

Viebahn, Peter et al.

Research Report

Technologien für die Energiewende: Politikbericht. Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung"

Wuppertal Report, No. 14

Provided in Cooperation with:

Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

Suggested Citation: Viebahn, Peter et al. (2018) : Technologien für die Energiewende: Politikbericht. Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung", Wuppertal Report, No. 14, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal,
<https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70802>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/181000>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

Technologien für die Energiewende Politikbericht



Teilprojekt A im Rahmen des strategischen
BMWi-Leitprojekts „Trends und
Perspektiven der Energieforschung“

Peter Viebahn
Ole Zelt
Manfred Fishedick
Jan Hildebrand
Sascha Heib
Daniela Becker
Juri Horst
Martin Wietschel
Simon Hirzel

Unter Mitarbeit von
Sven Neumann

Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
www.isi.fraunhofer.de

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH
Altenkesseler Str. 17, Geb. A1
66115 Saarbrücken
www.izes.de

„**Wuppertal Reports**“ sind Abschlussberichte aus Projekten, die mit den Projektergebnissen aus der Arbeit des Instituts vertraut machen und zur kritischen Diskussion einladen. Das Wuppertal Institut achtet auf ihre wissenschaftliche Qualität. Für den Inhalt sind die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

Wuppertal, April 2018
ISSN 1862-1953

Der Text dieser Publikation steht unter der Lizenz
Creative Commons Namensnennung-NichtKommerziell-KeineBearbeitung 4.0 International.
Die Lizenz ist abrufbar unter <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Dieser Bericht ist Teil der Technologiebewertung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“. Er wird ergänzt durch weitere als „Wuppertal Report“ publizierte Berichte. Die Herausgeber danken allen beteiligten Forschungsinstituten, dem Fördermittelgeber und Projektträger sowie den zahlreichen projektexternen Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Industrie für die konstruktive Zusammenarbeit und die wertvollen Beiträge zur vorliegenden Publikation.

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Viebahn, P.; Zelt, O.; Fishedick, M.; Hildebrand, J.; Heib, S.; Becker, D.; Horst, J.; Wietschel, M.; Hirzel, S. (2018): Technologien für die Energiewende. Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Projektlaufzeit: August 2016 – April 2018

Verbundpartner:

Peter Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fishedick (Wuppertal Institut, Koordination)
Martin Wietschel, Simon Hirzel (Fraunhofer ISI)
Juri Horst (IZES)

Weitere Projektpartner:

DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
FZJ - Forschungszentrum Jülich GmbH
GFZ - Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum
HZB - Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
ISFH - Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH
IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
ZAE - Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechpartner:

Dr. Peter Viebahn
Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
peter.viebahn@wupperinst.org
Tel. +49 202 2492-306
Fax +49 202 2492-108

Stand:

30. April 2018

Druck:

OFFSET COMPANY Druckereigesellschaft mbH
Wuppertal

Bildquellen:

Titelseite: Thinkstock; iStock
Erstes Foto links auf der Titelseite: Fotolia/mur végétal/hcast
Rückseite: Thinkstock

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	7
Tabellenverzeichnis	11
Abbildungsverzeichnis	11
1 Zusammenfassung	12
2 Summary	15
3 Einleitung und Vorgehensweise	18
3.1 Ziele der Technologiebewertung	18
3.2 Zugrunde gelegte Energieszenarien	19
3.3 Aufbau der Technologieberichte	22
3.4 Kriterienraster zur Bewertung der Technologiefelder	23
4 Technologiebereich 1: Erneuerbare Energien	27
4.1 1.1 Bioenergie	27
4.2 1.2 Tiefengeothermie	31
4.3 1.3 Photovoltaik	35
4.4 1.4 Solare Wärme und Kälte	39
4.5 1.5 Solarthermische Kraftwerke	43
4.6 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie	47
4.7 1.7 Umweltwärme	51
5 Technologiebereich 2: Konventionelle Kraftwerke	55
5.1 2.1 Zentrale Großkraftwerke	55
5.2 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)	59
5.3 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)	63
5.4 2.3 CO ₂ -Abscheidung und -speicherung (CCS)	67
5.5 2.4 CO ₂ -Nutzung	71
6 Technologiebereich 3: Infrastruktur	75
6.1 3.1 Stromtransport und -verteilung	75
6.2 3.2 Wärmetransport und -verteilung	79
6.3 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektrochemisch)	83
6.4 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermochemisch und mechanisch)	87
6.5 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe	91
7 Technologiebereich 4: Technologien für die Sektorenkopplung (PtX)	95
7.1 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)	95
7.2 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)	99
7.3 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch)	103
7.4 4.3 Power-to-liquids/chemicals	107
7.5 4.4 Verfahren der CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft	111
8 Technologiebereich 5: Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude	115
8.1 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik	115
9 Technologiebereich 6: Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie	119
9.1 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien	119

9.2	6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	123
9.3	6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung	127
9.4	6.4 Low-carbon- und ressourceneffiziente Industrie	131
10	Technologiebereich 7: Integrative Aspekte	135
10.1	7.1 Elektromobilität – PKW/LNF (energiewirtschaftliche Aspekte)	135
10.2	7.2 Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-Lkw (energiewirtschaftliche Aspekte)	139
10.3	7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK)	143
10.4	7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation	147
11	Rückblick auf die Technologiebewertung	151
11.1	Technology Readiness Level und Forschungsbedarf	151
11.2	Analyse der Bewertung	160
	Literaturverzeichnis	162

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ACAES	Adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerke
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
AD	Aeroderivate
ADR	Europäisches Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße
AEL	Alkalische Elektrolyse
ALAES	Adiabate Flüssigluftspeicher
AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
Äq.	Äquivalente
ASC	Anodengestützte Zelle
B.A.U.	Business-as-usual
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Building Information Modeling
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
BIPV	Bauwerkintegrierte Photovoltaik
BIST	Bauwerkintegrierte Solarthermie
BiTe	Wismuttellurid
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Br	Brom
Bsp	Beispiel
BZ	Brennstoffzelle
c-Si	kristalline Silicium-Technologie
Ca(OH) ₂	Calciumhydroxid
CaCO ₃	Calciumcarbonat
CaO	Calciumoxid
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CdTe	Cadmiumtellurid
CH ₄	Methan
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
CMC	Ceramic Matrix Composites
CMS	Condition Monitoring System
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CoAs ₃	Skutterudit
Cr	Chrom
CSP	Concentrating Solar Power
DAC	Direct Air Capture
DC	Direct Current (Gleichstrom)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DME	Dimethylether
DNI	Direkt-Normalstrahlung
DRI	Direct Reduced Iron
DSM	Demand-Side-Management
DWA	Druckwechseladsorption
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFP	Energieforschungsprogramm
EGS	Enhanced-Geothermal-Systems

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESC	Elektrolytgestützte Zelle
EU	Europäische Union
F-Gase	Fluorierte Gase
F&E	Forschung und Entwicklung
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
Fe	Eisen
FKW	Fluorierter Kohlenwasserstoff
FLM	Freileitungsmonitoring
FLOX®	Flammenlose Oxidation
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
G2V	Grid-to-Vehicle
GaAs	GalliumArsenid
GAU	Größter anzunehmender Unfall
GuD	Gas- und Dampfturbinen
GWP	Global Warming Potential
H2	Wasserstoff
H2S	Schwefelwasserstoff
H2SO4	Schwefelsäure
HD	Heavy Duty
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HLK	Heizen, Lüftung und Klimatisierung
HO-LKW	Hybrid-Oberleitungs-Lastkraftwagen
HT	Hochtemperatur
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinne
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IoT	Internet of Things
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
IT	Informationstechnik
IuK	Informations- und Kommunikationstechnologien
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH
K2CO3	Kaliumcarbonat
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KOH	Kaliumhydroxid
KSpG	Kohlendioxid-Speichergesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LB4H	Tankkodierung
LCA	Lebenszyklusanalysen
LED	Leuchtdiode
Li	Lithium
LiDAR	Laserbasierte Fernerkundungstechnik
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquified Natural Gas
MBR	Methanbildungsrate
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
mind	mindestens
MLP	Multi-Level-Perspective
MTO	Methanol-to-Olefin
NA2CO3	Natriumcarbonatlösung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NaNiCl	Natriumnickelchlorid
NaOH	Natriumhydroxidlösung
NaS	Natriumsulfat
NET	Negative Emission Technology

NiCd	Nickel-Cadmium
NiMh	Nickel-Metallhydrid
NOx	Stickoxid
NT	Niedertemperatur
OCM	Oxidative Methankopplung
OLED	Organische Leuchtdiode
OPEX	Operating Expenses (Betriebskosten)
ORC	Organic-Rankine-Cycle
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PbTe	Bleitellurid
PCM	Phasenwechselmaterialien
PEFC	Polymer Electrolyte Fuel Cell
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PFSA	Perfluorsulfonsäure-Ionomeren
PGC	Prozess-Gaschromatographen
PHES	Thermopotenzialspeicher
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
Pkw	Personenkraftwagen
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
PtC	Power-to-Chemicals
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtJ	Projekträger Jülich
PtL	Power-to-Liquids
PtX	Power-to-X
PUR	Polyurethan
PV	Photovoltaik
R&D	Research & Development
REEV	Range Extender Electric Vehicle
RFB	Redox-Flow-Batterie
rONT	regelbare Ortsnetztransformatoren
S	Schwefel
SCR	Selective Catalytic Reduction
SHM	Structural Health Monitoring
Si	Silicium
SINTEG	Schaufenster Intelligente Energien
SNG	Synthetisches Erdgas
SO ₂	Schwefeldioxid
SODAR	SO _N ic Detection And Ranging
SOEL	Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SO _x	Schwefeloxid
SST	Solid State Transformer
STATCOM	Static Synchronous Compensators
SWD	Schaltbare Wärmedämmung
SWS	Strom-Wärme-Strom-Speicher
SynBioPtX	Synergien aus Bioenergie und Power-to-X
TEG	Thermoelektrische Generatoren
TF_Energiewende	Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level
UBA	Umweltbundesamt
UPFC	Unified Power Flow Controller
USA	United States of America
V	Vanadium
V2G	Vehicle-to-Grid
VRF	Vanadium-Redox-Flow

WEA	Windenergieanlagen
WI	Wuppertal Institut
WoO	Windows-of-Opportunities

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
\$	Dollar
°C	Grad Celsius
a	Jahr
BRT	Bruttoregistertonnen
cm ²	Quadratcentimeter
ct	Cent
g	Gramm
GW	Gigawatt
GWe	Gigawatt elektrisch
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWe	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunden
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
mg	Milligramm
Mio	Millionen
mK	Millikelvin
mm ²	Quadratmillimeter
mol	Mol
MPa	Megapascal
Mrd	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
MWel	Megawatt elektrisch
Nm ³	Normkubikmeter
PJ	Petajoule
ppm	Parts per million (Millionstel)
ROE	Rohöleinheit
t	Tonnen
TWh	Terawattstunden
Vol	Volumen
W	Watt
Wp	Watt peak
ZT	Thermoelektrische Gütezahl

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1	Ausgewählte Langfrist-Energieszenarien-----	21
Tab. 11-1	Technologie-Zuordnung zu den TRL-Grafiken-----	157

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1	Vorgehensweise bei der Erstellung der Technologieberichte-----	22
Abb. 3-2	Kriterienraster mit 12 Einzelkriterien-----	24
Abb. 11-1	Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 1-----	153
Abb. 11-2	Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 2-----	154
Abb. 11-3	Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 3-----	154
Abb. 11-4	Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 4-----	155
Abb. 11-5	Übersicht Technology Readiness Level der Technologiebereiche 5-6-----	155
Abb. 11-6	Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 7-----	156

1 Zusammenfassung

Das Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“ (TF_Energiewende) liefert einen aktuellen Überblick der zentralen Technologien, die nach heutiger Kenntnis im Rahmen der Umsetzung der Ziele der Energiewende derzeit und zukünftig benötigt werden. Durch ein Konsortium von 3 Verbundpartnern und 10 Technologiepartnern unter Federführung des Wuppertal Instituts wurden Entwicklungsstatus und Perspektiven der Technologien beschrieben sowie der Bedarf an öffentlich geförderter Forschung und Entwicklung (F&E) identifiziert.

Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als Teil des strategischen Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ gefördert. Die Ergebnisse gehen als zentraler wissenschaftlicher Input in die Diskussion des 7. Energieforschungsprogramms (EFP) der Bundesregierung ein. Das neue EFP soll im zweiten Halbjahr 2018 verabschiedet werden und dabei die ambitionierten Ziele der deutschen Energiewende vor dem Hintergrund internationaler Verpflichtungen („Paris-Agreement“) berücksichtigen. Hierzu bedarf es einer Aktualisierung und systematischen Neubewertung von Entwicklungsstatus und Perspektiven der verschiedenen Technologien, die einen potenziellen Beitrag zur Energiewende leisten können. Bei der Bewertung ist neben der gegenüber früheren Analysen mittlerweile deutlich erhöhten Komplexität im Energiesystem mit einer Vielzahl von Wechselwirkungen auch eine Vielfalt an gesellschaftspolitischen Zielsetzungen zu berücksichtigen (z. B. Klima- und Ressourcenschutz, gesellschaftliche Akzeptanz, Exportpotenzial, Beschäftigungsimpulse).

Das EFP wird in einem breiten Konsultationsprozesses unter Federführung des BMWi vorbereitet. So werden neben dem Projekt TF_Energiewende und einem weiteren Teilprojekt unter der Leitung der TU München („EnFo-2030“) auch die Bundesländer, die BMWi-Forschungsnetzwerke Energie, die Energiewende-Plattform Forschung & Innovation und weitere Bundesressorts beteiligt. Informationen zum Beteiligungsprozess finden sich auf der Website www.energieforschung.de des Projektträgers Jülich.

Innerhalb des Vorhabens wurden 31 Technologiefelder aus dem Energiesektor („Technologieportfolio“) analysiert, die den folgenden 7 Technologiebereichen zugeordnet wurden:

- 1 | Erneuerbare Energien
- 2 | Konventionelle Kraftwerke
- 3 | Infrastruktur
- 4 | Technologien für die Sektorenkopplung (P2X)
- 5 | Energie- und ressourceneffiziente Gebäude
- 6 | Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie
- 7 | Integrative Aspekte

Die Analyse der verschiedenen Technologien und die Ableitung des F&E-Bedarfs erfolgte auf der Basis einer multikriteriellen Bewertung. Jedes Technologiefeld wurde mit 12 Bewertungskriterien (zusammengefasst in einem Kriterienraster) evaluiert, die nach dem klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Beitrag der jeweiligen

Technologien fragen, die Positionierung deutscher Unternehmen im internationalen Kontext betrachten sowie die Systemkompatibilität bewerten. Hinzu kommen Aspekte der gesellschaftlichen Akzeptanz sowie des Standes von F&E im internationalen Vergleich. Auf der Basis des systematischen kriterienbasierten Vorgehens wird gewährleistet, dass eine Entscheidung über die Förderung von F&E-Vorhaben im Einklang mit übergeordneten (energie-)politischen Zielsetzungen erfolgen kann.

Die Ergebnisse der durchgeführten Analysen wurden für alle betrachteten Technologiefelder in umfangreichen Technologieberichten dokumentiert, die nach einem einheitlichen Muster aufgebaut sind. Der vorliegende Politikbericht enthält vierseitige Zusammenfassungen dieser Technologieberichte. Diese bestehen aus einer Kurzdefinition der Technologien, einer Einordnung ihres aktuellen Entwicklungsstandes, einer Darstellung ausgewählter Bewertungskriterien und schließlich der Ableitung zentraler F&E-Empfehlungen.

Der Bericht enthält in Kapitel 3 zudem eine Kurzbeschreibung der verwendeten Bewertungsmethodik. Für die ausführliche Dokumentation von Methodik und Ergebnissen sei auf die weiteren unten aufgeführten Publikationen verwiesen.

Abschließend erfolgt in Kapitel 11 ein Rückblick auf die Technologiebewertung: Zunächst wird für jeden der sieben Technologiebereiche grafisch dargestellt, mit welchem Technology Readiness Level (TRL) ein Technologiefeld oder die in ihm enthaltenen Technologiegruppen eingestuft wurden. Mittels dieser TRL-Übersichtsgrafiken können vereinfachende Rückschlüsse gezogen werden, ob für die einzelnen Technologiefelder ein Bedarf an klassischer Forschungsförderung besteht oder ob für sie vielmehr die Überwindung von „Lücken“ zwischen anwendungsnahen F&E-Ergebnissen und tatsächlichem Markteintritt im Vordergrund steht. Zudem wird eine kurze Einschätzung des Bewertungsprozesses selbst vorgenommen und dargestellt, welche zusätzlichen Fragestellungen basierend auf Stakeholder-Workshops und -Umfrage aufgenommen wurden und wo auch in der Bewertungsmethodik selbst noch Forschungsbedarf besteht.

In der Berichtsreihe „Wuppertal Reports“ sind im Zusammenhang mit der Technologiebewertung innerhalb des Forschungsvorhabens „Technologien für die Energiewende“ die folgenden Publikationen erschienen:

- **Wuppertal Report 12 „Kriterienraster“:**
Darstellung der zur Technologiebewertung herangezogenen Methodik
- **Wuppertal Report 13.1 „Technologiebericht – Band 1“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke und Infrastruktur
- **Wuppertal Report 13.2 „Technologiebericht – Band 2“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Sektorkopplung, Energie- und Ressourceneffizienz in Gebäuden sowie in der Industrie und integrative Aspekte
- **Wuppertal Report 14 „Politikbericht“:**
Zusammenfassung der Technologieberichte einschließlich einer Kurzdarstellung der Bewertungsmethodik

Ergänzend zur Technologiebewertung wurde in TF_Energiewende zudem eine multikriterielle, transparente und für Entscheider handhabbare Methode entwickelt, um

transparente Entscheidungen über die Förderung vielversprechender Demonstrations- und Modellvorhaben in der anwendungsnahen Forschung zu ermöglichen (Hirzel und Hettesheimer 2018). Für Fördermittelgeber bietet die Methode eine orientierende Hilfestellung für in der Regel in diesem Kontext notwendige Einzelfallentscheidungen. Mit Hilfe einer Innovationslückenanalyse wurde außerdem ermittelt, für welche Ziele der Energiewende ein ausreichender Abdeckungsgrad durch den Einsatz der heute verfügbaren bzw. in Entwicklung befindlichen Technologien zu erwarten ist und wo vermutlich Lücken bestehen, die es perspektivisch durch geeignete Anstrengungen zu füllen gilt (Horst et al. 2018).

Die einzelnen Technologieberichte der 31 Technologiefelder sowie die weiteren Teilberichte des Vorhabens wurden auch auf der Website www.energieforschung.de veröffentlicht.

Neben den drei Verbundpartnern Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI und IZES wurde das Projekt von folgenden Unterauftragnehmern unterstützt, die in die Technologiebewertung eingebunden waren:

- DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
- FZJ - Forschungszentrum Jülich GmbH
- GFZ - Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum
- HZB - Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
- ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
- ISFH - Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH
- IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- ZAE - Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

2 Summary

The research project “Technologies for the Energy Transition” (TF_Energiewende) provides an overview on current and future key technologies which, according to current knowledge, are needed for the implementation of the goals of the energy transition („Energiewende“). Three consortium partners and 10 technology partners under the leadership of the Wuppertal Institute described the development status and perspectives of the technologies and identified the need for publicly funded research and development (R&D).

The project was financially supported by the German Federal Ministry of Economics and Energy (BMWi) as part of the key strategic project “Trends and Perspectives in Energy Research”. The results serve as central scientific contribution to the discussion of the 7th Energy Research Programme (EFP) of the Federal Government. The new EFP is to be adopted in the second half of the year 2018, taking into account the ambitious goals of the German energy transition against the background of international commitments (“Paris Agreement”). This requires an update and systematic reassessment of the development status and perspectives of the different technologies which can potentially contribute to the energy transition. Compared to earlier analyses, this process needs to take into account the increased complexity of the energy system characterized by a multitude of interdependencies as well as diverse socio-political objectives (e. g. climate and resource protection, public acceptance, export potential or employment impulses).

The EFP is being prepared in a broad consultation process under the leadership of the BMWi. In addition to the project TF_Energiewende and another subproject of “Trends and Perspectives in Energy Research” led by the Technical University of Munich (“EnFo-2030”), the Federal States, the BMWi Research Networks Energy, the Energy Transition Platform “Forschung & Innovation” and other federal departments are involved. Information on this participatory process are provided on the website www.energieforschung.de by Project Management Jülich (PtJ).

The project TF_Energiewende analysed a total of 31 fields of technology from the energy sector, which were allocated to the following 7 areas of technology:

- 1 | Renewable energies
- 2 | Conventional power plants
- 3 | Infrastructure
- 4 | Technologies for sector coupling (P2X)
- 5 | Energy and resource efficient buildings
- 6 | Energy and resource efficiency in the industry
- 7 | Integrative aspects

The analysis of the different technologies and the evaluation of R&D requirements was based on a multi-criteria assessment. Each field of technology was assessed using 12 evaluation criteria (“set of criteria”), which focus on the contribution to climate and industrial policy goals, the positioning of German companies in an international context as well as system compatibility. Aspects of societal acceptance and the state of R&D in an international context were also taken into account. The systematic

criteria-based approach assures that a decision on the funding of R&D projects can be made in line with overarching objectives of (energy) policy.

For all fields of technology assessed, the results of all analyses carried out were documented in comprehensive technology reports based on a uniform structure. The policy report at hand represents summaries of these technology reports on four pages each. They contain a brief definition of the respective technologies, followed by the classification of the current state of development, a presentation of selected evaluation criteria, and finally the evaluation of central R&D recommendations.

The report further contains a brief description of the methodology used for the evaluation (section 3). For a detailed documentation of the methodological background and the results, please refer to the other publications listed below.

Section 11 concludes with a review of the technology assessment: First, for each of the seven areas of technology, a chart provides the Technology Readiness Levels (TRL) that were assigned to each technology field or each technology group contained in it. By means of these TRL overviews, simplified conclusions may be drawn whether a technology field may be in need of conventional research funding or whether the focus needs to be on bridging the “gap” between application-oriented R&D results and actual market entry. Second, the assessment process itself is briefly evaluated. This illustrates both which scientific issues based on stakeholder workshops and survey were additionally considered and which research needs remain with regard to the assessment process.

In the report series “Wuppertal Reports”, the following documents have been published in the context of the technology evaluation within the research project “Technologies for the Energy Transition“:

- **Wuppertal Report 12 „Kriterienraster“ (Set of criteria):**
Presentation of the methodology used for the evaluation of technologies
- **Wuppertal Report 13.1 „Technologiebericht – Band 1“ (Technology report – volume 1):**
Comprehensive evaluation of the following areas of technology: renewable energies, conventional power plants, infrastructure
- **Wuppertal Report 13.2 „Technologiebericht – Band 2“ (Technology report – volume 2):**
Comprehensive evaluation of the following areas of technology: sector coupling, energy and resource efficiency in buildings as well as in industries, integrative aspects
- **Wuppertal Report 14 „Politikbericht“ (Policy report):**
Summaries of the technology reports including a short description of the methodology applied

In addition to the evaluation of technologies, TF_Energiewende also developed a transparent and manageable multi-criteria approach to enable clear decisions on the funding of promising demonstration and model projects in application-oriented research (Hirzel and Hettesheimer 2018). For funding bodies, this method provides guidance for individual decisions which are usually required in this context. The project further reflects the technologies that are available today or under development in

the context of the energy transition's goals in order to systematically identify possible innovation gaps (Horst et al. 2018). These gaps need to be closed in the long term through appropriate efforts.

The individual technology reports as well as the other sub-reports of the project have also been published on the website www.energieforschung.de.

In addition to the three consortium partners Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI and IZES, the project has been supported by the following ten subcontractors which contributed to the technology evaluation:

- DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
- DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
- FZJ - Forschungszentrum Jülich GmbH
- GFZ - Helmholtz-Zentrum Potsdam - Deutsches GeoForschungsZentrum
- HZB - Helmholtz-Zentrum Berlin für Materialien und Energie GmbH
- ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
- ISFH - Institut für Solarenergieforschung Hameln gGmbH
- IWES - Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- ZAE - Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

3 Einleitung und Vorgehensweise

Im Folgenden wird die methodische Vorgehensweise der Technologiebewertung im Rahmen des Vorhabens zusammengefasst. Hierzu werden zunächst die Ziele der Bewertung erläutert, bevor die zugrunde gelegten Langfrist-Energieszenarien, der Aufbau der Technologieberichte und das zugrunde gelegte Kriterienraster beschrieben werden.

3.1 Ziele der Technologiebewertung

Die ambitionierten Ziele der deutschen Energiewende können nur mit einem Mix aus unterschiedlichen Technologien erreicht werden. Von herausragender Bedeutung sind hierbei gemäß der im Energiekonzept der Bundesregierung definierten Ziele solche Technologien, die den Anteil erneuerbarer Energien fördern sowie einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz leisten.

Eine Reihe der für die Zielerreichung erforderlichen Technologien sind heute bekannt, viele davon sind schon weitestgehend entwickelt und marktreif oder können bei geeigneten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zur Marktdurchdringung gelangen. Darüber hinaus bestehen aber zentrale Erfordernisse bei der Weiterentwicklung von Technologien, bei der Bereitstellung von komplementären, die Markteinführung respektive -durchdringung ermöglichenden Technologien (z. B. Netze und Speicher) sowie dem Schließen von Technologielücken.

Zuletzt fehlte ein aktueller Überblick über den Entwicklungsstatus, die Perspektiven in den unterschiedlichen relevanten Technologiebereichen, möglichen Forschungsbedarf und eine vergleichende Gegenüberstellung technologischer Lösungsansätze. Hier setzt das Forschungsprojekt *Technologien für die Energiewende* (kurz: *TF_Energiewende*) mit einer auf Deutschland bezogenen Analyse an, die für 31 Technologiefelder aus dem Energiesektor („Technologieportfolio“) den Status Quo (2015/2016) sowie eine mögliche Entwicklung bis 2030 mit Ausblick auf 2050 berücksichtigt. Die Technologien wurden zu folgenden 7 Technologiebereichen zusammengefasst:

- 1 | Erneuerbare Energien
- 2 | Konventionelle Kraftwerke
- 3 | Infrastruktur
- 4 | Technologien für die Sektorenkopplung (P2X)
- 5 | Energie- und ressourceneffiziente Gebäude
- 6 | Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie
- 7 | Integrative Aspekte

Im Technologiebereich 7 werden dabei 4 übergreifende „Technologiefelder“ zusammengefasst: energiewirtschaftliche Aspekte der Elektromobilität (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge sowie Hybrid-Oberleitungs-Lkw), Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK) sowie Systemintegration, -innovation und -transformation.

Das Vorhaben baut auf der Untersuchung „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für die Forschung und Entwicklung“ auf, in der vor rund zehn Jahren von Fraunhofer ISI und Partnern und gefördert durch das BMWi Stand von Forschung

und Entwicklung sowie Forschungsbedarf für zum damaligen Zeitpunkt zentrale Technologiefelder in Deutschland analysiert wurden (Wietschel et al. 2010). Aufgrund der inzwischen erfolgten Orientierung von Energiepolitik und -forschung an den Zielen der Energiewende müssen nun erheblich mehr Technologien berücksichtigt werden. Zudem müssen auch für die bisher betrachteten Technologien Entwicklungsstatus und -perspektiven aktualisiert werden. Aber auch die Bewertungskriterien bedürfen einer Erweiterung, um eine systematische multikriterielle vergleichende Analyse und Bewertung unter Einschluss technischer, techno-ökonomischer und nicht-technischer Aspekte zu ermöglichen. So stehen z. B. zunehmend Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz von Technologien oder der Bedeutung der Energiewende hinsichtlich des Exportpotenzials der deutschen Industrie im Vordergrund.

Schließlich müssen auch die zunehmend ambitionierten klimapolitischen Vorgaben, die zuletzt auf der Klimakonferenz im November 2015 in Paris bekräftigt und verstärkt wurden, in die Bewertung mit einbezogen werden. So bedeutet die Einhaltung eines „1,5-Grad“-Zieles für Deutschland eine Reduzierung der energiebedingten Treibhausgasemissionen auf nahezu 0 bis 2050, wodurch sich andere Technologieperspektiven als bei einer 80%igen Reduktion ergeben. Dementsprechend werden für die Technologiebewertung unterschiedliche Langfrist-Energieszenarien, sowohl für Deutschland als auch international, zugrunde gelegt (siehe Kapitel 3.2).

Die Ergebnisse des Vorhabens sind aufgrund der thematischen Ausrichtung und ihrer Aktualität ein wichtiger Beitrag zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik und liefern wichtige Grundlagen zur Erstellung des 7. Energieforschungsprogramms. Aufgrund seiner Bedeutung für die Energieforschung ist das Projekt daher vom BMWi als strategisches Leitprojekt eingestuft worden.

Basierend auf den dargestellten Zielen wurde ein angepasstes Kriterienraster entwickelt, das in Kapitel 3.4 dargestellt wird. Die Sammlung von 12 Kriterien stellt für die am Vorhaben beteiligten Institute einen Leitfaden zum Vorgehen bei der Bewertung der jeweiligen Technologiefelder dar.

Die Technologiebewertung ist eingebettet in jeweils einen Bericht pro Technologiefeld („Technologiebericht“), der mit der Beschreibung der betrachteten Technologien und dem Stand von Forschung & Entwicklung (F&E) beginnt und mit F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand endet (siehe Kapitel 3.3). Alle Technologieberichte wurden vor Veröffentlichung von einer jeweils anderen Forschungseinrichtung des Konsortiums mit entsprechender Expertise qualitativ geprüft.

3.2 Zugrunde gelegte Energieszenarien

Für die Technologiebewertung werden unterschiedliche Langfrist-Energieszenarien, sowohl für Deutschland als auch international, zugrunde gelegt. Dies betrifft z. B. die Ableitung von Marktpotenzialen, die Kostenentwicklung entlang von Lernkurven oder die Abschätzung der vermiedenen Treibhausgase im Zeitablauf.

Die Szenarien wurden in einem Workshop mit verschiedenen Szenario-Experten der Projektpartner diskutiert und festgelegt. Sie beschreiben mögliche Entwicklungen des Energiesystems sowohl für Deutschland als auch international, die im Einklang mit weltweit anerkannten Klimareduktionszielen, aber auch künftigen Exportmöglichkeiten stehen. Die ausgewählten Szenarien bilden die Grundlage für die Bewer-

tung in allen Technologiefeldern, konnten aber, wo für die Vertiefung oder aufgrund unzureichender Daten notwendig, durch weitere technologiespezifische Szenarien ergänzt werden.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Anteile der Technologien in den verschiedenen Szenarien wurde jedoch kein einzelnes Szenario vorgegeben, sondern für jedes ausgewiesene Technologiefeld wurde eine Bandbreite (Minimum und Maximum) über alle analysierten Szenarien dargestellt. Für Deutschland wird zwischen einer -80%- und einer -95%-„Reduktionswelt“ unterschieden. Da auf internationaler Ebene bisher kein Szenario ein mögliches 1,5-°C-Ziel abbildet, wird in diesem Fall zwischen „2-°C-Ziel“ und „besser 2-°C-Ziel“ unterschieden. Hier gibt es auch nur ein einziges Szenario für „besser 2 °C“, so dass hier nicht in Min/Max unterschieden wird. Zudem enden die meisten internationalen Szenarien in 2040.

Entsprechend bedeuten im Folgenden

- Szenarienbereich DE_80%: Bandbreite von Szenarien, die eine -80%-Reduktionswelt abbilden
- Szenarienbereich DE_95%: Bandbreite von Szenarien, die eine -95%-Reduktionswelt abbilden
- Szenarienbereich INT_2 °C: Bandbreite von Szenarien, die das 2-°C-Ziel abbilden
- Szenarienbereich INT_besser_2 °C : Bandbreite von Szenarien, die das Ziel einer Erderwärmung um weniger als 2 °C abbilden

Die Bandbreite der analysierten Szenarien wird in Anhang des Teilberichts 1 (Viebahn et al. 2018) wiedergegeben. Sie basiert auf den in Tab. 3-1 dargestellten nationalen und internationalen Studien:

Tab. 3-1 Ausgewählte Langfrist-Energieszenarien

Autoren (Jahr)	Titel	Szenarien
Deutschland		
Nitsch et al. (2012)	BMU Leitstudie 2011	Szenarien A / A', B / C / THG95
UBA (2014)	Treibhausgasneutrales Deutschland	THGND 2050
Prognos AG et al. (2014)	Entwicklung der Energiemärkte	Zielszenario
Fraunhofer IWES et al. (2015)	Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr	Sektorübergreifendes Zielszenario
Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)	Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht	KS 80 / KS 95
Fraunhofer ISE (2013)	Energiesystem Deutschland 2050	ReMod-D 2050
Übertragungsnetzbetreiber	Netzentwicklungsplan Strom / Gas 2030	Szenarien A / B / C
International		
IEA (2016a)	World Energy Outlook 2016	New Policies, Current Policies (BAU), 450 Scenario (2 °C)
IEA (2016b)	Energy Technology Perspectives 2016	4DS, 6DS (BAU), 2DS (2 °C)
Greenpeace International et al. (2015)	Energy [R]evolution	Reference Case (entspricht Current Policies aus WEO 2014), Basic E[R] (< 2 °C), Advanced E[R] (<< 2 °C)
World Energy Council (2016)	World Energy Scenarios 2016	Modern Jazz (marktbasiert, > 2 °C), Unfinished Symphony (koordinierte staatliche Politiken, ca. 2 °C), Hard Rock (keine/ kaum internationale Koordination, > 2 °C)

Quelle: IZES

3.3 Aufbau der Technologieberichte

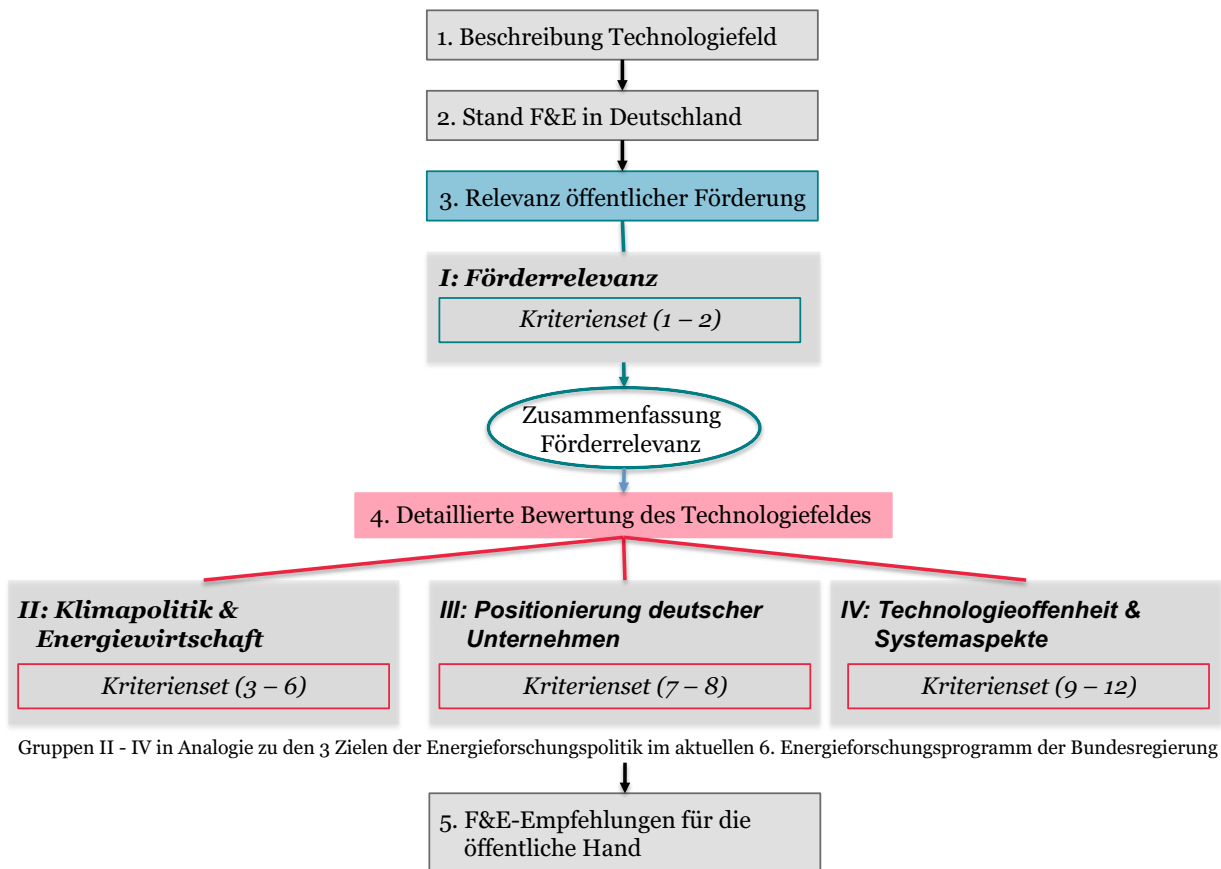


Abb. 3-1 Vorgehensweise bei der Erstellung der Technologieberichte

Quelle: Wuppertal Institut

Die einzelnen Technologieberichte wurden entlang der nachfolgend skizzierten Schritte erstellt (vgl. auch Abb. 3-1). Die Analyse des F&E-Bedarfs und die Bewertung entlang der 12 Kriterien erfolgte dabei in der Regel auf der Ebene der Technologiefelder. Enthält ein Technologiefeld Technologien mit sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand, wurde auch auf Technologieebene bewertet.

■ *Schritt 1: Beschreibung des Technologiefeldes*

Im 1. Schritt wurden die im Technologieportfolio festgelegten Technologiefelder im Detail betrachtet. Dabei wurden zunächst das Technologiefeld (z. B. Geothermie) und die ihnen zugeordneten Technologien (z. B. zur Stromerzeugung und zur Wärmeerzeugung) beschrieben.

■ *Schritt 2: Aktueller Entwicklungsstand und zukünftiger Entwicklungsbedarf*

Im zweiten Schritt wurde der aktuelle Entwicklungsstand und zukünftiger Entwicklungsbedarf der betrachteten Technologien im jeweiligen Technologiefeld dargestellt. Für diejenigen Technologien, die schon in der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050“ bewertet wurden, erfolgte zudem ein Rückblick auf die letzten zehn Jahre. Digitalisierungsaspekte wurden teils technologiespezifisch, zusätzlich aber auch in Technologiebereich 7 als übergreifendes Querschnittsthema behandelt.

■ *Schritt 3: Relevanz der öffentlichen Förderung*

Zur Bewertung des Forschungsbedarfs der einzelnen Technologiefelder wurde anhand der in Kapitel 3.4 beschriebenen Kriterien 1 und 2 zunächst untersucht, ob eine öffentliche Forschungsförderung tatsächlich gerechtfertigt (notwendig bzw. sinnvoll) ist. Gemäß des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung (BMWi 2011) kann sich dieser Bedarf aus „Marktdefiziten“ ergeben. Diese sind im Energiebereich insbesondere begründet durch *lange Zeithorizonte* technischer Entwicklungen, hohe *technologische und ökonomische Risiken* von Forschung und Entwicklung sowie den strategischen Stellenwert des Faktors „Energie“ für Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft. Hinzu kommen auch industriepolitische Erwägungen etwa bezüglich der Identifizierung und Ausgestaltung potenzieller Leitmärkte oder der Übernahme von Marktführerschaften. Für diejenigen Technologien, für die schon in der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050“ Bedarf an Forschungsförderung festgestellt wurde, wurde zudem analysiert, ob der seinerzeit festgestellte Förderbedarf weiterhin besteht.

■ *Schritt 4: Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes*

Neben der grundsätzlichen Bewertung der Förderwürdigkeit wurden im Hinblick auf eine spätere Priorisierung von Technologiefeldern im Rahmen der Forschungsförderung weitere Kriterien entwickelt. Die in Kapitel 3.4 beschriebenen Kriterien 3 bis 12 orientieren sich an den übergeordneten politischen Zielsetzungen für die Forschung und Entwicklung von Energietechnologien, die im 6. Energieforschungsprogramm festgelegt sind.¹

■ *Schritt 5: F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand*

Basierend auf der in den Schritten 2 – 4 erfolgten Beschreibung und Analyse des Technologiefeldes werden schließlich Handlungsempfehlungen für eine öffentliche F&E-Förderung im entsprechenden Technologiefeld herausgearbeitet, die als Basis zur Festlegung der Eckpunkte des kommenden Energieforschungsprogramms dienen können. Zum einen wird zusammengefasst, wie das Technologiefeld aus Sicht der öffentlichen Förderung zu bewerten ist. Zum anderen werden die aus der vorangegangenen Bewertung hervorgegangenen wichtigen F&E-Themen genannt.

3.4 Kriterienraster zur Bewertung der Technologiefelder

Abb. 3-2 zeigt eine Übersicht über das entwickelte Kriterienraster, das sich aus den beiden dargestellten Stufen „Relevanz öffentlicher Förderung“ und „Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes“ zusammensetzt.

¹ Im 6. Energieforschungsprogramm werden die folgenden Ziele genannt: 1. Ziel: Beitrag zur Erfüllung der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Vorgaben; 2. Ziel: Ausbau der führenden Position deutscher Unternehmen; 3. Ziel: Sicherung technologischer Optionen.

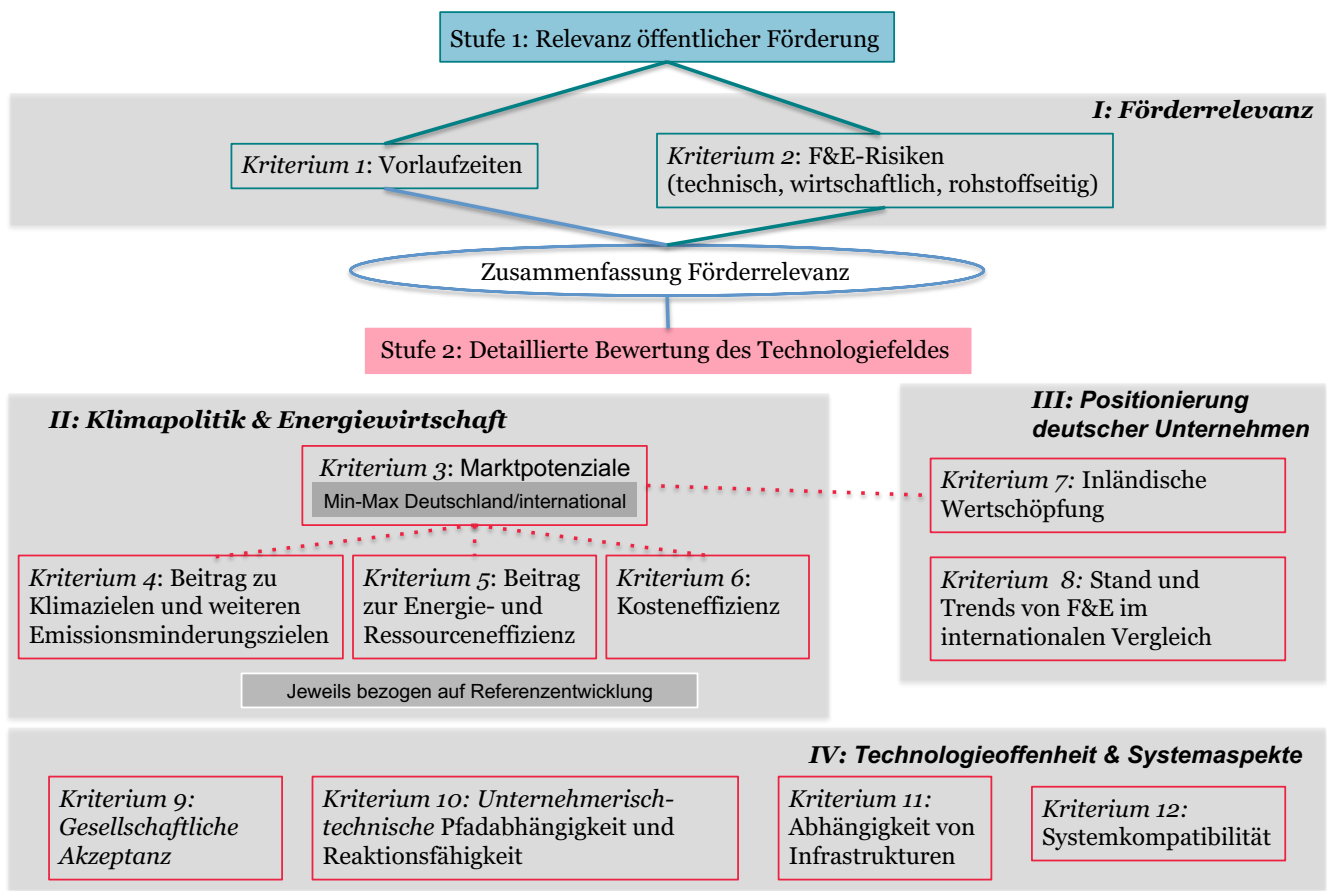


Abb. 3-2 Kriterienraster mit 12 Einzelkriterien

Quelle: Wuppertal Institut

Die Überprüfung der generellen Relevanz öffentlicher Förderung erfolgt in Bewertungsstufe 1 anhand der Kriterien 1 und 2.

Neben der grundsätzlichen Bewertung der Förderwürdigkeit werden für eine spätere Priorisierung von Technologiefeldern im Rahmen der Forschungsförderung weitere Kriterien benötigt. Hierzu dienen in Bewertungsstufe 2 die Kriterien 3 bis 12, die in Analogie zu den oben genannten drei Zielen des 6. Energieforschungsprogramms abgeleitet und gruppiert werden.

Die einzelnen Kriterien einschließlich einer Kurzdefinition werden nachfolgend überblicksartig beschrieben. Für eine ausführliche Erläuterung der Kriterien und der Vorgehensweise bei der Technologiebewertung sei auf Viebahn et al. (2018) verwiesen.

Relevanz öffentlicher Förderung

- **Kriterium 1: Vorlaufzeiten**
Bewertung der Länge der Vorlaufzeiten, d. h. der Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage für ein Technologiefeld
- **Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)**
Zunächst Einordnung des Entwicklungsstadiums des Technologiefeldes. An-

schließlich werden technische und wirtschaftliche F&E-Risiken sowie Rohstoffrisiken bewertet.

Gruppe I: Klimapolitik & Energiewirtschaft

- *Kriterium 3: Marktpotenziale*
Abschätzung der künftigen Nachfrage nach einem Technologiefeld (ggf. auch einer einzelnen Technologie) weltweit
- *Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen*
Berechnung der THG-Einsparungen und gegebenenfalls weiterer wichtiger Emissionseinsparungen von Erzeugungs- und Effizienztechnologien gegenüber Referenztechnologie (möglichst inkl. Vorkettenemissionen)
- *Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz*
Berechnungen der Primärenergie-Einsparungen gegenüber Referenztechnologie und gegebenenfalls weiterer wichtiger Ressourceneffizienzbeiträge
- *Kriterium 6: Kosteneffizienz*
Kosten im Vergleich zu einer Referenztechnologie (einerseits systemanalytische Kosten, andererseits – optional – externe Kosten)

Gruppe II: Positionierung deutscher Unternehmen

- *Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung*
Ableitung der inländischen Wertschöpfung aus den Marktpotenzialen in Kriterium 3, basierend auf Studien oder Experteneinschätzungen
- *Kriterium 8: Stand und Trends von Forschung und Entwicklung im internationalen Vergleich*
Qualitative Einschätzung der internationalen Aufstellung der deutschen Industrie und quantitative Analyse der F&E-Budgets sowie des F&E-Outputs in Deutschland

Gruppe III: Technologieoffenheit & Systemaspekte

- *Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz*
Darstellung der öffentlichen Akzeptanz eines Technologiefeldes bzw. einer Technologie auf lokaler Ebene sowie übergeordnet in Wirtschaft und Gesellschaft
- *Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit*
Analyse von Planungszeiten, Nutzungsdauern und Investitionshöhe, um abzuschätzen, inwieweit durch den Einsatz der Technologie Strukturen in der Energieversorgung kurz-, mittel- oder langfristig festgelegt werden.
- *Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen*
Einschätzung, ob die Nutzung der Technologien unabhängig von bestehenden Infrastrukturen möglich ist, ob bestehende Infrastrukturen genutzt und ggfs. ausgebaut werden müssen oder ob die Errichtung neuer Infrastrukturen notwendig wird. Dies dient der Abschätzung der Flexibilität von Technologien beim Einsatz der Technologien in Energieversorgungssystemen.

■ *Kriterium 12: Systemkompatibilität*

Bewertung der Kompatibilität einer Technologieanwendung zu (näher abzugrenzenden) übergeordneten oder untergeordneten Systemen. Als Maß für die Kompatibilität gelten die Teilkriterien Rückwirkungen, Anpassungsbedarf und Wechselwirkungen.

Die Bewertung der Technologiefelder auf Basis dieser Kriterien lässt Rückschlüsse hinsichtlich des möglichen Beitrags zur Erreichung der politischen Ziele zu und ermöglicht somit eine Priorisierung in der Forschungsförderung.

Im vorliegenden Politikbericht werden nur ausgewählte, für das jeweilige Technologiefeld besonders relevante Kriterien dargestellt. Die vollständige Bewertung ist in den Bänden 1 und 2 des Technologieberichts (Wuppertal Institut et al. 2018) dokumentiert. Eine ausführliche Darstellung der methodischen Vorgehensweise bei der Technologiebewertung findet sich in Viebahn et al. (2018).

Im Folgenden werden alle betrachteten Technologiefelder nach folgendem Muster zusammengefasst:

- Kurze Definition des Technologiefeldes
- Aktueller Stand der Technologien
- Darstellung ausgewählter Bewertungskriterien
- F&E-Empfehlungen

4 Technologiebereich 1: Erneuerbare Energien

4.1 1.1 Bioenergie

Grundlage dieser Zusammenfassung: Dotzauer, M.; Pfeiffer, D.; Thrän, D.; Lenz, V.; Pohl, M.; Müller-Langer, F. (2017): Technologiebericht 1.1 Bioenergie.

Definition des Technologiefeldes

Das Technologiefeld Bioenergie gliedert sich in drei Konversionspfade, wobei in der Praxis aber auch eine Verkettung von Technologiegruppen zu finden ist.

a) Die Technologiegruppe *Biochemische Biomassekonversion* (TRL 1-9) umfasst sämtliche Konversionstechnologien, die im Kern auf mikrobiologischen Vergärungsprozessen basieren (anaerobe und alkoholische Fermentation). Die alkoholische Fermentation wird in großem Umfang zur Produktion von Bioethanol eingesetzt. Als Rohstoff dienen v. a. zucker- oder stärkehaltige Rohstoffe. Die anaerobe Vergärung zu Biogas nutzt als Biomasse unterschiedliche Fraktionen organischer Rest- und Abfallstoffe, landwirtschaftliche Nebenprodukte (z. B. Gülle, Mist) oder Anbaubiomasse (z. B. Maissilage). Unter Beteiligung von Mikroorganismen werden Kohlenhydrate, Fette und Eiweiße in ein Gasgemisch umgesetzt, das überwiegend aus Methan und Kohlenstoffdioxid besteht. Das Rohgas wird in Deutschland vor allem zwei Nutzungswegen zugeführt: Dominierend ist die motorische Verbrennung des grob gereinigten Biogases in Blockheizkraftwerken (BHKW), um ortsnah Strom und Wärme zu erzeugen. Alternativ besteht die Möglichkeit das Biogas einem Trennverfahren zu unterziehen, um Biomethan zu erzeugen, welches als Erdgassubstitut ins Gasnetz eingespeist werden kann.

b) Technologien zur *thermo-chemischen Konversion* (TRL 1-9) setzen wasserarme Biomassen um, vor allem forstliche Biomassen oder trockene Nebenprodukte und Reststoffe aus dem Agrar- oder Abfallbereich. Die Prozesse der thermo-chemischen Konversion laufen bei hohen Temperaturen unter gezielter Zugabe von Sauerstoff ab. Es wird unterschieden in Konzepte zur vollständigen Verbrennung der Brennstoffe zur Wärmebereitstellung oder gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung über Dampfprozesse (TRL 9) und zur Vergasung der Brennstoffe unter partieller Sauerstoffzufuhr oder auch unter Sauerstoffabschluss. Das ggf. gereinigte Brenngas kann mittels Verbrennung zu Wärme (TRL 7-9) oder mittels Reaktion in einem Motor/ einer Brennstoffzelle zu Strom- und Wärme (TRL 4-9) umgesetzt werden.

c) Unter *physikalisch-chemischen Konversionspfaden* werden alle Verfahren zusammengefasst, die Biomassen mit einer Kombination aus Trennverfahren und katalytischen Umwandlungen in Energieträger umwandeln. Hierunter zählen vor allem die Verfahren zur Biodieselproduktion durch Umesterung oder Hydrierung (TRL 9). Neuartige Ansätze unter dem Begriff *Hybride Bioraffinerie* (TRL 1-3) verfolgen das Ziel, die Bereitstellung von regenerativen Kohlenstoffquellen durch eine Kombination von Biomasse und regenerativem Strom bzw. Wasserstoff darzustellen. Als Beispiel für diesen Konversionspfad kann hier die Prozesskette „SynBioPtX-Methanol“ angeführt werden, wobei die Erzeugung von Elektrolysewasserstoff als Input für die Synthese von Methanol aus biogenem CO₂ genutzt wird.

Aktueller Stand der Technologie

Anaerobe biochemische Konversionsprozesse sind die Basis für viele biotechnologische Verfahren, die zur Bereitstellung von Energieträgern (z. B. Biogas, Ethanol, Biobutanol) und stofflich genutzten Materialien eingesetzt werden. Im Bioenergiebereich tragen die Technologien Biogas mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan heute den maßgebend größten Anteil zur Stromerzeugung aus Biomasse bei. Biogas gilt als etablierte Technologie mit notwendigem Optimierungs- und Neuausrichtungsbedarf in einzelnen Prozessschritten. Als Stichworte für aktuelle Herausforderungen lassen sich u. a. nennen: Sektorenkopplung, bedarfsgerechte (Anlagen-)Flexibilität, Digitalisierung, Verwertung von Rest- und Abfallstoffen, Gesamteffizienz, Emissionsminderung.

Die *thermo-chemische Konversion* ist heute vor allem durch Technologien zur reinen Wärmeerzeugung geprägt. So ist der Großteil der biogenen EE-Wärmeerzeugung auf Holzfeuerungsanlagen unterschiedlicher Größenklassen zurück zu führen. Daneben gibt es als zweiten großen Bereich eine Reihe von KWK-Anwendungen in verschiedenen Leistungsklassen, deren bisheriger Fokus in der Regel die Strombereitstellung vor der Wärmenutzung ist. Im oberen Leistungsbereich dominieren unterschiedliche Kondensationskraftwerkstypen mit Wasserdampf- oder ORC-Prozessen. Im mittleren bis kleinen Leistungsbereich kommen verschiedene Biomassevergasertypen zum Einsatz, die mit einem BHKW zur KWK-Nutzung der gereinigten Gase gekoppelt werden. Im Zuge der EEG-Novellen 2014 und 2017 ist der Zubau neuer Anlagen bis auf wenige Ausnahmen fast zum Erliegen gekommen. Die thermo-chemische Vergasung mit anschließender KWK-Nutzung (Motor oder zukünftig auch Brennstoffzelle) hat sich in den Bereichen Standardisierung, Anwendungssicherheit, technische Reife und Emissionsschutz weiterentwickelt. Weitere Entwicklungen zur Flexibilisierung der Anlagen und der besseren Verwertbarkeit unkonventioneller Brennstoffe befinden sich in der Demonstration. Bei der Biomassevergasung bestehen relativ hohe Anforderungen an die eingesetzten Rohstoffe, weshalb auch Konditionierungsverfahren zur Modifikation der eingesetzten Biomassen untersucht werden. Kleine Vergasungsanlagen können sehr gut und schnell geregelt werden, aufgrund derzeit relativ hoher Investitionskosten ist die Marktrelevanz noch gering. Nach der Vergasung kann anstatt einer motorischen Nutzung auch eine Prozesskette zur Synthese von Energieträgern, z. B. Methan (SNG), erfolgen. Neben den klassischen Verbrennungs- und Vergasungsprozessen gibt es Konversionsverfahren sog. „Hydrothermalen Prozesse“ (HTP), die ebenso den thermo-chemischen Konversionspfaden zugerechnet werden. Der Entwicklungsstand dieser Technologieplattform befindet sich heute in Deutschland noch im Stadium der Demonstration.

Die *physikalisch-chemische Konversion* wird heute im Bereich Biokraftstoffe von der Biodieselproduktion (vorrangig auf Basis von Raps) dominiert. Aktuelle F&E-Ansätze zielen u. a. darauf ab, zukünftig vor allem über hybride Konversionsverfahren (Kombination von biomassebasierten und wasserstoffbasierten Konversionspfaden) flüssige Energieträger und biobasierte Kohlenwasserstoffe für die stoffliche Nutzung bereitzustellen. Dazu werden aktuell unterschiedliche Konzepte für *Hybride Bioraffinerien* konzipiert und weiterentwickelt. Der Bedarf für synthetische chemische Energieträger kann mit der Stromdirektnutzung kombiniert werden, indem

über Elektrolyse Wasserstoff produziert wird. Eine Reihe von bestehenden Anwendungen und Infrastrukturen sind aber nur bedingt für Wasserstoff geeignet, so dass eine Überführung in Kohlenwasserstoffe naheliegt. Dafür braucht es erneuerbare Kohlenstoffquellen, wie zum Beispiel prozessbedingte CO₂-Emissionen (z. B. Stahl- oder Zementherstellung), biomassebasierte CO₂-Emissionen bzw. direkte Einkopplung von Wasserstoff in Biomasseprozessketten (z. B. Biogasaufbereitungsanlagen). Verschiedene Konversionstechnologien bieten ideale Ansatzpunkte für eine Verknüpfung mit Power-to-X Konzepten, da in der Biomasse selbst nennenswerte Mengen Kohlenstoff gebunden sind und bei vielen Verfahren CO₂ als Nebenprodukt anfällt.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Es wird angenommen, dass die genutzte Bioenergie in den drei Sektoren Strom, Wärme, Kraftstoffe den derzeit jeweils vorherrschenden Mix aus den verwendeten fossilen Energieträgern verdrängt, auch wenn diese Annahme den Beitrag zur THG-Minderung wahrscheinlich überschätzt. Die angegebenen absoluten Beiträge zur Emissionsminderung sind nur innerhalb der einzelnen Sektoren zu betrachten und dürfen nicht kumulativ interpretiert werden. Unter diesen Prämissen betragen die max. THG-Minderungsbeiträge bis zum Jahr 2050 (spezifisch bzw. absolut): Strom 0,87 t CO₂/MWh bzw. 150 Mio. t CO₂, Wärme 0,22 t CO₂/MWh bzw. 11 Mio. t CO₂, Kraftstoffe 0,2 t CO₂/MWh bzw. 56 Mio. t CO₂.

Als eine Kennzahl zur Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials wird die inländische Wertschöpfung hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes betrachtet. Sie beträgt bezogen auf das Jahr 2050 im Stromsektor 13,2 Mrd. €, im Wärmesektor 1,2 Mrd. €, im Kraftstoffsektor 6,0 Mrd. €. Zudem ist mit Blick auf das Exportpotenzial und die internationale Aufstellung der deutschen Industrie deren Technologieführerschaft im Technologiefeld Bioenergie hervorzuheben, womit gute Absatzmöglichkeiten im Ausland gegeben sind.

F&E-Empfehlungen

Kurz- bis mittelfristig ist bei der *Biochemischen Biomassekonversion* weiterhin das Innovationspotenzial für eine flexible Strom- und Wärmebereitstellung zu forcieren. Herausforderungen bestehen bei der Prozessüberwachung und -kontrolle für eine flexible Biogasproduktion und in der Erweiterung des Flexibilitätsbereichs der Anlagen (Integration in Energiesystem und -netze und in Steuerungs- und Vermarktungsmodelle). Weiterhin müssen effektive Techniken und Prozesse zur Aufbereitung, Umwandlung und Nutzung von Rest- und Abfallstoffen weiterentwickelt werden, um z. B. Fragen der Stabilität der Betriebsführung auch bei Schwankungen der Substratqualität und -verfügbarkeit zu adressieren. Um Anforderungen hinsichtlich Effizienzsteigerung und Emissionsminderung gerecht zu werden, sind Methoden/Techniken zur Messung/Überwachung und Minderung von Emissionen weiterzuentwickeln sowie die Prozesssensorik und -steuerung zu optimieren (inkl. Automatisierung). Außerdem ist eine infrastrukturelle Integration von Biogasanlagen anzustreben, womit insbesondere auch eine bessere Kombination energetischer und stofflicher Nutzungsstrategien ermöglicht wird.

Thermo-chemische Konversionsanlagen werden künftig häufiger mit solarthermischen Anlagen, Anlagen zur Nutzung der Umgebungswärme oder mit mikrobiellen Biomethanerzeugungsanlagen verbunden. Dazu ist die Erforschung und Entwicklung von Systemreglern (Prognoseverfahren, Algorithmen, Modelle) zur flexiblen Integration in erneuerbare Versorgungskonzepte notwendig. Generell besteht bei Vergasungstechnologien Forschungs- und Entwicklungsbedarf in den Bereichen Wärmerückführung, Minimierung von Aufbereitungsverlusten und Verbesserung der Gasreinigung. Mit Blick auf die Anforderungen des Stromsystems sollten technische Lösungen für regelbare und örtlich kombinierbare Systeme (Flexibilisierung der KWK-Systeme, Stabilisierung der fluktuierenden Stromerzeugung bei stimmigem Wärme-konzept) vorangetrieben werden. Erforderlich sind auch Forschungen zur Steigerung der Anlagen-/Prozesstoleranz hinsichtlich Rohstoffvarianz (z. B. Rest-/Abfallstoffe) und schwankenden Rohstoffparametern (z. B. höhere Asche- oder Wassergehalte). Die Forschung zur Entwicklung von zum Verbrennungsmotor alternativen Technologien sollte intensiviert werden (z. B. Erhöhung und Stabilisierung der Gasqualitäten), wodurch mittels optimierter Technologien eine höhere elektrische Effizienz und eine Kostensenkung, insbesondere bei der Biomasse-Vergasung erreicht werden können. Maßnahmen zur Emissionsminderung (z. B. auch katalytische Verfahren) sind zu fördern, um staub- und gasförmige Schadstoffemissionen zu reduzieren. Schließlich sollte im Sinne der infrastrukturellen Anbindung der Technologie auch die F&E-Aktivität für Wärmenetze und Wärmespeicher intensiviert werden, da hierdurch eine Erhöhung der KWK-Nutzungsgrade aus der Biomasse-Verstromung ermöglicht wird.

Im Bereich der *physikalisch-chemischen Konversion* vor allem im Feld der *Hybriden Bioraffinerien* besteht ein Förderbedarf für Vorhaben, die einzelne Konversionstechnologien und effiziente Trennverfahren so miteinander kombinieren, dass sich synergistische Effekte durch eine hohe Prozessintegration ergeben. Durch die Förderung von aussichtsreichen Konzepten in Pilot- und Demonstrationsvorhaben für solcherart integrierte bzw. hybride Bioraffinerien ist insbesondere mit Effizienzsteigerungen, Emissionsminderungen sowie Kostenreduzierungen zu rechnen. Großer Förderbedarf besteht hierbei u. a. für Vorhaben und Konzeptentwicklungen, die lastflexible Fahrweisen bezogen auf den Stromverbrauch von Bioraffinerien ermöglichen. Förderungswürdig erscheinen auch Vorhaben, die die Verbesserung und den Umbau von Energieinfrastrukturen für flexible erneuerbare Energieträger zum Ziel haben. Effizienzsteigerungen im Bereich der Rückverstromung von chemischen Energieträgern sind zwingend notwendig, um den Gesamtwirkungsgrad zu erhöhen. Zentraler Forschungsbedarf besteht in der Kopplung von Vergasungs- und Pyrolyseprozessen sowie biologischen Prozessen (Biogas- und Bioethanolanlagen) mit Syntheseprozessen zur Erzeugung von Plattformchemikalien und Energieträgern (u. a. Methan, Methanol, höhere Kohlenwasserstoffe, Alkene). Weiterer Förderbedarf besteht für die Nutzung von CO₂ aus etablierten Industrieprozessen. Hier sollte insbesondere ein Programm für kleine und mittlere Unternehmen, bei denen CO₂-reiche Abgasströme auftreten, aufgesetzt werden. Außerdem sind hydrothermale Prozesse von Bedeutung, die vielfältige Rest- und Abfallstoffe aufbereiten können, so dass diese in Vergasungs- und Pyrolyseprozessen eingesetzt werden können.

4.2 1.2 Tiefengeothermie

Grundlage dieser Zusammenfassung: Heumann, A.; Huenges, E. (2017): Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie.

Definition des Technologiefeldes

Mit der im Erdinneren gespeicherten Wärme erschließt die Geothermie eine kontinuierlich verfügbare und regulierbare Energiequelle. Dabei wird Wärmeenergie mit einem Trägerfluid über Bohrungen zur Erdoberfläche gefördert und dort direkt oder nach Änderung des Temperaturniveaus flexibel für die Wärme-, Kälte- oder Stromerzeugung bereitgestellt. Die Technologien zur Nutzung der Tiefengeothermie erfordern in der Regel jeweils mindestens eine Förder- und eine Schluckbohrung, die bedarfsgerecht Energie mit ausreichender Temperatur aus einer tiefen Erdwärmelagerstätte erschließt. Durch die Förderbohrung wird das heiße Thermalwasser an die Oberfläche transportiert, dort die Energie in der Regel mit einem Wärmeübertrager an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser über die Schluckbohrung in die Lagerstätte zurückgeführt. Die Nutzungsmöglichkeiten geothermischer Energiequellen (für den Temperaturbereich $>20\text{ °C}$) sind wesentlich abhängig von den geologischen Standorteigenschaften.

Bei den in Deutschland verfügbaren 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. Die Wärmegewinnung aus hydrothermalen Niedertemperaturlagerstätten ($<100\text{ °C}$) zählt in Deutschland zu den traditionellen Nutzungsformen, z. B. zur Beheizung von Gebäuden und Schwimmbädern oder zur Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie. Zum überwiegenden Teil existieren Lagerstätten mit Übergängen von hydro- zu petrothermalen Systemen, die mit Hilfe des sogenannten Enhanced-Geothermal-Systems-(EGS)-Konzepts wirtschaftlich genutzt werden.

Für den Fall, dass die Bohrungen keine ausreichenden Fließraten der eingesetzten Fluide zulassen, wurden Stimulationsmaßnahmen entwickelt. Stimulation bezeichnet die Erhöhung der Permeabilität des geothermischen Reservoirs durch geeignete mechanische (z. B. hydraulische Stimulation), chemische (z. B. Säuerung) oder thermische Maßnahmen (z. B. Kaltwasserinjektion). Erst bei Bohrtiefen von in der Regel über 1.000 m sind im Untergrund Temperaturen größer 50 °C zu erwarten, sodass Heizwärme direkt über einen Wärmeübertrager ausgekoppelt werden kann.

Einen Sonderfall der tiefen Erdwärmennutzung bilden tiefe Erdwärmesonden. Eine Erdwärmesonde ist eine geschlossene Bohrung, aus der ausschließlich konduktiv zugeführte Wärme aus dem Erdreich gefördert wird. Wegen ihrer geringen Effizienz und Wirtschaftlichkeit werden tiefe Erdwärmesonden nur in Ausnahmefällen eingesetzt.

Aktueller Stand der Technologie

In der Tiefengeothermie wurden in jüngerer Vergangenheit wichtige Fortschritte erzielt, z. B. in der Erkundung von Reservoirs, wodurch es heute möglich ist, verschiedene Standorte für die Bereitstellung von Wärme und/oder Strom erfolgreich

zu erschließen. Die Entwicklung von Projekten zur Nutzung geothermischer Systeme für die Wärmebereitstellung ist im Wesentlichen an vier Kriterien geknüpft: (1) es müssen nachweislich geeignete geologische Bedingungen vorhanden sein; (2) es besteht ein ausreichender und langfristig planbarer Wärmeabsatz sowie die Möglichkeit zum Anschluss an ein Wärmeverteilnetz; (3) das Fündigkeitsrisiko ist betriebswirtschaftlich tragbar und die Projektfinanzierung ist mit den hohen Anfangsinvestitionen, der langen Umsetzungsdauer und der langen Projektlaufzeit darstellbar; (4) es kann die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung gewonnen werden. Gemessen an diesen Kriterien bestehen gegenwärtig insbesondere im Süddeutschen Molassebecken im Großraum München gute Voraussetzungen für eine erfolgreiche Projektentwicklung. Im Oberrheingraben, welcher trotz eines erheblichen Potenzials bislang nur über eine geringe Anzahl von tiefengeothermischen Anlagen verfügt, ist die Akzeptanz der Bevölkerung und der Entscheidungsträger eher verhalten und der Zugang zu einer geeigneten Wärmeinfrastruktur (Wärmenachfrage und Verteilnetz) schwierig. Das Norddeutsche Becken, welches prinzipiell über das größte Potenzial verfügt, ist bislang nur durch einzelne Anlagen für die Wärmebereitstellung erschlossen.

Neben der lokalen Nutzung der im Thermalwasser enthaltenen Wärme beispielsweise in Heilbädern und zur Gebäudeheizung (im Sinne von Nahwärme) stellt die Belieferung von Fernwärmenetzen heute die vorrangige Nutzung tiefer geothermischer Reservoirs dar. Die Nutzung der Thermalwasserwärme zur Wandlung in Strom wird derzeit an acht Standorten verfolgt, wobei überwiegend ein- und zweistufige Organic-Rankine-Cycle (ORC) Kraftwerke zum Einsatz kommen. Die Stromerzeugung stellt am Großteil der Standorte eine Ergänzung zur Wärmebereitstellung dar. Eine reine Stromerzeugung ist bislang nur an drei Standorten realisiert. Neben der Nutzung der im Untergrund natürlich vorhandenen Wärme, ist die Speicherung von Wärme/Kälte in sogenannten Aquiferspeichern (Porenspeicher in Gesteinsschichten, aus denen das Grundwasser durch eingepresstes Erdgas verdrängt wurde) eine weitere Anwendungsoption geothermischer Systeme. Da Aquiferspeicher mit Kapazitäten von bis zu 10 GWh ausgeführt werden können, ist eine saisonale Speicherung thermischer Energie möglich. Die Nutzung von Aquiferspeichern zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte ist insbesondere in Ballungsgebieten von Interesse, da geeignete Abnehmerstrukturen überwiegend in größeren Städten zu finden sind. Aquiferspeicher sind in Deutschland bislang erst an drei Standorten realisiert.

Bei den bislang erprobten tiefengeothermischen Anlagen handelt es sich überwiegend um hydrothermale Systeme, die keine Stimulationsmaßnahmen erfordern und bereits die Kommerzialisierung erreicht haben (TRL 7-9). Daneben existieren hydrothermale Systeme, deren Wirtschaftlichkeit nur durch EGS erreichbar ist; ihre technologische Reife entspricht gegenwärtig dem Entwicklungsstadium Demonstration (TRL 6-7). Petrothermale Systeme, die in Deutschland das größte geothermische Potenzial ausmachen und ausschließlich als EGS erschlossen werden können, befinden sich national noch in der Technologieentwicklung (TRL 4). Die Aquiferspeicherung hat einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand erreicht (Technologieentwicklungsstadium TLR 7-9), sodass vorrangige weitere Entwicklungsaufgaben im Bereich der System- und Betriebsoptimierung liegen.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Auf Basis des Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) und des gegenwärtigen Brennstoffmixes für die Erzeugung von Fernwärme (UBA 2014) erfolgt ein überschlägiger Vergleich zu Referenztechnologien: Unter der Annahme, dass die geothermische Stromerzeugung vornehmlich Grund- und Mittellaststrom aus Stein- und Braunkohle substituiert und geothermische Wärme zu 100 % Fernwärme mit dem momentanen fossilen Brennstoffmix für die Erzeugung substituiert, können unter Berücksichtigung der nationalen Marktpotenziale im Jahr 2050 insgesamt 25 - 28 Mio. t CO₂-Äq.-Emissionen vermieden werden.

Im Jahr 2012 lag die in Deutschland generierte Bruttowertschöpfung durch tiefegeothermische Anlagen im Bereich von 40 %, mit einem erheblichen Anteil an lokalen Bauleistungen. Die insgesamt ermittelte Wertschöpfung (Strom und Wärme kombiniert) steigt bezüglich des nationalen Zubaus im Zeitraum 2041-2050 bis auf insgesamt 1 Mrd. €/Jahr an. Unter der Annahme einer ebenfalls für den globalen Markt gültigen Bruttowertschöpfung von 40 %, könnte in Deutschland aufgrund des extremen Zubaus internationaler Produktionsvolumina bereits im Zeitraum 2031-2040 eine zusätzliche Wertschöpfung aus dem globalen Welthandel im Bereich von 9 Mrd. €/Jahr erreicht werden. Ermöglicht wird dies auch dadurch, dass die Aufstellung der deutschen Industrie in diesem Technologiefeld insgesamt als technologieführend und wettbewerbsfähig einzustufen ist.

F&E-Empfehlungen

Im Süddeutschen Molassebecken, wo tiefegeothermische Anlagen heute bereits eingesetzt werden, sollte der Schwerpunkt auf projektbegleitende Maßnahmen zur Langzeitbeobachtung, Betriebsoptimierung und Kostenreduktion gelegt werden. Ergänzend dazu sollten auch Potenziale zur Effizienzsteigerung der Geothermiesysteme untersucht und deren technische Umsetzung weiterentwickelt werden (z. B. Erhöhung der Schüttungsrate, Absenkung der Rücklauftemperaturen, indirekte Nutzung mit Großwärmepumpen, Wärmeübergänge). Die Entwicklung tiefegeothermischer Anlagen im Oberrheingraben geht bisher vergleichsweise langsam voran. Notwendige Forschungsthemen beziehen sich auf den Thermalwassertransport und mikro-seismische Aktivitäten, insbesondere mit Blick auf die Wärmeversorgung in urbanen Gebieten. Die Realisierung tiefegeothermischer Anlagen im Norddeutschen Becken beschränkt sich bisher auf einzelne Standorte mit bekannter Geologie und vorhandenen Heiznetzen. Für eine weiträumigere Entwicklung sind grundlegende Forschungsfragen z. B. zur Vermeidung von unkontrollierten Ausfällungen im Reservoir und zur hydraulisch dauerhaften Reservoirnutzung zu beantworten.

Regionenübergreifend bestehen F&E-Bedarfe in den Bereichen Erkundung, Erschließung, Reservoirmanagement, Fluidförderung und Energiebereitstellung sowie bezogen auf gesellschaftliche Akzeptanz und Rahmenbedingungen:

Im Bereich Erkundung sind belastbare Prognosen der geologischen Gegebenheiten für eine größere Anzahl von Standorten erforderlich. Speziell die Eignung des Untergrunds zur langfristigen Nutzung für den jeweiligen Anwendungsfall ist unter Anwendung geeigneter Modellierungswerkzeuge zu bewerten (Berücksichtigung hyd-

raulisch-mechanischer und thermisch-chemischer Kopplungen; 3-dimensionale Prozess-Abbildung). Die Qualität der erhobenen Daten kann durch die integrierte Anwendung verschiedener Explorationsmethoden deutlich gesteigert werden. Unterstützungswürdig sind die Bestrebungen, öffentlich zugängliche systematische Datenkataloge zu erstellen (mit Informationen zu Untergrund, geothermischem Fluid und technischen Daten bestehender Anlagen, z. B. Produktivitäten oder Pumpleistungen). Dies würde helfen, die Anlagengestaltung und Betriebsführung schneller und kostengünstiger zu planen bzw. anzupassen. Bei der Aquiferspeicherung liegen Entwicklungsaufgaben vorrangig im Bereich der System- und Betriebsoptimierung. Für die Planung werden auch Daten zur Fluidzusammensetzung, -wechselwirkungen und thermophysikalischen Stoffeigenschaften benötigt. Sie bilden die Basis für die Wahl standortspezifischer Maßnahmen zur Verhinderung von Betriebsrisiken durch Korrosion und Ausfällungen. Kenntnisse über die thermophysikalischen Eigenschaften geothermischer Fluide liegen im Falle komplexerer Mischungen nicht vor, sind jedoch für die Planung und den Betrieb der Geothermieanlagen wichtig. Die Kalibrierung der Rechenmodelle beispielsweise zur Planung von Anlagen erfordert Daten, die auf Laborexperimenten basieren. Zur Entwicklung tiefengeothermischer Standorte sind weitere Aktivitäten zur hydraulischen Reservoirstimulation notwendig. Da mehrere tiefengeothermische Anlagen in der Vergangenheit im Zusammenhang mit der unbeabsichtigten Auslösung mikroseismischer Aktivitäten standen, sollten die Entwicklung und Umsetzung umweltschonender Konzepte zur Stimulation geothermischer Reservoirs im Rahmen internationaler Demonstrationsvorhaben unterstützt werden. Die Entwicklung geeigneter Monitoringkonzepte ist wichtig, da geothermische Systeme während des Betriebs ständigen Veränderungen unterliegen. Heutige Reservoirmodelle bilden thermische, hydraulische und mechanische Prozesse im Untergrund gekoppelt ab, zukünftig sollten geochemische Prozesse ergänzt werden. Im Bereich Anlagentechnik sind Weiterentwicklungen im Hinblick auf deren Effizienz notwendig. Dies betrifft insbesondere die zur Fluidförderung genutzten Tiefpumpen. F&E-Aktivitäten sollten verlässliche und effiziente Pumpen für verschiedene Standortbedingungen adressieren.

Bei Stromerzeugungsanlagen ist die Anpassung des Kraftwerkskreislaufs an die Wärmequelle sowie die am Standort realisierbare Wärmesenke ein wichtiges Effizienzkriterium. Weiterentwicklungen sind hier im Bereich der Turbinen- und Anlagenwirkungsgrade, insbesondere mit Blick auf variable Betriebsbedingungen, zu erwarten. Effizienzsteigerungen erfordern auch die Anpassung der Wärmeverteilnetze und -abnehmer an die Energiebereitstellung (z. B. dezentrale Niedertemperatur-Wärme- und Kältenetze gekoppelt mit entsprechenden Speichermöglichkeiten). Um Akzeptanz und Vertrauen in tiefengeothermische Anlagen zu fördern sind weiter gefasste Akzeptanzanalysen erforderlich, welche neben der Bevölkerung auch öffentliche und private Entscheidungsträger einbinden. Die Entwicklung geeigneter Kommunikationsstrategien ist ebenfalls notwendig. Bei der Erschließung von Ballungsräumen sind organisatorische und auch rechtliche Fragestellungen zu lösen (Untergrundnutzung unter Wahrung des vorsorgenden Schutzgutansatzes, z. B. bzgl. Klima und Umwelt).

4.3 1.3 Photovoltaik

Grundlage dieser Zusammenfassung: Philipps, S. P.; Bett, A. W.; Rau, B.; Schlattmann, R. (2017): Technologiebericht 1.3 Photovoltaik.

Definition des Technologiefeldes

Photovoltaik (PV) ist die Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie aus Licht mittels des (inneren) Photoeffektes in Halbleiter-Strukturen. Die derzeit führende PV-Technologie stellt die *kristalline Silicium-Technologie* (c-Si) dar. Eine weiterentwickelte Version sind Stapelzellen auf Si-Basis. Für die deutsche Photovoltaik-Industrie spielt zudem die *Dünnschichttechnologie* eine wichtige Rolle. Weitere PV-Technologien bilden die sogenannten *III-V Mehrfachsolarzellen* (Verbindungen aus der III. und V.-Hauptgruppe des Periodensystems) und die *Organischen sowie Perowskite-Solarzellen*.

Aktueller Stand der Technologie

Die PV-Technologie stellt heute eine der wichtigsten Erneuerbaren Energietechnologien dar. Ende 2017 waren in Deutschland PV-Anlagen mit einer maximalen Leistung von etwa 43 GW installiert, die rund 7 % des Nettostromverbrauchs erzeugten. Deutschland nimmt sowohl in der Technologieentwicklung als auch der installierten Leistung einen internationalen Spitzenplatz ein. Die Stromgestehungskosten für PV-Strom sind vergleichbar mit Onshore-Windstrom und deutlich niedriger als Offshore-Windstrom. Im Vergleich zu konventionellen fossilen und nuklearen Bestandskraftwerken liegen sie aktuell noch höher, für Neubauten gilt dies jedoch nicht mehr unbedingt. Das Kostensenkungspotenzial bei PV-Strom ist auch weiterhin groß. Durch internationales Marktwachstum (Skaleneffekte) und technische Innovationen scheint eine Halbierung der Systemkosten bis 2050 erreichbar.

Solarzellen und Module

Über 90 % aller installierten Module bestehen aus *mono- oder multi-kristallinem Silicium* (c-Si) (TRL 7-9). Kristalline Si-Solarzellen haben heute Laborwirkungsgrade von 22,3 (multi-c-Si) bis 26,7 (mono-c-Si) Prozent erreicht, woran die deutsche Forschung einen maßgeblichen Anteil hat. Verbessert werden konnte auch der Si-Materialeinsatz (heute nur noch 6 g/Wp) durch höhere Wirkungsgrade und dünnere Wafer. Die Energierücklaufzeit ist auf aktuell 1,3 Jahre gesunken. Si-Modulwirkungsgrade konnten inzwischen auf 16- 22 % erhöht werden, die erwartete Lebensdauer von 20 auf 30 Jahre ausgedehnt werden. *Stapelsolarzellen* (TRL 4) sind aus zwei oder mehreren unterschiedlichen Materialien mit Halbleiter-Übergängen zusammengesetzt. Es gibt verschiedene Halbleitermaterialien, die als Oberzelle(n) auf c-Si-Solarzellen aufgebracht werden können (amorphes Silicium, Perowskite, Chalkopyrite). In jüngerer Zeit wurden erfolgreiche Experimente mit III-V-Halbleitern auf c-Si durchgeführt. Beispielsweise wurde mit einer Dreifachsolarzelle auf c-Si ein Wirkungsgrad von etwa 33,3 % erreicht. *Dünnschichtmodule* (Cadmiumtellurid - CdTe und Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid - CIGS) (TRL 3-9) benötigen in der Herstellung weniger Material und Energie. Derzeit sind etwa 8 % aller installierten Anlagen mit diesem Absorbermaterial ausgestattet. Mit 21 % bzw. 22,6 % Laborwir-

kungsgrad haben CdTe und CIGS große technische und wirtschaftliche Potenziale und sind daher interessant als potenzielle Konkurrenz von multi-c-Si. Bei CIGS ist Deutschland technisch sehr gut aufgestellt, bei CdTe ist die Frage einer Umweltgefährdung durch das Cadmium noch nicht endgültig entschieden. Weitere aktuelle Forschungsthemen betreffen Verbesserungen der Chalkopyrit-Technologie und Entwicklungen im Bereich Bauwerkintegrierte Photovoltaik (BIPV). Zusätzlich zu den etablierten Dünnschichttechnologien werden auch einige andere Ansätze verfolgt, etwa Solarzellen aus dünnen Siliciumschichten auf Glas und die Verwendung von hocheffizienten GaAs-Solarzellen (Galliumarsenid). *Drei- und Mehrfachsolarmodule aus III-V-Halbleitern* (TRL 4-9) haben schon seit längerem die höchsten Wirkungsgrade erreicht, im Labor 46 % und im Modul ca. 39 %. Diese Technologie hat sich im Weltraum als Standard durchgesetzt. Auf der Erde können sie in sogenannten Konzentratormodulen in Gegenden mit viel direkter Solareinstrahlung eingesetzt werden. Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen jedoch die Kosten noch weiter gesenkt werden. *Organische Solarzellen* (TRL 4-7) aus organischen Halbleitergemischen können mit Drucktechniken auf dünne Substrate als Einfach- oder Mehrfach-Solarzellen aufgebracht werden. Ihre Wirkungsgrade liegen derzeit bei etwa 12 %.

PV-Fertigungs- und Anlagentechnik sowie Produktionsmittel (TRL 7-9)

2014 war Deutschland mit einem Marktanteil von ca. 50 % führend im PV-Anlagenbau, seither ist höchstens von einem geringen Rückgang auszugehen. Innovationen auf Zell- und Modulebene müssen durch den Anlagenbau in die Produktion gebracht werden. Somit deckt sich der Stand der Technik in dieser Kategorie zum großen Teil mit den oben genannten Aspekten. Schwerpunkte des deutschen Anlagenbaus liegen sowohl in der c-Si als auch der CIGS-Technologie. Gemeinsam von Industrie und Forschungsinstituten wird an effizienteren Produktionstechnologien gearbeitet.

Systemtechnik (TRL 7-9)

PV-Wechselrichter erreichen derzeit Wirkungsgrade von ca. 98 %, bei Kosten von etwa 10 Ct./Wp. Neben der Netzeinspeisung von PV-Energie können sie auch zur Steuerung lokaler Energiespeichersysteme genutzt werden und zukünftig verstärkt zur Spannungsstabilisierung im Stromnetz und zur Erhöhung der Übertragungskapazität beitragen. *Photovoltaische Kraftwerke* sind in Deutschland mittlerweile leistungsfähige und zuverlässige Stromlieferanten. Angesichts ihrer langen Betriebszeiten (mind. 20 Jahre) ist hier v.a. noch an Qualitätssicherung und Monitoring zu arbeiten. Da die PV-Kraftwerke zunehmend in den Netzbetrieb und die Sicherstellung der Netzstabilität eingebunden werden, wird der *Netzanbindung* eine zunehmende Bedeutung beigemessen. So müssen PV- und Batteriewechselrichter zunehmend auch netzbildend agieren, um konventionelle Kraftwerke zu unterstützen und diese auch langfristig zu ersetzen.

Angrenzende Technologien (TRL 4-8)

Im Zusammenhang mit der Entwicklung energieeffizienter und mit erneuerbaren Energien versorgter Gebäude wird auch die Forschung an *Bauwerkintegrierter Photovoltaik* vorangetrieben. Dabei stehen insbesondere mögliche Kombinationen der energieerzeugenden Solarmodule und den Funktionselementen der Gebäudehülle im

Fokus, welche sicher und effizient sind und zudem geeignete bzw. ansprechende Designkonzepte ermöglichen.

Recycling von Modulen und Wertstoffen (TRL 7)

Bei dem noch jungen Technologiefeld mit langen Lebensdauern haben Entsorgung und Recycling alter Anlagen bisher noch keine große Rolle gespielt. Das wird sich aber mit wachsender Verbreitung von PV-Anlagen und auch im Zusammenhang mit Repowering, also dem Ersatz älterer PV Anlagen durch neuere Module, ändern. Verfahren für das Recycling von Modulen und den enthaltenen Wertstoffen existieren bereits und es wird davon ausgegangen, dass kommerzielle Anlagen zum Recycling bereits ab dem Jahr 2020 existieren. Generell ist in Bezug auf Nachhaltigkeitsfragen jedoch in der gesamten Prozesskette noch F&E-Arbeit zu leisten.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

In Deutschland ergeben sich unter Berücksichtigung der Bandbreite der prognostizierten PV-Stromerzeugung für ein Szenario mit 80 % Gesamt-CO₂-Reduktion bzw. 95/90 % Gesamt-CO₂-Reduktion (jeweils bezogen auf das Referenzjahr 1990) Emissionsminderungspotenziale zwischen 4 und 112 Mio. t CO₂-äq./Jahr (80%-Szenario) bzw. zwischen 15 und 183 Mio. t CO₂-äq./Jahr (95%-/90%-Szenario) im Jahr 2050.

Der Umsatz der Photovoltaikbranche in Deutschland betrug im Jahr 2014 2,21 Mrd. €, die Zahl der Beschäftigten 38.300. Der Exportanteil ist in der PV-Industrie vergleichsweise hoch und liegt meist zwischen 50 und 90 %. Im Installations- und Dienstleistungssegment haben deutsche Firmen einen Marktanteil von nahezu 100 % am deutschen Markt. Letztlich treibt der heimische PV-Ausbau die ökonomische Entwicklung, und rückläufige Installationen in Deutschland führen zu rückläufiger Beschäftigung. Die direkte Errechnung der inländischen Wertschöpfung ist komplex und erfordert für eine Prognose die Abschätzung der zukünftigen Bedeutung der deutschen Produktionsanlagen-Fertigung. Für das Jahr 2020 würde sich bei den derzeitigen inländischen Marktanteilen eine zusätzliche inländische Wertschöpfung für den nationalen PV-Markt zwischen 1 und 8,5 Mrd. Euro ergeben (80%-Szenario).

F&E-Empfehlungen

Die *Solarzellen und Module* betreffend besteht weiterer F&E-Bedarf bei nahezu allen Technologieansätzen. C-Si-Zellen/Module sollten zu höheren Wirkungsgraden geführt werden, z. B. durch neuartige Zellstrukturen mit geringeren optischen und elektrischen Verlusten, extrem dünne Beschichtungen zur Verbesserung der Oberflächeneigenschaften, Verbesserung der Siliciummaterialeigenschaften und Photonenmanagement. Wichtig sind auch Fortschritte bei der Einsparung und Substitution von kostentreibenden Materialien (z. B. durch kostenreduzierte Herstellung von solar-grade-Silicium, sägefreien Wafertechnologien, Prozessierung dünnerer und ultradünner Si-Wafer, Ersatz von Silber als Leitmaterial). In der Produktionstechnologie ist die Entwicklung kostengünstiger hochproduktiver Techniken (thermische, nass- und plasmachemische, hochgenaue laser- und druckbasierte Verfahren) voranzutreiben. Die Modultechnologie betreffend sind wichtige F&E-Ziele eine Reduktion

der Material- und Systemkosten, z. B. durch die Entwicklung von Hochleistungsmodulen mit hohem Flächenertrag, verlustarme elektrische Verschaltungsmethoden und optisch effiziente Einkapselung, sowie gesteigerte technische Lebensdauern der Module für neue PV-Technologien. Bei den Stapelsolarzellen muss u. a. ein höherer Wirkungsgrad erreicht werden (Standard-Silizium-Solarzellen in Kombination mit anderen Halbleitern, Entwicklung der III-V Halbleiter und der Perowskite).

Hinsichtlich der Dünnschichtmodule bedarf es einer Weiterentwicklung von Skalierungseffekten, effizienterer Produktionstechnologien, Verringerung des Materialeinsatzes, Umsetzung der hohen Laborwirkungsgrade in die Modulproduktion, direkter Gebäudeintegration und alternativer Substrate (Polyimid- und Stahlfolien) für die Rolle-zu-Rolle-Prozessierung. Für die Verbesserung der III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module muss an Solarzellenstrukturen für höchste Leistungsdichten, an kostengünstigen industriellen Fertigungstechnologien (Solarzellen und konzentrierende Optik), an der Anpassung von Konzentratoroptik und Solarzelle und an höheren Wirkungsgraden gearbeitet werden. Bei den Organischen Solarzellen und Modulen bestehen insbesondere noch folgende Herausforderungen in der F&E: Evaluierung neuer (aus der Flüssigphase prozessierbarer) Halbleitersysteme mit verbesserter Anpassung an das Solarspektrum und optimierten Ladungstransporteigenschaften, Verbesserung bestehender kostengünstiger Zellkonzepte und organischer Tandemsolarzellen, angepasste Produktionstechnologien wie z. B. Rolle-zu-Rolle-Verfahren, Verkapselung, insbesondere flexibler Solarzellen.

Zukünftige F&E zur *PV Invertertechnologie* sollte angepasste Wechselrichterlösungen zur Optimierung der Lastflüsse zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Speichern in den Fokus nehmen. Wichtig ist auch eine Steigerung der Zuverlässigkeit und der Lebensdauer von Wechselrichtern auf das Niveau von PV Modulen.

Im Bereich *PV Kraftwerke und Systemtechnik* sollten F&E-Vorhaben gefördert werden, die zu präziseren Leistungs- und Ertragsprognosen von PV Kraftwerken, zur Steigerung der Performance Ratio (insbesondere für neue PV Technologien), zur Optimierung des Erzeugungs-, Speicher-, und Lastmanagements im Verteilnetz und zur Technologieentwicklung zur Senkung der Systemkosten (bei Material, Montage, Wechselrichter, allgemeiner Elektroinstallation, sowie bei Wartung und Zustandsdiagnose von Solarkraftwerken) beitragen.

Zur Weiterentwicklung der *Bauwerkintegration von PV* muss an multifunktionalen Fassadenelementen und neuen Ansätzen zur Verschaltung der Module zur Gebäudeintegration gearbeitet werden. Neben der Entwicklung anwendungsspezifischer Modultechnologien und -designs sind dabei auch geeignete architektonische, regulatorische und finanztechnische Rahmenbedingungen von Bedeutung.

Im Bereich *Recycling von Modulen bzw. darin enthaltenen Wertstoffen* besteht einerseits F&E Bedarf zur Reduktion von Material- und Energieeinträgen bei der Herstellung in der gesamten Wertschöpfungskette, andererseits zur Entwicklung neuer Wiederverwertbarkeitsoptionen der photovoltaischen Elemente und Materialien.

4.4 1.4 Solare Wärme und Kälte

Grundlage dieser Zusammenfassung: Giovannetti, F.; Kastner, O.; Lampe, C.; Reineke-Koch, R.; Park, S.; Steinweg, J. (2017): Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte.

Definition des Technologiefeldes

Das Technologiefeld beschreibt die Niedertemperatur- (bis max. 200 °C) Wärme- und Kälteerzeugung mit Hilfe solarthermischer Anlagen, untergliedert in *Thermische Kollektoren, Wärme- und Kältespeicher* und *Systemtechnik*.

Thermische Kollektoren (TRL 2-9) ermöglichen die direkte Gewinnung von Wärme aus Strahlungsenergie. Die absorbierte Wärme wird an ein Übertragungsmedium abgegeben, das im Solarkreis zirkuliert und eine Wärmesenke bedient. Die am Markt erhältlichen Produkte können je nach Aufbau und Betriebstemperaturen in drei Kategorien (a) unabgedeckte, (b) Flach- und (c) Vakuumröhren-Kollektoren klassifiziert werden: Bei unabgedeckten Kollektoren wird auf eine thermische Isolierung des Absorbers verzichtet. Flachkollektoren schützen den Solarabsorber durch ein Gehäuse mit einer transparenten Abdeckung und rückseitiger Dämmung gegen Umwelteinflüsse und Wärmeverluste. In Vakuumröhren-Kollektoren ist der Strahlungsabsorber in einem evakuierten röhrenförmigen Gehäuse platziert. Für Temperaturen bis über 200 °C werden konzentrierende Kollektorsysteme, vor allem linienfokussierende Systeme (z. B. Fresnel-Reflektoren- oder Parabolrinnen-Kollektoren) verwendet.

Bei *Wärme- und Kältespeichern* (TRL 1-9) wird zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern unterschieden. Erstere dienen dem Ausgleich von solarem Dargebot und Wärmenachfrage auf (Mehr-)Tagesbasis. Das verbreitetste Speichermedium für Wärme ist derzeit Wasser. Zusätzlich werden Feststoffe wie Kies und Erdreich eingesetzt. Im Gebäudebereich können vorhandene Bauteilmassen als Speicherkapazität erschlossen werden. Latentwärmespeicher nutzen auch Schmelz- und Verdampfungswärme und können so spezielle Temperaturbereiche effizienter und verlustärmer bedienen als Wasserspeicher. Thermochemische Speicher haben das größte Potenzial hinsichtlich der Erhöhung der Speicherdichte und der Minimierung thermischer Verluste, vor allem bei der Langzeitspeicherung.

Die zentrale Aufgabe der *Systemtechnik* (TRL 3-9) ist die Steuerung und Regelung der Anlage (inkl. Funktions- und Ertragskontrolle). Die Art, der Umfang und die Komplexität der Systemtechnik unterscheiden sich stark je nach betrachteten Systemen und Anwendungen. Unter Systemtechnik sind auch alle Aspekte der Integration solarer Wärme in die übergeordneten Versorgungsstrukturen zu verstehen.

Bei den Anwendungsbereichen solarer Wärme- und Kälte-Technologien ist zunächst die *dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung* als traditionelles und am Markt etabliertes Einsatzgebiet zu nennen. Hier kommen Flach- und Vakuumröhren-Kollektoren zum Einsatz. Besonders effizient ist eine Integration in Wärmepumpen-basierte Versorgungssysteme, wobei günstigere unabgedeckte thermische oder Strom und Wärme erzeugende photovoltaisch-thermische (PVT) Kollektoren verwendet werden können. Im Zuge einer *netzgekoppelten Wärmeerzeugung* kann

Solarthermie auch in Nah- und Fernwärmenetze integriert werden. Solarthermische Anlagen können Wärme auf einem durchschnittlichen Temperaturniveau zwischen 80 und 120 °C liefern. Ein noch zu erschließendes Marktsegment stellt die solare Wärmeerzeugung zur Unterstützung von industriellen Prozessen dar (*Prozesswärme*). Neben der typischen Einbindung des flüssigen Wärmeträgermediums in Warm- oder Heißwassernetze spielen hier die Lufterwärmung sowie die Dampferzeugung eine wichtige Rolle. Prädestiniert sind Anwendungen, die von marktüblichen Flach- und Vakuumröhren-Kollektoren bedient werden können. Der Anwendungsbereich *Kälteerzeugung* adressiert die Nutzung solarer Wärme für den thermischen Antrieb von Kältemaschinen. Der Einsatzbereich umfasst die klassische Gebäudekühlung und -klimatisierung, die Prozesskältebereitstellung sowie die Möglichkeit der Unterstützung von Kältenetzen. Technisch unterscheiden sich die Systeme nach dem physikalischen Prinzip der Kältemaschine (Nutzung physikalisch/chemischer Bindungsenergien mittels Adsorptions- vs. Absorptionsprozessen). Je nach benötigter Antriebstemperatur werden marktübliche Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren verwendet oder (für Temperaturbereiche >100 °C) aufwendigere, konzentrierende Systeme.

Aktueller Stand der Technologie

Thermische Kollektoren weisen heute einen fortgeschrittenen technologischen Entwicklungsstand auf, vor allem in Hinblick auf die traditionellen Anwendungen dezentraler Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung. In den letzten Jahren hat sich die Forschung auf die weitere Senkung der Kosten fokussiert. Weitere Schwerpunkte waren die Entwicklung von effizienten Lösungen für den Einsatz bei höheren Temperaturen (solare Prozesswärme, etc.), die Steigerung der Betriebssicherheit und neue Konzepte für die Gebäudeintegration.

Bei den *Wärme- und Kältespeichern* haben die F&E-Aktivitäten zu Wasserspeichern die Realisierung von kostengünstigeren, modular skalierbaren Lösungen in den Fokus genommen, sowie die Erhöhung der Wärmedämmung und der Systemeffizienz. Bei den Latentwärmespeichern haben die Entwicklungen im Bereich Klimatisierung bis zur Marktreife einiger Konzepte geführt. Bei den thermo-chemischen Speichern erfolgten im Wesentlichen grundlegende Arbeiten zur Identifizierung geeigneter Stoffe und zum Verständnis von deren Wärme- und Stofftransportmechanismen. Pilotanlagen mit großen saisonalen Wasserspeichern haben demonstriert, dass solare Deckungsanteile von über 50 % erreichbar sind.

Entwicklungen in der *Systemtechnik* zielen darauf ab, Verbesserungspotenziale bei der dynamischen Wechselwirkung der Komponenten zu heben. Bei Nachrüstung von solarthermischen Anlagen mindern häufig hohe Rücklauftemperaturen, Konkurrenzsituationen bei der Wärmebereitstellung (mangelnde Abstimmung des Steuerungs- und Regelungskonzepts) und hohe Wärmeverluste im Verteilsystem die Systemeffizienz. Funktions- und Ertragskontrollverfahren für Wärmeversorgungssysteme können durch Rückmeldung Abhilfe verschaffen, sind bisher jedoch weder flächendeckend etabliert noch optimiert. Gleiches gilt für Low-Ex-Systeme, die von der Erzeugung bis zur Nutzung, beispielsweise in sogenannten kalten Wärmenetzen, auf geringstmöglichem Temperaturniveau betrieben werden.

Solarthermische Wärme wird für die *dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung* vor allem im Wohngebäudebereich schon lange eingesetzt. Werte im Bereich 10 % bis 30 % für die solare Deckung des Gesamtwärmebedarfes (50 % bis 60 % für nur Brauchwasserbedarf) entsprechen hier dem derzeitigen Stand der Technik. Forschungsaktivitäten der letzten Jahre haben sich auf Konzepte mit solaren Deckungsanteilen von über 50 % in Ein- und Mehrfamilienhäusern konzentriert und erfolgreiche Ergebnisse erzielt. Für die dezentrale Wärmeversorgung bietet vor allem die Wärmepumpe als Nachheizung ein hohes Effizienzpotenzial und großen synergetischen Nutzen.

Im Bereich solarer *Prozesswärme* sind Potenzialstudien für den gesamten Niedertemperatur-Industriebereich sowie für als besonders geeignet identifizierte Branchen erarbeitet worden. Im Rahmen von Demonstrationsanlagen wurden anschließend die spezifischen Einzelprozesse detailliert analysiert, entsprechende Lösungen für die effiziente Einbindung solarer Wärme erarbeitet und Komponenten neu entwickelt oder angepasst sowie Funktionsweise und Vorteile der solaren Unterstützung erfolgreich nachgewiesen.

Bei der solarthermischen *Kälteerzeugung* wurden in den letzten Jahren erste Prototypen zu marktreifen Produkten entwickelt, sodass heute eine Vielzahl von Kältemaschinen im kleinen und mittleren Leistungsbereich kommerziell verfügbar ist. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit eine sehr große Herausforderung für die kommerzielle Verbreitung bleibt. Erfahrungen mit Konzeption und Betrieb solarthermischer Anlagen zur *netzgekoppelten Wärmeerzeugung* werden in Deutschland seit über 20 Jahren gesammelt. Neben der Bearbeitung von technischen Fragestellungen, die sich auf die Realisierung von neuen Typologien und auf die Optimierung der solarthermischen Einbindung konzentriert haben, wurden intensiv die rechtlichen, politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen analysiert. Potenzialstudien haben gezeigt, dass die solarthermisch unterstützte, netzgekoppelte Wärmeversorgung eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Alternative werden kann (mit Wärmegestehungskosten unter 50 €/MWh).

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Da Solaranlagen auch in Zukunft maßgeblich zur Raumheizung und Bereitstellung von Trinkwarmwasser für Wohngebäude eingesetzt werden, wird als Referenz der Technologiemix in privaten Haushalten aus dem Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (AMS) von Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) gewählt. Als fossile Energieträger werden dabei aber nur Heizöl und Erdgas berücksichtigt, während Stromheizung und Fernwärme vernachlässigt werden. Die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen betragen demnach (je nach ausgewähltem Referenz- und Energieszenarium) im Jahr 2050 zwischen 4,8 und 19,2 Mio. t CO₂-äq.

Die prognostizierte inländische Wertschöpfung des Technologiefeldes hinsichtlich des nationalen Absatzmarktes beträgt 2020 zwischen 0,68 und 3,33 Mrd. €, 2050 zwischen 0,42 und 0,86 Mrd. €. Hinsichtlich des globalen Absatzmarkts steigt sie von rund 4,5 Mrd. € in 2020 bis auf ein Maximum von rund 14,7 Mrd. € in 2040, um danach bis 2050 wieder zu sinken (auf 5,8 bis 6,7 Mrd. €).

F&E-Empfehlungen

Thermische Kollektoren: Wesentliche Themen sind Lösungen zur Reduzierung des Installationsaufwands, neue Konzepte für die Integration in die Gebäudehülle, die Weiterentwicklung und Erprobung von stagnationssicheren Kollektoren. Ebenso bedarf es optimierter Konzepte für PVT Kollektoren sowie für den Einsatz bei Temperaturen über 80 °C und für den Betrieb in Wärmepumpensystemen. Auch alternative, günstigere Materialien bleiben ein Thema. *Wärme- und Kältespeicher:* Erforderlich sind hier grundlegende Material- und Systemforschung an Phasenwechsel- und thermochemischen Speichern, an großen saisonalen Speichern sowie Mitteltemperaturspeichern für Prozesswärme (> 100 °C). Zudem erforderlich sind Entwicklungen zur Verminderung der Wärmeverluste, von schichterhaltenden Be- und Entladesystemen, von Konzepten zur Nutzung der Gebäudemasse und zum effizienten Betrieb von Wärmepumpensystemen. *Systemtechnik:* Hier soll einerseits die Vereinfachung und Standardisierung von Schnittstellen, Planung und Installation verfolgt werden, andererseits die Erarbeitung optimierter Konzepte und Regelungsstrategien für eine Steigerung des solaren Deckungsanteils und für einen effizienten Betrieb von hybriden Systemen (Wärmepumpen, Wärmenetze, etc.). Zudem sollen Systeme zur Funktions- und Ertragskontrolle inkl. Prognoseverfahren weiterentwickelt und erprobt werden. *Dezentrale Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung:* Der Fokus richtet sich auf die Entwicklung vorgefertigter Baugruppen zur Vereinfachung von Montage und Installation der Anlagen, auf kosteneffiziente Lösungen mit solaren Deckungsanteilen über 50 % und auf die Erschließung der Marktsegmente Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude. Hierbei werden vor allem die Reduzierung der Systemverluste sowie die Konzeption und Erprobung von Low-Ex-Systemen verfolgt. *Netzgebundene Wärmeversorgung:* Übergeordnetes Ziel ist hier die effiziente Einbindung in die Erzeugerstrukturen der Fern- und Nahwärmenetze. Unter dem technischen Aspekt sollen Strategien zur Absenkung der Systemtemperaturen (vor allem der Rücklauftemperatur), Simulationswerkzeuge zu Auslegung und prognosebasiertem Betrieb von multimodalen Netzen sowie standardisierte, multifunktionale Übergabestationen erarbeitet werden. *Prozesswärme:* Wesentlich sind standardisierte Lösungen für die Integration und die Regelung der Anlagen, vereinfachte Planungs- und Auslegungswerkzeuge, Konzepte für kosten- und zeiteffiziente Installation großer Anlagen, Untersuchungen von hybriden Systemen (z. B. Wärmepumpen, Abwärme, KWK), kostengünstige Minimalmesstechnik zur Anlagenbewertung, angepasste Betreibermodelle und eine Strategie zur flächendeckenden CO₂-armen Prozesswärmeerzeugung.

Kälteerzeugung: Die Entwicklung soll sich hier auf neuartige Systemansätze mit wettbewerbsfähiger Kostenperspektive konzentrieren. Bei der Gebäudeklimatisierung sollte z. B. Kühl- und Warmwasserbedarf kombiniert werden. Wesentliche Themen sind die Standardisierung von thermischen Heiz- und Kühlsystemen, die Steigerung ihrer Umwandlungseffizienz sowie die Minimierung ihres Sekundärenergiebedarfs, die Entwicklung von gasbetriebenen Sorptionswärmepumpen für hohe Temperaturhübe und niedertemperierte Umweltwärmequellen sowie der Einsatz in Kältenetzen zu Spitzenlastenzeiten.

4.5 1.5 Solarthermische Kraftwerke

Grundlage dieser Zusammenfassung: Hennecke, K.; Dieckmann, S.; Giuliano, S.; Buck, R.; Schwarzbözl, P. (2017): Technologiebericht 1.5 Solarthermische Kraftwerke.

Definition des Technologiefeldes

Kennzeichnend für die Technologie sind dem Lauf der Sonne nachgeführte Spiegelsysteme, die die direkte Solarstrahlung auf Wärmeübertrager konzentrieren, welche die aufgenommene Energie an ein Wärmeträgerfluid abgeben. Dieses transferiert die Wärme an einen Kraftwerksprozess, typischerweise einen Dampfturbinenkreislauf. Durch die Einbindung kostengünstiger Wärmespeicher und/oder Zusatzkessel kann unabhängig von der aktuellen Einstrahlung bedarfsgerecht Strom produziert werden. Aus wirtschaftlichen Gründen werden solarthermische Kraftwerke vorwiegend in Gebieten mit hoher jährlicher Direkt-Normalstrahlung (DNI) errichtet und betrieben. Aus deutscher Sicht handelt es sich daher v. a. um eine Exporttechnologie. Dennoch können solarthermische Kraftwerke bis 2050 signifikante Beiträge zur Energiewende auch in Deutschland liefern, in Form von erneuerbarem, gut regelbarem Strom zur Residuallastdeckung, sowie zur Brennstoffeinsparung und Emissionsminderung in Heizkraftwerken.

Solarthermische Kraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium: Die wesentlichen heute kommerziell umgesetzten Anlagenkonzepte stellen Solarturmkraftwerke und Parabolrinnenkraftwerke dar. Bei *Solarturmkraftwerken* (TRL 3-9) konzentrieren zweiachsig der Sonne nachgeführte Spiegel (Heliostate) die Solarstrahlung auf einen zentralen Strahlungsempfänger (Receiver), der auf einem Turm angebracht ist. Die meisten in Bau oder Planung befindlichen Anlagen entsprechen dem Typ der Solarturmkraftwerke mit einer Salzschnmelze als Wärmeträger- und Speichermedium. Wie bei allen solarthermischen Kraftwerken nutzen Salztürme die konzentrierte Solarstrahlung, um Wärme zu erzeugen und konventionelle Wärmekraftwerke, um diese Wärme in Strom zu wandeln. Salzschnmelzen als Wärmespeichermedium entsprechen auch dem Stand der Technik bei heutigen *Parabolrinnenkraftwerken* (TRL 7-9); bei ihnen verläuft in der Brennlinie einachsig nachgeführter Spiegelrinnen ein von einem evakuierten Glashüllrohr umgebenes Absorberrohr. Darin strömt ein synthetisches Wärmeträgeröl, welches die Wärme an einen Dampfkreislauf überträgt.

Solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke: Grundsätzlich gibt es verschiedene Szenarien der Integration von Biomasse und Solarenergie in *solarthermischen Hybridkraftwerken* (TRL 3-4). Ein mögliches technisches Integrationskonzept stellt die seit Jahren zur Einsatzreife entwickelte Direktverdampfung von Wasser in Parabolrinnen oder linearen Fresnelkollektoren dar. Das Solarfeld teilt sich in zwei Teile auf: Im Verdampfer (Evaporator) wird das Wasser teilweise verdampft (beispielsweise bei ca. 40 bar/250 °C) und anschließend in der Dampftrommel der Dampf vom Wasser separiert. Der Dampf wird dann im nachgeschalteten Überhitzer auf eine Temperatur von 350 °C gebracht. Das Solarfeld wird parallel zum Biomassekessel geschaltet, der nachts und bei schlechter Einstrahlung die komplette Leistung des Solarfelds ersetzen bzw. ergänzen kann. Eine Gegendruckturbine entspannt den Dampf ent-

sprechend des benötigten Temperaturniveaus der Wärme (z. B. 2,6 bar/140 °C). Die Wärme kann dann entweder über einen Wärmeüberträger ausgekoppelt werden oder der Dampf wird direkt in das Dampfnetz eingespeist.

Aktueller Stand der Technologie

Solarthermische Kraftwerke stehen insgesamt derzeit in einem frühen Stadium der Markteinführung (weltweit installierte Kapazität 2016: ca. 5 GW_{el}).

Im Bereich der *Salztürme* wurden bereits in den 1980/90er Jahren in den USA bzw. in Frankreich einige Demonstrationsanlagen mit elektrischen Leistungen zwischen 750 kW und 10 MW errichtet. Die erste kommerziell genutzte Anlage ging im April 2011 in Spanien ans Netz (ca. 20 MW_{el}). Es folgte das Salzturmkraftwerk „Crescent Dunes“ in den USA mit 110 MW_{el} (2015), sowie das sich derzeit im Bau befindliche Salzturmkraftwerk „NOOR III“ in Marokko mit 120 MW_{el} und weitere Salzturm- kraftwerke auf verschiedenen Kontinenten (die meisten mit über 100 MW_{el}). Für Solarturm- kraftwerke mit Salzschnmelze als Wärmeträger kann die Marktreife als gegeben angenommen werden. Fortwährende Weiterentwicklungsbestrebungen bestehen z. B. darin, die erreichbaren Salztemperaturen zu erhöhen (auf bis ca. 650 °C), um Wirkungsgrad und Effizienz zu steigern. Alternativ zu neuen Hochtemperatursalzmischungen werden auch andere Wärmeträgermedien untersucht (Solarturmsysteme mit offenem Luftreceiver und Luft, mit keramischen Partikeln, oder mit Flüssigmetallen als Wärmeträgermedium).

Im Bereich der *Parabolrinnenkraftwerke* (bisher meist noch mit Öl als Wärmeträgermedium, zunehmend aber wohl mit Salzschnmelze sowohl als Wärmespeicher als auch -trägermedium) wurde im Sommer 2010 ein Kollektorfeld mit rund 30.000 m² Aperturfläche und einer thermischen Leistung von 15 MW in Betrieb genommen, dessen Wärme in den 130 MW_{el} Dampfturbinenkreislauf eines Kombikraftwerkes in Priolo Gargallo, Sizilien einspeist. Im Jahr 2013 wurde ein deutlich kleinerer Testloop mit rund 1,9 MW thermischer Leistung als „Showcase“ für die Salzschnmelzetechnologie in Massa Martana (Italien) in Betrieb genommen. Im Rahmen eines chinesischen 1 GW CSP (Concentrating Solar Power) Programms soll in 2 Projekten erstmals Salzschnmelze in Parabolrinnen im kommerziellen Maßstab eingesetzt werden. Zum Einsatz von Salzschnmelze in linearen Fresnelkollektoren wurden Voruntersuchungen in einem entsprechend umgerüsteten Loop in Spanien durchgeführt. Ein deutsches Konsortium errichtet derzeit ein Demoloop mit vier Heliotrough-Kollektoren in Évora (Portugal). Ebenfalls mit deutscher Beteiligung wurde in Ägypten ein Demonstrationskraftwerk mit Abwärmenutzung zur Wasserentsalzung gebaut.

Auf Grund des frühen Entwicklungsstadiums der Technologie liegen die Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken mit 15-17 €-ct/kWh bei durchschnittlichen Bedingungen derzeit meist noch über den Kosten anderer erneuerbarer Stromquellen. Bei guten Einstrahlungsbedingungen und günstigen Finanzierungskonditionen können CSP-Kraftwerke schon heute Strom für unter 13 €-ct/kWh liefern. Bis zum Jahr 2025 wird eine deutliche Kostenreduktion auf 8-10 €-ct/kWh für Parabolrinnen- und Turmkraftwerke erwartet. Beim Vergleich der Investitions- und Stromgestehungskosten mit anderen Technologien ist zu beachten, dass CSP die Möglichkeit

bietet, die Strahlungsenergie in thermischen Speichern kostengünstig zwischenzulagern.

Dezentrale, *solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke* können Synergien zwischen dem fluktuierenden Strahlungsangebot und der auch längerfristig speicherbaren Biomasse schaffen. Dabei können in der Auslegung die jeweiligen Beiträge der beiden unterschiedlichen, erneuerbaren Energiequellen je nach lokaler Verfügbarkeit der Ressource angepasst werden. Im Leistungsbereich zwischen ca. 0,5 MW_{el} bis ca. 50 MW_{el} könnten solar-hybride Biomasse-Heizkraftwerke wertvolle Beiträge zur regionalen Entwicklung leisten. Neben der Stromerzeugung können durch Abwärmenutzung weitere Energiedienstleistungen bereitgestellt werden (Warmwasser, Prozesswärme, Klimatisierung, Kühllager, Wasserentsalzung). Erste Anlagen dieser Art sind in Dänemark in Verbindung mit Nahwärmenetzen in Betrieb. Im Rahmen des EU-Projektes ReelCoop wurde in Tunis (Tunesien) unter Federführung des DLR eine Demonstrations- und Trainingsanlage errichtet, deren Inbetriebnahme im Sommer 2017 geplant war. Das rund 1000 m² große Solarfeld liefert Dampf mit 175 °C für den Betrieb einer 60 kW_{el} ORC-Turbine.

Für das oben beispielsweise beschriebene Integrationskonzept mit Direktverdampfung ergeben sich Stromgestehungskosten von unter 15 €/ct/kWh für den solaren Anteil eines Hybridkraftwerks. Die solaren Wärmegestehungskosten liegen im Bereich üblicher Fernwärmeverkaufspreise.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch solarthermische Kraftwerke in Deutschland (im Vergleich zum Referenzfall und unter Berücksichtigung der Emissionen für den Bau der Kraftwerke und Übertragungsverluste) wurden für Parabolrinnenkraftwerke in Spanien (niedrigere Werte) und für Solarturmkraftwerke in Marokko (höhere Werte) berechnet (jeweils mit HGÜ zu einem Einspeisepunkt in Deutschland). 2030 betragen sie bei einem 80%-CO₂-Reduktionsszenario zwischen 4,6 und 5,6 Mio. t CO₂-äq., bei einem 95%-CO₂-Reduktionsszenario zwischen 31 und 38 Mio. t CO₂-äq. Im Jahr 2050 liegen die Einsparungen bei 26 bis 31 Mio. t CO₂-äq. (80%-Szenario) bzw. 52 bis 63 Mio. t CO₂-äq. (95%-Szenario).

Wegen der vergleichsweise jungen Marktentwicklung für solarthermische Kraftwerke erfolgt hier zum wirtschaftlichen Potenzial nur eine qualitative Abschätzung. Die Wertschöpfungskette solarthermischer Kraftwerke umfasst neben solarspezifischen Komponenten (Kollektoren, Receiver) umfangreiche Lieferanteile aus dem konventionellen Kraftwerks- und Anlagenbau sowie entsprechende Dienstleistungen. In diesen Bereichen ist die deutsche Industrie traditionell gut aufgestellt, sodass das komplette Lieferspektrum von inländischen Unternehmen abgedeckt werden kann. Es wird angenommen, dass im internationalen Markt für solarthermische Kraftwerke aufgrund der starken Position der inländischen Anlagenbauer ein Anteil von mindestens 5 % gehalten werden kann. Unter der konservativ gewählten Annahme eines Wertschöpfungsanteils von 40 % am Umsatz des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus kann je nach Szenario und betrachtetem Zeitraum eine jährliche Wertschöpfung zwischen 750 Mio. € und 15,5 Mrd. € erwartet werden.

F&E-Empfehlungen

Die folgenden marktnahen Technologien erfordern als letzten Schritt vor der Kommerzialisierung die Errichtung von Referenz- oder Pilotanlagen in relevantem Maßstab:

- Verbesserte Salzreivertechnologie für Turmkraftwerke
- Parabolrinnentechnologie mit Silikonöl
- Parabolrinnen- und Linear Fresnel Technologie mit Salzschnmelze
- Kommerzieller Scale-up für volumetrische Luftreivertechnologie
- Dezentrale KWK mit Parabolrinne und direkter Dampferzeugung

Im Bereich Qualitätssicherung und Standardisierung lassen sich folgende förderungswürdige F&E-Aktivitäten nennen: Entwicklung von Verfahren und Werkzeugen zur optischen und thermischen Qualifizierung von Konzentratoren, Receivern und anderen technologiespezifischen Komponenten; Untersuchung und Bewertung des Einflusses von Wüstenklima, gesteigerten Betriebstemperaturen und neuen Wärmeträgermedien auf Performance und Lebensdauer; Definition von Anforderungen an Planungs- und Berechnungswerkzeuge und deren Validierung; Mitarbeit in internationalen Normungsgremien.

Zur Steigerung der Systemwirkungsgrade mittels Erhöhung der Prozesstemperatur müssen neue Wärmeträgermedien (neue Salzmischungen, Partikel, Flüssigmetalle, Silikonöle) erforscht werden, deren thermophysikalischen Eigenschaften, Alterung, Korrosivität etc. untersucht werden, sowie angepasste Komponenten und Betriebsweisen entwickelt werden. Auch durch verbesserte Energieumwandlungsprozesse sind höhere Wirkungsgrade zu erreichen. Hierfür müssen Methoden zur Ausnutzung erhöhter Prozesstemperaturen durch superkritische Dampfprozesse entwickelt werden, die Nutzung offener oder geschlossener Gasturbinenkreisläufe und superkritischer CO₂-Prozesse untersucht werden, Prozessmodelle und Komponenten (weiter)entwickelt und optimiert werden und dies alles letztlich im Technikums- oder nahezu kommerziellen Maßstab demonstriert werden.

Um eine Reduzierung der Investitionskosten zu erreichen, sind F&E-Maßnahmen hinsichtlich folgender Punkte erforderlich: Materialsparende, fertigungs- und montagefreundliche Konstruktion, kostengünstige Materialien, verbesserte Leistungsfähigkeit von Konzentratoren und Receivern, Serienfertigung, integrierte Qualitätssicherung, Automatisierung, Reduzierung der Anforderungen an Infrastruktur und Peripherie (z. B. selbstkalibrierender, autonomer Heliostat). Eine Effizienzsteigerung des Anlagenbetriebs ließe sich durch modellbasierte Echtzeit-Betriebsoptimierung, Automatisierung und Fernüberwachung erreichen.

4.6 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie

Grundlage dieser Zusammenfassung: Hahn, B.; Callies, D.; Faulstich, S.; Freier, J.; Siebenlist, D. (2017): Technologiebericht 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie.

Definition des Technologiefeldes

In den 80er Jahren des letzten Jahrhunderts begann die Kleinserienfertigung von Windenergieanlagen (WEA) zur Stromerzeugung im Netzparallelbetrieb mit elektrischen Leistungen unter 50 kW und Turmhöhen von unter 30 m. Aktuelle WEA haben Nennleistungen von 2 MW bis 8 MW und sie haben Nabenhöhen von über 150 m. Die dominierende Bauform ist der sog. Auftriebsläufer mit dreiblättrigem Rotor und horizontaler Achse. Der vorliegende Bericht betrachtet das System Windenergieanlage, das sich vom elektrischen Versorgungsnetz an der Übergabestation abgrenzt. hinter der Übergabestation liegenden Netzbestandteile, wie z. B. Windpark-Verkabelung oder Umspannstation, werden nicht betrachtet.

Aktueller Stand der Technologie

Die Windenergie ist aktuell die preisgünstigste erneuerbare Energieform und spielt in Deutschland heute die mit Abstand größte Rolle in der Stromerzeugung. 2016 wurden mit rund 80 TWh etwa 12 % der elektrischen Energie aus Windenergie erzeugt. Die installierte Leistung wuchs bis Ende 2016 auf etwa 50 GW, der Anteil des Windstroms von Anlagen auf See an der gesamten Windstromproduktion betrug etwa 15 %.

Windbedingungen (TRL 6-8): Die Fragestellungen bzgl. der optimalen Nutzung geeigneter Standorte sind für die Windenergienutzung an Land und auf See verschieden. An Land spielen vor allem der Geländeeinfluss (komplexes Gelände) und die großen Höhen eine Rolle. Offshore spielen die Auswirkungen von thermischen Effekten (Temperaturunterschied zwischen Wasser und Luft) sowie die Auswirkung der Nachlaufströmung von Windenergieanlagen auf die Windbedingungen innerhalb und zwischen Windparks eine zentrale Rolle. Zumindest in flachem, nicht-komplexen Gelände ist heute die Bestimmung des Windangebotes mit LiDAR-Geräten (laserbasierte Fernerkundungstechnik) Stand der Technik. Herausforderungen stellen sich noch bei LiDAR-Messungen im komplexen Gelände und bei der Bestimmung von Design-Windbedingungen (Turbulenz etc.) mittels Fernmesstechnik.

Windenergieanlagen (TRL 4-8): Bei der Anlagentechnik wurden in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte erzielt. Dies gilt insbesondere für die Rotorblätter, den Turm sowie die Netzanbindung. Bei den Rotorblättern wurde vor allem an der Verbesserung der Aerodynamik (Effizienzsteigerung und Lärmreduktion), an neuen Materialien (Steigerung der Betriebsfestigkeit und Reduktion der Masse) und an verbesserten Fertigungstechniken und Prüfverfahren (Steigerung und Sicherung der Qualität) geforscht. Als Ergebnis dieser Weiterentwicklungen haben heutige Rotorblätter eine Länge von rund 90 m. Bei den Generatoren kommen nach wie vor sowohl fremderregte als auch durch Permanent-Magnete erregte Modelle zum Einsatz. Die Regelungskonzepte wurden insbesondere hinsichtlich der Lastenreduktion weiterentwickelt, was z. B. zum Einsatz von aktiven Dämpfungen von Turmschwingun-

gen und Torsionsschwingungen des Triebstrangs geführt hat. Inzwischen haben auch Themen wie die Einzelblattverstellung oder die prädikative WEA-Regelung eine große Bedeutung. In praktisch allen Subsystemen von WEA sind in der Vergangenheit unvorhergesehene Störungen aufgetreten. Frühere Schwächen wie Mängel an Getrieben und Schwächen an speziellen Fundamenttypen konnten nach und nach behoben werden. Aktuell kommt es bei Wechselrichtern und Nebenantrieben zu häufigen Ausfällen. Immer neue Anforderungen stellen die Integration der Windenergieanlagen in das allgemeine Versorgungssystem und der ständige Kostendruck bzw. das damit verbundene Größenwachstum dar. Der Einsatz von zustandsorientierten Monitoringsystemen für Komponenten der WEA nimmt zu (Condition Monitoring Systems, CMS und Structural Health Monitoring, SHM). Für den Antriebsstrang kommen heute häufig Systeme zur Schwingungsüberwachung und Detektion von Lager- und Verzahnungsschäden zum Einsatz.

Netzintegration (TRL 6): Den steigenden netzseitigen Anforderungen an die Regelung der Leistungsabgabe von WEA in das Netz wurde in den letzten Jahren vermehrt Rechnung getragen. Inzwischen können alle WEA auf Vorgaben zur Leistungsreduktion aus dem Netz reagieren, kurzzeitige Spannungs- und Frequenzeinbrüche selbstständig überbrücken und ihre Blindleistungseinspeisung der aktuellen Situation am Einspeisepunkt entsprechend einstellen.

Offshore-Windenergienutzung (TRL 4-8): Speziell für die deutschen Offshore-Windparks in Küstenentfernungen von bis zu 50 km stellt die Offshore-Logistik während der Errichtung und des Betriebs eine anspruchsvolle Aufgabe dar. Gerade in der Anfangsphase der Offshore-Windenergienutzung verzögerte sich die Errichtung der Anlagen teils erheblich, weil vorgesehene Techniken nur in kleinen Wetterfenstern angewendet werden konnten. Zudem konnten Störungsbeseitigungen aufgrund ungenauer Planung und wenig ausgereifter Logistik oft nicht zeitnah erfolgen. Durch neue Ansätze und Methoden, welche eine umfassende Simulation der Prozesse ermöglichen, bieten sich mittlerweile Lösungen für eine Reihe von Teilaspekten. Auch die Errichtung der Anlagen erfolgt heute durch die Entwicklung neuer technischer Systeme (Schiffe, Anlandungssysteme, Gründungsstrukturen) i. d. R. deutlich planmäßiger.

Umweltauswirkung (TRL 5): Aufgrund der zunehmenden Größe der WEA sind auch die Auswirkungen auf den Menschen und die Umwelt tendenziell höher als noch vor einigen Jahren. Im Bereich Schallemissionsminderung wurde vor allem an der Verbesserung der Rotorblattaerodynamik (z. B. Blattspitzen und Hinterkanten) gearbeitet, aber auch die Schallausbreitung unter realen atmosphärischen Bedingungen erforscht. Zu den verschiedenen Auswirkungen auf die Avifauna, z. B. Tötung (i. d. R. durch Kollision), Meideverhalten, Lebensraumverlust oder Störung beim Brüten durch Service Teams liegt heute eine Reihe von Studien vor. Im Zuge der Errichtung von Offshore-Windparks spielt vor allem die Schallemission eine wichtige Rolle. Hier wurden Methoden erforscht, die die Entstehung und die Ausbreitung von Lärm beim Gründen der WEA (z. B. beim Rammen von Pfählen) reduzieren. Weiterhin wurden Flora und Fauna in ihrem Verhalten sowohl in der Bau- als auch in der Betriebsphase beobachtet, um die Auswirkungen der Aktivitäten im Rahmen der Offshore-Windenergienutzung zu untersuchen. Inzwischen beinhalten Baugenehmigungen ei-

nige Auflagen, welche die Auswirkungen neuer Windparks auf Mensch, Flora und Fauna reduzieren sollen.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Basierend auf Annahmen zum Marktpotenzial und zu den spezifischen CO₂-Emissionen (kg/MWh) für Windenergie sowie für konventionelle Energieträger (unter der Prämisse, dass vornehmlich Stein- und Braunkohlenutzung durch vermehrte Windenergienutzung verdrängt werden) ergeben sich folgende jährliche Emissionsersparungen in Deutschland (Mio. t CO₂-äq/a) im Vergleich zu einer konventionellen Strombereitstellung: Im Jahr 2020 beträgt das THG Minderungspotenzial zwischen ca. 103 und 113 Mio. t CO₂-äq, im Jahr 2050 zwischen ca. 174 und 463 Mio. t CO₂-äq.

In Deutschland betrug die direkte Wertschöpfung durch installierte Windenergieanlagen im Jahr 2012 ca. 4,5 Mrd. €, wobei Offshore Windenergie hier noch keine wesentliche Rolle gespielt hat. Mit ca. 1,7 Mrd. €, was ca. 37 % der Gesamtsumme entspricht, machte dabei die Anlagenherstellung den größten Teil aus. Planung und Installation hatten mit ca. 0,4 Mrd. € einen Anteil von 9 %, Anlagenbetrieb und -wartung entsprechen mit ca. 0,8 Mrd. € etwa 18 %. Die restlichen ca. 1,6 Mrd. € (36 %) entfallen auf Betreibergewinne. Neben den heimischen EE-Anlagen spielt für die inländische Wertschöpfung auch der Exportanteil der deutschen Firmen eine Rolle, er lag im Jahr 2012 bei 67 %. Insgesamt ergibt sich für Investitionen und Betrieb ein direkter ökonomischer Effekt von 6,93 Mrd. € (ohne den Abzug der EEG Differenzkosten), sowie ein indirekter Effekt von 3,74 Mrd. €; in der Summe also 10,67 Mrd. €. Der Anteil deutscher Windenergieanlagen-Hersteller am deutschen Markt beträgt ca. 70 % und international ca. 20 %. Eine Prognose erscheint schwierig, u. a. angesichts nationaler und internationaler Firmenaufkäufe und -verschmelzungen. Hervorzuheben ist, dass die technische Kompetenz und Innovationskraft der deutschen Windindustrie als hoch einzuschätzen ist und das technische Know-How deutscher Unternehmen als führend im internationalen Vergleich angesehen wird.

F&E-Empfehlungen

Da ein weiteres Größenwachstum der WEA anzunehmen ist, werden die zukünftigen Entwicklungsnotwendigkeiten vor dem Bild einer 20 MW Anlage eingeschätzt.

Windpotenzial und Standortfindung

- Weiterentwicklung der Fernmesstechniken LiDAR und SODAR, neue kostengünstige LiDAR, Verringerung der Messunsicherheit bei Multi-LiDAR, Einsatz von LiDAR Offshore
- Analyse und Nutzung von Satellitendaten für Windpotenzialbestimmungen
- Weiterentwicklung von reinen Windatlanten zu „Eignungs“-Atlanten unter Berücksichtigung von genehmigungsrechtlichen und wirtschaftlichen Aspekten
- Weiterentwicklung und Kopplung der meso- und mikroskaligen Windfeldmodelle
- Analyse der Windbedingungen in großen Höhen und im komplexen Gelände
- Weiterer Know-how-Aufbau zu Offshore Meteorologie und Ozeanographie für eine gezielte Auslegung der Anlagen und eine verbesserte Logistik

- Verbesserte Methoden zur Erkundung der Beschaffenheit des Baugrundes Offshore

Anlagentechnik, Design und Produktion

- Detaillierte Ermittlung design-relevanter Charakteristika der Wind- und Wetterbedingungen, insbesondere in großen Höhen im Binnenland, u. a. Turbulenzintensitäten und -spektren und Offshore inkl. der ozeanographischen Parameter und Korrelationen
- Weiterentwicklung fehlerträchtiger Komponenten, u. a. Getriebe, Lagerungen und Wechselrichter
- Größen- und Effizienzentwicklung von Strukturkomponenten inkl. neuer Materialien und Produktionstechniken, u. a. Gründungen, Turm und Rotorblätter
- Neue Technologien zur Reduktion der Turmkopfmassen, u. a. neue Generator-konzepte
- Weiterentwicklung von Technologien für netz- und systemdienliche Betriebsweisen (Spannungs- und Frequenzregelung)
- Weiterentwicklung von Regelungskonzepten für Anlagen, Windparks und virtuelle Kraftwerke
- Weiterentwicklung des Designprozesses von WEA (Berücksichtigung realistischer Eingangswindfelder, aerodynamische Berechnungsmethoden, probabilistische Lastrechnung)

Errichtung, Betrieb und Instandhaltung

- Weiterentwicklung der Errichtungs- sowie der Operation & Maintenance-Konzepte zur Reduktion der Energieentstehungskosten inkl. Logistik und Wetterabhängigkeit (v.a. offshore)
- Entwicklung integrierter Überwachungssysteme sowie strukturierter und automatisierter Datenmanagementsysteme
- Weiterentwicklung netzstützender Betriebsweisen wie Regelleistungs- und Blindleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung der Anlagenverantwortung
- Entwicklung kostenoptimierter, präventiver Instandhaltungsstrategien
- Fehlerfrüherkennungssysteme mit belastbarer Restnutzungsdauervorhersage

Umweltauswirkungen und Akzeptanz

- Weitere Untersuchung von Umweltbedingungen auf See
- Reduktion von Schallemissionen
- Untersuchung von Einfluss auf Mensch, Fauna und Flora (inkl. Beeinflussung der regionalen Meteorologie und Ozeanographie)
- Aktive Förderung der Akzeptanz durch Erläuterung von Zielen und Fakten

4.7 1.7 Umweltwärme

Grundlage dieser Zusammenfassung: Herkel, S.; Miara, M.; Schossig, P. (2017): Technologiebericht 1.7 Umweltwärme.

Definition des Technologiefeldes

Als Umweltwärme wird Wärme bzw. Kälte bezeichnet, die frei zur Verfügung steht und durch direkte Nutzung oder mittels Wärmetransformation zur Versorgung von Gebäuden oder industriellen Prozessen nutzbar gemacht wird. Neben den natürlichen Wärmequellen Erdreich, Gewässer und Luft wird auch die Abwärme aus Abwasser oder industriellen Prozessen als Umweltwärme bezeichnet. Je nach Medium werden teilweise unterschiedliche Techniken genutzt, um die Wärmequellen zu erschließen. Im Falle der Luft kommen v. a. Wärmepumpen und Rückkühlwerke zum Einsatz. Bei der oberflächennahen Geothermie arbeitet man im Wesentlichen mit Erdsonden, Erdkollektoren, sowie Saug- und Schluckbrunnen. Die Nutzung von Wärme aus stehenden oder fließenden Gewässern erfolgt mittels Wärmeübertrager.

Wärmepumpen sind eine seit vielen Jahrzehnten bekannte Technologie zur Wärmeversorgung, bei der in einem thermodynamischen Kreislaufprozess Umgebungswärme von einem niedrigen Temperaturniveau auf typischerweise 30 bis 70 °C (bei Raumwärme), 65 °C (Trinkwasser) oder >90 °C (Prozesswärme) gehoben wird. Als Umweltquellen werden vor allem das Erdreich (Sole/Wasser-Wärmepumpen) und die Außenluft (Luft/Wasser-Wärmepumpen) verwendet. Technologisch werden bei elektrisch oder motorisch angetriebenen Wärmepumpen im kleinen Leistungsbe- reich in der Regel Scroll-Verdichter sowie regelbare elektronische Expansionsventile verwendet. Bei größeren Wärmepumpen werden auch Hubkolbenverdichter und Turboverdichter eingesetzt. Es gibt unterschiedliche Kältemittel, von denen manche (auf fluorierten Kohlenwasserstoffen basierende) den Nachteil eines hohen Global Warming Potentials (GWP) haben. Bei thermisch oder direkt brennstoffbefeuerten Wärmepumpen kommen üblicherweise Sorptionsprozesse zum Einsatz, ähnlich den Prozessen zur thermischen Kälteerzeugung. Unterschieden wird hier zwischen Feststoffsorption (Adsorption) und Flüssigsorption (Absorption).

Kälteerzeugung lässt sich grundsätzlich durch ihre Anwendung und das Temperaturniveau in zwei Kategorien unterteilen: Klimakälte und Prozesskälte. Während Prozesskälte in der Industrie zur Produktion oder Konservierung verderblicher Waren eingesetzt wird, dient Klimakälte fast ausschließlich der Erhöhung des menschlichen Komforts in einem Gebäude. Ein weiterer Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Kälte für IT- und Kommunikationsinfrastrukturen. Die Kälteerzeugung lässt sich nach der aufgewendeten Energie unterteilen in elektrische Kälteerzeuger und thermische Kälteerzeuger. Bei der thermischen Kälteerzeugung wird Wärme genutzt, um Kälte zu erzeugen. Bei der elektrischen Kälteerzeugung mittels Kompressionskältemaschinen wird ein dampfförmiges Kältemittel vom Verdichter komprimiert, anschließend unter Wärmeabgabe im Kondensator abgekühlt und verflüssigt. Nach dem Durchströmen eines Expansionsventils gelangt das Kältemittel in den Verdampfer, wo es unter Wärmeaufnahme (Kälteerzeugung) verdampft. Die thermische Kälteerzeugung erfolgt mit Ab- und Adsorptionskältemaschinen. Sie beruhen auf dem Effekt der Siedetemperaturerhöhung eines Kältemittels durch einen Sorbenten. Das

Kältemittel wird aus dem Verdampfer kommend sorbiert und dann unter Wärmezufuhr auf einem höheren Druckniveau wieder desorbiert. Der desorbierte Sorbent kann anschließend wieder zur Kälteerzeugung genutzt werden.

Aktueller Stand der Technologie

Die Grundtechnologien sind zum größten Teil seit vielen Jahren bekannt und im Markt eingeführt. Bei allen oben angeführten Technologien findet man jedoch eine große Bandbreite des Entwicklungsstands. Die Erschließung von Umweltwärme durch Erdsonden oder durch Außenlufteneinheiten ist Stand der Technik, auch kalte Fernwärme ist bereits in kommerziellen Vorhaben umgesetzt worden. Entwicklungsschwerpunkt ist daher die Verbesserung der techno-ökonomischen Performance. Einige Weiterentwicklungen, die z. B. mit veränderten Druckbedingungen durch den Einsatz neuer Wärmeträgermedien oder Kältemittel (mit günstigeren GWP-Werten) verbunden sind, erfordern die Erprobung und den Einsatz neuer Werkstoffe und Fertigungsverfahren. Im Bereich der Kompressionswärmepumpen (TRL 5-9) werden neue Komponenten entwickelt, die mit höheren Temperaturniveaus und damit häufig einhergehend höheren Druckniveaus arbeiten können. Thermisch angetriebene Wärmepumpen sind technologisch nicht so weit entwickelt wie die Kompressionswärmepumpen. Im Bereich der Sorptionstechnologie wird unter anderem noch an der Entwicklung neuer Stoffpaare, neuer Komponenten (z. B. Wärmeübertrager) und neuer Systemkonzepte wie mehrstufigen Anlagen gearbeitet. Systeme zum Heizen und Kühlen mit Umweltenergie sind schon heute in vielen, insbesondere in kleinen Wohngebäuden und Gebäuden mit Büronutzung konkurrenzfähig gegenüber fossilen Heiz-, Kühl- und Lüftungstechniken. Die Herausforderungen liegen in größeren Wohngebäuden aufgrund der Anforderungen an die Trinkwasserhygiene sowie in der Sicherung der Installationsqualität.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Umweltwärme-Technologien können speziell zur Energiewende im Wärmesektor einen zentralen Beitrag leisten und Treibhausgas-Minderungen bewirken (im Vergleich zum heutigen Wärmeerzeugermix) zwischen 17 und 27 Mio. t CO₂-äq im Jahr 2030 bzw. zwischen 25 und 55 Mio. t CO₂-äq. im Jahr 2050 (niedrigere Werte jeweils im 80 %-Gesamtreduktionsszenario, höhere Werte im 95-%-Szenario). Die für die Kompressionswärmepumpen und Kältemaschinen eingesetzten Kältemittel basierend auf fluorierten Kohlenwasserstoffen (FKW) haben ein hohes Global Warming Potential (GWP). Die in den Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen als Kältemittel eingesetzten FKW sind derzeit mit rund 10 Mio. t CO₂-äq. pro Jahr für rund 2/3 der FKW-bedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Durch den Umstieg auf Kältemittel mit einem geringeren GWP kann sowohl der absolute Ausstoß der F-Gase (fluorierte Treibhausgase) als auch der relative Anteil an den unter die F-Gas-Verordnung fallenden Gase deutlich reduziert werden (bis 2050 um nahezu 100 %).

Wenn man von einem Marktanteil von 90 % der inländischen Hersteller am Wärmepumpenmarkt ausgeht, betrug die Wertschöpfung der Systeme zur Nutzung von Umweltwärme 2016 rund 0,57 Mrd. EUR. Für die kommenden Jahre würde bei einer

gleichbleibend hohen inländischen Wertschöpfung unter aktuellen Marktpotenzial-Annahmen die inländische Wertschöpfung durch Absatz von Geräten auf 3,8-20 Mrd. EUR ansteigen. Hinzu kommt eine inländische Wertschöpfung in ähnlicher Höhe für die Planung und Installation der Anlagen. Über die inländische Wertschöpfung hinaus sollten sich zudem für die deutsche Industrie, welche hinsichtlich der Umweltenergienutzung als international wettbewerbsfähig zu betrachten ist, relevante Exportpotenziale erschließen lassen.

F&E-Empfehlungen

Bei der Umweltquelle Außenluft sollte die Entwicklung von Methoden zur Reduktion der Schallemission bei gleichzeitig hoher Energieeffizienz vorangetrieben werden, sowie die Entwicklung von volumetrischen Wärmeübertragergeometrien.

Oberflächennahe Geothermie mit Erdwärmesonden und Wärmepumpen

- nachhaltige Untergrundnutzung; negative Effekte bei Bau und Betrieb müssen durch Anwendung verlässlicher Erkundungs- und Beobachtungsmethoden sowie geeigneter Wärmemanagementkonzepte minimiert werden.
- Systemoptimierungen unter- und über Tage; höhere Betriebssicherheit und insbesondere höhere Arbeitszahlen werden sowohl durch Verbesserung an den Erdwärmesonden als auch in der Verteilung von Wärme/Kälte in Gebäuden erreicht. Die Kombination regenerativer elektrischer und thermischer Energie mit Wärmepumpen und geothermischen Anlagen ermöglicht effiziente Wärmeversorgungssysteme, erfordert allerdings optimierte Komponenten und Regelungsstrategien.
- Entwicklung von Optimierungsverfahren zur optimalen Positionierung und Verteilung von an den entsprechenden Untergrund angepassten Sondenfeldern.
- Kostensenkung durch Verbesserung der Bohrverfahren: Hier sind Technologien zu entwickeln, die schneller, kostengünstiger und speziell auf die Bedürfnisse der Geothermie abgestimmt sind. Gefragt sind u. a. Verfahren mit einem geringeren Energiebedarf für die Bohrtechnik und deren Hilfsaggregate sowie emissionsarme, d. h. schmierölfreie, Bohrwerkzeuge.
- Erhöhung der Leistungsfähigkeit von Erdwärmesonden durch Verbesserung der Komplettierung und der verwendeten Materialien.
- alternative Wärmeentzugsarbeitsmittel bzw. Weiterentwicklung der Direktverdampfungsverfahren auf Basis von nichtwassergefährdenden Arbeitsmedien.
- Entwicklung geeigneter, zeitlich-räumlich registrierender Monitoringwerkzeuge.
- Gebirgsoffene Mehr- und Einbohrlochanlagen mit und ohne Gebirgsstimulation zur Erhöhung der untertägigen Wärmeübertragerfläche und zur Verbesserung der Volumenströme sowie Entwicklung von Instrumenten zur Quantifizierung der relevanten Wärmetransportprozesse (Numerisch, Tracer).
- Mitteltiefe Erdwärmesysteme zur Versorgung größerer (Bestands-) Objekte und Infrastrukturen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Großprojekte mit multiplen Abnehmern oftmals über viele Jahre entwickelt werden. Um die Wirtschaftlichkeit der Geothermie in Konkurrenz zu anderen Wärmeerzeugern gewährleisten zu können, müssen zur Reduktion der Erstinvestition „mitwachsende“ Erdwärmeübertragungssysteme entwickelt werden.

Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen

- Technologiespezifische Entwicklung von Komponenten zur Erhöhung des Gütegrades und damit der Effizienz, Optimierung der Wärmeübertrager und Einführung neuer Wärmeübertragungstechnologien (z. B. Microchannel-Technologie). Reduktion der Kältemittelmengen, um auch brennbare Kältemittel im Wärmepumpensystem kostengünstig einsetzen zu können.
- Entwicklung geregelter und unregelter Ejektoren für Kältemittel mit hohem und mittlerem Druckniveau zur Minimierung der Exergie-Verluste bei der Drosselung.
- Einführung und Entwicklung von Turbokompressoren kleiner Leistung für die Entwicklung von ölfrei betriebenen Kompressionswärmepumpen.
- Verringerung des GWP bei eingesetzten Kältemitteln. Die Komponenten der Wärmepumpe müssen an dadurch teilweise transkritische Prozesse angepasst werden.
- Optimierung von Wärmepumpen
 - für einen hocheffizienten Winterbetrieb,
 - für hohe Senkentemperaturen,
 - durch eine erhöhte Modulationsfähigkeit (für schnelle und stabile Lastwechsel), um ein schwankendes (PV-)Stromangebot besser zu nutzen,
 - durch verlustarme Prozessführung im dynamischen Betrieb,
 - durch selbstlernende bzw. selbstoptimierende Prozessführung,
 - für die Anwendung als dezentrale Trinkwarmwasserbereiter,
 - für die Integration in Versorgungssituationen mit stark veränderlichen Temperatur-Spreizungen auf der Quellenseite (z. B. saisonale Wärmespeicherung),
 - für verringerte Schallemissionen speziell bei den Außenluft-Wärmepumpen.

Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen

- Optimierung der energetischen Performance (Steigerung der Leistungsdichte, neue Wärmeübertragerkonzepte, neue Materialpaare als Kältemittel, Reduktion des Hilfsenergiebedarfs, Abstimmung und Regelung auf Geräteebe).
- Entwicklung neuer Systemkonzepte, mehrstufige Verfahren.

Technologieübergreifende F&E-Aufgaben

- Systemintegration: Integration der Wärmepumpen in das Energiesystem
- Entwicklung primärenergetisch optimierter Wärmeversorgungskonzepte für Quartiere auf Basis von Wärmepumpen
- systemtechnische Forschung zur Integration von Wärmepumpen in das Gebäudewärmesystem

5 Technologiebereich 2: Konventionelle Kraftwerke

5.1 2.1 Zentrale Großkraftwerke

Grundlage dieser Zusammenfassung: Markewitz, P.; Robinius, M., Stolten, D. (2017): Technologiebericht 2.1 Zentrale Großkraftwerke.

Definition des Technologiefeldes

Das Technologiefeld zentrale Großkraftwerke umfasst kohlegefeuerte und gasgefeuerte Kraftwerke. Bei ersteren wird zwischen steinkohlegefeuerten und braunkohlegefeuerten Kraftwerken unterschieden, beide basieren auf dem Prinzip der Kohleverbrennung. Die hier als Exkurs betrachteten Kohlekombikraftwerke sowie die Polygeneration arbeiten nach dem Prinzip der Kohlevergasung.

Aktueller Stand der Technologie

Steinkohlekraftwerke (TRL 9): Heutige moderne Steinkohlekraftwerke werden in einer blockspezifischen Leistungsklasse von mehr als 700 MW_{el} gebaut. Neuanlagen, die in Deutschland in den letzten Jahren in Betrieb genommen wurden, besitzen Frischdampfparameter von 285 bar und 600 °C und erreichen damit Nettowirkungsgrade von über 46 %. Alle großen Kohlekraftwerke sind mit hocheffizienten Rauchgasreinigungssystemen ausgestattet. Für die Einhaltung der SO₂- und NO_x-Grenzwerte werden Abgasreinigungssysteme eingesetzt, die seit Einführung der Großfeuerungsanlagenverordnung (13. BImSchV) Anfang der 1980er Jahre kontinuierlich weiterentwickelt wurden. Die Reduzierung der Schwefeldioxidemissionen erfolgt in aller Regel mit kalkbasierten Wäschen, während für die Stickoxidreduktion neben feuerungstechnischen Primärmaßnahmen auch Sekundärmaßnahmen wie Selective-Catalytic-Reduction-Prozesse zum Einsatz kommen. Die Kapazität der deutschen Steinkohlekraftwerke betrug im Jahr 2014 ca. 34,4 GW (inkl. Mischfeuerungen). Der Anteil an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei etwa 18 %.

Braunkohlekraftwerke (TRL 9): Heutige moderne Blockgrößen von Braunkohlekraftwerken decken eine Leistungsbandbreite von 600 bis über 1.000 MW ab. Die in jüngerer Zeit in Betrieb genommenen Kohleblöcke besitzen vergleichbare Dampfparameter und ähnliche Wirkungsgrade wie moderne Steinkohlekraftwerke. Neben den üblichen Maßnahmen der Effizienzsteigerung (z. B. Steigerung der Dampfparameter, Prozessoptimierung etc.) besteht eine weitere Möglichkeit darin, Trockenbraunkohle einzusetzen. Beim Trocknungsprozess wird latente Wärmeenergie zurückgewonnen, was wiederum die Effizienz erhöht. Allerdings befindet sich der Trocknungsprozess noch in der Entwicklungsphase, so dass auch die neusten Braunkohlekraftwerke nur über eine konventionelle Mühlentrocknung verfügen. Verglichen mit Steinkohlekraftwerken liegen die Verbrennungstemperaturen niedriger, was die Bildung von thermischen Stickoxiden verringert. Die derzeitigen NO_x-Grenzwerte lassen sich mit Primärmaßnahmen (z. B. gestufte unterstöchiometrische Verbrennung) einhalten, so dass Sekundärmaßnahmen (Abgasreinigung) nicht erforderlich sind. Wie bei den Steinkohlekraftwerken werden auch in Braunkohlekraftwerken Kalkwäschen zur Rückhaltung der Schwefeldioxidemissionen eingesetzt. Im Jahr 2014 betrug die in-

stallierte braunkohlegefeuerte Kraftwerksleistung in Deutschland ca. 23 GW. Der Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei fast 24 %.

Gaskraftwerke (TRL 9): Bei den modernen Gaskraftwerken kommen hauptsächlich zwei Konzepte zur Anwendung. Zum einen Gasturbinen für den stationären Einsatz. Bei der Gasturbinenbauart ist zu unterscheiden zwischen Gasturbinen schwerer Bauart (Heavy Duty, HD) sowie leichter Bauart (Aeroderivate, AD). Bei letzteren handelt sich um triebwerksabgeleitete Aggregate, die in kleineren Leistungsbereichen eingesetzt werden. Heavy-duty-Gasturbinen werden in einem Leistungsbereich von bis zu 350 MW angeboten. Heute erreichbare Wirkungsgrade liegen je nach Bauart und Größe in einem Bereich von 30 – 40 % (HD) bzw. 30 – 44 % (AD). Weitere Effizienzsteigerungen und Leistungserhöhungen können durch eine Vielzahl von Maßnahmen erreicht werden, die zwar zur kommerziellen Reife entwickelt worden sind, aber mit hohen Investitionen verbunden sind (z. B. Zwischenkühlung, Energierückgewinnung, Zwischenverbrennung, Eindüsung von Wasserdampf in die Brennkammer, Aufsättigung der Verbrennungsluft). Besondere Vorteile eines Gasturbinenbetriebs sind hohe Leistungsgradienten, Schwarzstartfähigkeit sowie kurze Anfahrzeiten. Die signifikante Steigerung der Gasturbinenwirkungsgrade bereitete auch den Weg für das Konzept der Gas- und Dampf-Kraftwerke. Modernste Anlagen erzielen heute Wirkungsgrade von 61 %. Die Wärme des Abgases wird bei heutigen Anlagen mit 3-Druck-Abhitzedampferzeugern (Kombinationen von Hochdruck-/Mitteldruck- und Niederdruckturbinen) genutzt, mit denen hohe Frischdampfzustände erreicht werden. Der nachgeschaltete Dampfturbosatz hat demzufolge höchsten Anforderungen zu genügen. Große Gas- und Dampf-Anlagen sind in aller Regel als Einwellenanlagen (single shaft) konzipiert. Der Dampfprozess ist in vielen Fällen für eine zusätzliche Auskopplung von Dampf ausgelegt, der sowohl als Fernwärme als auch als Prozessdampf genutzt werden kann. Die installierte Kapazität von Gaskraftwerken in Deutschland betrug im Jahr 2014 26,9 GW, die Bruttostromerzeugung belief sich im Jahr 2015 auf 59,6 TWh (ca. 9,1 % an der gesamten Erzeugung).

Exkurs: Kombikraftwerke und Polygeneration: Neben der direkten Verbrennung von Kohle besteht eine weitere Option darin, sie zu vergasen. Dieses Gas wird wiederum in einem nachgeschalteten Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD- oder Kombi-Prozess) eingesetzt. Aufgrund des hohen Wirkungsgradpotenzials wurde das Kohlekombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) als besonders attraktiv angesehen und ist Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte. Die autotherme Kohlevergasung erfolgt bei hohen Temperaturen und Drücken, die in einer Bandbreite von 25 bis etwa 30 bar liegen. Das Synthesegas wird anschließend von Schadstoffen gereinigt und kann in einem Gas- und Dampfprozess genutzt werden. Das IGCC-Konzept bietet insbesondere Vorteile hinsichtlich einer möglichen CO₂-Abscheidung, in Deutschland wurden bisher jedoch noch keine größeren IGCC-Kraftwerke realisiert. Als wesentliche Gründe sind zum einen die hohen Investitionen sowie zum anderen Akzeptanzprobleme (kohlegefeuerte Stromerzeugung und CCS) zu nennen. Einige IGCC-Kraftwerke wurden in jüngerer Zeit in den USA, China, Japan und Südkorea projektiert. Die angestrebten Wirkungsgrade der aktuell gebauten IGCC-Kraftwerke liegen bei etwa 42 %, womit sie derzeit keinen Effizienzvorteil gegenüber heutiger konventioneller Kraftwerkstechnik besitzen. Allerdings ist ein noch sehr hohes Effizienzpotenzial vorhanden

(Optimierung der Vergasungsprozesse, Steigerung der Wirkungsgrade von Gas- und Dampfturbinen, Kombination mit Brennstoffzellen), welches jedoch wohl nur langfristig erschlossen werden kann und noch erhebliche F&E-Aktivitäten erfordert (z. B. Wasserstoffgasturbine, Hochtemperaturbrennstoffzelle etc.). Eine wesentliche Motivation für den Bau von IGCC-Kraftwerken ist die Möglichkeit, ein breites Brennstoffband (also auch minderwertige Kohle) nutzen zu können. Vor diesem Hintergrund ist auch der Bau von Polygeneration-Anlagen zu sehen.

Unter *Polygeneration* werden die gleichzeitige Produktion von Strom sowie die Erzeugung von Syntheseprodukten verstanden. Dabei wird nur ein Teil des Synthesegases in einem Kombikraftwerk zur Stromerzeugung genutzt, ein anderer Teil dient der Erzeugung chemischer Produkte, die erdöl- bzw. erdgasbasierte Energieträger substituieren können. Gegenüber konventioneller Stromerzeugung bieten Polygeneration-Anlagen hinsichtlich CO₂-Emissionen einen Vorteil, da das CO₂ des nicht verstromten Synthesegases nicht direkt emittiert, sondern in Produkten (z. B. Kraftstoffe, Ammoniak, Methanol etc.) gebunden wird. Aktuell wird der Einsatz von heimischer Braunkohle zur Herstellung von Kraftstoffen und Chemikalien auch in Deutschland diskutiert. Mit einer nachgelagerten Fischer-Tropsch-Synthese lassen sich unterschiedlichste Kraftstoffe erzeugen, eine weitere Option der Synthesegasnutzung ist die nachgelagerte Methanolsynthese. Derzeit gibt es weltweit noch keine in Betrieb befindliche Polygenerationanlage.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Eine Substitution von Kohlekraftwerken durch – in ihrer Effizienz gegenüber dem heutigen Stand noch verbesserten – Gaskraftwerken (GuD) würde eine spezifische CO₂-Minderung von ca. 54 % ermöglichen. Absolut betrachtet ist aber festzustellen, dass die berechneten Einsparungen relativ gering sind. Dies liegt zum einen daran, dass die gasbasierte Stromerzeugung gegenüber der heutigen Erzeugung langfristig (nach 2030) deutlich zurückgeht. Zum anderen wurde angenommen, dass die Effizienzverbesserung nur sukzessive zunimmt und erst im Jahr 2050 um 5 Prozentpunkte höher liegt als heute. D. h. aufgrund der fallenden Stromerzeugung wirkt sich der Wirkungsgradeffekt nicht so stark auf die Einsparungen aus. Die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch neue Gaskraftwerke in Deutschland betragen somit (im Vergleich zum Referenzfall) im Jahr 2030 etwa 1,6 bis 2,1 Mio. t CO₂-äq, im Jahr 2050 rund 0,3 bis 0,4 Mio. t CO₂-äq.

Etwa 46 % (ca. 7,8 Mrd. €) des gesamten Auftragsvolumens im Jahr 2015 des deutschen Großanlagenbaus entfällt auf die Sparte Kraftwerkstechnik. Etwa 93 % davon entfällt auf den Export und 7 % auf das Inlandgeschäft. Aussagen über die inländische Wertschöpfung sowie Beschäftigungseffekte erfordern detaillierte, Input-/Outputbasierte Analysen. Diesbezügliche Studien liegen nicht vor, sodass keine genaueren Angaben gemacht werden können.

F&E-Empfehlungen

Kohlegefeuerte Kraftwerke: Im deutschen Energiesystem werden bestehende Kohle- und Gaskraftwerke höchstens noch auf mittelfristige Sicht eine Rolle spielen bzw. ei-

ne Brückenfunktion besitzen. Längerfristig (bis spätestens 2050) sollen insbesondere Kohlekraftwerke durch alternative, emissionsarme Stromerzeugungstechniken abgelöst werden. Aus nationaler Sicht geht es somit darum, die Flexibilität der heutigen Bestandskraftwerke zu verbessern, um die notwendigen Versorgungsaufgaben für eine Übergangszeit erfüllen zu können. Vor diesem Hintergrund hängen die Art und die Notwendigkeit des Entwicklungsbedarfs stark davon ab, ob der nationale und/oder der internationale Markt bedient werden soll.

Viele Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität besitzen sowohl aus nationaler als auch aus internationaler Sicht Relevanz. Dies betrifft die Steigerung von Lastgradienten oder auch die Notwendigkeit einer verbesserten Lebensdauervorhersage. Ob Kohlekombikraftwerke international eine Relevanz besitzen oder eine Konkurrenz zu verbrennungsbasierten Kohlekraftwerken sein werden, hängt maßgeblich vom Nachweis eines konkurrenzfähigen, kommerziellen Anlagenbetriebs ab, der bislang mit den bestehenden Demonstrationsanlagen nicht ausreichend nachgewiesen werden konnte.

Gasgefeuerte Kraftwerke: Aktuellen Energieprojektionen zufolge wird die gasgefeuerte Stromerzeugung auch kurz- und mittelfristig eine wichtige Rolle spielen. Werden Power-to-Gas-Konzepte realisiert, werden Gaskraftwerke (Einsatz von Wasserstoff bzw. wasserstoffreichen Gasgemischen) auch langfristig eine signifikante Rolle spielen. Als wesentliche F&E-Empfehlungen sind zu nennen:

- Effizienzsteigerung durch Erhöhung der Turbineneintrittstemperatur
- Modifizierung bestehender und Konzeption neuer Kühlkonzepte
- Entwicklung neuer Materialien (z. B. faserverstärkte Verbundwerkstoffe, Keramiken) für hochtemperaturbeständige Beschichtungen
- Entwicklung von Simulationsmodellen zur Beschreibung von stationären bzw. transiente Betriebszustände zur Beschreibung von Außen- und Kühlluftströmungen
- Weiterentwicklung von Primärmaßnahmen für die Einhaltung stringenterer NOX-Grenzwerte
- Flexiblere Teillastfahrweisen unter Einhaltung der CO- und NOX-Grenzwerte
- Erhöhung der Brennstoffflexibilität von Gasturbinen (insbesondere Gasgemische mit einem hohen H₂-Anteil) z. B. durch Entwicklung geeigneter Vormischbrenner sowie höhere Brennstoffflexibilität bei Verdichtern
- Prüfung von Gasturbinenkonzepten (Humid Air Turbine, Steam Injected Gas Turbine) als Maßnahme zur Erhöhung der Flexibilität
- Absenkung der Mindestlast (z. B. Multi-Schaft-Konzept, gestufte Verbrennung)
- Flexibilisierung der Gas- & Dampfkraftwerke durch Einsatz von Wärme- oder Dampfspeichern
- Maßnahmen und Konzepte zur Verkürzung von An- und Abfahrvorgängen

5.2 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Blum, L. (2017): Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen).

Definition des Technologiefeldes

Eine Brennstoffzelle (BZ) ist eine galvanische Zelle, welche die chemische Reaktionsenergie eines kontinuierlich zugeführten Brennstoffs mit einem Oxidationsmittels in elektrische Energie umwandelt. Der Einsatzbereich für BZ reicht von portablen Stromversorgern als Batterieersatz bzw. Ladegeräten, über Antriebsaggregate bis hin zur Anwendung in der stationären Haustechnik sowie der stationären Kraftwerkstechnik. Der Leistungsbereich erstreckt sich von wenigen Watt hin zu einigen Megawatt. Die Entwicklung der Brennstoffzellentechnik wird sehr stark in der Automobilindustrie (Niedertemperatur-Brennstoffzellen) sowie in der stationären Haustechnik (Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen) vorangetrieben. Im stationären Bereich sind es vor allem große Gasgerätehersteller, die kleine Anlagen im kW-Bereich entwickeln. Zahlreiche Vorteile von BZ-Anlagen beim Einsatz als Blockheizkraftwerk (BHKW) in der dezentralen Energieversorgung haben weltweit zu großen Anstrengungen bei der Entwicklung von Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (NT-BZ und HT-BZ) für stationäre Anwendungen geführt.

Aktueller Stand der Technologie

In den vergangenen Jahren wurden im Bereich der Reformermaterialien und Katalysatoren bereits große Fortschritte erzielt, wobei eine weitere Kostenreduktion notwendig ist. Bei den Stacks (Stapel mehrerer Zellen) gibt es bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen vielversprechende Ansätze zur Reduktion der Alterung, die aber weiterhin im Wettstreit mit einer Reduktion der Platinbeladung steht. Alternative Membranmaterialien werden zwar an vielen Stellen untersucht, es stehen aber noch keine zu Nafion konkurrenzfähigen Materialien zur Verfügung. Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurde die Fügetechnik deutlich verbessert, wodurch in Verbindung mit Designänderungen eine deutlich bessere Thermozyklrierbarkeit erzielt wurde. Speziell bei Anodensubstratzellen stellt die Redoxstabilität immer noch eine große Herausforderung dar. Mit zunehmender Anzahl an Demonstrationsanlagen vor allem im Bereich Mikro-KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) wurden das System und die Systemkomponenten deutlich verbessert und die Zuverlässigkeit der Anlagen deutlich erhöht.

Mikro-KWK (aktuelles Entwicklungsstadium in Deutschland: TRL 8): In Japan hat die Mikro-KWK in den letzten 10 Jahren einen enormen Fortschritt gemacht. Mit massiver öffentlicher Förderung wurden inzwischen mehr als 200.000 PEFC-Systeme (Polymer Electrolyte Fuel Cell) am Markt platziert. In den letzten Jahren kamen ca. 10.000 SOFC-Systeme (Solid Oxide Fuel Cell) hinzu. In Europa, und da vorwiegend in Deutschland, wurde die Entwicklung bereits in den 90er Jahren begonnen. Neben den Aktivitäten großer Gasgerätehersteller gibt es auch einige Start-up Firmen, die in diesem Bereich tätig sind. Am Markt verfügbar sind derzeit z. B. ein 5 kW PEFC-System, ein 300 W System auf der Basis einer HT-PEFC, sowie SOFC-Systeme zwischen 1 kW und 2,5 kW.

BHKW und dezentrale Stromversorgung (aktuelles Entwicklungsstadium in Deutschland: TRL 5): Im Bereich größerer KWK-Anlagen und dezentraler Stromversorgung gibt es in Deutschland nur wenige Entwicklungsaktivitäten: Speziell in den Bereichen SOFC (allerdings mit dem Schwerpunkt Elektrolyse), PAFC-Anlagen (Phosphoric Acid Fuel Cell) und MCFC-Technologie (Molten Carbonate Fuel Cell); teils in Kooperation mit japanischen und US-amerikanischen Firmen bzw. auf deren Systemen basierend.

Die *Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)* war lange Zeit die kommerziell am weitesten entwickelte Brennstoffzelle. Eine amerikanische Firma entwickelte und verkaufte BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 200 kW, inzwischen ist deren wichtigstes Produkt eine 400 kW Anlage. Daneben werden auch 100 kW PAFC-Anlagen einer japanischen Firma in Europa vertrieben. Bis 2015 wurden sechs solche Anlagen in Deutschland installiert.

Ab etwa 2003 wurde eine größere Anzahl *Karbonatschmelze-Brennstoffzellen (MCFC)* -Anlagen einer US-amerikanischen Firma verkauft (in Größen von 0,3, 1,4 und 2,8 MW). Über lange Jahre gab es eine Kooperation mit einer deutschen Firma, die 300 kW Systeme unter Verwendung von Stacks der US-Firma gebaut hat. Bis 2012 wurden ca. 80 Anlagen in den USA und in Asien und ca. 40 Anlagen in Europa installiert. 2013 wurde (basierend auf den 2,8 MW-Einheiten) eine 58 MW Anlage in Südkorea installiert und 2016 wurde eine erste 1,4 MW Anlage in Europa installiert; die Kosten sollen bei 2.500 – 3.000 €/kW liegen. Die Lebensdauer der Stacks ist zurzeit auf ca. 35.000 h begrenzt, weshalb an einer Weiterentwicklung der Stack-Technologie gearbeitet wird.

2005 ist in den USA eine finanzstarke Start-up-Firma auf den Plan getreten, die 100 und 200 kW *SOFC-Anlagen* anbietet. Zwischenzeitlich wurden überwiegend in den USA Anlagen mit insgesamt mehr als 140 MW (Stand 2014) installiert. Die Anlagen sollen einen Wirkungsgrad von > 50 % besitzen und in der neuesten Generation für 4000 \$/kW verfügbar sein. In Finnland beschäftigt sich eine Firma mit der Entwicklung von 20 und 50 kW SOFC-Anlagen, befindet sich aber noch am Beginn des Demo-Stadiums. In Japan wurde eine 250 kW Druck-Hybrid-Anlage auf der Basis einer tubularen SOFC entwickelt und im Betrieb demonstriert. Eine koreanische Firma arbeitet ebenfalls an einer 250 kW Druck-Hybridanlage, konnte aber bislang noch keine Anlage demonstrieren.

Die *PEFC* zeichnet sich durch eine hohe Leistungsdichte aus. Allerdings schränkt das niedrige Temperaturniveau die Nutzwärme-Anwendungen ein und der Aufwand für die Erdgasreformierung begrenzt den Systemwirkungsgrad auf ca. 36 %; bisher wurden nur einige Versuchsanlagen basierend auf Erdgas gebaut. In Kalifornien wurden zwei auf Wasserstoff basierende 1.1 MW PEFC-Großanlagen installiert, die direkt aus einer Wasserstoffpipeline versorgt werden. Eine niederländische Firma hat 2011 eine wasserstoffbetriebene 1 MW Anlage in Belgien errichtet und 2016 eine 2 MW Anlage in China.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die längste Entwicklungszeit für BHKW-Anwendungen die PAFC-Technologie aufweist. Allerdings konnten die Anlagenkosten trotz großer Anstrengungen noch nicht auf das Niveau konventioneller Anlagen gebracht werden. Die MCFC hat zwar bei der Kostenreduktion einen großen Fort-

schritt gemacht und in etwa das Niveau der PAFC erreicht. Die mangelnde Langzeitstabilität stellt jedoch ein großes Hindernis für einen breiteren Markterfolg dar. Die SOFC hat das größte Potenzial hinsichtlich des elektrischen Nettowirkungsgrads. Im Gegensatz zu den PAFC- und den MCFC-Anlagen, die Einzel-Stacks mit einer Leistung von mehreren hundert kW verwenden, haben die SOFC-Stacks zurzeit nur eine Leistung von 1 bis 2 kW, weshalb sehr viele Einzelkomponenten verschaltet werden müssen. Allerdings arbeitet die SOFC mit einer zwei- bis dreimal so großen Leistungsdichte.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungspotenzial und F&E im internationalen Vergleich

Die CO₂-Einsparungen hängen vom Anlagenwirkungsgrad ab und davon, ob die Anlagen als KWK-Anlage in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix oder zum klassischen BHKW betrieben werden oder als dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zu zentralen Großkraftwerken (und damit dem Kraftwerksmix). Die CO₂-Emissionen des Kraftwerksmix beziehen sich auf den Anteil an fossilen Kraftwerken, da nur deren Anteil durch die Brennstoffzellenanlagen ersetzt wird. Die Brennstoffzellenanlagen werden mit Erdgas betrieben.

Fall 1 - Mikro-KWK in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix: Für das Jahr 2020 ergibt sich bei einer angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 5 % (von insgesamt 1.400 MW = 2 Mio. Geräte) eine CO₂-Einsparung zwischen 400.000 und 800.000 t. Für das Jahr 2050 ergibt sich bei einer angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 44 % (von insgesamt 1.400 MW = 2 Mio. Geräte) eine CO₂-Einsparung zwischen 2,9 Mio. und 5,6 Mio. t.

Fall 2 - Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung in Konkurrenz zum Diesel-BHKW: Für das Jahr 2020 ergibt sich bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % (von insgesamt 567 MW) eine CO₂-Einsparung zwischen 5.000 und 10.000 t. Hält man den Wirkungsgrad des Dieselmotor-BHKW konstant, ergibt sich im Jahr 2050 bei einer Abdeckung von 66 % eine CO₂-Einsparung zwischen 320.000 und 690.000 t.

Fall 3 - Dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zum Kraftwerksmix: Für das Jahr 2020 ergibt sich bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % (von 567 MW) eine CO₂-Einsparung zwischen 60.000 und 66.000 t. Für das Jahr 2050 ergibt sich bei der angenommenen Abdeckung in Deutschland von 66 % (von 567 MW) eine CO₂-Einsparung zwischen 3,1 und 3,5 Mio. t.

Die deutschen F&E-Ausgaben beliefen sich im Jahr 2015 für Brennstoffzellen auf insgesamt 16,7 Mio. €, wobei für den Zeitraum 2013-2015 eine Abnahme der F&E-Mittel festzustellen ist. Im internationalen Vergleich sind die F&E-Aufwendungen in Deutschland durchaus sichtbar, aber in Relation zum BIP vor allem im Vergleich zu Japan, Südkorea und Dänemark deutlich im Hintertreffen. Inzwischen wurde aber mit dem neuen NIP-Programm eine Förderung von ca. 425 Mio. € für die nächsten 10 Jahre beschlossen, was eine deutliche Steigerung bedeutet. Allerdings gehen davon 63 % in den Verkehrssektor und nur 22 % in den stationären Bereich.

F&E-Empfehlungen

Mittel- und langfristig hat die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellenanlagen wegen des hohen Wirkungsgrads und des Fehlens weiterer Schadstoffemissionen einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventioneller Technik. Allerdings wird dies wegen der Modularität der Brennstoffzellenanlagen deutlich dezentraler erfolgen müssen als dies bislang bei konventioneller Kraftwerkstechnik der Fall ist. Deshalb müssen die politischen Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass die relevante Industrie (Kraftwerksbauer, Energieversorger) bereit ist, rechtzeitig in diese Technologie zu investieren. Zudem müssen noch bei der Technologie selbst entscheidende Verbesserungen vor allem hinsichtlich Langzeitstabilität und Kostenreduktion realisiert werden.

PEFC:

- Elektroden-Membran-Einheit und Stacktechnologie: Reduktion der Platinbeladung; Langzeitstabilität; Ersatz-Nafion-Membran wegen der kostspieligen Fluorchemie, der Problematik von Gas-Crossover (vor allem bei sehr dünnen Membranen), dem Problem des Wasserhaushalts in der Membran und der Notwendigkeit der Gasbefeuchtung); Verbesserung der Unempfindlichkeit gegenüber Verunreinigungen; massenfertigungstaugliche Herstellverfahren
- Systemtechnik: Vereinfachung; Steigerung der Teillastfähigkeit; Vergrößerung der Lastgradienten; Gasaufbereitung
- Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 4 bis 5

MCFC:

- Elektroden-Membran-Einheit und Stacktechnologie: Lebensdauer; Leistungsdichte
- Systemtechnik: Reduktion Aufheizzeit, Steigerung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten (vor allem Heißgasgebläse); Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

SOFC:

- Elektroden-Membran-Einheit und Stacktechnologie: Verbesserung der thermomechanischen Robustheit; Verbesserung der Redox-Stabilität (vor allem bei anodengestützten Zellen - ASC); Erhöhung der Leistungsdichte (vor allem bei elektrolytgestützten Zellen - ESC); Reduktion der Degradation; Realisierung größerer Stackleistung für BHKW/dezentrale Stromversorgung
- Systemtechnik: Steigerung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit; Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

5.3 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Lingstädt, T.; Seliger, H.; Reh, S.; Huber, A. (2017): Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen).

Definition des Technologiefeldes

Im Fokus der folgenden Beschreibung stehen dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von kleiner 10 MW. Die hier betrachteten Anlagentechnologien beinhalten Gasmotoren und (Mikro-)Gasturbinen.

Bei *Gasmotoren* können zwei Verbrennungsverfahren unterschieden werden, neben dem Otto-Gasmotor mit Fremdzündung existiert auch das Diesel-Verfahren mit Selbstzündung. Im Folgenden wird ausschließlich auf den Otto-Gasmotor eingegangen, einem nach dem Otto-Prozess arbeitenden Hubkolbenmotor, der in den meisten Fällen durch Turbolader aufgeladen wird (Erhöhung von Leistungsdichte und Wirkungsgrad). Die Zündung des Brennstoff-Luftgemisches erfolgt durch Fremdzündung mittels Zündkerze, wobei das homogene Brennstoff-Luft-Gemisch außerhalb des Brennraums erzeugt wird.

Mikrogasturbinen basieren in der Regel auf ungekühlten, einstufigen, radialen Turbokomponenten. Im Gegensatz zu Gasturbinen werden aufgrund des niedrigeren Druckniveaus sogenannte Rekuperatoren (Gas-Gaswärmetauscher; Luftvorwärmer) zur Wirkungsgradsteigerung eingesetzt, die mittels der Abgaswärme der Turbine die komprimierte Frischluft vorwärmen. Aufgrund der kontinuierlichen Verbrennung mit niedrigen Brennstoff-Luftverhältnissen können niedrige Emissionen ohne Abgasnachbehandlung erreicht werden. Zudem zeichnen sich Mikrogasturbinen durch eine hohe Brennstoffflexibilität aus, d.h. es kann eine Vielzahl von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen genutzt werden.

Aktueller Stand der Technologie

Sowohl die Gasmotor- als auch die Mikrogasturbinentechnologie sind als BHKW-Anwendung weit verbreitet, ausgereift und zuverlässig (TRL-Level insgesamt je 9). Bislang sind beide Technologien für den Volllastbetrieb optimiert, eine Erhöhung der Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit und damit einer Verbesserung des dynamischen Betriebs wird angestrebt. Aufgrund zukünftiger Änderungen in der Gasversorgung beispielsweise durch LNG (Liquified Natural Gas) oder erneuerbar erzeugte Brennstoffe wird die Brennstoffflexibilität an Bedeutung gewinnen. Die elektrischen Wirkungsgrade liegen in einem Bereich von minimal 19 % für Mikro-BHKWs (ab 1 kW) bis maximal 49 % für Großgasmotoren (bis ca. 10 MW). Die thermischen Wirkungsgrade betragen zwischen 31 % bis 82 % und sinken mit zunehmendem elektrischen Wirkungsgrad. Eine weitere Optimierung des elektrischen Wirkungsgrades kann durch die Kopplung des Gasmotors mit Zusatzeinrichtungen erreicht werden, die die verbleibende Energie im Abgas nutzen, z. B. eine nachgeschaltete Nutzturbine, thermochemische Rekuperation oder ein nachgeschalteter ORC- oder Dampfprozess. Abhängig von der Systemgröße wird noch ein Steigerungspotenzial, insbesondere für die kleinen und mittleren Gasmotor-BHKWs, von bis zu 10 % erwartet. Das Steigerungspotenzial des Gesamtwirkungsgrads wird aktuell auf ca. 6-7 % geschätzt. In puncto Emissionen kommt neben

der Optimierung der innermotorischen Reduktion meist noch eine nachmotorische Schadstoffreduzierung zum Einsatz. Insbesondere bei Magermotoren kann zusätzlich zu den bisher eingesetzten Oxidationskatalysatoren die SCR (Selective Catalytic Reduction) -Technologie unter Zugabe von Ammoniak oder einer wässrigen Harnstofflösung zur Reduktion der NOX-Emissionen verwendet werden. Aktuelle Magermotoren in der mittleren Leistungsklasse mit Oxidationskatalysator erreichen NOX- Werte von 250 bis 500 mg/Nm³ und 200 – 650 mg/Nm³ CO bei 5 % Restsauerstoff im Abgas.

Mikrogasturbinen sind aktuell in der Leistungsklasse von 30 kW bis 200 kW, bzw. in Clustern bis zu 1 MW erhältlich. Diese haben einen elektrischen Wirkungsgrad von 24 % bis 33 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 48 % bis zu 60 %. Im Vergleich zur Gasmotorenteknologie bestehen beim konventionellen, rekuperierten Mikrogasturbinenkonzept deutliche Potenziale die Wirkungsgrade zu erhöhen. Neben der Steigerung der Komponentenwirkungsgrade (v.a. Turbokomponenten, Rekuperator) bzw. Reduktion des Komponentendruckverlusts stellt die Steigerung von Verdichterdruckverhältnis und Turbineneintrittstemperatur die wesentliche Herausforderung zur Erhöhung des Wirkungsgrades dar.

Bei den Turbokomponenten besteht vor allem Optimierungsbedarf in der aerodynamischen Effizienz (Designoptimierung von Schaufeln, Laufrad und Verdichtergehäuse). Des Weiteren ist die Abstimmung zwischen Turbinenrad und Verdichter von entscheidender Bedeutung. Aufgrund der ungekühlten und unbeschichteten Turbinenschaufeln wird die mögliche maximale Turbineneintrittstemperatur durch das eingesetzte Material begrenzt. Für die ungekühlten Turbinenschaufeln werden aktuell komplexe Nickelbasis-Superlegierungen verwendet, die teils eine dauerhafte Turbineneintrittstemperatur von bis zu 950 °C ermöglichen. Als Alternative zu metallischen Werkstoffen bietet sich die Entwicklung von faserverstärkten Keramiken (ceramic matrix composites, CMC) an.

Der weiteren Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrads konventioneller Mikrogasturbinen dienen auch Rekuperatoren. Aktuelle Entwicklungsschwerpunkte liegen hier in der Erhöhung der Gesamteffizienz in Bereiche von größer 90 % sowie der Reduktion der Druckverluste (derzeit im Bereich 2-3 % relativer Druckverlust je Seite (Luft/Abgas)). In der Regel wird die Wärme im Kreuzstrom mittels Primary Surface Rekuperatoren oder Plate-Fin Rekuperatoren übertragen. Die hochtemperaturbelasteten Materialien erfordern - wie die Turbinenmaterialien - eine hohe Kriechbeständigkeit sowie eine hohe Widerstandsfähigkeit gegenüber Oxidation. Aktuell werden Materialien wie „MA 253“, ein hitzebeständiger austenitischer Chrom-Nickel-Edelstahl, für Einsatztemperaturen bis 650 °C bzw. „Inconel 625“ für Temperaturen bis 800 °C verwendet. Neben den derzeit am häufigsten eingesetzten Drall-Brennerkonzepten werden insbesondere Brennkammern auf der Basis des FLOX®-Konzepts (flammenlose Oxidation) entwickelt, welche eine große Brennstoffflexibilität sowie in einem weiten Betriebsbereich betrieben werden können. Durch ein einstufiges Brennersystem auf Basis des FLOX®-Konzepts in einer Mikrogasturbine konnten zudem deutliche Emissionsminderungen erreicht werden (NOX-Werte von unter 5 ppm / 10 mg/Nm³, CO-Emissionen von unter 10 ppm / 12,5 mg/Nm³).

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungspotenzial und gesellschaftliche Akzeptanz

Die jährlich vermiedenen THG-Emissionen werden exemplarisch anhand eines Gasmotor-BHKWs mit 500 kW_{el} in Abhängigkeit des eingesetzten Brennstoffs (Erdgas oder Biogas+H₂) angegeben. Im Jahr 2030 betragen sie zwischen 0,53 und 0,54 Mio t CO₂-äq. (Erdgas) bzw. zusätzliche 3,8 Mio t CO₂-äq. bei erhöhtem Einsatz von Biogas und Wasserstoff. Im Jahr 2050 betragen die Einsparungen 0,52 bis 0,76 Mio t CO₂-äq. (Erdgas) bzw. zusätzliche 8,5 bis 12,4 Mio t CO₂-äq. bei erhöhtem Einsatz von Biogas und Wasserstoff. (Bei Mikrogasturbinen kann von einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades in der Größenordnung von rund 10 Prozentpunkten bis zum Jahr 2050 ausgegangen werden, was beim Betrieb mit Erdgas zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um ca. 25 % im Jahr 2050 führt.)

Die Marktakzeptanz von BHKWs aller Technologien ist sowohl bei der Objektversorgung als auch in der Industrie stark durch die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlagenkonzepte geprägt und u. a. von der Stromeigennutzungsquote sowie den Strombezugskosten abhängig. Der Vorteil der Stromeigennutzung wurde im Rahmen des aktuellen KWK-Gesetzes 2016 deutlich verringert. Bei Kleinanlagen in der Objektversorgung, den Mikro- oder Mini-BHKWs, ist die Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Investitionskosten in der Regel schwer darstellbar. Hier hängt die Akzeptanz überwiegend von den politischen Rahmenbedingungen und Fördermöglichkeiten ab. Soziopolitisch und auf lokaler Ebene sind keine Akzeptanzprobleme erkennbar. Bei Biogasanlagen können Akzeptanzprobleme der Biogasproduktion auftreten, nicht jedoch bei der Nutzung des Biogases in BHKWs.

F&E-Empfehlungen

Gasmotor: Bei der Gasmotorentechnologie ist eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch Erhöhung der Effizienz sowie der Reduktion der Investitions- und Betriebskosten notwendig. Zukunftsweisend ist hierbei die Kombination der Hochaufladung und neuen Zündkonzepten (z. B. Laserzündung, Corona-Zündung) zu nennen. Durch die mögliche Abmagerung des Brennstoff-Luft-Gemisches können damit neben der Erhöhung der Effizienz durch die Hochaufladung die Stickoxidemissionen reduziert werden. Bei den Zündtechnologien stellen nach wie vor die hohen Kosten im Vergleich zu optimierten konventionellen Zündkerzen ein Hindernis dar. Im Zuge der Energiewende wird bei den auf Vollast ausgelegten Gasmotor-BHKWs eine höhere Lastflexibilität hinsichtlich Teillastfähigkeit und Laständerungsgeschwindigkeit gefordert. Die Auswirkungen der dauerhaft flexiblen Betriebsweise muss in Verschleißanalysen bzgl. der Entwicklung und dem Einsatz höherwertiger Werkstoffe und Beschichtungen sowie optimierten Bauformen adressiert werden. Weiterhin sollten die Entwicklungen bezüglich der Brennstoffflexibilität (Wasserstoff sowie weitere zukünftige gasförmige sowie flüssige Energiespeicher) gefördert werden. Eine Möglichkeit zur Erhöhung des Wirkungsgrades sowie der Reduktion der Emissionen stellt die thermochemische Rekuperation dar. Hier müssen die begrenzten Abgastemperaturen berücksichtigt und der Reformationsprozess für diesen Anwendungsfall optimiert werden. Zusätzlich muss die Optimierung der Einspritztechniken sowie der Motor-, bzw. Ventilsteuerung vorangetrieben werden. Die Schadstoffemis-

sionen müssen durch die konsequente konstruktive Reduktion der Schadräume, in denen der Brennstoff unvollständig umgesetzt wird, verringert werden. Neben der Optimierung der innermotorischen Reduktion von Emissionen muss die nachmotorische Schadstoffreduzierung in Hinblick auf die zukünftigen Richtwerte weiterentwickelt und hinsichtlich Lebensdauer, Material und Kosten optimiert werden (inkl. Katalysatoren zur Umsetzung von Methan).

Mikrogasturbine: Die Erhöhung der Wirkungsgrade kann insbesondere durch die höhere Aufladung sowie durch die Steigerung der Turbineneintrittstemperaturen erreicht werden. Der Einsatz von keramischen Werkstoffen erfordert nach wie vor große, grundlegende sowie anwendungsspezifische Anstrengungen in Bezug auf Bauteileigenschaften, Auslegung, Herstellungsverfahren, Festigkeit und Lebensdauer. Durch neue innovative Herstellungsverfahren wie das Selective Laser Melting besteht die Möglichkeit, bei mittleren und größeren Anlagen Kühlungskonzepte für die Turbine zu realisieren; diese Prozesse müssen auch für schwer schweißbare, hochtemperaturbeständige Legierungen konsequent erweitert werden. Im Bereich der Verbrennung müssen die aktuellen Entwicklungen hinsichtlich Brennstoffflexibilität und Emissionen weiter vorangetrieben werden. Bei der Brennstoffflexibilität ist beispielsweise die Erweiterung der Anwendung auf unterschiedliche, bisher im KWK-Bereich ungenutzte, biogene Schwachgase und Industrieabgase sowie auf zukünftige erneuerbar erzeugte Brennstoffe wie Wasserstoff bis zur Anlagendemonstration und Marktreife zu nennen. Zur Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads und des Gesamtwirkungsgrads kann aufgrund der hohen Luftzahlen die Abgasrückführung eingeführt werden. Des Weiteren sollten die Emissionen, insbesondere im Hinblick auf die Lastflexibilität und damit im Hinblick auf die CO-Emissionen im Teillastbereich, weiter gesenkt werden. Die Brennstoffflexibilität, die Abgasrückführung sowie die Absenkung der Emissionen erfordert eine Optimierung bisheriger konventioneller, bzw. die mittel- und langfristige Entwicklung von neuen, innovativen Brennerkonzepten.

Neben der Steigerung der Turbineneintrittstemperatur kann die Effizienz auch durch innovative Kreisprozesse erhöht werden. Im Vordergrund steht hierbei mittelfristig die Entwicklung von rekuperierten Mikrogasturbinen mit zweistufiger Aufladung und Zwischenkühlung. Mittel- bis langfristig stellt das Hybridkraftwerk, das aus der Kopplung einer Mikrogasturbine und einem Hochtemperaturbrennstoffzellensystem besteht, aufgrund der Last- und Brennstoff-Flexibilität bei gleichzeitig höchsten elektrischen Wirkungsgraden ein aussichtsreiches Energieerzeugungskonzept der Zukunft dar. Im Bereich der erneuerbaren Energien sollte die Kopplung der Mikrogasturbinentechnologie mit Solarreceivern, die sogenannte solarbetriebene Gasturbine, weiterverfolgt werden. Um den Leistungsbereich der Mikro-BHKWs mit Leistungen kleiner 3 kW sowie die energetische Nutzung von Schwachgasen mit äußerst geringen Heizwerten (z. B. Holzgas) wirtschaftlich erschließen zu können, stellt das Konzept des invertierten Brayton Kreisprozesses eine vorteilhafte Alternative dar.

5.4 2.3 CO₂-Abscheidung und -speicherung (CCS)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M., Stolten, D. (2017): Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung.

Definition des Technologiefeldes

Für die Abtrennung von Kohlendioxid aus Gasgemischen bietet sich eine Vielzahl von Verfahren an. Im Hinblick auf einen Kraftwerkseinsatz werden weltweit drei Techniken favorisiert, die in den nachfolgenden Ausführungen im Fokus stehen.

Post-Combustion Verfahren: Die CO₂-Abtrennung erfolgt nach dem eigentlichen Verbrennungsprozess inklusive der nachgeschalteten Rauchgasreinigungssysteme. Die aus heutiger Sicht aussichtsreichsten Verfahren sind die chemischen Absorptionsverfahren mit aminbasierten, ammoniakhaltigen sowie alkalihaltigen Lösungsmitteln. Mit deren Hilfe wird das im Rauchgas befindliche CO₂ absorbiert. Das beladene Lösungsmittel wird mit Hilfe eines Regenerationsprozesses (unter Temperatur- und/oder Druckwechsel) entfernt, dem Kreislauf wieder zugeführt und für einen neuen Abscheidezyklus genutzt. Neben den Verfahren der chemischen Absorption sind das Carbonate-Looping-Verfahren (Prinzip: trockene Sorption) sowie membranbasierte Verfahren (Polymermembranen, organische/anorganische Hybridmembranen) zu nennen.

Oxyfuel-Verfahren: Durch eine Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff wird eine hohe Aufkonzentration des Kohlendioxids von etwa 12 bis 15 Vol.-% auf etwa 89 % im Rauchgas erreicht. Dieses besteht nach Rauchgasreinigung und -wäsche im Wesentlichen aus einem reinen Kohlendioxid-Wasserdampf-Gemisch. Durch Auskondensieren des Wasserdampfes erhält man ein Rauchgas, das fast nur noch aus CO₂ besteht. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, in welcher der Sauerstoff der Luft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen (<-182 °C) abgeschieden wird. Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt gegenüber heutigen Kraftwerken zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen und erfordert eine Modifikation der Brenner und des Feuerraumes. Die Wirkungsgradverluste eines kohlegefeuerten Oxyfuel-Kraftwerks werden in einer Bandbreite von 8 bis 11 Prozentpunkten angegeben. Andere Optionen zur Abtrennung von Sauerstoff aus der Luft bestehen im Chemical-Looping-Verfahren und in der Nutzung von sauerstoffleitenden Membranen (Perovskite, Fluorite). Hier werden je nach Konzept Wirkungsgradverluste in einer Bandbreite von 6 bis 10 Prozentpunkten angegeben.

Pre-Combustion Verfahren: Dieses auf dem Prinzip der physikalischen Absorption basierende Verfahren eignet sich insbesondere für die Verstromung von Kohle in Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC). Das Synthesegas, ein Gemisch aus H₂ und CO, aus der Kohlevergasung wird mit Hilfe eines CO-Shifts bei hohem Druck (> 20 bar) zu einem Gasgemisch umgewandelt, welches aus H₂ und CO₂ besteht. Die konventionelle CO₂-Abtrennung erfolgt mittels eines energieintensiven Wassergas-Shift-Reaktors und anschließender physikalischer Absorption, was mit Wirkungsgradverlusten von 7 bis 8 %-Punkten einhergeht.

Aktueller Stand der Technologie

Zur Frage der technologischen Reife lässt sich insgesamt sagen, dass bei der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken ein TRL von 7 erreicht ist, während für Industrieanwendungen ein TRL von 2-4 angenommen wird. Für die CO₂-Speicherung beträgt der TRL 6.

Post-Combustion Verfahren: Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf aminbasierte Verfahren, da diese aus heutiger Sicht am vielversprechendsten sind. Die Regeneration des beladenen Lösungsmittels erfordert einen hohen energetischen Aufwand, der zu deutlichen Wirkungsgradeinbußen des Kraftwerksprozesses führt (zwischen 7 und 13 %-Punkten). Durch den Einsatz neuer Waschmittel und effizienterer Packungen in der Absorber- und Desorberkolonne kann eine Reduzierung der Wirkungsgradeinbußen auf ca. 9 Prozentpunkte erreicht werden. Die aminbasierte CO₂-Wäsche ist ein in der Industrie (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) erprobtes Verfahren, jedoch steht die großtechnische Machbarkeit in Kraftwerken noch aus. In zahlreichen kleinen Versuchs- und Pilotanlagen wurde die prinzipielle Machbarkeit zur Dekarbonisierung von Kraftwerksrauchgasen gezeigt.

Oxyfuel-Verfahren: Die von 2008 bis 2014 in Betrieb befindliche, seinerzeit weltweit größte Oxyfuel-Anlage (30 MW_{th}) am Braunkohlekraftwerksstandort Schwarze Pumpe lieferte wertvolle Erkenntnisse. Auch im Rahmen des australischen Callide Projekts wurde eine große Versuchsanlage (30 MW_{el}) betrieben (von 2012-2015). Die Anlage hatte zu Projektende mehr als 10.000 Stunden Sauerstoffverbrennung sowie 5.500 Stunden Kohlendioxidabscheidung. Derzeit gibt es weltweit keine Oxyfuel-Demonstrationsanlagen im größeren Maßstab. Auch befinden sich weltweit weder Großanlagen im Bau, noch in der Planung.

Pre-Combustion Verfahren: Das Pre-Combustion-Verfahren ist für den IGCC-Kraftwerksprozess konzipiert und setzt einen kommerziellen Einsatz dieses Basisprozesses voraus. Derzeit befinden sich weltweit nur insgesamt 10 IGCC-Kraftwerke im Bau oder in Betrieb. Das Verfahren der physikalischen Absorption von CO₂ wird heute schon in der Industrie kommerziell eingesetzt, etwa bei der Herstellung von Ammoniak oder Harnsäure, der Erdgasaufbereitung sowie der Synthesegasherstellung.

CO₂-Speicherung: Die geologische CO₂-Speicherung, bei der das Gas durch gasdichte Bodenformationen oder Adsorptionsvorgänge eingeschlossen wird, ist seit vielen Jahren national und international Gegenstand intensiver F&E-Arbeiten. Diskutiert und untersucht werden folgende geologische Speicheroptionen:

- Eintrag in tiefgelegene ungenutzte wasserführende Schichten (Aquifere) sowohl an Land als auch unter dem Meeresgrund
- Eintrag von CO₂ zur verbesserten Exploration von Erdgas/Erdöl
- Eintrag in entleerte Erdgas- und Erdölfelder sowie in Kohlenflöze

Ausgewählte Bewertungskriterien: Gesellschaftliche Akzeptanz und Kosteneffizienz

Es gibt kaum Zustimmung bzw. Unterstützung für CCS in der deutschen Bevölkerung, drei von vier CCS-Vorhaben in Deutschland stießen auf öffentlichen Protest aufgrund der wahrgenommenen Nachteile bzw. Risiken. In der Ablehnung der CO₂-Speicherung ließen sich keine großen Unterschiede zwischen den beiden Speicheroptionen – offshore und onshore – feststellen. Die Wahrnehmung von CCS als Risikotechnologie scheint sich in der deutschen Bevölkerung zu verfestigen; speziell werden Forschungslücken bezüglich der Folgen eines plötzlichen Austritts von CO₂ und der Zuverlässigkeit der technischen Beherrschbarkeit des gespeicherten CO₂ angenommen. So kann davon ausgegangen werden, dass die möglichen Risiken (z. B. Grundwasserbeeinträchtigung, Leckagen) der CO₂-Speicherung Auswirkungen auf die Akzeptanz besitzen. Allerdings zeigt der Fall Ketzin, dass Akzeptanz zumindest für ein konkretes Vorhaben möglich war.

Die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten bei Installation von CCS gegenüber einer Referenzanlage liegen in einer Bandbreite von 30 bis gut 70 €/t CO₂. Die Mehrkosten sind vor allem auf die erheblichen Wirkungsgradeinbußen sowie die signifikanten Mehrinvestitionen (je nach Abscheideverfahren ca. 70 %) zurückzuführen. Die Kostenanalysen zeigen darüber hinaus, dass sich aus einer reinen Kostenperspektive kein Abscheideverfahren (Post-combustion, Pre-combustion, Oxyfuel) favorisieren lässt. Die Ergebnisse einer Studie von 2015 verdeutlichen dennoch, dass unter Kostengesichtspunkten die CO₂-Abscheidung eine bedeutende Rolle im Kontext einer kostenoptimalen Klimagasminierungsstrategie spielen könnte.

F&E-Empfehlungen

CO₂-Abscheidung für den Kraftwerkseinsatz: Vor dem Hintergrund derzeitiger energiepolitischer Weichenstellungen und wirtschaftlicher sowie technischer Beschränkungen bzgl. einer Nachrüstung bestehender Kohlekraftwerke wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von CCS-Technik in deutschen Kohlekraftwerken keine Option sein wird. Inwieweit die CO₂-Abscheidung in Gaskraftwerken Relevanz besitzt, hängt zum einen vom zukünftigen Kapazitätszubau ab, zum anderen auch von der Wirtschaftlichkeit. Global betrachtet wird der Einsatz von CO₂-Abscheidung in Kraftwerken als eine wichtige THG-Reduktionsmöglichkeit bewertet. Aufbauend auf den vielen kleinen Pilot- und Versuchsanlagen besteht die Notwendigkeit, den CCS-Einsatz in Kraftwerken in großem Maßstab zu demonstrieren. Alle derzeit in Betrieb oder Bau/Planung befindlichen Großprojekte (in Kanada, den USA und in Asien) finden weitestgehend ohne Beteiligung des europäischen oder deutschen Anlagenbaus statt. Für den deutschen bzw. europäischen Anlagenbau können allenfalls mögliche Marktpotenziale auf Komponentenebene erwartet werden, worauf daher der F&E-Fokus gelegt werden sollte. Es zeichnet sich ab, dass von den drei Techniken derzeit die Post-Combustion Technik für den Einsatz in Kraftwerken favorisiert wird. Der Entwicklung von Waschflüssigkeiten bzw. neuen Lösungsmitteln ist eine große Priorität einzuräumen, da hierdurch Effizienzverbesserungen, Reduktionen von Betriebs- und Kapitalkosten sowie die Verminderung von ökologischen Auswirkungen erwartet werden können.

CO₂-Abscheidung für den Einsatz in der Industrie: Neben energieeinsparenden Maßnahmen und der Implementierung neuer CO₂-armer Industrieprozesse könnte der Einsatz von CCS-Technik im Sinne einer Nachrüstung eine wichtige CO₂-Reduktionsmöglichkeit in emissionsintensiven Industriebranchen (z. B. Zement, Stahlherstellung) sein. Zur Förderung des Einsatzes der CO₂-Abscheidung in der Industrie besitzen insbesondere folgende F&E-Themen Relevanz:

- Akzeptanzuntersuchungen zum Einsatz von CO₂-Abscheidung für Industrieanwendungen
- Vergleichende systematische und konzeptionelle Aufarbeitung möglicher CO₂-Abscheideverfahren für die wichtigsten Industrieprozesse (Analysen hinsichtlich Energieeffizienz, Kosten, ökologischer Auswirkungen).
- Analyse von konkurrierenden technischen Optionen, die einen CCS Einsatz erübrigen
- Bau von Versuchs- und Pilotanlagen für den Nachweis der prinzipiellen Machbarkeit
- Analyse der Abgasströme hinsichtlich der für Transport und Speicherung erforderlichen CO₂-Reinheiten, Möglichkeiten der Gasaufbereitung und Konditionierung
- Motiviert durch Power-to-Chem Konzepte wird auch die Nutzung von abgeschiedenem CO₂ aus industriellen Prozessen für möglich gehalten. In diesem Kontext gilt es ebenfalls, mögliche Versorgungs- und Transportkonzepte zu untersuchen, die auch technische CO₂-Speichermöglichkeiten im Sinne von Zwischenspeichern am Industriestandort in den Blick nimmt.
- Aufarbeitung der für den CCS-Kraftwerkseinsatz in der letzten Dekade im Rahmen von F&E-Projekten gewonnenen Erfahrungen in Bezug auf Industrieanwendungen
- Analyse von CCS-Verfahren und Potenziale für die Biomassenutzung

CO₂-Speicherung: In Deutschland dürfen gemäß Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) aktuell insgesamt nur maximal 4 Mio. t CO₂ pro Jahr eingelagert werden. Ob ein geändertes KSpG zukünftig eine Speicherung von größeren CO₂-Mengen zulässt, ist derzeit ungewiss. Geht man davon aus, dass ein Großteil der aus Industrieprozessen abgeschiedenen CO₂-Emissionen nicht genutzt werden kann, ist eine CO₂-Speicherung notwendig. Derzeit werden im Rahmen des Forschungsprojekts AUGÉ die in der letzten Dekade durchgeführten F&E-Projekte analysiert, die im Rahmen der Forschungsinitiative GEOTECHNOLOGIEN durchgeführt wurden. Aufbauend auf den mit dem AUGÉ-Projekt gewonnenen Ergebnissen soll für Deutschland der zukünftige Forschungsbedarf hinsichtlich Speicherung aufgezeigt werden. Auf detaillierte Forschungsempfehlungen zum Thema Speicher wird daher an dieser Stelle verzichtet. Unabhängig von den Ergebnissen des AUGÉ-Projekts ist eine Akzeptanzforschung hinsichtlich CO₂-Speicherung, CO₂-Re-use und CO₂-Transport vor dem Hintergrund einer ausschließlichen CO₂-Abscheidung in der Industrie notwendig.

5.5 2.4 CO₂-Nutzung

Grundlage dieser Zusammenfassung: Otto, A.; Markewitz, P.; Robinius, M., Stolten, D. (2017): Technologiebericht 2.4 CO₂-Nutzung.

Definition des Technologiefeldes

Kohlendioxid ist als Verbrennungsprodukt von kohlenwasserstoffhaltigen Materialien eine stabile und unreaktive Verbindung. Dennoch ist es möglich, CO₂ mit reaktiven Reaktionspartnern und mit Hilfe reaktiver Reagenzien und/oder Katalysatoren zu neuen chemischen Verbindungen umzusetzen. Die Konvertierung von Kohlendioxid in höherwertige Produkte kann chemisch, elektrochemisch, biochemisch oder photochemisch erfolgen. Für die Aktivierung des Kohlendioxids ist der Einsatz von Energie notwendig (thermisch, elektrisch, chemisch oder Licht). In diesem Bericht wird die CO₂-Nutzung in die Technologiegruppen *biologische*, *physikalische* und *chemische* Nutzung von CO₂ unterteilt.

Bei der *biologischen* Nutzung können konzentrierte CO₂-Ströme u. a. das Wachstum von Mikroalgen beschleunigen. Dabei wird das CO₂ über Photosynthese von den Algen aufgenommen und in Biomasse umgewandelt, aus der anschließend Produkte für die Lebensmittel- und Kosmetikindustrie sowie Chemikalien und Kraftstoffe gewonnen werden können. *Physikalisch* kann CO₂ aufgrund der physikalischen Eigenschaften ohne Umwandlungsprozesse direkt als Molekül für technische Anwendungen genutzt werden. Beispiele dafür sind der Einsatz von CO₂ beim Enhanced Oil Recovery, in der Getränkeindustrie, als Löschmittel und für die Entkoffeinierung von Kaffee.

Im Folgenden liegt der Schwerpunkt der Betrachtung des Technologiefeldes auf der *chemischen Nutzung*, mit den zugehörigen „Technologien“ Synthese von Bulkchemikalien und Polymeren. Obwohl die Synthesetechniken weiter in einzelne Reaktionen oder Prozesse, wie die Synthese von Methanol, Harnstoff oder synthetischem Diesel unterteilt werden können, werden primär diese Prozesse („Technologien“) im Gesamten betrachtet.

Aktueller Stand der Technologie

Im Bereich der chemischen Nutzung von CO₂ existieren aktuell nur wenige kommerzielle Prozesse, bei denen CO₂ als Rohstoff eingesetzt wird. Zu den Produkten zählen Harnstoff, Methanol, Salicylsäure, organische Carbonate, Polycarbonate und Polyurethane. Von den insgesamt (global) eingesetzten 116 Mio. t CO₂ werden 94 % ausschließlich für die *Harnstoff*-Synthese genutzt. Die Synthese erfolgt in einem zweistufigen Verfahren bei Drücken zwischen 150 bis 200 bar und Temperaturen von 150 bis 200 °C. Im ersten Schritt wird aus Ammoniak und CO₂ Ammoniumcarbamat gebildet, das im zweiten Schritt zu Harnstoff dehydriert wird. Im Jahr 2012 wurden weltweit 58 Mio. t *Methanol* über Synthesegas, bestehend aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff, hergestellt. Beim konventionellen Prozess besteht die Möglichkeit CO₂ dem Synthesegas beizumischen. Durch eine umgekehrte Wassergas-Shift Reaktion wird das CO₂ durch Wasserstoff zu Kohlenmonoxid reduziert. Im Jahre 2007 wurden damit rund 6 Mio. t CO₂ als Rohstoff bei der Methanol-Synthese eingesetzt. *Salicylsäure* wird industriell über die Kolbe-Schmidt-Synthese durch die

Reaktion von Natriumphenolat mit Kohlendioxid bei 150 bis 160 °C und 5 bar und anschließender Ansäuerung mit Schwefelsäure hergestellt. Die Produktionsmenge an Salicylsäure betrug im Jahr 2011 etwa 0,17 Mio. t. In den 50er Jahren wurden erstmals organische Carbonate, wie Ethylencarbonat und Propylencarbonat, über die Reaktion von CO₂ mit Epoxiden hergestellt. Die Reaktion läuft bei Temperaturen zwischen 150 und 170 °C und Drücken von 70 bis 100 bar ab. Im Jahr 2009 wurden etwa 100.000 t organische Carbonate auf diese Weise hergestellt. Im sog. Asahi Kasei Prozess wird *Bisphenol-A-Polycarbonat* aus Ethylenoxid, Bisphenol-A und CO₂ hergestellt. Das Gesamtverfahren ist ein Beispiel für eine kommerzielle Einbindung von CO₂ in einem Kunststoff. Vor der Einführung des Prozesses im Jahr 2002 wurden aromatische Polycarbonate über Kohlenmonoxid oder Phosgen hergestellt. Bis zum Jahr 2009 wurden weltweit sechs Asahi Kasei-Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ungefähr 0,6 Mio. t pro Jahr gebaut. Jedoch ist die Menge an Kohlendioxid, die dabei als Rohstoff eingesetzt wird, mit 0,17 kg CO₂ pro kg des Polymers relativ gering. Im Jahr 2010 wurden 70.000 t *Polypropylencarbonat* durch die Synthese von CO₂ mit Propylenoxid hergestellt. Unter der Annahme, es handele sich um eine ausschließliche Co-Polymerisation von CO₂ und Propylenoxid, ohne die Polymerisation des Epoxids zu Poly-Ethern, werden für die Herstellung von einem Kilogramm Polymer 0,43 kg CO₂ eingesetzt. CO₂ kann auch als Rohstoff für die Herstellung von Polyolen eingesetzt werden. Die Polyole werden anschließend mit Diisocyanaten zu *Polyurethan*- (PUR) Schaumstoffen umgesetzt (z. B. zur Herstellung von Matratzen und Polstermöbeln oder Nutzung in der Automobilindustrie). Dabei wird CO₂ chemisch fest in das Material eingebunden und hat einen Massenanteil von 20 % im Endprodukt.

Bei einem Großteil der Reaktionen handelt es sich um reine Grundlagenforschung, die – wenn überhaupt – erst im Labormaßstab realisiert wurden. Eine Ausnahme ist die Polyurethan-Produktion, bei der Grundlagenforschungserkenntnisse in relativ kurzer Zeit in eine kommerzielle Produktion umgesetzt wurden. Für fast alle der zuvor vorgeschlagenen Reaktionen ist jedoch nicht absehbar, ob sie für eine kommerzielle Nutzung weiterentwickelt werden. Im Folgenden wird die Bewertung von Entwicklungsstadien für einige ausgewählte Produkte oder Verfahren vorgenommen, die als visionär oder zukunftsweisend zu bezeichnen sind: Da für einige Stoffe schon der Labornachweis erfolgt ist, wird der TR-Level der photokatalytischen Aktivierung mit TRL 3 und der TR-Level der elektrochemischen Aktivierung mit TRL 4 bewertet. Auch beim Einbau von C1 für Polymere ist der TRL-Bewertungsgrad vom jeweiligen Produkt bzw. Verfahren abhängig. Legt man beispielsweise die PUR-Herstellung zugrunde, ist ein TR-Bewertungsgrad von TRL 7 bis 8 anzusetzen. Bei anderen Polymeren wird der Einbau von CO₂-Molekülen in einer Bandbreite von TRL 3 bis TRL 4 geschätzt. Es existieren einige Produkte, die bereits heute schon kommerziell hergestellt werden (z. B. Methanol, Harnstoff oder Methan). Diese Produkte auf Basis von CO₂-Hydrierung werden in einem Bereich von TRL 7 bis TRL 9 bewertet. Hingegen ist die Herstellung von Dimethylether (DME) in einer Bandbreite von TRL 4 bis 5 zu bewerten.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Kosteneffizienz und Systemkompatibilität

Eine Abschätzung der Kosteneffizienz erfordert für jedes Produkt eine detaillierte Kostenanalyse, die sowohl den heutigen als auch den zukünftigen Herstellungsprozess in den Blick nimmt. Als Beispiele werden hier Methanol und Dimethylether herausgegriffen. Für die Herstellung von Methanol auf konventionellem Weg werden die Kosten auf ca. 0,33 €/kg MEOH geschätzt. Demgegenüber errechnen sich für einen Prozess mit CO₂-Einbindung Kosten von ca. 1,1 €/kg MEOH. Die daraus resultierenden CO₂-Vermeidungskosten werden in einer Bandbreite von 500 bis 540 €/t CO₂ angegeben. Für den konventionellen Herstellungsprozess von Dimethylether ist von Kosten in Höhe von 0,715 €/kg DME auszugehen. Für einen Prozess mit CO₂-Einbindung errechnen sich Herstellkosten in Höhe von 1,66 bis 1,75 €/kg DME. Die damit korrelierenden Vermeidungskosten werden auf ca. 440 €/t CO₂ beziffert. Generell ist darauf hinzuweisen, dass die aufwendigen Abschätzungen von einer Vielzahl von Parametern (z. B. Wasserstoffherstellkosten) abhängig ist, die einen Einfluss auf die Kostenermittlung haben. Die genannten Zahlen sind daher als grobe Abschätzungen zu sehen.

Kohlendioxid kann mit Wasserstoff direkt zu organischen Verbindungen hydriert werden. Zielprodukte sind z. B. Ameisensäure, Oxalsäure, Formaldehyd, Methanol, Ethanol sowie Dimethylether. D.h. die CO₂-Nutzung zur Herstellung dieser Produkte setzt das Vorhandensein und die Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff voraus. Ob für die CO₂-Nutzung genügend Wasserstoff bereitgestellt werden kann, hängt nicht zuletzt von der Ausgestaltung und Realisierung anderer Power-to-X Pfade ab. Da oftmals davon ausgegangen wird, dass sogenannte Stromüberschussmengen (via Elektrolyse) genutzt werden, kann eine Nutzungskonkurrenz zwischen den einzelnen Nutzungsmöglichkeiten nicht ausgeschlossen werden. Ein anderer Gesichtspunkt betrifft die Verfügbarkeit von Kohlendioxid für die chemische Nutzung. Motivation einer von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz geprägten Energieversorgung ist die drastische Reduktion von CO₂-Emissionen und damit verbunden eine niedrigere Verfügbarkeit von CO₂ aus diesen Quellen zu Nutzungszwecken. Es ist daher davon auszugehen, dass sich die Nutzung vorzugsweise auf CO₂-Emissionen konzentrieren wird, die nahezu unvermeidbar sind, wie beispielsweise prozessbedingte Emissionen der Zementindustrie oder Stahl- und Eisenindustrie. Für den Fall einer kompletten direkten Nutzung dieser prozessbedingten Emissionen (ca. 60 Mio. t) wäre vermutlich eine geologische Speicherung nicht mehr erforderlich, was im Sinne einer Systemkompatibilität positiv zu werten ist.

F&E-Empfehlungen

Die Entwicklung geeigneter Katalysatoren ist eine zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung von CO₂. Obwohl hier schon viele Fortschritte erzielt wurden, besteht noch erheblicher F&E Bedarf. Dazu gilt es vor allem die Umsätze der Reaktionen zu erhöhen und Katalysatoren zu entwickeln, die auch in der Lage sind, bei niedrigen CO₂-Partialdrücken und in Gegenwart von NOX und SOX hohe Selektivitäten zu erreichen und die stabiler gegen eventuelle Verunreinigungen (z. B. H₂S) des eingesetzten Kohlendioxids sind. Eine Aktivierung von CO₂ unter reduktiven Be-

dingungen ist nur unter der Einbindung von regenerativen Energien oder photokatalytischen Wegen sinnvoll. Hinsichtlich der photokatalytischen und elektrochemischen Umwandlung von CO₂ besteht noch ein erheblicher Bedarf an Grundlagenforschung. Die Abtrennung von Wasser während der Reaktion kann helfen, zahlreiche Reaktionen von CO₂ mit Alkoholen zu realisieren. Weiterentwickelte Membranreaktoren könnten hierzu einen wichtigen Beitrag leisten und auch dabei helfen, bei Reaktionen, deren thermodynamisches Gleichgewicht auf der Edukt-Seite liegt, durch gezieltes Entfernen von Produkten, die Reaktionsumsätze zu erhöhen. Für den Großteil der in der Literatur beschriebenen CO₂-Nutzungsreaktionen wurden bereits Katalysezyklen im Labormaßstab bestätigt. Für diese Reaktionen fehlen in der Regel die verfahrenstechnischen Auslegungen der Prozesse sowie deren Demonstration über den Labormaßstab hinaus. Für Polymere (Kunststoffe), die direkt aus CO₂ synthetisiert werden (z. B. Polypropylencarbonat oder Polycyclohexylcarbonat) müssen mögliche Anwendungen noch intensiver erforscht werden, um genaue Mengenpotenziale für die CO₂-Nutzung abzuleiten.

Bei anderen Polymeren, wie beispielsweise der Polyacrylsäureherstellung, sind noch substantielle Forschungsarbeiten notwendig, um den Katalysezyklus des Monomers über CO₂ und Ethylen zu realisieren. Technische Herausforderungen bei der Synthese von Kraftstoffen aus CO₂ liegen in der Katalyse und der Reaktionstechnik. Außerdem ist für die Synthese von Kraftstoffen aus CO₂ und Wasserstoff entscheidend, dass der eingesetzte Wasserstoff über regenerative Energie bereitgestellt wird. Dabei sind aus energetischer Sicht eine Verknüpfung mit einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft sowie die Wechselwirkungen mit anderen Wasserstoffanwendungen von großer Bedeutung. Für eine zukünftige wirtschaftliche Umsetzung ist eine Kostenreduktion für die Wasserstoffbereitstellung aus erneuerbaren Energien essentiell. Unabhängig davon ob CO₂ als Rohstoff für Kraftstoffe, Chemikalien oder Polymere eingesetzt wird, ist es für eine positive CO₂-Bilanz ausschlaggebend, dass die eventuell benötigte Wärme oder der benötigte Strom bzw. die Reaktionspartner einen möglichst geringen „CO₂-Rucksack“ haben. Dies gilt vor allem, wenn konventionelle Produkte direkt durch CO₂-basierte Produkte substituiert werden können. Erst durch detaillierte Lebenszyklusanalysen, mit denen heutige und zukünftige Herstellungsverfahren der Produkte detailliert bilanziert werden können, lassen sich belastbare Aussagen darüber treffen, ob die CO₂-Bilanz in Summe verbessert bzw. wie viel Kohlendioxid eingespart werden kann.

Des Weiteren ist der F&E-Bedarf um Analysen zu ergänzen, die vorab die CO₂-basierte Synthese bezüglich ihrer Klimarelevanz und somit des CO₂-Reduktionspotenziales gegenüber den konventionellen Prozessen/Verfahren beurteilen. Hierbei sollte auch die mögliche Fixierungsdauer von CO₂ berücksichtigt werden. Zudem sollten CO₂-basierte Produkte bereits am Anfang ihrer Entwicklung einer Umfeldanalyse unterzogen werden, um zukünftige Marktpotenziale und somit CO₂-Reduktionspotenziale früh zu identifizieren bzw. abschätzen zu können.

6 Technologiebereich 3: Infrastruktur

6.1 3.1 Stromtransport und -verteilung

Grundlage dieser Zusammenfassung: Becker, H.; Braun, M.; Degner, T.; Heckmann, W.; Kämpf, E.; Löwer, L.; Mende, D.; Strauß, P.; Stock, S. (2017): Technologiebericht 3.1 Stromtransport und -verteilung.

Definition des Technologiefeldes

Die Beschreibung des Technologiefeldes erfolgt anhand der Hauptkategorien *Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes* und *Technologien für einen kosteneffizienten und sicheren Netzbetrieb*. Neben diesen Schwerpunktkategorien werden Fragen bezüglich des elektrischen Gesamtsystems, bestehend aus dem elektrischen Netz mit seinen Betriebsmitteln i. e. S. sowie den angeschlossenen Generatoren, Speichern und Lasten, adressiert.

Aktueller Stand der Technologie

Technologien zur Erhöhung der Aufnahme- bzw. Transportkapazität des Netzes

Hierzu zählen alle netztechnischen Komponenten und Betriebsmittel, die eine höhere Netzkapazität und/oder einen kosteneffizienteren Betrieb ermöglichen. Betriebsmittel werden (weiter)entwickelt, um eine bessere Auslastung und Überlastbarkeit zu realisieren, was am Beispiel des Leitungsmonitorings deutlich wird: In Freileitungsnetzen der 110-kV- und der 380-kV-Ebene ist Freileitungsmonitoring (FLM) heute Stand der Technik. So wird z. B. das Verfahren des „temporary loadings“ (Anpassung auf Grundlage von statistischen Wetterdaten) in der 110-kV-Ebene auf der Leitung Niebüll-Flensburg eingesetzt. Das „dynamic rating“ Verfahren auf Basis von online-Wetterdaten kommt zwischen Hamburg und Gießen in der 380-kV-Ebene zum Einsatz. Eingriffsmöglichkeiten, um die Systemsicherheit und Stabilität zu gewährleisten, werden aus Netzsicht beispielsweise durch Schaltanlagen, Transformatorstufentsteller, Kompensationsanlagen und durch leistungselektronische Komponenten wie FACTS („flexible alternating current transmission system“) oder durch Veränderungen der Kraftwerkseinspeisungen (Blindleistung, Wirkleistungs-Redispatch) ermöglicht. FACTS Elemente bieten dabei eine deutlich höhere Flexibilität in Bezug auf die Regelbarkeit als die klassischen steuernden Betriebsmittel. Durch das Nachrüsten von FACTS-Elementen wird es häufig möglich, das Netz näher an seiner Belastungsgrenze und mit erhöhter Übertragungskapazität (bis zu 40 %) zu betreiben. Leistungselektronik ist u. a. bei Netzbetriebsmitteln für das Verteilungsnetz eine zukünftig interessante Option zur Verbesserung der Regelungsmöglichkeiten. Dazu gehören bspw. Static Synchronous Compensators (STATCOM), Leistungsregler (UPFC – Unified Power Flow Controller) und leistungselektronische Transformatoren (SST – Solid State Transformer). Des Weiteren ist langfristig ein zunehmender Aufbau hybrider AC/DC-Netzstrukturen im Verteilungsnetz in Diskussion. Der Aufbau von DC-Netzstrukturen kann eine Vielzahl der Wandlungsprozesse im Netz vermeiden, wodurch Anlagenkosten und Wandlungsverluste reduziert werden können. Der SST kann zukünftig in hybriden AC/DC-Netzen ein zentrales Bauelement darstellen. Die konventionellen Leiterseile bestehen heute aus einer Kombination aus Stahl und

Aluminium (ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced). Neue hochtemperaturfähige Aluminiumlegierungen sowie neue Kernmaterialien mit verbesserten mechanischen Eigenschaften lassen höhere Betriebstemperaturen und damit eine erhöhte Strombelastbarkeit zu (bis zu 90 % gegenüber konventionellen Seilen). Auch die Supraleitertechnologie wird derzeit für die Anwendung in Energienetzen weiterentwickelt und erprobt.

Technologien für einen sicheren Netzbetrieb

Diese umfassen alle netzplanerischen und netzbetrieblichen Aspekte, die einen sicheren Netzbetrieb ermöglichen. Den Rahmen netzplanerischer Entscheidungen bilden ökonomische, regulatorische und qualitative Vorgaben. Gesetzliche Vorgaben finden sich u. a. im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Zu den Qualitätskriterien gehören bspw. Vorgaben bzgl. Spannungsqualität (DIN EN 50160). Die Netzplanung greift auf Planungsgrundsätze zurück und berücksichtigt relevante Teilbereiche der Netzbetriebsführung. Durch die Integration neuer Netzbetriebsverfahren können die stromnetzrelevante Wirk- und Blindleistung sowie die Spannung beeinflusst werden, und damit auch die Erreichung der planungsrelevanten Schwellwerte z. B. für Spannung und Auslastung. Ein wichtiger Aspekt dabei ist die stabilitätsgeprüfte Netzplanung, die den steigenden Bedarf nach Prüfung und ggf. Aktualisierung von Reglerparametern unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Reglern von Netzbetriebsmitteln und Kundenanlagen betrachtet. Der Grad der Einbindung der Verteilungsnetz-betreiber in die Erbringung von Systemdienstleistungen variiert von Forschungsstadium (z. B. Momentanreserve) bis Stand der Technik (z. B. Einspeisemanagement, Netzanalyse und Monitoring). Auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch beeinflussbare Kundenanlagen hat noch ein umfangreiches Entwicklungspotenzial. Systemdienstleistungen innerhalb des Verteilungsnetzes und für das Übertragungsnetz erfordern eine Weiterentwicklung der aktuellen IKT-Infrastruktur. Diskutiert wird auch ein zellulärer, selbst-organisierender Ansatz. Eine weitergehende Ausprägung stellt hier der Micro-Grid-Ansatz dar, bei dem Verteilungsnetzabschnitte sich zumindest zeitweise autark versorgen können. Die Netzregelung stützt sich heute im Wesentlichen auf konventionelle Großkraftwerke mit Synchrongeneratoren, die wesentliche Beiträge zur Systemstabilität erbringen. Es werden jedoch zunehmend Stromerzeugungsanlagen eingesetzt, welche überwiegend mit Stromrichtern an das Netz gekoppelt sind und bisher hauptsächlich in die unteren Spannungsebenen einspeisen. Für elektrische Energieversorgungssysteme mit einem geringen Teil an konventionellen Erzeugungsanlagen mit Synchrongeneratoren müssen die Netzregelung, aber auch der Netzschutz weiterentwickelt werden. Stromrichter-gekoppelte Anlagen stellen heute noch keine Momentanreserve (zur Frequenzhaltung) im Verbundnetz bereit. Jedoch können auch Wechselrichter Momentanreserve bereitstellen, z. B. wenn sie als netzbildende, spannungsstellende Einheiten konzipiert sind. Diese werden heute üblicherweise in Inselnetzen eingesetzt und sind nicht für den Verbundnetzbetrieb optimiert. Es existieren aber Ansätze, die explizit auf eine Nachbildung des Synchronmaschinenverhaltens abzielen und damit prinzipiell für einen Einsatz im Verbundnetz geeignet erscheinen.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Gesellschaftliche Akzeptanz und Systemkompatibilität

Der Ausbau der Infrastruktur für Stromtransport und -verteilung ist auch von der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig. Verteilnetze sind in Deutschland überwiegend als Erdverkabelung ausgeführt und nur in den Ortsnetzstationen und Umspannwerken sichtbar. Auch in der 110-kV-Ebene werden inzwischen viele Verbindungen als Kabel ausgeführt. Im Übertragungsnetz überwiegen jedoch noch Freileitungen. Der verzögerte Netzausbau sowie lange Planungs- und Genehmigungsverfahren sind vielerorts u. a. auch auf Widerstände aus der Bevölkerung bzw. von Interessenvereinigungen zurückzuführen. Insbesondere neue Stromtrassen und lange, leistungsfähige Verbindungen in der Nord-Süd-Achse werden skeptisch betrachtet, was dazu geführt hat, dass eine zumindest teilweise Erdverkabelung für diese Trassen angestrebt wird. Zukünftige Forschung könnte belastbar zeigen, inwiefern ein dezentraler Ausbau und der Einsatz sog. Smart-Grid-Technologien den Ausbau von Übertragungsstrecken minimieren könnten. Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurde politisch eine Grundlage für den weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes, insbesondere bzgl. der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in Nord-Süd-Verbindungen, geschaffen.

Ein wichtiger Aspekt ist die Einführung neuer Technologien und Netzstrukturen, wie sie derzeit im Bereich der HGÜ-Systeme stattfindet. HGÜ-Systeme als Ganzes können nicht ohne eine technische Rückwirkungsanalyse auf das bestehende Energieversorgungssystem eingebracht und integriert werden. Insbesondere bei steigenden Durchdringungsraten und beim Übergang in kombinierte weiträumige Systeme ist die vorhandene Infrastruktur zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist die Kompatibilität zum bestehenden System gegeben. Jedoch kann sich durch die Erweiterung um HGÜ-Systeme jedweder Art ein umfassender Eingriff in das bestehende System ergeben. Eine technische Bewertung des kombinierten Systems wird erforderlich sein um notwendige Maßnahmen z. B. in Bezug auf die Regelung und Betriebsführung beider (AC- und DC-) Systeme abzuleiten. Auf der Komponentenebene besteht die besondere Herausforderung darin, Normen, Standards und Netzanschlussrichtlinien so zu entwickeln, dass ein systemdienliches Verhalten der angeschlossenen Generatoren, Speicher und Lasten erreicht wird.

F&E-Empfehlungen

Zentrale Ziele von Forschungsaktivitäten sind die Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbarer Energien, effiziente Planung und effizienter und sicherer Betrieb des Systems sowie Erschließung der Potenziale durch die Sektorkopplung.

Technologien zur Erhöhung der Netzkapazität

- Im Rahmen der Flexibilisierung: Entwicklung neuer Materialien, Einbezug von Wetterprognosen, Verbesserung der Systemeigenschaften (Optimierung, Regelungsverfahren, Betriebsführungsalgorithmen), Entwicklung möglichst kompakter, kosteneffizienter und umweltverträglicher Freileitungssysteme.

- **Neue Betriebsmittel:** regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT), flexible AC-Übertragungssysteme (FACTS), weitere Netzbetriebsmittel mit Leistungselektronik (technische Weiterentwicklung von Komponenten/ Anlagen).
- **Neue Materialien für Komponenten der Netztechnik:** neue Leitermaterialien für Freileitungen, neue Halbleitermaterialien für Netzkomponenten, die Leistungselektronik verwenden, Weiterentwicklung der Supraleitertechnologie für Übertragungsnetze, Hochspannungsnetze sowie den Netzschutz.
- **Netzschutz:** supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer für Hochspannung und Mittelspannung, flexible Schutztechnik für Ortsnetze und Gebäudetechnik, Methoden zur Anpassung der Netzschutzkoordinierung bei dezentraler Erzeugung, Robustheit gegenüber nichtsinusförmiger Stromeinspeisung, Netzschutz in Netzen mit geringer Netzkurzschlussleistung.
- **Gleichstromnetze und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technik:** DC-Netze und DC-Übertragungstechnologien, Weiterentwicklung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Technik als Übertragungstechnologie für große Leistungen über große Entfernungen.
- **Technologien zur Netzkopplung von EE, Speichern und Verbrauchern und zur dezentralen Bereitstellung von Systemdienstleistungen:** Technologien zur Netzkopplung (insbesondere Leistungselektronik), Regelungstechniken, Betriebsführungsstrategien, Entwicklung von Techniken, die eine Reduzierung bzw. Vermeidung der konventionellen „Must-Run-Unit“-Leistung ermöglichen.

Technologien für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb

- **Prinzipien und Methoden der Netzplanung:** Integration neuer Netzbetriebsmittel und -verfahren in die Netzplanung (unter Einbeziehung von Erzeugern und Verbrauchern), Zusammenspiel Übertragungsnetz/Verteilungsnetz (spannungsebenen-übergreifende Netzplanung), Sicherstellung der Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit in Verteilungsnetzen, Aspekte der Sektorkopplung Strom/Verkehr/Wärme (Planungswerkzeuge, Werkzeuge zur Beurteilung der Netzstabilität, Werkzeuge für den Netzbetrieb), Konzepte, Verfahren und Technologien zur Erhöhung der Betriebssicherheit von kritischen Infrastrukturen der elektrischen Energieversorgung.
- **Werkzeuge und Methoden der Betriebsführung:** Optimierung durch steuernden Algorithmen im Übertragungsnetz, Weiterentwicklung der Betriebsführung für die Verteilungsnetze, Nutzung von Netzzellen in der Netzbetriebsführung, Technologien zur Netzzustandserkennung, Verfahren/Werkzeuge zur Prognose der Stromeinspeisung aus EE-Anlagen, Konzepte für den Netzwiederaufbau mit EE.
- **Netzregelung und Netzschutz:** Methoden und Werkzeuge zur Beurteilung von Netzstabilität und Systemsicherheit, Netzregelung und Netzschutz in stromrichter-dominierten Netzen und bei Teilnetzbildung, Management von Teilnetzbildung im Störbetrieb, Planung und Betrieb von Netzzellen und Inselnetzen mit hohen Anteilen von EE, Netzanschlussregeln für EE-Anlagen und Speichern.

6.2 3.2 Wärmetransport und -verteilung

Grundlage dieser Zusammenfassung: Herkel, S. (2017): Technologiebericht 3.2 Wärmetransport und -verteilung.

Definition des Technologiefeldes

Es gibt vielfältige Technologien zu Wärmetransport und -verteilung. Im Folgenden beschränkt sich die Beschreibung und Analyse auf Wärme- (und Kälte-) Netze, die sich nach Länge der Netze, Wärmeträgermedien (im wesentlichen Wasser), Temperaturniveaus und Betriebsweisen unterscheiden.

In einem Wärmenetz wird ein Wärmeträgermedium (z. B. Wasser), das auf die gewünschte Temperatur erwärmt wurde, über ein Rohrleitungssystem mittels Pumpen verteilt. Beim Nutzer wird das Wärmeträgermedium entweder direkt in die lokalen Systeme geleitet oder die Wärme wird über einen Wärmeübertrager an das Objekt übergeben. Das abgekühlte oder erwärmte Wärmeträgermedium des Verteilnetzes wird dann zurück zum Wärmeerzeuger geleitet, um erneut aufgeheizt bzw. gekühlt zu werden. Wärme ist die Energieform mit den tendenziell größten Leitungsverlusten, jedoch steigt die wirtschaftliche Effizienz (bzw. sinken die Kosten) der Wärmebereitstellung mit größeren Erzeugereinheiten, z. B. im Bereich der solarthermischen Wärmeerzeugung. Zusätzlich können Wärmenetze die Effizienz von Industrieprozessen durch die Nutzbarmachung von Abwärme in benachbarten Quartieren erhöhen. Das wichtigste Einsatzfeld von Wärmenetzen ist Auskopplung von Wärme aus Kraftwerksprozessen sowie die Nutzung von Wärme aus Blockheizkraftwerken. Je nach Temperatur- und Druckniveau unterscheidet man zwischen Warmwasser- und Dampfnetzen. In der Wärmeversorgung werden die Vorlauftemperaturen bei Wassernetzen in Abhängigkeit der von der Außenlufttemperatur abhängigen Heizlast im Sommer abgesenkt. Der Transport von Kälte mittels Netzen erfolgt in der Regel innerhalb von Liegenschaften, bei denen eine zentrale Kälteerzeugung aufgrund der höheren Wirtschaftlichkeit größerer Kälteerzeuger sinnvoll ist. Kältenetze werden im Folgenden nicht weiter vertieft.

Aktueller Stand der Technologie

In 2016 betrug der Fernwärmeanteil am gesamten deutschen Endenergieverbrauch etwa 13,7 %. Die erzeugte Wärme stammt dabei zu 83 % aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, zu 15 % aus Heizwerken und zu 2% aus industrieller Abwärme. Rund 1.320 Heizwasser- und knapp 50 Dampfnetze versorgen rund 372.000 Hausübergabestationen. Der jährliche Zuwachs betrug in den letzten 8 Jahren rund 1,7 %. Die derzeitige Trassenlänge für die Fernwärmeversorgung beträgt 21.270 km (Zuwachs in den letzten 8 Jahren rund 1,9 %/Jahr). In 2016 wurde zu rund 40 % Erdgas als Brennstoff eingesetzt, gefolgt von Kohle mit rund 30 % und erneuerbaren Energien mit 20 %. Siedlungsabfälle hatten einen Anteil von rund 10 %. Im Neubau hatte die Fernwärme in 2014 einen Anteil von rund 24 % an den neu installierten Heizungssystemen; damit liegt sie zusammen mit den Wärmepumpensystemen auf Platz zwei, nach den mit Erdgas befeuerten Kesseln.

Wärmenetze sind eine seit vielen Jahrzehnten bekannte Technologie, dementsprechend liegen die Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkte auf der Anpassung der Wärmenetze an sich verändernde energiewirtschaftliche Randbedingungen. Forschungsaktivitäten der jüngeren Vergangenheit konzentrierten sich auf die Absenkung der Fernwärmepemperaturen, auf Maßnahmen zur Strukturoptimierung der Topologie sowie die verteilte Einspeisung in Fernwärme. Ein Schwerpunkt der F&E-Vorhaben der letzten Jahre war die Entwicklung von Methoden zur Transformation von Wärmenetzen hin zu niedrigeren Systemtemperaturen (kalte Wärmenetze, „Low-Ex“-Konzepte). Der Schwerpunkt lag dabei auf der wissenschaftlichen Begleitung von Demonstrationsvorhaben. Die mit der dezentralen Einspeisung von Wärmeerzeugern in Bestandsnetze verbundenen hydraulischen Probleme waren ein weiterer Schwerpunkt der F&E-Aktivitäten. Die Optimierung des Betriebs von Wärmenetzen durch Speichermanagement und Flexibilisierung der Temperaturen und Volumenströme war Gegenstand meist theoretischer Studien. Der dritte Schwerpunkt von Forschung und Entwicklung im Themenfeld Wärmeverteilung und -transport waren Planungsinstrumente, insbesondere Instrumente zur schnellen Ermittlung von konkreten Potenzialen zum Ausbau von Wärmenetzen. Ein weiteres Thema war die Berücksichtigung von Wechselwirkungen, die sich aus der Kopplung von Strom und Wärme ergeben.

Ein wenig differenziert lässt sich der aktuelle technologische Reifegrad der Technologien im Bereich Wärmetransport und -verteilung folgendermaßen bewerten:

- Bestandsnetze: TRL 9
- Niedertemperatur-Wärmenetze mit Einspeisung erneuerbarer Wärme: TRL 7
- Lastmanagement und flexibler Betrieb: TRL 6
- Planungsinstrumente für Wärmenetze und Hydraulik: TRL 6

Ausgewählte Bewertungskriterien: Gesellschaftliche Akzeptanz und Systemkompatibilität

Fernwärme als eine Option der Wärmeversorgung ist eine seit vielen Jahrzehnten eingeführte und bekannte Technologie, mit der keine technischen Risiken assoziiert sind. Ausgehend von dieser grundsätzlichen Akzeptanz können derzeit in Deutschland zwei unterschiedliche Diskussionen zu Wärmenetzen beobachtet werden: Zum einen sind in ländlichen Gebieten in den letzten Jahren rund 140 Kommunen neu mit Bioenergie versorgt worden (in der Regel unter Nutzung von Wärmenetzen). Dabei hat sich gezeigt, dass gemeinschaftlich organisierte Lösungen dort, wo Kommunikation direkt erfolgen kann, eine hohe Akzeptanz erfahren, wenn positiv besetzte Ziele (Erneuerbare Energien stärken, Unabhängigkeit) zu akzeptablen Kosten erreicht werden können.

Der zweite Diskussionsstrang findet eher in städtischen Gebieten statt, in denen entweder ein Ausbau existierender Fernwärmeversorgung oder der Neubau eines Wärmenetzes erfolgen soll. Hier führen die gleichen Motivationen, insbesondere sich unabhängig zu versorgen, zu einer Präferenzierung von gebäudeindividuellen Versorgungslösungen. Dies nicht zuletzt wegen der bei allen Versorgungstechnologien höheren Wärmepreise bei Niedrigenergiegebäuden. Eine grundsätzlich sehr hohe Ak-

zeptanz ist bei der Wohnungswirtschaft zu finden, die von den geringen Aufwendungen für Wartung profitiert.

Wärmenetze stellen eine Infrastruktur dar, die für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Einheiten, bei denen die Wärmeproduktion den lokalen Bedarf übersteigt, eine Voraussetzung sind. Sie sind ebenfalls Voraussetzung für den Einsatz der Tiefengeothermie zur direkten Wärmeversorgung sowie größerer solarthermischer Systeme, Biomassekessel, Heizwerke oder großer Wärmepumpensysteme. Da eine gegenseitige Substitution der unterschiedlichen Wärmeerzeuger möglich ist, schaffen Wärmenetze ein hohes Maß an Systemkompatibilität. Aufgrund der Größe und zentralen Organisation der Wärmeerzeugung lassen sich Technologie- und Energieträgerwechsel relativ gut und schnell realisieren. Rund 27 % der deutschen Fernwärme stammt derzeit aus Kohlekraftwerken, bei einer schnellen Reduktion dieses Energieträgers sind Ersatzkapazitäten notwendig. Eingeschränkt ist die Kompatibilität der Bestandsnetze ggf. in Bezug auf die Möglichkeit, den Betrieb auf andere, in der Regel niedrigere Systemtemperaturen umzustellen. Diese Beschränkung gilt auch in Bezug auf die Fähigkeit, Wärmenetze flexibler in Hinsicht auf Laufzeiten und variable Volumenströme zu betreiben um Flexibilitätsoptionen bei den mit dem elektrischen System gekoppelten Wärmeerzeugern Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung zu realisieren.

F&E-Empfehlungen

Das Technologiefeld Wärmetransport und -verteilung wird zum einen dadurch charakterisiert, dass die grundlegende Technologie seit vielen Jahrzehnten bekannt und im Markt eingeführt ist, zum anderen sich die Randbedingungen ändern, in denen die Technologie eingesetzt wird und dies mit wirtschaftlichen Risiken behaftet ist. Forschung und Entwicklung aus öffentlicher Hand ist daher weniger mit dem technologischen Risiko zu begründen als mit dem wirtschaftlichen Risiko. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht vor allem bzgl. folgender Aspekte:

Transformation von Wärmenetzen: Low-Ex-Netze und dezentrale Einspeisung

- Demonstration von „neuen“ Anwendungsfeldern mit Evaluierung des Anlagenbetriebs: Abgestimmte Systemintegration verschiedenster Erzeuger und Integration von niederkalorischer Wärme (Solarthermie, Wärmepumpen, industrielle Abwärme, Tiefengeothermie) in Wärmenetze
- Entwicklung von Methoden und deren Demonstration zur Transformation des hydraulischen Systems
- Entwicklung von Methoden zur abschnittweisen Sanierung und Optimierung von Wärmenetzen
- Kosteneffiziente Verlegetechnologien für urbane Bestandsgebiete
- Zustandsermittlung bestehender Fernwärmenetze

Optimierung und Flexibilisierung des Netzbetriebes

- Entwicklung innovativer Betriebskonzepte für Wärmenetze (z. B. kalte Wärmenetze, Low-Ex-Konzepte, Netze mit zeitlich variierendem Temperaturniveau, Flexibilisierbarkeit der Netzinfrasturktur) unter Berücksichtigung der Kopplung von Wärme und Strom
- Regelung und Steuerung komplexer Niedertemperaturnetze mit mehreren Wärmequellen (Erdkollektoren, Luft, Solarwärme, Fernwärme) und Wärmeerzeugern unter Einbindung weiterer Wärmeerzeuger (z. B. Solarwärme). Hier sollten Demonstrationsvorhaben initiiert werden
- „Steuerung“ der Nutzer zu „smarten“ Verbrauchern um last-, temperatur- und angebotsgeregelte Hausstationen in Wärmeversorgungsnetze zu integrieren
- Einsparung von Pumpenstrom, Entwicklung neuer Betriebskonzepte (z. B. Morgen-Spitzen flexibler versorgen), Senkung des Temperaturniveaus des Verteilersystems im Sommer (hier sind die Verluste am höchsten) durch Einbindung dezentraler Komponenten, höhere Temperaturspreizung durch niedrigere Rücklauftemperaturen (modifizierte Übergabestationen und gesteuerte Rezirkulation in Gebäuden), Bündelung unterschiedlicher Versorgungsaufgaben (z. B. Dreileitersysteme)

Planungsinstrumente

- Entscheidungshilfen zur Abwägung von Wärme-/Kältenetzen im Vergleich zu Einzelversorgungslösungen
- Entwicklung einfach zu bedienender Auslegungs- und Simulationswerkzeuge für Wärmenetze
- Entwicklung von kommunalen, intersektoralen Planungssystemen und Aufbau öffentlicher Datenbestände für Energieinfrastrukturen (GIS), insbesondere Gewerbe und Industrie

Sozio-ökonomische und techno-ökonomische Analysen

- Techno-ökonomische Analysen von Wärmenetzen unter Berücksichtigung der Sektorkopplung: Optimierte Wechselwirkung zwischen leitungsgebundenen und leitungsungebundenen Wärmeversorgungssystemen, Bewertung des Beitrages der Wärmenetze
- Ökonomische Analysen zur Entwicklung von Geschäftsmodellen: Entwicklung und Analyse der Effekte von netzbedingten (Markt-)Mechanismen und neuer Tarifsyste; Abbildung von Netzaspekten auf neue Strom-/Wärmeprodukte und Untersuchungen zur Relevanz von Systemdienstleistungen durch Abnehmerpools (Speicher/negative Regelenergie)
- Stärkung von Akzeptanz und Nutzungsbereitschaft für Wärme-/Kältenetze: Analyse von Präferenzen

6.3 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektrochemisch)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Puchta, M.; Dabrowski, T. (2017): Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektrochemisch).

Definition des Technologiefeldes

Das betrachtete Technologiefeld umfasst die folgenden elektrochemischen Energiespeichertechnologien:

- Lithium-basierte Technologien (Li-Ion, Li/Luft, Li/S)
- Natrium-basierte Technologien (NaS, NaNiCl)
- Redox-Flow-Technologien (VRF, Fe/Cr, Br/S, V/Br)

Ausgeschlossen werden hier aufgrund der technischen Reife und/oder Toxizität Blei-Säure Technologien und NiCd & NiMh Batterien.

Das Technologiefeld elektrochemische Speicher zeichnet insgesamt eine flexible Skalierbarkeit der Energie und Leistung aus, es reicht von Speichersystemen im Bereich von wenigen kWh/kW (Kleinspeicher wie PV-Heimspeicher) bis hin und zu mehreren MWh/MW (Großspeicher, z. B. für Primärregelleistung).

Aktueller Stand der Technologie

In den letzten 3-5 Jahren ist ein Trend hin zu größeren elektrochemischen Speichersystemen beobachtbar, mit höheren Leistungen und höheren Speicherkapazitäten. Die Anwendungsbereiche elektrochemischer Speicher unterscheiden sich insbesondere auch nach Technologien und stehen in dem jeweiligen Anwendungsbereich in Konkurrenz zu anderen Energiespeicheroptionen. Der Markt der kleineren Speichersysteme im Bereich weniger kWh/kW wurde in den letzten Jahren insbesondere durch die Anwendung von Photovoltaik (PV)-Heimspeichersystemen geprägt, bei denen ein Trend von der Blei-Säure-Technologie hin zur Lithium-Ionen-Technologie erkennbar ist. Insbesondere in den letzten 4-5 Jahren ist eine große Zunahme an Projekten im Bereich elektrochemischer stationärer Speicher zu beobachten.

Unter den verschiedenen Typen der *Lithium-Batterien* (TRL 4-9) sind die Lithium-Ionen-Batterien eine aktuelle und in der Anwendung befindliche Technologie, deren Entwicklungspotenziale noch nicht ausgeschöpft sind. Die post-Lithium-Ionen Batterien, welche Lithium in metallischer Form beinhalten, können die erwarteten Sprünge in der Energiedichte liefern. Hierfür müssen diese Technologien es von der Forschung in die Anwendung schaffen. Das Funktionsprinzip der Lithium-Ionen-Batterie basiert auf dem Austausch von Lithium zwischen den Aktivmaterialien der Anode und Kathode. Bei der Entladung diffundiert Lithium vom Inneren der Kohlenstoffanode zu dessen Oberfläche. An der Grenzfläche zwischen Anode und Elektrolyt wandelt sich das Lithium in ein Lithium-Ion unter Freisetzung eines Elektrons um. Dieses Lithium-Ion wird über den Elektrolyten zur Kathode transportiert. Auf der Kathodenoberfläche wird ein Elektron aufgenommen, um Lithium zu bilden, das schließlich in das Innere der Kathode diffundiert und dort interkaliert (d. h. eingelagert wird). Der Ladevorgang findet vollständig analog in umgekehrter Richtung statt. Dieses Prinzip teilen alle Lithium-Ionen-Batterien. Grundsätzlich anders funktionierenden Batterien, die Lithium in metallischer Form als Anode verwenden. Die Kathode kann beispielsweise eine Gasdiffusionselektrode (Li/Luft) oder eine schwefelhaltige

Graphitstruktur sein (Li/S). Aufgrund des metallischen Lithiums ist der potenzielle Energiegehalt dieser Technologien wesentlich höher als bei den Lithium-Ionen-Batterien. Vielfältige F&E-Tätigkeiten im Bereich der post-Lithium-Ionen-Batterien adressieren daher die Leistungsfähigkeit und Stabilität der Technologien.

Natriumbasierte Thermalbatterien (TRL 9) erfordern hohe Temperaturen für die Aufrechterhaltung des flüssigen Zustands (Elektroden und/oder Elektrolyt) und die Ionenleitfähigkeit des Separators. Der Vorteil einer vernachlässigbaren Selbstentladung wird durch die thermischen Verluste und den Energiebedarf der Heizung des Batteriesystems reduziert. Thermalbatterien sind wirtschaftlich anwendbar meist auf Systeme im großen Maßstab beschränkt, um die Oberfläche und damit die thermischen Verluste zu minimieren. Um ihr Potenzial einer sehr niedrigen Entladungsrate, einer hohen Zykluszahl, langer Lebensdauer sowie einer relativ einfachen Produktion voll ausschöpfen zu können, müssen Niedertemperatur-Materialien entwickelt werden. Das kostengünstige und hochverfügbare aktive Material, insbesondere im Vergleich zu Lithium, macht die Thermalbatterie zu einem vielversprechenden Kandidaten für eine langfristige Technologie in der stationären Energiespeicherung.

Redox-Flow-Batterien (RFB) (TRL 9) entsprechen vom Funktionsprinzip wieder aufladbaren Brennstoffzellen. Ein großer Vorteil der Redox-Flow-Batterie gegenüber herkömmlichen Batteriesystemen, insbesondere für die großflächige stationäre Energiespeicherung, ist die Trennung von Leistung und Energie, also Reaktionsort und Lagerung. Auf diese Weise kann eine Erhöhung des Volumens und damit der gespeicherten Energie auf einfache und kostengünstige Weise erfolgen. Die Reaktanten und Produkte sind Konfigurationen derselben Spezies in verschiedenen Oxidationsstufen in jeder Halbzelle. Da die aktiven Materialien in den Elektrolyten aufgelöst werden und der Elektronentransfer zwischen der gelösten aktiven Spezies und der festen Elektrode stattfindet, finden keine (De-)Interkalations- und Festkörper-Diffusionsprozesse statt (ähnlich Brennstoffzellen) und die Elektrodendegradation wird minimiert. Zudem bieten Redox-Flow-Batterien ein schnelles Ansprechverhalten sowie breite Leistungs- und Entladezeitbereiche (breiter Anwendungsbereich), geringe Selbstentladungsraten durch die Lagerung in externen Tanks und ein hohes Maß an Sicherheit durch die durchflussgesteuerte Reaktion. Dennoch machen ihre geringe Leistungsdichte und ihre Energiedichte sie für mobile Anwendungen ungeeignet.

Technologienübergreifend teilen sich aktuelle Kernherausforderungen der F&E auf drei Ebenen auf. Die Materialebene widmet sich auf Zellniveau der Verbesserung und Entwicklung neuer Materialien für Elektroden, Elektrolyten, Separatoren, Katalysatoren etc. Auf der Systemebene werden das thermische und elektrische Management, Sicherheitsfragen, die Batteriezustandserkennung, Korrosion und Batteriefertigung und -design untersucht. Die Integrationsebene behandelt vor allem die Integration der elektrochemischen Speicher in das bestehende Netz (Energiemanagement, Kontrollalgorithmen und Kommunikationsinfrastruktur), wobei jedoch Konzepte wie grid-to-vehicle (G2V), vehicle-to-grid (V2G), second-life und hybride Systeme ebenfalls berücksichtigt werden. Bei einer Gegenüberstellung aller drei Ebenen zeigt sich ein deutliches Ungleichgewicht. Ein Großteil der aktuellen F&E-Projekte widmet sich der Integration elektrochemischer Energiespeicher, nur ein geringer Teil

der Materialentwicklung und -verbesserung und ein verschwindend geringer Teil der Systemebene, dem Batteriemangement und der Sicherheit von Energiespeichern.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Gesellschaftliche Akzeptanz und Systemkompatibilität

Es ist von einer mittleren Marktakzeptanz auszugehen, die sich auf Grund unterschiedlicher akzeptanzförderlicher und -hemmender Faktoren ergibt. Förderlich wirken der wachsende Markt für PV-Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung, ein steigender Einsatz bei Primärregelleistung und Industrieanwendungen. Andererseits wirken gewisse Sicherheitsaspekte bei Lithium-Ionen Batterien akzeptanzhemmend. Weiterhin stehen unklare rechtliche/regulatorische Rahmenbedingungen, insbesondere in kombinierten Speicheranwendungsfällen, einer höheren Akzeptanz entgegen. Die sozio-politische Akzeptanz ist eher hoch ausgeprägt. Gesellschaftlich werden Energiespeicher und auch elektrochemische Speicher als notwendig für das zukünftige Energiesystem angesehen. Allgemein gibt es daher eine hohe Akzeptanz. Dieses drückt sich auch in der hohen Anzahl an PV-Heimspeichern aus, die nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen am Markt Erfolg haben. Eine noch höhere Akzeptanz wird unter anderem aus Recyclinggründen und wegen mangelnder europäischer/deutscher Zellfertigung nicht erreicht. Auf lokaler Ebene ist ebenfalls eine hohe Akzeptanz gegenüber elektrochemischen Speichern vorhanden. Da elektrochemische Energiespeicher vom Standort her flexibel gebaut und geplant werden können, gibt es wenig bis keine bekannten lokalen Konflikte. Eine Erhöhung der Autarkie sowie der Versorgungssicherheit wird positiv gesehen. Durch das Risiko eines Batteriebrandes bei Li-Ionen Batterien sowie den gesundheits- und umweltgefährdenden Elektrolyte bei Redox-Flow Batterien könnte die Akzeptanz grundsätzlich sinken, daher ist die Sicherheit der Systeme entscheidend für die lokale Akzeptanz.

Die Systemkompatibilität wird exemplarisch für den Anwendungsfall: "Systemdienstleistungen durch elektrochemische Speicher" behandelt. Im Einzelfall und bei einem großen Bestand sind positive Rückwirkungen auf das Gesamtsystem gegeben, da durch den Speicher Systemdienstleistungen (Bereitstellung von Flexibilität im elektrischen Netz) erbracht werden. Zur genaueren Beurteilung der Rückwirkungen müssen folgende Anwendungsfälle für Systemdienstleistungen grundsätzlich unterschieden werden: a) Netzengpassmanagement, b) Gradientensteuerung, c) Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung (z. B. Primärregelleistung), d) Spannungshaltung und -qualität, e) Versorgungssicherheit und Wiederaufbau. Unter Umständen können mehrere Systemdienstleistungen durch einen elektrochemischen Speicher erbracht werden, im großen Bestand auch durch mehrere Systeme. Im Einzelfall besitzen elektrochemische Energiespeicher zur Erbringung von Systemdienstleistungen bereits Systemkompatibilität, da Sie für diesen Zweck ausgelegt wurden. Neben dem Speicher an sich spielt hier die Leistungselektronik (bidirektionaler DC-AC und/oder DC/DC-Wandler) eine entscheidende Rolle für die Kompatibilität zum elektrischen Netz. Im Einzelfall und im großen Bestand sind unter Umständen entsprechend Kommunikationsstrukturen zur Steuerung und Regelung der (verteilten) Speicher notwendig. Weiterhin muss der jeweilige Standort im Netz bei der Integration des Speichers berücksichtigt werden. Im Einzelfall und bei großem Bestand können elektrochemische Speicher zur Systemstabilität durch die Erbringung von

Systemdienstleistungen beitragen. Sie stehen ggf. aber auch in Konkurrenz zu anderen Speicher-Optionen wie z. B. Pumpspeichern, Druckluftspeichern oder Power-to-Gas. Weiterhin stehen Sie ggf. in Konkurrenz zu Demand-Side Management oder des Managements der Erzeugung (z. B. Abregelung). Insgesamt lässt sich jedoch feststellen, dass sich die Anwendungsfelder von elektrochemischen und chemischen Energiespeichern aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sehr gut ergänzen und nur in gewissen Anwendungsbereichen konkurrieren.

F&E-Empfehlungen

Einhergehend mit der technischen Reife und der Etablierung der Lithium-Ionen sowie post-Lithium-Ionen Technologie und anderer zukünftiger Batterietypen erfährt das Themenfeld Recycling elektrochemischer Energiespeicher zunehmend an Bedeutung. Bisher ist die F&E-Tätigkeit vor allem auf dem Gebiet der Blei-Säure Batterien in der wissenschaftlichen Literatur präsent, daher besitzt Recycling sowohl einen hohen Forschungsbedarf als auch ein hohes Marktpotenzial. Insbesondere in Hinblick auf die Massenproduktion tritt die Wiederverwertung und Aufschlüsselung nicht nur der teuren Additive elektrochemischer Speicher sondern auch der Grundbestandteile wie Lithium und Graphit in den Vordergrund, um einer Ressourcenknappheit vorzubeugen. Gleichzeitig mit dem Thema des Recyclings wird den second-life Konzepten eine zunehmende Wichtigkeit beigemessen. Die Verwendung elektrochemischer Energiespeicher, die in der Elektromobilität ausgedient haben, als stationäre Speicher bietet ein nicht zu unterschätzendes Marktpotenzial, welches mit dem Wachstum des Elektromobilitätssektors einhergeht. Entscheidend für second-life-Konzepte sind insbesondere auch schnelle Methoden zur Bestimmung des Gesundheitszustands der unterschiedlichen Batterietechnologien. Das Wachstum des Elektromobilitätssektors und die neuen Anforderungen an Reichweite und Zuverlässigkeit verlagern ebenfalls den Forschungsschwerpunkt der Technologien der stationären Energiespeicherung, so dass zukünftig neue Technologien (post-Lithium-Ionen, Lithium/Schwefel, Redox-Flow, etc.) sowie neue Elektrolytkonzepte (z. B. All-solid-state) auf der Materialebene einen hohen Forschungsbedarf bedingen. Des Weiteren ist festzustellen, dass die Systemebene elektrochemischer Energiespeicher bisher nur unzureichend adressiert wurde. Dies zeigt sich in einem Fehlen von Standards sowohl in Bezug auf Batteriefertigung und -design als auch in Bezug auf das Batteriemangement, welches insbesondere das für die Lithium-Ionen Technologie sicherheitsrelevante elektrische und thermische Management beinhaltet. Die Grundlage für das Batteriemangement ist eine zuverlässige und genaue Bestimmung des Batteriezustandes unter anderem unter Einbezug der Alterung des Energiespeichers. Die Integration elektrochemischer Energiespeicher in das bestehende Netz ist ein nicht zu vernachlässigender Bestandteil zur Erhöhung des Anteils regenerativer Energien am Gesamtenergieverbrauch. Dieses Themenfeld wurde und wird intensiv erforscht. Es besteht jedoch weiterhin hoher Forschungsbedarf auf der Material- und auf der Systemebene der elektrochemischen Energiespeicher.

6.4 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermochemisch und mechanisch)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Seitz, A.; Zunft, S.; Hoyer-Klick, C. (2017): Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermochemisch und mechanisch).

Definition des Technologiefeldes

Im zukünftigen Energiesystem spielen Energiespeicher für Wärme und Strom eine bedeutende Rolle. Erzeugungsseitig kann durch thermische Energiespeicher die Stromerzeugung flexibilisiert werden. Wärmespeichergestützte Power-to-Heat-Technologien ermöglichen eine Verschiebung von Stromlasten auf Verbrauchsseite. In gewerblichen und industriellen Prozessen können ungenutzte Abwärmepotenziale mit Hilfe von Wärmespeichern gehoben werden. Im Niedertemperaturbereich kann durch Speicherung die Effizienz erneuerbarer Nutzenergieproduktion erhöht werden. Der von zentralen Stromspeichern zu leistende Beitrag fokussiert sich auf den Netzausgleich und die Netzstützung im Transport- und Verteilnetz. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten werden die hier dargestellten Technologien im Folgenden in *thermische Energiespeicher* und *zentrale Stromspeicher* unterteilt.

Aktueller Stand der Technologie

Thermische Energiespeicher: Wasserspeicher sind heutzutage bereits kommerziell verfügbar (TRL 9). Weitergehende Forschung erfolgt an Hochleistungsisolationsmaterialien für kleine Systeme, kostengünstigen Behältern und Untergrundlösungen für großskalige Speicher. Systemfragestellungen zu Pufferspeichern für solarthermische Anlagen werden derzeit in Feldtests untersucht. Hochtemperaturflüssigspeicher auf der Basis von Nitratsalzen werden seit einigen Jahren kommerziell in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt (TRL 9). Noch gibt es wenige Erfahrungen in Bezug auf die langfristige Stabilität der Salzmischungen. Geforscht wird an einer Erweiterung des Temperaturbereichs, an neuartigen Speicherkonzepten und an der optimalen Einbindung der Speicher in den Betrieb solarthermischer Kraftwerke. Hochtemperaturflüssigspeicher auf der Basis von Flüssigmetallen (Natrium, Blei-Wismut u. a.) sind bisher Nischenanwendungen vorbehalten. Hochtemperatur-Feststoffspeicher werden in einzelnen Anwendungen (z. B. Stahl- oder Glasindustrie) kommerziell eingesetzt. Ihr Einsatz in Kraftwerksprozessen befindet sich im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium (Flexibilisierung von Gas- und Dampf-Kraftwerken, Nutzung in Solarthermie-Kraftwerken etc.). Die Technologie steht hier vor der Demonstrationsreife (TRL 4-5). Im Bereich von Niedertemperatur-Latentwärmespeichern kann ein breites Spektrum an Phasenwechselmaterialien als am Markt verfügbar betrachtet werden. Forschungsaktivitäten umfassen u. a. Arbeiten auf dem Gebiet der Materialverkapselung und der Erhöhung der Leistungsdichte. Passive Hochtemperaturlatentwärmespeicher auf der Basis von Nitratsalz mit integriertem Rippenrohrwärmeübertragern für Dampfprozesse wurden in den vergangenen Jahren kontinuierlich weiterentwickelt. Die Integration eines 6 MW/1,5 MWh- Leistungsspeichers zur Dampfbesicherung in einem Heizkraftwerk steht unmittelbar bevor (TRL 5). Laufende Entwicklungsanstrengungen adressieren Kostenreduktion und individuelle Anpassung der Technologie an spezifische Anwendungen. Daneben zielen aktuelle For-

schungsaktivitäten auf die Trennung von Leistung und Kapazität und die Stabilisierung der Entladekennlinie. Diese sog. aktiven Konzepte befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 1-4). Thermochemische Speicher befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium (TRL 3-4). In den letzten 10 Jahren sind hier z. B. intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Bereich physikalischer Speichermaterialien zur Sorption sowie zu ausgewählten chemischen Reaktionssystemen zu verzeichnen. Zunehmenden Fokus erhielt die Untersuchung kombinierter Materialien zur Funktionsverbesserung sowie Fragestellungen zur Lebensdauer. Im Bereich der Entwicklung von Prototypen (TRL 3-4) wurden in den letzten Jahren einige Forschungsprojekte abgeschlossen, deren Zielstellung der Funktionsnachweis spezifisch auf den Anwendungsfall angepasster Reaktorsysteme war.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch): Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind eine seit Jahrzehnten erfolgreich betriebene Stromspeichertechnologie (TRL 9). Ausgereifte Komponenten lassen nur noch geringe Verbesserungen bei Leistungsfähigkeit und Kosten erwarten. Die Überprüfung von Ideen nichtkonventioneller PSW – etwa unterirdischer Pumpspeicher – sind Gegenstand von Machbarkeitsstudien. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (ACAES) sind heute Gegenstand von Entwicklungsprojekten bzw. stehen vor der Demonstrationsreife (TRL 4-5). Zu den Komponenten Verdichterstrang und Wärmespeicher wurden in F&E-Aktivitäten der letzten 10 Jahre erhebliche Fortschritte gemacht. Erfahrungen zum Gesamtsystem stehen noch aus und erfordern einen ersten Experimentalbetrieb. Adiabate Flüssigluftspeicherkraftwerke befinden sich in der Demonstrationsphase. In Deutschland gibt es Entwicklungsanstrengungen in einem nationalen F&E-Projekt. Strom-Wärme-Strom-Speicher (SWS), d.h. Thermopotenzialspeicher und Elektrowärmekraftwerke sind als Gesamtsystem in einem frühen Konzeptstadium (TRL 2-6). Unter Verwendung heutiger Technologie sind Systeme realisierbar, deren Wirkungsgrad jedoch erst durch die Einbindung innovativer Technologien in konkurrenzfähige Bereiche gebracht werden kann. Schwungradspeicher sind kommerziell verfügbar (TRL 9). In Deutschland wird beispielsweise ein 600 kW Speicher betrieben.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Gesellschaftliche Akzeptanz und Systemkompatibilität

Die Akzeptanz für *thermische Energiespeicher* kann entsprechend deren Anwendungen und abhängig von Randbedingungen unterschiedlich ausfallen. Auf der Ebene Markt ist von einer mittleren Akzeptanz auszugehen, wobei z. T. mangelnde regulatorische und finanzielle Anreize einer höheren Akzeptanz entgegenstehen (Bsp. Puffer-Warmwasserspeicher in Privatgebäuden) bzw. die Akzeptanzlage derzeit noch nicht abschätzbar ist (Bsp. Speichergestützte Power-to-Heat-Anwendungen). Die sozialpolitische Akzeptanz (Ebene Gesellschaft) kann im Allgemeinen als eher hoch bis hoch eingeschätzt werden. Die lokale Akzeptanz ist ebenfalls eher hoch bis hoch; keine der Anwendungsformen ist mit nennenswerten negativen Auswirkungen verbunden. Für *zentrale Stromspeicher* ist die Akzeptanzlage unterschiedlich zu bewerten, je nach Technologie und Akzeptanzebene. Pumpspeicherkraftwerke bspw. erfahren auf Markt- und Gesellschaftsebene mittlere Akzeptanz, auf lokaler Ebene jedoch nur geringe, da sie mit erheblichen Eingriffen in die Landschaft verbunden sind.

Schwungradspeichern wird hingegen auf allen Ebenen eine eher hohe Akzeptanz entgegen gebracht, auch wenn die Marktpreise gerade hier ein kritischer Punkt sind.

Für die *thermischen Energiespeicher* wird der Anwendungsfall „Niedertemperatur-speicher (Warmwasserspeicher) zur Pufferung und zum Ausgleich saisonaler Schwankungen in der Wärmeerzeugung“ betrachtet. Grundsätzlich treten durch die Integration thermischer Speichersysteme keine unerwünschten oder negativen Auswirkungen auf solar- oder geothermische Anlagen, die Gebäudetechnik oder Wärmenetze auf. Da der kosteneffiziente Einsatz saisonaler Speichersysteme nach heutigem Entwicklungsstand ausschließlich in großen Systemen sinnvoll ist, werden die entsprechenden Nah- oder Fernwärmenetze benötigt. Erzeuger- und abnahmeseitig müssen die notwendigen Regeleinheiten installiert werden, um einen effizienten Betrieb komplexer Systeme zu gewährleisten. Der Einbau thermischer Speichersysteme in Wärmenetze führt zu einer besseren Regelbarkeit durch den Ausgleich von fluktuierender Erzeugung und verbrauchsspezifischer Abnahme. Bei einer hohen Durchdringung der Wärmeversorgung mit Wärmenetzen steigt der Anteil erneuerbarer Energien, die speichergestützt systemkompatibel eingebunden werden können. Diese Technologien stehen in Konkurrenz mit einer biomassebasierten Wärmeerzeugung. Für die *zentralen Stromspeicher* wird der Anwendungsfall „Stromspeicher mit einer Speicherkapazität von 4-9 Stunden zum Ausgleich von Erzeugung und Lastschwankungen bzw. zur Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt“ betrachtet. Grundsätzlich stehen Stromspeicher in Wechselwirkung mit dem Stromnetz. Mögliche Rückwirkungen hängen dabei von ihrem Betriebszweck ab. Bei einem netzdienlichen Betrieb – etwa im Verteilnetz – können Überlastsituationen vermieden und so erheblich zur Netzstabilisierung beigetragen werden. Bei der Veredlung von nicht steuerbarer „Grundlast“ treten Stromspeicher im Falle der Einspeicherung und Auspeicherung als zusätzliche Lasten bzw. Erzeuger im Stromsystem auf, so dass ggf. eine höhere Netzbelastung erwartet werden kann. Grundsätzlich führen Stromspeicher zu einer verbesserten Robustheit des Gesamtsystems. Bei der Veredlung von Grundlast und Bereitstellung von Reserveleistung können zusätzliche Netzbelastungen durch geeignete Positionierung der Speicher im Netz klein gehalten werden. Stromspeicher erhöhen die Flexibilität des Gesamtsystems und unterstützen die Integration von nicht flexibler Erzeugung und Last. Sie stehen dabei in Konkurrenz zu anderen Optionen der Systemflexibilisierung wie Demand Side Management, Sektorkopplung sowie einer Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung.

F&E-Empfehlungen

Thermische Energiespeicher: Effizienzsteigerung und Kostensenkung von großen Warmwasserspeichern müssen durch Minimierung der thermischen Verluste, Verwendung kostengünstiger Fertigungsmethoden und Standardisierung in der Auslegung und Umsetzung der Speicher erreicht werden. Bei sensiblen Hochtemperaturspeichern muss die Entladedynamik und der Temperaturbereich durch ein angepasstes Speicherdesign an die Erfordernisse der Anwendungen angepasst werden. Darüber hinaus sind der Einsatz kostengünstigerer Speichermaterialien und neue Speicherkonzepte zu untersuchen. Latente Speicher im Niedertemperaturbereich müssen insbesondere für Anwendungen mit niedrigem treibendem Temperaturgefälle (Low-Ex-Anwendungen) optimiert werden. Darüber hinaus sind weitere Verbesserungen

der eingesetzten Phasenwechselmaterialien in Bezug auf die Wärmeübertragung und die Zyklenfestigkeit zu erreichen. Im Hochtemperaturbereich müssen der Wärmeübergang in latenten Speichern verbessert, der Ladezustand bestimmbar und die Kosten gesenkt werden. Dazu sind „aktive Speicherkonzepte“ zu entwickeln, die einerseits eine Entkopplung von Leistung und Kapazität des Speichers und andererseits eine kontrollierte Leistungsabgabe während der Entladung ermöglichen. Die in thermochemischen Speichern eingesetzten Materialien müssen unter Anwendungsbedingungen charakterisiert und anhand dieser Daten ein vertieftes Verständnis der Überlagerung von chemischer Reaktion, Wärme- und Stofftransport erarbeitet werden. Dem schließt sich die Weiterentwicklung von Reaktorkonzepten an.

(System-)Integration thermischer Speicher: In Wärmenetzen muss durch den Einsatz von Niedertemperaturspeichern der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung erhöht werden. Gleichzeitig müssen smarte Systemkonfigurationen unter Einbeziehung unterschiedlicher Technologien zur Kopplung des Stromsektors mit dem Wärmesektor erarbeitet werden. Die Flexibilisierung von Kraftwerksprozessen durch den Einsatz von thermischen Energiespeichern in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stellt ein wichtiges Bindeglied zwischen dem Strom- und dem Wärmemarkt dar. Die Weiterentwicklung innovativer Speichertechnologien sollte sichergestellt werden, um die Systemdienlichkeit dieser Anlagen weiter zu verbessern. Zur Effizienzsteigerung und Flexibilisierung energieintensiver industrieller Prozesse müssen diese gemeinsam mit den Prozessbetreibern detailliert analysiert werden, um die realisierbaren Potenziale systematisch zu erfassen und standardisierte, branchenübergreifende Lösungen für die Integration thermischer Energiespeicher zu ermöglichen. An der Sektorengrenze zwischen Strom und Wärme muss der Beitrag speichergestützter Power-to-Heat-Anwendungen untersucht werden. Dabei sind neben Niedertemperaturanwendungen auch neue Lösungen im Hochtemperaturbereich zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Prozessdampf zu betrachten.

Zentrale Stromspeicher (mechanisch und thermisch): Die F&E-Arbeiten zu adiabaten Druckluftspeicher-Kraftwerken (ACAES) haben einen fortgeschrittenen Entwicklungsstand und erhebliche Kostensenkungen erreicht. Sie erfordern weitere Anstrengungen zur Systemerprobung und Betriebsführung. Adiabate Flüssigluftspeicher (ALAES) und Thermopotenzialspeicher (PHES) stellen weniger entwickelte Alternativen dar, die standortunabhängig realisiert werden können. Sie erfordern F&E-Anstrengungen zu Komponenten (Turbomaschinen, Wärmespeicher, Kältespeicher für ALAES) und zur Systemebene (Entwicklung leistungsfähiger Prozessvarianten, Betriebsführung). Elektrowärmekraftwerke (SWS) stellen eine technisch weniger anspruchsvolle Übergangslösung mit geringerem Wirkungsgrad dar. Hier sind F&E-Anstrengungen zur direktbeheizten Speicherkomponente sowie zu Systemerprobung und Betriebsführung nötig. Die Vorteile von Schwungradspeichern sind komplementär zu denen von elektrochemischen Systemen. Ein Betrieb im Verbund mit größerem Batteriesystem ist daher aussichtsreich. Weitere F&E zur Verbesserung von Energiedichte und Lebensdauer ist erforderlich.

6.5 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe

Grundlage dieser Zusammenfassung: Horst, J; Merten, F., Kiefer, S. Taubitz, A. (2018): Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe.

Definition des Technologiefeldes

Bestehende Infrastrukturen für Erdgas und Erdöl haben sich im Laufe der Zeit entwickelt und etabliert (Förderinfrastruktur, Transportleitungen, Schiffswege, Raffinerien, Tankbehältnissen etc.). Mit der Energiewende werden andere Energieträger die fossilen Kraft- und Brennstoffe in den Sektoren Wärme und Verkehr ersetzen. Es bedarf jedoch auch weiterhin einer Infrastruktur für strombasierte Gase und Fluide, allerdings mit anderen Eigenschaften und anderen Ausmaßen. Für die Infrastrukturen wird jeweils nach Art der Kraft- und Brennstoffe untersucht, ob und wie die bestehenden Infrastrukturen weiterhin genutzt werden können und wo ggf. Forschungsbedarf für eine künftige Nutzbarmachung besteht.

Aktueller Stand der Technologie

Infrastrukturen für Erdöl und flüssige Kraft- und Brennstoffe

Etwa 80 % des deutschen Rohöl-Imports erfolgt über Ölpipelines, die übrigen 20 % erfolgen über Schiffsimporte. Die Gesamtlänge der Import-Rohöl-Fernleitungen in Deutschland beträgt etwa 2.000 km mit einer maximalen jährlichen Beförderungskapazität von bis zu etwa 200 Mio. t ROE (Rohöleinheiten). Darüber hinaus existieren 6 Pipelines, welche Mineralölprodukte in Zwischenlager oder zur Weiterverarbeitung transportieren. Rohölestillationsanlagen (Raffinerien) existieren an 13 Standorten, sie hatten 2016 eine Kapazität von 102 Mio. t ROE. Die aktuell existierenden Mineralöltanklager in Deutschland mit Kapazitäten von jeweils über 1.000 t ROE können in Summe rund 63 Mio. t ROE fassen. Die Versorgung von Kraftstoffen für den Straßenverkehr erfolgt durch Tankwagen, die entsprechend für diesen Gütertransport ausgelegt sind. Sie versorgen die heute etwa 14.510 Tankstellen in der Bundesrepublik mit Ottokraftstoffen und Diesel. Von den neuen strombasierten Flüssig-Kraft-/Brennstoffen, welche die vorhandenen (Erdöl-)Infrastruktur künftig nutzen sollen wird hier auf Ethanol, Methanol und Fischer-Tropsch-Rohöl fokussiert. *Ethanol*-Mischungen bis hin zu reinem Ethanol können in Fahrzeugen mit gleicher Tankkodierung wie Benzin und Diesel transportiert werden. Es ist zu erwarten, dass ein bedeutender Teil des strombasierten Ethanols aus dem Nahen Osten und Nordafrika stammen wird. Die Versorgung würde mittels Schiff erfolgen und in 2050 bis zu etwa 12 Tankern mit je 100.000 BRT (Bruttoregistertonnen) je Woche betragen. Die Verteilung könnte zum Teil über die bestehenden Produktleitungen für Mineralöle erfolgen sowie mittels Schienenbahnen und den bestehenden Tankfahrzeugen. Da der bisherige Bedarf an Roh- und Mineralölen je nach Szenario deutlich größer ist als der künftige Bedarf an Power-to-Liquids (PtL), wird für Ethanol eine ausreichend verfügbare Infrastruktur unterstellt. Bei reinem *Methanol* entspricht der Bedarf der benötigten Infrastruktur derjenigen bei Ethanol. Aufgrund der unterschiedlichen Energiedichte würden allerdings bis zu 16 Tanker mit jeweils 100.000

BRT je Woche anlanden und gelöscht werden müssen. Jedoch können gemäß Europäischem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) nicht die üblichen Tankbehältnisse, wie sie für Diesel und Benzin genutzt werden, zum Einsatz kommen. Eine Umrüstung wäre daher zwingend notwendig. Da Methanol ein wichtiges internationales Handelsgut ist, kann hier auf bestehende Schiffs- und Verteilinfrastruktur zurückgegriffen werden, die aber ausgebaut werden müsste. Für die Verteilung zu den Tankstellen bedarf es aber sehr wahrscheinlich einer breiten Umrüstung entsprechend der Tankkodierung LB4H. Mittels *Fischer-Tropsch-Synthese* (FTS) kann ein dem Rohöl vergleichbares Produkt erzeugt werden, welches mit diesem in beliebigem Verhältnis vermischt und transportiert werden kann. Somit wäre es möglich bei größeren im Ausland erzeugten Mengen diese per Öl-Pipeline nach Europa bzw. Deutschland zu befördern. Aufgrund der Vermischung fossiler und regenerativer Energieträger bedarf es einer bilanziellen Zuordnung beim Handel sowie eines entsprechenden Qualitäts- und ggf. Zertifikatehandels, um eine korrekte Zuordnung der Mengen sicherzustellen. Da beim synthetischen Rohöl einige Reinigungsschritte im herkömmlichen Raffinerieprozess entfallen können, wäre es langfristig günstig die Produktströme zu trennen und erst die Endprodukte zu mischen. Über die finalen Raffinierungsschritte lassen sich Ottokraftstoffe, Diesel, Kerosin und andere typische Raffinerieprodukte herstellen, die dann als Drop-In-Kraftstoff die bestehende Infrastruktur gleichwertig wie die heute genutzten Kraftstoffe nutzen können.

Erdgasinfrastruktur

Erdgasinfrastruktur umfasst neben dem Gasnetz auch Verdichter, Regel- und Messstellen sowie Gasspeicher. Die Länge des deutschen Gasleitungsnetzes beträgt im Jahr 2016 insgesamt ca. 479.000 km. Es gibt in Deutschland 49 Untertage-Gasspeicher an 39 Standorten. Diese können eine Kapazität von ca. 20 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen. Erdgas zählt zu den wichtigsten Importgütern. Eine wichtige Option zur Diversifizierung der Erdgasimporte und damit zur Verringerung von einseitigen Importabhängigkeiten stellen LNG (liquefied natural gas)-Importe dar. Von den strombasierten Gasen, welche die vorhandene Infrastruktur künftig nutzen sollen werden hier Wasserstoff sowie Biomethan und synthetisches Erdgas (SNG) behandelt. Anders als synthetisches Erdgas und Biomethan unterscheidet sich *Wasserstoff* stark in seiner Gasbeschaffenheit gegenüber dem herkömmlichen fossilen Erdgas. Im Prinzip ist es möglich Wasserstoff dem Grundgas beizumischen; im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur weitgehend für ca. 10 Vol.-% H₂ im Erdgas geeignet ist. Die Beimischung von H₂ in Transportrohrleitungen wird als unkritisch eingeschätzt, man kann hier von einer H₂-Beimischungsgrenze von bis zu 50 % ausgehen. Die geringe Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas führt bei Zumischung von Wasserstoff zu einer geringeren prozentualen Transportkapazität von Transportleitungen genauso wie zu geringerer Gaseinspeicherkapazität von unterirdischen Kavernen- und Porenspeichern. Für beide Speichertypen muss außerdem untersucht werden, welche Werkstoffe, Bauteile und Zemente verwendet worden sind und inwiefern diese sich für Wasserstoff und Mischgas eignen. Die Brenngasspezifikationen von Gasturbinen stellen ebenfalls Ansprüche an den prozentualen Zumischgrad von Wasserstoff in das Grundgas. Die Eignung von Gasturbinen zur Verbrennung von Wasserstoff-Erdgasgemischen vari-

iert hierbei je nach Turbine und Hersteller (zw. 1 und ca. 15 Vol.-% Wasserstoff). Ein wesentlicher Punkt hinsichtlich der Wasserstoffeinspeisung bzw. des Mischens mit Erdgas ist die Gasmessung (zur Brennwertbestimmung und Gasabrechnung). Die aktuell eingesetzten Prozess-Gaschromatographen (PGC) können den Wasserstoffanteil nicht genau genug messen. Folglich müssen die PGC nachgerüstet oder neue Gasmessgeräte installiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass zukünftig ein nicht unerheblicher Teil des Wasserstoffs importiert wird. Hierzu wird der produzierte Wasserstoff vom Exporteur verflüssigt, entweder durch Druck und Kühlung oder als Fluid in einer chemischen Bindung, wobei es sich jeweils um einen energieintensiven Prozess handelt. *Synthetisches Erdgas* (SNG) kann aufgrund der ähnlichen verbrennungstechnischen und chemischen Eigenschaften ohne Probleme in die vorhandene Erdgasinfrastruktur eingespeist werden und vorhandene Erdgaskomponenten sowie Erdgasanwendungen können SNG nutzen. *Biomethan* weist je nach Substratbeschickung und Prozessführung eine unterschiedliche stoffliche Zusammensetzung auf (CH₄- und CO₂-Gehalt). Nach Entschwefelung und Trocknung kann das Biomethan direkt als sogenanntes Zusatzgas in die Erdgasinfrastruktur eingespeist werden. Der Anteil am Gesamtgas kann erhöht werden, solange der Wobbe-Index des entstandenen Mischgases die vorgegebenen Grenzen nicht unterschreitet. Für L-Erdgas aus den Niederlanden beträgt die Untergrenze 11,0 kWh/m³ und für das H-Erdgas aus dem russischen Raum 13,6 kWh/m³. Alternativ kann vor der Einspeisung noch eine kostenintensive CO₂-Abtrennung vorgenommen oder das anteilige CO₂ mit Wasserstoff zu Methan aufbereitet werden. Dadurch kann das Biomethan eine Qualität erreichen, die es zum sogenannten Austauschgas macht, das in größeren Mengen einspeisefähig ist. Ob die bestehenden Gasnetzkapazitäten auch langfristig für Aufnahme, Transport/Transit, Verteilung und Abgabe ausreichen, hängt letztlich von einer Vielzahl an Faktoren ab. Maßgeblichen Einfluss haben die Entwicklungen der heimischen Gas- und Stromnachfrage sowie der Erzeugungskapazitäten für EE-Strom und strombasierte Gase (PtG). Je höher die „konventionelle“ Stromnachfrage ausfällt, desto weniger wird es inländische Produktionskapazitäten für strombasierte Brenn- und Kraftstoffe geben. Die Gasnachfrage ist dann stärker durch Importe zu decken. Je höher der Elektrifizierungsgrad des Gesamtsystems wird, desto geringer wird die Gasnachfrage ausfallen und desto eher wird das heutige Gasnetz auch in Zukunft ausreichen.

F&E-Empfehlungen

Öl-Infrastrukturen: Eine Anpassung der Erd- und Mineralölinfrastrukturen wäre bei einem Wechsel auf strombasierte Kraftstoffe nur in geringem Umfang nötig und auch nur, wenn die Ersatzkraftstoffe nicht zu einem Drop-In-Kraftstoff aufbereitet werden. Bezüglich der Infrastrukturen erscheint somit die FTS vorzugswürdig, da die Infrastrukturen ohne Anpassung weiter genutzt werden können. Obwohl Ethanol als Ersatzkraftstoff gegenüber Methanol einige Vorteile hat (hinsichtl. Anforderungen bei Verteilung & Speicherung, Energiegehalt, Toxizität), wird derzeit die Weiterentwicklung strombasierter Ethanols in Deutschland nicht verfolgt. Es erscheint jedoch sinnvoll zur Weiternutzung der Infrastruktur die Ethanolroute bei der Technologieforschung auch weiter zu betrachten. Im Vergleich zur FTS sinkt der Bedarf an Raffinerien mit Zunahme an Ethanol bzw. Methanol. Diese nicht mehr benötigte Infra-

struktur wird in den jeweiligen Regionen zu Strukturumbrüchen führen. Diese sozio-ökonomischen Auswirkungen eines Kraft-/Brennstoffwechsels sollten daher ebenfalls untersucht werden.

Gas-Infrastrukturen: Während die Nutzung des bestehenden Gasnetzes für die Einspeisung und Nutzung von Biomethan und synthetischem Methan praktisch problemlos möglich ist, stößt die Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff auf verschiedene technische Herausforderungen. Dabei spielen insbesondere die zulässigen H₂-Konzentrationen für die Einspeisung und alle Betriebsmittel, die am Gasnetz angeschlossen sind, eine wesentliche Rolle. Je nach Szenario ist zudem langfristig bzw. zwischenzeitlich mit (sehr) großen Mengen an Wasserstoff und unterschiedlichen Mengen an Erdgas zu rechnen. Dies wird unterschiedlichen bzw. großen Anpassungsbedarf der Gasinfrastruktur zur Folge haben. Vor diesem Hintergrund werden die nachfolgenden Forschungsbedarfe abgeleitet: a) Entwicklung und Zulassung von flexiblen Volumenmessgeräten, die in einem möglichst weiten Bereich von 0 bis 100 Vol.-% H₂ eingesetzt werden können, b) einheitliche Entwicklung von H₂-geeigneten Brennwertmessgeräten und Weiterentwicklung von rechnerischen Brennwertrekonstruktionssystemen für H₂-Einspeisungen insbesondere für den Einsatz in den Verteilnetzen, c) Untersuchungen zu Eignung und Anpassungsbedarf von Gasverdichtern sowie Weiterentwicklungen der sicherheitstechnischen Anforderungen bezogen auf Gasgemische mit unterschiedlichen H₂-Volumenkonzentrationen, d) Untersuchung und Entwicklung von Anpassungsmöglichkeiten der Endkundengeräte und ihrer Sicherheitstechniken an schwankende Erdgasqualitäten und H₂-Volumina.

Auf der *systemanalytischen Ebene (Szenarien und Modelle)* sind neue, spezifische Szenarien zur langfristigen Entwicklung des Gasverbrauchs durch Industrie und Verkehr nach Energieträgern und Anwendungsbereichen bzw. Teilsektoren erforderlich. F&E-Bedarfe bestehen auch hinsichtlich der Bestimmung und Bewertung von regionalen Erneuerungsbedarfen von Gasleitungen und -speichern im Zeitverlauf, abhängig von zukünftiger Auslastung und Nutzung, sowie der Bestimmung des regionalen Umstellungs- bzw. Transformationsbedarfs im Zeitverlauf bei Gasleitungen und -speichern für zunehmende H₂-Einspeisung. Weiterhin sind sozioökonomische Untersuchungen der Auswirkungen von flächendeckenden bzw. konzentrierten regionalen Einsätzen von PtG-Anlagen und ggf. angeschlossenen Katalyseanlagen und Infrastruktur- und Standortanalysen zur Vermeidung von „stranded investments“ erforderlich. Dazu gehört auch die Bestimmung der künftigen Rollen und Standorte von Gaskraftwerken sowie des regionalen Bedarfs an CO₂- und H₂-Leitungen bzw. -Speichern sowie Methanisierungsanlagen. Zusätzlicher F&E-Bedarf betrifft die Harmonisierung (Konvergenz) der verschiedenen Markt- und Bilanzierungsstrukturen von Gas und Strom insbesondere auf den Kurzfristmärkten, sowie auch die Bestimmung der (regional) zu erwartenden Mengen und Qualitäten (u. a. H₂-Anteil) von PtG-Importgasen im Zeitverlauf.

7 Technologiebereich 4: Technologien für die Sektorenkopplung (PtX)

7.1 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2017): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff).

Definition des Technologiefeldes

Der Begriff Power-to-Gas (PtG) beschreibt die Umwandlung von (erneuerbarem) Strom in ein (erneuerbares) Gas, beispielsweise Wasserstoff oder Methan. Das Gas kann sowohl im Erdgasnetz gespeichert als auch direkt oder zeitversetzt verschiedenen Nutzungssektoren (z. B. chemische Industrie oder Verkehr) zugeführt werden. Es existieren unterschiedliche Umwandlungsmöglichkeiten von Strom zum Gas, in diesem Bericht steht die *elektrolytische Wasserstoffherzeugung* aus erneuerbaren Stromquellen im Fokus. Die elektrische Energie für die Wasserelektrolyse kann entweder in einem Schritt, wie bei Photovoltaik, oder in zwei Schritten beispielsweise mit dem Zwischenschritt der mechanischen Energie (z. B. Windkraftanlagen) bzw. thermischen Energie (solarthermische Anlagen) erzeugt werden. In Elektrolyseuren erfolgt die Zersetzung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch Gleichstrom oder pulsierenden Gleichstrom. Die momentan wichtigsten drei Elektrolysetechniken, unterteilt nach den eingesetzten Elektrolyten, sind:

- alkalische Elektrolyse (AEL) mit wässriger Kali- oder Natronlauge als Elektrolyt,
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt,
- Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (engl. SOEL; Solid Oxid Electrolysis) mit einer keramischen ionenleitenden Membran als Elektrolyt.

Aktueller Stand der Technologie

Die *alkalische Wasserelektrolyse (TRL 8)* ist die älteste und am weitesten verbreitete Technologie. Sie wird heute überwiegend dort eingesetzt, wo Strom sehr günstig zur Verfügung steht, der Transport von reinem Wasserstoff zum Verbrauchsort zu teuer ist, wenn variable Mengen von Wasserstoff benötigt werden, und wo die Bevorratung von Wasserstoff in den benötigten Mengen nicht möglich ist. Im kommerziellen Bereich werden mit Ausnahme von 3-MPa- bzw. 5-MPa-Druckelektrolyseuren alkalische Elektrolyseure nahe Atmosphärendruck (etwa 1 Bar) bis zu einigen Bar Überdruck betrieben. Derzeit ist die alkalische Elektrolyse in der erforderlichen MW_{el} -Leistungsklasse bis über $5 MW_{el}$ pro individuellem Elektrolyseblock am Markt verfügbar. Die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Systemwirkungsgrade der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff liegen bei der alkalischen Elektrolyse zwischen 51 und 79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs). Eine weitere heute schon nutzbare Wasserelektrolyse-Technologie ist die *PEMEL-Elektrolyse (TRL 6)*, die sich am Beginn der industriellen Umsetzung befindet. Diese Technologie nutzt derzeit hauptsächlich ionenleitende Polymermembranen, z. B. auf der Basis von Perfluorsulfonsäure-Ionomeren (PFSA). Bei der PEMEL-Elektrolyse wird das Speisewasser auf der Anodenseite zugeführt. Hier wird im ersten Schritt Sauerstoff-

gas erzeugt und die übrig bleibenden H^+ -Ionen werden durch die Ionen-leitfähige Membran auf die Kathodenseite transportiert. An der Kathode wird, wie bei der alkalischen Zelle, Wasserstoffgas erzeugt. Für den Transport der H^+ -Ionen durch die Membran hindurch wird ein saurer anstelle eines alkalischen Elektrolyten benötigt. Der saure Elektrolyt ist in diesem Fall nicht in flüssiger Form vorhanden, sondern in Form einer festen Membran. Die PEMEL-Elektrolyse ist in der unteren MW_{el} -Leistungsklasse bis ca. $2 MW_{el}$ pro Elektrolyseanlage am Markt verfügbar und erreicht Systemwirkungsgrade von 47-79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs). An der *Hochtemperatur-Elektrolyse (TRL 4)* wird schon seit längerer Zeit intensiv geforscht. Sie befindet sich allerdings noch im Labormaßstab. Die SOEL wird bei 700 bis 1.000 °C mit dotierter Zirkondioxid-Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf betrieben. Das Prinzip dieser Technik basiert auf der Umkehrfunktion der Festoxidbrennstoffzelle (engl. Solid Oxide Fuel Cell; SOFC-Brennstoffzelle). Beide Halbzellen sind durch einen O_2 -leitenden Festelektrolyten getrennt, auf den die Elektroden aufgebracht sind. An der Kathode wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2 -Ionen reagiert. Die O_2 -Ionen wandern aufgrund der Potenzialdifferenz zwischen den Elektroden durch den Elektrolyten zur Anode, an der sie unter Elektronenabgabe zu Sauerstoff-Molekülen reagieren. Die SOEL-Elektrolyse wird derzeit im Leistungsbereich von 10-50 kW_{el} getestet. Bzgl. der Systemwirkungsgrade liegen für die SOEL noch keine Angaben vor, beim Stack-Wirkungsgrad werden bezogen auf die benötigte elektrische Leistung 100% erreicht. Seit 2010 wurden mehrere PtG-Neuanlagen in Betrieb genommen. Mittlerweile existieren 26 Anlagen in Deutschland, die Wasserstoff mittels Elektrolyse herstellen (Stand 2015). Damit ist Deutschland weltweiter Vorreiter im Bereich von PtG-Projekten. In der Anwendung wird Wasserstoff heute großtechnisch vor allem in der chemischen und petrochemischen Industrie zur Herstellung von Raffinerieprodukten, Ammoniak und einer Vielzahl von Chemikalien eingesetzt. Im Verkehrswesen wurde durch den Bau von Wasserstofftankstellen der Grundstein für eine landesweite Wasserstoffinfrastruktur gelegt. Demgegenüber fällt die Wasserstoffnutzung in Fahrzeugen noch nachfragebedingt gering aus. Spezielle Vorteile des Wasserstoffs sind seine Umweltfreundlichkeit in der Verwendung und die Gewinnung aus Wasser, seine Transportfähigkeit und seine hohe gewichtsspezifische Energiedichte. Auch bietet sich Wasserstoff als chemischer Energieträger zur verlustfreien Speicherung der fluktuierend anfallenden regenerativen Energie an. Allerdings ist Wasserstoff aufgrund seiner geringen volumetrischen Speicherdichte speziell im Mobilitätssektor im Nachteil gegenüber Flüssigkraftstoffen wie Benzin, Diesel oder anderen gasförmigen Energieträgern, wie z. B. Erdgas. Wasserstoff muss aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften für den Einsatz im stationären wie auch mobilen Bereich zunächst als Energieträger gespeichert werden. Dies erfolgt durch Verdichtung, Verflüssigung oder auch durch die Direkteinspeisung in das vorhandene Erdgasnetz: *Wasserstoffverdichter* werden in der chemischen Industrie seit Jahrzehnten eingesetzt und gelten als Stand der Technik. Der Wasserstoff wird hierzu durch einen Kompressor verdichtet und in einen Druckgasbehälter eingefüllt. Aktuell wird an der Entwicklung neuer Verdichter-Prinzipien (z. B. elektrochemischer Verdichter) sowie bzgl. industriell verfügbarer Verdichter (ionischer Verdichter, intermittierender Langzeitbetrieb, öl- und covergas-loser Betrieb, Langzeit-Wartungsintervalle) geforscht. Durch Wasserstoffverdichtung wird der volumetri-

sche Speicherinhalt erhöht. Wenn dies nicht ausreichend ist, besteht die Möglichkeit, durch *Wasserstoffverflüssigung* eine weitere Erhöhung der Speicherdichte zu erzielen. Dies ist von Vorteil, wenn Wasserstoff transportiert oder gelagert werden soll. Eine durch unvermeidbare äußere Wärmeeinträge in den Speicher bedingte Verdampfung macht eine kontinuierliche Off-Gas-Behandlung notwendig, weswegen sich flüssiger Wasserstoff eher nicht für den mobilen Einsatz in PKW eignet. Weltweit sind einige Dutzend Verflüssiger im kommerziellen Einsatz. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf -253 °C gekühlt werden. Die Herausforderung bei den Verflüssigern liegt in der Reduzierung des Stromeinsatzes für die Verflüssigung. Damit einher geht die Reduzierung der Kosten (der Strompreis dominiert die Herstellungskosten) und die Erhöhung des Wirkungsgrades der Anlage.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Hinsichtlich des Einsparungspotentials von THG gegenüber der Referenztechnologie Erdgasreformierung (Szenario DE_80 %) sind bei einem Ausgangswert im Jahr 2020 (0,1 - 0,6 Mio. t CO₂-äq.) für das Jahr 2050 THG-Minderungen von 45 - 82 Mio. t CO₂-äq. möglich.

Der wesentliche Anteil der Bruttowertschöpfung dieser Wasserstofftechnologie wird nicht im Export des Wasserstoffs, sondern im Maschinenbau gesehen. Daher wurde für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung der Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung betrachtet. Hier ist eine Entwicklung der inländischen Wertschöpfung von 0 Mrd. €/a bis zum Jahr 2020 ansteigend auf 2,2 - 7,8 Mrd. €/a im Szenario INT_besser_2 °C im Jahr 2050 möglich.

F&E-Empfehlungen

Der kommerzielle Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus regenerativem Strom im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase, bislang existieren Demonstrationsanlagen. Allerdings sind die verfügbaren Elektrolyseure aufgrund des zurzeit noch fehlenden Marktes keine Serienprodukte und werden für die MW_{el}-Leistungsklasse als Sonderanfertigungen oder in Manufakturbauweise mit den damit verbundenen hohen spezifischen Kosten ausgelegt und gefertigt. Die Elektrolyse ist jedoch eine relevante Technologie für das zukünftige (erneuerbare) Energiesystem: Der hier erzeugte Wasserstoff kann als Stromspeicher, für den Verkehrssektor, als Basischemikalie für die Industrie und als Zwischenprodukt für weitere Umwandlungsschritte zu flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen dienen. Im Zentrum der Forschungsaktivitäten sollten notwendige Kosten- und Effizienzziele bei der Elektrolyse stehen. Der Ausbau der Elektrolysetechnik muss schon heute beginnen, damit notwendige zukünftige Kostensenkungen durch Stückzahl und Scale-Up-Effekte erreicht werden und ein Bedarfssprung abgemildert werden kann. Außerdem kann so mit geringem Aufwand die gute Stellung der deutschen Industrie beibehalten bzw. ausgebaut werden. Hier bestehen hohe Marktpotenziale durch einen großen internationalen Exportmarkt. Die einzelnen Elektrolysetechnologien befinden sich aktuell in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während sich die SOEL noch im F&E-Stadium befindet, bilden die PEMEL und die

AEL bereits nahezu marktfähige Technologien im Demonstrationsbetrieb. Künftige Entwicklungsziele sind das Anheben der AEL-Technologie von TRL 8 auf TRL 9 bis Mitte 2020 und eine Verbesserung der PEMEL-Technologie auf TRL 9 bis Mitte/Ende 2020. Des Weiteren müsste die SOEL bis zu einem Demonstrationsstatus mit einem TRL von 7/8 bis 2030 entwickelt werden. Neben dem Ziel der Wirkungsgradverbesserung bei der elektrochemischen Wasserspaltung und des Gesamtprozesses der Wasserstofferzeugung liegt der Fokus bei allen Elektrolyse-Technologien insbesondere auf der Entwicklung neuer Elektrolyseblock-Konzepte. Weitere Herausforderungen liegen in der Entwicklung korrespondierender, serientauglicher Fertigungsverfahren, der Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs und der Lebensdauerverlängerung für die zentralen elektrochemischen Komponenten und katalytischen Beschichtungen. Zudem wird eine Kostenreduktion durch Modularisierung und Up-Scaling der Wasserstoff-Erzeugungsanlagen angestrebt. Auch die Minimierung des Wartungs- und Reparaturaufwandes und die Betriebsautomatisierung inklusive Fernbedienbarkeit sind im Fokus der technischen Entwicklung. Außerdem können OPEX-Kosten durch neue Elektroden und effizientere Peripherie-Subsysteme im Rahmen einer Elektrolyserevision reduziert werden. Forschungsbedarf im Rahmen von Verdichtungsprozessen bzw. Wasserstoff-Kompressoren besteht besonders in Hinblick auf fluktuierende Betriebsweisen, um die Verfügbarkeit und Langzeitstabilität weiter zu erhöhen. Während Kompressoren bisher typischerweise für eine spezielle Anforderung (Höchstdruck, Kostenminimierung oder Effizienzoptimum) entwickelt wurden, müssen Wasserstoff-Kompressoren folgenden betrieblichen Anforderungen gleichzeitig genügen: Erzielung sehr hoher Enddrücke (Nennarbeitsdruck bis zu 100 MPa, z. B. PKW-Betankung); Arbeit bei variierenden Arbeitsdrücken; hohe Förderraten, z. B. zur Verkürzung der Betankungszeit; schnelles Anlaufen und intermittierende Betriebsweise; Verlängerung der Lebensdauer; Senkung der Investitionskosten; Erhöhung der energetischen Effizienz.

Ein Ansatz stellt die Kopplung unterschiedlicher Kompressionsprinzipien bzw. der Aufbau kaskadierter, mehrstufiger Gesamtprozesse (stufenweiser Druckanstieg mit Zwischenspeicherung) dar. Hierfür besteht F&E-Bedarf in der Weiterentwicklung des eigentlichen Kompressionsverfahrens (z. B. elektrochemischer Kompressor) und auch in der Prozesseinbindung (z. B. Verschaltungskonzepte). Mögliche F&E-Ansätze zur Effizienzsteigerung der Verflüssigungsprozesse liegen unter anderem in der Wahl des Kältemittels (Neon oder Neon-Helium-Gemische anstelle von Wasserstoff oder Helium). Darüber hinaus lassen sich weitere Einsparungen durch eine intelligente Systemtechnik erschließen, wie z. B. die Wasserstoffproduktion bei hohem Vordruck oder die Kopplung von Hochdruck-Zwischenspeichern mit Verflüssigern. Besondere Herausforderungen ergeben sich insbesondere durch eine Systemintegration von Verflüssigern in eine Wasserstofferzeugung mittels fluktuierender Energieträger (insbesondere Wind). Diese sind der Tatsache geschuldet, dass Verflüssiger sehr undynamisch sind und am besten konstant und mit hohen Volllaststunden betrieben werden sollten. Daher erfordert eine derartige Anwendung Zwischenspeicher.

7.2 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Schmidt, M.; Schwarz, S.; Stürmer, B.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2017): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch).

Definition des Technologiefeldes

Power-to-Gas (PtG) ist ein Lösungsansatz zur (saisonalen) Speicherung erneuerbarer Energie. Fluktuierend anfallende Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Windkraft und Photovoltaik, dient im PtG-Prozess zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff, der mit CO₂ in einem Synthesereaktor zu Methan (CH₄), dem Hauptbestandteil von Erdgas, konvertiert und als Erdgassubstitut (SNG, Substitute Natural Gas) in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Der PtG-Prozess bietet die Option der Konvergenz von Stromnetz und Gasnetz zu einem integrierten Gesamtsystem für die bedarfsgerechte Bereitstellung und Speicherung von Energie. SNG kann in modernen Gas- und Dampf-Kraftwerken oder in dezentralen Blockheizkraftwerken zu Strombedarfszeiten rückverstromt werden, in der Industrie zum Einsatz kommen oder als Kraftstoff – zum Beispiel als „e-gas“ in der Mobilität – Verwendung finden. Die zentralen Prozesskomponenten einer PtG-Anlage sind die Wasserelektrolyse und die Methanisierung. Zur Methanisierung von Kohlenstoffoxiden können unterschiedliche Reaktorsysteme zur Anwendung kommen. Differenziert wird dabei nach Festbett-, Wirbelschicht- und Drei-Phasen-Reaktoren. Eine weitere Form ist die mikrobiologische Methanisierung (diese wird in *Technologiebericht 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch)* gesondert betrachtet).

Festbettreaktoren sind in der chemischen Industrie weit verbreitet. Die Umsetzung der Edukte erfolgt dabei mittels heterogener Katalyse an der Oberfläche eines Katalysators, welcher als Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht wurde. Aufgrund der unterschiedlichen Einsatzgebiete gibt es vielfältige Reaktortypen, die grundsätzlich zur Methansynthese im Rahmen des PtG-Verfahrens eingesetzt werden können. Man unterscheidet im Allgemeinen zwischen adiabatisch und nicht-adiabatisch betriebenen Reaktorsystemen. Der Festbett-Rohrbündelreaktor stellt dabei den ältesten und immer noch vorherrschenden Vertreter der Reaktorklassifikation dar.

Bei *Wirbelschichtreaktoren* erfolgt die Methanisierung in einem katalytischen Wirbelbett. Dabei wird das Bettmaterial (Katalysator) durch die einströmenden Edukte fluidisiert. Die intensive Bewegung und gleichmäßige Verteilung des Katalysators ermöglicht hohe Wärmeübertragungsraten und homogene Reaktionsbedingungen im gesamten Reaktionsraum. Durch einen Wärmeübertrager im Wirbelbett kann die Reaktionswärme der exothermen Methanisierungsreaktion abgeführt werden und damit nahezu isotherme Bedingungen im Reaktor erzeugt werden.

Zur Umsetzung der Methanisierung in *Drei-Phasen-Reaktoren* (Suspensionsreaktor) wird der Katalysator in einem temperaturstabilen Wärmeträgermedium suspendiert und durch den Edukt-Gasstrom fluidisiert. Die freiwerdende Reaktionswärme wird dabei auf den zirkulierenden Kühlmedienstrom (Wärmeträger) übertragen. Durch Wärmeabgabe der Flüssigphase an interne oder externe Kühlflächen erfolgt die eigentliche Kühlung des Reaktorsystems. Zusätzlich kann das Wärmeträgermedium

auch verdampft werden. Somit kann eine zuverlässige thermische Kontrolle des Systems bis hin zu einem isothermen Betrieb erreicht werden.

Aktueller Stand der Technologie

Entgegen der „klassischen“, industriell genutzten Technologie zur Methanisierung von Synthesegasen (CO , H_2) besteht bei der Methansynthese im Rahmen des PtG-Verfahrens (CO_2 , H_2) eine besondere Herausforderung an die Reaktionsführung. Die Wärmekontrolle bzw. die Wärmeabfuhr nimmt eine zentrale Rolle bei der technischen Umsetzung von Methanisierungsverfahren ein.

Der *Festbettreaktor* (TRL: 8) stellt dabei die am häufigsten eingesetzte bzw. untersuchte Reaktortechnologie dar. Adiabate Schüttbettreaktoren werden vorwiegend in mehrstufigen Verschaltungsweisen mit Zwischenkondensation und Temperaturgefälle ausgeführt, um eine hohe Methanausbaute zu erzielen. Zur Limitierung der Prozesstemperatur wird die Rückführung von Produktgasen angewandt und damit die Verschiebung des Gleichgewichtes hin zur Eduktseite erwirkt. Aber auch der Einsatz von in Reihe verschalteten, adiabaten Reaktoren mit Katalysatoren unterschiedlicher Aktivität (Nickel-Anteil, Aktivkomponente) wurde untersucht. Eine besondere Bauform eines adiabaten Festbettreaktors zur Methanisierung von Kohlendioxid mittels elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs stellt der Hordenreaktor dar. Bei dieser Bauweise werden die verschiedenen adiabaten Stufen, inklusive Zwischenkühlung zur Minderung der Edukt-Gastemperatur der einzelnen Stufen, in einem Reaktorturm realisiert. Bei nicht-adiabaten Festbettreaktorsystemen zur Methansynthese wird der Katalysator (Schüttung oder auch Wabenstruktur) über in das Katalysatorbett eingebrachte Wärmeüberträgerflächen „temperiert“. Zur Temperierung werden verschiedene Medien wie Salzschnmelze, Druckwasser, Thermalöle oder auch Gase (nur in Laborreaktoren) eingesetzt. Die Bauformen der untersuchten bzw. entwickelten wandgekühlten Festbettreaktoren sind vielfältig. In Forschungsanlagen kommen vorwiegend einfache Rohrreaktoren mit Doppelmantel zum Einsatz, welche als Rohrbündelreaktor skaliert werden können. Eine weitere spezielle Bauform nicht-adiabater, gekühlter Festbettreaktoren stellt der Plattenreaktor dar.

Das Prinzip eines *Wirbelschichtreaktors* (TRL: 6) unterscheidet sich stark vom dem eines Festbettreaktors, da hier die Katalysatorpartikel durch das Eduktgas fluidisiert werden. Dies hat den Vorteil, dass örtliche Überhitzungen (Hot-Spots) vermieden werden können. Der Aufbau des Verfahrens ist mit nur einem Reaktor relativ einfach. Im Reaktor befindet sich ein Wärmeübertrager, der die Reaktionswärme über ein Kühlmedium (z. B. Wasser) aufnimmt und abführt. Wirbelschichtreaktoren sind sehr gut für den Großbetrieb von heterogen katalysierten Reaktionen mit starker Exothermie geeignet. Die gute Durchmischung des fluidisierten Materials (Katalysator) erzeugt dabei annähernd isotherme Verhältnisse im Reaktor, wodurch eine einfache Kontrolle der Operationsbedingungen ermöglicht wird. Durch die effektive Abfuhr der Reaktionswärme ist es möglich, einen hohen Umsatzgrad in nur einem Reaktor zu erzielen.

Drei-Phasen-Reaktoren (TRL: 4) werden grundsätzlich nach dem Bewegungszustand des Feststoffes (Katalysators) eingeteilt (Festbett-, Wirbelschicht- und Suspensionsreaktoren). Dabei eignen sich insbesondere Suspensionsreaktoren, speziell Bla-

senreaktoren, zur Methanisierung von Kohlenoxiden. Der pulverförmige Methanisierungskatalysator wird bei dieser Bauart in einer temperaturstabilen Flüssigkeit (z. B. Öl) suspendiert und durch den Gasstrom indirekt fluidisiert. Neben einer guten Temperaturkontrolle weist der Reaktortyp durch die kleinen Katalysatorpartikel eine Minderung der Porendiffusionshemmung auf, was sich vorteilig auf das Umsatzverhalten auswirkt. Es sind verschiedene Bauarten von Blasensäulenreaktoren bekannt.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Als Referenztechnologie für die Erzeugung von chemisch-katalytischem Methan wird Erdgas betrachtet. Für die Berechnung der Treibhausgasminderung wird angenommen, dass der in der Prozesskette zur Erzeugung von katalytischem Methan eingesetzte Strom zu 100% aus regenerativen Energieanlagen stammt und daher als CO₂-neutral zu bewerten ist. Für die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch katalytisch erzeugtes Methan in Deutschland (im Vergleich zum Referenzfall) ergibt sich somit für das Jahr 2030 ein Wert von max. 6 Mio. t CO₂-äq., für das Jahr 2050 lässt sich eine mögliche Spannweite von 5,4 bis 25,6 Mio. t CO₂-äq. angeben.

Die Berechnung der inländischen Wertschöpfung (als Indikator für das wirtschaftliche Potenzial) beruht auf Prognosen zum globalen und nationalen Marktpotenzial, den Volllaststunden, den spezifischen Investitionen und zum Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus (da die Bruttowertschöpfung dieser Technologie nicht im Export des katalytischen Methans sondern im Maschinenbau gesehen wird). Demnach beträgt die inländische Wertschöpfung basierend auf katalytisch erzeugtem Methan hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes im Jahr 2030 national max. 0,1 Mrd. Euro und international max. 0,5 Mrd. Euro pro Jahr, in 2050 national zw. 0,1 und 0,4 Mrd. Euro und international zw. 0,1 und 1 Mrd. Euro pro Jahr.

F&E-Empfehlungen

Der kommerzielle Einsatz von katalytisch erzeugtem Methan aus regenerativen Quellen im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens befindet sich derzeit noch in der Entwicklungs- bzw. Erprobungsphase. Die einzelnen Methanisierungstechnologien befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Während sich Suspensionsreaktoren im F&E-Stadium befinden, weisen Wirbelschichtreaktoren und verschiedene Festbettreaktoren bereits nahezu marktreife Technologien im Demonstrationsbetrieb auf.

Bei den *Festbettreaktoren* besteht Forschungsbedarf z. B. zur Verbesserung der Temperierung des Reaktorsystems. Zudem ist, aufbauend auf den vielversprechenden Ergebnissen aus der Entwicklung neuer hochaktiver Katalysatoren, die Resistenz gegen verschiedene Deaktivierungsmechanismen zu verbessern. Im Fall der *Wirbelschichtreaktoren* besteht Forschungsbedarf in der Verbesserung des Stofftransportes im Reaktor zur Erhöhung des Reaktionsumsatzes. Zudem sind die Entwicklung neuer, z. B. mechanisch beständiger, Katalysatoren sowie verfahrenstechnische Maßnahmen zur Reduzierung der Katalysatorbelastung erforderlich. Bei *Drei-Phasen-Reaktoren* besteht Forschungsbedarf in der Optimierung des Feststoffgehaltes des

Katalysators und Erhöhung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids. Um hohe Umsatzgrade zu erzielen bedarf es der Verbesserung von Stofftransport und Reaktionskinetik.

Für alle Reaktortypen stellt der intermittierende PtG-Betrieb (und dabei die Wärmekontrolle) eine besondere Herausforderung dar und ist daher auch Gegenstand derzeitiger Forschung. Hierzu werden Konzepte benötigt, die eine energiearme und langanhaltende Standby-Haltung auch ohne komplexes Wärmemanagementsystem ermöglichen. Zusätzlicher Forschungsbedarf besteht bei der Entwicklung neuer innovativer Verfahren bzw. der Prozessoptimierung von Verfahren zum Gasupgrade. Um schließlich die Wirtschaftlichkeit des PtG-Verfahrens aufgrund der fluktuierend anfallenden Betriebszeiten zu gewährleisten, sind bei der Entwicklung neuer verfahrenstechnischer Ansätze die Reduzierung der spezifischen Investitionen und Betriebskosten zwingend erforderlich. Ein möglicher Ansatz ist dabei die Vereinfachung der Anlagentechnik bei gleichzeitiger Etablierung industrieller Serienproduktion sowie die Minimierung der Peripheriesysteme.

F&E-Potenziale bestehen schließlich auch bei der DAC-Technologie (Direct Air Capture, CO₂-Bereitstellung aus der Luft). Diese Technologie besitzt den Vorteil, dass die Atmosphäre das Transportmedium für CO₂ ist und somit eine Unabhängigkeit der CO₂-Bereitstellung von großen CO₂-Quellen besteht. Auch bietet sich die Möglichkeit, eine solche Anlage in die Nähe einer CO₂-Lagerstätte bzw. -Recyclinganlage zu bauen, wodurch keine CO₂-Infrastruktur angelegt werden müsste. Um eine effiziente CO₂-Abscheidung aus der Luft zu erreichen, müssen jedoch zunächst geeignete Sorbentien mit hoher selektiver Absorptionskapazität und Absorptionsraten entwickelt werden. Außerdem müssen systemdienliche Gesamtkonzepte entwickelt werden, die eine effiziente CO₂-Abscheidung ermöglichen.

7.3 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch).

Definition des Technologiefeldes

Biologische Methanisierung

Biologische Methanisierung umschreibt die Reduktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan durch biologische Katalysatoren, genauer hydrogenotrophe Archaeen. Je nach optimalem Temperaturbereich der beteiligten Mikroorganismen kann der Prozess unter mesophilen (35-45 °C) als auch thermophilen Bedingungen (40-70 °C) ablaufen. Bei der Verwendung der biologischen Methanisierung im Rahmen des „Power to Gas“ Konzeptes wird der benötigte Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt. Das benötigte Kohlendioxid kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden, z. B. aus Biogasanlagen, anaeroben Fermentationsprozessen, industriellen Verbrennungsprozessen u. a. m. Die biologische Methanisierung wird derzeit mit Hilfe von zwei Technologiekonzepten umgesetzt: a) Integrierte Methanisierung des Kohlendioxids aus dem Biogasprozess (in-situ Methanisierung) oder b) Biologische Methanisierung in externen Reaktoren unter Verwendung spezialisierter Reinkulturen oder Mikroorganismenkonsortien. Bei der in-situ Methanisierung wird Wasserstoff direkt in den Biogasreaktor eingespeist und das im Biogasprozess gebildete Kohlendioxid durch die methanogenen Archaeen zu Methan reduziert. Diese Art der Bereitstellung von Biomethan bedarf daher immer der „Kombination“ der herkömmlichen Biogaserzeugung aus organischen Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen mit der Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder wasserstoffreichen Prozessgasen, z. B. aus der thermochemischen Vergasung von Biomasse. Ein Vorteil dieses Prozesses ist die mögliche Integration in bereits bestehende Infrastrukturen (Biogas- oder Klärgasanlagen) und die prozessintegrierte Methananreicherung des Biogases. Beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen werden erzielbare Methananteile von ca. 75 % genannt, für die Verwendung von organischen Reststoffen werden bis zu 97 % angeführt. Die Methanbildungsrate (MBR) ist abhängig von der Kohlendioxidbereitstellung im Biogasprozess.

Bioelektrochemische Methanisierung

Ein in weiten Teilen noch unerforschter Ansatz zur direkten Umwandlung von Strom in Methan ist die bioelektrochemische Methanisierung (oder Elektromethanogenese). Bei diesem Prozess nutzen elektroaktive Mikroorganismen elektrochemisch bereitgestellte Elektronen bzw. Wasserstoff zur Reduktion von Kohlendioxid zu Methan. Die Elektronen werden den Mikroorganismen über in den Fermenter integrierte Elektroden zur Verfügung gestellt. Grundsätzlich wird hier zwischen zwei Wegen unterschieden: beim direkten Elektronentransfer siedeln sich Mikroorganismen auf der Elektrodenoberfläche an und nutzen die bereitgestellten Elektronen für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan, beim indirekten Elektronentransfer werden Mediatoren an der Elektrodenoberfläche reduziert und übertragen die Elektronen an die Mikroorganismen. Ein Sonderfall stellt in-situ hergestellter Wasserstoff dar, der dann direkt von methanogenen Archaeen zur Reduktion von Kohlendioxid zu Me-

than verwendet wird. Ein Vorteil der bioelektrochemischen Methanisierung ist, dass Wasserstoff nicht mehr dem Reaktor zugeführt werden bzw. in der Flüssigphase gelöst werden muss.

Aktueller Stand der Technologie

Biologische Methanisierung

Die technische Umsetzung der biologischen Methanisierung ist relativ gut erforscht (TRL 6-7). Auf Laborebene konnte neben der Toleranz gegenüber Störstoffen wie z. B. Sauerstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff bereits eine gute Lastflexibilität sowie Langzeitstabilität der biologischen Methanisierung gezeigt werden. Im Labor wurden verschiedene Reaktorkonzepte zur technischen Umsetzung erprobt. Hierbei sind insbesondere die Verwendung von Rührkesselreaktoren, Fest- und Rieselbetteaktoren zu nennen. Die Verwendung von Rührkesselreaktoren in Kombination mit thermophilen Archaeen zeigte (bezogen auf die MBR) die bisher besten Ergebnisse im Labormaßstab. Im Demonstrationsmaßstab wurden verschiedene Verfahrenskonzepte entwickelt und getestet: Integration der biologischen Methanisierung in NawaRo Biogasanlagen; Integration in Bioabfallanlagen; separater Reaktor zur biologischen Methanisierung mit einer speziellen Misch- oder Reinkultur und Verwendung von Biogas als CO₂-Quelle; separater Reaktor mit einer Spezial- oder Reinkultur und Verwendung von CO₂ aus der Biogasaufbereitung; separater Reaktor mit einer Reinkultur und Verwendung von aufbereitetem Rauchgas als CO₂-Quelle. Insgesamt existieren in Deutschland 6 Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben zur biologischen Methanisierung im Technikums- bzw. Pilotmaßstab.

Die Wasserstoffversorgung der Mikroorganismen ist in der Regel der limitierende Schritt bei der biologischen Methanisierung, da diese nur gelösten Wasserstoff aufnehmen können. Ein weiteres Problem stellt die Zwischenspeicherung von Wasserstoff nach der Elektrolyse von Wasser dar. Diesem kann auf F&E Ebene beispielsweise mit der bioelektrochemischen Methanisierung begegnet werden, wenngleich hier die Fragen nach der MBR und Prozessflexibilität noch weitgehend ungeklärt sind. Neben der Verbesserung der Einbringung des Wasserstoffs kann die Effizienz des Gesamtsystems über eine Erhöhung der Zelldichte und eine gezielte Auswahl bzw. genetische Modifikation der methanogenen Archaeen erreicht werden. Speziell für den Fall der in-situ Methanisierung in bestehenden Biogasanlagen muss die Langzeitauswirkung der Wasserstoffeinbringung auf das Mikrobiom und damit auf die Stabilität des Prozesses noch genauer untersucht werden, da der erhöhte Wasserstoffpartialdruck eine Hemmung der Acetogenese zur Folge haben könnte. Die ständige technische und biologische Verfügbarkeit von Kohlendioxid ist eine Grundvoraussetzung für die Etablierung der biologischen Methanisierung. In der bisherigen wissenschaftlichen Diskussion wird dabei oft Kohlendioxid aus Biogas- (in-situ Methanisierung) oder Biomethananlagen bzw. Fermentationsprozessen angeführt. Abgase aus Verbrennungsprozessen eignen sich in der Regel nur bedingt, da Kohlendioxid nur in relativ niedriger Konzentration im Vergleich zu z. B. Biogas vorhanden ist und Hemmstoffe im Abgas die Mikroorganismen inhibieren können.

Bioelektrochemische Methanisierung

Die bioelektrochemische Methanisierung ist im Gegensatz zur biologischen Methanisierung noch weitgehend unerforscht (TRL 3-4). Es existieren noch keine Demonstrationsanlagen und Forschungsergebnisse liegen nur auf Laborebene vor. Bisher konnten grundlegende Aussagen zu möglichen Elektronentransfer-Mechanismen zwischen der Elektrode (Kathode) und den entsprechenden Mikroorganismen getroffen werden. Es ist bisher aber noch unklar, welcher Elektronentransferweg und welche Kombination von Elektrodenmaterial und Mikroorganismus bzw. mikrobieller Gemeinschaft die beste MBR erzielt. Generell zeigen die bisher erzielten MBR der bioelektrochemischen Methanogenese eine weite Spannbreite, liegen aber bereits im Bereich der biologischen Methanisierung. Der klare Vorteil dieser Technologie liegt darin, dass eine der Methanisierung vorgeschaltete Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse und die damit in Zusammenhang stehende problematische Wasserstoffspeicherung überflüssig wird. Ob die bioelektrochemische Methanisierung in der Lage ist, auf flexible Strombereitstellung zu reagieren, muss noch geklärt werden. Wie auch bei der biologischen Methanisierung muss es Gegenstand weiterer F&E Bemühungen sein, die MBR zu erhöhen, um die Elektrodenoberfläche bzw. das Reaktorvolumen und damit die Investitionskosten möglichst niedrig zu halten. Aufgrund der relativ niedrigen MBR bei der bioelektrochemischen Methanisierung muss die CO₂ Einbringung in den Reaktor an die MBR bzw. die intermediäre H₂ Produktion angepasst werden, um eine Verdünnung des Produktgasstromes zu vermeiden. An dieser Stelle müssen noch weitere F&E Bemühungen unternommen werden, um z. B. geeignetes Membranmaterial und andere technische Lösungen zur Einbringung von Kohlendioxid zu identifizieren bzw. anzupassen. Wie auch bei der biologischen Methanisierung muss auf mikrobiologischer Ebene gezielt nach geeigneten Stämmen bzw. Mischkulturen gesucht werden. Hier kann die Identifikation und Bereitstellung von molekularbiologischen Markern und gezielte Selektion bzw. Modifikation von Mikroorganismen zielführend sein. Auf elektrochemischer Ebene ist insbesondere die Identifikation und Modifikation geeigneter Elektrodenmaterialien notwendig. Vor der Entwicklung von Demonstrationsanlagen muss das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten im Labormaßstab optimiert werden.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial, Abhängigkeit von Infrastrukturen

Bei der biologischen Methanisierung wird zwar Kohlendioxid als Rohstoff verbraucht, aber nach der energetischen Nutzung des entstandenen Methans im gleichen Maße wieder freigesetzt. Es findet also keine Einsparung im Vergleich zur Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen statt, abgesehen von der THG-Menge, die durch die installierte Anlagenkapazität dauerhaft im Kreislauf gefahren werden kann. Ein Beispiel wäre die Verwendung von Kohlendioxid aus der Biomethanproduktion auf Basis nachwachsender Rohstoffe oder landwirtschaftlicher Abfälle. Das beim Wachstum der Pflanzen gebundene CO₂ wird nach der Abscheidung aus dem Biogas der biologischen Methanisierung zur Verfügung gestellt und bei der energetischen Verwertung des so erzeugten Methans wieder emittiert. In diesem Fall ist die Vermeidung der THG Emission durch die Biomethanproduktion ausschlaggebend für die Gesamtbilanz. Hier sind jedoch die methodischen Fragen der Bilanzierung noch nicht abschließend bewertet und selbst als F&E Bedarf einzuschätzen.

Die biologische Methanisierung hat derzeit, sowohl in Deutschland als auch weltweit, keinen signifikanten Anteil an der Methanbereitstellung, aus dem eine zukünftige Wertschöpfung prognostiziert werden könnte. Weiterhin fehlen Daten zu den eingesetzten Mengen und den entsprechenden erzielbaren Preisen für CO₂. Diese sind wiederum eng an die Ausbauziele der Technologie gekoppelt. Die vorgeschaltete Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hat einen enormen Anteil am Endpreis des Methans (egal ob biologische oder thermochemische Methanisierung). Bei der biologischen Methanisierung belaufen sich diese auf ca. 6-21 % der Gesamterzeugungskosten. Auf Grund des geringen Entwicklungsstandes ist es noch zu früh, weitere Wertschöpfungseffekte wie Arbeitsplatz-, Steuereffekte u. a. m. zu eruieren.

Die biologische Methanisierung hängt rohstoffseitig von der Bereitstellung von Wasserstoff, also dem Stromnetz sowie der Bereitstellung von Kohlendioxid ab (z. B. aus Biogas-/Biomethananlagen). Für Speicher- und Transportzwecke des erzeugten Methans ist wegen Skaleneffekten eine Anbindung an das Erdgasnetz notwendig.

F&E-Empfehlungen

Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist auf technischer Ebene bereits relativ weit fortgeschritten. Es existieren aber noch Herausforderungen u. a. bei der Verbesserung der Wasserstoffeinbringung in die Flüssigphase, der Optimierung der Reinkulturen bzw. des Mikrobioms (z. B. Erhöhung der Zelldichte). Insbesondere die Verbesserung der Wasserstoffeinbringung birgt ein Potenzial zur Leistungsoptimierung bei hohem technischem Risiko. Aus wirtschaftlicher Sicht bestehen hohe Risiken bezüglich des Wasserstoffpreises und damit bezüglich der Kostenentwicklung sowie des Flexibilisierungspotenzials der vorgeschalteten Elektrolyse. Weiterhin ist noch relativ unklar, wie der erhöhte Bedarf an konzentriertem Kohlendioxid sich auf dessen Bereitstellungskosten und damit auf die Erzeugungskosten für strombasiertes Methan auswirkt. Die Frage, inwieweit die derzeit verfügbaren Mengen an biogenem Kohlendioxid (Biogas- und Biomethananlagen sowie Bioethanolherstellung) ausreichen, um den zukünftigen Methanbedarf abzudecken, kann nicht allgemeingültig beantwortet werden. Insbesondere bei der vermehrten Verwendung von strombasiertem Methan für den Langstreckentransport bzw. unter Berücksichtigung von Klimaschutzszenarien sind die verfügbaren biogenen Kohlendioxidmengen nicht ausreichend. Zur besseren Bewertung der Klimateffizienz der biologischen Methanisierung ist die Erarbeitung von Treibhausgasbilanzen verschiedenster Technologie- und Bereitstellungsszenarien von Methan mittels biologischer Methanisierung notwendig. Weiterhin fehlt es an detaillierten Kosten-, Wertschöpfungs- sowie Akzeptanzanalysen.

Bioelektrochemische Methanisierung

Hier ist Grundlagenforschung im Bereich der Mikrobiologie sowie für geeignete Elektrodenmaterialien notwendig, um die Interaktionen zwischen Mikroorganismen und Kathoden besser verstehen bzw. nutzen zu können. Im Bereich der anwendungsorientierten Forschung müssen Reaktorkonzepte inklusive Strategien zur Einbringung von Kohlendioxid erarbeitet werden. Längerfristig sind eine entsprechende Leistungsoptimierung sowie die Demonstration im Labor und Technikums-Maßstab notwendig.

7.4 4.3 Power-to-liquids/chemicals

Grundlage dieser Zusammenfassung: Arnold, K.; Kobiela, G.; Pastowski, A. (2017): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/chemicals.

Definition des Technologiefeldes

Das Technologiefeld „Power-to-liquids (PTL)/-chemicals (PTC)“ umfasst verschiedene Möglichkeiten, (erneuerbaren) Strom in flüssige synthetische Kraftstoffe (liquids) oder chemische Rohstoffe (chemicals) umzuwandeln. Dies geschieht durch unterschiedliche Kombinationen der beiden Grundstoffe H_2 (erzeugt aus Strom mittels Elektrolyse) sowie CO_2 bzw. CO aus verschiedenen Quellen zu Kohlenwasserstoffen. Die innerhalb des *PTL-Pfades* betrachteten Technologien Fischer-Tropsch-Synthese und Methanolsynthese (beide jeweils TRL 5-8) beruhen beide zunächst auf dem Einsatz von Wasserstoff und Strom sowie von CO und/oder CO_2 . Der Output aus der Fischer-Tropsch-Synthese sind flüssige Kohlenwasserstoffe, die abhängig von der Prozessführung in unterschiedlicher Zusammensetzung vorliegen. Diese werden per Hydrocracking, Isomerisierung und Destillation zu einem Produkt-Mix aufbereitet, welcher je nach Prozessführung variieren bzw. eingestellt werden kann; dabei können 50-60 % Anteile an Flugzeug-Kraftstoff erreicht werden. Anschließende Oligomerisierung kann diesen Anteil noch weiter erhöhen. Weitere Bestandteile sind z. B. Flüssiggase und Paraffine. Methanol wird über die DME (Dimethylether)-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotreating ebenfalls zu einem Gemisch aus hauptsächlich Benzin, Diesel und Kerosin aufbereitet. Im Gesamtfeld von *Power-to-Chemicals (PTC)* werden exemplarisch der indirekte „Methanol-to-Olefin“-Pfad (MTO) und der direkte Pfad mittels oxidativer Methankopplung (Oxidative Coupling of Methane, OCM) betrachtet (beide jeweils TRL 4-9). OCM stellt insofern einen direkten Pfad dar, als dass hier direkt Methan als Anfangsprodukt verwendet wird, während bei MTO als Zwischenschritte Ethan oder Synthesegas auftreten – die allerdings demensprechend auch wiederum als Feedstock zugeführt werden können.

Aktueller Stand der Technologie

Das Forschungsfeld *PTL* ist, zumindest im Gegensatz zu anderen Kraftstoffen (etwa Biokraftstoffen mit einer sehr aktiven und weit verbreiteten Forschung) und auch im Vergleich zu Power-to-Gas, das ebenfalls stärker z. B. in Publikationen vertreten ist, noch vergleichsweise wenig bearbeitet. So gibt es bereits eine „Strategieplattform Power-to-Gas“ der Deutschen Energie-Agentur (dena), während „Power-to-Liquids“ noch eine eher weniger bekannte Variante darstellt. In der Praxis zählt eine sächsische Firma zu den europäisch führenden Unternehmen im Bereich der synthetischen Kraftstoff-Erzeugung; sie ist zudem bei der oben genannten „Strategieplattform Power-to-Gas“ als einziges PTL-Pilotprojekt gelistet. Von Bedeutung ist außerdem eine Firma mit Sitz in Island, die über die weltweit größte Methanol-Produktion auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff und CO_2 verfügt. Für die Methanolsynthese mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff und unter Einsatz von CO_2 lassen sich derzeit zwei relevante und technisch ähnliche Anlagen identifizieren, die allerdings auf unterschiedliche CO_2 -Quellen zugreifen:

- Die kommerzielle Anlage George Olah in Island mit CO₂ aus geothermischen Quellen und einer Jahreskapazität von 50.000 t.
- Die im Rahmen eines Forschungsprojektes betriebene Anlage beim Steinkohlekraftwerk Lünen unter Einsatz von CO₂ aus Rauchgasen.

Auch PTC ist ein noch relativ kleines Forschungsfeld, vor allem in Regionen, in denen Erdöl für die chemische Industrie die wesentliche Kohlenwasserstoffquelle darstellt – dies trifft u. a. auf Deutschland zu. Einige wesentliche Prozessschritte sind in jenen Ländern stärker beforscht und entwickelt, die mehr Kohle und Erdgas fördern und verarbeiten und auf diesem Wege entweder Methan oder Synthesegas als Ausgangsstoffe nutzen, wie etwa China oder Südafrika mit stark Kohle-basierter Chemie. Bislang findet in Deutschland keine kommerzielle Nutzung von PTC-Verfahren statt; die aktuellen Rahmenbedingungen (günstiges Erdöl und billige THG-Emissionszertifikate und im Vergleich dazu hohe Stromkosten) lassen dies derzeit noch als wenig attraktiv für die Chemieindustrie erscheinen. Ein Beispiel dafür ist die oxidative Methankopplung (OCM): In den 80er- und 90er Jahren haben in diesem Bereich einige Forschungsaktivitäten stattgefunden, um gerade die Abhängigkeit von Erdöl als Feedstock für die chemische Industrie zu vermindern. Das Interesse hat wieder nachgelassen, als die Verfügbarkeit von Öl wieder eher als gegeben angesehen worden ist und die technischen Hürden des demgegenüber „neuen“ OCM-Pfads nicht so schnell überwunden werden konnten.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial

Hinsichtlich des Einsparungspotentials von THG der Technologiegruppe PTL gegenüber den Referenztechnologien (Benzin & Diesel bzw. Kerosin) sind im Szenario DE_95 % für das Jahr 2040 jährlich 16 -20 Mio. t CO₂-äq. und für das Jahr 2050 jährliche THG-Minderungen von 20 - 26 Mio. t CO₂-äq. möglich. Dieses Potential besteht unter der Voraussetzung, dass erneuerbarer Strom als Grundlage genutzt wird. Die Bandbreite ist vor allem in unterschiedlichen Bezugsquellen für den Rohstoff CO₂ begründet. Für die Technologiegruppe PTC bestehen ebenfalls sehr hohe Einsparungspotentiale von THG (im Szenario DE_95 % für das Jahr 2040 jährlich 22 Mio. t CO₂-äq. und für das Jahr 2050 jährliche THG-Minderungen von 35 Mio. t CO₂-äq.) bei Nutzung von erneuerbarem Strom. Hierbei handelt es sich zudem um Potenzial, das noch gesteigert werden kann, wenn die erzeugten Endprodukte (chem. Rohstoffe) nicht verbrannt, sondern in Produkte eingebunden werden.

Die Betrachtung des Potentials für die inländische Wertschöpfung erfolgt qualitativ für das Technologiefeld insgesamt und im Vergleich zur konventionellen Referenz. Bei der Umsetzung von PTL bzw. PTC kann gegenüber der konventionellen Referenz eine zusätzliche inländische Wertschöpfung generiert werden, da sich die gesamte Prozesskette von der Erzeugung des benötigten Stroms über die verschiedenen Konversionsstufen bis zur Nutzung des Endprodukts im Land befindet. Zusätzliche Wertschöpfung entfällt im Anlagenbau auf die Erzeugungsanlagen und auf wesentliche technologieintensive Komponenten wie die verwendeten Katalysatoren. Aufgrund der (vor allem mit dem Anlagenbau) verbundenen Exportmöglichkeiten kann die mit den Investitionsgütern verbundene Wertschöpfung im Verhältnis zum inlän-

dischen Verbrauch von Produkten überproportional ausfallen. Allein der weltweite Markt für in Chemieanlagen genutzte Katalysatoren wird auf einen Umfang von 10 Mrd. Euro geschätzt. Die hier betrachteten PTL-Technologien repräsentieren daher bezogen auf die Produkterzeugung und die dabei eingesetzten Investitionsgüter eine beträchtliche Wertschöpfung.

F&E-Empfehlungen

PTL sind im Wesentlichen für den Flugverkehr, aber auch für den Schiffs- und Schwerlastverkehr wichtig, weil es dort wenige oder keine CO₂-armen Kraftstoffe gibt. In den kommenden Dekaden kann PTL/PTC prinzipiell dazu beitragen, die Notwendigkeit des ambitionierten Netzausbaus zu entschärfen, indem Strom direkt am Ort seiner Entstehung umgewandelt und das Produkt gespeichert bzw. transportiert wird, wobei dies eine Übergangslösung darstellt: De facto arbeiten PTL/PTC-Anlagen am wirtschaftlichsten in Volllast und sind daher nicht geeignet, Stromspitzen volkswirtschaftlich kostengünstig abzufangen. Der Bedarf an Wasserstoff und damit an regenerativ erzeugtem Strom wird sich durch den Ausbau von PTL/PTC erheblich erhöhen. Ähnliche Überlegungen sind für den Feedstock CO₂ anzustellen. Während in den kommenden Dekaden noch ausreichend Punktquellen für CO₂ zur Verfügung stehen, werden diese insbesondere im 95 % THG-Reduktionsszenario schrittweise abgebaut, sodass nur noch CO₂ aus der Biogasherstellung und in großem Maßstab aus der Luftabtrennung als Quellen verbleiben. Studien sehen die Möglichkeit, einen Großteil der dafür benötigten Energie thermisch und idealerweise aus Abwärmenutzung bereitzustellen – trotzdem erhöht der Anteil an elektrischer Energie den Bedarf an (regenerativ erzeugter) Elektrizität im Gesamtsystem. Für das betrachtete Technologiefeld und seine einzelnen Technologien sind insbesondere Katalysatoren in Kombination mit den dazugehörigen chemischen Prozessen ein universelles Forschungsthema. Forschungsbedarf besteht vor allem im Bereich der Katalysatoren und Materialien, die bei den jeweiligen Synthesen (Fischer-Tropsch und Methanol, Ammoniak) und der Nutzung von CO₂ als Prozessinput eingesetzt werden. Katalysator- und Prozessentwicklung müssen dabei simultan erfolgen. Durch effizientere Katalysatoren lassen sich geringere Drücke und Temperaturen realisieren, was zu einer besseren Ausbeute und Energieeffizienz führt. Die Entwicklung von energie-, ressourcen- und kosteneffizienten Kombinationen von Katalysatoren und deren Trägermaterialien ist daher ein wesentlicher Baustein, der aufgrund der besseren Energieausbeute zur Senkung der Kosten beitragen kann. Aus Kostengründen besteht grundsätzlich ein ausgeprägter Anreiz, geringwertigere und damit in aller Regel auch weniger knappe Katalysatormaterialien in Kombination und auf besonders gestalteten Trägermaterialien einzusetzen. Besonders attraktiv ist dabei die Kombination von kostengünstigeren Katalysatoren und erhöhter Prozesseffizienz. Da die Erzeugungskosten neben den Kosten der Inputs und der Anlagen von den verwendeten Katalysatoren bestimmt werden, sollte der Anreiz für entsprechende F&E-Investitionen bei Anlagenbauern und Anlagenbetreibern prinzipiell hoch sein. Allerdings werden die F&E-Anstrengungen von Anlagenbauern und Anlagenbetreibern durch die zyklischen Bewegungen bei Konjunktur und den Preisen fossiler Rohstoffe beeinflusst. Da die Weiterentwicklung der Katalysatoren allein nicht zugleich die Ausbeute und die Selektivität der Umwandlungsprozesse erhöhen kann, müssen ne-

ben der Forschung an Katalysatormaterialien und deren praxistauglicher Entwicklung auch das Prozessverständnis und ein innovatives, die Prozesse optimierendes Anlagensetup im Fokus künftiger F&E-Aktivitäten stehen. Dementsprechend ist die gezielte Förderung der Grundlagenforschung und anwendungsorientierten Forschung zur Optimierung und optimalen Passung von Katalysatoren und Prozessen sinnvoll. Dabei geht es um die Optimierung innerhalb des durch die Prozesseffizienz und -selektivität, die Verfügbarkeit und Rezyklierbarkeit der Katalysatoren und die Produktionskosten gebildeten Zieldreiecks. Ein weiteres wichtiges Forschungsthema sind Lebenszyklusanalysen (LCA) zu den Wirkungen der betrachteten Technologien hinsichtlich Primärenergieeinsatz, Energieeffizienz, Klimawirkungen und sonstigen Umweltwirkungen.

Power-to-liquids

Derzeit arbeiten zum einen international operierende Konzerne wie etwa Shell an der Fischer-Tropsch-Synthese (großmaßstäblich zur Erzeugung eines synthetischen flüssigen Kraftstoffs wie Gas-to-Liquid), zum anderen sind aus verschiedenen Ländern Start-Ups mit PTL befasst. Beispiele dafür sind die deutsche Sunfire, aber auch die israelische NewCO₂Fuels oder die US-amerikanische LanzaTech. Die drei Beispiele zeigen, dass es mit einer entsprechenden Förderung, die alle drei Unternehmen bisher erhalten haben, möglich ist, eine PTL-Technologie bis zur Kommerzialisierung zu bringen – dies ohne finanzielle Unterstützung aber ausbleibt. Es wird daher empfohlen, den Bereich mit F&E-Förderung auszustatten, die auf die weitere (Grundlagen-)Forschung zu Katalysatoren zielt und somit hilft, die Technologie PTL kommerziell wettbewerbsfähig zu machen.

Power-to-chemicals

PTC-Technologien knüpfen an bestehende fossil-basierte Technologien an, sodass in einigen Ländern weitreichendes Vorwissen besteht. Wie der internationale Vergleich zeigt, hat Deutschland hier erheblichen Aufholbedarf, will es nicht technologisch den Anschluss verlieren. Langfristig ist die Umstellung auf PTC für den Erhalt der heimischen Basischemie hoch relevant. Die notwendige Förderung sollte sich dabei auf alle Bereiche erstrecken, von der Katalyse-Grundlagenforschung (aus welcher durch eine derartige Förderung zugleich auch für viele weitere Bereiche der chemischen Industrie wertvolle Ergebnisse generiert werden) über die Unterstützung von Pilotentwicklungen bis zu Markteinführungsmechanismen. Besonders letzterer Bereich, verbunden mit einer klaren und verlässlichen politischen Signalgebung, ist entscheidend, um unternehmensseitige F&E- und Investitionsentscheidungen hin zu einem Aufbau einer heimischen PTC-Industrie zu beeinflussen. Ist diese Zielrichtung belastbar vorgegeben, steigt das Interesse von potenziellen Marktakteuren hinsichtlich der Investition in F&E-Aktivitäten wesentlich an.

7.5 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft

Grundlage dieser Zusammenfassung: Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt, O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft.

Definition des Technologiefeldes

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen: Zur Abtrennung von CO₂ aus Faulgasen bieten sich mehrere Verfahren an, die technologisch bereits weitestgehend ausgereift und am Markt verfügbar sind. Die nachfolgend betrachteten Technologien wurden nach den Kriterien der benötigten hohen CO₂-Qualität bzw. -Reinheit ausgewählt.

Die *Druckwechseladsorption (DWA)* setzt Aktivkohlen, Molekularsiebe sowie Kohlenstoffmolekularsiebe zur Gastrennung bzw. Gasaufbereitung ein und beruht auf einem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile gegenüber dem Adsorbens (die feste und stationäre Phase, auf der das Adsorptiv, d.h. die Gasbestandteile, gebunden werden). Die DWA gilt als technisch ausgereift und befindet sich bereits an vielen Standorten zur Biogasaufbereitung im Einsatz (TRL 9). Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 87 - 99,9 %. Bei der *Aminwäsche* (TRL 9) handelt es sich um einen Absorptionsprozess, wobei die chemische Reaktion zwischen Gaskomponenten und Lösung die physikalische Absorption überlagert und nochmals mehr CO₂ aufgenommen werden kann. Als Waschmittel dient eine Aminlösung. Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 90 - 99,9 %.

Membranverfahren sind vergleichsweise neu. Sie nutzen Diffusionsmembranen, welche die unterschiedliche Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran ausnutzen. Einige der Membrantechnologien befinden sich bereits in der Markteinführungsphase (TRL 6-8). Gegenüber den zuvor vorgestellten Verfahren zeichnet sich das Membranverfahren u. a. durch einen sehr einfachen technischen Aufbau und spezifisch geringe Investitionen aus. Demgegenüber stehen der hohe Stromeinsatz für die Druckerzeugung und ein vergleichsweise hoher Methanschlupf ($\leq 5\%$) in die Abluft. Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 75 %. *CO₂-Hybrid-Verfahren* (TRL 5-9) führen mehrere der zuvor genannten Verfahren zusammen, um hierdurch die Effizienz zu erhöhen und Kosten einzusparen, denn gerade für kleine Biogasanlagen mit weniger als 1.000 m³/h sind DWA, DWW und Aminwäsche unwirtschaftlich. Im Fokus steht auch hier die Aufkonzentration von Methan bspw. auf Erdgasqualität zur Einspeisung in ein Erdgasnetz. Die *Tieftemperaturrektifikation* (TRL 9) (oder kryogene Gasaufbereitung) arbeitet wie die Luftzerlegung mit Verflüssigung des Rohgases und Ausfrieren von CO₂ bei erhöhtem Druck. Durch das Verfahren entstehen sehr reine Produktgase, insbesondere Methan und CO₂. Aufgrund des hohen Energieeinsatzes besitzt die Tieftemperaturrektifikation bisher keine Marktrelevanz. Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 99,9 %.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft: Die CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC) kann einerseits dazu eingesetzt werden, um CO₂ für die Weiterverarbeitung in chemischen Prozessen bereitzustellen, andererseits um CO₂-Emissionen aus der Luft zu filtern und nachfolgend einzulagern und so negative Emissionen zu erzielen. Die bisher verfolgten DAC-Ansätze lassen sich grundlegend in die drei nachfolgend dargestellten Technologiepfade unterteilen.

Absorption und Elektrodialyse (TRL 1-5) stellt einen Prozess dar, bei dem die Absorption des in der angesaugten Luft enthaltenen CO_2 mithilfe einer Natriumhydroxidlösung (NaOH) erfolgt. Durch Versauerung der resultierenden Natriumcarbonatlösung (Na_2CO_3) mit Schwefelsäure (H_2SO_4) wird das CO_2 in nahezu reiner Form wieder abgeschieden. Anschließend folgt die Wiederherstellung des NaOH und der Schwefelsäure über einen elektrochemisch getriebenen Membranprozess (Elektrodialyse). Das Verfahren hat einen Strombedarf von etwa 430 kJ/mol CO_2 ($2,72 \text{ MWhel/t CO}_2$). Es wird keine zusätzliche thermische Energie benötigt. Beim Prozess der *Absorption und Kalzinierung* (TRL 1-5) erfolgt die Absorption des CO_2 ähnlich wie im vorherigen Verfahren mithilfe von NaOH oder KOH als wässrige Lösung. Bei Verwendung von KOH wird das aus der CO_2 -Absorption resultierende wässrige K_2CO_3 in einem Pelletreaktor zu Calciumcarbonat (CaCO_3) ausgefällt und per Kalzinierung in CO_2 und Calciumoxid (CaO) zersetzt. Letzteres wird zu Calciumhydroxid (Ca(OH)_2) hydratisiert und steht anschließend für einen erneuten Durchgang zur Verfügung. Bei diesem Verfahren werden für die Kalzinierung sehr hohe Temperaturen ($> 850 \text{ }^\circ\text{C}$) benötigt. Der resultierende Energiebedarf beträgt ca. $2,8 \text{ MWh/t CO}_2$, wovon der überwiegende Teil als thermische Energie anfällt. Beim Prozess der *Adsorption und Desorption* (TRL 1-9) wird das CO_2 zunächst via organischer Chemiesorption an einen Sorbent gebunden, welcher anschließend vor allem durch Wärme- (Temperature Swing) oder Feuchtigkeitszufuhr (Humidity Swing) regeneriert wird. Als Filtermaterial kann u. a. trockene Zellulose zum Einsatz kommen, an deren Oberfläche Aminverbindungen angelagert werden, oder ein Harz mit angelagerten Aminen. Je nach Verfahrensausgestaltung liefert Adsorption und Desorption CO_2 mit einer Reinheit von bis zu $99,9 \%$. Im Vergleich zum vorherigen Verfahren fällt der spezifische thermische Energiebedarf deutlich geringer aus. Das CO_2 kann entweder sequestriert oder in unterschiedlicher Weise weiter genutzt werden (z. B. Produktion von Pflanzendünger, aromatischer Kohlenwasserstoffe oder synthetischer Kraftstoffe).

Aktueller Stand der Technologie

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen: Gaswäschen zur Abtrennung von CO_2 sind in verschiedenen industriellen Prozessen notwendig und hier auch bereits seit vielen Jahrzehnten großtechnisch im Einsatz. Im Zusammenhang mit Faulgasen wurde die Entwicklung von Anlagen kleiner Leistungsgrößen durch das EEG ab 2009 vorangetrieben. Die zuvor genannten Verfahren gelten daher prinzipiell als technisch entwickelt und größtenteils marktreif. Allerdings wurde mit dem EEG 2014 die Förderung von Biomethan wieder eingestellt, so dass die Wirtschaftlichkeit für neue Anlagen nur noch in wenigen Fällen gegeben ist. Der Transport von CO_2 ist aufgrund der Gasverflüssigung und geringer Mengen sehr teuer, weshalb die Erzeugung eines Fluids mit hoher Energiedichte vor Ort vorteilhaft wäre. Spezifische PtL-Pilotanlagen vor Ort mit direkter Verwendung von CO_2 aus Faulgasen sind nicht bekannt.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft: Einzelne Unternehmen betreiben (v.a. in der Schweiz und in den USA) (Demo-)Anlagen und vertreiben diese z. T. auch bereits kommerziell. Im Rahmen eines BMBF-Forschungsprojektes (CORAL) wird von einem deutschen Konsortium ein DAC-Verfahren zur hocheffizienten und kostengünstigen CO_2 -Bereitstellung mittels DAC entwickelt, welches als Basis für die Erzeugung

regenerativer Rohstoffe dienen soll. Im Rahmen eines derzeit laufenden, durch das BMBF geförderten Kopernikus-Projektes (Power-to-X) wird eine integrierte Anlage zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen entwickelt, wobei die für die CO₂-Abtrennung benötigte Wärme aus der Syntheseanlage kommen wird. International wird insbesondere in den letzten 15 Jahren an der Material- und Verfahrensentwicklung gearbeitet. Zentrale Themen sind die Entwicklung und der Test von CO₂-Sorbents in den verschiedenen oben dargestellten Entwicklungsrichtungen, techno-ökonomische Analysen der einzelnen Verfahren, Anlagenskalierung von Laborentwicklungen hin zu Demo- und Pilotverfahren, generell die Minimierung des Energiebedarfs, Reduktion der Kosten und die Prozessintegration der entwickelten Verfahren. Zudem werden in den letzten Jahren auch verstärkt übergreifende Analysen zum Einsatz von DAC erstellt: Einsatz von DAC als Negative Emission Technology, NET (Szenarien, Politikansätze); Kopplung von DAC mit Syntheseverfahren und Analyse von deren Kosten und Ökobilanzen; Standortauswahl für DAC-Anlagen.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungs- und wirtschaftliches Potenzial, Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die hier betrachteten Anlagen tragen nur indirekt zur Reduzierung von THG- und anderen Emissionen bei, da sie als „Enabler“ immer im Zusammenhang mit anderen Technologien gesehen werden müssen. Dies sind insbesondere Anlagen zur Produktion strombasierter Brenn- und Kraftstoffe sowie Basischemikalien. Für den Einsatz von DAC als NET-Technologie wäre eine gesonderte Bewertung nötig.

Zum wirtschaftlichen Potenzial (Marktpotenzial, inländische Wertschöpfung) der *CO₂-Abtrennung aus Faulgasen* ist an dieser Stelle wegen diverser Unsicherheiten (künftiger Bedarf an klimaneutralem CO₂, Anzahl an Biomethananlagen, Anteil von (Heiz-)Kraftwerken und Industrie an der CO₂-Versorgung) keine verlässliche Einschätzung möglich. Auch hinsichtlich der *CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft* sind zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussagen möglich, da es weder deutsche Firmen gibt noch klar ist, wie groß eine mögliche Fertigung und wie hoch ein möglicher Absatz zukünftig sein könnten.

Im Fall der *CO₂-Abtrennung aus Faulgasen* ist eine autarke Betriebsweise prinzipiell möglich. Allerdings bedarf das CO₂ entweder einem Transport (Tankfahrzeug, Pipeline) von den meist dezentralen Anlagen zur nächstgelegenen Weiterverarbeitungsanlage oder es ist eine Erzeugung strombasierter Kraft- bzw. Brennstoffe am Ort der CO₂-Quelle nötig. *DAC-Anlagen zur CO₂-Abtrennung aus der Umgebungsluft* benötigen unabhängig vom zugrundeliegenden Verfahren elektrische und thermische Energie. Für erstgenannte wird ein Netzanschluss oder eine Kopplung mit Erzeugungsanlagen benötigt, letztgenannte kann je nach Verfahren durch Abwärme (z. B. aus Syntheseprozessen) oder Wärmepumpen bedient werden oder es bedarf einer Infrastruktur für Hochtemperaturwärme. Darüber hinaus gehen DAC-Anlagen mit einem hohen Flächenbedarf und teilweise einem noch näher zu bestimmenden Wasserbedarf einher. Falls eine Weiterverarbeitung oder Speicherung des gewonnenen CO₂ vor Ort nicht in Frage kommt, wird außerdem Transportinfrastruktur wie z. B. ein Pipelinesystem benötigt.

F&E-Empfehlungen

CO₂-Abtrennung aus Faulgasen: In Sachen *technischen Forschungsbedarfs* gibt es für einzelne Verfahren noch Verbesserungsbedarf bei den eingesetzten Lösungsmitteln und Adsorbentien sowie der weiteren Kostensenkung durch Prozessverbesserungen. Was den *systemanalytischen Forschungsbedarf* betrifft, gilt es aufgrund der Dezentralität und Abgeschiedenheit insbesondere der Biomethan- und Deponiegaslagen forschungsseitig zu prüfen: a) ob Faulgase aufgrund der hohen CO₂-Konzentration sowie der teils erfolgten und damit kostenneutralen CO₂-Abscheidung wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer Abscheidung aus Industrie oder Rauchgasen aus Biomasseverbrennung bieten, b) ob die PtX-Erzeugung in diesem Fall eher dezentral, an der CO₂-Quelle, erfolgen oder mittels teils neuer Infrastrukturen zu zentralen PtX-Erzeugungsanlagen transportiert werden sollte und c) wieviel Biomasse langfristig verfügbar wäre.

CO₂-Abtrennung aus Umgebungsluft: Konkreter *technischer Forschungsbedarf* besteht einerseits bei der CO₂-Sorbents- und Verfahrensentwicklung der verschiedensten Gruppen. Im Sinne einer ergebnisoffenen Forschung sollten neben den vielversprechendsten Verfahren der Adsorption/Desorption auch die anderen Verfahren weiter entwickelt werden. Bei den Verfahren der CO₂-Abtrennung, die schon bis zur Marktreife entwickelt wurden, besteht der Bedarf, sie auf einen großskaligen Einsatz bis hin zur Massenproduktion vorzubereiten. Dies erfordert die Minimierung des Energiebedarfs, die Anlagenskalierung und insbesondere die Prozessintegration. Gleichzeitig bedarf es einer Kostenreduktion, die sich in der Regel aus technischem Lernen, Upscaling und Massenproduktion ergibt. Voraussetzung hierfür ist die Förderung von Anwendungsprojekten, da viele Verfahren marktreif entwickelt sind, aber bei derzeitigen Kosten kaum eingesetzt werden. Durch Marktanzreizprogramme sollten die Kosten soweit gesenkt werden können, dass sie bei Vorliegen von Lenkungsinstrumenten zur CO₂-Einsparung (wie z. B. einer CO₂-Steuer) konkurrenzfähig wären. Im Hinblick auf die Erzielung negativer Emissionen besteht zudem Forschungsbedarf für die Lagerung des CO₂. Hier kann auf den bisher schon im Rahmen der CCS-Forschung durchgeführten Speicherprojekten aufgebaut werden. Die Karbonatbildung in Basaltgesteinen sollte verstärkt in die Förderung aufgenommen werden. *Systemanalytischer Forschungsbedarf* ergibt sich speziell angesichts der Unsicherheiten, die generell mit Negative Emission Technologies (NET) und speziell mit DAC verbunden sind. Hierzu zählt bspw. die Frage nach treibenden und bremsenden Kräften, die bei der Bewertung von NET und DAC zu beachten sind (sowohl ökonomische, soziale und klimarelevante Grenzen als auch Voraussetzungen für einen großmaßstäblichen Einsatz). Weitere Aspekte betreffen regulatorische Rahmenbedingungen, Risikoabschätzungen und die Bewertung der Technologien unter diversen Nachhaltigkeitsgesichtspunkten.

8 Technologiebereich 5: Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude

8.1 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

Grundlage dieser Zusammenfassung: Ebert, H.-P.; Büttner, B.; Kastner, R.; Weismann, S.; Weinläder, H.; Manara, J.; Römer, C.; Baumann, A.; Reim, M.; Beck, A. (2017): Technologiebericht 5.1 Energie- und Ressourceneffizienz Gebäude.

Definition des Technologiefeldes

Das Technologiefeld energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik umfasst:

- *Gebäudehülle und Bautechnik* (Hochleistungswärmedämmung, funktionelle optische Oberflächen, transparente und transluzente Fassadenelemente, ressourcenschonendes Bauen, multifunktionale Gebäudehülle)
- *Gebäudesystemtechnik* (Gebäudeautomation, Wärmespeicher, Stromspeicher, Heiz-, Lüftungs- und Klimatisierungs- (HLK) Systeme, insbes. Low-Ex-Systeme, Kunstlicht)
- *Planung und Gebäudebetrieb* (Informationsmanagement, Life Cycle Assessment, Monitoring & Diagnose, Nutzer-Gebäude Beziehung)

Aktueller Stand der Technologie

Gebäudehülle und Bautechnik: Hochleistungsdämmstoffe (TRL: 2-9) haben Wärmeleitfähigkeitswerte unter $0,026 \text{ W}/(\text{mK})$, kommerziell sind aufgrund ihrer höheren Kosten nur wenige verfügbar, beispielsweise Vakuumisulationspaneele (ca. $0,005 \text{ W}/(\text{mK})$) oder nanoporöse Dämmstoffe (z. B. auf Aerogelbasis; unter $0,020 \text{ W}/(\text{mK})$). Zu den *funktionellen optischen Oberflächen* (TRL: 4-9) zählen sog. low-e Oberflächen, welche nur wenig Wärmestrahlung an die Umgebung abgeben und auftretende Wärmestrahlung wieder reflektieren. Der Einsatz von Oberflächen mit einem hohen solaren Reflexionsgrad sowie einem hohen thermischen Emissionsgrad im Dachbereich (cool roofs) ermöglicht z. B. eine Reduktion der zur Klimatisierung notwendigen Energie. Im Bereich *transparente/ transluzente Fassadenelemente* (TRL: 3-9) finden sich Isoliergläser aus zwei oder mehr Glasscheiben mit einem Scheibenzwischenraum, der mit einem Edelgas gefüllt ist. Dreifachisolierglas ist mittlerweile kommerziell verfügbar und hat im Neubau Zweifachisolierglas weitestgehend verdrängt. Vakuumisolierglas weist noch niedrigere Energiedurchlassungsgrade auf, bei gleichzeitig geringerem Gewicht und weniger Materialeinsatz. Zu den sog. Tageslichtsystemen zählen neben feststehenden passiven und beweglichen regelbaren Sonnenschutzsystemen auch Blendschutz-, Tageslichtlenk- und transluzente Systeme. Tageslichtlenksysteme (verspiegelte Systeme, prismatische Verglasungen, Glasfasern, strukturiertes Glas) werden teilweise als Oberlichter, Deckenelemente oder Lichtkamine eingesetzt. *Ressourcenschonendes Bauen* (TRL: 2-9) bedeutet u. a. den Einsatz von nachwachsenden und/oder wiederverwendbaren Baumaterialien. Naturdämmstoffe (Marktanteil 2011: ca. 7 %) erfordern im Vergleich zu herkömmlichen Wärmedämmungen höhere Dämmstoffstärken. Neben konventionellen Baustoffen rücken verstärkt leichte und flexible Konstruktionen aus Membranen (Gewebe, Folien) in den Blickpunkt („textile Architektur“). Auch Begrünungen

können ein wichtiger Baustein einer energetisch effizienten und klimatisch ausgleichenden Gebäudehülle sein. *Multifunktionale Komponenten der Gebäudehülle* (TRL: 2-8) übernehmen neben Funktionen wie Wärme-, Schall- und Witterungsschutz Zusatzfunktionen wie die Erhöhung der Gebäudeenergieeffizienz. Zum Einsatz kommen hierbei bspw. Komponenten zur Klimatisierung des Gebäudeinneren oder Photovoltaiksysteme zur Stromgewinnung. Die schaltbare Wärmedämmung (SWD) leitet im Winter solare Wärme durch nichttransparente Fassadenflächen ins Gebäudeinnere und hat bei geringem solarem Angebot einen hohen Wärmeschutz. Das Heizen und Kühlen kann durch eine aktive Fassadentemperierung mittels wasserdurchflossener Rohrregister, wie z. B. eine außenliegende Low-Ex Wandtemperierung, passieren. Die Fassade kann zudem Wärme in massiven Baustoffen wie Beton oder latent durch Phasenwechselmaterialien (PCM) kurzzeitig speichern. Sowohl für die gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) als auch die gebäudeintegrierte Solarthermie (BIST) existieren verschiedene Integrationsmöglichkeiten (z. B. in Wärmedämmverbundsystemen oder Isolierverglasungen). Fassadenintegrierte HLK-Systeme nutzen Gebäudewände zur mechanischen Belüftung durch Ventilation.

Gebäudesystemtechnik: Die Technologien der *Gebäudeautomation* (TRL: 2-9) beinhalten z. B. kleine Insellösungen (Smart Home) bis hin zu großen, mehrere Immobilien umfassenden Installationen mit Management-, Automations- und Feldebene. Neue Technologien und Ansätze, welche die Funktion einer klassischen Gebäudeautomation ergänzen, sind Smart Grid Interaktionen (Netzdienlichkeit von Gebäuden), präemptive Automation (unter Berücksichtigung von Wetter-/Nutzungs- und Lastprognosen) sowie themenübergreifende Systemintegration. Die Gebäudeautomation erfüllt weiterhin in zunehmendem Maße die Funktionen des Energiemonitorings und -managements. *Wärmespeicher-Systeme* (TRL: 4-9) gibt es auf Basis der Speicherung sensibler Wärme (d.h. es werden Temperaturänderungen genutzt, um die innere Energie zu erhöhen), der Speicherung von latenter Wärme durch die Änderung der Enthalpie durch Zustandsänderungen (z. B. flüssig – fest), sowie durch chemische Speicherung. Im Gebäudebereich liegt das Augenmerk von Forschungsaktivitäten auf der Integration von PCM in Speichern und Baumaterialien. *Stromspeicher* (TRL: 5-9) kommen in Gebäuden vor allem in Verbindung mit Photovoltaiksystemen zum Einsatz. Momentan werden für Privathaushalte v. a. Lithium-Ionen und Blei-Säure-Batterien eingesetzt. Der Begriff *Low-Ex-Systeme* (TRL: 3-9) bezeichnet gebäudetechnische Systeme, die mit geringen Temperaturdifferenzen arbeiten. Für die Gebäudeheizung/-kühlung werden dabei passive Lüftungskonzepte wie Nachtlüftung oder zentrale Lüftungssysteme mit Erdreichwärmetauschern sowie aktive Flächenheiz-/kühlssysteme, wie z. B. außenliegende Low-Ex Luft- und Wandtemperierungssysteme bei Bestandsgebäuden sowie Heiz-/Kühldecken oder Bauteilaktivierung verwendet. *Kunstlicht* (TRL: 4-9) basierend auf Festkörperbeleuchtung (LED, OLED) bietet hohe Potentiale zur Energieeinsparung. Planung und Gebäudebetrieb: Dem *Informationsmanagement* (TRL: 4-8) dient bspw. BIM – Building Information Modeling anhand aktueller Daten bzgl. Gebäudebau und dessen Bewirtschaftung aus einer Vielzahl unabhängiger Datenbanken. Die Ökobilanz, kurz *LCA (Life Cycle Assessment)* (TRL: 6-9)), dient als Instrument zur Bewertung von Umweltqualitäten von Gebäuden. *Gebäudeüberwachung (Monitoring & Diagnose)* (TRL: 4-9) trägt wesentlich zu einer Energieeffizienzsteigerung beim Gebäudebetrieb bei. Konflikte

zwischen dem Gesamtenergiebedarf und dem Komfort der Benutzer sind ein Beispiel für eine *Nutzer-Gebäude Beziehung* bzw. Schnittstelle (TRL: 1-9). Durch Nutzerverhalten können die durch Betriebsoptimierung erreichten Energieeinsparungen verringert oder überkompensiert werden (Rebound-Effekt).

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungspotenzial und Beitrag zu Energie- und Ressourceneffizienz

THG-Minderungspotenzial: Die Bewertungskriterien werden für das Technologiefeld integral betrachtet. Auf der Grundlage plausibler Rahmenannahmen (Stromerzeugungsszenarien, Warmwasser- und Wärmeerzeugungsszenarien) für die Jahre 2020 bis 2050 und unter Verwendung der ökologischen Einzelwerte der verwendeten Energieträger ergeben sich folgende jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen des Technologiefelds: Im Jahr 2030 zwischen 51 und 75 Mio. t CO₂-äq. Im Jahr 2050 zwischen 101 und 132 Mio. t CO₂-äq.

Beitrag zu Energie- und Ressourceneffizienz: Die möglichen Primärenergieeinsparungen betragen in Deutschland im Jahr 2030 zwischen 806 und 1.099 PJ/a und im Jahr 2050 zwischen 1.599 und 1.806 PJ/a.

F&E-Empfehlungen

Übergreifende Aspekte: Für eine Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden müssen mögliche Synergieeffekte von Einzeltechnologien mit relevanten Gebäudekomponenten berücksichtigt werden; dazu zählen u. a. die Entwicklung von Werkzeugen zur gesamtheitlichen Bewertung von Maßnahmenpaketen auf unterschiedlichen Einsatzebenen (Gebäude, Quartier); Entwicklungen frühzeitig in Living Lab Umgebungen evaluieren und mit anschließendem Monitoring optimieren.

Gebäudehülle und Baustoffe: Entwicklung von preisgünstigen, ökologischen, schlanken Hochleistungswärmedämmstoffen mit hohem Anwendungspotential in der Altbauanierung; Entwicklung von Hochleistungswärmedämmstoffen mit multifunktionalen Eigenschaften (z. B. wärmedämmend/wärmespeichernd, wärmedämmend/feuchtespeichernd); Entwicklung spektral-selektiver Oberflächen mit geringem Emissionsgrad; Applikation optimierter Oberflächen mit hohem solaren Reflexionsgrad zur Reduktion von Kühllasten; Entwicklung transparenter low-e Schichten auf flexiblen Substraten, wie Membranen; Entwicklung adaptiver low-e Schichten mit schaltbarem Emissionsgrad; Entwicklung schaltbarer transparenter/transluzenter Elemente mit variablen Eigenschaften, hochwärmedämmender, schlanke Fenstersysteme (z. B. auf Vakuumbasis) und multifunktionaler Beleuchtungssysteme (z. B. Beleuchtung, Heizung/Kühlung, Lüftung); Entwicklung von Membrankonstruktionen mit optimierten thermischen und optischen Eigenschaften; Applikation multifunktionaler Membrankonstruktionen als Sonnenschutz-, Wärmeschutz- und Blendschutzelement sowie zur Steuerung des solaren Energieeintrags; Entwicklung energieeffizienter Gebäudekomponenten mit hohem Grad an Trennbarkeit und Recyclingfähigkeit sowie wirtschaftlicher und ökologisch nachhaltiger Begrünungskonzepte für Gebäudehüllen zur Energieeinsparung und Erhöhung der Luftqualität; (Spektrale) Funktionsschichten für PV Isolierverglasung (thermisch, optisch); Innovative Konzepte PV und Gebäudetechnik (zusammen mit adaptiver PV); Neue Messmethoden für BIPV Module (Normung); Entwicklung neuer Produktionskonzepte zur Standar-

disierung von BIPV und somit Kostensenkung; Gesamtheitliche Gebäudesimulationen neuartiger Komponenten mit energetischer Betrachtung in Neubau und Sanierung; Entwicklung kostengünstiger Schaltbarer Wärmedämmsysteme mit langer Nutzungsdauer.

Gebäudesystemtechnik: Entwicklung von Gebäudeautomationstechnologien zur Netzdienlichkeit von Gebäuden und Quartieren (SmartGrid); Sektorkopplung (Power-to-X, E-Mobility); Präemptive Automation (unter Berücksichtigung von Wetter-/Nutzungs- und Lastprognosen), selbstlernende Systeme sowie themenübergreifende Systemintegration; Wärmespeicher: Optimierung von Dämmung und Speichermaterialien zur Erhöhung des Speichervermögens; Integration der Gebäudestruktur in Wärmespeicherkonzepte (v.a. Gebäudebestand); Entwicklung geeigneter Steuer- und Regelalgorithmen (Smart Grid Fähigkeit); Stromspeicher: Entwicklung zyklenstabiler Speicher; Redox-Flow-Batterien; Weiterentwicklung von Superkondensatoren (Supercaps) für den Einsatz in Gebäuden; Low-Ex-Systeme: Entwicklung neuartiger und optimierter Materialien (z. B. Sorption, PCM) und Entwicklung effizienter Komponenten (z. B. Speicher, Pumpen); Entwicklung niederexergetischer Systemkonzepte auf Grundlage von Umweltwärme/ Solarthermie; Optimierung von Komplettsystemen (z. B. Regelstrategien, Monitoring, außenliegende Wand- und Lufttemperierung).

Planung und Gebäudebetrieb: Bei BIM: Integration von Nachhaltigkeitsdaten („Graue Energie“); Schnittstellenentwicklung zwischen dem BIM-Core und verfügbaren Anwendungsprogrammen; Bei LCA: Einführung eines unabhängigen dauerhaften ökologischen Bewertungssystems zur eindeutigen Vergleichbarkeit von Gebäuden; Einbindung von ökologischen Datensätzen für den zukünftigen Energie- und Strommix zur korrekten Bewertung der Gewichtung zwischen Konstruktion und Lebensdauer von Gebäuden; Methodenentwicklung für die fortlaufende Aktualisierung und grundlegender Ausbau der LCA-Datenbank (Ökobaudat); Benutzerfreundliche und gleichzeitig zuverlässige LCA-Tools zur Erhöhung der Verbreitung; Monitoring: Intelligentes und automatisiertes Auswerten der erfassten Daten (z. B. selbstlernende Systeme, Betriebsmustererkennung, Fehlererkennung); Hybridmonitoring: Simultanes Monitoring von physikalischen Gebäudemessdaten und Nutzerkomfort (bisher nur Regelung auf empirisch ermittelte Sollwerte); Entwicklung neuer Monitoringhardware; Entwicklung von Schnittstellen zum Austausch von Monitoring-Daten und Vereinheitlichung von Übertragungsprotokollen (drahtgebunden und drahtlos); Verbesserung des Verständnisses zwischen Sollwerten der Gebäudeautomation und dem Nutzerkomfort; Miteinbeziehung der Nutzerzufriedenheit und Aufklärung der Nutzer über energetisch sinnvolles Verhalten (z. B. direktes Feedback).

Quartiere: Erarbeitung und Umsetzung von Energiekonzepten für Quartiere mit einem hohen Anteil an EE und ihre Einbindung in ein übergeordnetes Stromsystem unter Nutzung von Strom, Wärme und Mobilität; Methodenentwicklung zur zeitlich hochaufgelösten Modellierung, Bewertung und Optimierung in Bezug auf Energie, Ökologie und Wirtschaftlichkeit von urbanen Energiesystemen; Methodenentwicklung zur Erarbeitung von Transformationspfaden, die technische, stadtplanerische, soziale, ökonomische und rechtliche Aspekte berücksichtigt.

9 Technologiebereich 6: Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie

9.1 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien

Grundlage dieser Zusammenfassung: Hettesheimer, T. (2017): Technologiebericht 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien.

Definition des Technologiefeldes

Die *Eisen- und Stahlindustrie*, die *Papierindustrie* und die *Zementindustrie* verursachen zusammen in etwa ein Drittel des Endenergieverbrauchs des gesamten, sehr heterogenen Industriesektors in Deutschland, weshalb der Fokus hier auf diesen Branchen liegt. Der Begriff 'Energieeffiziente Prozesstechnologie' wird hier bewusst um 'CO₂-arme Prozesstechnologien' erweitert, da Prozesse, die drastisch die CO₂-Emissionen senken, ggf. mehr Energie verbrauchen können als derzeitige Prozesse.

Aktueller Stand der Technologie

In Deutschland besitzt die *Eisen- und Stahlindustrie* mit 21 % den größten Anteil am Endenergiebedarf des Industriesektors und trägt auch maßgeblich zum CO₂-Ausstoß bei. Stahl wird in Deutschland im Wesentlichen mittels zweier Varianten hergestellt. Im Primärverfahren wird in der Hochofenroute Eisenerz mithilfe von Koks und Kohle zu Roheisen weiterverarbeitet. Das weniger energieintensive Sekundärverfahren recycelt mit dem Elektrolichtbogenofen Schrott zu Rohstahl. Die Elektrostahlroute macht in Deutschland ungefähr 30 % der Stahlproduktion aus und es ist davon auszugehen, dass ihr Anteil zukünftig weiter anwächst. Das Potenzial von Effizienzmaßnahmen in der Eisen- und Stahlindustrie ist begrenzt. Solche Maßnahmen umfassen beispielsweise die Abwärmenutzung am Elektrolichtbogenofen oder der Hochofenschlacke, das Dünnbrammengießen oder die Optimierung des Hüttengasverbundes (z. B. Carbon Capture and Utilization, CCU oder Hochofen mit Gichtgasrückführung). Alternative Verfahren wie das Schmelzreduktionsverfahren verzichten im Gegensatz zur Hochofenroute auf die energieintensiven Prozesse der Koksofen- und der Sinteranlage, indem Kohle und Erze direkt in den Reaktor gegeben werden. Weiterreichende CO₂-Reduktionen lassen sich nur über neue Prozesstechnologien erzielen, die nicht mehr auf Kohle als Reduktionsmittel basieren, sondern CO₂-arme Alternativen nutzen (CO₂-arm erzeugter Wasserstoff oder Strom). Die Stahlherstellung mit Wasserstoff ist über die Direktreduktion möglich (H₂-DRI; TRL 4). Weiterreichende CO₂-Reduktionen in der Stahlherstellung werden voraussichtlich auch zu einem erhöhten Energiebedarf führen. Bei der Erzeugung von Stahl auf Basis von Wasserstoff stellt die Umwandlung von Strom in Wasserstoff einen energieintensiven Schritt dar. Die Rückführung des Gichtgases in den Hochofen (Top Gas Recycling) erfordert u. a. eine zusätzliche energieintensive Gasreinigung.

In der *Papierindustrie* lag der Endenergieverbrauch 2015 bei ca. 233 PJ. THG-Emissionen sind bei der Papierproduktion vorrangig auf die Verwendung von Strom und Brennstoffen zurückzuführen. Für die Herstellung von Papier werden zunächst aus Holz und Altpapier Faserstoffe hergestellt. Bei der Stoffaufbereitung werden die Faserstoffe nach der Suspension mit Wasser in einem Refiner gemahlen, was u. U.

sehr energieintensiv sein kann. In der Papiermaschine wird die Fasersuspension zu einer Papierrolle transformiert; hierbei tragen die Handhabung von Entwässerung und Trocknung wesentlich zu einer energieeffizienten Papiermaschine bei. Bei der Weiterentwicklung der Papiermaschinen liegt der Schwerpunkt vor allem auf einer Erhöhung der Produktionskapazität und -geschwindigkeit. Zur Energieeffizienzsteigerung bei der Stoffaufbereitung bzw. der Mahlung des Faserstoffes im Refiner kann eine Kompressionsmahlung eingesetzt werden. Im Bereich der Trocknung stehen verschiedene Ansätze zur Auswahl: der Ansatz der Impulstrocknung, außerdem die Dampfprall- und Luftpralltrocknung, die Kondensationsband-Trocknung oder auch die luftlose Trocknung. Neben den technischen Verbesserungen reduziert das Recycling von Papier ebenfalls stark den Energieverbrauch. Zwei exemplarische Ansätze zur Erreichung von Reduktionszielen sind: a) Black liquor Vergasung (TRL 8) – Black liquor („Schwarzlauge“) ist ein energiereiches Nebenprodukt der Zelluloseherstellung in der Papierindustrie. Durch die Verbrennung der Schwarzlauge kann ein Teil des Energiebedarfs innerhalb der Papierproduktion gedeckt werden. Möglich wäre auch eine Vergasung der Schwarzlauge, mit der im Anschluss Biowasserstoff beziehungsweise Biogas hergestellt werden kann. b) Chemische Fasermodifikation (TRL 7) – Diese selektiven Modifizierungsverfahren lassen sich in die Stoffaufbereitung einer Papier- oder auch Zellstofffabrik integrieren, wodurch völlig neue Eigenschaften der Fasern und Papiere erreicht werden können. Prinzipiell stehen drei Verfahren zur Auswahl: der Einsatz von Carboxymethylcellulose, die Beschichtung der Faserwand mit Polyelektrolyten oder die Zugabe von microfibrillärer Cellulose. Die Energieeinsparungen können bis zu 100 kWh/t Papier betragen. Langfristig kann die Energieeffizienz durch wasserlose Herstellungsverfahren gesteigert werden.

Die *Zementindustrie* ist charakterisiert durch einen vergleichsweise hohen Anteil der Brennstoffe am Endenergieverbrauch. Etwa 70 % (12,65 Mio. t in 2014) der gesamten CO₂-Emissionen der dt. Zementindustrie sind rohstoffbedingt. Zement wird in vier Verfahrensschritten hergestellt. Zunächst wird das Rohmaterial (Kalkstein, Kalkmergel, Ton und Sand) gewonnen und anschließend zu Rohmehl aufbereitet. Im dritten Schritt wird das Rohmehl mithilfe von Brennstoffen zu Zementklinkern gebrannt. Dieser wird abschließend, ggf. mit Zusätzen, gemahlen. Zwar konnten die spezifischen CO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2010 von etwa 350 kg CO₂/t auf 175 kg CO₂/t Zement reduziert werden, jedoch stagniert dieser Wert seitdem weitestgehend. Zur Steigerung der Energieeffizienz und Verringerung des CO₂-Ausstoßes gibt es bei der Herstellung von Zement drei wesentliche Möglichkeiten: a) Reduzierung des Klinkeranteils im Zement durch Erhöhung des Anteils an Zumahlstoffen (z. B. die granulierten Hochofenschlacke oder Kalksteinmehl), wodurch thermische Energie eingespart werden kann, die für das Klinkerbrennen benötigt wird. b) Verstärkter Einsatz von Sekundärbrennstoffen (aus Abfall wie z. B. Kunststoffe oder Hausmüll und biogenen Brennstoffen) zur Schonung fossiler Energieträger. c) Einsatz energieeffizienter und prozessoptimierter Maschinen und Anlagen, wie beispielsweise durch den Bau von größeren Ofeneinheiten sowie kleineren Durchmessern und kürzeren Öfen, zur Reduktion spezifischer Wärmeverluste. Weitere Einsparungen können durch die Vorwärmung des Rohmaterials, des Brennstoffs und der Verbrennungsluft unter Nutzung von Abwärme erzielt werden. Durch das Organic-Rankine-Cycle- (ORC) Verfahren könnte zudem die Abwärme aus der Klinkerkühlerabluft auch zur

Stromerzeugung verwendet werden. Beim Mahlen des Rohmaterials, Brennstoffs und Klinkers kann Energie durch den Einsatz von Vertikal-Walzmühlen und Gutbett-Walzmühlen anstatt der üblichen Kugelmühlen eingespart werden. Weiteres sehr hohes Reduktionspotenzial wird folgenden Ansätzen zugesprochen: dem Post-Combustion CO₂-capture (das CO₂-haltige Abgas wird nach dem Verbrennungsvorgang durch chem. Absorption gebunden und vom Abgas getrennt), dem Oxyfuel-Verfahren (der Stickstoff in der Luft wird vom Sauerstoff abgetrennt, es erfolgt eine O₂-reiche Verbrennung von Kohle; das CO₂-reiche Abgas kann eingelagert oder industriell weiterverwendet werden; TRL 6) sowie den Low-carbon Zementen (neuartige Zemente, die in Bezug auf Anwendungen und Eigenschaften mit herkömmlichem Portlandzement vergleichbar sind, jedoch bei der Herstellung nur in etwa 50 % der Energie benötigen und 50 % des CO₂ ausstoßen; TRL 6).

Ausgewählte Bewertungskriterien: Abhängigkeit von Infrastrukturen und Systemkompatibilität

Abhängigkeit von Infrastrukturen: Der Einsatz energieeffizienter Prozesstechnologien erfordert stets das Vorhandensein einer entsprechenden Energieversorgung oder auch einer Produktionsanlage. Die Implementierung der Technologien ist im Fall der chemischen Fasermodifikation und bedingt auch noch beim Black liquor Verfahren ohne Ausbau der Infrastruktur möglich. Eine Umstellung der derzeitigen Primärstahlerzeugung auf Hisarna (Prozess auf Schmelzbadbasis) dürfte ebenfalls ohne große Änderungen der Infrastruktur machbar sein. Zu berücksichtigen wäre jedoch im Falle einer Kombination mit CCS die Schaffung einer Möglichkeit zur Speicherung oder dem Transport des abgeschiedenen CO₂. Eine solche Möglichkeit müsste ebenfalls für die Verwendung des Oxyfuel-Verfahrens geschaffen werden. Würde im Fall der Stahlerzeugung jedoch eine Umstellung auf die wasserstoffbasierte DRI erfolgen, müsste eine entsprechende Infrastruktur geschaffen werden, um den Prozess mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff und auch Strom zu versorgen.

Systemkompatibilität: Negative Rückwirkungen auf benachbarte Technologien dürften sich in erster Linie durch eine Verminderung des Strom- und Brennstoffbedarfs ergeben. Diese müssen auf der Verteilnetzebene berücksichtigt werden. Neben diesem übergeordneten Trend kann es jedoch auch auf Standortebene zu einem starken Anstieg des Strombedarfs durch den steigenden Anteil von Elektrostahl kommen oder etwa falls bei der H₂-DRI die Elektrolyse direkt in großem Maße vor Ort betrieben würde. Aufgrund der diskontinuierlichen Prozessführung kommt es dadurch ebenfalls zu Rückwirkungen auf das Lastmanagement sowie die Abwärmenutzung. Zudem stellt die Nutzung von CCS eine Konfliktsituation dar; das abgeschiedene CO₂ muss an geeigneter Stelle gespeichert werden und steht somit in Konkurrenz mit anderen Technologiefeldern. Der große Wasserstoffbedarf bei der H₂-DRI steht ebenfalls in Konkurrenz mit der Verwendung etwa im Mobilitätssektor. Anpassungsbedarfe bei angrenzenden Systemen dürften auf übergeordneter Ebene minimal sein. Lokal und regional kann es durch die Schaffung der benötigten Infrastruktur (z. B. Wasserstoffversorgung, Ausbau des Stromnetzes für die Elektrostahlproduktion) jedoch auch zu vergleichsweise größeren Anstrengungen kommen. In der Eisen- und Stahlherstellung ergeben sich potenzielle Wechselwirkungen mit dem Power-to-Gas-Bereich durch die Nutzung von Biogas und Wasserstoff für die Direktreduktion oder

elektrolytische Stahlherstellung. Bei letzterer könnte sich ebenfalls die Möglichkeit bieten, einen Sauerstoffüberschuss für die Oxyfuel combustion zu nutzen. Bei der Papierherstellung bietet sich durch das Black liquor-Verfahren die Möglichkeit Produkte zur Nutzung im Technologiefeld Power-to-fuel/chemicals zu erzeugen.

F&E-Empfehlungen

Auf übergeordneter Ebene sollte aus technologischer Perspektive die Förderung von Forschung und Entwicklung, Pilot- und auch Demonstrationsanlagen intensiviert werden. Zudem bieten - vor dem Hintergrund hoher Kapitalintensität und langer Amortisationszeiten der Technologien - finanzielle Anreize (z. B. Fördermaßnahmen, Steuervergünstigungen) einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos. Anreize zur Implementierung von Energiemanagementsystemen oder Energieaudits bieten eine Möglichkeit, bestehende Einsparmöglichkeiten transparent aufzuzeigen. Kombiniert mit zinsgünstigen Investitionskrediten könnte es gelingen auch energieeffiziente, aber kapitalintensive Prozesstechnologien mit längeren Amortisationszeiten (bspw. Black liquor gasification) attraktiv zu gestalten. Die Förderung von Maßnahmen sollte sich insgesamt auf radikal neue Ansätze von energieeffizienten Prozesstechnologien konzentrieren, dabei jedoch auch weiterhin die inkrementelle Verbesserung der Prozesse nicht aus den Augen verlieren. F&E-Empfehlungen für die *Eisen- und Stahlherstellung* konzentrieren sich zum einen auf die Weiterentwicklung und Demonstration der zuvor beschriebenen neuartigen Verfahren: H₂-DRI, Hisarna-Schmelzreduktion und elektrolytische Stahlerzeugung. Zum anderen bieten nach wie vor Technologien wie das endabmessungsnahe Gießen bei der Walzstahlherstellung oder die Nutzung der Abwärme zur Vorwärmung des Stahlschrotts bei der Elektrostahlherstellung Forschungspotenzial. Bei der *Papierherstellung* besteht bzgl. radikaler Ansätze wie der wasserlosen Papierherstellung ein großes Potenzial sowie bzgl. neuer effizienter Trocknungsverfahren und Mahlverfahren Forschungsbedarf. Die Demonstration der Anwendbarkeit von Verfahren wie der chemischen Fasermodifikation stellt ebenfalls einen sinnvollen Ansatzpunkt für F&E-Tätigkeiten dar. Im Bereich der *Zementherstellung* besteht F&E-Bedarf in Bezug auf die Verbesserung (z. B. hinsichtl. Qualität des Endprodukts) des Klinker-zu-Zement-Verhältnisses oder bei der Substitution von Klinkern. Die Demonstration der Anwendbarkeit und Zuverlässigkeit der Low-carbon Zemente zur Steigerung der Marktakzeptanz könnte ebenfalls im Forschungsfokus stehen. F&E-Möglichkeiten im Zusammenhang mit CO₂ stellen beispielsweise das „looping“ zur Steigerung der CO₂-Konzentration dar oder die direkte Nutzung vor Ort für z. B. die Algenzucht.

9.2 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien

Grundlage dieser Zusammenfassung: Hirzel, S. (2017): Technologiebericht 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien.

Definition des Technologiefeldes

Bei der Betrachtung dieses Technologiefelds erfolgt eine Fokussierung auf besonders wesentliche Technologien (Auswahlkriterien: Relevanz für den Energieverbrauch sowie Beitrag zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen).

Aus stromseitiger Sicht ist besonders die Bereitstellung mechanischer Energie durch *Elektromotoren* interessant, da sie mehr als zwei Drittel der industriellen Stromnachfrage verursachen und bedeutende Energieeinsparpotenziale bieten. Elektromotoren werden eingesetzt für Druckluftkompressoren, Ventilatoren, Pumpen, Förderzeuge, Werkzeuge, Kräne, Mischwerke, Zentrifugen etc.. Die hier im Fokus stehenden Rotationsmotoren bestehen generell aus einem fest stehenden Stator und einem beweglich gelagerten Rotor. Wenn elektrischer Strom durch den Motor fließt, versetzen abstoßende bzw. anziehende Kräfte zwischen Stator und Rotor den Rotor in eine Drehbewegung. Er treibt eine damit verbundene Welle an und stellt dadurch mechanische Energie bereit. Abhängig von Kriterien wie Stromversorgung, Bauart oder Synchronizität von Feld und Rotor lassen sich verschiedene Arten von Elektromotoren unterscheiden. Die den Markt dominierenden Wechselstrommotoren lassen sich in zwei Klassen einteilen: Asynchronmotoren, bei denen sich der Rotor langsamer als das angelegte elektromagnetische Feld dreht, und Synchronmotoren, bei denen Rotor und Feld die gleiche Geschwindigkeit besitzen.

Für die industrielle Wärmebereitstellung sind als weitere Querschnittstechnologie *große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen* besonders interessant. Wärmepumpen können unter Einsatz von Antriebsenergie thermische Energie von einer Wärmequelle mit einem niedrigen Temperaturniveau auf eine Wärmesenke mit einem höheren Temperaturniveau übertragen. Wärmequellen sind hier neben Luft, Erdreich oder Grundwasser insbesondere Abwärmeströme aus industriellen Prozessen. Typische Wärmesenken sind wiederum andere Industrieprozesse, die ein bestimmtes Temperaturniveau erfordern. Die hier betrachteten großen industriellen Wärmepumpen werden hinsichtlich Leistung und Temperaturniveau folgendermaßen näher eingegrenzt: Als Größenklasse wird eine Leistungsuntergrenze von 100 kW_{th} festgelegt, als Temperaturbereich wird von einer Vorlauftemperatur über 100 °C ausgegangen.

Ein dritter Bereich, der sich in den vergangenen Jahren besonders dynamisch entwickelt hat, ist die Nutzung *generativer Fertigungsverfahren* (auch als additive Verfahren bezeichnet). Hierbei handelt es sich um Fertigungsverfahren, bei denen ein Bauteil auf der Grundlage eines Computermodells durch Anfertigen und Verbinden einzelner Materialmengen, häufig in Form einzelner Schichten, schrittweise aufgebaut wird. Mit generativen Fertigungsverfahren lassen sich verschiedene Werkstoffe wie Metalle, Kunststoffe, Keramiken oder auch Papier bearbeiten. Ausgangspunkt zahlreicher generativer Verfahren ist ein Bett pulverförmiger Werkstoffe; so z. B. auch beim Laser-Sintern, bei dem die Pulverkörnchen durch einen Laser schichtwei-

se verschmolzen und miteinander verbunden werden. Zum Laser-Sintern gibt es eine Reihe eng verwandter Verfahrensvarianten wie das Laser-Strahlschmelzen oder das Elektronen-Strahlschmelzen. Andere Verfahrenswege sind u. a. das 3D-Drucken, das Layer Laminated Manufacturing, die Stereolithographie, das Digital Light Processing, das Thermotransfer-Sintern, das Fused Layer Modelling oder das Multi-Jet Modelling.

Aktueller Stand der Technologie

Elektromotoren werden heute breit in industriellen Anwendungen genutzt, Dreiphasen-Käfigläufermotoren sind mit Abstand am weitesten verbreitet. Während für einige Anwendungen gesetzlich ein Mindesteffizienzniveau der Klasse IE 3 vorgegeben ist, lässt sich mit den genannten Motoren unter Beibehaltung von Baugrößenrestriktionen und Wirtschaftlichkeit bereits heute die höhere Effizienzklasse IE4 erreichen. Daneben wurden auch netzanlauffähige Permanentmagnet-Synchronmotoren, Frequenzumrichter gestützte und geschaltete Reluktanzmotoren im IE4-Segment auf den Markt gebracht. Gerade Permanentmagnet-Synchronmotoren gelten in Verbindung mit einem Frequenzumrichter als reife Technologie zum Erreichen der IE4-Klassifikation. Das Erreichen der noch weiter darüber hinaus gehenden Klasse IE5 gilt derzeit noch als schwierig zu realisieren (ca. TRL 4).

Mit Blick auf den Einsatz *großer industrieller (Hochtemperatur-)Wärmepumpen* (ca. TRL 4) ist die durch die Wärmepumpe erreichbare Vorlauftemperatur ein wesentlicher Parameter für die technisch realisierbaren Einsparpotenziale in der Industrie. Wärmepumpen können aktuell bei Vorlauftemperaturen bis 100 °C eingesetzt werden, wobei im Prototypenbau Temperaturen bis 125 °C erreicht werden. Darüber hinausgehende Vorlauftemperaturen wurden derzeit nur durch einzelne Laboranlagen realisiert und sind noch Gegenstand der Forschung. Hinsichtlich des Leistungsbereichs industrieller Großwärmepumpen wurde in den vergangenen Jahren bereits eine deutliche Weiterentwicklung des Marktangebots erreicht: Während 2008 ein thermischer Leistungsbereich von 100 bis etwa 1.500 kW_{th} Stand der Technik war, wurde das Leistungsspektrum bis 2014 auf 20.000 kW_{th} ausgeweitet. Aktuelle Entwicklungsaktivitäten betreffen unter anderem den Verdichter, die Anpassung der Wärmepumpen an spezifische Anforderungen wie hohe Temperaturspreizungen und die Weiterentwicklung von Hochtemperaturarbeitsmitteln.

Generative Fertigungsverfahren haben sich mit der zunehmenden Verbreitung computergestützter Designsoftware (CAD-Technik) seit den späten 1980er Jahren etabliert. In den letzten Jahren haben die Verfahren durch immer breitere Anwendungsmöglichkeiten und durch Kostensenkungen bei der technischen Infrastruktur an Bedeutung gewonnen. Derzeit werden generative Fertigungsverfahren mit variierendem Reifegrad (ca. TRL 5) in unterschiedlichen Branchen und Bereichen eingesetzt (Fahrzeugbau, Luft- und Raumfahrtindustrie, Maschinenbau, chemische Erzeugnisse, medizinische Geräte und Produkte, Instrumente und Messtechnik), wo sie für komplexe Einzelteile, Prototypen und Kleinserien genutzt werden. Heutzutage gilt die Verarbeitung von Kunststoff und Metall im industriellen Umfeld generell als Stand der Technik, während die Verarbeitung von Keramiken und anderen Werkstoffen wenig verbreitet ist.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Abhängigkeit von Infrastrukturen und Systemkompatibilität

Abhängigkeit von Infrastrukturen: Insgesamt ist das Technologiefeld als weitgehend unabhängig von Infrastrukturen einzuordnen. Bei Elektromotoren gibt es neben der notwendigen Stromversorgung keine entsprechende Abhängigkeit. Der Einsatz von Wärmepumpen setzt das Vorhandensein von nutzbaren Wärmequellen voraus. Häufig sind diese auf Betriebsgeländen bereits durch Abwärme vorhanden, technisch denkbar wäre aber auch eine Anbindung an Nah- und Fernwärmenetze oder die Nutzung solarthermischer Kollektoren. Gegenüber den Elektromotoren ist die Infrastrukturabhängigkeit von Wärmepumpen durch die Notwendigkeit einer im Vergleich zu Strom schwerer zugänglichen Energiequelle geringfügig höher. Beim Einsatz generativer Verfahren ist zu beachten, dass die Technologie an sich zwar keine besonderen infrastrukturellen Anforderungen stellt, dass jedoch die Anwendung der Verfahren die breite und kostengünstige Verfügbarkeit der entsprechenden Ausgangsmaterialien wie Pulver voraussetzt.

Systemkompatibilität: Insgesamt ist die Systemkompatibilität im Vergleich zu anderen Technologiefeldern generell hoch, da keine erheblichen Phänomene wie Lock-In-Effekte, Ausschlusseffekte oder Irreversibilitäten zu erwarten sind. Rückwirkungen auf benachbarte Systeme sind im konkreten Einzelfall möglich. So kann der Betrieb drehzahlvariabler Elektromotoren z. B. den Einsatz von Netzfiltertechnik erforderlich machen, um die Netzqualität nicht zu beeinträchtigen. Beim Einsatz von Wärmepumpen ist zu beachten, dass die Verzahnung von Wärmesenke und Wärmequelle dazu führt, dass ein Ausfall von Quelle oder Senke auch den jeweils anderen Teil der Prozesskette betreffen kann. Ein Energiespeicher kann beispielsweise hierbei helfen, derartige Abhängigkeiten kurzzeitig zu mindern. Bei einem sehr intensiven Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen können ggf. auch weitere Stromversorgungskapazitäten und Infrastrukturen erforderlich werden. Anpassungsbedarf bei angrenzenden Systemen ergibt sich bei Wärmepumpen dadurch, dass neben den Aggregaten an sich noch die entsprechenden Wärmeübertrager in das Quell- sowie das Senkensystem integriert werden müssen. Generative Fertigungsverfahren als dritte Technologie beruhen im Vergleich zu konventionellen Verfahren auf einem anderen Fertigungsparadigma. Entsprechend müssen darauf die jeweiligen Produktionsprozessketten ausgerichtet werden, da Bearbeitungsschritte entfallen und andere hinzukommen können. Wechselwirkungen mit angrenzenden Systemen sind im betrachteten Technologiefeld generell als unkritisch einzustufen.

F&E-Empfehlungen

Elektromotoren:

- Hochtemperatursupraleitung: Entwicklung von Leitern sowie deren Kühlung bei der Nutzung in Motoren.
- Magnetische Materialien: Verminderter Einsatz seltener Erden bei der Permanentmagnettechnik oder Ersatz durch alternative magnetische Materialien.
- Optimierung Komponentendesign (Lager, Kühlung sowie Stator und Rotor).
- Verbesserte und kostengünstigere Produktionsprozesse: Z. B. Verbesserung neuer Verfahren wie Kupferguss, präzisere Fertigungsverfahren.

- Optimierung der Komponenten bei kleinen Leistungsklassen: Erzielung deutlich höherer prozentualer Effizienzfortschritte.
- Motordesign: Neben der Verbesserung der Komponenten ist deren Design bzw. Gesamtzusammenspiel als System ein wichtiger Faktor.
- Optimierung nachgelagerter Anwendungen: Systemintegration der Motoren; bessere Abstimmung zwischen Motor und Anwendung.
- Bedarfsgerechte Motorsteuerung: Höhere Effizienz des Motors im Teillastbetrieb; Energieeinsparungen durch Leistungselektronik (Frequenzumrichter).
- Intelligente Integration ins Gesamtsystem: Einbindung IT-basierter Systeme zur Optimierung des Betriebs in Anpassung an Strom-Verfügbarkeit und -Nachfrage.

Wärmepumpen:

- Neue Kältemittel bzw. Arbeitsfluide: Um höhere Quellentemperaturen mit den Wärmepumpen nutzen zu können, ist eine Weiterentwicklung der Kältemittel bzw. Arbeitsfluide erforderlich. Auch für sorptionsbasierte Systeme ist eine weitere Erforschung geeigneter Materialien bzw. Stoffkombinationen erforderlich.
- Verbesserte Verdichter: Konzeptentwicklung und Optimierung für den Einsatz bei höheren Betriebstemperaturen und Betriebsdrücken.
- Optimierte Design: Optimierung von Kühltechniken, Wärmeübertragern und Anlagenkonstruktion für höhere Temperaturbereiche und Arbeitszahlen.
- Regelungskonzepte und Integration in Lastmanagementsysteme: U. a. Verbesserungen bei der Integration von Wärmepumpen ins Lastmanagement.
- Automatisierte Systemintegration: Erhöhung der Flexibilität industrieller Wärmepumpen bspw. bei Laständerungen und anderen Rahmenbedingungen.

Generative Fertigungsverfahren:

- Weiterentwicklung des Materialspektrums und paralleler Einsatz mehrerer unterschiedlicher Materialien in den Fertigungsprozessen.
- Leistungsfähigkeit der Prozesse, Prozesssteuerung und -überwachung: Z. B. kürzere erreichbare Prozesszeiten oder höhere Oberflächenqualitäten. Herstellung von Produkten mit gleichförmig hoher Qualität und gezielt eingebrachten Materialeigenschaften/-strukturen.
- Weiterentwicklung der Designinstrumente, Berücksichtigung von Prozessspezifika wie komplexe Geometrien, Multi-Materialprozesse etc.
- Prozessautomatisierung Automatisierung als Ansatzpunkt zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit; stärkere Einbettung in die Industrie 4.0 Umgebung.
- Prozesskettenintegration: Prozessplanungsinstrumente zur passenden Kombination additiver und generativer Fertigungsverfahren.
- Untersuchungsmethoden: Entwicklung spezifischer Untersuchungsmethoden für additive gefertigte Güter.

9.3 6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung

Grundlage dieser Zusammenfassung: Groß, B.; Manns, H. (2017): Technologiebericht 6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung.

Definition des Technologiefeldes

Unter dem Überbegriff Thermoelektrik werden solche Vorgänge zusammengefasst, bei denen Wärme beispielsweise mit Hilfe von Halbleitern direkt und ohne bewegliche Teile in elektrische Energie umgewandelt wird. Die Wandlung von Wärme in elektrischen Strom ist bekannt als sogenannter Seebeck-Effekt.

Die technische Umsetzung dieses Vorgangs geschieht in sogenannten *Thermoelektrischen Generatoren (TEG)*. Sie bestehen typischerweise aus zwei Wärmeübertragern zur Erzeugung einer heißen und einer kalten Seite sowie den dazwischenliegenden thermoelektrischen Modulen (TEM). Diese wandeln die sie durchfließende Wärme teilweise in elektrische Energie um. Je nach eingesetztem Material können TEG in unterschiedlichen Temperaturbereichen eingesetzt werden. Der Seebeck-Effekt ist reversibel, man spricht dann vom Peltier-Effekt.

Der *Organic Rankine Cycle (ORC)* -Prozess ist ein thermodynamischer Kreisprozess, ähnlich wie er in konventionellen Wasserdampfkraftwerken angewandt wird. Im Unterschied dazu wird dieser jedoch nicht mit Wasserdampf, sondern mit einem organischen Arbeitsfluid angetrieben. Meist erwärmt eine Wärmequelle einen Thermo-ölkreislauf, über diesen wird dann die Wärme mittels eines Wärmeübertragers an das Arbeitsfluid abgegeben. Das Fluid verdampft und treibt eine Turbine, einen Schraubenverdichter oder eine Hubkolbenmaschine an. Durch die Wahl des organischen Arbeitsfluids wie beispielsweise Silikonöle, Kohlenwasserstoffe (Butan, Hexene, Pentan, Ethanol etc.) oder konventionelle Kältemittel kann die Betriebstemperatur so weit heruntersetzt werden, dass die Verstromung von Abwärme bereits ab 85 °C möglich ist.

Wie der ORC-Prozess basiert auch der *Kalina-Prozess* auf dem Kreisprozess, welcher in Wasserdampfkraftwerken angewendet wird. Die Besonderheit liegt im Arbeitsmedium: Beim Kalina Prozess wird ein Ammoniak-Wasser-Gemisch als Arbeitsfluid verwendet. Dieses hat den Vorteil, dass die notwendige Verdampfung nicht isotherm stattfindet und sich somit ein Siedebereich und kein fester Siedepunkt einstellt, wodurch sich der elektrische Wirkungsgrad gegenüber einem ORC- und Wasserdampfprozess erhöht. Ein zusätzlicher Vorteil der Verwendung eines Zwei-Stoff Gemisches ist die Möglichkeit der Anpassung des Mischungsverhältnisses an variable Abwärmemengen und -temperaturen. Durch die Einstellung eines Siedebereichs und möglicher variabler Temperaturen werden jedoch größere Wärmeübertragungsflächen benötigt. Außerdem ist das enthaltene Ammoniak toxisch und korrosiv, weshalb die Komponenten einer Kalina-Anlage aus besonders hochwertigem (und teurem) Material bestehen müssen (z. B. hochlegierte Stähle oder Titan). Hinzu kommt ein erhöhter Aufwand für Betrieb und Wartung der Anlagen, der sich aus dem Umgang mit dem toxischen Arbeitsmedium ergibt.

Aktueller Stand der Technologie

Thermoelektrische Generatoren (TRL 2 - 9): Das Haupteinsatzgebiet von Thermoelektrischen Generatoren ist derzeit die Verstromung von Abwärme aus Verbrennungsabgasen aus Biomasseheizkraftwerken (zukünftig auch aus Automobilabgasen). Außerdem werden Thermoelektrische Elemente in der Raumfahrt, als Sensoren in Messstationen sowie – unter Ausnutzung des Peltier-Effekts – zur autarken Energieversorgung der Kühlung von Autositzen, in Herzschrittmachern und auch in Campinganwendungen eingesetzt. Heute sind im Niedrigtemperaturbereich ($< 250\text{ °C}$) BiTe-(Wismuttellurid-)Module mit einem Wirkungsgrad bis zu ca. 5 % und einer Leistung bis 40 Watt kommerziell erhältlich. Kommerzielle, segmentierte Module, bei denen Wismut- und Bleitellurid (BiTe, PbTe) miteinander kombiniert werden, erreichen Wirkungsgrade von bis zu 7 % (bei einer Einsatzhöchsttemperatur von etwa 540 °C). Aufgrund der Giftigkeit von Bleitellurid wird nach Alternativen in der Materialauswahl geforscht. Ein großes Potenzial bieten in dieser Hinsicht insbesondere die Materialklasse der Skutterudite (abgeleitet von Mineral Skutterudit, CoAs_3), Halb-Heusler-Legierungen, Silizide sowie modifizierte BiTe-Module mit erweiterter Temperaturstabilität. Entsprechende Generatoren befinden sich aktuell noch im Forschungs-, Prototyp- und Einzelanfertigungsstadium. Im Laborversuch konnten kaskadierte Module mit einer Kombination von Nieder- und Hochtemperaturmaterialien Wirkungsgrade von bis zu 20 % erreichen. Maßgeblich zur Bewertung eines Materials zur thermoelektrischen Nutzung ist der ZT-Wert (Thermoelektrische Gütezahl), welcher die Effizienz eines Materials angibt. Derzeit liegt dieser Wert bei kommerziellen Generatoren bei 1, Demonstrationsanlagen können jedoch bereits Werte von bis zu 2,4 erreichen. Für eine wirtschaftliche, kommerzielle und breite Anwendung (auch in Haushalten) werden Materialien mit einem ZT-Wert ab 3 vorausgesetzt. Geforscht wird derzeit u. a. auch an geeigneten Löttechniken zur Verbindung der elektrischen Kontakte, welche den erforderlichen hohen Temperaturunterschieden standhalten, langlebig sind und gleichzeitig einen niedrigen elektrischen Widerstand haben. Einen weiteren Forschungsschwerpunkt stellen nanostrukturierete Materialien dar (z. B. nanokristallines Silizium). Hier sind einerseits der Ersatz giftiger und teurer Materialien wie Blei und Tellur, andererseits höhere Wirkungsgrade das Ziel.

Organic Rankine Cycle-Prozess (TRL 6 - 9): Unter den hier behandelten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme sind ORC-Anlagen die am weitesten entwickelte. Sie können mit Wirkungsgraden zwischen 10 % und 18 % elektrische Leistungen von 5 kW bis 15 MW liefern und arbeiten in Temperaturbereichen zwischen 85 °C und 530 °C . Höhere Temperaturen können auch genutzt werden, jedoch gibt es in diesem Temperaturbereich eine zunehmende Konkurrenz zu konventionellen Wasserdampfkraftwerken. Bisher werden ORC-Anlagen meist zur Nutzung von Geothermie und in Biomassekraftwerken bzw. -KWK-Anlagen sowie bei solarthermischen Kraftwerken eingesetzt. Wasserdampfkreislaufprozesse können wegen der physikalischen Eigenschaften des Wassers bzw. wegen des vergleichsweise niedrigen Temperaturniveaus der vorhandenen Abwärme (noch) nicht wirtschaftlich zur Abwärmeverstromung genutzt werden. Bislang wurden rund 180 ORC-Anlagen zur Abwärmenutzung in einem Leistungsbereich von 5 kW bis 7.500 kW vor allem für Temperaturen zwischen 80 °C und 300 °C in Deutschland installiert. ORC-Anlagen

in unteren Leistungsbereichen gelten allgemein derzeit noch als unwirtschaftlich. In Deutschland werden jedoch aktuell ORC-Module in der Leistungsklasse 20 kW elektrische Nettoleistung entwickelt. In den Industriezweigen der Metallverarbeitung, der Glasherstellung und in der Landwirtschaft befinden sich ORC-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 20 kW und 60 kW im Probetrieb. Die allgemeine Forschung konzentriert sich weitestgehend auf die Entwicklung neuer Wärmeübertrager, Arbeitsmittel und Expander.

Kalina-Prozess (TRL 7 - 8): Während der Ölkrise (1970er Jahre) wurde der Kalina-Prozess zur Nutzung von industrieller Abwärme im Niedertemperaturbereich entwickelt. Nachdem sich die Ölpreise stabilisierten und auch die Abwärmemengen durch Prozessoptimierungen reduziert werden konnten schwand das Interesse an der Weiterentwicklung der Technologie. Durch den vermehrten Einsatz von Geothermieanlagen gewinnt die Kalina-Technik jedoch evtl. wieder an Relevanz. In Deutschland wurden bisher lediglich drei Anlagen mit Leistungen im unteren Megawattbereich installiert. Weltweit existieren weniger als zehn Anlagen, die überwiegend Demonstrationscharakter haben. Sie arbeiten in einem Temperaturbereich zwischen 80 °C und 200 °C bei Leistungen ab 0,5 MW.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Abhängigkeit von Infrastrukturen und Systemkompatibilität

Abhängigkeit von Infrastrukturen: Thermoelektrische Generatoren können ein System unter der Voraussetzung einer Mindestwärmestromdichte von 10 W/cm² autark ohne Stromnetzanbindung mit Energie versorgen. Zur Einspeisung des erzeugten Stroms ist ein Zugang zum Stromnetz notwendig. Die Anbringung/Installation kann aufgrund der variablen Größen fast überall erfolgen. ORC- und Kalina-Anlagen sind durch ihre Größe und die Komplexität des Prozesses an ein entsprechendes Platzangebot sowie an IKT-Infrastrukturen gebunden. Die Verteilung der gewonnenen Energie kann – wie bei TEG auch – sowohl dezentral als auch zentral erfolgen, wodurch hier ebenfalls ein Zugang zum Stromnetz notwendig ist. Die elektrische Anbindung und ein Mindestmaß an Infrastruktur werden bei allen Technologien zur Umwandlung von Abwärme in elektrische Energie benötigt. Alle hier vorgestellten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme können den erzeugten Strom in das öffentliche Stromnetz einspeisen und somit einen Beitrag zur geringeren Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen leisten, zur Effizienzsteigerung der bestehenden Anlagen beitragen und aufgrund der teilweisen Eigenbedarfsdeckung wirtschaftliche Vorteile bewirken. Besondere Infrastrukturmaßnahmen sind nicht notwendig, Engpässe in der Infrastruktur können durch die betrachtete Stromerzeugung aus Abwärme sogar ausgeglichen werden.

Systemkompatibilität: Die Systemkompatibilität der Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ist unter derzeitigen Bedingungen ohne Anpassungsbedarf gegeben. Risiken für die Technologien ergeben sich hinsichtlich der vorhandenen industriellen Abwärmequellen. Bei der Planung zum Einsatz von Technologien zur Abwärmeverstromung ist darauf zu achten, dass die langfristige Verfügbarkeit der Abwärmeströme bei gleichbleibendem Temperaturniveau beachtet wird. Externe Faktoren, wie beispielsweise identifizierte und sinnvoll durchführbare Verbesserung bezüglich

der Effizienz der Abwärmequelle, kurz- oder mittelfristig geplante Prozess- und/oder Produktwechsel sowie ggf. vorhandene Pläne zur Standortverlagerung/-schließung der Produktionsstätte müssen ebenfalls ausreichend beachtet werden.

F&E-Empfehlungen

Thermoelektrische Generatoren: Eine der größten Herausforderungen bei TEG ist die Entwicklung von geeigneten Materialien (Substituierung des toxischen/rohstoffkritischen Bleis/Tellurs, Materialien für verschiedene Temperaturbereiche). Vor allem für den niedrigen und mittleren Temperaturbereich (wo die meiste Abwärme anfällt) sind Alternativen zu Wismuttelluriden zu entwickeln. Im mittleren Temperaturbereich stellen Skutterudite, Halb-Heusler-Module und Silizide eine gute Alternative zu Bleitellurid dar. Diese Materialien müssen jedoch weiter erforscht und verbessert werden (Eigenschaften, Preis, Güteziffern). Auf den Erfolgen der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten im Bereich der Verwendung von nanokristallinem Silizium kann für die weitere Erforschung dieser Materialklasse aufgebaut werden. Zusätzlich sollte die Installation von Demonstrationsanlagen sowohl für niedrige als auch für höhere Leistungsklassen unterstützt werden, um die Funktionstüchtigkeit und Rentabilität in diesen Bereichen unter Beweis zu stellen. Um TEG auch finanziell attraktiv zu gestalten, müssen diese automatisiert hergestellt werden können, was die Entwicklung von geeigneten Herstellungsverfahren erfordert. Ein grundsätzliches Problem stellt derzeit noch die elektrische Kontaktierung dar. Hier sind vor allem Langlebigkeit, die Resistenz gegenüber hohen Temperaturunterschieden und ein niedriger elektrischer Widerstand von Bedeutung.

Organic Rankine Cycle-Prozess: Speziell für ORC-Anlagen im kleineren Leistungsbereich (unter 200 kW) und im höheren Leistungsbereich (ab 2.500 kW) ist zur Preissenkung der Anlagen eine serielle Herstellung erforderlich. Ebenfalls von Bedeutung ist diesbezüglich die Entwicklung effizienter Wärmeübertrager, da diese maßgeblich den Wirkungsgrad und die Investitionskosten beeinflussen. Dabei sind vor allem preisgünstige Materialien zu untersuchen, welche zusätzlich den Verschmutzungen/Angriffen von zum Teil korrosiven Abgasen standhalten. Außerdem gilt es in Zukunft geeignete Arbeitsfluide für verschiedene Temperaturbereiche zu entwickeln, insbesondere um zukünftig halogenierte Arbeitsfluide durch weniger klimaschädlicher Verbindungen zu ersetzen. Weiterhin sollten zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung neue ORC-Verfahrenskonzepte (z. B. ohne Thermoölkreisläufe) untersucht werden.

Kalina-Prozess: Für Kalina-Anlagen sollten vor allem neue Arbeitsmittelstoffpaarungen als Substitution für das toxische Ammoniak (oder auch das Ammoniak-Wasser-Gemisch) analysiert und getestet werden. Außerdem fehlen weiterhin Demonstrations- bzw. Referenzanlagen, die mögliche Anwender von dieser Technologie überzeugen könnten. Weiterhin sollten Untersuchungen für die Anwendung von Kalina-Prozessen in höheren Temperaturbereichen sowie die Materialforschung im Bereich der Wärmeübertrager gefördert werden.

9.4 6.4 Low-carbon- und ressourceneffiziente Industrie

Grundlage dieser Zusammenfassung: Schneider, C.; Schüwer, D. (2017): Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie.

Definition des Technologiefeldes

Unter dem Stichwort *Low-carbon-Kunststoffe* werden hier zwei Technologielinien zusammengefasst, die auf eine energie- & ressourceneffiziente Herstellung von Kunststoffen zielen: Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture zur anschließenden CO₂-Endlagerung oder CO₂-Wiederverwendung (CCS/CCU) und die rohstoffliche Verwertung von Kunststoffabfällen. Außerdem wird die Verwendung von *Power-to-Heat* (PtH) in industriellen Prozessen behandelt.

Low-carbon Kunststoffe: Im Steam Cracker werden zentrale Basis-Chemikalien (Olefine und Aromate) für die Kunststoffherstellung gewonnen. In Europa sind diese Anlagen überwiegend auf einen Einsatz von Naphtha (Rohbenzin) als Edukt ausgelegt. Naphtha wird unter Einsatz von Brenngasen, die als Nebenprodukt des Steam Cracking entstehen, gespalten. Aus den bedeutendsten Steam Cracker-Produkten Ethen und Propen werden u. a. die Kunststoffe Polyethylen und Polypropylen gewonnen. Bei einer rohstofflichen Verwertung der Reststoffe werden aus dem Kunststoffabfall wieder Moleküle zur Bildung neuer Kunststoffe gewonnen, womit Kohlenstoffkreisläufe geschlossen werden können. Die Pyrolyse ermöglicht eine Zerlegung der Polymere in Monomere (meist thermisch, katalytische Verfahren werden erforscht) bzw. eine Erzeugung von Brennstoffen. Durch Gasifizierung lassen sich darüber hinaus Wasserstoff und Kohlenmonoxid gewinnen und ein Synthesegas erzeugen, das wiederum für die Kunststoffherstellung verwendet werden kann.

Power-to-Heat: Als Power-to-Heat (PtH) werden Umwandlungstechnologien bezeichnet, bei denen elektrischer Strom in Wärme transformiert wird. Dabei kann es sich um rein elektrische Verfahren handeln, die Strom als Hauptenergiequelle in Wärme umwandeln oder um Verfahren, bei denen Strom als Hilfsenergie dient, um vorhandene (Niedertemperatur-)Wärme (z. B. Abwärme oder Umweltwärme) auf ein technisch nutzbares Temperaturniveau zu heben (Bsp. Wärmepumpe). Grundsätzlich wird zwischen direkten (induktiv/ konduktiv/dielektrisch) und indirekten (indirekte Widerstands-/Lichtbogen-/Infrarot-Erwärmung) elektrischen Erwärmungsverfahren differenziert.

Aktueller Stand der Technologie

Low-carbon Kunststoffe (TRL: Hocheffiziente Steam Cracker = 4, Pyrolyse = 8, Gasifizierung = 6): Verbesserte Materialien im Bereich der Pyrolyse-Fraktion des Steam Crackers sind in der Entwicklung. Die Pyrolyse-Fraktion besteht aus beheizten Rohren, die das Naphtha-Dampf-Gemisch durchläuft und sich dabei schlagartig erhitzt. Die hohen Temperaturen führen zur Bildung von Koks, der sich an den Rohrwänden niederschlägt und den Wärmetransfer behindert. Neuartige Keramikbeschichtungen der Rohrwände sollen das vermindern. Eine sehr viel weitergehende Maßnahme wäre die Senkung der Betriebstemperatur im Bereich des thermischen Crackens durch die Verwendung von Katalysatoren. Die Grundlagen zum katalytischen Cracken von Naphtha wurden im Rahmen von Demonstratoren und Prozess-

modellierungen erforscht, aber großtechnisch noch nicht angewendet. Zum chemischen Recycling von Kunststoffabfällen mittels Pyrolyse wird weltweit geforscht; in Deutschland sind derzeit zwei Demonstrationsanlagen in Betrieb. Bei der Pyrolyse von Plastikabfällen entstehen als Produkt Alkane und Alkene, nur die Alkene lassen sich über Polymerisation in Kunststoffe verarbeiten. Bei der Gasifizierung wird das Polymer weitgehend in seine Grundbausteine, d.h. Kohlenstoff (als Kohlenmonoxid) und Wasserstoff zerlegt. Die Gasmischung kann als Brennstoff eingesetzt werden oder als Synthesegas in verschiedenen Syntheseprozessen zum Einsatz kommen. Es existieren nur wenige Projektbeispiele für die Gasifizierung von Kunststoffabfällen; in Deutschland werden Anlagen zur Gasifizierung aktuell nicht (mehr) betrieben.

Power-to-Heat (TRL: Branchenabhängig, z. B. Zementindustrie = 3, Eisen- & Stahlindustrie = 9): Zahlreiche Projekte, Plattformen und Cluster forschen zum Thema „Power-to-Heat“. Jedoch wurden bisher z. B. kaum langfristige Elektrifizierungspotenziale industrieller Prozesswärme untersucht, deren Entwicklung für eine Dekarbonisierung des Industriesektors sehr bedeutend ist. Häufig beschränken sich Untersuchungen auf kurz- bis mittelfristig erschließbare Flexibilisierungspotenziale und die Bereitstellung von Dampf mit eher ökonomisch orientiertem Fokus. Das Verfahren der konduktiven Erwärmung erfordert einen möglichst konstanten Werkstückquerschnitt und verliert daher wegen zunehmender geometrischer Komplexität vieler Bauteile an Bedeutung. Hingegen wird der induktiven Erwärmung eine zunehmende Bedeutung beigemessen aufgrund höherer Anforderungen an die Werkstoffqualität und an einen möglichst wirtschaftlichen und rohstoffsparenden Ressourceneinsatz. Bei der dielektrischen Erwärmung wird ebenfalls noch großes Entwicklungspotenzial gesehen, z. B. bei der thermischen Behandlung von keramischen Werkstoffen. Bei der Lichtbogenerwärmung können für die Stahlindustrie u. a. Entwicklungsbedarfe bzgl. der Chargenzeiten, des elektrischen Energiebedarfs und des Graphitverbrauchs identifiziert werden. Die Elektronenstrahlerwärmung bietet noch Potenzial bei der Reduzierung der Investitionen und der Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit.

Ausgewählte Bewertungskriterien: Abhängigkeit von Infrastrukturen und Systemkompatibilität

Abhängigkeit von Infrastrukturen: Für den Bereich *Low-carbon Kunststoffe* bedarf es hinsichtlich der Steam-Cracking-Technologie bei einer Anwendung von CCS oder ggf. CCU Infrastrukturen zum Transport und ggf. zur Speicherung von CO₂, sofern nicht bestehende Infrastrukturen an Cracker-Standorten zum Transport von Rohstoffen und Produkten in Pipelines sowie für Wärme genutzt werden können. Die Pyrolyse von Kunststoffabfällen kann relativ unabhängig von Infrastrukturen betrieben werden, solange das Produktspektrum in erster Linie flüssige Produkte umfasst. Sobald Gase in größerer Menge produziert werden, sind ggf. Pipelines sinnvoll. Im Falle der Gasifizierung entsteht ein Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Im Anschluss an die Separierung und Reinigung wäre eine Einspeisung des Wasserstoffs in bestehende lokale Netze möglich, Kohlenmonoxid-Leitungen gibt es dagegen nur innerhalb von Chemieparcs. Infrastruktur-Abhängigkeiten des Technologiefeldes *Power-to-Heat* bestehen bei hybrider (flexibler) und monovalenter (Grundlast) Betriebsweise; beide Fahrweisen sind u. a. von vorhandenen Stromleitungen (An-

schluss und Übertragung) abhängig. Für die Nutzung von EE-Überschussstrom sind ausreichende Übertragungskapazitäten von den Erzeugungsanlagen bis in die Netzebenen erforderlich. Bei der monovalenten Elektrifizierung ist ein erheblicher Ausbau an erneuerbaren Erzeugungsanlagen nötig, um die erforderlichen Strommengen (klimaneutral) bereitstellen zu können. Darüber hinaus müssen ggf. weitere Infrastrukturen (Speicher, Backup-Systeme) ausgebaut oder neu errichtet werden. Eine hybride, flexibilisierte Fahrweise kann umgekehrt helfen, den zukünftigen Ausbaubedarf an Stromspeichern zu reduzieren.

Systemkompatibilität: Für das Technologiefeld *Low-carbon Kunststoffe* lässt sich feststellen, dass Steam Cracker in hohem Maße abhängig sind von Rohstofflieferungen der Raffinerien. Konventionelle Steam Cracker älterer Bauart können ausschließlich Naphtha verarbeiten, das nur durch Raffinerien bereitgestellt wird. Derzeit sind Steam Cracker noch unverzichtbar bei der Bereitstellung der Plattform-Chemikalien für Polymere, was sich aber in Zukunft ändern könnte. Steam Cracker könnten jedoch auch in einem System ohne Rohöl weiterhin eine Rolle spielen, indem sie Naphtha oder Wachse aus Fischer-Tropsch-Anlagen zu Olefinen und Aromaten verarbeiten. Durch die Einführung von Carbon Capture ließen sich die Steam Cracker auch weitgehend in ein System mit Kohlenstoffkreisläufen einbinden. Pyrolyse und/oder Gasifizierungskonzepte könnten alternativ oder zusätzlich die Kohlenstoff- und Wasserstoffkreisläufe schließen. Um den Kohlenstoff vollständig in den Produktkreislauf einbinden zu können, wäre aber eine zusätzliche Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse notwendig. Für einzelne *Power-to-Heat*-Anlagen sind potenzielle System-Rückwirkungen (Spannungsänderung, Phasenverschiebung etc.) in der Regel auf die lokale Ebene begrenzt. Diese Rückwirkungen sind u. a. abhängig von der Leistungsgröße der PtH-Anlage und davon, ob ein Prozess teilweise bzw. nur ergänzend (hybrid) oder vollständig (monovalent) elektrifiziert wird. Bei einem großen Bestand an PtH-Anlagen sind Rückwirkungen auf das gesamte Stromnetz zu erwarten, das Ausmaß hängt wiederum von der Fahrweise ab (geringer bei hybrider, größer bei monovalenter). Im Einzelfall können flexibilisierte industrielle PtH-Anlagen in begrenztem Umfang auch zur Reduzierung der lokalen Netzbelastung genutzt werden. Sie können ggf. aber auch in Konkurrenz zu anderen lokalen Demand-Side-Management- (DSM) und Speicher-Optionen oder anderen PtH-Lösungen (z. B. Wärmepumpen) stehen. Bei einem großen Bestand an PtH-Anlagen im geregelten DSM-Einsatz kann zum einen die Netzbelastung reduziert werden. Zum anderen ist es auf regionaler Ebene ggf. möglich, dass die Abregelung von fluktuierend einspeisenden regenerativen Stromerzeugern verhindert oder reduziert werden kann. Bei einer weitgehend monovalenten/inflexiblen Fahrweise auf der Nachfrageseite und einer nicht ausreichenden erneuerbaren Stromerzeugung/ Speicherung auf der Angebotsseite kann die Elektrifizierung zu einem höheren fossilen Brennstoffbedarf in konventionellen Kraftwerken führen.

F&E-Empfehlungen

Low-carbon Kunststoffe: Die systemanalytische Forschung zur Integration von hocheffizienten Steam Crackern mit Carbon Capture in kohlenstoffarme bzw. -neutrale Industriecluster sollte intensiviert werden, um Perspektiven für eine weitgehende Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft zu eröffnen. Beim chemischen

Recycling von Kunststoffabfällen sind die wissenschaftlichen Grundlagen gelegt, es besteht aber weiterhin Entwicklungsbedarf im Anlagenbau. Mit der Verbesserung katalytischer Verfahren kann die Selektivität der Pyrolyse weiter gesteigert und damit wirtschaftlicher gestaltet werden (weniger aufwendige Separierungs- und Reinigungsprozesse). Demonstrationsprojekte können die notwendigen Lerneffekte erzeugen. Insofern wird empfohlen, neben der Grundlagenforschung auch integrierte Konzepte einer rohstofflichen Verwertung von Kunststoffabfällen mit Integration in die Wertschöpfungsketten zu fördern.

Power-to-Heat: Unter den Einzeltechnologien stellt die elektrische *Dampferzeugung* einen Sonderfall dar, die weitgehend branchenunabhängig technisch realisierbar ist und für die bereits Demonstratoren existieren. Hier könnte die Entwicklung standardisierter Hybridverfahren für verschiedene Leistungsgrößen und Dampfparameter gefördert werden, um den Einsatz von preisgünstigen und flexiblen PtH-Verfahren als marktfähige Querschnittstechnologie zu etablieren. Eine besondere Rolle kommt der Effizienztechnologie *industrielle Hochtemperatur-Wärmepumpe* zu (s. „6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien“), die – im Vergleich z. B. zu einfachen Elektrodenkesseln – den CO₂-Ausstoß und Primärenergieeinsatz in erheblichem Maße senken können. Auch hier gilt es, die Einsatz- und Minderungspotenziale detailliert zu untersuchen. Bei der *Elektrifizierung von Hochtemperatur-Prozessen* ist eine stärkere Differenzierung sowohl auf der Seite der Technologien als auch auf der Seite der Branchen und Prozesse (z. B. in der chemischen Industrie) erforderlich. Auch wenn die direkten und indirekten PtH-Verfahren für sich – z.T. allerdings nur in Nischen – häufig als etabliert gelten können, besteht die Herausforderung in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Fragen betreffen u. a., wie die Prozessanwendungen technisch und organisatorisch flexibilisiert werden können und inwieweit die Flexibilisierung zu Effizienzeinbußen führt. Die (monovalente) Elektrifizierung in der Grundlast in vielen Fällen noch nicht wirtschaftlich darstellbar. Daher erscheint ein vielversprechender Ansatz, sowohl die PtH-Flexibilisierungspotenziale als auch die produkt- und prozessspezifischen Co-Benefits einer Elektrifizierung systematisch für einzelne Branchen zu untersuchen. Es besteht noch Forschungsbedarf bzgl. der Potenziale einer vollständigen Elektrifizierung industrieller Prozesswärme, insbesondere bzgl. der technischen, wirtschaftlichen und Umsetzungs- bzw. Marktpotenziale für einzelne Branchen und Prozesse. Weitere Untersuchungen sind zudem erforderlich im Bereich Flexibilisierung der Prozesse, im Themenfeld Anpassung des Strommarktdesigns sowie bzgl. der Rolle thermischer Speicher bei der Flexibilisierung und Sektorkopplung industrieller Prozesse über Power-to-Heat.

10 Technologiebereich 7: Integrative Aspekte

10.1 7.1 Elektromobilität – PKW/LNF (energiewirtschaftliche Aspekte)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Landau, M. (2017): Technologiebericht 7.1 Elektromobilität - PKW /LNF (energiewirtschaftliche Aspekte).

Definition des Technologiefeldes

Als Alternative zu den heute üblichen Benzin- und Dieselmotoren sind im Pkw-Bereich derzeit verschiedene elektrische Antriebskonzepte verfügbar, die keine oder deutlich weniger klimarelevante Emissionen verursachen. Dabei lassen sich folgende Antriebstechnologien bzw. -komponenten unterscheiden:

- Reine *batterieelektrische Pkw (Battery Electric Vehicle, BEV)* sind vom kleinsten Fahrzeugsegment der Minis bis zu leistungsstarken Sportwagen verfügbar.
- Zur Erhöhung der Reichweite können *Range-Extender (Range Extender Electric Vehicle, REEV)* genutzt werden. Der Range-Extender ist heute ein benzinbetriebener Stromgenerator, der die Batterie während der Fahrt kontinuierlich oder nach Bedarf bei niedrigem Ladezustand nachlädt.
- Das *Plug-in-Hybridfahrzeug (Plug-in Hybrid Electric Vehicle, PHEV)* verfügt über zwei vollständige Antriebsstränge: einen batterieelektrischen Antrieb und einen klassischen Verbrennungsmotor. Beide Antriebe können einzeln oder im System für den Fahrbetrieb verwendet werden.
- Neben den Antriebstechnologien ist die *Ladeinfrastruktur* eine notwendige Voraussetzung für Elektromobilität.

Aktueller Stand der Technologie

Bei *batterieelektrischen Pkw (BEV)* ermöglichen die verbauten Batterien Normreichweiten zwischen 100 und 500 km, teilweise auch über 500 km. In Verbindung mit einem Netzwerk von Ladepunkten mit hohen Gleichstromleistungen (DC-Leistungen) von 50 kW und darüber ist die Ladung von Batterien innerhalb kurzer Zeit möglich. Für die Ladung von sehr großen Batterien wird eine maximale DC-Ladeleistung von zunächst 150 kW und danach bis zu 400 kW angestrebt.

Bei *Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV)* beträgt die Normreichweite im reinen Elektrobetrieb heute zumeist um 50 km. Während der Fahrt wird der Batteriespeicher durch die Rückgewinnung von Bremsenergie oder den vom Verbrennungsmotor angetriebenen und generatorisch arbeitenden Elektroantrieb geladen. Das Plug-in-Konzept erlaubt auf kurzen Strecken die rein elektrische Fahrt. In Verbindung mit einer günstig verteilten Ladeinfrastruktur ist eine Vielzahl von täglich anfallenden Wegen rein elektrisch möglich. Eine längere Wegstrecke wird mit dem Verbrennungsmotor bewältigt. Ein Fahrzeugwechsel ist ebenso wenig erforderlich wie ein dichtes elektrisches Ladenetzwerk. Diesem Vorteil steht der hohe Aufwand der Hybridtechnik entgegen. Mit zunehmender Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers bei gleichzeitiger Senkung der Speicherkosten wird mittel- bis langfristig die Plug-in-Hybridtechnik aufgrund des hohen Aufwandes reinen batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) oder anderen regenerativen Antriebstechnologien weichen.

In den vergangenen Jahren wurde eine Vielzahl von F&E-Programmen zur Elektromobilität durchgeführt. Dies gilt sowohl für die Fahrzeugtechnologie als auch die Vorbereitung und Schaffung von nationalen und internationalen Standards zur Ladung von Fahrzeugbatterien sowie zur Integration von Elektrofahrzeugen in das elektrische Versorgungsnetz. Insbesondere mit den Vorhaben der Modellregionen und der Schaufenster Elektromobilität wurde Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität breit gefördert. Die Begleit- und Wirkungsforschung zum Schaufenster-Programm Elektromobilität hat für den energiewirtschaftlich relevanten Teil der Ladeinfrastruktur festgestellt, dass gesteuertes Laden der Fahrzeuge nur nach den Anreizen des übergeordneten Strommarktes zu Netzbelastungen führen könnte. Wenn jedoch auch Informationen des lokalen Verteilnetzes mit berücksichtigt werden, können Elektrofahrzeuge eine günstige Nutzung des Stromnetzes ermöglichen. Hierfür ist eine zielführende systematische Vernetzung der E-Mobilität mit dem Stromnetz und der Energiewirtschaft erforderlich.

Die Funktion der Energierückspeisung in das elektrische Netz (Vehicle-to-Grid - V2G) wurde in verschiedenen F&E-Vorhaben untersucht. Unter den heutigen Bedingungen ist V2G technisch möglich, jedoch wirtschaftlich schwierig umsetzbar. Mit den parallel laufenden Entwicklungen von Mieterstrommodellen und lokalen Gleichstromnetzen könnte sich dies bei geeigneten Rahmenbedingungen jedoch ändern. Für die Einsatztauglichkeit von E-Pkw auf langen Strecken wird an Hochleistungsladetechnologien gearbeitet, die die Gleichstrom-Schnellladung der Fahrbatterie mit Leistungen bis zu 400 kW zum Ziel haben. Diese hat auch das Einsatzpotenzial für batterieelektrische Lkw und Busse.

Das Laden der Fahrbatterie mittels kabellosen induktiven Ladens ist ein weiteres Technologiefeld, in dem geforscht und entwickelt wird. Die kabellose Ladetechnologie soll zukünftig die Arbeit erledigen, das Fahrzeug mit dem Ladepunkt manuell mit einem Ladekabel (konduktiv) zu verbinden. Dies wird beispielsweise bei schlechtem Wetter oder kalter Jahreszeit als komfortabel wahrgenommen. Aktuell laufen Forschungsvorhaben mit internationaler Unternehmensbeteiligung, um Empfehlungen für eine interoperable induktive Ladetechnik zu erarbeiten. Die Empfehlungen sollen in die nationale und internationale technische Standardisierungsarbeit einfließen.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungspotenzial und Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

THG-Minderungspotenzial

Durch die verstärkte Nutzung von E-Pkw bzw. leichten Nutzfahrzeugen (LNF) können in Deutschland substantiell Treibhausgasemissionen vermieden werden. Bezogen auf den Ausgangswert des Jahres 2015 von 112 Mio. t Emissionen aus Pkw (ohne LNF) führt die Durchdringung mit E-Pkw zu starken Einsparungen: Im Jahr 2030 können von den angenommenen Strommixemissionen des E-Kfz-Bestands (192 t CO₂/MWh) zwischen 30,1 (Szenarienbereich ISWV_83 %) und 67,6 (Szenarienbereich KS_95 %) Mio. t CO₂-äq./a eingespart werden. Für das Jahr 2050 erhöhen sich die Einsparungen entsprechend auf 90,3 bis 111,6 Mio. t CO₂-äq./a (zu Grunde gelegte Annahmen: 100 % EE-Strom, Anteil E-Pkw: 77–95 %.). Da in den Szenarien 2050

noch ein Restbestand an Verbrennerfahrzeugen unterstellt ist, verbleiben teilweise noch Emissionen.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Für die langfristige Entwicklung von E-Pkw/LNF ist insbesondere die Entwicklung neuer Batterietechnologien mit höherer Energiedichte von großer Bedeutung. Hierbei kommt es u. a. darauf an, dass Rohstoffe für die Batteriefertigung langfristig und zu akzeptablen Preisen zur Verfügung stehen und eine günstige und umweltgerechte Fertigung möglich ist. Der Weg zum Aufbau einer günstigen öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur wird zum einem wesentlich von der oben beschriebenen Entwicklung der Batterietechnologie und dem damit möglichen Nutzerverhalten bei der Batterieladung und den nachgefragten Ladeleistungen bestimmt. Zum anderen werden die für die Dienstleistung „Batterieladung“ zu entwickelnden Abrechnungsmodelle eine Rolle spielen.

Weiterhin ist aus energiewirtschaftlicher Sicht die Steuerung des Ladeverhaltens der E-Pkw (abgestimmt sowohl von Seiten Strommarkt als auch Netzbetreiber) von großer Bedeutung, um diese effizient in das Gesamtsystem zu integrieren. Dadurch können Hemmnisse, die aus einer geringeren Integration fluktuierender EE-Einspeisung oder dem Ausbau des elektrischen Netzes resultieren könnten (z. B. Strombezugskosten, Akzeptanz), vermieden werden.

F&E-Empfehlungen

Das Konzept des batterieelektrischen Antriebs mit seinem hohen Wirkungsgrad verspricht langfristig der zentrale Weg zur Dekarbonisierung des Pkw/LNF-Verkehrs und damit eines großen Anteils des deutschen Verkehrssektors zu sein. Ziele sind ein hoher Bestand an E-Pkw/LNF mit hohem Anteil an Fahrleistungen am nationalen Verkehr, einem hohen Anteil vollelektrischer Fahrzeuge und bei Plug-in-Hybrid-Pkw einem hohen elektrischen Fahranteil. Damit dieses Potenzial realisiert werden kann, muss die Energie für den Betrieb aus erneuerbaren Energiequellen kommen und eine geeignete Ladeinfrastruktur zur Verfügung stehen. Zu reflektieren ist dabei auch die Rolle des kleineren deutschen Marktes für den Exportmarkt deutscher Hersteller. Für die Weiterentwicklung werden aus energiewirtschaftlicher Sicht folgende Forschungs- und Entwicklungsfelder gesehen, die kurz- bis mittelfristig zu bearbeiten sind:

- Der E-Pkw kann grundsätzlich eine flexible Last oder ein Einspeiser am elektrischen Netz sein. Dazu ist es erforderlich, dass das Fahrzeug während längerer Standzeiten mit dem elektrischen Netz verbunden ist und an einer gesteuerten Ladung teilnimmt. Zentrale F&E-Fragen sind dabei, wie dieses Ziel erreicht werden kann, in welchem Maß systemrelevante Netzdienstleistungen zu erbringen sind und wie eine energiewirtschaftliche optimale Ladeinfrastruktur inklusive der IKT- und Geschäftsprozesse zu gestalten ist.
- Das Laden nahe des Wohn- oder Arbeitsortes ist für die Systemeinbindung wichtig. Fehlt es an der Bereitschaft relevanter Stakeholder, z. B. Liegenschaftsbesitzer oder Arbeitgeber, den Aufbau von Ladepunkten zu unterstützen, wird dies für den systemintegrierten Hochlauf von E-Pkw ein Hemmnis. Hier ist es daher wichtig, die relevanten Stakeholder frühzeitig in den Prozess einzubinden, um damit die

erforderliche Unterstützung zu sichern. Parallel dazu ist der geltende Rechtsrahmen so zu vereinfachen, dass die Umsetzung der Elektromobilität unterstützt und nicht gehemmt wird.

- Unter den Ladetechnologien ist die Gleichstrom-Schnellladung der Fahrbatterie mit Leistungen bis zu 400 kW eine technische Herausforderung, die das Potenzial besitzt, auch das Einsatzpotenzial batterieelektrischer Lkw und Busse zu erweitern. Die Fortschritte beim automatisierten Fahren eröffnen die technische Möglichkeit der künftig optimierten Schnellladung von Elektrofahrzeugen ohne Fahrer.
- Die kabellose induktive Ladetechnologie verspricht einen hohen Nutzerkomfort, der erst mit einer interoperablen Technik umfänglich zum Tragen kommt. Aufgrund der bei dieser Technik auftretenden starken elektromagnetischen Felder ist zu erwarten, dass die Vor-Ort-Akzeptanz fehlen könnte und geschaffen werden muss. Hier sollten relevante Entwicklungen und Untersuchungen angestoßen werden.
- Lokale DC-Netze mit DC-Verbrauchern, DC-Erzeugern und DC-Energiespeichern versprechen eine effiziente Energienutzung aufgrund geringerer Wandlungsverluste. Hier ist es wichtig, die Einbindung in ein Last- und Energiemanagement zu untersuchen. Für eine günstige Systemauslegung ist die Wechselwirkung zwischen stationären und mobilen Speichern im DC-Netz zu untersuchen. Geeignete Lösungen sind national und international zu standardisieren.

10.2 7.2 Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-Lkw (energiewirtschaftliche Aspekte)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Gnann, T. (2017): Technologiebericht 7.2 Elektromobilität - Hybrid-Oberleitungs-Lkw (energiewirtschaftliche Aspekte).

Definition des Technologiefeldes

Für den schweren Straßengüterverkehr stellt der Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw) eine wichtige Dekarbonisierungsoption dar. Dieser nutzt die elektrische Energie aus Oberleitungen mit sehr geringen Energietransport- und Energieumwandlungsverlusten. Ist keine Oberleitung verfügbar, so kann ein Dieselaggregat (voraussichtlich mittelfristig aus Kosten- und Reichweitengründen die beste Lösung) oder eine Fahrzeugbatterie für die Strecken abseits der Oberleitung eingesetzt werden.

Langfristig kann auch der Dieselmotorkraftstoff bei Hybrid-Oberleitungs-Lkws durch PtG- oder PtL-Lösungen abgelöst werden, gerade wenn sehr ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden müssen. Gegenüber anderen Alternativen wie Gas-Lkws, Brennstoffzellen-Lkws oder anderen strombasierten Kraftstoffen mit Verbrennungsmotoren-Lkws hat der HO-Lkw deutlich höhere Wirkungsgrade, was langfristig aufgrund von (Flächen-)Nutzungskonkurrenzen von Erneuerbaren Energien ein entscheidendes Kriterium sein könnte.

Aktueller Stand der Technologie

Die HO-Lkw-Technologie ist stark vom Aufbau einer geeigneten Infrastruktur abhängig. Derzeit sind neben Oberleitungen auch alternative Infrastrukturkonzepte in Erprobung: Die Stromzufuhr könnte auch über sogenannte Stromschienen in der Straße oder über induktive Systeme erfolgen. Bei beiden Systemen wären auch Synergieeffekte mit dem Pkw denkbar; aktuelle Studien schätzen die Kosten der beiden Alternativen jedoch als deutlich höher ein (insbesondere aufgrund des Eingriffs in den Straßenbelag). Es kommen zusätzliche Schwierigkeiten bei der Sicherheit hinzu (Rutschgefahr bei Vereisung oder möglicher Stromschlag für Fußgänger) und die Synergieeffekte durch Pkw bei einer Nutzung der rechten Fahrstreifen der Autobahn zwischen zahlreichen Lkws mit geringerer Geschwindigkeit sind als eher gering einzuschätzen. Daher werden diese beiden Konzepte in diesem Bericht nicht weiter berücksichtigt.

Zur Ausgestaltung der Oberleitungsinfrastruktur liegen bereits detaillierte Analysen vor. Das derzeit attraktivste Konzept ist ein Anschluss am Mittelspannungsnetz zur Hinführung an die Autobahn. In Ballungsräumen ist dabei von einer Länge von durchschnittlich 500 Metern, in ländlichen Räumen von etwa drei Kilometern auszugehen. Die Kabel können in der Erde oder oberirdisch mit Oberleitungen verlegt werden. Am Autobahnrand sind im Abstand von etwa drei Kilometern Umspannstationen zur Transformation von 20-60 kV auf 1,0-1,5 kV für die Oberleitungen zu installieren.

Die Oberleitung hängt an Beton- oder Stahlmasten mit Auslegern von sechs Metern Länge beidseitig am rechten Fahrbahnrand, welche im Abstand von 50 Metern aufgestellt werden sollen. Die Oberleitung selbst ist als Kettenwerk gestaltet, das aus dem Straßenbahnbereich bekannt ist. Hierfür werden zweipolige Rillenfahrdrähte

mit 150 mm² Querschnittsfläche, Tragseile mit 120 mm² Querschnittsfläche und Querkupplungen zwischen den beiden Fahrbahnseiten verwendet. Die Kosten der Infrastruktur belaufen sich auf ca. 1,7-2,2 Mio. Euro pro Autobahnkilometer und werden maßgeblich durch die Kosten der Stromleitung zur Autobahn und die Kosten für die Umspannstation beeinflusst, welche auch die Kostenunterschiede bewirken.

Für die Abschätzung der Stromnachfrage durch HO-Lkws ist der Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur eine zentrale Größe. Sie bestimmt in den ersten Jahren den elektrischen Fahranteil und später bei den Batterievarianten die Größe der Batterie. Aktuelle Studien gehen von einem Infrastrukturausbau von 2.000 - 4.000 km bis 2030 und 4.000 - 8.000 km bis 2050 aus.

Bislang gibt es weltweit noch wenig F&E-Projekte zu Hybrid-Oberleitungs-Lkws, u. a. in den USA und in skandinavischen Ländern. Siemens ist Marktführer für diese Technologie in Deutschland und spielt auch international eine bedeutende Rolle, u. a. bei Technologien, die zum Bau von Oberleitungsinfrastrukturen benötigt werden, sowie bei der Umrüstung von Fahrzeugen für Pilotanwendungen. Große deutsche Lkw-Hersteller sind derzeit eher etwas zurückhaltend bei der F&E von Fahrzeugen für Oberleitung-Lkws.

Mit einer Teststrecke in der Nähe von Berlin (Groß Dölln), die von Siemens betrieben wird, und drei laufenden Projekten (in Schleswig-Holstein, Hessen und Baden-Württemberg) sind bereits mehrere Demonstratoren in Deutschland in der Umsetzung.

Ausgewählte Bewertungskriterien: THG-Minderungspotenzial und Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

THG-Minderungspotenzial

Diese THG-Einsparpotentiale durch HO-Lkws sind wesentlich abhängig vom elektrischen Fahranteil und dem Energieverbrauch der Fahrzeuge sowie den durchschnittlichen Emissionen der Stromerzeugung, der aus den Szenarien vorgegeben ist. Alle nicht-elektrifizierten Strecken werden mit Diesel-Motoren zurückgelegt, sodass keine Emissionsminderung zu erwarten ist. Die Emissionen des Dieselantriebs sind gemäß DIN EN 16258 als Referenz berechnet. Bis zum Jahr 2050 können mit dem Hybrid-Oberleitungs-Lkw CO₂-äq.-Emissionen in Höhe von 12,6 Mio. t CO₂-äq. jährlich eingespart werden, während bis 2030 jährliche Einsparungen von 2,0-2,5 Mio. t CO₂-äq. zu erwarten sind. Die Emissionen zur Produktion von HO-Lkws und die Emissionen zur Errichtung und dem Betrieb der Oberleitungsinfrastruktur fallen nach aktuellen Schätzungen nicht ins Gewicht.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Für die langfristige Entwicklung von Batterie-HO-Lkws, also den Fahrzeugen, die eine Batterie für die nicht elektrifizierten Strecken nutzen, ist insbesondere die Entwicklung neuer Batterietechnologien mit höherer Energiedichte von Relevanz. Fahrzeugkonzepte mit einer Reichweite von 100 km reichen auch bei einem großen Infrastrukturausbau nicht aus, um alle nichtelektrifizierten Strecken zu befahren. Eine Erhöhung der Reichweiten mit der heutigen Batterietechnologie würde jedoch zu Verlusten beim Zuladegewicht führen, was aus Logistiksicht ein klares Hindernis wä-

re. Eine Verbesserung der Energiedichte ist daher von großer Relevanz, aber auch bereits in Umsetzung. Weiterhin ist aus energiewirtschaftlicher Sicht der Netzausbau für HO-Lkw von Relevanz. Da Netzengpässe aber zumeist durch die Stromerzeuger entstehen und seltener durch die Stromabnehmer, scheint dies eher ein lokales Problem zu sein, das keine Pfadabhängigkeit für HO-Lkw darstellt.

F&E-Empfehlungen

Das Konzept des Hybrid-Oberleitungs-Lkw scheint nach Auswertung der ersten Studien zu diesem Thema einen vielversprechenden Beitrag zur Dekarbonisierung des schweren Straßengüterverkehrs und damit auch des gesamten Verkehrssektors liefern zu können, insbesondere durch die hohen Gesamtwirkungsgrade. Aus wirtschaftlicher Sicht könnte insbesondere der Ausbau kostenintensiver Oberleitungsinfrastruktur ein Hemmnis sein, das diese Technologieentwicklung verzögern könnte. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergeben sich ebenfalls mehrere Forschungs- und Entwicklungsfelder, die es in naher bis mittlerer Zukunft abzudecken gilt:

- Die optimale Auslegung der Stromzufuhr sollte aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht weiter beleuchtet werden. Dies beinhaltet sowohl die Nähe zu vorhandenen Stromnetzen als auch deren techno-ökonomische Auslegung. Während bislang vor allem Verkehrsströme zur Ermittlung der auszubauenden Infrastruktur in Analysen herangezogen wurden, könnte insbesondere ein regionaler Bezug aufgrund des zu erwartenden Ausbaus Erneuerbarer Energien von Relevanz sein.
- Weiterhin stellen HO-Lkw einen unflexiblen Nachfrager von Strom dar, deren Hybridsystem vermutlich nur zur kurzzeitigen Vermeidung von Lastspitzen genutzt werden kann. Ein Einbezug von HO-Lkw in Analysen zur Lastverlagerung mit weiteren flexiblen Nachfragern sollte in zukünftigen Studien untersucht werden.
- Die Akzeptanz eines Ausbaus von Oberleitungen an Autobahnen ist ein wesentlicher Aspekt, der die gesamte Technologiediffusion infrage stellen könnte. Hier gilt es eine frühzeitige Akzeptanz vor Ort zu analysieren, um Schwierigkeiten, wie beispielsweise beim Stromnetzausbau oder CCS-Technologien, nicht aufkeimen zu lassen.
- Langfristig kann der Ausbau von Oberleitungsinfrastruktur zu großen Einsparungen von CO₂ führen. Mit mehr Oberleitungsinfrastruktur steigt auch der elektrische Fahranteil der Fahrzeuge, wenn sie als Dieselhybrid-Variante betrieben werden. Auf lange Sicht ist der Einsatz von Batterien notwendig, um diese Fahrzeuge (in Kombination mit erneuerbarem Strom) vollständig zu dekarbonisieren. Die Größe der Batterien, die in den Fahrzeugen eingesetzt werden, kann jedoch einen geringeren Infrastrukturausbau ermöglichen, wenn sie entsprechend dimensioniert sind. Hier sind weitere Analysen zur energiewirtschaftlich und ökologisch richtigen Auslegung von Nöten.
- Alternativ zur Batterie als hybride Komponente können auch Verbrennungsmotoren mit synthetischen, strombasierten Kraftstoffen eingesetzt werden. Auch hier gilt es entsprechend die Auswirkungen auf die Energiewirtschaft zu analysieren.
- Das Fortschreiten der Technologieentwicklung des Autonomen Fahrens könnte eine große Änderung des Mobilitätsverhaltens (insbesondere von Lkws) mit sich

bringen. Beim Einsatz des sogenannten Platooning (Kooperation von mehreren Fahrzeugen zur Reduktion der Fahrwiderstände) können große Energiemengen eingespart werden. Damit einher geht auch die Frage, ob dann ein Teil des Lkw-Verkehrs in die Nacht verlagert werden kann oder flexibler gestaltet werden kann, was gegebenenfalls energiewirtschaftlich Vorteile haben könnte.

10.3 7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK)

Grundlage dieser Zusammenfassung: Mackensen, R. (2017): Technologiebericht 7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien.

Definition des Technologiefeldes

Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK) verbinden die Bereiche *Energie* und *Information* und ermöglichen dadurch steuerbare Systeme mit einer Vielzahl von Erzeugungs- oder Verbrauchskomponenten. Dies wirkt sich stark auf die Gesamtarchitektur des Energiesystems und in der Konsequenz auf Werkzeuge, Geschäftsmodelle und Nutzungsverhalten aus. Architektonisch können IuK-Systeme grob in zwei Klassen eingeteilt werden:

- Einerseits sind dies zentral organisierte Systeme wie Plattformen, auf denen Messdaten gesammelt werden, Abrechnungsprozesse stattfinden oder auch im Fall von virtuellen Kraftwerken Einsatzplanungen vorgenommen werden.
- Auf der anderen Seite stehen dezentral aufgebaute Systeme, welche auf Signale beispielsweise aus dem Netzbetrieb oder von Energiemärkten reagieren können, hierfür aber über eigene, interne Logik und Betriebsstrategien verfügen.

In beiden Fällen besteht ein ausgeprägter Bedarf nach effizienter Datenübertragung, Speicherung und Verarbeitung, jedoch ergeben sich durch die differierenden Architekturansätze unterschiedliche Anforderungen zum Beispiel an Art, Geschwindigkeit und Effizienz von Optimierungsalgorithmen.

Aktueller Stand der Technologie

Die Forschung bezüglich IuK im Kontext der Energiewende spannt ein Feld auf, das von der Übertragung von bereits in anderen Bereichen entwickelten Technologien bis hin zu völlig neuartigen Konzepten reicht. Als relevante Forschungsbereiche lassen sich dabei gegenwärtig die Technologiefelder: a) Zustandsbestimmung und Prognosen, b) Anbindung und Aggregation, c) Metering und d) Dataprocessing identifizieren. Hinzu kommen Querschnittsfragestellungen wie Resilienz, IT-Safety & Security, Datenhoheit und -schutz. Insgesamt hat sich der Charakter der Forschungsprojekte in den letzten Jahren zu komplexeren Strukturen hin gewandelt. Gerade im Bereich der angewandten Forschung gilt es, neben den Bedürfnissen der Forschungspartner auch und vor allem aus der Industrie marktwirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen in die Überlegungen einzubeziehen. Je komplexer die Fragestellung, desto umfangreicher der notwendige Integrationsgrad.

Ausgewählte Bewertungskriterien

IuK leisten keinen direkten Beitrag zu den Klimazielen. Vielmehr sind IuK-Strukturen eine Voraussetzung für die Integration dezentraler Erzeugung, sei es auf Anlagenseite mit dezentralen Kontrollmechanismen oder in Form von Portfolien mit flächiger Ausdehnung und entsprechendem Anschluss an zentrale Kontrollsysteme. Die Ziele Energieeffizienz und Versorgung mit erneuerbaren Energien korrespondieren mit verschiedenen Kriterien (Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen, Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz, Kosteneffizienz). Diese stellen die

Treiber für die Integration von IuK ins Energiesystem dar, wohingegen die Beantwortung der Kriterien Marktpotenziale & inländische Wertschöpfung stark vom Kontext (Use Case) abhängt bzw. an diesen gebunden ist. Beispiele hierfür sind einerseits Leitsysteme im Bereich der Netzführung, denen sich Hersteller, Kundengruppen, Anwendungsfälle und Marktpotenziale zuordnen lassen, andererseits die Entwicklung von Kommunikationsstandards, beispielsweise im Kontext der Gebäudeautomation und -leittechnik, bei der eine Weiterentwicklung über das Produkt erfolgt. Hinsichtlich der Kriterien Abhängigkeit von Infrastrukturen & Systemkompatibilität ist anzumerken, dass IuK Elemente in der Vergangenheit eher stützende Funktionen ausübten und sich mit steigendem Integrationsgrad die von der energetischen Seite aus betrachteten Energieinfrastrukturen nicht mehr gedanklich von IuK-Infrastrukturen trennen lassen. Die Durchdringung des Energiesystems mit IuK oder dessen Digitalisierung ermöglicht Synergien, welche vorher nicht denkbar waren. So resultiert aus den Möglichkeiten, welche sich durch die Erhebung einer riesigen Menge an Operativdaten ergeben, die Entstehung von Freiheitsgraden und Regelungsmöglichkeiten, die einerseits neue Nutzungsoptionen eröffnen, andererseits aber auch für den sicheren, wirtschaftlichen Betrieb des Gesamtenergiesystems zwingend notwendig sind.

F&E-Empfehlungen

Regulatorische Rahmenbedingungen und Experimentierklauseln

Die Weiterentwicklung der IuK stellt eine notwendige Bedingung für die Weiterentwicklung signifikanter Teile des Energiesystems dar, jedoch keine hinreichende. Da es sich bei vielen Prozessen, die in Forschungsprojekten durch IuK realisiert werden können, um solche handelt, die sich nach den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen schwer realisieren lassen, sind für F&E Zwecke Experimentierklauseln und Ausnahmegenehmigungen zu erlassen. Dies muss jedoch in einer Kombination mit der Absicherung der Bedingungen nach Ende der F&E-Tätigkeiten einhergehen und/oder es müssen in F&E-Projekten anfallende Kosten umlagefähig gestaltet werden, wenn sich die gewünschten Effekte einstellen sollen. Wie am Beispiel der Projekte im Kontext von SINTEG („Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“) zu sehen, liegt hohes Potenzial in der Erstellung von komplexen IuK-Strukturen. Um diese Potenziale zu aktivieren, gilt es zudem regulatorische Rahmenbedingungen anzupassen, die eine Gegenfinanzierung der zu erstellenden Hard- und Softwareumgebungen und Geschäftsmodelle ermöglicht. Eine Empfehlung ist, das Konzept der Experimentierklauseln konsequent zu nutzen. Dies kann durch die Schaffung von Rahmenbedingungen geschehen, welche es ermöglichen externalisierte Kosten, die aus Projektstätigkeit resultieren, umlagefähig zu gestalten. Ziel ist es, Investitionssicherheit für neue Konzepte zu schaffen, damit aus Forschungsprojekten und Reallaboren nachhaltige Lösungen entstehen können. Voraussetzung hierfür ist natürlich eine genaue Prüfung der Maßnahmen und Konzepte und eine positive Beurteilung der Zukunftsfähigkeit.

Anwendungsfelder

IuK durchziehen das gesamte Energiesystem als Querschnittstechnologien von der Energieerzeugung durch dezentrale Einheiten über Energiespeicherung, Verteilung

und Nutzung, Elektromobilität, Smart Cities, Smart Home Anwendungen und steuerbaren Großverbrauchern. Ein Innovationsschub ist hier besonders durch die Weiterentwicklung der IuK-Strukturen im Kontext der Sektorkopplung zu erwarten.

Interne Weiterentwicklung der IuK

Die auf Energiewendemechanismen bezogene Weiterentwicklung von IuK ist den Zielen untergeordnet, das Energiesystem beherrschbar zu halten sowie effizienter und bedienerfreundlich zu gestalten. Diese Aufgabe zerfällt in folgende Teilziele:

- **Metering und Dataprocessing:** Konzepte des Metering wie der Smart-Meter-Rollout wurden bereits definiert und befinden sich in der Umsetzung. Darüber hinaus sind die Mechanismen, welche Eigenschaften die Daten transportieren und welchem Zweck sie dienen können, in welcher Form sie aggregiert werden (Energieinformationsnetze) und wie und in welchen Abstraktionsebenen die Datenverarbeitung organisiert ist (Edge-, Fog- und Cloudverarbeitung) zu untersuchen. Daneben sind Mechanismen zur Sicherstellung von Datenschutz, -sicherheit, -eigentum und Sicherheit vor Angriffen zu konzipieren.
- **Zustandsbestimmung und Prognosen - Abschätzung des Systemzustands:** Zustandsmessungen und Prognosen von Erzeugung und Verbrauch haben einen hohen Einfluss auf die Sicherheit und die Effizienz des Energiesystems. Zum einen ermöglicht eine genaue Kenntnis des aktuellen Zustands und der nahen Zukunft durch Messungen und Prognosen die sichere Betriebsführung der Energienetze durch die Planung von Reserveenergie und Flexibilitäten. Dies kann durch eine kontinuierliche Verbesserung der Prognosegüte durch neue Methoden erreicht werden. Zum anderen gilt es Extremereignisse realitätsnah abzubilden und dadurch die situative Einschätzbarkeit durch die Weiterentwicklung von risikobasierten Verfahren zu verbessern.
- **Anbindung und Aggregation:** Die Aktivierung von Flexibilitäten wird bei weiterem Zubau von fluktuierender Erzeugung eine wichtige Eigenschaft des Energiesystems sein. Dies ist einer der Hauptanwendungsfälle von IuK-Strukturen. Flexibilitäten werden über automatisierte Prozesse angesteuert, die es hinsichtlich Aggregationsmechanismen und Steuerungsverfahren zu untersuchen gilt. So lautet eine Empfehlung Prognoseverfahren, Datenanalysemethoden bezogen auf die Energiewirtschaft sowie Aggregationskonzepte bezogen auf Energieerzeuger und Lasten hinsichtlich der sektoralen Integration in den Fokus zu nehmen.

Externe Weiterentwicklung

Im Fall der IuK, die als Querschnittstechnologie nachweislich nicht auf Energiewendethemen beschränkt ist, gilt es über die interne Sichtweise hinaus zu schauen, welche Methoden und Verfahren in anderen Kontexten entwickelt wurden und erfolgreiche Konzepte auf Adaptionfähigkeit für die Energiewirtschaft zu untersuchen:

Digitale Plattformen – Die Aktivitäten, welche bereits durch die Ausschreibungen der Smart Services angeregt wurden, sollten besonders unter dem Hinblick auf die sektorübergreifenden Mechanismen weiter geführt werden.

Big Data Analytics – Korrespondierend zu den eher internen Weiterentwicklungen wie der Datenverarbeitung von Massendaten aus der Energiewirtschaft, wie sie

durch Smart Meter zu erwarten sind, gilt es Datenanalysemethodiken zu adaptieren, die in anderen Bereichen der Informatik entwickelt wurden.

Industrial Dataspace/Industrie 4.0 – Analog zu den Aktivitäten im Industriekontext weist die Kombination von Daten auch in der Energiewirtschaft das Potenzial zu neuen Produkten (z. B. reale, zeitlich aufgelöste Grünstromtarife) auf. Die Rolle der Daten an sich wandelt sich daher vom Mittel zum Zweck hin zu einer potenziellen Ware, die erweiterte Einsatzzwecke ermöglicht. Die Adaption/Weiterentwicklung der Konzepte hin zu einem Energy Data Space stellt damit ein lohnendes F&E-Feld dar.

Internet of Things (IoT) – Auch die Konzepte des IoT können gut auf die Energiewirtschaft übertragen werden. Die Verlagerung von Intelligenz in dezentrale Strukturen bietet durch die Kombination mit der Aufzeichnung und anschließenden Nutzung der in diesen Strukturen aufgenommenen Daten die Chance auf erweiterte Einsatzmöglichkeiten und erheblichen Effizienzgewinn.

Edge-, Fogg-, Cloudlösungen/Software defined infrastructures – Die Frage, welche Funktionalitäten an welcher Stelle bearbeitet werden, kombiniert mit der Fragestellung von skalierbaren Infrastrukturen, die sich wandelnden Anforderungen anpassen, stellt eine weitere, zentrale Forschungsfragestellung dar. Die unterschiedlichen Ansätze schließen sich dabei nicht gegenseitig aus. Eine zentrale Forschungsfrage hierbei ist unter anderem, wie die unterschiedlichen Konzepte zusammenwirken und welche Funktionalitäten in direktem Zugriff/direkter Nachbarschaft (Edge), konzernweit modularisiert (Fogg) oder branchenweit generalisiert (Cloud) zur Verfügung stehen können. Zur Frage der Funktionalität gehören in diesem Kontext Betrachtungen von Sicherheitsaspekten und Fragen der Betriebsführung der Systeme.

Blockchain – Das dezentrale Konzept der Blockchain soll hier als Beispiel einer potenziell disruptiven Technologie dienen, die das Potenzial birgt, Energiehandel komplett anders zu organisieren, als dies in der Vergangenheit beim Börsenhandel der Fall war. Die disruptiven Technologien gilt es, einer genauen Analyse hinsichtlich Nutzen und Umsetzbarkeit im Hinblick auf die Energiewirtschaft zu unterziehen. Hinsichtlich aller externen Entwicklungen ist damit die Empfehlung verbunden, diese zu prüfen und die Realisierungsmöglichkeiten im Kontext des Energiesystems genau zu untersuchen. Gegebenenfalls gehört zu dieser Untersuchung eine Bezugnahme auf die geltenden Rahmenbedingungen und Regulierungsfragen sowie ferner Anregungen zu deren Anpassungen.

10.4 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation

Grundlage dieser Zusammenfassung: Merten, F.; Schüwer, D.; Horst, J; Matschoss, P. (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation.

Definition des Technologiefeldes

Neben den spezifischen Eigenschaften der jeweiligen Technologien sind insbesondere die umgebenden Bedingungssysteme entscheidend, sodass sich neue Technologien auf breiter Basis durchsetzen und systemverändernd wirken sowie Lösungen erzielt werden können, die jenseits der einzelnen Technologiefelder zu verorten sind. Dies folgt dem Verständnis, dass die Energiewende mit ihrer Umstellung auf fluktuierende erneuerbare Energiequellen einen tiefgreifenden, system- und auch gesellschaftsverändernden Prozess bedeutet. Dementsprechend ist dieses Technologiefeld stärker prozessorientiert, relevante Ebenen des soziotechnischen Transformationsprozesses sind dabei Systemintegration, Systeminnovation und Systemtransformation. Die Grenzen zwischen den drei Systembegriffen sind fließend, sie bauen jedoch aufeinander auf und lassen sich folgendermaßen voneinander abgrenzen:

- Die Systemintegration erfolgt zu Beginn der Transformation und beinhaltet sowohl eine Anpassung neuer Technologien an das System als auch umgekehrt des Systems an (einzelne) Veränderungen.
- Die Systeminnovation resultiert dann im Zeitverlauf aus einer Reihe an Systemintegrationen und ist eine proaktive Aktion zur Veränderung des Systems.
- Die Systemtransformation ist abschließend zugleich Ziel, Gesamtprozess (inkl. gesellschaftlicher Fragen) und Resultat.

Analog zu diesen konzeptionellen Systemebenen gehören auch systemische Forschungsmethoden bzw. Analyseansätze zum Technologiefeld, hier sind vor allem die Multi-Level-Perspective (MLP) und Reallabore zu nennen.

Aktueller Stand des Technologiefeldes

Die *Systemintegration* im Energiesektor umfasst Maßnahmen und Instrumente zur Integration von (einzelnen) Energiewendetechnologien in das laufende Energieversorgungssystem. Dazu gehören u. a. Anreize, Fördermaßnahmen, Standardisierungen und technische Regeln bezogen auf erneuerbare Energieanlagen und Effizienztechniken, ergänzende Technologien (enabler) wie z. B. Batteriespeicher, regelbare Ortsnetztransformatoren und Smart Meter, neue Verbraucher bzw. Wandler wie z. B. Elektro-PKW und Power-to-X Anlagen (PtG, PtH, PtL, ...), neue Betriebs- und Vermarktungsstrategien sowie Dienstleistungen.

Die *Systeminnovation* im Bereich der Energiewende ist durch folgende zusammenhängende Eigenschaften gekennzeichnet: Durch die Weiterentwicklung bzw. Verbreitung von (innovativen) Energiewendetechnologien entstehen neue Marktstrategien, neue einschlägige Akteure und Dienstleistungen, neue Versorgungsprodukte- bzw. -portfolios, neue technologieübergreifende Rahmenbedingungen sowie Anpassungen und Erweiterungen der bestehenden energietechnischen Infrastrukturen, so dass letztlich die bestehenden fossilen, nicht nachhaltigen Technologien und Strukturen zunehmend verdrängt werden.

Die *Systemtransformation* des Energiesystems ist ein soziotechnischer Prozess, der nicht nur den technologischen, sondern auch den organisatorischen und gesellschaftlichen Wandel umfasst, der mit dem langfristigen Umbau und der Erweiterung des Energieversorgungssystems einhergeht. Beispiele für Teil-Systemtransformationen im Energiesektor sind u. a. der Atom- und Kohleausstieg, Industrie 4.0, treibhausgasneutraler Industrie- und Verkehrssektor sowie die Digitalisierung der Energiewende.

Die *Multi-Level-Perspective (MLP)* als methodischer Rahmen und ex-post Analyseinstrument bezieht sich nicht nur auf technische Innovationen und (neue) Produkte, sondern auf soziotechnische Systeme und deren Verflechtungen zwischen technologischen, ökonomischen, politischen und kulturellen Veränderungsprozessen. Die MLP unterscheidet dabei für Transformationen von Systemen zwischen drei (Analyse-)Ebenen, die stetig miteinander wechselwirken:

- **Nischen-Ebene:** Hier beginnen die „radikalen“ Innovationen, die letztlich zu einer Änderung des Regimes und zur Transformation des Systems beitragen (können). Sie werden in der Regel zunächst von einer kleinen Anzahl an Akteuren unterhalb der allgemeinen Wahrnehmungsschwelle entwickelt, bei weitgehender Entkopplung von Marktmechanismen und unterstützt durch Fördermaßnahmen. Sie unterscheiden sich deutlich von den vorherrschenden Technologien und Eigenschaften und häufig auch Akteuren des Systems insbesondere auf Regime- sowie auf Landscape-Ebene. Die Innovationen wechselwirken stark mit der Regime-Ebene, werden verändert bzw. ändern im Erfolgsfall die Rahmenbedingungen ihrerseits. Langfristig können aus Nischen-Innovationen Trends erwachsen, die auch die Landscape-Ebene beeinflussen.
- **Regime-Ebene:** Die soziotechnische Regimeebene stellt den aktuellen, relativ stabilen Zustand der vorherrschenden Rahmenbedingungen dar wie z. B. Akteurs-, Markt- und Nutzungskonstellationen sowie technische und rechtliche Regeln und politische Ziele. In diesen verschiedenen Bereichen finden gleichwohl stetig Anpassungen und Veränderungen statt. Diese sind aber im Vergleich zur Nischenebene nur graduell.
- **Landscape-Ebene:** Auf dieser Ebene sind die übergreifenden Rahmenbedingungen, Entwicklungen und Megatrends verortet, auf welche die beiden vorigen Ebenen in der Regel nur wenig Einfluss haben. Diese Rahmenbedingungen können sich entweder nur langsam ändern (wie z. B. Demographie und geographische bzw. räumliche Strukturen) oder recht schnell (teilweise schockartig / disruptiv) wie z. B. Katastrophen (z. B. Kernkraftwerks-GAU in Fukushima), Kriege, Krisen.

Gesellschaftliche Transformationen (wie die Energiewende) werden durch die Ausrichtung bzw. Interaktion von Prozessen auf allen drei Ebenen beeinflusst. Dabei können vier (stilisierte) MLP-Phasen unterschieden werden: In der ersten Phase („predevelopment“) entstehen radikale Innovationen in Nischen. In der zweiten Phase setzt sich ein dominantes Design in einem Nischenmarkt durch („early market niche“) bevor es in der dritten Phase („breakthrough“) in Konkurrenz zum Regime tritt. In der vierten Phase („Stabilization of new regime“) erfolgt schließlich die Umstellung auf das neue Regime. Auf Nischenebene werden fortlaufend Innovationen in verschiedenen Varianten entwickelt, die sich entweder durch gegenseitige Ausrich-

tung stabilisieren und dann später auch auf der Regimeebene durchsetzen können (bottom-up Wandel) oder sich wieder „verflüchtigen“. Zusätzlich kann es auch durch sich akkumulierende Entwicklungen, z. B. durch verschiedene sich ergänzende Klimaschutzpolitiken auf der Landscape-Ebene (top-down Wandel) sowie durch eigene (gezielte) Initiativen auf der Regimeebene (proaktiver Wandel), zur Transformation der Regimeebene kommen. Alle Phasen des Wandels gehen mit spezifischen sozio-technischen Herausforderungen (z. B. ausgelöst durch die Destabilisierung bisheriger Strukturen) einher und bedürfen übergreifender Lösungen.

Um die systemische und umsetzungsorientierte Forschung zu stärken, ist in den letzten Jahren zunehmend das Forschungsformat *Reallabor* in den Blickpunkt gerückt. Reallabore sind inter- und transdisziplinäre Forschungsdesigns, welche Forschende und Anwender bzw. Praktiker zusammenbringen, um möglichst reale „Experimente“ zum Forschungsthema durchzuführen und Praxis-Wissen zu generieren und zu sammeln. Darüber hinaus bieten sie die Chance, mehr konkretes Wissen über gesellschaftliche Hemmnisse und Probleme zu sammeln sowie über die Gründe für den Erfolg/ Misserfolg von Innovationen, Forschung und Entwicklung. Aktuelle Reallabor-Ansätze im Bereich der Energieforschung sind z. B.:

- **Energy Lab 2.0:** Hier baut das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) und dem Forschungszentrum Jülich einen energietechnischen Anlagenverbund auf. Komponenten zur Erzeugung, Wandlung und Speicherung von elektrischer, thermischer und chemischer Energie werden verknüpft und bilden gemeinsam mit bestehenden Verbrauchern ein „Reallabor“. Windparks, Geothermie-Anlagen, Elektrolyseanlagen, konventionelle Kraftwerke und industrielle Verbraucher werden informationstechnisch eingebunden. Dies erlaubt es, die verschiedenen Energienetze (Strom, Wärme, Gas, Kraftstoffe) in einem Gesamtenergiesystem („Smart Energy System“) anwendungsnah zu untersuchen.
- Der Forschungscampus *Mobility2Grid* erforscht, wie sich die Batteriekapazität von gewerblichen und privaten Elektrofahrzeugen in dezentrale intelligente Netze integrieren lässt, die auf erneuerbaren Energien basieren. Es werden sowohl grundlegende Technologien als auch Konzepte und Geschäftsmodelle erarbeitet und erprobt. Dazu hat *Mobility2Grid* ein „Reallabor“ auf dem EUREF-Campus in Berlin-Schöneberg aufgebaut. Hier werden die neuen Konzepte mit realen Nutzern „live“ erforscht und öffentlichkeitswirksam präsentiert.

F&E-Empfehlungen

Technologieentwicklung und Systemintegration

- Soziotechnische Begleitforschung (ex-post und ex-ante) zu allen technologischen Förderinitiativen und -projekten mit Fokus auf Umsetzungsdefizite, Wechselwirkungen zwischen Technologien, Systemdienlichkeit und Rückwirkungen auf das Energiesystem sowie zu Akteurseinflüssen (incumbent & emerging actors), Umweltwirkungen (Ressourcen-/Flächenverbrauch...), Akzeptanz, Regulierung (inkl. Nachfrageseite).
- Frühzeitige transdisziplinäre Einbindung von Stakeholdern (zum Beispiel in Form von Reallaboren) entlang der gesamten Wertschöpfungskette in die F&E-Arbeiten

(inkl. Begleitforschung), z. B. beim Übergang in die Technikumsphase bzw. vor Pilotierung, um Stranded Research wie z. B. bei CCS zu vermeiden.

Systeminnovationen als neues Forschungsfeld

- Identifikation und Bewertung von möglichen bzw. nötigen Systeminnovationen für eine proaktive Gestaltung der Energiewende. Dabei sind insbesondere Rolle und Potenzial von zunehmender Dezentralisierung, Sektorkopplung und Digitalisierung zu berücksichtigen.
- Untersuchungen (Potenzialanalysen) zur Flexibilisierung von vielfältig einsetzbaren Flex-Optionen (insbesondere P2X und Speicher) z. B. mittels Hybridisierung von Auslegungen zwecks adaptiver Einsatzstrategien.

Systemtransformation (Systemanalyse)

- Szenarien und Modelle für ambitioniertere THG-Reduktionsziele (mindestens 95 %) in Orientierung an Transformationsphasen und deren Übergängen, um Lock-In Effekte zu erkennen/ zu reduzieren.
- Defizit- und Hemmnis-Analysen zur Identifikation, Bewertung und Lösung von Lücken zwischen der Energiewendeforschung und Umsetzung der Energiewende sowie von Reboundeffekten. Daraus zusätzliche Entwicklung von effektiven Market-pull- und Management-Instrumenten für eine bessere und agilere Verbreitung von Technologien, Systeminnovationen und des gesamten Energiewendeprozesses.
- Narrative Szenarien zur Energiewende, um neue wichtige Forschungsfragen für die Technologieentwicklung als auch die Modellierung abzuleiten, z. B. zu Suffizienz und Resilienz sowie geopolitischen Abhängigkeiten (bspw. Wirtschafts- und Energiepolitik von China, Indien und USA) oder angrenzender Märkte (bspw. Ersatzstoffe für Erdöl- und Raffinerieprodukte in Bau- und Chemieindustrie).
- Erweiterung von bisher kostenoptimierenden quantitativen Energiemodellen um soziotechnische Bewertungen.
- Analysen zu Pfadabhängigkeiten, Lock-In Effekten, Unsicherheiten, Risiken (Disruptionen), nicht-linearen Entwicklungen und zu Verhalten (Rollen) von Stakeholdern diesbezüglich.
- Umsetzungsorientierte, ambitionierte kurz- bis mittelfristige Analysen („Energiewende in a hurry“). Dazu Identifikation von Windows-of-Opportunities (WoO) und von pro-aktiven, „schnellen“ Regime-Änderungen (zur Schaffung von WoO).

11 Rückblick auf die Technologiebewertung

Die hohe Anzahl der im Vorhaben „Technologien für die Energiewende“ umfassend betrachteten Technologien erschwert eine über die vorangestellten Kurzfassungen der Technologieberichte hinausgehende Zusammenfassung. Eine Gesamtbewertung käme einer starken Aggregation der betrachteten Bewertungskriterien gleich und würde der differenzierten Analyse von Technologien aus den unterschiedlichsten Einsatzbereichen nicht gerecht werden.

Der resultierende F&E-Bedarf lässt sich auch deshalb nicht übergreifend für ganze Technologiefelder darstellen, weil diese jeweils eine große Bandbreite von Einzeltechnologien mit teilweise sehr unterschiedlichem Entwicklungsstand enthalten. Dies wird mit einem Blick auf Solarzellen und Module im Technologiefeld Photovoltaik deutlich: Während etwa kristalline Si-Solarzellen seit langem im kommerziellen Systemeinsatz sind und über einen Technology Readiness Level (TRL) zwischen 7 und 9 verfügen, bereits hohe Laborwirkungsgrade und niedrige Energierücklaufzeiten aufweisen, ist der Entwicklungsstatus von Stapelsolarzellen aus mehreren unterschiedlichen Materialien mit Halbleiter-Übergängen mit TRL 4 deutlich niedriger einzuschätzen.

Grundlage des Vorhabens war zudem ein technologieoffener und damit möglichst umfassender Bewertungsansatz, der keine Vorauswahl, Rangbildung oder quantitativen Vergleiche von Technologien zum Ziel hatte, sondern als wissenschaftlicher Input der Bereitstellung von Technologie- und Systemwissen für die Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik dienen sollte.

Vor diesem Hintergrund erfolgt hier ein Rückgriff auf die Einschätzung des TRL für die betrachteten Technologien, was über eine grobe grafische Darstellung die Illustration bestehender Förderbedarfe bzw. -lücken in den verschiedenen Technologiebereichen zulässt. Anschließend wird eine kurze Einschätzung des Bewertungsprozesses selbst vorgenommen.

11.1 Technology Readiness Level und Forschungsbedarf

Für jeden der sieben Technologiebereiche wird nachfolgend der TRL der darin enthaltenen Technologiefelder grafisch dargestellt. Der TRL wurde im Rahmen des Vorhabens in Teilkriterium 2.1 zum Entwicklungsstadium einer Technologie ermittelt (Viebahn et al. 2018). Er unterteilt die verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsschritte von Technologien von der Erfindung bis zum Markteintritt.

Der Fokus auf dieses Kriterium erscheint sinnvoll, da aus dem TRL-Level der Technologien zumindest grobe Aussagen hinsichtlich des bestehenden Förderbedarfs ableitbar sind. So lässt die TRL-Einordnung grobe Rückschlüsse darauf zu, ob für diese ein Bedarf an klassischer Forschungsförderung im Grundverständnis des EFP besteht oder ob vielmehr die Überwindung von „Lücken“ zwischen anwendungsnahen F&E-Ergebnissen und dem Markteintritt und damit des sogenannten „Tals des Todes“ im Vordergrund steht (siehe hierzu insbesondere Hirzel und Hettesheimer (2018)). Die Analyse von Clustern in den TRL-Grafiken kann insbesondere Aufschluss über die Einordnung geben. Im Hinblick auf die Forschungsförderung werden dabei die folgenden Zuordnungen getroffen:

- TRL 1: Technologien können der Grundlagenforschung des BMBF zugeordnet werden.
- TRL 2 – 6/7: Technologien sind Kandidaten für das 7. EFP, viele Technologien mit vergleichsweise hohem Entwicklungsstand (höheren TRL) haben vermutlich schon in der Vergangenheit von öffentlicher Forschungsförderung profitiert, eine Marktfähigkeit ist gleichwohl noch nicht gegeben.
- TRL 7-9: Aktueller Entwicklungsstand ist vermutlich Ergebnis der bisherigen Forschungsförderung.
- TRL 7-8: Technologien fallen in eine „Förderlücke“ (notwendige Überwindung des „Tals des Todes“).

Die einzelnen Grafiken zeigen eine aggregierte Darstellung der TRL-Level der sieben Technologiebereiche. Jede Grafik differenziert dabei zeilenweise zwischen den Technologiefeldern des Bereichs und nimmt eine weitere farbliche Unterscheidung in darin enthaltene Technologiegruppen vor (z. B. blauer Bereich A, roter Bereich B). Innerhalb einer Farbe wird zusätzlich bei Bedarf weiter nach Einzeltechnologien unterschieden (z. B. A.T1, A.T2, ...), sofern sich diese über eine größere TRL-Bandbreite erstrecken. Diese Einzeltechnologien werden zur besseren Übersichtlichkeit in der Grafik nicht ausgeschrieben, sondern nur durch einen alphanumerischen Bezeichner abgekürzt. Die Technologien, für die diese Bezeichner stehen, können in Tab. 11-1 nachgeschlagen werden. Auch die Bandbreiten der abgebildeten TRL-Level sind in den Grafiken zugunsten der Übersichtlichkeit ausgeblendet. In der Regel umfassen die Punktmarkierungen eine Bandbreite von 2 bis 3 TRL-Stufen. Diejenigen (wenigen) Punktmarkierungen, die eine Bandbreite von mehr als 4 TRL-Stufen enthalten, sind rechts oben mit einem * gekennzeichnet.

Beispiel

Ein Lesebeispiel zur Abb. 11-1 soll die Darstellung verdeutlichen: Für den gesamten Technologiebereich 1 (Erneuerbare Energien) wird zeilenweise der TRL aller 7 Technologiefelder des Bereichs zusammengefasst. Für das Technologiefeld 1.7 Umweltwärme ergibt sich hier beispielsweise das folgende Bild: Die Erschließung von Umweltwärme aus der Luft und aus oberflächennaher Geothermie ist in blau als Technologie A abgebildet und wird als marktnah bzw. marktreif eingestuft (TRL 8-9). Die Technologien B (Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen, rot) und C (Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen, grün) sind jeweils nochmals in 2 Bereiche unterteilt: Für beide Technologien existieren bereits Anlagen im kommerziellen Systemeinsatz (B.T1 und C.T1, TRL 9). Hierbei handelt es sich um konventionelle Ausführungen der jeweiligen Technologien, wie Tab. 11-1 entnommen werden kann. Gleichermäßen gibt es für beide Technologien aber auch Varianten mit weniger fortgeschrittenem Entwicklungsstatus, was durch weitere rote und grüne Markierungen (B.T2 und C.T2) angezeigt wird. Laut Tab. 11-1 handelt es sich bei B.T2 um neue Komponenten der Kompressionswärmepumpen mit höheren Temperatur- und Druckniveaus, die sich über einen großen TRL-Bereich erstrecken und deshalb mit * markiert sind (TRL 4-8). Bei C.T2 handelt es sich um neue Komponenten (Wärmeübertrager) und neue Systemkonzepte (mehrstufige Anlagen) für Sorptionswärmepumpen, die tendenziell den niedrigsten Entwicklungsstand des Technologiefeldes

1.7 aufweisen. Auch Fragen der Systemintegration von Umweltwärme („Technologie“ 4, orange) sind mit * markiert, da ihr TRL eine hohe Bandbreite von 5 bis 9 aufweist.

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level

TB 1 Erneuerbare Energien

TF 1.1 Bioenergie

- A: Biochemische Konversion
- B: Thermochemische Konversion
- C: Physikochemische Konversion

TF 1.2 Tiefengeothermie

- A: Hydrothermale Systeme
- B: EGS
- C: Aquiferspeicherung

TF 1.3 Photovoltaik

- A: Solarzellen und Module
- B: PV-Fertigungs-, Anlagentechnik und Produktionsmittel
- C: Systemtechnik
- D: Angrenzende Technologien

TF 1.4 Solare Wärme und Kälte

- A: Kollektoren
- B: Wärme- und Kältespeicher
- C: Systemtechnik

TF 1.5 Solarthermische Kraftwerke

- A: Parabolrinne und Tower
- B: Hybride Biomasse-Heizkraftwerke

TF 1.6 Windenergie inkl. Meeresenergie

- A: Windpotenzial und Standortfindung
- B: Anlagentechnik, Design und Produktion
- C: Errichtung, Betrieb und Instandhaltung
- D: Vorhersagewerkzeug für Umwelteinfluss

TF 1.7 Umweltwärme

- A: Erschließung, oberflächennahe Geothermie
- B: Kompressionswärmepumpen und -kältemaschinen
- C: Sorptionswärmepumpen und -kältemaschinen
- D: Systemintegration



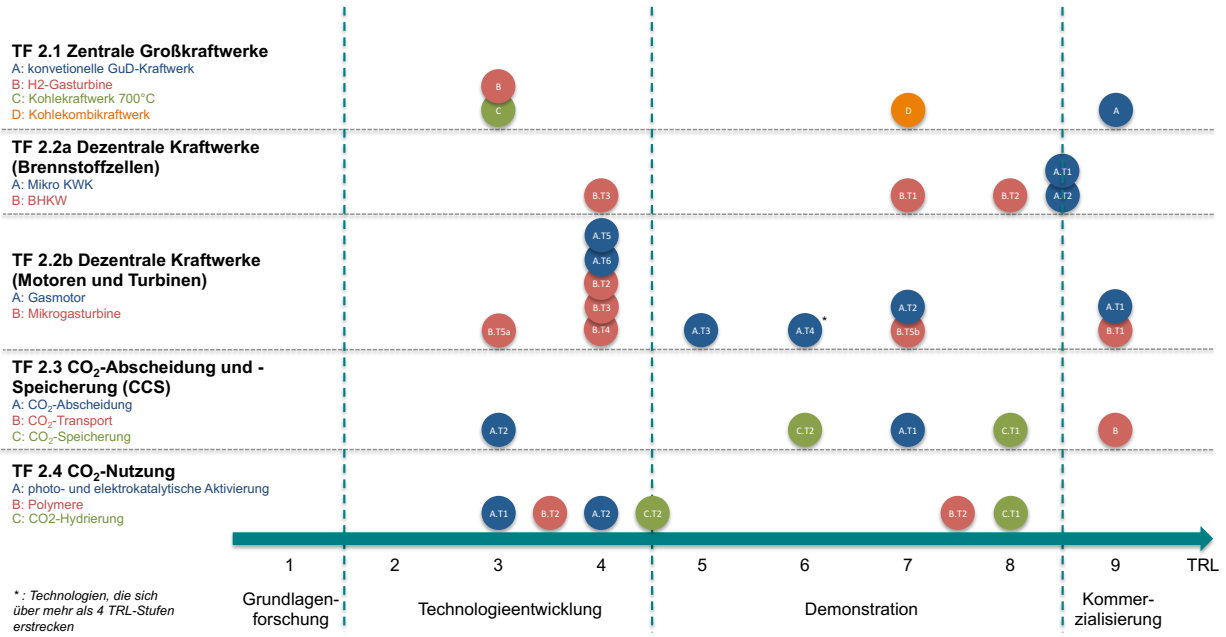
* : Technologien, die sich über mehr als 4 TRL-Stufen erstrecken

Abb. 11-1 Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 1

Quelle: Wuppertal Institut

Analog zu Abb. 11-1 stellen die nachfolgenden Abb. 11-2 bis Abb. 11-6 in gleicher Weise die TRL-Bandbreiten der weiteren sechs Technologiebereiche dar. Dabei enthält Abb. 11-5 eine gemeinsame Darstellung für die beiden Technologiebereiche 5 und 6. Für die meisten Technologiefelder liegen aus der Bewertungsphase Ergebnisse zum TRL vor. Fehlende Markierungen für einzelne Technologiefelder in den Grafiken weisen darauf hin, dass für das jeweilige Technologiefeld kein TRL bestimmt würde, etwa weil eine Analyse übergreifender Aspekte anstelle einer Betrachtung konkreter Technologien durchgeführt wurde. Dies betrifft insbesondere die im Technologiebereich 7 analysierten Technologiefelder.

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level
TB 2 Konventionelle Kraftwerke



63

Abb. 11-2 Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 2

Quelle: Wuppertal Institut

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level
TB 3 Infrastruktur

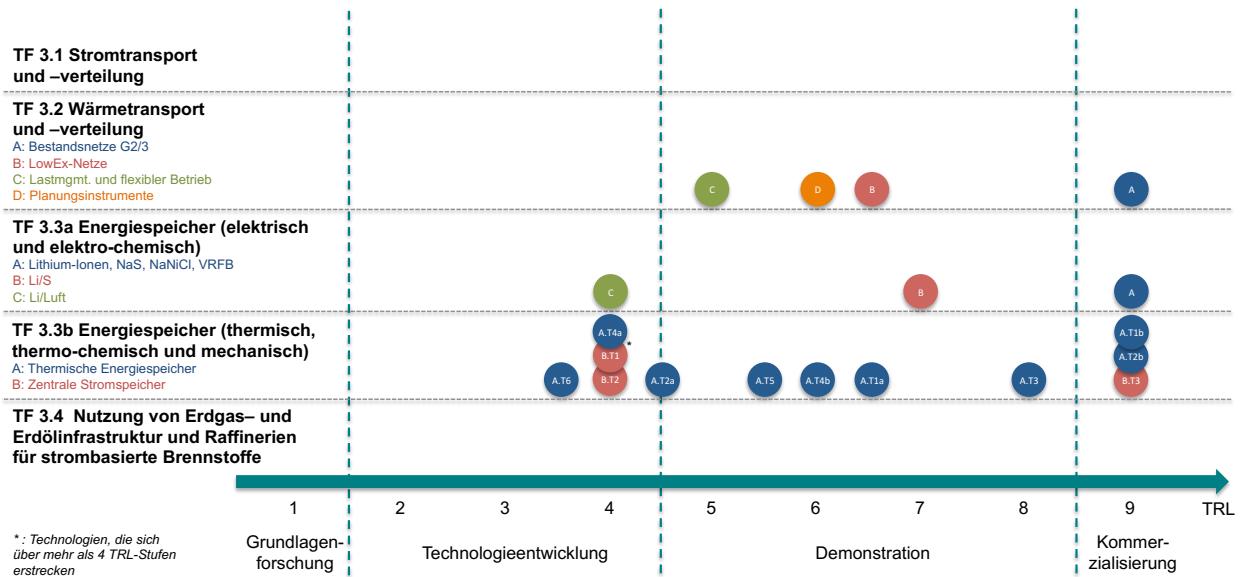


Abb. 11-3 Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 3

Quelle: Wuppertal Institut

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level
TB 4 Technologien für die Sektorenkopplung (P2X)

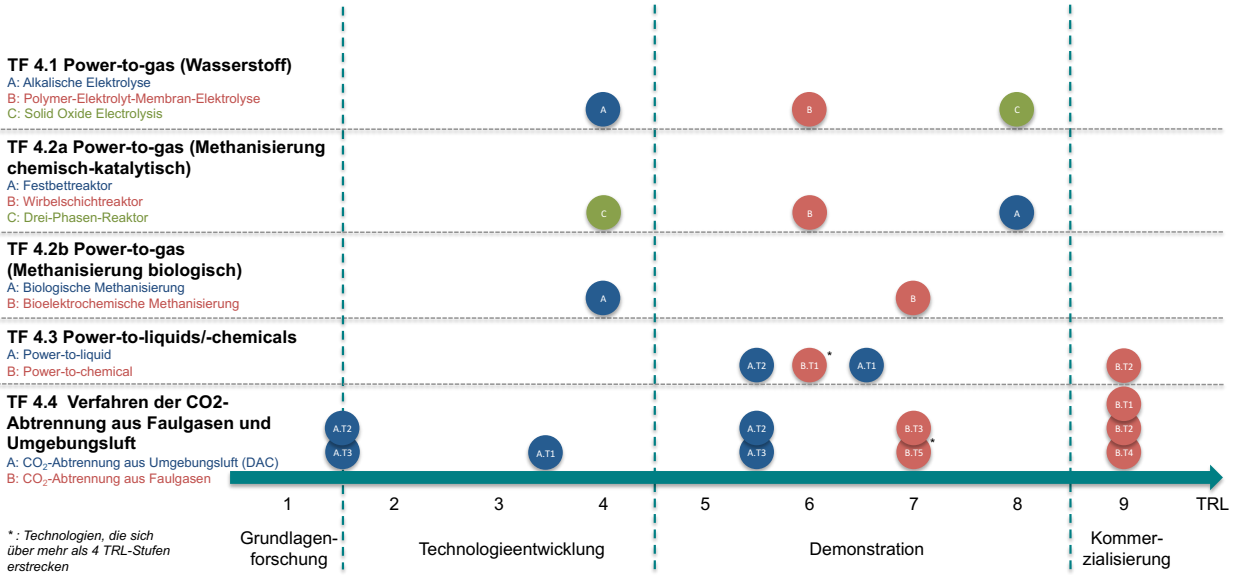


Abb. 11-4 Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 4

Quelle: Wuppertal Institut

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level
TB 5 Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude
TB 6 Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie

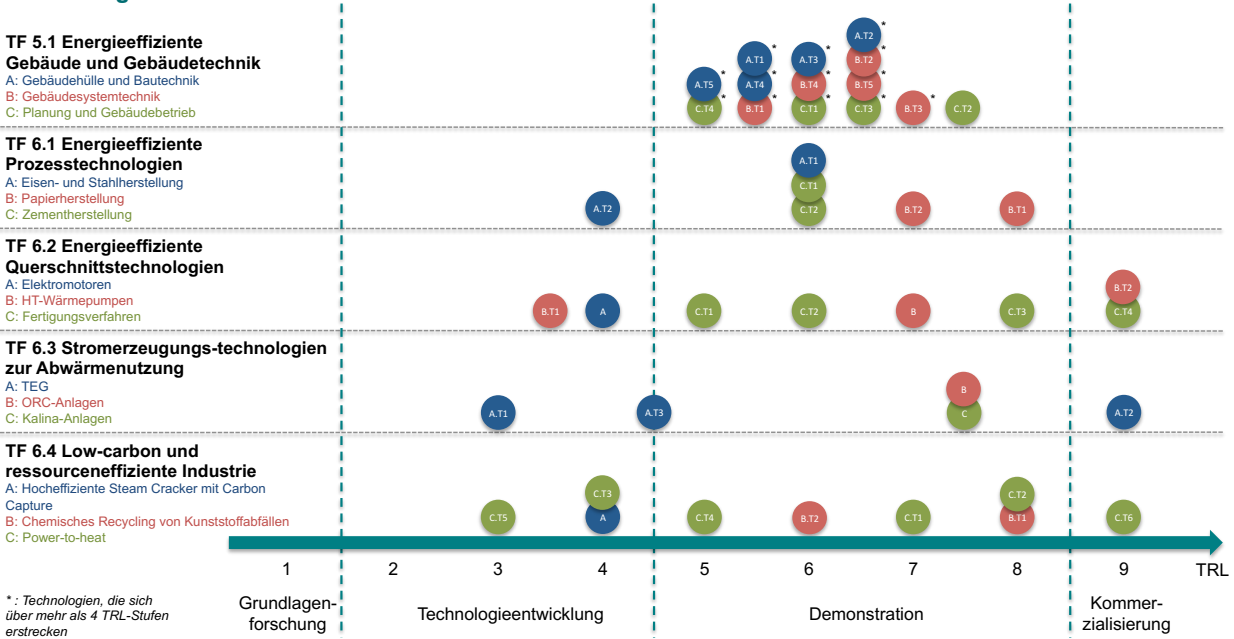


Abb. 11-5 Übersicht Technology Readiness Level der Technologiebereiche 5-6

Quelle: Wuppertal Institut

Technologien für die Energiewende – Übersicht Technology Readiness Level TB 7 Integrative Aspekte

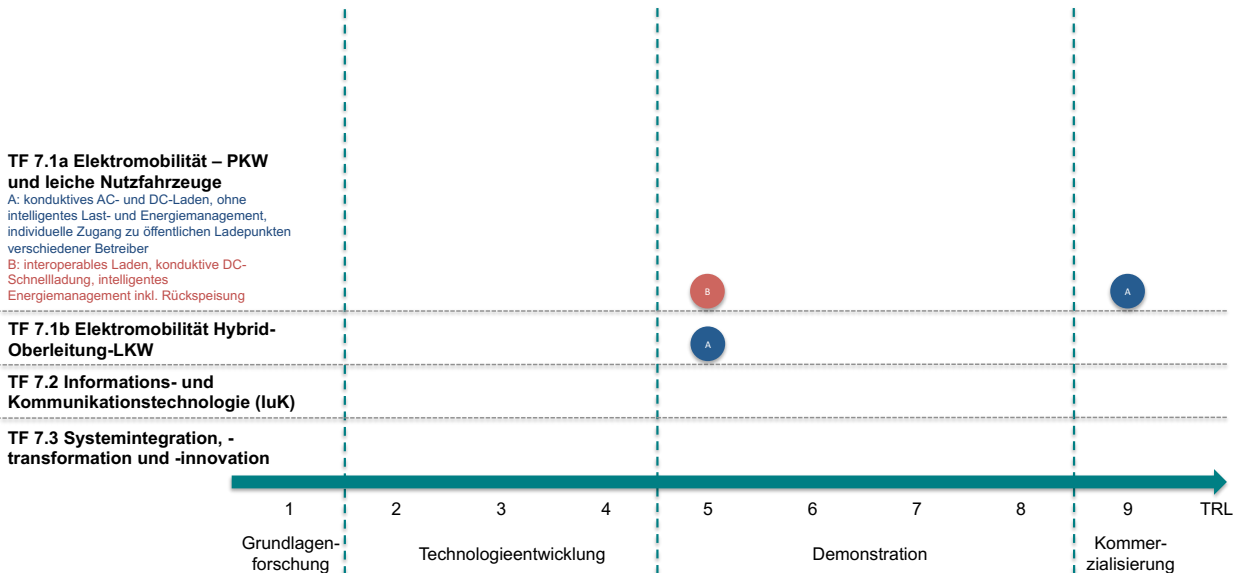


Abb. 11-6 Übersicht Technology Readiness Level des Technologiebereichs 7

Quelle: Wuppertal Institut

Aus den TRL-Übersichtsgrafiken können die folgenden allgemeinen Rückschlüsse zum Entwicklungsstand der abgebildeten Technologiebereiche gezogen werden:

- In allen Technologiebereichen besteht noch mehr oder weniger starker Forschungsbedarf (linker Bereich der Diagramme).
- Viele Technologien – oder Gruppen von Technologien - bewegen sich in Richtung Kommerzialisierung (rechter Bereich der Diagramme).
- Viele Technologien haben mit TRL 9 schon den „erfolgreichen kommerziellen Systemeinsatz“ bewiesen.
- Im Wesentlichen erstrecken sich die TRL über 1 bis 4 Stufen und bleiben damit in dem dargestellten Cluster. Nur wenige Technologien werden mit mehr als 4 TRL-Stufen angegeben.

Die dargestellten Übersichten und Festlegungen auf punktförmige TRL-Stufen können aus den oben genannten Gründen nie allen im Technologiebereich enthaltenen Einzeltechnologien gerecht werden. Die Lektüre der ausführlichen Berichte der Technologiefelder oder zumindest deren Kurzfassungen bleibt daher unerlässlich.

Aus der nachfolgenden Tab. 11-1 kann abgelesen werden, für welche Technologien die Bezeichner in den Übersichtsgrafiken zum TRL stehen.

Tab. 11-1 Technologie-Zuordnung zu den TRL-Grafiken

Technologiefeld	Kurzbezeichnung X.Tn aus TRL- Grafiken	Technologie	
TF 1.2 Tiefengeothermie	B.T1	hydrothermale Systeme	
	B.T2	petrothermale Systeme	
TF 1.3 Photovoltaik	A.T1	Kristallines Silizium	
	A.T2	Stapelzellen auf c-Si und Module	
	A.T3a	Dünnschicht-Module aus CuIn(Ga)Se (CIGS) CdTe	
	A.T3b	Dünnschicht-Module aus c-Si GaAs	
	A.T4	III-V Mehrfach-Konzentrator-Solarzellen und Module	
	A.T5	Organische Solarzellen und Module	
	D.T1	Bauwerkintegrierte Photovoltaik	
	D.T2	PV-Leistungsprognose	
	D.T3	Recycling von Modulen und Wertstoffen	
TF 1.4 Solare Wärme und Kälte	A.T1	konventionell	
	A.T2	neue Konzepte (schaltende Kollektoren für stagnationssichere Anlagen)	
	B.T1	konventionell	
	B.T2	Effizienzsteigerung und Kostensenkung (thermochemische Speicher, Stoffsystemen für Adsorption- und Absorptionsprozesse, geologische Speicher)	
	B.T3	bekannte Konzepte (optimierte Schichtungen, Be- und Entladungsstrategien, thermische Aktivierung der Gebäudemasse)	
	C.T1	konventionell	
TF 1.5 Solarthermische Kraftwerke	C.T2	multimodale Systeme in Kombination mit weiteren erneuerbaren Technologien zur Gesamtenergieversorgung	
	A.T1	Solarturmkraftwerk mit Salzschnmelze (Nitratsalze)	
TF 1.5 Solarthermische Kraftwerke	A.T2	Solarturmkraftwerke mit Hochtemperatur-Salzschnmelze	
	A.T3	Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze	
	A.T4	Solarturmkraftwerk mit volumetrischem (Luft-) Receiver	
	A.T5	Solarturmkraftwerk mit Flüssigmetall	
	A.T6	Solarturmkraftwerk mit Partikelreceiver	
	B.T1	Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für industrielle KWK	
	B.T2	Dezentrales solarthermisches Hybridkraftwerk für Inselnetze /Microgrids	
	TF 1.6 Windenergie mit Exkurs Meeresenergie	A.T1	LIDAR-Systeme zur Potenzialbestimmung am geplanten Standort
		A.T2	Multi-LiDAR-Systeme zur Messung von Design-Windbedingungen
		B.T1	Schwimmende Fundamente
B.T2		Neue Generatoren	
B.T3		Rotorblätter mit aktiven Elementen	

	C.T1	Regelung von WEA, netzstützende Betriebsweisen
	C.T2	Restnutzungsdauerprognosen für alle kritischen Komponenten
TF 1.7 Umweltwärme	B.T1	konventionell
	B.T2	neue Komponenten mit höheren Temperatur- und Druckniveaus
	C.T1	konventionell
	C.T2	neue Komponenten (Wärmeüberträger) und neue Systemkonzepte (mehrstufige Anlagen)
TF 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)	A.T1	PEFC
	A.T2	SOFC
	B.T1	PEFC
	B.T2	MCFC
	B.T3	SOFC
TF 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen)	A.T1	konventionell
	A.T2	Zündverfahren
	A.T3	Zweistufige Aufladung
	A.T4	Brennstoffflexibilität
	A.T5	Beschichtung und Keramik
	A.T6	Innovative Kraftwerkskonzepte
	B.T1	konventionell
	B.T2	Zweistufige Aufladung
	B.T3	Brennstoffflexibilität
	B.T4	Beschichtung und Keramik
	B.T5a	Innovative Kraftwerkskonzepte: MGT/SOFC in Europa
	B.T5b	Innovative Kraftwerkskonzepte: MGT/solare Gasturbine in Israel und Spanien
TF 2.3 CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (CCS)	A.T1	Kraftwerke
	A.T2	Industrieprozesse
	C.T1	weltweit
	C.T2	Deutschland
TF 2.4 CO ₂ -Nutzung	A.T1	photokatalytische Aktivierung
	A.T2	elektrokatalytische Aktivierung
	B.T1	PUR-Herstellung
	B.T2	Einbau von CO ₂ -Molekülen bei anderen Polymeren
	C.T1	Methanol, Harnstoff oder Methan
	C.T2	Dimethylester
TF 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermochemisch und mechanisch)	A.T1a	Sensible Speicher/Wasser: Große saisonale Speicher
	A.T1b	Sensible Speicher / Wasser: Pufferspeicher für dez./zentrale Anlagen in Nah-/Fernwärme
	A.T2a	Sensible Speicher / HT: Anwendungen in Kraftwerkstechnik und in der Prozessindustrie
	A.T2b	Sensible Speicher / HT: Regeneratoren für Stahl-/Glasindustrie und Flüssigsalzspeicher CSP
	A.T3	Latente Speicher / NT: Unterschiedliche Reaktionssysteme mit unterschiedlichen Reaktorkonzepten

	A.T4a	Latente Speicher / HT: Aktive Konzepte
	A.T4b	Latente Speicher / HT: Passive Konzepte für Einsatz in Dampfprozessen
	A.T5	Thermochem. Speicher / Sorption; Fkt.weise von Sorptionssystemen in anwendungsnaher Umgebung
	A.T6	Thermochem. Speicher / Gas-Feststoff-Reaktionen Untersch. Reaktionssysteme mit untersch. Reaktorkonzepten
	B.T1	Strom-Wärme-Stromspeicher
	B.T2	Adiabate Druckluftspeicher
	B.T3	Pumpspeicher
TF 4.3 Power-to-liquids/-chemicals	A.T1	Methanol
	A.T2	Fischer-Tropsch
	B.T1	allgemein
	B.T2	Methanol-to-Olefins auf Basis fossiler Feedstocks
TF 4.4 Verfahren der CO ₂ -Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft	A.T1	Absorption und Elektrodialyse
	A.T2	Absorption und Kalzinierung
	A.T3	Adsorption und Desorption
	B.T1	Druckwechseladsorption
	B.T2	Aminwäsche
	B.T3	Membranverfahren
	B.T4	Tiefemperaturrektifikation
	B.T5	CO ₂ -Hybrid-Verfahren
TF 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik	A.T1	Hochleistungswärmedämmung
	A.T2	Funktionelle optische Oberflächen
	A.T3	Transparente/transluzente Elemente
	A.T4	Ressourcenschonendes Bauen
	A.T5	Multifunktionale Gebäudehülle
	B.T1	Gebäudeautomation
	B.T2	Wärmespeicher
	B.T3	Stromspeicher
	B.T4	HLK-Systeme (Low-Ex)
	B.T5	Kunstlicht (LED, OLED)
	C.T1	Informationsmanagement (BIM)
	C.T2	Life Cycle Assessment
	C.T3	Monitoring und Diagnose
	C.T4	Nutzer-Gebäude-Beziehung und -Schnittstellen
TF 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien	A.T1	Hisarna
	A.T2	H ₂ -Direktreduktion
	B.T1	Black-liquor gasification
	B.T2	Chemische Fasermodifikation
	C.T1	Low-carbon Zement
	C.T2	Oxyfuel
TF 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	B.T1	HT-Wärmepumpen über 160 °C
	B.T2	HT-Wärmepumpen 100 °C

	C.T1	Automobilindustrie
	C.T2	Luft- und Raumfahrtindustrie
	C.T3	Werkzeugbau
	C.T4	Medizintechnik
TF 6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung	A.T1	Materialien auf nanostrukturierter Basis, Skutterudite und Halb-Heusler-Legierungen
	A.T2	Wismuttelluride sowie Bleitelluride
	A.T3	TEG ohne direkten Kontakt
TF 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie	B.T1	Pyrolyse
	B.T2	Gasifizierung
	C.T1	elektrische Dampferzeugung (Querschnittstechnologie)
	C.T2	Papier und Pappen
	C.T3	Grundstoffchemie
	C.T4	Glas und Keramik
	C.T5	Zement, Kalk und Ziegel
	C.T6	Eisen und Stahl

11.2 Analyse der Bewertung

Die bereits zu Beginn des Vorhabens TF_Energiewende benannten Technologiefelder haben nahezu alle nach aktuellem Kenntnisstand künftig relevanten Technologien adressiert. Dies ergab sich aus einer das Vorhaben begleitenden Beteiligung von Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft in Workshops und Umfragen, die den Prozess zur Aufdeckung noch möglicher bestehender Forschungslücken unterstützt hat.

Die vielfältigen Anregungen wurden im Rahmen der Zeit- und Budgetbeschränkungen soweit möglich geprüft und in die bestehenden Berichte aufgenommen oder im Rahmen zusätzlicher Berichte behandelt. Aus dem Beteiligungsprozess haben sich insbesondere die folgenden Anpassungen im Laufe des Vorhabens ergeben:

- Das Themenfeld Meeresenergie wurde in den Technologiebericht 1.6 Windenergie als Exkurs aufgenommen, weil für die Meeresenergie trotz geringen inländischen Potenzials ein relevanter Markt für den Technologieexport gesehen wird. Diese Anpassung stellte die einzige Ergänzung bisher unberücksichtigter Technologien dar, während es sich bei weiteren Änderungen ausschließlich um die Berücksichtigung von Vertiefungsfragen oder übergreifenden systemischen Fragen handelte.
- Bezugnehmend auf die Herstellung synthetischer Gase, Treibstoffe und Chemikalien in weiteren Technologiefeldern wurde die Anregung umgesetzt, die (zunächst nur als Exkurs geplante) Nutzung von Erdgas- und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe in einem eigenen Technologiebericht 3.4 zu behandeln.
- Ebenfalls nur als Exkurs war ursprünglich die CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft geplant. Diese wurde schließlich als eigenständiger Technologiebericht 4.4 umfassender bearbeitet. Dieser Bericht beschreibt Optionen, wie andere Technologiefelder zur kohlendioxid-basierten Herstellung synthetischer

Gase, Treibstoffe und Chemikalien in einem dekarbonisierten Energiesystem mit CO₂ versorgt werden könnten.

- Analog zur Vorgängerstudie lag der Fokus dieses Vorhabens auf der Bewertung von Technologiefeldern und Einzeltechnologien entlang eines abgestimmten Bewertungsrasters. Da aber Wechselwirkungen der Technologien untereinander sowie mit dem Energiesystem mit der Energiewende deutlich zunehmen, wurde ein übergreifender Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation ergänzt.

Mittels des Beteiligungsverfahrens und der Review-Phase der Technologieberichte konnten viele der im Laufe des Forschungsvorhabens diskutierten Technologieentwicklungen im Hinblick auf ihren künftigen Beitrag zur Energiewende weiter konkretisiert werden. Die Berichterstellung entlang der Kriterien hat allerdings auch gezeigt, dass zu vielen Bereichen teils nur wenige Daten vorhanden sind. Zur Unterstützung der Wissenschaft, aber auch der Forschungsmittelgeber erscheint es daher sinnvoll, im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms diese Datenlücken durch ein entsprechendes Teilforschungsprogramm schließen zu lassen. Insbesondere zu den Kriterien Marktpotenziale, inländische Wertschöpfung und gesellschaftliche Akzeptanz konnten zu einigen Technologien keine Aussagen getroffen werden.

Das Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“ liefert für die anstehenden Diskussionen zur Entwicklung des 7. Energieforschungsprogramms einen aktuellen und umfassenden Überblick der zentralen Technologien, die im Rahmen der Energiewende derzeit und zukünftig benötigt werden. Die aus den Analysen abgeleiteten Forschungsbedarfe sind in den Zusammenfassungen der Technologiefelder im vorliegenden Politikbericht in den jeweiligen Abschnitten „F&E-Empfehlungen“ aufgeführt. Horst et al. (2018:129ff) fasst die F&E-Bedarfe zudem stichwortartig zusammen und verweist auch auf vereinzelt vertiefte Fragen aus den Beteiligungsprozessen, die in den Technologieberichten nicht explizit oder nur begrenzt berücksichtigt werden konnten. Die detaillierten Darstellungen des Entwicklungsstandes, der multikriteriellen Technologiebewertung und des F&E-Bedarfs sind Gegenstand der ausführlichen Technologieberichte in Wuppertal Institut et al. (2018).

Literaturverzeichnis

- BMWi (2011): Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Berlin. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html>
- Fraunhofer ISE (2013): Energiesystem Deutschland 2050 - Sektor-und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂ Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg.
- Fraunhofer ISI (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologienbericht. (Martin Wietschel, Marlene Arens, Christian Dötsch, Sebastian Herkel, Wolfram Krewitt, Peter Markewitz, Dominik Möst, und Martin Scheufen, Hrsg.). Karlsruhe: Fraunhofer Verlag. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1185350.pdf. Letzter Zugriff: 30. April 2018.
- Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr. Endbericht, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Kassel, Heidelberg, Würzburg.
- Greenpeace International; GWEC; SolarPowerEurope (2015): Energy [R]evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015. <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>. Letzter Zugriff: 07. Januar 2017.
- Hirzel, S.; Hettesheimer, T. (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 4 (Entscheidungsunterstützung für die staatliche Förderung anwendungsnaher Forschungsvorhaben) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES.
- Horst, J.; Klann, U.; Kochems, J. (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 3 (Innovationslückenanalyse) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES.
- IEA (2016a): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.
- IEA (2016b): Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems. Paris: International Energy Agency.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide; Tena; Scholz, Y.; et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. No. BMU-FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).

<http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/studie-langfristszenarien.html>

- Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI.
- Prognos AG; EWI; gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung.
- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Dessau: Umweltbundesamt.
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050_o.pdf.
Letzter Zugriff: 09. Februar 2015.
- Viebahn, P.; Kobiela, G.; Zelt, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES.
- World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016 - The Grand Transition. London, UK.
- Wuppertal Institut; ISI; IZES (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Das Forschungsprojekt „Technologien für die Energiewende“ (TF_Energiewende) liefert einen aktuellen Überblick der zentralen Technologien, die im Rahmen der Energiewende derzeit und zukünftig benötigt werden. Durch ein Konsortium von 3 Verbundpartnern und 10 Technologiepartnern unter Federführung des Wuppertal Instituts wurden Entwicklungsstatus und Perspektiven der Technologien beschrieben sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarfe identifiziert. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als Teil des strategischen Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ gefördert. Die Ergebnisse gehen als zentraler wissenschaftlicher Input in die Diskussion des 7. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung ein.

Der vorliegende „Politikbericht“ stellt eine Zusammenfassung der umfangreichen Bewertungen aller 31 Technologiefelder des Vorhabens dar. Auf 4 Seiten je Technologiefeld folgt auf eine Kurzdefinition die Einordnung des aktuellen Entwicklungsstandes der Technologien, eine Darstellung ausgewählter Bewertungskriterien und schließlich die Ableitung zentraler F&E-Empfehlungen. Der Bericht enthält zudem eine Kurzbeschreibung der verwendeten Bewertungsmethodik. Für die ausführliche Dokumentation von Methodik und Ergebnissen sei auf die weiteren unten aufgeführten Publikationen verwiesen.

In der Berichtsreihe „Wuppertal Reports“ sind zum Forschungsvorhaben „Technologien für die Energiewende“ die folgenden Publikationen erschienen:

- **Wuppertal Report 12 „Kriterienraster“:**
Darstellung der zur Technologiebewertung herangezogenen Methodik
- **Wuppertal Report 13.1 „Technologiebericht – Band 1“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Erneuerbare Energien, konventionelle Kraftwerke und Infrastruktur
- **Wuppertal Report 13.2 „Technologiebericht – Band 2“:**
Ausführliche Bewertung der Technologiebereiche Sektorkopplung, Energie- und Ressourceneffizienz in Gebäuden sowie in der Industrie und integrative Aspekte
- **Wuppertal Report 14 „Politikbericht“:**
Zusammenfassung der Technologieberichte einschließlich einer Kurzdarstellung der Bewertungsmethodik

