Elektrizität, Wärme [2], Kälte, mechanische Energie oder chemische Energie), die ein Energiespeicher aufnimmt, wird in der Regel auch wieder abgegeben. Allerdings wird häufig die geladene Energieform zur Speicherung in eine andere umgewandelt (z. B. Pumpspeicherwerk, Batterie). Zum Entladen wird sie dann wieder in der ursprünglichen Form bereitgestellt, oder in manchen Ausprägungen auch in der Form der Speicherung bereitgestellt, z. B. Power-to-Gas oder Power-to-Heat. [1].

Speichertechnologien und ihre Anwendungen

Die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an den Speicher werden durch die tatsächliche Anwendung des Speichers im Versorgungssystem bestimmt. Daher sind Vergleich und Beurteilung

verschiedener Speichertechnologien nur anhand konkreter Anwendungen möglich.

- Die Anwendung gibt technische Anforderungen vor: Energieform, Ein- und Ausspeicherleistung, Speicherkapazität, Reaktionszeit
- Die Anwendung legt auch das ökonomische Umfeld fest: z. B. bestimmt sie, welche Energiepreise angesetzt werden können, welche Nutzungsdauer erreicht wird, etc.). [1]

Systematik der Speichertechnologien

Energiespeichertechnologien können nach ihren physikalischen Speicherprinzipien geordnet werden. Damit ergibt sich eine Struktur, die in [Abbildung 1](#) dargestellt ist.

Stromspeicher

Die Speicherung elektrischer Energie kann durch direkte Speicherung der Elektrizität (z. B. durch Kondensatoren), durch elektrochemische Vorgänge (alle Arten von Batterien) oder durch Umwandlung in mechanische Energie (z. B. im Pumpspeicherwerken oder Schwungradspeichern) realisiert werden.

Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher können Wärme und Kälte auf unterschiedliche Arten speichern:

- sensibel (durch einfaches Erwärmen oder Abkühlen des Speichermediums)
- latent (unter Einbeziehung eines Phasenwechsels)
- in reversiblen chemischen Reaktionen

Chemische Energiespeicher

Energie lässt sich aber auch durch die Umwandlung von Strom in einen chemischen Energieträger (z. B. Gas) speichern. Diese Technologien (Power-to-Gas oder Power-to-Liquids) bauen in der Regel auf die Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff als ersten Schritt. Prinzipiell kann das erzeugte Gas auch wieder rückverstromt werden. Eine weitere Speichermöglichkeit (bezeichnet als Power-to-Heat/Cold) stellt die Umwandlung von Strom zu Wärme/Kälte und deren Speicherung dar.

Die Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff z. B. als Rohstoff für die chemische Industrie wird hier nicht als „Energiespeicher“ definiert, weil primär keine Energie beim Verbraucher bereitgestellt wird. Dieser Vorgang wird eher dem Begriff „Demand Side Management“ zugeordnet.

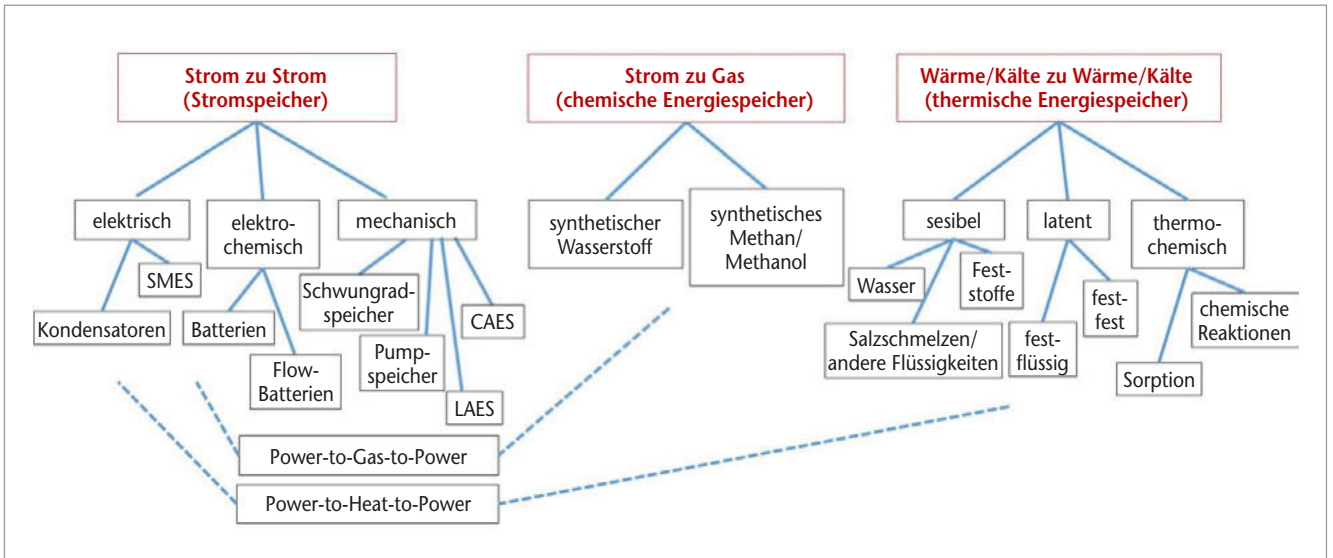


Abbildung 1

Speichertechnologien geordnet nach Speicherprinzip

SMES = Supraleitende Magnetische Energiespeicher

CAES = Compressed Air Energy Storage

LAES = Liquid Air Energy Storage

Energiespeicher für die Energiewende

Den zahlreichen Energiespeichern stehen auch viele unterschiedliche Anwendungsbereiche gegenüber. **Abbildung 2** zeigt Speicheranwendungen geordnet nach den zwei Säulen der Energiewende:

- Integration erneuerbarer Energien
- Steigerung der Energieeffizienz.

Die Farbgebung der Anwendungen soll eine erste Zuordnung zu den Speichertechnologien andeuten.

Energiespeicher werden in der öffentlichen Diskussion bisher fast nur in Hinblick auf die Integration erneuerbarer Elektrizität aus Wind und PV betrachtet. Das Thema „Energiespeicher für die Energiewende“ sollte aber wegen seiner zentralen Bedeutung deutlich umfassender angegangen werden; insbesondere sollten die Möglichkeiten von Energiespeichern für die Effizienzsteigerung weitaus mehr ins Bewusstsein der Öffentlichkeit gerückt werden.



Abbildung 2

Anwendungsbereiche für Energiespeicher:

EES = elektrische Energiespeicher

TES = thermische Energiespeicher

CES = chemische Energiespeicher

Abbildung 3
**Speichertestzentrum
 Arzberg**
 (ZAE Bayern)



Konkrete Anwendungsbeispiele aus Forschung & Entwicklung

Im Folgenden sollen einzelne Beispiele aus Forschung und Entwicklung einen Eindruck von der Vielfalt der Aktivitäten in diesem Bereich vermitteln.

Abbildung 4
**Bauteilaktivierung
 im Neubau**
 (ISFH)



Abbildung 5
**Wärmespeicherung
 in wassergesättigten
 porösen zement-
 basierten Materialien**
 (UFZ)



Abbildung 6
TESIS
 Test facility for Thermal
 Energy Storage
 (DLR)



- Zur Integration erneuerbaren Stroms aus Wind und PV wird vom ZAE Bayern in Arzberg ein Anwendungstestzentrum betrieben (Abbildung 3). Hier können verschiedene Speichertechnologien (Batterien und Power-to-Gas/Liquid-Technologien) in einem realen Kontext betrieben werden. Der erneuerbare Strom wird aus PV-Anlagen bereitgestellt. Der Realbetrieb kann hier in Bezug auf Netzentlastung und Flexibilitätsmarkt analysiert werden [3].
- Auch die Umwandlung und Speicherung als Wärme kann helfen erneuerbare Elektrizität nutzbar zu machen (Power-to-Heat). Am ISFH wird ein Gebäude als Energiespeicher untersucht. Durch Bauteilaktivierung (Abbildung 4) kann die Speicherkapazität der Gebäudestruktur als thermischer Speicher eingesetzt werden. Das dadurch generierte Lastverschiebungspotenzial für Wohnhäuser in Deutschland bezogen auf eine Änderung der Gebäudetemperatur liegt bei ca. 1 TWh/K [4].
- Analog kann auch der solarthermische Ertrag platzsparend unter dem Gebäude in wassergesättigten porösen zementbasierten Materialien gespeichert werden (Abbildung 5). Entsprechende kosteneffiziente Lösungen, die als technisch machbar und nah an der Marktreife gelten, werden von der Firma Scheer Heizsysteme & Produktionstechnik GmbH, dem UFZ und der CAU Kiel untersucht [5].
- Für die Integration solarer Wärme bei höheren Temperaturen z. B. für solarthermische Kraftwerke werden Salzschnmelzen als Speichermedium eingesetzt. Am DLR wird die Testanlage TESIS für solche Materialien, z. B. Solarsalz (NaNO₃-KNO₃), und die Entwicklung neuer Speicherkonzepte aufgebaut (Abbildung 6). Dabei soll die maximale Speichertemperatur bei 560 °C liegen.
- Dass Energiespeicher zur Effizienzsteigerung beitragen können, ist am Beispiel der Nutzung industrieller Abwärme leicht zu belegen. Das ZAE Bayern hat in diesem Zusammenhang einen mobilen

Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 4 MWh und einer thermischen Leistung von 750 kW entwickelt, der Abwärme aus einer Müllverbrennungsanlage zu einem industriellen Trocknungsprozess transportieren kann (Abbildung 7) [6].

- Thermische Speicher können auch zur Effizienzsteigerung durch Brennstoffeinsparung und Flexibilisierung der Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden. Das DLR hat einen Hochleistungs-Latentwärmespeicher entwickelt, der die Dampfbesicherung eines Heizkraftwerks gewährleisten soll. Mit einer Leistung von 6 MW und einer Speicherkapazität von 1.5 MWh werden ca. 30 t NaNO3 bei einer Schmelztemperatur von 306 °C über 800 berippte Rohre be- und entladen (Abbildung 8).

freie Langzeitspeicherung realisiert werden. Interessant ist auch die ökonomische Wertsteigerung, die die eingesetzte Energie beim Übergang in den Mobilitätssektor erfährt.

Die technischen und ökonomischen Randbedingungen für Speicheranwendungen bei der Sektorkopplung können von den konventionellen Einsatzfeldern abweichen. Daher besteht gerade in diesem Bereich ein hoher F&E-Bedarf. In der öffentlichen Wahrnehmung sollte der Begriff „Sektorkopplung“ immer mit Energiespeicherung verbunden sein.

Sektorkopplung und Energiespeicher

Die Kopplung der Sektoren Elektrizität, Wärme/Kälte und Verkehr dient der Optimierung des Gesamtsystems. Dabei kann der Anteil erneuerbarer Energie im Gesamtsystem dadurch gesteigert werden, dass erneuerbarer Strom auch in die Sektoren Wärme/Kälte und Antriebsenergie transformiert wird.

Ziel ist es diese Kopplung „intelligent“ zu gestalten, wozu Energiespeicher durch die Bereitstellung zeitlicher Flexibilität entscheidend beitragen können.

Die Umwandlung von Strom in Wärme/Kälte sowie in Wasserstoff und von da aus in verschiedene andere chemische Energieträger wird durch die Begriffe Power-to-Heat und Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid beschrieben (Abbildung 9).

Vorteile der Umwandlung in Wärme/Kälte sind eine kostengünstigere Speicherung im Vergleich zur Speicherung von Elektrizität und eine effiziente Wärme- und Kältebereitstellung z. B. durch innovative Wärmepumpen und Kältemaschinen.

Bei der Erzeugung chemischer Energieträger aus erneuerbarer Elektrizität können sehr hohe spezifische Energiedichten bereitgestellt und eine verlust-



Abbildung 7
 mobiler Sorptionspeicher zur Nutzung industrieller Abwärme (ZAE Bayern)



Abbildung 8
 Wärmeübertrager für Hochleistungs-Latentwärmespeicher (DLR)

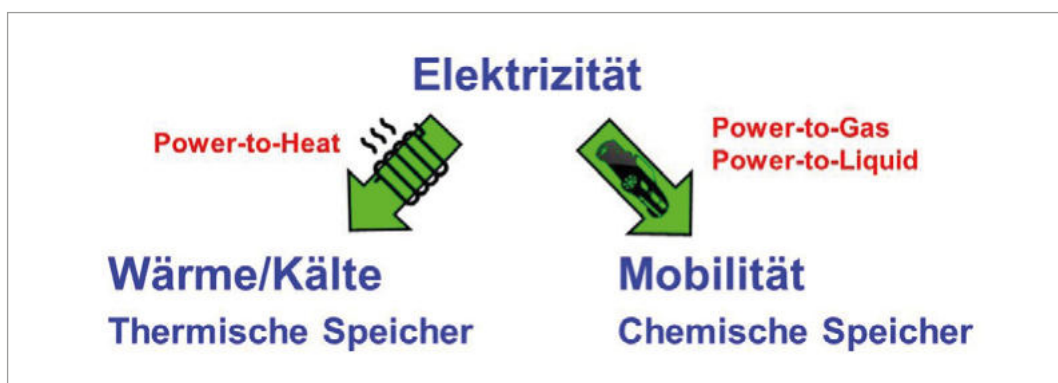


Abbildung 9
 Sektorkopplung und Energiespeicherung

Literatur

- [1] <http://www.bves.de/definitionen/>
- [2] A. Thess, F. Trieb, A. Wörner, S. Zunft 2015, Herausforderung Wärmespeicher, Physik Journal 14, 2, 33–39.
- [3] A. Schmutzer, J. Bogenrieder, G. Jung, P. Luchscheider, S. Müller, R. Schmidt, C., S. Tramppler, “Integrated Approach for Smart Grid Data Acquisition, Transmission and Evaluation”, Proceedings 5th Solar Integration Workshop, Brussels (http://solarintegrationworkshop.org/vienna2016/content/uploads/2016/02/SIW15_Proceedings_Content_Overview.pdf)
- [4] Glembin J., Haselhorst T., Steinweg J., Rockendorf G., Simulation and evaluation of solar thermal combi systems with direct integration of solar heat into the space heating loop, Solar Energy Volume 131, June 2016, pp 1–20
- [5] Miao, X.-Y., Beyer, C., Görke, U.-J., Kolditz, O., Hailemariam, H., Nagel, T., 2016. Thermo-hydro-mechanical analysis of cement-based sensible heat stores for domestic applications. Environmental Earth Sciences, 75:1293.
- [6] Andreas Krönauer, Eberhard Lävemann, Sarah Brückner, Andreas Hauer, Mobile Sorption Heat Storage in Industrial Waste Heat Recovery, 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015, Energy Procedia, Volume 73, June 2015, Pages 272–280

Batterien – von der Zelle zum System und zur Systemintegration

1 Motivation und Märkte für stationäre Batterien

Die Verfügbarkeit leistungsfähiger und kostengünstiger elektrischer Energiespeicher ist eine essenzielle Voraussetzung für eine Stromversorgung mit einem hohen Anteil an regenerativen Energien. Dies gilt vor allem auch für dezentrale Stromerzeuger, wie Photovoltaiksysteme und Windkraftanlagen, die aufgrund ihrer ungleichmäßigen Stromerzeugungsraten in großem Maßstab nur mit erhöhtem Aufwand in das bisherige Stromnetz zu integrieren sind. Eine Speicherung und damit bedarfsgerechte Abgabe der erzeugten elektrischen Energie in das Stromnetz ist Grundvoraussetzung für eine effiziente Integration dieser erneuerbaren Energiequellen.

Kleine dezentrale Batteriespeicher im Bereich von 2–6 kWh, die zusammen mit PV-Anlagen in Wohngebäude integriert werden, ermöglichen eine signifikante Steigerung des Eigenverbrauchs des selbst erzeugten PV-Stroms und reduzieren den Netzbezug und damit die Stromrechnung. Mitte 2016 waren in Deutschland bereits rund 40 000 derartiger Systeme im privaten Bereich installiert.

Größere Batteriesysteme mit einigen 100 kWh Kapazität bis in die MWh-Klasse werden als so genannte Quartierspeicher sowie im gewerblichen Bereich, in Kombination mit einer PV-Anlage ebenfalls zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote, eingesetzt und können zusätzlich mit geeigneten Betriebsführungsstrategien zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Ferner werden derartige Batteriespeicher in Inselnetzen genutzt, um beispielsweise die solare Deckungsrate deutlich zu steigern und damit die Dieselposten deutlich zu reduzieren.

Batteriespeicher im Multi-MW-Bereich werden mittlerweile zur Bereitstellung von Primärregelleistung erfolgreich eingesetzt, integriert in PV- und Windparks machen sie die Einspeisung von volatil erzeugtem Strom plan- sowie regelbar und tragen somit auch zur Vermeidung von Netzausbaukosten bei.

Weltweit nimmt die Bedeutung stationärer Batteriespeicher erheblich zu und dies für alle der oben beschriebenen Einsatzgebiete. Als Beispiel sei hierfür Kalifornien genannt, das sich als Ziel gesetzt hat, bis 2020 1,325 GW an Speicherleistung zu installieren. Die Aufteilung erfolgt dabei in ca. 700 MW auf Übertragungsnetzebene, ca. 425 MW auf Verteilnetzebene sowie ca. 200 MW auf der Verbraucherseite.

Mittlerweile hat die Lithium-Ionen-Technologie in allen diesen Einsatzgebieten eine dominante Rolle eingenommen. In diesem Beitrag sollen daher der Stand der Technik und die Optimierungspotenziale sowohl auf Zell- wie auch auf Systemebene beschrieben werden, die durch gezielte Forschung und Entwicklung erschlossen werden können. Ferner wird ein Einblick in neue, konkurrierende Systeme gegeben, die teils kurz vor der Markteinführung stehen, teils aber noch deutlichen F&E-Aufwand erfordern.

2 Lithium-Ionen Batteriezellen

2.1 Stand der Technik

Mittlerweile werden Lithium-Ionen Batteriezellen vielfach in Elektrofahrzeugen wie auch stationären Anwendungen eingesetzt. Den Stand der Technik hinsichtlich der für die Anwendung wichtigen Charakteristiken beschreibt *Tabelle 1* exemplarisch für ein



Fraunhofer ISE
Dr. Matthias Vetter
matthias.vetter@ise.fraunhofer.de

DLR
Dr. Norbert Wagner
norbert.wagner@dlr.de

Fraunhofer IWES
Matthias Puchta
matthias.puchta@iwes.fraunhofer.de

FZ Jülich
Prof. Dr. Martin Winter
m.winter@fz-juelich.de

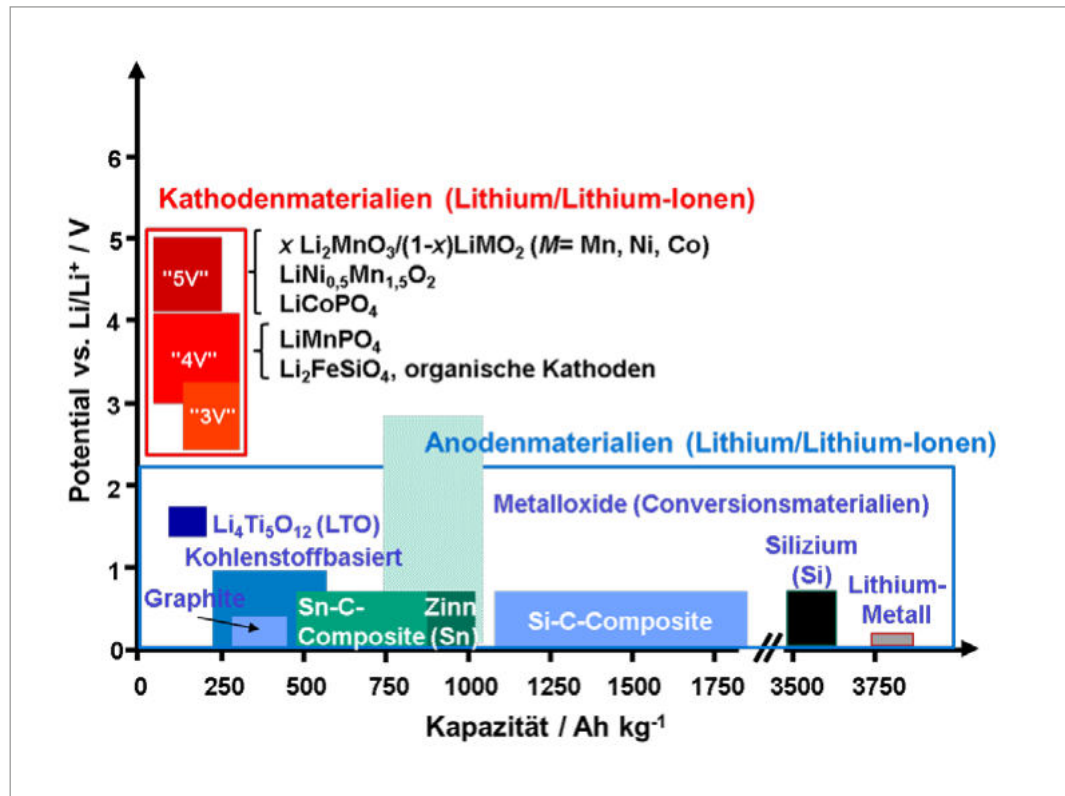
ISFH
Dr. Marc Köntges
m.koentges@isfh.de

ZSW
Dr. Michael Danzer
michael.danzer@zsw-bw.de

	LCO/Graphit	NMC/Graphit	LFP/Graphit	NCA/Graphit	Titanat/ (LCO, NMC, LMO)
Energiedichte [Wh/kg]	150-200	150-220	80-130	130-260	60-70
Leistungsdichte [W/kg]	300-4000 (je nach Aufbau und Hochstromfähigkeit der Zelle)				
Mittlere Zellspannung [V]	3,6	3,6/3,7	3,2/3,3	3,6	2/2,5
Zyklischer Lebensdauer	500-1000	500-8000	1000-6000	300-2000	3000-15000
Kalendarische Lebensdauer	8-20 Jahre				
Wirkungsgrad (Zellebene!)	90-98%				
Betriebstemperatur Laden [°C]	0 bis 45				-20 bis 55
Betriebstemperatur Entladen [°C]	-20 bis 55				
Selbstentladung	2-10%/Monat (typisch 3%)				

Tabelle 1
Vergleich verschiedener marktverfügbarer Lithium-Ionen-Zellen:
LCO = Lithium-Cobalt-Oxid
NMC = Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid
LFP = Lithium-Eisen-Phosphat
LMO = Lithium-Mangan-Oxid

Abbildung 1
Lithium-Ionen-Batterien:
 etablierte und neue
 Anoden- sowie
 Kathodenmaterialien
 (Quelle FZ Jülich)



paar gängige Anoden- und Kathodenkombinationen aus der Familie der Lithium-Ionen-Batterien. Hierbei ist zu erwähnen, dass im Bereich der gravimetrischen Energiedichte für gängige Lithium-Ionen-Batterien in den letzten Jahren eine Steigerung von ca. 4% pro Jahr erreicht werden konnte.

2.2 Entwicklungspotenziale

Obwohl Lithium-Ionen-Batterien nun schon seit einigen Jahren am Markt sind und nicht nur in Consumer-Anwendungen ihren Einsatz finden, bietet diese Familie von Batterien noch sehr großes Optimierungspotenzial. Getrieben durch die Reichweitenproblematik in der mobilen Anwendung, verbunden mit der Anforderung die Energiedichte signifikant zu steigern, werden aktuell Anodenmaterialien mit deutlich höheren spezifischen Kapazitäten als das gängige Graphit sowie Kathodenmaterialien, die als so genannte Hochvoltmaterialien/5 V-Materialien ein höheres Potenzial gegenüber der Referenzelektrode aus metallischem Lithium aufweisen, erforscht.

Abbildung 1 stellt die gängigen sowie die neuen Materialien hinsichtlich ihrer spezifischen Kapazität sowie ihrem Potenzial gegenüber metallischem Lithium dar.

Seitens der in der Erforschung befindlichen Hochvolt-Kathodenmaterialien stellen sich u.a. große Herausforderungen an die Oxidationsstabilität des Elektrolyten. Auf der Anodenseite wird u.a. Silizium

als eine interessante Alternative zur Steigerung der Energiedichte betrachtet, jedoch müssen für dieses Material Lösungen für die Problematik der Volumenausdehnung während des Ladevorganges gefunden werden.

2.3 Aktuelle Forschungsschwerpunkte und Ergebnisse

Im Folgenden sollen exemplarisch aktuelle Forschungen und Ergebnisse der FVEE-Institute vorgestellt werden. Umfangreichere Informationen hierzu sind entweder im zugehörigen Foliensatz des Konferenzvortrages beziehungsweise direkt bei den Ansprechpartnern der Institute erhältlich.

Formierung von Lithium-Ionen-Zellen

Die Formierung ist neben dem so genannten Aging ein wesentlicher Bestandteil des Finishing, dem letzten Produktionsschritt in der Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien. Vereinfacht gesprochen, handelt es sich um die erste gezielte elektrische Inbetriebnahme der Zellen. Die Formierung beeinflusst maßgeblich die Performance und die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Zellen. Gleichzeitig stellt die Formierung einen sehr kostenintensiven Teil in der Herstellung dar, da für die Massenproduktion enorm viele Zyklisierrichtungen vorgehalten werden müssen, die folglich entsprechend viel Investitionskapital binden. Eines der Ziele ist es folglich, die Formierzeiten zu verkürzen ohne dass die Qualität darunter leidet.

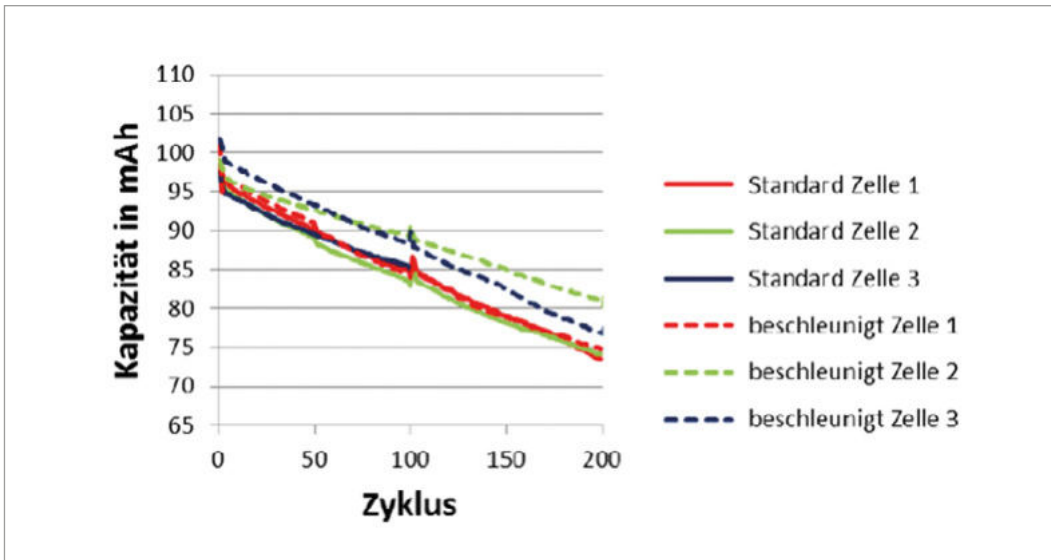


Abbildung 2
Vergleich eines Standardformierverfahrens mit beschleunigter Formierung, ohne negative Beeinflussung der Alterung
 (Quelle Fraunhofer ISE)

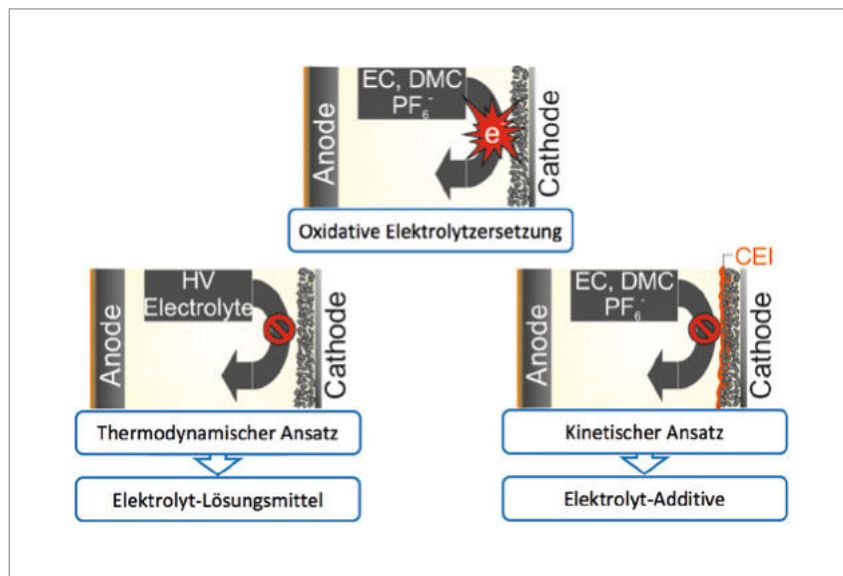


Abbildung 3
Zwei Ansätze zur Stabilisierung des Elektrolyten für den Einsatz in Lithium-Ionen Batterien mit Hochvolt-Kathoden
 (Quelle: FZ Jülich)

In *Abbildung 2* sind beispielhaft die Ergebnisse eines solchen Verfahrens dargestellt, das eine Beschleunigung von 81 Stunden auf rund 10 Stunden ermöglicht.

Hochvolt-Kathoden

Die Stabilität des Elektrolyten in Lithium-Ionen-Zellen mit Hochvolt-Kathoden ist eine der zentralen Fragestellungen. Hierzu werden zwei Ansätze verfolgt, die in *Abbildung 3* dargestellt sind.

Silizium als Anodenmaterial

Aufgrund hoher spezifischer Kapazitäten (realisierbar sind Werte über 1000 mAh/g) stellen siliziumbasierte Anoden eine sehr interessante Alternative dar. Zentrale Herausforderungen sind dabei die Erreichung von hohen Zyklenzahlen, die Volumenausdehnung sowie die Steigerung der flächenbezogenen Kapazität, ohne die Stabilität negativ zu beeinflussen.

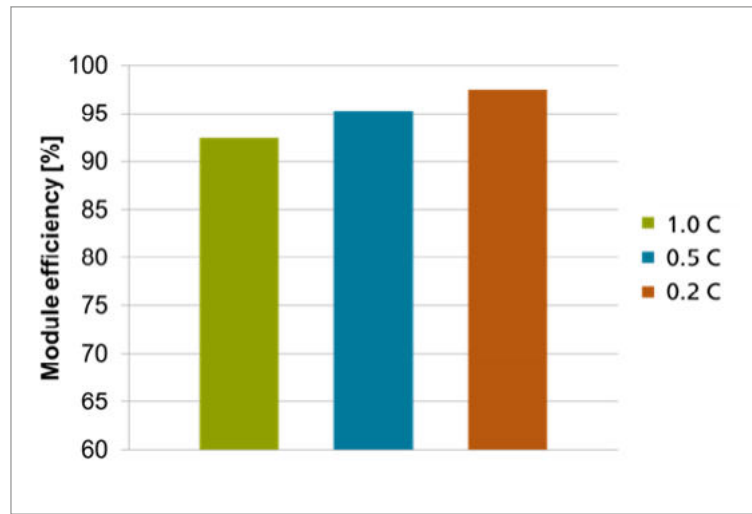
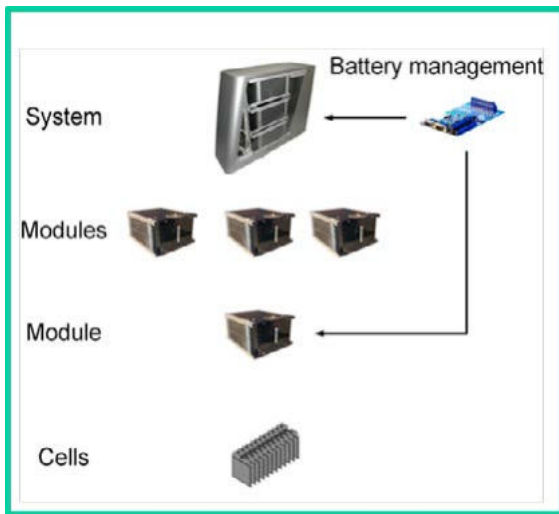


Abbildung 4a

Aufbau eines Lithium-Ionen-Batteriesystems zum Einsatz als PV-Heimspeicher
(Quelle: Fraunhofer ISE)

Abbildung 4b

Modulwirkungsgrade in Abhängigkeit der C-Rate
(Lade- oder Entladestrom eines Akkus, bezogen auf seine Kapazität =C)
(Quelle: Fraunhofer ISE)

3 Lithium-Ionen-Batteriesysteme

3.1 Stand der Technik

Lithium-Ionen-Batteriesysteme werden mittlerweile vielfach als PV-Heimspeicher aber auch als Multi-MW-Speicher beispielsweise zur Erbringung von Netzdienstleistungen eingesetzt. In *Abbildung 4* ist exemplarisch der Aufbau eines solchen Lithium-Ionen-Batteriesystems dargestellt.

3.2 Entwicklungspotenziale

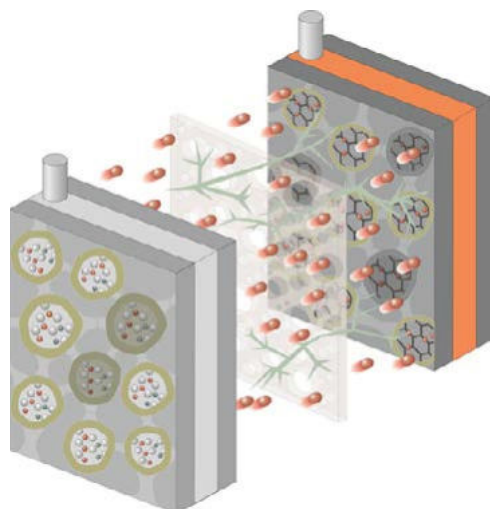
Insbesondere im Bereich der mittleren und großen Batteriespeicher besteht noch erhebliches Optimierungspotenzial hinsichtlich Kostensenkung, Lebensdauer und Effizienzsteigerung. Wichtig sind hierbei die Effektivität des Kühlsystems, eine weitestgehend homogene Temperaturverteilung in den Batteriemodulen und ein intelligentes Batteriemangement mit präzisen Algorithmen für die Zustandsbestimmung sowie optimierte Lade- und Betriebsführungsstrategien.

3.3 Aktuelle Forschungsschwerpunkte und Ergebnisse

Wichtig ist ein genaues Verständnis der Zusammenhänge zwischen Alterung, Temperatur und Temperaturverteilung sowie der Betriebsführung für die verschiedenen Lithium-Ionen Zellchemien. Auf Basis dieses Wissens können sowohl der Aufbau wie auch der Einsatz von Batteriespeichern optimiert, die Lebensdauer verlängert und somit die Gesamtkosten reduziert werden. Hierbei sind der Einsatz von Modellen und die Simulation auf verschiedenen Skalen von der ortsaufgelösten Betrachtung bis hin zur Systemsimulation eine zentrale F&E-Aufgabe. In *Abbildung 5* ist exemplarisch ein solches Modell dargestellt. Modelle werden auch genutzt, um den aktuellen Zustand einer Batterie zu ermitteln und Lebensdauerprognosen in Abhängigkeit der Betriebsweise zu erstellen. Diese Modelle müssen derart entwickelt werden, dass sie auf Hardware-Plattformen von Batteriemagementsystemen implementierbar sind. In *Abbildung 6* ist ein solcher Ansatz dargestellt.

Abbildung 5

Alterungsprozesse in Lithium-Ionen-Batterien
(Fraunhofer IWES)



4 Systemintegration

Für die Qualität, die Sicherheit und Zuverlässigkeit sowie die Effizienz eines Batteriespeichers sind neben dem eigentlichen Batteriesystem auch die peripheren Komponenten wie Batteriewechselrichter und Energiemanagementsystem von großer Bedeutung. Wichtige Aspekte sind hierbei ein Energiemanagement mit optimierten Betriebsführungsstrategien im Zusammenspiel mit einem intelligenten Batteriemangement, die Standardisierung auf Feldebene für die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten des Batteriespeichers sowie möglichst hohe Wirkungsgrade des Batteriewechselrichters über einen weiten Last- beziehungsweise Teillastbereich.

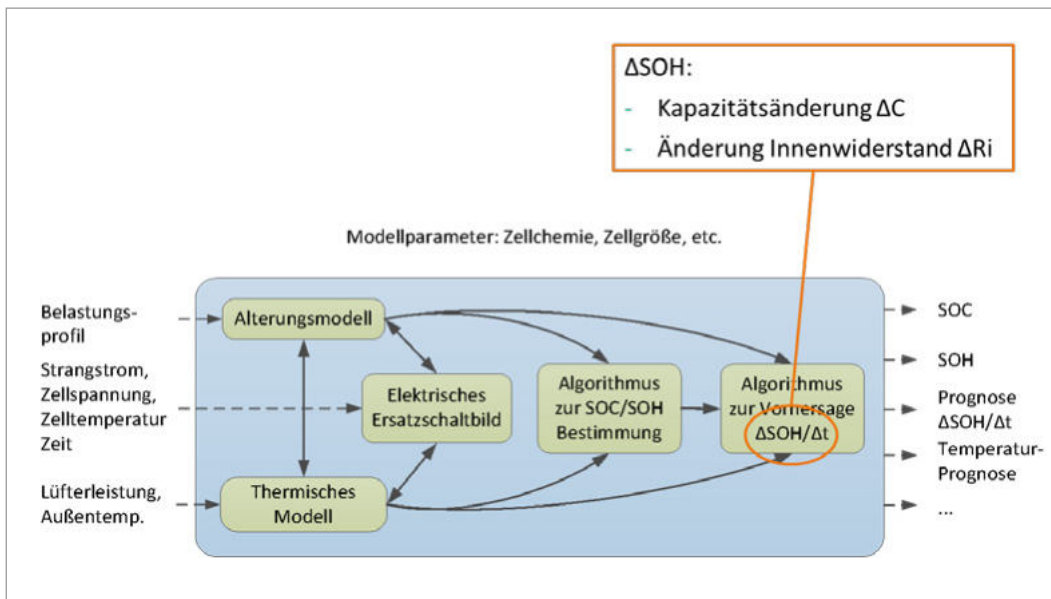


Abbildung 6
Intelligentes Batterie-management
für Lithium-Ionen-Batteriespeicher zur Optimierung des Speicherbetriebs mit Hilfe von Modellen und optimierten Verfahren zur Ladezustands- und Alterungsbestimmung sowie eines Algorithmus zur Prognose der Alterungsgeschwindigkeit
(Quelle Fraunhofer ISE)

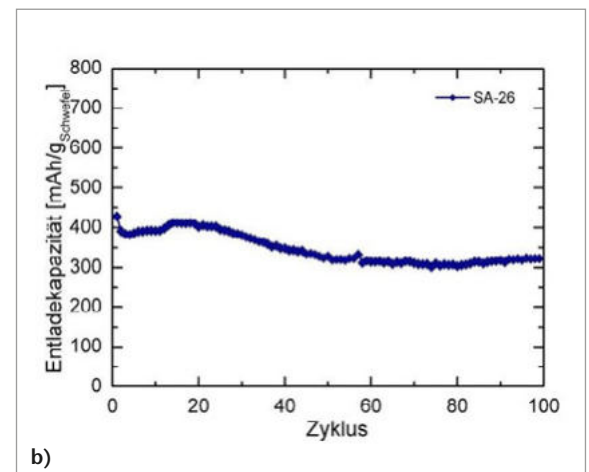
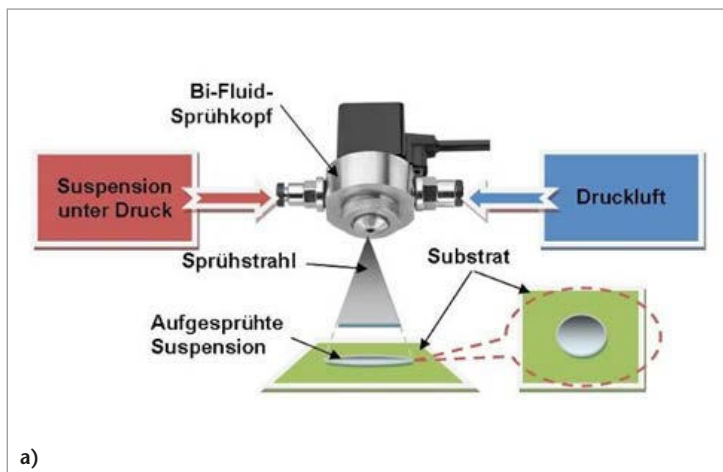


Abbildung 7
Lithium-Schwefel-Batterien:
a) Herstelltechnik von Schwefelkathoden durch Suspensions-sprühen
b) Änderung der Entladekapazität einer Lithium-Schwefelbatterie mit der Zyklenzahl
(Quelle DLR)

5 Neue Batterietechnologien

Neben der Familie der Lithium-Ionen-Batterien werden aktuell eine ganze Reihe von neuen Technologien erforscht und entwickelt. Exemplarisch genannt seien hierzu:

- Lithium-Schwefel-Batterie
- Lithium-Luft-Batterie
- Natrium-Ionen-Batterie

In **Abbildung 7** werden aktuelle Arbeiten zu Lithium-Schwefel-Batterien gezeigt.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Rolle von Batteriespeichern wird mit der Einführung der Elektromobilität und dem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien für die Stromversorgung immer zentraler. Die Lithium-Ionen-Technologie gewinnt hierbei zunehmend Marktanteile und ist dabei, sich jenseits der Consumer-Produkte zu etablieren. Dennoch stecken in ihr noch enorme Optimierungspotenziale sowohl auf Zell- wie auch Systemebene, die durch enge Kooperation von Wissenschaft und Wirtschaft erschlossen werden können. Neue Technologien, auch als „beyond lithium-ion“ bezeichnet gilt es intensiv zu erforschen, neben grundsätzlichen Materialfragen sind hier ebenfalls Aspekte auf der Systemebene frühzeitig zu berücksichtigen.

Erneuerbare Kraftstoffe für Mobilität und Industrie



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

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

HZB
Prof. Dr. Roel van de Krol
roel.vandekrol@helmholtz-berlin.de

Wuppertal Institut
Dr. Karin Arnold
karin.arnold@wupperinst.org

UFZ
PD Dr. Falk Harnisch
falk.harnisch@ufz.de

1 Hintergrund

1.1 Klimaschutzziele für den Verkehrssektor

Mit Blick auf den Klimaschutz ist es für den Verkehrssektor unerlässlich, neben den Anstrengungen zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs und zur Verbesserung der Antriebe, die weitere Implementierung von Energieträgern mit hoher Energiedichte und gleichzeitig möglichst niedrigen Treibhausgasemissionen in der Vorkette „well-to-tank“ (WTT) voranzutreiben. Gegenwärtig werden in Deutschland ca. 117 PJ Biokraftstoffe eingesetzt und damit ca. 5,8 Mio. t CO₂-Äquivalente eingespart [1].

Im Dezember 2015 wurden bei der Klimaschutzkonferenz in Paris verbindliche Abkommen zur Minderung von Treibhausgasemissionen (THG) getroffen, und diese jüngst in Marrakesch bestätigt. Ziel ist es „den Anstieg der globalen Mitteltemperatur auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen, den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Level zu beschränken“ [2].

Zu diesem Zweck müssen nach Analyse der IPCC-Szenarien [3] und Umrechnung dieses Ansatzes für Deutschland als entwickeltem Industrieland die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 gemindert werden. Dies entspricht den bereits beschlossenen Zielen der EU [4]. Dabei entsprechen 80% Minderung in etwa einem Temperaturanstieg

von 2 °C, während für einen moderateren Anstieg auf 1,5 °C das ambitioniertere Minderungsziel von 95 % eingehalten werden sollte. Deutschland hat sich vorgenommen allein bis 2030 (gegenüber 1990) 40 bis 42% Klimagas im Verkehr und 49 bis 51 % in der Industrie einzusparen [5].

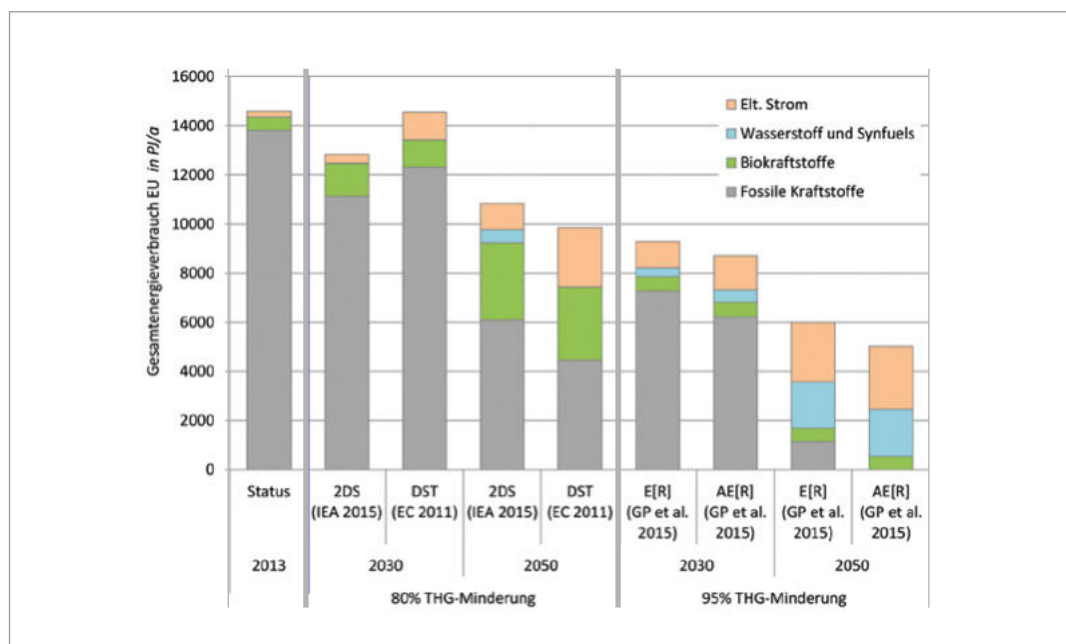
1.2 Szenarien für den Kraftstoffbedarf

Verschiedene Studien haben Szenarien entwickelt, die den Energieverbrauch, die Treibhausgasemissionen und vor allem die Energieträger in den verschiedenen Sektoren aufzeigen (*Abbildung 1*). Abgebildet sind jeweils zwei Szenarien, welche die beiden Minderungsziele beschreiben:

- 80% Treibhausgasminderung mit 2DS: 2 °C Szenario für EU 28 [6] und DST: Diversified Supply technologies für EU 27 [7]
- 95% Treibhausgasminderung mit E[R]: Energy Revolution für OECD und AE[R]: Advanced Energy Revolution für OECD [8]

Dabei unterscheiden sich die jeweils in den Szenarien gedachten „Welten“ deutlich. Wie *Abbildung 1* zeigt, müssen bereits 2030 erheblichere Minderungen erbracht werden, wenn bis 2050 95 % statt 80 % Emissionsminderung erreicht werden sollen. Es müssen von heute an tatsächlich unterschiedliche Pfade eingeschlagen werden, da ein „add on“ von 80% auf 95% „in letzter Minute“ nur mit erheblich ver-

Abbildung 1
Kraftstoffbedarf:
verschiedene Szenarien
für den Verkehrssektor
in der EU
(eigene Darstellung auf Basis
[6]-[8])



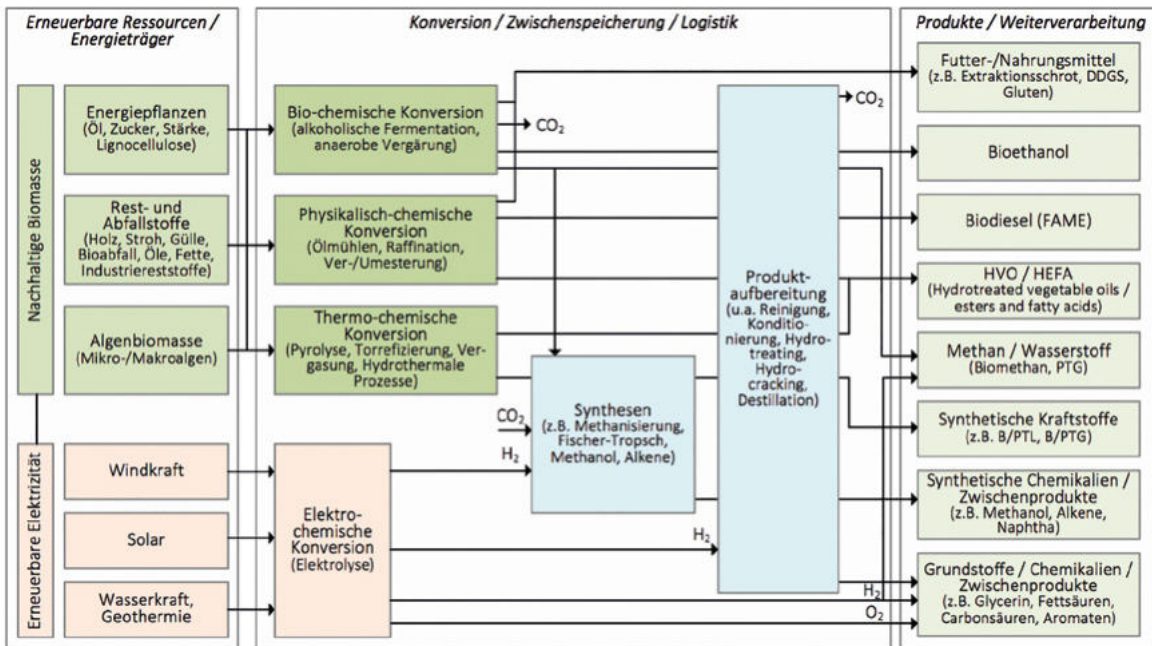


Abbildung 2

Überblick Bereitstellungs-routen für unterschiedliche Anwendungen im Verkehr und in der Industrie

© DBFZ 09/2016

Legende:
 B/PTG = Biomass-/Power-to-Gas
 B/PTL = Biomass-/Power-to-Liquids
 DDGS = Dried Distillers Grains with Solubles
 FAME = Fatty acid methyl ester
 HVO/HEFA = Hydrotreated vegetable oils/esters and fatty acids

stärkten Anstrengungen noch gelingen kann. Ebenfalls deutlich wird, dass es auch im Transportsektor wichtig ist, einen Paradigmenwechsel einzuleiten, um eine hohe THG Minderung zu erzielen. Dazu muss frühzeitig auf elektrische Antriebe bzw. Wasserstoff und Synfuels als Kraftstoffe umgestellt werden. Vor großen Herausforderungen stehen hierbei insbesondere der Luft-, Schwerlast- und Schiffsverkehr, die sich auch langfristig nicht oder nur sehr eingeschränkt elektrifizieren lassen.

2 Technische Optionen

2.1 Überblick

Für die Bereitstellung unterschiedlicher Produkte für die Verwendung im Verkehr und anderen Sektoren (z. B. für die stoffliche Anwendung) stehen vielfältige technische Optionen zur Verfügung (Abbildung 2). Insbesondere im Bereich der Produktsynthesen können Verfahren und Technologiekonzepte unabhängig von biogenen oder strombasierten Ausgangsstoffen gemeinsam weiterentwickelt werden.

2.2 Beispiel SynBioPTx

Biokraftstoffe entstammen unterschiedlichsten Produktionssystemen, die jedoch in der Regel die gekoppelte Bereitstellung von mehreren Produkten beinhalten. Weiterhin wurden Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme in der Praxis implementiert und sind fester Bestandteil im Marktsystem. Die Erweiterung der Anwendung auf andere Energieträger aus Biomasse und anderen erneuerbaren Ressourcen (beispielsweise mit Bezug auf strombasierte

Produkte) können hier einen entscheidenden Baustein für weiteren Klimaschutz liefern.

Die schrittweise Weiterentwicklung von Bioraffinerien bietet beispielsweise ein großes Potenzial, die begrenzte Biomasse zielgerichtet für die Bereiche einzusetzen, wo durch Strom aus erneuerbaren Quellen bisher nur sehr kostspielige Lösungen parat stehen. Entsprechende technische Weiterentwicklungen und Innovationen sind dafür unerlässlich.

Bis dato nur unzureichend betrachtet sind die auf dem Weg hin zur erforderlichen klimaneutralen Kreislaufwirtschaft verbundenen Anforderungen an sogenannte „Null-Emissions-Technologien“ die Synergien und integrativen Ansätze, die sich aus dem Zusammenspiel der einzelnen erneuerbaren Edukte und Produkte ergeben. Dabei spielt die Unterstützung des Einstiegs in die Sektorenkopplung nicht nur für die Energiewende im Stromsektor eine wichtige Rolle, sondern auch in der Vernetzung mit dem Verkehrs- und stofflichen Sektor, wenn es gelingt, effiziente und perspektivisch wettbewerbsfähige sogenannte SynBioPTx-Produkte aus biomasse- und strombasierten Ausgangsstoffen für die stoffliche und energetische Verwertung auf den Weg zu bringen.

2.3 Beispiel Power and Biomass-to-Liquid

Die begrenzte Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenz von Biomasse erfordert die Suche nach ergänzenden Energie- und Stoffquellen für die Herstellung erneuerbare Kraftstoffe.

Im Vergleich der erneuerbaren Energien in Deutschland bieten Windkraft und Photovoltaik das größte technische Ausbaupotenzial. Der durch Wind und Sonne produzierte Strom kann direkt zur Produktion

von Wasserstoff verwendet werden, welcher in weiteren Syntheseschritten zu hochwertigen Kraftstoffen veredelt werden kann. Die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse ist ein langjährig etablierter Prozess, jedoch bestehen für eine kraftstoffmengenrelevante Anwendung noch erhebliche Entwicklungsbedarfe.

Die Kraftstoffsynthese erfordert typischerweise ein Synthesegas bestehend aus H_2 und CO , wobei CO aus unterschiedlichen Kohlenstoffquellen gewonnen werden kann. Ein Beispiel für eine Produktion erneuerbarer Kraftstoffe der zweiten Generation ist die Fischer-Tropsch-Synthese von Synthesegas aus ungenutzter Restbiomasse. Mit diesem Verfahren lassen sich Kraftstoffe mit anforderungsspezifischen Produkteigenschaften herstellen, die zusätzlich die lokalen Emissionen im Vergleich zur Verbrennung fossiler Kraftstoffe senken (Designerkraftstoffe). Neben der Nutzung von Biomasse ist die Extraktion von CO_2 aus Industrieabgasen eine vielversprechende alternative Kohlenstoffquelle.

Die kosteneffiziente Herstellung großer Mengen erneuerbarer Kraftstoffe ist nur in großen Produktionsanlagen unter Ausnutzung von Skaleneffekten denkbar. Diese Anlagengrößen übersteigen bei weitem die bisherige Verarbeitungskapazität von Bio-Kraftstoffen. Da synthetische Kraftstoffe aus Biomasse (BTL) im Moment genauso wenig wettbewerbsfähig sind wie strombasierte synthetische Kraftstoffe (PTL), ist die Errichtung solcher Großanlagen derzeit nicht realistisch. Dessen ungeachtet ist die Forschung und Weiterentwicklung dieser Verfahren unerlässlich für die Schaffung von großskaligen Alternativen zu fossilen Kraftstoffen.

Die Kombination aus Biomassevergasung und erneuerbarem Wasserstoff (PBTL) kann die Vorteile beider Verfahren (Kohlenstoffwirkungsgrad, energetischer Wirkungsgrad des Gesamtverfahrens, Anlagengröße) zu möglichst geringen Produktionskosten vereinen. Mit einer transparenten, standardisierten Methode zur Abschätzung der Herstellungskosten erneuerbarer synthetischer Kraftstoffe lassen sich Standortfaktoren quantifizieren und die potenziell kostengünstigsten zukünftigen Produktionsstätten finden, sobald ein entsprechender Bedarf durch gesetzliche Vorgaben erzeugt wird.

2.4 Beispiel Photoelektrochemische Erzeugung

Die direkte photoelektrochemische (PEC) Umwandlung von leicht verfügbaren Rohstoffen, wie Wasser und CO_2 zu Wasserstoff und/oder Kohlenwasserstoffen stellt eine spannende langfristige Option für die Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe dar.

In einer PEC-Anordnung wird ein Halbleiter, modifiziert mit einer Katalysatorschicht oder mit katalytischen Nanoteilchen, direkt in eine wässrige Lösung (Elektrolyt) eingetaucht. Der photokatalytische Prozess besteht im Wesentlichen aus drei Schritten:

- Erzeugung von durch Lichtabsorption angeregten Ladungsträgern
- räumliche Trennung der Ladungsträger an der Halbleiter/Elektrolyt-Grenzfläche
- elektrochemische Reduktion bzw. Oxidation von Wasser oder CO_2 durch die Ladungsträger

Die Integration von Lichtabsorption und Elektrokatalyse in einem Bauelement ermöglicht damit eine potenziell kostengünstige Alternative für gekoppelte PV-Elektrolyse-Systeme. Die typische Stromdichte ist um etwa zwei Größenordnungen kleiner als die in der Elektrolyse übliche Stromdichte von $\sim 1 \text{ A/cm}^2$. Dadurch reduzieren sich die Anforderungen an die Elektrokatalysatoren und ermöglichen den Einsatz leicht verfügbarer und kostengünstiger nicht-edelmetall Katalysatoren.

Der Kompromiss zwischen Langzeitstabilität, Effizienz und Kosten stellt eine grundsätzliche Herausforderung für die photoelektrochemische Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe dar. Die besten Wirkungsgrade variieren zwischen 5 bis 15 % für kostengünstige Metalloxide bzw. modernste (teuere) III-V Halbleiter [9], weil die Langzeitstabilitäten noch immer in Stunden oder Tagen angegeben werden statt in Monaten oder Jahren.

Derzeitige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten streben ein Verständnis der grundlegenden Mechanismen, die Entwicklung neuer, chemisch stabiler Halbleiter und Katalysatoren, sowie die Entwicklung geeigneter (Nano-)Strukturen an, die es erlauben, bestimmte intrinsische Einschränkungen der Materialien zu umgehen.

Eine weitere Herausforderung zeigt sich im Entwurf von skalierbaren Systemlösungen. Dabei ist es essenziell, das Fachwissen in den Bereichen der Photovoltaik und der Elektrolyse/Brennstoffzellen zusammenzubringen.

2.5 Beispiel Bioelektrorefinerie

Eine potenzielle zukünftige Plattformtechnologie für die Umwandlung elektrischer in chemischer Energie und vice versa stellen mikrobielle elektrochemische Technologien (MET) dar [10]. MET basieren auf verschiedenen Arten der Kopplung mikrobieller und elektrochemischer Prozesse. Es existieren verschiedene Anwendungsfelder für MET, wobei die Gewinnung von elektrischer Energie aus Abwasser mittels mikrobieller Brennstoffzellen (microbial fuel cells (MFCs)) das bekannteste und technologisch am weitesten fortgeschrittene ist [11].

Option	Typische Rohstoffe	Typische By-Produkte ^a	Stand der Technik ^b	Kapazität ^c / Produktion ^d in PJ/a
Biodiesel (FAME)	Pflanzenöle (Raps, Soja, Palm), UCO, tier. Fette	Futtermittel, Glycerin	TRL/FRL 9	DE ^d : 110 Welt ^d : 868
HVO / HEFA	Pflanzenöle (Palm), UCO, tierische Fette, Algen	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen	TRL/FRL 9 für Diesel, TRL 4 für Algen	Welt ^c : 130
Ethanol (konv.)	Rohrzucker, Rübe, Mais, Weizen	Futter-/Düngemittel, Biogas/Biomethan	TRL/FRL 9	DE ^d : 20 Welt ^d : 2.070
Ethanol (Lig.)	Stroh, Bagasse	Lignin, Pentosen, Düngemittel, Biogas	TRL/FRL 7-9	Welt ^c : 1,4
Biomethan / Biogas	Reststoffe, Nawaro	Düngemittel, KWK	TRL/FRL 9	DE ^d : 27
Biomethan / SNG	Holz, Stroh	KWK	TRL/FRL 6-7	EU ^c : 1,8
BTL (FT, MeOH, D/OME)	Holz, Stroh	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen, KWK	TRL/FRL 4-6 für FT/MeOH TRL 3-5 für OME	Welt ^c : 10,2
HTP (hydroth. Prozesse)	Reststoffe, Algen	Benzin-/Diesel-/Kerosinfraktionen	TRL 3-5	k.A.
PTG/L (H ₂ , CH ₄ , FT, MeOH)	Erneuerbarer Strom	Wasserstoff, Methan oder Kraftstofffraktionen	TRL/FRL 8-9 für H ₂ /CH ₄ ; TRL 8-9 für PTL-Komp., FRL 2	DE ^c : PTG ^c ~ 0,3 PTL ^c ~ 0
Alkane (Bioelektrorefinerie)	Bioabfall, industr. Abwässer, Nawaro	Biogas (Wärme/el. Energie)	TRL 2-3 (4-5)	k.A.
Foto-elektrochemisch erzeugte Kraftst. (z.B. H ₂ , MeOH)	Wasser, CO ₂	Keine	TRL 1-2	k.A.

Tabelle 1

Stand der Technik bei Kraftstoffoptionen

Legende:
a abhängig vom Anlagendesign
b TRL = technology readiness level; FRL = fuel readiness level
 HVO = hydrotreated vegetable oils
 HEFA = hydroprocessed esters and fatty acids
 UCO = used cooking oil
 SNG = synthetic natural gas
 MeOH = Methanol
 DME = Dimethylether,
 OME = Oxymethylenether
 PTG/L = Power-to-Gas/Liquid

Die Erzeugung von Kraftstoffen und Plattformchemikalien mittels der Kopplung elektrochemischer und mikrobiologischer Verfahrensschritte steckt dagegen noch in ihren Anfängen. Ein Beispiel für eine solche Kopplung in einer Bioelektrorefinerie, welche die Umwandlung von (Abfall-)Biomasse in Drop-in Kraftstoffe erlaubt, existiert derzeit als proof-of-concept im Labormaßstab (~1L) [12]. Mittels anaerober Fermentation wandeln mikrobielle Mischkulturen Biomasse (u. a. Biomüll) in mittel- bis langkettige organische Säuren (z. B. Buttersäure oder Valeriansäure) um. Diese werden dann von der Fermentationskultur separiert und anschließend elektrochemische umgesetzt. Die elektrochemische Reaktion (Kolbe-Reaktion) ermöglicht die Erzeugung von Gemischen von Kohlenwasserstoffen (z. B. Hexan oder Oktan) mit Kraftstoffeigenschaften aus den Säuren mit hohen Ausbeuten. Die stofflichen Seitenströme und Nebenprodukte sollen beispielsweise zur Biogaserzeugung genutzt werden [12].

3 Einordnung der technischen Optionen

Je nach Anwendungsgebiet und Ausgangsstoff stehen die dargestellten technischen Optionen in einem Wettbewerb untereinander. Dies betrifft nicht nur die Verfügbarkeit, sondern auch Nachhaltigkeitsaspekte wie Kosten und Treibhausgas-minderungen.

3.1 Stand der Technik

Eine vergleichende Gegenüberstellung wesentlicher Kraftstoffoptionen für den Verkehrssektor zeigt die *Tabelle*. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit werden hier neben typischen Rohstoffen ebenso Nebenprodukte aufgelistet, eine Einordnung gemäß dem sogenannten technology readiness level (TRL) der Europäischen Kommission bzw. dem sog. fuel readiness level (FRL) als Indikator für Gesamtketten gemäß CAAFI vorgenommen und – sofern bekannt – die aktuellen Kapazitäten bzw. Produktion der Kraftstoffe aufgezeigt.

3.2 Gestehungskosten

Abhängig vom Stand der Technik (*Tabelle 1*), den standortspezifischen Anlagenkonzepten und damit verbundenen Kosten für Investition, Edukte und Anlagenbetrieb sowie der verwendeten Methodik bei der Kostenrechnung ergeben sich teils große Bandbreiten. Die in *Abbildung 3* dargestellten, auf 2015 normalisierten Ergebnisse aus internationalen Veröffentlichungen, geben daher nur eine Indikation, wo einzelne Optionen hinsichtlich ihrer Gestehungskosten einzuordnen sind. In der Regel sind neben den Investitionen im Regelfall die Rohstoffkosten im Fall der biomassebasierten Anlagen und elektrischem Strom im Fall von PTL die entscheidenden Einflussgrößen. Den Bandbereiten gegenübergestellt sind die derzeitigen Preisniveaus für Biokraftstoffe, die innerhalb der THG-Quote eingesetzt werden [1].

Abbildung 3

Vergleich der Gesteungskosten
normalisiert auf 2015

(© DBFZ 2016, basierend auf eigenen Daten und [1], [13]-[29])

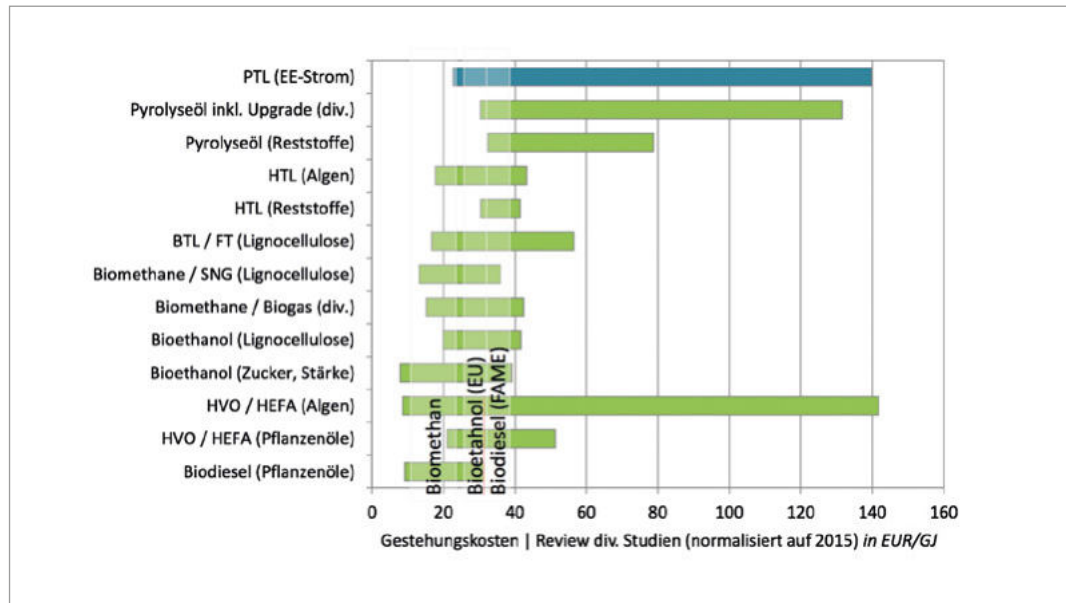
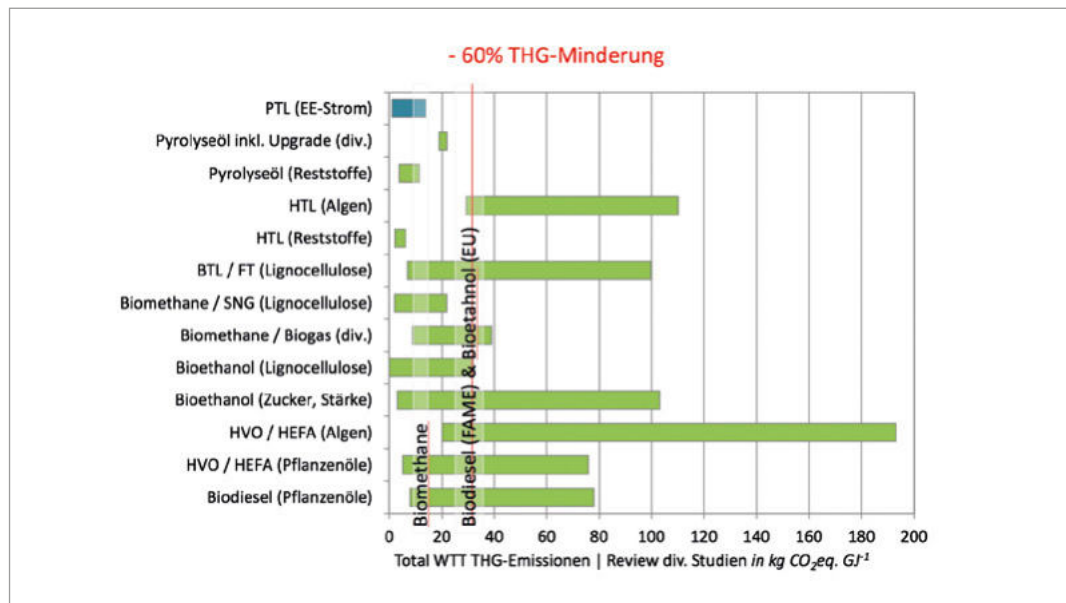


Abbildung 4

Vergleich der THG-Emissionen

(© DBFZ 2016, basierend auf eigenen Daten und u. a. [1], [19], [29]-[34])



3.3 THG-Minderung

Analog zu den Kosten für Kraftstoffe ergeben sich nach Auswertung internationaler Untersuchungen für die Gegenüberstellung der Treibhausgasemissionen ebenso große Bandbreiten (Abbildung 4), die maßgeblich durch unterschiedliche TRL/FRL (Tabelle 1) und je nach Option verschiedene standortspezifische Anlagenkonzepte beeinflusst werden. Dabei ist keine der Optionen per se besonders THG-freundlich oder nicht.

Für alle Neuanlagen bindend ist, dass sie gemäß der Erneuerbare-Energien-Direktive [13] gegenüber der fossilen Referenz mindestens 60% THG einsparen müssen. Deutlich höhere THG-Minderungen werden bereits heute durch die im Rahmen der THG-Quote eingesetzten Biokraftstoffe erzielt (Abbildung 4). Perspektivisch werden mit zunehmenden erneuerbaren Anteilen im System per se alle Optionen zunehmend THG-freundlicher.

4 Fazit und Handlungsbedarfe

Der nunmehr verabschiedete Klimaschutzplan mit 95% THG-Reduzierung bis 2050 gegenüber 1990 stellt alle Sektoren vor sehr große Herausforderungen. Zur schrittweisen Umsetzung der Klimaschutzziele bedarf es nicht nur eines klaren politischen Willens, sondern auch konkreter rahmenpolitischer Umsetzungsmaßnahmen, die es der deutschen (Volks-) Wirtschaft in einer modernisierten und dekarbonisierten Welt erlauben, wettbewerbsfähig zu bleiben. Dabei sind nachhaltige erneuerbare Energieträger und Produkte für unterschiedliche Anwendungen wesentliche Bausteine. Im Sinne einer Puzzlestrategie bedarf es in dem insbesondere mit der Energiewende angeschobenen Transformationsprozess außerdem einer deutlich stärkeren Kopplung der einzelnen Sektoren. Hier verspricht die Kopplung von biomasse- und strombasierten Technologien eine Reihe bislang ungenutzter Synergien, die es u.a. erlauben, ein höheres Potenzial an erneuerbarem Kohlenstoff zu erschließen.

Dafür bedarf es einer technologieoffenen Weiterentwicklung, um bis 2050 Optionen in adäquaten Mengen am Markt zu etablieren, sowie entsprechend flankierender Instrumente und Maßnahmen. Ein Instrument zur Frühindikation für Wettbewerbsfähigkeit im Kontext Nachhaltigkeit ist eine an die jeweiligen TRL/FRL-angepasste Technologiebewertung.

5 Literatur, Referenzen

- [1] Naumann, K.; Oehmichen, K.; Remmele, E.; Thuncke, K.; Schröder, J.; Zeymer, M.; Zech, K.; Müller-Langer, F. (2016): Monitoring Bio-kraftstoffsektor. 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report Nr. 11). ISBN 978-3-946629-04-7.
- [2] UNFCCC 2015: Adoption of the Paris Agreement. Paris
- [3] IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2014): Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R. et al.]. Cambridge, UK; New York, USA.
- [4] EC – European Commission (2009): Presidency Conclusions – Brussels, 29/30 October 2009.
- [5] BMUB (2016) Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Kabinettsbeschluss vom 14.11.2016
- [6] IEA (2015): Energy Technology Perspectives 2015 – Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Paris.
- [7] EC – European Commission (2011): Energy Roadmap 2050. Brussels.
- [8] Greenpeace, Global Wind Energy Council, SolarPower Europe (2015): energy [r]evolution – a sustainable world energy outlook 2015. Hamburg.
- [9] Ager J.W.; Shaner, M.R.; Walczak, K.A.; Sharp, I.D.; Ardo, S. (2015): “Experimental demonstrations of spontaneous solar-driven photoelectrochemical water splitting”. *Energy & Environmental Science*. 8:2811–2824.
- [10] Schröder U, Harnisch F, Angenent L. T. (2015) “Microbial Electrochemistry and Technology: Terminology and Classification” *Energy & Environmental Science* 8 (2015) 513-519
- [11] Rosenbaum M.A., Schröder U., Harnisch F. (2013): Mikroben unter Strom: Von der Abwasserreinigung zur Bioelektrotechnologie *Biologie in unserer Zeit* 43 (2013) 96-103
- [12] Harnisch et al. WO 2016012279A1, PCT/EP2015/065877; Urban et al. in preparation
- [13] EU Renewable Energy Directive (RED): Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 9. Sept. 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
- [14] de Jong, S.; Hoefnagels, R.; Faaij, A.; Slade, R.; Mawhood, R.; Junginger, M. (2015): The feasibility of short-term production strategies for renewable jet fuels – a comprehensive techno-economic comparison. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*.
- [15] Halfmann, C.; Gu, L.; Gibbons, W.; Zhou, R. (2014): Genetically engineering cyanobacteria to convert CO₂, water, and light into the long-chain hydrocarbon farnesene. In: *Applied Microbiology and Biotechnology*. 98(23):9869–9877.
- [16] Staples, M.D.; Malina, R.; Olcay, H.; Pearson, M.N.; Hileman, J.I.; Boies, A.; Barrett, S.R.H. (2014): Lifecycle greenhouse gas footprint and minimum selling price of renewable diesel and jet fuel from fermentation and advanced fermentation production technologies; In: *Energy & Environmental Science*. 7:1545–1554.
- [17] Jones, S.; Zhu, Y.; Anderson, D.; Hallen, R.; Elliot, D.; Schmidt, A.; Albrecht, K.; Hart, T.; Butcher, M.; Drennan, C.; Snowden-Swan, L.; Davis, R.; Kinchin, C. (2014): Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Hydrocarbons: Whole Algae Hydrothermal Liquefaction and Upgrading. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL).

- [18] Zhu, Y.; Tjokro Rahardjo, S.A.; Valkenburg, C.; Snowden-Swan, L.J.; Jones, S.B.; Machinal, M.A. (2011): Techno-economic Analysis for the Thermochemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels. Pacific Northwest National Laboratory (PNNL).
- [19] Gröngroft, A.; Meisel, K.; Hauschild, S.; Grasse-mann, E.; Peetz, D.; Meyer, K.; Roth, A.; Riegel, F.; Endres, C. (2014): Teil II: Wissenschaftliche Untersuchung von Wegen der Biokerosinproduktion aus verschiedenen Biomassetypen. In: Abschlussbericht zu dem Vorhaben Projekt BurnFAIR. Zschocke, A. (ed.). Deutsche Luft-hansa.
- [20] Rosillo-Calle, F.; Thrän, D.; Seiffert, M.; Teeluck-singh, S. (2012): The Potential Role of Biofuels in Commercial Air Transport – Biojetfuel. International Energy Agency (IEA).
- [21] Pearlson, M.; Wollersheim, C.; Hileman, J. (2013): A techno-economic review of hydro-processed renewable esters and fatty acids for jet fuel production. In: Biofuels, Bioproducts & Biorefining. 7(1):89–96.
- [22] Vera-Morales, M.; Schäger, A. (2009): Fuel-Cycle Assessment of Alternative Aviation Fuels. University of Cambridge.
- [23] Endres, C.; Falter, C.; Roth, A.; Sizmann, A. (2012): Renewable Aviation Fuels – Assessment of Three Selected Fuel Production Pathways. Deutscher Luft- und Raumfahrtkongress.
- [24] Davis, R.; Kinchin, C.; Markham, J.; Tan, E.C.D.; Laurens, L.M.L.; Sexton, D.; Knorr, D.; Schoen, P.; Lukas, J. (2014): Process Design and Economics for the Conversion of Algal Biomass to Bio-fuels: Algal Biomass Fractionation to Lipid-and Carbohydrate-Derived Fuel Products. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [25] Agusdinata, D.; Zhao, F.; Ileleji, K.; DeLaurentis, D. (2011): Life Cycle Assessment of Potential Biojet Fuel Production in the United States. In: Environ. Sci. Technol., 45:9133–9143.
- [26] Schmidt, P.; Weindorf, W.; Zittel, W. (2015): Renewables in Transport 2050 – Empowering a Sustainable Mobility Future with Zero Emission Fuels from Renewable Electricity – Europe and Germany. Forschungsvereinigung Verbren-nungskraftmaschinen e.V. (Ed.).
- [27] Becker, E., L.; Braun, R., J.; Penev, M.; Melaina, M. (2012): Production of Fischer-Tropsch liquid fuels from high temperature solide oxide co-electrolysis units. In: Energy. 47:99–115.
- [28] D.H. König, M. Freiberg, R.-U. Dietrich and A. Wörner, „Techno-economic study of the storage of fluctuating renewable energy in liquid hydro-carbons,“ Fuel, p. 289–297, Nov. 2015.
- [29] Schmied, M.; Wüthrich, P.; Zah, R.; Althaus, HJ; Friedl, Ch. (2015) Postfossile Energieversor-gungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerüber-greifende Bewertung, TEXTE 30/2015, Umwelt-forschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicher-heit, Projekt-Nr. 24180 UBA-FB 002039
- [30] Altmann, M.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Matrá, Z. (2010): Sustainability of Transport Fuels. Session “Systems Analysis and Well-to-Wheel Studies”. WHEC18. Essen.
- [31] Stratton, R.; Wong, H.M.; Hileman, J.I. (2010): Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Alter-native Jet Fuels. Partnership for Air Transport Noise and Emissions Reduction (Ed.).
- [32] Frank, E.D.; Elgowainy, A.; Han, J.; Wang, Z. (2013): Life cycle comparison of hydrother-mal liquefaction and lipid extraction pathways to renewable diesel from algae. In: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change. 18(1):137–158.
- [33] Liu, X.; Saydah, B.; Franki, P.; Colosi, L.M.; Mit-chell, B.G.; Rhodes, J.; Clarens, A. F. (2013): Pilot-scale data provide enhanced estimates of the life cycle energy and emissions pro-file of algae biofuels produced via hydrother-mal liquefaction. In: Bioresource Technology, 148:163–171.
- [34] Sills, D.L.; Paramita, V.; Franke, M.J.; Jahnon, M.C.; Akabas, T.M.; Greene, C.H.; Tester, J.W. (2013): Quantitative Uncertainty Analysis of Life Cycle Assessment for Algal Biofuel Produc-tion. In: Environmental Science & Technology. 47(2):687–694.

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 • Tel.: 030 8062-17138
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
Dorothee Bürkle: Tel. 02203/601-3492
dorothee.buerkle@dlr.de
Standort Stuttgart
Pfaffenwaldring 38–40 • 70569 Stuttgart
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 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 Halbleiternaterialien 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
Institutsteil Kassel
Königstor 59 • 34119 Kassel
Uwe Kregel: Tel. 0561/7294-319
uwe.kregel@iwes.fraunhofer.de
Institutsteil Bremerhaven
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 ZukunftsEnergieSysteme
www.izes.de/
Altenkesseler Straße 17 • 66115 Saarbrücken
Michaela Schlichter: Tel. 0681/9762 173
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
Luisa Lucas: Tel. 0202/2492-292
info@wupperinst.org



ZAE Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
www.zae-bayern.de
Standort Garching
Walther-Meißner-Straße 6 • 85748 Garching
Manuela Stepputtis: Tel. 089/329442-96
pr@zae-bayern.de
Standort Würzburg
Magdalene-Schoch-Straße 3 • 97074 Würzburg
Standort Erlangen
Haberstraße 2a • 91058 Erlangen
Standort Nürnberg
Fürther Straße 250 • 90429 Nürnberg
Standort Hof
Unterkotzauer Weg 25 • 95028 Hof



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 2016

Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems

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 • Tel.: 030 8062-17138

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

Redaktion

Petra Szczepanski

Franziska Wunschick

Dr. Niklas Martin

Förderung

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

- BMWi
- BMBF
- BMUB
- BMEL
- BMVI

Layout, Grafik

Hoch3 GmbH – Design- und Werbeagentur

Druck

Bonifatius GmbH – Druck | Buch | Verlag



Berlin, März 2017

ISSN • 0939-7582





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

Büro Berlin-Adlershof: Kekuléstr. 7 • 12489 Berlin • Tel.: 030 8062-17138

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