ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Viebahn, Peter (Ed.) et al.

Research Report

Technologien für die Energiewende: Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung"

Wuppertal Report, No. 13.2

Provided in Cooperation with:
Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy

Suggested Citation: Viebahn, Peter (Ed.) et al. (2018) : Technologien für die Energiewende: Technologiebericht - Band 2. Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts "Trends und Perspektiven der Energieforschung", Wuppertal Report, No. 13.2, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70837

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/181002

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/

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

13.2_Wuppertal Report | April 2018

Technologien für die Energiewende
Technologiebericht – Band 2

Teilbericht 2 zum Teilprojekt A im Rahmen des strategischen BMWi-Leitprojekts „Trends und Perspektiven der Energieforschung“

Peter Viebahn
Ole Zelt
Manfred Fischedick
Martin Wietschel
Simon Hirzel
Juri Horst

(Herausgeber)

Fraunhofer ISI
izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
Wuppertal Institut

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:
Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) (2018): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Projektlaufzeit: August 2016 – April 2018

Verbundpartner:

Peter Viebahn, Ole Zelt, Manfred Fischedick (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:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

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 2492-198

Stand:
16. 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**

4 Technologien für die Sektorenkopplung (P2X) **7**

4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) 9
4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) 65
4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) 115
4.3 Power-to-liquids/chemicals 145
4.4 CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft 223

5 Energie- und ressourceneffiziente Gebäude **281**

5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik 283

6 Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie **381**

6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien 383
6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien 443
6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung 515
6.4 Low-carbon- und ressourceneffiziente Industrie 573

7 Integrative Aspekte **673**

7.1 Elektromobilität – PKW 675
7.2 Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-LKW 713
7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK) 739
7.4 Systemintegration, -transformation und -innovation 761

Technologiebereich 4 - Technologien für die Sektorenkopplung (P2X) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden Württemberg | v2 vom 13. April 2018

Technologiebericht
4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Andreas Brinner

Maike Schmidt

Simon Schwarz

Leon Wagener

Ulrich Zuberbühler

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Brinner, A.; Schmidt, M.; Schwarz, S.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.1 Power-to-gas (Wasserstoff). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Ulrich Zuberbühler
Tel.: +49 711 / 7870 – 239
Fax: +49 711 / 7870 – 200
E-Mail: ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Meitnerstr. 1
70563, Stuttgart

Review durch:
Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 11

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 12

Tabellenverzeichnis 14

Abbildungsverzeichnis 15

Zusammenfassung (Steckbrief) 16

1 Beschreibung des Technologiefeldes 18

1.1 Power-to-Gas (PtG): Wasserstofferzeugung 18
1.2 Technologieüberblick Elektrolyse 20

1.2.1 Alkalische Elektrolyse (AEL) 21
1.2.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) 23
1.2.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL) 23

1.3 Wasserstofferzeugung zur fluktuierenden Energiespeicherung 24
1.4 Wasserstoffbereitstellung 25

1.4.1 Wasserstoffverdichtung 25
1.4.2 Wasserstoffverflüssigung 26

2 Stand F&E in Deutschland 28

2.1 Einleitung 28
2.2 Stand F&E in Deutschland 28
2.3 Stand F&E in der Welt 30
2.4 Stand der Elektrolysetechnik 32

2.4.1 Alkalische Elektrolyse (AEL) 32
2.4.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) 33
2.4.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL) 33

3 Relevanz öffentlicher Förderung 36

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 36
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 37

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes 41

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 41
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 44
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 46
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 46
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 48
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 49
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 50
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 52
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 53
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 53

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 55

Literaturverzeichnis 57

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Alkaline Electrolyte Membran
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
F&E	Forschung und Entwicklung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
JTI-FCH	Joint-Technology-Initiative Fuel Cell and Hydrogen
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PTFE	Poly-Tetra-Fluor-Ethylen
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-Familiy of Energy Conversion Technologies
RFC	Regenerative Fuel Cell
SOEL	Solid Oxid Electrolysis
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TRL	Technology Readiness Level
WIPO	World Intellectual Property Organization
IPC	International Patent Classification
EE	Erneuerbare Energie
BOP	Balance of Plant
CCM	Catalyst coated membrane
CEP	Clean energy partnership
Dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
H_2	Wasserstoff
CH_4	Methan
OH^-	Hydroxid-Ion
H^+	Proton
ZrO_2	Zirconiumdioxid
O_2	Sauerstoff
MW	Megawatt
t	Tonne
el.	Elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
LH_2	Flüssiger Wasserstoff
bar	Bar
h	Stunde
a	Jahr
MPa	Megapascal
Nm^3	Normkubikmeter
ct	Cent
Pt	Platin
Ir	Iridium
Ru	Ruthenium
bbl	Barrel
$	Dollar
µm	Mikrometer
SO_2	Schwefeldioxid
NO_2	Stickstoffdioxid
NO_x	Stickoxide
CO_2	Kohlenstoffdioxid
GJ	Gigajoule

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kennzahlen der Elektrolyseverfahren: AEL, PEMEL und SOEL (Stand 2016) ---- 24

Tab. 1-2 Technische und ökonomische Entwicklungsziele Wasserstoff-Verflüssiger ---- 27

Tab. 2-1 Darstellung von PtG-Projekten in Deutschland ---- 29

Tab. 2-2 Darstellung von PtG-Gas Projekten außerhalb Deutschlands ---- 31

Tab. 2-3 Gegenüberstellung der Elektrolysetechniken: AEL, PEMEL und SOEL ---- 34

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Wasserstoff ---- 36

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Elektrolysetechnologien ---- 38

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Elektrolysetechnologie ---- 39

Tab. 3-4 Einsatz kritischer Rohstoffe bei der SOEL-Elektrolyse ---- 40

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---- 42

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff ---- 42

Tab. 4-3 Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050) ---- 43

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---- 43

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff ---- 44

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsraten für elektrolytischen Wasserstoff (Szenarienbereich Min DE_80 %) ---- 44

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) ---- 45

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr) ---- 46

Tab. 4-9 Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise ---- 47

Tab. 4-10 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) ---- 48

Tab. 4-11 Analyse des Marktanteils für elektrolytischen Wasserstoff ---- 48

Tab. 4-12 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für elektrolytischen Wasserstoff ---- 48

Tab. 4-13 Inländische Wertschöpfung basierend auf elektrolytischem Wasserstoff hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes ---- 49

Tab. 4-14 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der elektrolytischen Wasserstofferzeugung ---- 49

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung – Output-Orientierung ---- 50

Tab. 4-16 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Wasserstoff zum Status Quo (2015) ---- 52

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff ---- 52

Tab. 4-18 Abhängigkeit des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs von Infrastrukturen ---- 53

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Produktion und Verbrauch von Wasserstoff in der Welt ---------- 19

Abb. 1-2 Energieumwandlungsschritte der fossilen und nicht-fossilen Wasserstoffherstellung ---------- 19

Abb. 1-3 Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen Wasserstoffherstellung ---------- 20

Abb. 1-4 Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle ---------- 22

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.1
Power-to-gas (Wasserstoff)

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Das Technologiefeld besteht aus drei Technologien:
– Alkalische Elektrolyse (AEL): Elektrolysezelle gefüllt mit Gemisch aus Wasser und Kalilauge.
– Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL): Nutzung von Ionen-leitfähigen Kunststoffmembranen auf der Basis von Poly-Tetra-Fluor-Ethylen (PTFE).
– Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL): Betrieb bei 700-1.000 °C mit ZrO_2-Keramik als Elektrolyt und Wasserdampf.

AEL: Kommerziell (TRL=8), PEMEL: Demonstration (TRL=6), SOEL: F&E (TRL=4)

Kritische Komponenten: Trennplatten, Elektrode, Katalysator und Elektrolyt

Entwicklungsziele

– AEL: Erhöhung des Wirkungsgrades und Verlängerung der Lebensdauer, Kostenreduktion.
– PEMEL: Entwicklung neuer Katalysatormaterialien, Kostenreduktion.
– SOEL: Entwicklung von Prototypen und kommerziellen Anlagenkonzepten, später Kostenreduktion.

Technologie-Entwicklung

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Marktpotenziale Deutschland *)	TWh	0,3-1,5	0,3-1,5	27-46	65-115	119-217
Marktpotenziale International *)	TWh	3-37,5	3-37,5	270-1.150	650-2.875	1.190-5.425
Volllaststunden	h	6.000	6.000	6.000	3.000	3.000
Systemwirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	51-79	59-80	63-83	63-83	63-83
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20-30	25-30	30	30	30
Spezifische Investitionskosten	$€_{2015}$/kW	1.100	1.100	821	759	724
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5

*) Szenarienbereich DE_80 % bzw. INT_2°C (Min-Max)

F&E-Bedarf

– Technisches F&E-Risiko ist eher hoch.
– Wirtschaftliches F&E-Risiko ist hoch.
– PEMEL: Reduktion und Substitution von Edelmetallen.
– AEL: Steigerung der Leistungsdichte.
– SOEL: Entwicklung verbesserter und günstigerer Materialien und Verbesserung der Zellmechanik und Dichtungstechnik.

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Einsparung von THG ggü. Referenztechnologie Erdgasreformierung (Szenario DE_80 %) 2020: 0,1 - 0,6 Mio. t $CO_{2\text{-äq}}$. || 2050: 45 - 82 Mio. t $CO_{2\text{-äq}}$.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
– Steigerung Primärenergiebedarf ggü. Referenztechnologie, da Substitution Erdgas mit EE-Strom. – Kritische Rohstoffe: AEL: keine; PEMEL: Iridium und Platin; SOEL: Yttrium, Lanthan, Strontium, Kobalt
Kosteneffizienz
– Bis ca. 2040 (geringe) Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie. – Ab ca. 2040 Kosteneinsparpotenziale vorhanden.
Inländische Wertschöpfung
– Marktanteil von 50 % in Deutschland und 20 % international möglich bis 2050. – Inländische Wertschöpfung bis zu 200 Mio. €/a bis 2020 und im Jahr 2050 ansteigend auf 2,2 - 7,8 Mrd. €/a im Szenario INT_besser_2°C.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Deutschland besitzt eine internationale Technologieführerschaft. – Hoher relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen bzw. der deutschen Patente am internationalen Aufkommen.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Mittlere Marktakzeptanz. – Eher hohe sozialpolitische und lokale Akzeptanz.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– langfristig gebundene, hohe Investitionsgüter – flexible Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff (Kraftstoff, Energiespeicher, chemischer Rohstoff).
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Option zur Weiternutzung bestehender Infrastruktur (z. B. Erdgasnetz). – Zur Verbreitung und Nutzung von reinem Wasserstoff müssen zusätzliche Infrastrukturen geschaffen werden (H2-Mobilität).
Systemkompatibilität
Positive Wechselwirkung mit Energiesystem: – Möglichkeit zur saisonalen Stromspeicherung – bidirektionale Verbindung der Energiesektoren (Strom- und Gasnetz) – Systemdienstleistung (Regelenergie) – Ggf. Minderung des Stromnetzausbaubedarfs – Erweiterung des Kraftstoffportfolios Negative Wechselwirkung: – Steigerung des Stromverbrauchs ggü. direkter Stromnutzung

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Power-to-Gas (PtG): Wasserstofferzeugung

Die ursprüngliche Definition von Power-to-Gas (PtG) wurde geprägt durch die Konversion von (erneuerbarem) Strom in ein (erneuerbares) Gas. Dabei wird z. B. Wasserstoff und/oder Methan hergestellt, um diese beispielsweise in der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur zu speichern oder um sie zeitversetzt oder direkt verschiedenen Nutzungssektoren zuführen zu können. Da sich dieser Wasserstoff chemisch nicht von konventionell hergestelltem unterscheidet (Schenuit et al. 2016), gibt es keine Beschränkung in der Nutzung von Wasserstoff aus PtG-Verfahren. Die wesentlichen Anwendungen von PtG in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem sind:

- Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie
- Erzeugung von erneuerbaren Kraftstoffen für die Mobilität, die nicht anderweitig substituiert werden können (kurzfristig realisierbarer Eintrittsmarkt „CH_4-Mobilität“, mittelfristig „H_2-Mobilität“)
- Langzeitspeicher für erneuerbare Energie (EE) – unter anderem aus fluktuierend anfallenden Photovoltaik-/Windkraft-Überschüssen
- Stabilisierung des Stromnetzes
- Partielle Verlagerung des Energietransports vom Stromnetz auf das Gasnetz
- Wärmebereitstellung z. B. zum Heizen oder Kochen

Die Chance der bidirektionalen Kopplung von Stromnetz und Gasnetz liegt in einer Konvergenz der Systeme zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kraftstoff unter Nutzung der vorhandenen Netze zur Energieverteilung und -speicherung.

Wasserstoff ist auf der Erde in praktisch unbegrenzten Mengen vorhanden[1], allerdings fast ausschließlich in chemischen Verbindungen (Wasser, Säuren, Kohlenwasserstoffe und anderen organischen Verbindungen). Deshalb muss Wasserstoff erst gewonnen werden und ist somit ein kohlenstofffreier sekundärer Energieträger, vergleichbar mit Strom oder Wärme. Er zählt jedoch nicht als Primärenergie. Wasserstoff muss somit immer mit einem zusätzlichen Energieaufwand hergestellt werden. Aber dafür können quasi alle Arten an Energiequellen genutzt werden. Spezielle Vorteile des Wasserstoffs sind seine Umweltfreundlichkeit in der Verwendung und Gewinnung aus Wasser, seine Transportfähigkeit und seine hohe gewichtsspezifische Energiedichte. 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 wird heute großtechnisch vor allem in der chemischen und petrochemischen Industrie zur Herstellung von Raffinerieprodukten, Ammoniak und einer Vielzahl von Chemikalien eingesetzt. Abb. 1-1 zeigt einen Überblick über die Aufteilung

[1] Wasserstoff ist das häufigste Element des für uns sichtbaren Universums (70-80 Gew.-%, Rest Helium). In der Erdkruste nimmt Wasserstoff den neunten Platz mit 0,88 Gew.-% ein. Basierend auf der atomaren Konzentration von 15,4 Atom-% ist Wasserstoff das dritthäufigste Element nach Sauerstoff und Silizium.

der Herstellungs- und Verbrauchswege von H_2 in der Welt. Ca. 96 % des Produktionsvolumens von 65 Mio. t/a basiert dabei auf fossilen Ressourcen, hauptsächlich durch Dampfreformierung aus Erdgas (IEA 2007).

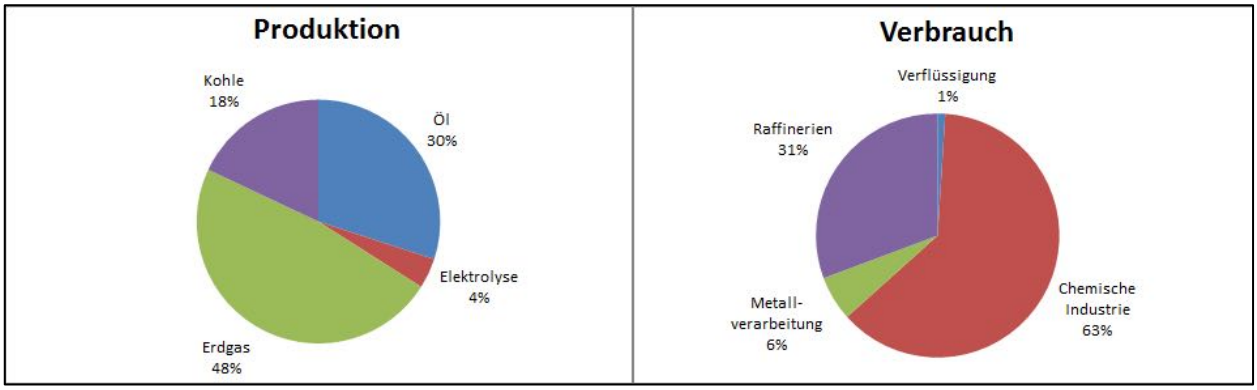


Abb. 1-1 Produktion und Verbrauch von Wasserstoff in der Welt

Quelle: Eigene Darstellung nach IEA (2007) (links); The Linde Group (2016) (rechts)

Es existiert jedoch eine Vielzahl weiterer Möglichkeiten der H_2-Gewinnung. Abb. 1-2 zeigt die möglichen Energieumwandlungsschritte von Wasserstoff mit den entsprechenden mittleren Umwandlungs-Wirkungsgraden auf.

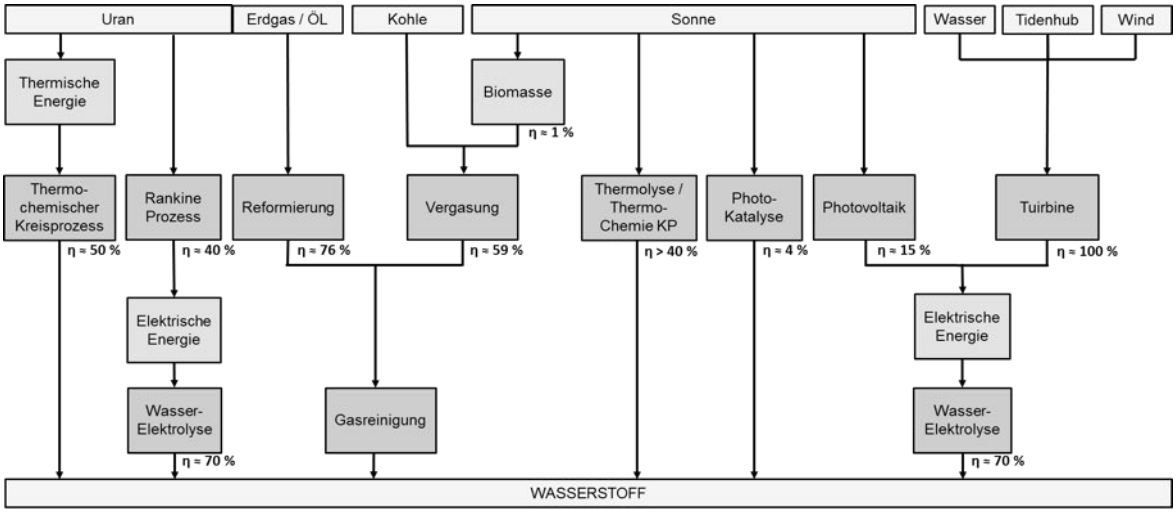


Abb. 1-2 Energieumwandlungsschritte der fossilen und nicht-fossilen Wasserstoffherstellung

Quelle: Eigene Darstellung nach GreenGear (o. J.)

Da in diesem Bericht die elektrolytische Wasserstofferzeugung aus erneuerbaren Stromquellen im Fokus steht, beschränken sich die weiteren Ausführungen auf diesen Herstellungspfad. Die auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieumwandlungsschritte sind der Abb. 1-3 zu entnehmen.

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 wie bei einer Windkraftanlage erzeugt werden. Auch so-

larthermische Anlagen, die zuerst thermische Energie aus Solarenergie bereitstellen, können die elektrische Energie für die Wasserelektrolyse liefern.

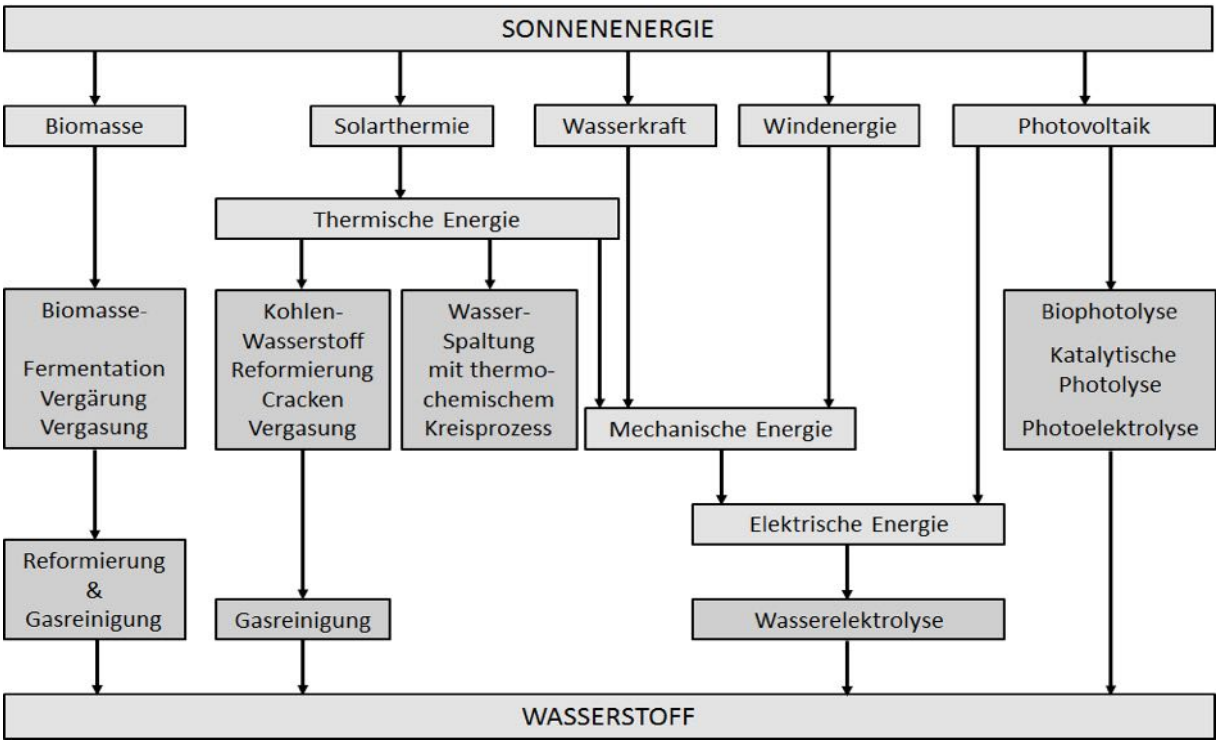


Abb. 1-3 Energieumwandlungsschritte der nicht-fossilen Wasserstoffherstellung

Quelle: Eigene Darstellung nach Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW (2009)

Die im Bericht „Energietechnologien 2050“ (Wietschel et al. 2010) erwähnten F&E-Empfehlungen wurden bisher nur teilweise umgesetzt. Verbesserungen wurden vor allem im Bereich der Infrastruktur erzielt. Durch den Bau mehrerer Wasserstofftankstellen wurde damit begonnen, den Grundstein für eine landesweite Wasserstoffinfrastruktur zu legen. Allerdings ist die Nachfrage nach Brennstoffzellenautos immer noch relativ niedrig, so dass keine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu etablierten PKW besteht. Weiterhin besteht Forschungsbedarf in der Verbesserung des Teillastverhaltens sowie bei der Entwicklung neuer verbesserter Katalysatoren. Außerdem sind nach wie vor Innovationen im Bereich der vielversprechenden Hochtemperaturelektrolyse zu erzielen. Diese betreffen vor allem materialtechnische Probleme aufgrund der hohen Betriebstemperatur des Prozesses.

1.2 Technologieüberblick Elektrolyse

In Elektrolyseuren[2] erfolgt die Umkehrung der in Brennstoffzellen ablaufenden Reaktion, die Zersetzung des Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff durch elektrischen Gleichstrom oder pulsierenden Gleichstrom. Zur Erzeugung eines Normkubikmeters Wasserstoff muss eine Energie von theoretisch 3,54 kWh aufgewendet werden (Friedrich 2012). Das entspricht dem oberen Heizwert von Wasser-

[2] Siehe zu den Ausführungen zu Elektrolyseuren Schurnberger et al. (2004); BMWA (2005); Ball (2006); NOW (2008); Fell (2008).

stoff. Die in einem Elektrolyseur stattfindende Wasserzersetzung besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathode und Anode) ablaufen. An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff. Der dazu notwendige Ladungsausgleich zwischen beiden Teilreaktionen erfolgt durch Ionenleitung über einen Elektrolyten. Zwischen den Reaktionsräumen der Elektroden ist ein Separator (gastrennende Membran) angeordnet, der die Trennung der Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff sicherstellt.

Aufgrund des modularen Aufbaus von Elektrolyseuren ist eine Aufwärtsskalierung einfach möglich. Wasser-Elektrolyseure lassen sich nach der Art der eingesetzten Elektrolyte in drei relevante Gattungen unterteilen:

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

Diese drei Elektrolysetechniken werden im Folgenden genauer erläutert.

Zudem kann zusätzlich zwischen druckloser, atmosphärischer Elektrolyse und Druckelektrolyse unterschieden werden. Einen Überblick über den aktuellen Stand der wichtigsten techno-ökonomischen Kennzahlen der drei Elektrolysetechniken bietet Tab. 1-1.

Eine Unterform der protonenleitenden Membranelektrolyse (PEMEL), bei der die Membran ionenleitend wirkt, vergleichbar der alkalischen Elektrolyse, wird mit A-EM-Electrolysis (Alkaline Electrolyte Membran) abgekürzt. Diese Technologie befindet sich aber noch in einem anfänglichen Entwicklungsstadium und wird daher hier im Bericht nicht näher betrachtet.

Im Folgenden werden nur die momentan wichtigsten drei Elektrolysetechniken AEL, PEMEL und SOEL betrachtet.

1.2.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Wasserelektrolyse 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 der von GHW und Lurgi entwickelten 3-MPa-Druckelektrolyseure bzw. der von McPhy entwickelten 5-MPa-Druckelektrolyseure alkalische Elektrolyseure nahe Atmosphärendruck bis zu einigen Bar Überdruck betrieben. Abb. 1-4 zeigt das Prinzip einer einzelnen alkalischen Elektrolysezelle, mit deren Hilfe die Funktion nachfolgend beispielhaft und einfach erläutert werden kann.

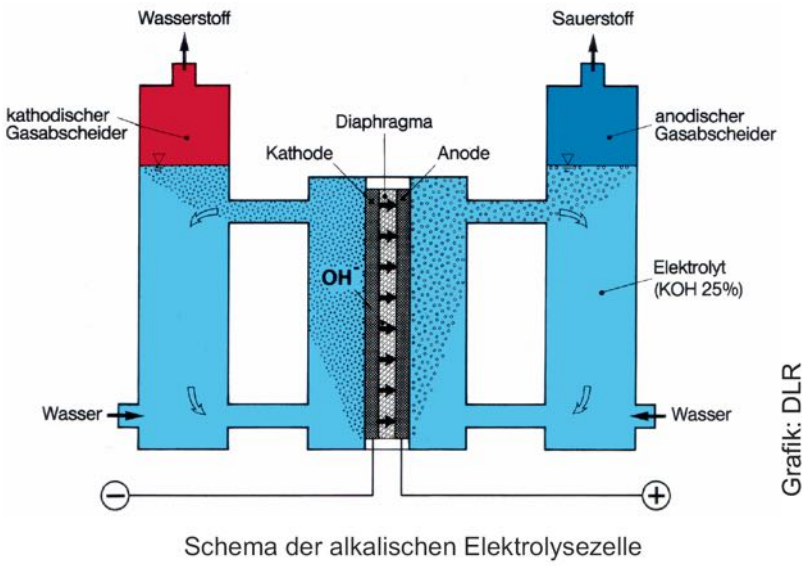


Abb. 1-4 Funktionsweise einer alkalischen Elektrolysezelle

Quelle: DLR (2012)

Eine Stromquelle wird an den Minuspol (Kathode) der Elektrolysezelle und an ihren Pluspol (Anode) der Zelle angeschlossen. Die Zelle ist mit einem Gemisch aus Wasser und Kalilauge, dem sogenannten Elektrolyt, gefüllt. Wenn die Spannung der Stromquelle höher ist als das sogenannte elektrochemische Zersetzungspotenzial plus einer Überspannung zur Überwindung aller elektrischen Anschlusswiderstände des Stromkreises, fließt ein elektrischer Strom zur Elektrolysezelle. Auf der Kathodenseite wird in einer Teilreaktion mit zwei Elektronen aus dem Stromkreis pro zwei Wassermolekülen unter Bildung eines OH^--Ions ein Wasserstoffmolekül gebildet. Viele Gasmoleküle zusammen bilden Gasblasen und -perlen aus. Die OH^--Ionen werden durch die angelegte Betriebsspannung über die Flüssigkeit durch das Diaphragma hindurch zur Anode transportiert. Hier werden sie mit Wasserstoffatomen des Wassers an der Anode wieder zu Wasser rekombiniert. Dabei bleiben Sauerstoffatome übrig, die ebenfalls an der Anode zu Sauerstoffmolekülen zusammengesetzt werden. Viele dieser Moleküle bilden auf der Anodenseite zusammen wieder Sauerstoff-Gasblasen, die aus der Elektrolytflüssigkeit ausperlen.

Auf der Wasserstoffseite wird genau das doppelte Gasvolumen produziert wie auf der Sauerstoffseite.

Chemisch wird dieser Prozess als Gesamtreaktion folgendermaßen ausgedrückt:

$$2\ H_2O(l) \xrightarrow[\text{Elektrolyse}]{} 2\ H_2(g) + O_2(g) \qquad (1)$$

Die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Wirkungsgrade (Tab. 1-1) der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff liegen bei der alkalischen Elektrolyse zwischen 51 und 79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs) (Gwi et al. 2014).

1.2.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Eine weitere Wasserelektrolyse-Technologie ist die PEMEL-Elektrolyse, die sich am Beginn der industriellen Umsetzung befindet. Diese Technologie nutzt derzeit hauptsächlich Ionen-leitfähige Kunststoffmembranen auf der Basis von Perfluorsulfonsäure Ionomeren (PFSA). Bei der PEMEL-Elektrolyse wird das Speisewasser auf der Anodenseite zugeführt. Hier wird im ersten Schritt Sauerstoffgas 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.

Chemisch kann dieser Prozess in zwei Teilreaktionen ausgedrückt werden, die zusammen eine Gesamtreaktion bilden:

Anodenreaktion:

$$H_2O \rightarrow 0{,}5\ O_2 + 2H^+ + 2e^- \tag{2}$$

Kathodenreaktion:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \tag{3}$$

Gesamtreaktion:

$$H_2O \rightarrow H_2 + 0{,}5\ O_2 \tag{4}$$

1.2.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)

An der Hochtemperatur-Elektrolyse wird schon seit längerer Zeit intensiv geforscht. Sie befindet sich allerdings noch im Labormaßstab. Die SOEL wird bei 700 bis 1.000 °C mit ZrO_2-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, an dem jeweils die Elektroden angebracht sind. An der Kathode wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2-Ionen reagiert. Die O_2-Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, an der sie unter Elektronenabgabe zu Sauerstoff reagieren. Die Reaktionsgleichungen sehen dabei folgendermaßen aus:

Anodenreaktion:

$$O_2^- \rightarrow 2e^- + 0{,}5\ O_2^- \tag{5}$$

Kathodenreaktion:

$$H_2O + 2e^- \rightarrow 2H^+ + O_2^- \tag{6}$$

Gesamtreaktion:

$$H_2O \rightarrow H_2 + 0{,}5\ O_2 \tag{7}$$

Für die chemische Dissoziation von Wasserdampf ist im Vergleich zu flüssigem Wasser ein geringerer Einsatz von elektrischem Strom notwendig. Durch die Einkopp-

lung von externer Hochtemperatur-Wärme (Herstellung von Wasserdampf) ist es möglich, einen Großteil der benötigten Energie in Form von Prozesswärme bereitzustellen und den Einsatz an elektrischer Energie zu verringern.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kennzahlen der Elektrolyseverfahren: AEL, PEMEL und SOEL (Stand 2016)

Kriterium	Einheit	AEL	PEMEL	SOEL
Stack-Wirkungsgrad (bez. auf Brennwert) *)	%	60-84	46-84	>100 **)
Systemwirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	51-79	47-79	k.a.
Betriebstemperatur	°C	60-80	50-80	700-1.000
Max. Betriebsdruck	Bar	<50	<350	1
Stromdichte	A/cm^2	0,2-0,4	0,6-3,0	0,4-2
Minimale Teillastfähigkeit	%	20-40	~10	k.a.
Verfügbare Stack-Größe	Nm^3/h	800	250	5,7
Edelmetallbedarf	-	-	2 (Ir); 0,5-1 (Pt)	-
Lebensdauer Stack	H	<90.000	<60.000	3.500
Systemgröße	kW	1,8-5.300	0,2-400	<40
Investitionskosten	€/kW	1.000-1.200	1.500-2.300	2.500

*) bezogen auf den Einsatz elektrischer Energie

**) Substitution elektrischer Energie durch thermische Hochtemperaturenergie

k.a.= keine Angabe

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014); Müller et al. (2016)

1.3 Wasserstofferzeugung zur fluktuierenden Energiespeicherung

Wasserstoff als chemischer Energieträger bietet sich zur Speicherung der fluktuierend anfallenden regenerativen Energie an. In Abb. 1-3 sind die ersten Energiewandlungsschritte von Solarenergie in elektrische Energie mittels Solarthermie, Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik dargestellt. Allerdings gibt es eine Reihe verfahrenstechnischer Herausforderungen, die zur Bereitstellung dieser Energieform zu bewältigen sind. Diese werden nachfolgend genauer betrachtet.

Elektrolysestrom und Zellspannung können der von fluktuierenden Energieträgern vorgegebenen Leistungskurve verzögerungsfrei folgen (elektrochemische Vorgänge reagieren praktisch verzögerungsfrei auf Leistungssprünge). Allerdings sind die Zeitkonstanten nachgeschalteter Systemkomponenten (Elektrolytkreislauf, Druckregler, Produktgas-Separatoren) deutlich größer. Deshalb muss das dynamische Verhalten dieser Komponenten optimiert werden. Ein weiteres Problem ist, dass sich mit abnehmender Stromdichte (Teillastbetrieb) die Produktqualität ändert (Schurnberger et al. 2004). In NOW (2008) wird der derzeitige Arbeitsbereich bei alkalischen

Elektrolyseuren mit 20-80 % Teillast und bei PEMEL-Elektrolyseuren mit 0 bis 100 % Teillast angegeben.

1.4 Wasserstoffbereitstellung

Die spezifischen physikalischen Eigenschaften des Wasserstoffs und seine relativ geringe volumetrische Speicherdichte stellen eine Herausforderung für zukünftige Versorgungssysteme dar. Wasserstoff muss aufgrund dieser Eigenschaften für den Einsatz im stationären wie auch mobilen Bereich als Energieträger gespeichert werden. Dies erfolgt durch Verdichtung, Verflüssigung oder auch durch die Direkteinspeisung in das vorhandene Erdgasnetz als Speicheroption zum Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung ins öffentliche Stromnetz. Im Folgenden werden die Techniken der Verdichtung und Verflüssigung genauer betrachtet.

1.4.1 Wasserstoffverdichtung

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 mit Ventil eingefüllt. Der Kompressionsaufwand liegt zwischen 8 % bei 200 bar und 13 % bei 800 bar der zu verdichtenden Wasserstoffenergie in Form von Elektrizität (Bossel 2009). Hier gibt es sowohl Forschungsbedarf für die Entwicklung neuer Verdichter-Prinzipien (z. B. elektrochemischer Verdichter) als auch Entwicklungsaufwand bei industriell verfügbaren Verdichtern (ionischer Verdichter, intermittierender Langzeitbetrieb, öl- und covergas-loser Betrieb, Langzeit-Wartungsintervalle) (Trudewind und Wagner 2008). Neben der Effizienzsteigerung spielt auch die Systemstabilität eine wichtige Rolle. Weiterer Forschungsbedarf ist, besonders in Hinblick auf fluktuierende Betriebsweisen, vorhanden um Verfügbarkeit und Langzeitstabilität weiter zu erhöhen.

Zu diesen Komponenten zählen auch die Wasserstoff-Kompressoren. 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 intermittierender Betriebsweise
- Verlängerung der Lebensdauer
- Senkung der Investitionskosten
- Erhöhung der energetischen Effizienz
- Senkung der Wartungskosten; z. B. durch Verlängerung der Serviceintervalle des Austauschs

Ein Forschungs- und Entwicklungsansatz besteht zum Beispiel in der Kopplung unterschiedlicher Kompressionsprinzipien bzw. im Aufbau kaskadierter, mehrstufiger Gesamtprozesse (stufenweiser Druckanstieg mit Zwischenspeicherung).

Hierfür besteht F&E-Bedarf in der Weiterentwicklung des eigentlichen Kompressionsverfahrens (z. B. elektrochemischer Kompressor) und auch in der Prozesseinbindung (z. B. Verschaltungskonzepte).

1.4.2 Wasserstoffverflüssigung

Durch Kompression wird der volumetrische Speicherinhalt um einen Faktor X erhöht. Wenn dies nicht ausreichend ist, besteht die Möglichkeit durch Verflüssigung eine weitere Erhöhung der Speicherdichte um Faktor x zu erzielen. Dies ist von Vorteil, wenn Wasserstoff transportiert oder gelagert werden soll. Flüssiger Wasserstoff ist bei -253 °C tiefkalt. Ein Wärmeeintrag von außen in den Speicher sorgt für Verdampfung und bedarf daher einer kontinuierlichen Off-Gas-Behandlung, weswegen sich flüssiger Wasserstoff eher nicht für den mobilen Einsatz in PKW eignet. Seit den 1950er Jahren wird Flüssigwasserstoff in der Raumfahrtindustrie eingesetzt. Weltweit sind einige dutzend Verflüssiger im kommerziellen Einsatz. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf -253 °C gekühlt werden. In einem mehrstufigen, energieintensiven Verfahren wird das gereinigte Gas auf diese Temperatur gekühlt. Dabei bedient man sich der isentropen Entspannung und der Entspannung unter Ausnutzung des Joule-Thomson-Effekts. Im industriellen Maßstab geschieht dies heute ausschließlich auf Basis des Claude-Prozesses. Die große 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. Tab. 1-2 gibt einen Überblick über die aktuellen und die Zielgrößen verschiedener technischer Daten von Wasserstoff-Verflüssigern.

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). Allerdings wird auch an neuen Verfahren gearbeitet, die nicht auf den Joule-Thomson-Effekt angewiesen sind (Peltier-Elemente oder magnetokalorische Verfahren) (LBST 2001; Innovation Report 2008). Darüber hinaus lassen sich weitere Einsparungen durch eine intelligente Systemtechnik erschließen, wie z. B. die Wasserstoffproduktion bei hohem Vordruck oder die Kopplung von Hochdruckzwischenspeichern mit Verflüssigern. Diese Aufgabe obliegt Prozess- und Systemingenieuren.

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 adynamisch sind und am besten konstant gehalten und mit hohen Volllaststunden betrieben werden sollten. Daher erfordert eine derartige Anwendung Zwischenspeicher.

Tab. 1-2 Technische und ökonomische Entwicklungsziele Wasserstoff-Verflüssiger

Technische Daten	Einheit	Heute			Zielgröße
Kapazität	MW_{H2}	10	50	100	300
Kapazität	t LH_2/Tag	7	36	72	216
Volllaststunden	h/a	8.000	8.000	8.000	8.000
Spezifische Stromnachfrage	kWh_{el}/kWh_{H2}	0,40	0,33	0,31	0,22
Carnot-Wirkungsgrad	%	21	25	27	33
Lebensdauer	a	30	30	30	30
Ökonomische Daten	**Einheit**	**Heute**			**Zielgröße**
Spezifische Investitionen	€/kW_{H2}	2.800	1.500	1.000	733
Kosten H_2 bei einem Strompreis von 4,4 ct/kWh	ct/kWh_{H2}	6,35	3,91	3,00	2,17

Quelle: Ball et al. (2009)

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Einleitung

Der größte Teil der heutigen weltweiten Wasserstoffproduktion von 65 Mio. t/a entsteht als Neben- oder Koppelprodukt in Prozessen der chemischen Industrie und wird auch von dieser selbst in anderen Prozessen wieder verbraucht. Anfang des 20. Jahrhunderts bestand die Gasversorgung ausschließlich aus Stadtgas, einem Kohlengas, das mehr als 50 % Wasserstoff enthält. Deswegen sind Technologien für die Herstellung und Bearbeitung von industriellem Wasserstoff gut erforscht und kommerziell verfügbar.

Im Jahre 2007 wurde Wasserstoff weltweit zu 48 % aus Erdgas, zu 30 % aus Öl und Prozessgasen aus Raffinerien und der chemischen Industrie, zu 18 % aus Kohle und zu 4 % durch Elektrolyse hergestellt (IEA 2007).

Industriepolitischer Konsens ist, dass die Wasserstoffherstellung mit möglichst geringen CO_2-Emissionen verbunden sein sollte und dass bei der Wasserstoffherstellung aus Gründen einer künftig sicheren Energieversorgung anfangs noch ein breiter Mix an Primärenergien zum Einsatz kommen wird.

In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaus ist insbesondere für Gebiete mit geringer Nachfrage die Bereitstellung von Wasserstoff aus Industrieanlagen (Nebenproduktwasserstoff) oder die Produktion von Wasserstoff in Biomassevergasungsanlagen die günstigste Option. Transport und Verteilung erfolgen dann in Form von Flüssigwasserstoff mittels Tanklastzügen (vgl. hierzu und zum Folgenden GermanHy 2008). In der Nähe lokaler oder regionaler Wasserstoff-Erzeugungsanlagen können auch kleinere Pipelinenetzwerke entstehen.

In der ersten Phase des Infrastrukturaufbaus könnten weiterhin dezentrale Erdgasreformer direkt an der Tankstelle eine wichtige Herstellungstechnologie für Wasserstoff sein, wobei hier die Wirtschaftlichkeit noch detailliert untersucht werden muss. Da die Reformer aus Kostengründen eher für gut ausgelastete Tankstellen in Frage kommen, ist ihr Einsatz zuerst in den Ballungsgebieten wahrscheinlich. Einer massiven Verbreitung sind allerdings aus Klimaschutzgründen Grenzen gesetzt, und sie sollte durch eine Wasserstofferzeugung aus regenerativen Quellen ersetzt werden: Eine Abtrennung von CO_2 aus On-Site-Reformern mit Erdgas kommt aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht in Frage.

2.2 Stand F&E in Deutschland

In den letzten Jahren, etwa ab 2010, gab es in der PtG-Technologie einen großen Aufschwung, infolgedessen mehrere Neuanlagen in Betrieb genommen wurden. Mittlerweile existieren 26 Anlagen in Deutschland, die Wasserstoff mittels Elektrolyse herstellen (Stand 2015). Damit ist Deutschland weltweiter Vorreiter im Bereich von PtG-Projekten. Einen Überblick über die bestehenden PtG-Anlagen in Deutschland bietet Tab. 2-1.

Tab. 2-1 Darstellung von PtG-Projekten in Deutschland

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektro-lyse	Anschluss-Leistung (MW)
Freiburg	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung	PEMEL	0,04
Frankfurt a.M.	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung	PEMEL	0,3
Hanau	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Brennstoffzellen, Nutzung	PEMEL	0,035
Grapzow	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Erdgasnetz,-Einspeisung, Druckab-füllung, Rückverstromung	AEL	1
Stralsund	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung, Nutzung für Heizzwecke, Rückverstromung	Druck-AEL	0,02
Herten	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	k. A.	AEL	0,15
Ibbenbüren	Demonst-ration	H_2-Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung, Rückver-stromung	PEMEL	0,15
Straubing	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	k. A.	k. A.
Falkenhagen	Pilot	H_2-Erzeugung	Erdgasnetz, Einspeisung	AEL	2
Flughafen Berlin Brandenburg	Pilot	H_2-Erzeugung	Mobilität, Druckabfüllung	AEL	0,5
Reussenköge	Pilot	H_2-Erzeugung	Chemierohstoff, Rückverstromung	PEMEL	1
Hamburg-Reitbrook	Pilot	H_2-Erzeugung	Erdgasnetz,-Einspeisung	PEMEL	1,5
Hamburg Schna-ckenburgallee	Pilot	H_2-Erzeugung	Mobilität	PEMEL	0,18
Allendorf	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Mobilität, Erdgasnetz, Einspeisung	PEMEL	0,3
Stuttgart Talstrasse	Forschung	H_2-Erzeugung	Mobilität	AEL	0,4
Stuttgart ZSW I	Forschung	H_2-Erzeugung	k. A.	Druck-AEL	0,1
Stuttgart ZSW II	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	Druck-AEL	0,25
Schwandorf	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Rückverstromung	PEMEL	0,275
Cottbus	Forschung	H_2-Erzeugung	k. A.	AEL	k. A.
Kirchheimbonlan-den	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetz, Einspeisung	k. A.	k. A.
Mainz	Forschung	H_2-Erzeugung	Mobilität, Erdgasnetz,-Einspeisung, Druckabfüllung, Chemierohstoff	PEMEL	6
Prenzlau	Praxis	H_2-Erzeugung	Mobilität, Rückverstromung	AEL	0,6

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektro-lyse	Anschluss-Leistung (MW)
Hamburg Hafencity	Praxis	H_2-Erzeugung	Mobilität	AEL	0,96
Werlte	Praxis	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Mobilität, Erdgasnetz, Einspeisung	AEL	6
Dresden	Praxis	H_2-Erzeugung, Kraftstofferzeu-gung	k. A.	SOEL	0,01
Hypos e.V.	Praxis	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetz, Einspeisung, Speiche-rung, Mobilität, Rückverstromung	k. A.	k. A.

AEL= Alkalische Elektrolyse, PEMEL= Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse, SOEL= Solid Oxide Electrolysis
k. a. = keine Angabe

Quelle: Eigene Darstellung nach Greenfacts und DVGW (2015)

Um größere Mengen erneuerbarer Energien in die Wasserstoffproduktion einzubeziehen, ist für Deutschland neben der Photovoltaik die On- und Offshore-Windenergie eine zentrale Option. Alle drei Energiewandler stellen direkt elektrische Energie zur Verfügung, die in Elektrolyseanlagen genutzt werden kann. Die Einbindung der Offshore-Windenergie zur Wasserstofferzeugung würde ab 2025 die Entwicklung eines Wasserstoff-Pipelinenetzes zum Abtransport des zentral erzeugten Wasserstoffs aus Norddeutschland und zur Verteilung in die südlicheren Nutzerzentren bedingen. Weitere Pipelinenetzwerke könnten sich darüber hinaus, ausgehend von ersten regionalen oder zentralen fossilen Wasserstoff-Produktionsanlagen, zur Versorgung von Ballungsräumen entwickeln. Die Einbindung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in diese Infrastruktur könnte ebenfalls eine Option sein.

Wenn die Wasserstoffnachfrage steigt, können zunehmend zentrale Anlagen an Bedeutung gewinnen, weil dann Größenvorteile die Wirtschaftlichkeit beeinflussen.

Europa und insbesondere Deutschland sind international gut platziert in Bezug auf die technische Expertise bei den Wasserstoffherstellungstechnologien, insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung. Dies betrifft sowohl Grundlagenforschung als auch die Anlagenentwicklung und notwendigen Produktions-Technologien. Die öffentlichen F&E-Ausgaben in Deutschland der über das NIP (Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie) bereitgestellten Mittel dürfen auch im internationalen Vergleich als ambitioniert bezeichnet werden (siehe NOW 2009). Die europäische Joint-Technology-lnitiative Fuel Cell and Hydrogen (JTI FCH) stellt auch auf EU-Ebene die Förderung von Wasserstofftechnologien mittelfristig sicher.

2.3 Stand F&E in der Welt

Nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Teilen der Welt gewinnt die PtG-Technologie immer mehr an Bedeutung. Schon 1996 hat die Tohoku Universität in Japan den weltweit ersten Prototypen einer PtG-Anlage entwickelt. Lange Zeit war sie die einzige Universität, an der auf diesem Gebiet geforscht wurde. Jedoch folgten einige andere Länder ab 2009 ihrem Beispiel, als die besondere Bedeutung dieser Technologie in Bezug auf Elektrizitätsspeicherung bekannt wurde (Bailera et al.

2016). Neben Japan sind international auch die USA führend in der Formulierung einer nationalen Strategie und bei der öffentlichen Unterstützung in Verbindung mit einem starken Industrie- und Forschungsengagement. Einen Überblick über abgeschlossene und aktuelle PtG-Projekte zur elektrolytischen H_2-Erzeugung weltweit bietet Tab. 2-2.

Tab. 2-2 Darstellung von PtG-Gas Projekten außerhalb Deutschlands

Ort	Projektart	Prozess	Nutzung	Elektrolyse-technik	Anschluss-Leistung (MW)
Avedøre, Dänemark	Demonstration	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzein-speisung	AEL	1
Foulum, Dänemark	Demonstration	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	k. A.	0,25
Midtjylland, Dänemark	Demonstration	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	SOEL	0,04
Rozenburg, Niederlande	Demonstration	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,008
Golden, USA	Demonstration	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzein-speisung	PEMEL	0,15
Spanien	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Erdgasnetzein-speisung	AEL	0,015
Köping, Schweden	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,5
Rayong, Thailand	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.
Tohoku, Japan	Pilot	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.
Chicago, USA	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	0,001
Leoben, Österreich	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	PEMEL	0,1
Leoben, Österreich	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	k. A.
Villigen, Schweiz	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Mobilität	PEMEL	0,1
Reno, USA	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	PEMEL	0,005
Dübendorf, Schweiz	Forschung	H_2-Erzeugung, Methanisierung	Forschung	k. A.	k. A.
Tohoku, Japan	Prototyp	H_2-Erzeugung, Methanisierung	k. A.	AEL	k. A.

Quelle: Eigene Darstellung nach Bailera et al. (2016); Store & Go (o. J.); BioCatProjekt (2014); Electrochaea (o .J.) und Energiforskning (o. J.)

2.4 Stand der Elektrolysetechnik

Derzeit ist die Elektrolyse in der erforderlichen MW_{el}-Leistungsklasse bis über 5 MW_{el} als alkalische und in der unteren MW_{el}-Leistungsklasse bis ca. 2 MW_{el} als PEMEL-Elektrolyse am Markt verfügbar. Die SOEL-Elektrolyse befindet sich noch im Forschungsstadium und ist derzeit im Leistungsbereich von 10-50 kW_{el} im Test. Weitere Informationen über die spezifischen Eigenschaften sowie Entwicklungspotenziale sind den Kapiteln 2.4.1 bis 2.4.3 und der Tab. 2-3 zu entnehmen.

Aufgrund des zurzeit noch fehlenden Marktes sind die verfügbaren Elektrolyseure jedoch keine Serienprodukte und werden für die MW_{el}-Leistungsklasse als Sonderanfertigungen oder in Manufakturbauweise mit den damit verbundenen hohen spezifischen Kosten ausgelegt und gefertigt. Neben dem Ziel der Wirkungsgradverbesserung bei der Wasserspaltung und des Gesamtprozesses der Wasserstofferzeugung liegt der Fokus bei der Elektrolyse insbesondere auf der Entwicklung neuer Elektrolyseblock-Konzepte. Außerdem liegen noch große Herausforderungen in der Entwicklung korrespondierender, serientauglicher Fertigungsverfahren, der Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs und der Lebensdauerverlängerung für die zentralen elektrochemischen Komponenten und katalytischen Beschichtungen. Des Weiteren 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.

Insgesamt besteht bei den Elektrolyseuren noch der Bedarf, große Anlagen zu errichten, um große Wasserstoffmengen zu erzeugen. Im Fokus steht dabei u. a. die Kopplung mit erneuerbaren Energien, insbesondere Windparks, oder Kraftwerksreserven (GermanHy 2008; HFP 2007; Trudewind und Wagner 2008).

Weiterhin wird an einer Regenerativen Brennstoffzelle (engl. RFC; Regenerative Fuel Cell) im Grundlagenbereich geforscht, die durch Umkehr der Stromrichtung zum einen Wasserstoff und zum anderen wieder Strom aus Wasserstoff liefert.

2.4.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Wirkungsgrade der Umsetzung von elektrischer Energie in Wasserstoff liegen bei der klassischen alkalischen Elektrolyse zwischen 51 und 79 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs) (Gwi et al. 2014). Die Stromkosten determinieren neben den Volllaststunden im Wesentlichen die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse. Fundamentale Entwicklungsarbeiten laufen deshalb auf die Erhöhung des Wirkungsgrades und eine verlängerte Lebensdauer beziehungsweise eine Minimierung von Degradationseffekten hinaus. Dies soll unter anderem durch aktivierte Elektroden, verbesserte Katalysatoren und Diaphragmen sowie neue bzw. Ersatz-Materialien für Elektroden erreicht werden. Außerdem werden katalytisch aktive Beschichtungen sowie die Verwendung von Kunststoff- statt Metallrahmen oder Kombinationen daraus erforscht. Weitere Entwicklungsarbeiten zielen auf die Kopplung von Elektrolyseuren mit variablem Stromangebot (Windkraftanlagen, Solarkraftwerke) ab, weil sich Elektrolyseure durch ein sehr günstiges Teillastverhalten auszeichnen. Ein eng verwandtes Themenfeld ist auch das Lastmanagement mit Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern in Netzen mit ausgeprägt

wechselnden Lastprofilen und den sich daraus ergebenden flexiblen Strommarkt-Geschäftsmodellen. Dazu gehört direkt die Beschäftigung mit dem Themenfeld des automatisierten ferngesteuerten Betriebs und der dazu notwendigen Sicherheitstechnik. Der technische sinnvolle und gut beherrschbare Druckbereich für alkalische Elektrolyseure liegt bei maximal ca. 5 MPa.

2.4.2 Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)

Die PEMEL-Elektrolyse stellt hinsichtlich der Materialanforderungen (Edelmetallkatalysatoren) höhere Ansprüche als die alkalische Elektrolyse, dafür aber geringere verfahrenstechnische Anforderungen. Die Membranelektrolyse ist für alle Leistungsbereiche und kann gegebenenfalls von Entwicklungen der Membranbrennstoffzelle profitieren. Derzeit wird intensiv an einer Kostenreduzierung durch die Entwicklung neuer billigerer Katalysatormaterialien (z. B. Ruthenium als Ersatz von Platin, kathodenseitig) oder mit deutlichem Einsatz auch Effizienzerhöhung der anodenseitigen Katalysatoren (Verbesserung der Iridium-Katalysatoren) gearbeitet. Weiterhin sollen die benötigten Volumina deutlich verringert, die Stack-Leistungsdichte und die System-Wirkungsgrade erhöht werden. Heute ist der Investitionsbedarf bei PEMEL-Elektrolyseuren mit 1.500 – 2.300 EUR/kW sehr hoch (Gwi et al. 2014). General Electric hat nach DLR (2008) durch Materialsubstitution die Herstellkosten von Wasserstoff um mehr als 60 %, von 8 auf 3 US$/kg, gesenkt.

Eine Skalierung der Membranelektrolyse zu Anlagen größerer Leistungen mit großflächigen Blöcken anstelle von seriell beziehungsweise parallel verschalteten Blöcken mit geringer Einzelleistung ist dagegen noch in den Anfängen. Dies ist dadurch bedingt, dass die Verfahren zur Herstellung von uniformen großflächigen Membran-Elektroden-Einheiten noch in den Anfängen stecken (hier besteht Forschungsbedarf).

Als Prototypen existieren PEMEL-Hochdruckelektrolyseure mit einem Betriebsdruck bis zu 35 MPa und einer Produktionsrate von 5,9 Nm^3/h (Hamdan 2013). PEMEL-Elektrolyse-Containermodule mit 225 Nm^3/h bei 3,5 MPa Wasserstoffdruck sind in der Erprobung (Holzapfel 2015) z. B. zur Speicherung von Wasserstoff in Trailern oder die Versorgung von Tankstellen. Zur direkten Betankung von Wasserstoff-Fahrzeugen ohne separate Verdichterstation wird eine weitere Druckerhöhung auf 70 - 88 MPa für den Elektrolysebetrieb angestrebt (Hamdan und Norman 2013). Bei der sicherheitstechnischen Beherrschung von Elektrolyseuren steht die Vermeidung eines zündfähigen Wasserstoff-Sauerstoff-Gemischs im Vordergrund. Mit steigendem Druck erhöht sich allerdings die Löslichkeit und Querdiffusion der Reaktionsgase im Elektrolyten und damit die Gefahr einer Gemischbildung. Auch beim Versagen der Elektrolytmembran kann dieses Problem auftreten. Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Analyse und Zulassungsbewertung von PEMEL-Hochdruckelektrolyseuren erforderlich.

2.4.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEL)

Die SOEL ist von den hier aufgeführten Elektrolysetechniken die am wenigsten entwickelte. Diese Technologie befindet sich noch in der Entwicklungsphase und es besteht hoher Forschungsbedarf. Neben den hohen Kosten ist die kurze Lebensdauer

aufgrund von Degradationsprozessen noch ein wesentlicher Nachteil gegenüber den bestehenden Technologien. Eine Herausforderung ist auch die Bewältigung von materialtechnischen Problemen aufgrund der hohen Betriebstemperatur. Es gibt aktuell nur wenige einsetzbare Prototypen im Leistungsbereich um 1 kW pro Stack. Insgesamt fehlt die Vielfalt neuer Ansätze, wie sie bei den anderen Elektrolysetechnologien zu sehen ist, und kommerzielle Anlagenkonzepte (zu Forschungsansätzen vergleiche Trudewind und Wagner 2008; DLR 2008).

Tab. 2-3 fasst den aktuellen Informationsstand der drei wesentlichen Elektrolyse-Technologien AEL, PEMEL und SOEL zusammen. Vom derzeitigen technischen Stand bis zum Forschungsbedarf sind die wesentlichen Informationen übersichtlich thematisch gegliedert dargestellt.

Tab. 2-3 Gegenüberstellung der Elektrolysetechniken: AEL, PEMEL und SOEL

Kriterium	AEL	PEMEL	SOEL
Status	Demonstration	Demonstration	F&E
Vorteile	Gut etablierte Technologie Keine Edelmetall-Katalysatoren nötigt Lange Lebensdauer Im MW-Maßstab verfügbar Dynamische Leistungsänderung und kurzzeitiger Überlastbetrieb möglich Relativ geringe Investitionskosten	Im MW-Maßstab verfügbar Hohe Leistungsdichte Hohe Effizienz Gute Toleranz von Teillasten und Fähigkeit zum kurzzeitigen Überlastbetrieb Einfache Systemtechnik Hohe Gasreinheit Kompaktes Stack-Design ermöglicht Betrieb bei hohen Drücken Differenzdruckbetrieb möglich	Potenzial eines sehr effizienten Betriebes Reversibler Einsatz möglich (Elektrolyse, Brennstoffzelle) Abwärme-Nutzung möglich/nötig
Nachteile	Gasaufbereitung erforderlich	Teure Materialien auf Zellebene wie Titan und Edelmetall Katalysatoren (Pt, Ir)	Sehr hohe Investitionskosten Hoher Materialstress durch hohes Betriebstemperaturniveau
Herausforderungen	Erhöhung der Stromdichten/Leistungsdichte (durch verbesserte Katalysatoren) Erhöhung der Belastbarkeit einzelner Teile Systemgröße und Komplexität Reduktion des Gasreinigungsbedarfs Scale-up von Stacks und der Anlagenperipherie	Kostenreduktion durch Reduktion oder Substitution von Katalysatormaterialien und weiteren kostenintensiven Komponenten bzw. Erhöhung der Stromdichte bei gleicher Kat-Beladung Verlängerung der Lebensdauer Scale-up von Stacks	Intensive Forschung

Kriterium	AEL	PEMEL	SOEL
Investitions-kosten	Relativ gering Leistungselektronik hat noch Kostensenkungspotenzial	Mittel bis hoch Stacks dominieren Systemkosten Leistungselektronik hat noch Kostensenkungspotenzial Katalysator beschichtete Membran (engl. **c**atalyst **c**oated **m**embrane; CCM), Strom-Ableiter und Bipolar-Platten dominieren Stack-Kosten	noch keine belastbaren Zahlen verfügbar
Kosten-reduktions-Potenziale	Entwicklung neuer Elektrokatalysatoren zur Überspannungen-Reduktion und Effizienzsteigerung Entwicklung neuer Membranen für bessere Gas-Reinheit, niedrigeren Energieverbrauch und höhere Lebensdauer Verbesserungen in der Stack-, Anlagen- und Produktionstechnik Serienbau Subsystem-Modularisierung Reduktion der BOP-Kapitalkosten Entwicklung von Elektrolyseuren im multi-MW-Maßstab mit vereinfachter Installation und vereinfachtem Betrieb	Reduktion und Substitution von kostenintensiven Katalysator-Materialien Anode: Iridium (Ir), Ruthenium (Ru) < 0,5 mg/cm^2 Kathode: Platin (Pt)= 0,2 mg/cm^2 Erhöhung der Stromdichte Entwicklung langlebiger, korrosionsbeständiger Stromableiter/ Bipolarplatten Scale-up von einzelnen Zellen auf einige 1.000 cm² Reduktion der BOP-Kapitalkosten	Entwicklung günstiger korrosions- und hochtemperaturbeständiger Materialien und Dichtungen
Forschungs-bedarf	Steigerung der Leistungsdichte (Zell-/Elektrodenaufbau) Flexibilisierung der Betriebsweise (Teillast/Überlast) Verbesserung der Membran (Reduzierung Gasdurchtritt, niedrigere Widerstände) Entwicklung und Nutzung neuer Zellrahmenmaterialien Verbesserung und Nutzungsoptimierung von Katalysatoren Druckbetrieb (Systemkonzepte, Zulassung, Entwicklung, Betrieb)	Weitere Hochskalierung nötig, um Multi-MW Leistung zu erreichen Reduzierung des Edelmetalleinsatzes (Katalysatormaterial, Beschichtung) Erhöhung der Stromdichte zu Werten > 3 A/cm² Steigerung der Lebensdauer Steigerung der Effizienz Alternative oder verbesserte Membranen mit geringerem Gas-Crossover und höherer Temperaturbeständigkeit, längerer Lebensdauer	Demonstration von kompletten Systemen und Ermittlung der Systemkosten Untersuchung von Co-Elektrolysen und anderer neuer Anwendungsfälle, die durch die SOEL-Hochtemperaturoperationen ermöglicht werden Entwicklung verbesserter und günstigerer, korrosions- und temperaturresistenter Materialien Verbesserung der Zellmechanik und Dichtungstechnik Skalierung der Leistung in den Demonstrationsbereich bis ca. 0,25 MW Langzeitstabilität

Quelle: Eigene Darstellung nach Mergel (2013); Bertuccioli et al. (2014) und Müller et al. (2016)

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Obwohl die technologische Entwicklung im Bereich der elektrolytischen Wasserstoff-Erzeugung, mit großen Unterschieden zwischen den einzelnen Technologien, teilweise schon gut vorangeschritten ist, wird sie aus ökonomischen Gesichtspunkten noch einige Jahre an Vorlaufzeit benötigen. Dies liegt zum einen an den hohen Herstellungskosten und zum anderen an den erheblichen infrastrukturellen Maßnahmen, die zur Erreichung einer Kommerzialisierung durchzuführen wären. Wesentliche exogene Rahmenbedingungen für die Marktpenetration sind auch die Höhe des Rohölpreises (erst ab 60 bis 80 $/bbl Rohölpreis ist Wasserstoff konkurrenzfähig), Klimaschutzziele (der Verkehrssektor muss seine Treibhausgasemissionen senken), das Ziel der Versorgungssicherheit und die Ausbaustrategie der Nutzung von Wasserstoff (z. B. als Kraftstoff in der Mobilität). Mittelfristig wird Wasserstoff stets um mindestens das Doppelte über den Kosten von Erdgas liegen (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2007).

Allerdings nimmt der Ausbau der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie durch die Maßnahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) schon konkrete Formen an. Durch das beendete NIP, welches von 2007 bis 2016 lief, wurde die Basis geschaffen, um in Deutschland die industrielle Wertschöpfung der Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Technologie international konkurrenzfähig aufzubauen. Das NIP2 soll die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie in den nächsten 10 Jahren (2016 - 2025) zur Marktfähigkeit bringen.

Eines der geplanten Maßnahmen des NIP2 ist der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur durch die Gründung der Joint Venture H_2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co.KG. Ziel dieses Projektes ist es, bis 2023 eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland durch die Errichtung von Wasserstofftankstellen möglich zu machen. Bis 2018 sollen 100 und bis 2023 bereits 400 Tankstellen gebaut werden. Um dies umzusetzen, müsste gleichzeitig der Aufbau und die Verbesserung von Elektrolyseanlagen vorangetrieben werden, um niedrige Systemkosten zu erreichen. Niedrige Systemkosten ermöglichen wiederum einen Massenmarkt, daher ist davon auszugehen, dass zwischen 2020 und 2030 eine Kommerzialisierung von Wasserstoff stattfindet (Tab. 3-1).

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Wasserstoff

Abhängig von den verschiedenen Szenarien-Entwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadien

Der kommerzielle Einsatz von Wasserstoff als Energieträger für mobile und stationäre Anwendungen befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Mit ersten kommerziellen Produkten für stationäre und mobile Energieanwendungen in Massenmärkten ist aufgrund der in Kapitel 3.1 erwähnten Gründe erst zwischen 2020 und 2030 zu rechnen. Während Wasserstoff ein weit verbreitet eingesetztes Industriegas ist, für das umfangreiche operative Erfahrungen zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs vorliegen, stellt der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger und als Kraftstoff in der Öffentlichkeit eine Systeminnovation dar, bei der mehrere Erzeugungs-, Konditionierungs-, Transport- und Verteiltechnologien zum Einsatz kommen werden. Wie in Tab. 2-3 und Tab. 3-2 deutlich wird, befinden sich die einzelnen Technologien in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien (von der Technologieentwicklung bis hin zur Demonstration), insbesondere im Hinblick auf neue Einsatzprofile im Umfeld der Nutzung als Kraftstoff. Auch innerhalb der einzelnen Elektrolysetechnologien schwanken die Technology Readiness Level (TRL), da kleinere Anlagen aktuell grundsätzlich mit einem höheren Level zu bewerten sind als große. Der Grund dafür ist, dass kleine Anlagen bisher viel besser erforscht und weiter entwickelt sind, da die Realisierung von Großanlagen bisher nur durch die Parallelschaltung von mehreren Elektrolyse-Stacks gelingt. Die in Tab. 3-2 getroffene Abschätzung bezieht sich auf die weitaus weiter verbreiteten Kleinanlagen.

Damit aber Wasserstoff als Massenenergieträger eingesetzt werden kann, müssen noch wesentliche technologische Durchbrüche erzielt werden. Neben dem Erfolg der Brennstoffzelle und der Lösung der Speicherproblematik sind noch deutliche Probleme bei Themen der Kostensenkung, Integration fluktuierender Energieträger, Effizienzsteigerung und bei der großmaßstäblichen industriellen Produktion insbesondere aus erneuerbaren Energien zu lösen.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Elektrolysetechnologien

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐	☒
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☒
Demonstration		☒	☒	☐
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☒	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☐	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐

TRL= Technology Readiness Level

T1 = Alkalische Elektrolyse (AEL), T2 = Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), T3 = Solid Oxide Electrolysis (SOEL)

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die F&E-Risiken sind für einige Technologien noch groß, insbesondere wenn eine CO_2-arme bis CO_2-freie Wasserstoffherstellung verfolgt wird. Weiterhin ist für den stationären und mobilen Einsatz eine Reihe an Wettbewerbstechnologien bekannt, die den wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in diesem Bereich generell in Frage stellen. Die qualitativen Einschätzungen der technischen und wirtschaftlichen Risiken sind der Tab. 3-3 zu entnehmen.

Das technische Risiko hängt vor allem davon ab, wie gut bereits heute verfügbare und im Einsatz befindliche Materialien und Stack-Konzepte in einem Up-Scaling von der heutigen kW-Klasse in den MW-Bereich überführt werden können. Dies ist bei der AEL bereits heute möglich, andere Elektrolyse-Technologien wie die PEMEL und die SOEL benötigen für diesen Schritt noch weitere Forschung. Auch die Entwicklung von neuen Materialien und damit die Erreichung von niedrigeren Systemkosten ist hier noch Gegenstand der Forschung und bietet somit ein hohes Entwicklungsrisiko.

Der Ausbau von mobilen Anwendungen bedingt ein anfänglich hohes Investitionsrisiko, da zunächst ein immenser Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur in Form von Wasserstoff-Tankstellen erfolgt sowie ein Konzept zu deren Serienfertigung entwickelt werden muss. Diese und weitere Maßnahmen, die zu einem sichereren Markt beitragen, erfolgen jedoch durch das NIP, sodass ein erfolgreicher Ausbau von mobilen Anwendungen und damit auch von Elektrolyseuren vorangetrieben wird.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Elektrolysetechnologie

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

In der AEL werden ausschließlich Stoffe mit einem geringen bis mittleren Risiko verarbeitet. Bei der PEMEL, der SOEL-Elektrolyse und der Rückverstromung mittels SOFC-Brennstoffzellen gibt es jedoch einen Bedarf an Materialien mit hoher Risiko-Einstufung.

Ein Stoff mit einem geringen Risiko stellt Nickel dar. Nickel wird in einem AEL-Elektrolyseur für die Elektroden und die Stromverteiler und teilweise als Korrosionsschutz-Überzug bzw. als Zuschlagstoff für Stähle benötigt. Basierend auf Werten verschiedener Studien wurde der Nickelbedarf von alkalischen Elektrolyseuren vom Wuppertal Institut (2014) auf 2 kg/kW$_{el}$ geschätzt. Dieser Bedarf scheint angesichts der weltweit großen Reserven als relativ gering. Bei einem immensen Ausbau der Elektrolysetechnologie können allerdings langfristig Nutzungskonflikte mit dem steigenden Nickel-Bedarf in der Stahlindustrie entstehen (ebd.).

Eine alkalische Elektrolyse benötigt neben Nickel zusätzlich auch Kalium. Allerdings wird Kalium nur als ein Stoff mittleren Risikos eingestuft. Es wird in Form von 20-40 prozentiger Kaliumhydroxid-Lösung als Elektrolyt (Kalilauge) verwendet. Staffell und Ingram (2010) geben den Kaliumbedarf mit 0,42 kg/kW$_{el}$ an. Dieser Verbrauch ist angesichts der weltweiten Reserven sehr gering und stellt damit von der Verfügbarkeit her in einem Langfrist-Szenario kein Problem dar (Wuppertal Institut 2014). Da die Kaliumhydroxid-Lösung in der AEL nicht verbraucht wird, sondern nur das zu zerlegende Wasser leitfähig macht, ist ein Recycling gebrauchter Kalilauge durch Entwässerung und Aufschmelzen des Salzes zur Abtrennung unerwünschter Bestandteile einfach möglich. Der erneute Einsatz des Salzes zur Erzeugung reiner Kalilauge-Lösung ist problemlos möglich und erprobt.

Bei der PEMEL-Elektrolyse werden aufgrund der hohen Materialbelastungen die Edelmetalle Iridium (~2 mg/cm²) an der Anode sowie Platin (0,8 - 1mg/cm²) an der Kathode als Katalysator eingesetzt (Mergel 2013). Diese gelten als Stoffe mit einem hohen Risiko. Es wird derzeit intensiv daran geforscht, den Einsatz von Edelmetallen

in der PEMEL gewichtsbezogen um eine Zehnerpotenz zu reduzieren. Gleichzeitig läuft auch intensive Forschung im Bereich der Verwendung von Anionen-Austauscher-Membranen auf die Verwendung von Edelmetallen zu verzichten (Energiespeicher 2016).

Bei der SOEL gibt es einen Mischbedarf zwischen Metallen mit geringem Risiko wie Nickel, Mangan und Zirkonium und Stoffen mit hohem Risiko wie den Selten-Erden Yttrium und Lanthan, dem Erdalkalimetall Strontium und dem Übergangsmetall Kobalt. Seit längerem laufen Forschungsarbeiten zur Entwicklung von Membran-Elektroden-Einheiten mit sehr dünnen Elektroden- und Membran-Schichten, die auf mechanisch stabilen Trägersubstraten aufgebracht werden. Durch diese 10 – 50 µm dicken Schichten kann vielleicht der Materialbedarf der Stoffe mit hohem Risiko in engen Grenzen gehalten werden. In der SOEL-Entwicklung geht es aber momentan erst einmal darum, degradationsstabile, leistungsfähige Membran-Elektrodeneinheiten, Zellen und Blöcke zu entwickeln (DLR 2016), bevor die Suche nach Ersatzstoffen für Stoffe mit hohem Risiko, z. B. Kobalt, für Oxidations-Schutzschichten mit Nachdruck betrieben wird. In der öffentlich verfügbaren Literatur gibt es momentan keine Angaben zu Substitutionsmöglichkeiten der kritischen Rohstoffe und ihrer Rezyklierbarkeit in der SOEL. Eine Auflistung der kritischen Rohstoffe in der SOEL sowie deren Rezyklier- und Substitutionsmöglichkeiten sind der Tab. 3-4 zu entnehmen.

Tab. 3-4 Einsatz kritischer Rohstoffe bei der SOEL-Elektrolyse

Kritischer Rohstoff	Substitutions-möglichkeit	Rezyklierbarkeit
Strontium (Anode, Elektrolyt, Kathode, Substrat)	k. A.	k. A.
Yttrium (Elektrolyt, Kathode, Substrat)	k. A.	k. A.
Lanthan (Anode)	k. A.	k. A.
Kobalt (Anode)	k. A.	k. A.

k. A. = keine Angabe

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Wasserstoff wird schon heute in einer relevanten Menge eingesetzt. Zwar findet der Einsatz in erster Linie nicht direkt in der Energie- bzw. Kraftstoffversorgung statt, aber Wasserstoff ist ein Grundstoff für eine Vielzahl chemischer Verfahren (z. B. Erdöl-Raffinierung, Ammoniak- und Methanol-Synthese, Fett- und Öl-Hydrierung, Stahlerzeugung etc.). Insgesamt liegt der Anteil von Wasserstoff am weltweiten Primärenergieverbrauch derzeit bei rund 1,5 %. Lediglich 4 % davon werden bereits heute durch Elektrolyseverfahren, hier vor allem der Chlor-Alkali-Elektrolyse, gewonnen. Der überwiegende Teil stammt aus der Erdgasreformierung (bis zu 80 %).

Abschätzung des energetischen Marktpotenzials

Zur Ermittlung des Wasserstoffmarktpotenzials wurden aufgrund der lückenhaften Daten in bisherigen Studien zusätzlich eigene Berechnungen angestellt. Diese beruhen auf folgenden Annahmen:

- Ermittlung des zusätzlichen H_2-Bedarfs durch die Energiewende (Studien) für Stromspeicherung und Einsatz im Verkehr.
- Substitutionsbedarf von fossilem Wasserstoff in Raffinerien (bisher nicht in Studien untersucht) anhand des gesamten Anteils von Wasserstoff am Primärenergieverbrauch. Derzeit liegt dessen Anteil bei 1,5 %, davon werden 80 % fossil (durch Erdgasreformierung) erzeugt. Es wird angenommen, dass 10 % davon wirtschaftlich durch Elektrolyse-Wasserstoff ersetzbar sind. Im Maximalszenario wird von einer vollständigen Substitution (1,5 % des PEV) ausgegangen.
- Wasserstoff dient aber auch für nachgelagerte Umwandlungsschritte (PtG, PtL, PtX) als Grundstoff. Der Bedarf an Wasserstoff, ermittelt in den parallel stattfindenden Untersuchungen zu PtX-Technologien, wurde ebenfalls aufgenommen („Wasserstoffpool“).

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das globale Marktpotenzial wurde mit Hilfe der oben erläuterten Annahmen bestimmt. Allerdings wurden zunächst das nationale Marktpotenzial ermittelt und auf dessen Grundlage verschiedene Hochrechnungen vom nationalen Substitutionsbedarf des fossilen Wasserstoffs in der Industrie auf den globalen Bedarf durchgeführt. Im „Min-Szenario“ wurde anhand einer konservativen Abschätzung mit dem Faktor 10 multipliziert. Diese Abschätzung beruht auf der Grundlage des Anteils Deutschlands am weltweiten Erdgasverbrauch. Im „Max-Szenario“ wurde der Hochrechnungsfaktor 25 gewählt. Dieser ist nach einem Vergleich mit anderen Technologien als plausibel anzusehen (Windkraft: Faktor 15, Photovoltaik: Faktor 50). Die Ergebnisse der globalen Marktpotenzialberechnungen sind der Tab. 4-1 zu entnehmen. Der dargestellte Leistungsbedarf in GW beruht dabei auf der Berücksichtigung der in Tab. 4-4 dargestellten Wirkungsgrade und Volllaststunden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	1/3	8/38	1/3	10/45
2030	56/270	240/1.150	48/230	136/650
2040	263/650	1.162/2.875	230/570	1.212/3.000
2050	467/1.190	2.128/5.425	553/1.410	2.941/7.500

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-2 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	1/3	8/38	1/3	10/45
2021-2030	55/267	232/1.113	47/227	126/605
2031-2040	207/383	930/1.763	183/343	1.086/2.395
2041-2050	260/810	1.205/3.700	371/1.070	2.865/5.150

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das in Tab. 4-4 dargestellte nationale Marktpotenzial ergibt sich auf Grundlage der zuvor erwähnten Annahmen aus der Summe der Studienauswertungen, dem substituierbaren Wasserstoff und dem Wasserstoffbedarf für nachgelagerte PtX-Anwendungen (z. B. PtG, PtL).

Ableitung der erforderlichen Leistung zur Bereitstellung des nationalen, energetischen Marktpotenzials

Im Folgenden wird die notwendige Anlagenleistung zur Bereitstellung der in Tab. 4-4 dargestellten energetischen Arbeit ermittelt. Die Umrechnung erfolgt anhand der Annahmen zum Wirkungsgrad und einer unterstellten Volllaststundenzahl (Benutzungsstunden pro Jahr), welche der Tab. 4-3 zu entnehmen sind.

Tab. 4-3 Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050)

	Szenarienbereich DE_80 %				Szenarienbereich DE_95 %			
Jahr	Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%)		Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	6.000	6.000	51	79	6.000	6.000	51	79
2030	6.000	6.000	80	80	6.000	6.000	80	80
2040	3.000	3.000	83	83	3.000	3.000	83	83
2050	3.000	3.000	85	85	3.000	3.000	85	85

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

Anhand dieses Bedarfs kann der Leistungszubau abgelesen und die Überlegungen dahinter erläutert werden. Diese sind folgende:

- 2020: Raffineriebedarf und Bedarf für Brennstoffzellenautos
- 2020-30: Zubau ≈ 0,5-1 GW/Jahr
- 2030-40: Zubau ≈ 2-4 GW/Jahr
- 2040-2050: Zubau ≈ 2-4 GW/Jahr
- 2040-2050: Im DE_95 %-Szenario hoher Leistungsanstieg aufgrund der großen Nachfrage nach nicht fossilem Wasserstoff.
- Zunächst Zubau von kleineren Anlagen, später größere.
- Nicht berücksichtigt wurde ein unregelmäßig anfallendes Verkehrsaufkommen z. B. in Ferienzeiten, wodurch punktuell ein höherer Leistungsbedarf besteht.

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für elektrolytischen Wasserstoff (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	0/0	0/2	0/0	0/2
2030	6/27	10/46	5/23	5/26
2040	26/65	47/115	23/57	49/120
2050	47/119	85/217	55/141	118/300

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-5 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0/0	0/2	0/0	0/2
2021-2030	6/27	10/45	46/23	11/24
2031-2040	21/38	37/71	18/34	43/96
2041-2050	26/81	48/148	32/107	69/206

Zur besseren Veranschaulichung werden in Tab. 4-6 zusätzlich die Wachstumsraten des Technologiefeldes angegeben. Diese werden mit Hilfe der mittleren jährlichen Wachstumsraten CAGR (engl. compound annual growth rate) dargestellt. Gleichung (4) beschreibt die Formel, welche zur Berechnung des CAGR angewendet wird, wobei N(t) für die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen steht.

$$CAGR\ (t,t') = (N(t')/N(t))\ \hat{}\ (1/(t'-t)) - 1 \qquad (4)$$

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsraten für elektrolytischen Wasserstoff (Szenarienbereich Min DE_80 %)

Zeitraum	CAGR
2020-2030	57 %
2030-2050	8 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Als Referenztechnologie für die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse wird die Dampfreformierung von Erdgas betrachtet. Dieser Prozess ist heute führend bei der Herstellung von Wasserstoff (~80 % des Wasserstoffbedarfs) und kann als Referenztechnologie gesehen werden. Da bei der Reformierung von Erdgas (Hauptbestandteil: CH_4) in gleichem Maße CO_2 freigesetzt wird wie bei der Verbrennung des Gases, ist dieser Wasserstoff nicht CO_2-neutral. Die entstehenden Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O entsprechen nach Gemis 4.95 (2017) inklusive Vorkette 250 g $CO_{2\text{-}aq}$/kWh. Für die Berechnung der Treibhausgasminderung wird angenommen, dass der eingesetzte Strom in der Elektrolyse zu 100 % aus regenerativen Energieanlagen stammt und daher als CO_2-neutral zu bewerten ist.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Anhand der oben erläuterten Annahmen und unter Einbeziehung des Primärenergieeinsatzes können die jährlich vermiedenen Treibhausgas Emissionen ermittelt

werden. Der Primärenergiefaktor für den Referenzfall und den elektrolytisch erzeugten Wasserstoff beruht auf folgenden Annahmen:

Für die Berechnung im Referenzfall wird angenommen:

- Primärenergieeinsatz von Erdgas 1,14 kWh/kWh. Laut Gemis 4.95 (2017) enthält Erdgas einen durchschnittlichen Energieinhalt von 10,1 kWh/m³ und erfordert 11,47 kWh/m³ Primärenergie. Daraus ergibt sich der Primärenergiefaktor von 1,14 kWh/kWh.

Für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes der Elektrolyse wird angenommen:

- Der eingesetzte Strom stammt ausschließlich aus regenerativen Energiequellen mit einem Primärenergiefaktor von 1.
- Der Wirkungsgrad der Elektrolyse entwickelt sich nach dem in Tab. 4-4 dargestellten Pfad.

Diese sind in Tab. 4-7 dargestellt.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO_2-äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,1 - 0,6	0,1 - 0,7
2030	10,2 - 17,4	8,7 - 9,8
2040	24,6 - 43,5	21,6 - 45,4
2050	45 - 82,1	53,4 - 113,6

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Beim Vergleich der Wasserstofferzeugungen (Erdgasreformierung/Elektrolyse) werden THG-Emissionen, wie in Tab. 4-6 aufgeführt, gemindert. Darüber hinaus finden weitere Emissionsreduktionen bei der Nutzung des Wasserstoffs statt. In der zukünftigen Energiewelt soll der Wasserstoff Kraftstoffe im Verkehrsbereich (vorwiegend Benzin und Diesel) sowie andere Kohlenstoffträger in der chemischen und verarbeitenden Industrie (z. B. Stahl- und Flachglasherstellung etc.) substituieren. Allerdings lässt sich die Reduktion der Emissionen (Bsp. Feinstaubminderung im Bereich des Dieselverkehrs durch Brennstoffzellenfahrzeuge) generell nur schwer quantitativ ermitteln und im Rahmen dieses Forschungsvorhabens lediglich qualitativ nennen.

Minderungen werden im Bereich folgender Luftschadstoffe erwartet:

- SO_2: Bis zu 0,012 g/kWh
- NO_x (vorwiegend NO_2): Bis zu 0,166 g/kWh
- Staub: Bis zu 0,071 g/kWh

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Für die Bewertung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes bedarf es einer Reihe von Annahmen. Diese wurden bereits in Kapitel 4.2 genauer erläutert und dienen auch als Grundlage der Berechnungen in diesem Kapitel.

Prinzipiell erfolgt die Berechnung auf Grundlage der Marktpotenziale durch die Bildung der Differenz des Primärenergiebedarfs zwischen der Referenztechnologie Erdgasreformierung und der elektrolytischen Wasserstoffherstellung.

Nicht berücksichtigt wird die Nutzung der Verlustenergie (Niedertemperaturwärme). Theoretisch könnte diese, vergleichbar einer Kraft-Wärme-Kopplungsmaschine, ebenfalls ganz oder zum Teil für Heizzwecke genutzt werden. Dies würde den Gesamtnutzungsgrad bzw. die Effizienz der Anlage erhöhen. Außerdem wird die Möglichkeit eines systemdienlichen Einsatzes (z. B. Stabilisierung des Stromsystems oder Verarbeitung von nicht integrierbarer, regenerativer Überschussleistung) nicht betrachtet. Eine Steigerung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum Referenzfall ist aufgrund des resultierenden höheren Primärenergiefaktors daher nicht verwunderlich, sondern zeigt die Herausforderung, den Wert systemverbindender Technologien im Energiesystem richtig darzustellen. Die Bewertung anhand eines einzelnen Kriteriums ist daher nicht zielführend. Die ermittelten Ergebnisse des vermiedenen Primärenergieeinsatzes sind in Tab. 4-8 aufgezeigt.

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,89 - - 0,7	- 0,7 - - 0,89
2030	- 11,12 - - 18,94	- 18,94 - - 9,47
2040	- 17,9 - - 31,66	- 31,66 - - 15,69
2050	- 17,49 - - 31,89	- 31,89 - - 20,72

Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Anstieg des Primärenergieeinsatzes)

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Teilkriterium 6.1 Einsparungen direkter und indirekter Kosten

Für die Berechnung und den Vergleich der direkten Kosten sind ökonomische Annahmen erforderlich. Im Folgenden werden die Annahmen kurz vorgestellt und begründet. Generell lässt sich sagen, dass die Annahmen äußerst sensitiv auf die Kostenbetrachtung wirken.

Referenztechnologie:

- Brennstoffkosten: Die Preise für Erdgas steigen beginnend von 8,1 €/GJ in 2020 auf 13,9 €/GJ in 2050 an (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Anlage wird im stationären Bereich betrieben und erreicht 8.000 Volllaststunden/a.
- Die spezifischen Investitionen für die Erdgasreformierung (Gesamtanlage) liegt heute bei 650 €/kW. Die Technologie wird großtechnisch genutzt und ist ausgereift. Signifikante Kostensprünge werden nicht erwartet.
- Es werden pauschal 4 % der spezifischen Investitionen als gleichbleibende Fixkosten für die Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, Betrieb) angesetzt.

Elektrolysetechnologie:

- Brennstoffkosten: In Abhängigkeit der Strompreise entwickeln sich die Kosten für Wasserstoff von minimal 13,89 €/GJ und maximal 22,22 €/GJ im Jahr 2020 auf minimal 5,56 €/GJ und maximal 13,89 €/GJ ab dem Jahr 2040.
- Die spezifischen Investitionen sind in 2020 auf Grund der geringen Marktpenetration noch hoch und sinken durch Skalen-, Lern- und technologische Entwicklungseffekte deutlich bis zum Zieljahr 2050.
- Für die Betriebskosten werden Fixkosten in Höhe von 5 % veranschlagt.

Um die energiewirtschaftlichen Vorteile einer Technologie zu bewerten, ist die Einschätzung der Kostenersparnisse (bzw. der Mehrkosten) im Vergleich zur Referenztechnologie erforderlich. Die Kostenersparnisse werden schließlich unter Einbeziehung der Marktpotenziale, der vermiedenen Treibhausgasemissionen, der Wirkungsgrade, Brennstoffkosten und spezifischen Investitionen der Referenztechnologie und der elektrolytischen Wasserstoffherstellung berechnet. Des Weiteren müssen der Zubau der installierten Leistung sowie die in Tab. 4-9 dargestellte Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise in die Berechnungen einbezogen werden.

Tab. 4-9 Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise

€/t	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	23	30
2030	50	87
2040	90	143
2050	130	200

Quelle: Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)

Für die unterschiedlichen Zeithorizonte werden im Vergleich zur Referenztechnologie die Kosteneinsparpotenziale gemäß Tab. 4-10 eingeschätzt.

Tab. 4-10 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch elektrolytischen Wasserstoff in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. $€_{2015}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	- 0,01 - 0	- 0,01 - 0
2030	- 0,03 - - 0,19	- 0,19 - 0,01
2040	0,11 - 0,22	0,11 - 0,31
2050	0,77 - 0,9	0,9 - 1,28
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)		

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Ermittlung der möglichen inländischen Wertschöpfung beruht auf den im Kapitel 4.1 berechneten Marktpotenzialen. Zunächst muss dazu das globale und nationale Marktpotenzial unter Einbeziehung des Marktanteils bestimmt werden. Zur Bestimmung dieses Potenzials wird folgende Annahme getroffen: Der Anteil der deutschen Industrie an der Erzeugung von elektrolytischem Wasserstoff sinkt am Weltmarkt gemäß des in Tab. 4-11 dargestellten Pfades von 50 % im Jahr 2020 auf 20 % im Jahr 2050.

Tab. 4-11 Analyse des Marktanteils für elektrolytischen Wasserstoff

%	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (in %)	50	50	50	50
Marktanteil deutscher Unternehmen weltweit (in %)	50	40	25	20

Durch Multiplikation des Marktanteils mit den Marktpotenzialen kann schließlich das globale und nationale Marktpotenzial bestimmt werden (Tab. 4-12).

Tab. 4-12 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für elektrolytischen Wasserstoff

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh		TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0,5	4,0	0,5	4,8	0,1	0,2	0,1	0,2
2021-2030	22,1	92,7	18,8	50,4	2,8	4,6	23,0	58,2
2031-2040	51,8	232,5	45,9	271,6	10,3	18,4	6,1	21,5
2041-2050	52,1	241,1	74,1	372,9	13,0	24,11	16,1	34,6

Allerdings wird die Bruttowertschöpfung dieser Technologie nicht im Export des Wasserstoffs, sondern im Maschinenbau gesehen. Daher wurde für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung (Tab. 4-13) der Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung betrachtet. Dieser liegt derzeit laut Statista (2013) bei 3,5 %.

Tab. 4-13 Inländische Wertschöpfung basierend auf elektrolytischem Wasserstoff hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
2021-2030	0,7	2,3	0,6	1,2	0,2	0,2	0,2	0,1
2031-2040	1,6	5,2	1,4	6,0	0,8	1,0	0,7	1,1
2041-2050	1,6	5,0	2,2	7,8	1,4	1,8	1,6	2,5

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Tab. 2-1 und Tab. 2-2 zeigten einen Überblick über PtG-Projekte mit elektrolytischer Wasserstofferzeugung in Deutschland bzw. weltweit. Es ist zu erkennen, dass es in Deutschland insgesamt 26 Projekte gibt bzw. gab. Alle übrigen Länder der Welt haben zusammen gerade einmal 16 Projekte durchgeführt. Damit hat kein anderes Land der Welt in diesem Technologiefeld mehr Erfahrung als Deutschland. Deutschland nimmt hier also eine klare Vorreiterrolle ein (Tab. 4-14). Auch die weltweit erste Power-to-Gas-Pilotanlage im industriellen Maßstab wurde in Deutschland, am Anlagenstandort Werlte, gebaut. Diese bietet die Möglichkeit, Erkenntnisse aus dem laufenden Betrieb einer solchen Anlage zu ziehen. Sie wird dadurch wichtige Erkenntnisse für die Industrie liefern und vermutlich die Vorreiterrolle Deutschlands weiter stärken.

Tab. 4-14 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der elektrolytischen Wasserstofferzeugung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☒ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Zwischen 2012 und 2015 wurden weltweit 263 Publikationen zum Thema Wasserelektrolyse veröffentlicht. Davon wurden 23 in Deutschland geschrieben. Dies entspricht einem relativen Anteil von 8,7 %. Zudem war ein Anstieg des Anteils deutscher Publikationen von durchschnittlich 2,3 % pro Jahr zu beobachten. Die hier aufgeführten Publikationen wurden unter dem Stichwort „water electrolysis“ in der wissenschaftlichen Online-Zitations- und Literaturdatenbank „web of science“ gefunden und besitzen keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dennoch vermitteln sie einen guten Eindruck bezüglich des Anteils deutscher Publikationen am internationalen Aufkommen.

Der relative Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen lag im Zeitraum von 1977 bis 2012 durchschnittlich bei 17,1 %. Der Anstieg des Anteils deutscher Publikationen lag im Zeitraum von 2000 bis 2012 bei 2 % pro Jahr. Die Patentsuche wurde mithilfe der Datenbank der World Intellectual Property Organization (WIPO) durchgeführt. Die erhaltenen Daten sind der International Patent Classification (IPC) C25B001/04 zuzuordnen. Die Entwicklung der Patentaufkommen wurde bewusst nur bis 2012 betrachtet, da durch zeitliche Diskrepanzen der Patentaufnahme in die Datenbank der WIPO eine Unvollständigkeit der Daten der letzten Jahre zu vermuten ist.

Tab. 4-15 gibt einen Überblick über die ermittelten Ergebnisse der Publikations- und Patentsuche.

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der elektrolytischen Wasserstofferzeugung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	23
	% bzgl. Welt	8,7
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre)	%/a bzgl. Absolutwert	2,3
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	53
	% bzgl. Welt	17,1

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die gesellschaftliche Akzeptanz wurde anhand des Projekts „HyTrust – Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft“ (2009 – 2013) bewertet. Dieses Projekt hat gesellschaftliche Auswirkungen der Einführung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie im Mobilitätssektor untersucht. Im Fokus des Projekts standen Fragen zur Akzeptanz der Technologie und zum Vertrauen, das die Bevölkerung in die tech-

nologie-betreibenden Akteure setzt. Insgesamt wurden mehr als 2.500 Bürgerinnen und Bürger sowie gesellschaftlich relevante Stakeholder in das Projekt einbezogen.

Das Thema Wasserstoff ist in der Bevölkerung Deutschlands nicht unbekannt. In einer repräsentativen Bevölkerungsbefragung im Rahmen des HyTrust Projekts aus dem Jahr 2013 konnte gezeigt werden, dass drei Viertel der 1.012 befragten Bürger bereits einmal von Wasserstofffahrzeugen gehört hatten. Allerdings gaben nur 3 % der Bevölkerung an, schon einmal mit einem Wasserstofffahrzeug gefahren zu sein (Zimmer 2014). Das Thema Wasserstofffahrzeuge kommt in der Alltagswirklichkeit der Befragten also kaum vor.

In dieser Umfrage haben sich 63 % der Befragten für die Einführung von Wasserstofffahrzeugen und nur 3 % dagegen ausgesprochen. 28 % fühlten sich nicht kompetent genug, um diese Frage zu beantworten und 6 % war die Einführung „egal". (ebd.). Des Weiteren war es 63 % der Befragten wichtig, dass der Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Die Akzeptanz von Wasserstoff ist also relativ hoch, jedoch herrscht auch eine große Unwissenheit zu diesem Thema.

Hinsichtlich der künftigen Marktakzeptanz von Wasserstofffahrzeugen konnte im Zuge des HyTrust Projekts festgestellt werden, dass Wasserstofffahrzeuge durchaus eine Chance bei den künftigen Endnutzern haben können. Gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen haben sie nach öffentlicher Meinung den Mehrwert, dass sie emissionsarm bzw. emissionsfrei fahren. Etwas für den Klimaschutz zu tun, war eine wichtige und immer wieder angeführte Motivation. Bei der Frage, wie viel die Befragten bereit wären, für ein Brennstoffzellenfahrzeug zu zahlen, waren allerdings 29 % nicht bereit, mehr als für ein herkömmliches Auto zu investieren. 28 % zeigten die Bereitschaft bis zu 1.000 € mehr zu zahlen und 18 % sogar bis zu 2.000 €. Da jedoch laut der internationalen Literatur für die kommenden Jahre mit erheblichen Mehrkosten der Fahrzeuge zu rechnen ist, könnte dies die Marktakzeptanz erheblich hemmen (Hoevenaars et al. 2010; Keles et al. 2008; McDowall 2012; McKinsey & Company 2010). Ein weiterer Grund, der potenzielle Kunden davon abhält, sich Wasserstofffahrzeuge zu kaufen, ist, dass viele zunächst abwarten wollen, wie sich die Technologie im Alltag bewährt. Zudem müsste vorab ein ausreichendes Tankstellennetz geschaffen werden.

Auch die lokale Akzeptanz wurde in der 2013 erhobenen Studie untersucht. Dabei wurde die Frage gestellt, ob die Befragten mehr Angst hätten, neben einer Wasserstofftankstelle zu wohnen als neben einer herkömmlichen Tankstelle. Von den 1.012 Befragten hätten 77 % nicht mehr Angst neben einer Wasserstofftankstelle zu wohnen. Nur 23 % der Befragten hätten nach eigener Einschätzung mehr Angst. Eine Vor-Ort-Befragung der Kunden von zwei Tankstellen in Berlin, an denen auch Wasserstoff getankt werden konnte, ergab ein ähnliches Bild. 73 % der Befragten empfanden es nicht als beunruhigend, wenn sich in der Nähe ihrer Wohnung eine Wasserstoff-Tankstelle befände.

Eine Auflistung der Ergebnisse bezüglich der gesellschaftlichen Akzeptanz ist der Tab. 4-14 zu entnehmen.

Tab. 4-16 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Wasserstoff zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Wasserstoff	Mittlere Akzeptanz (3)	Emissionsarm aber zu teuer (Zimmer 2013)	Eher hohe Akzeptanz (2)	Hohe Befürwortung, allerdings auch große Unwissenheit (Zimmer 2014)	Eher hohe Akzeptanz (2)	Keine Angst vor Wasserstofftankstellen in der Nähe (Zimmer 2013)

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Elektrolyseure sind seit vielen Jahrzehnten im kommerziellen Einsatz. Insgesamt ist der internationale Elektrolyseurmarkt aber sehr klein.

Bis zur Fertigstellung einer Elektrolyseanlage vergehen ungefähr zweieinhalb Jahre. Der erste Schritt ist dabei die Planungsphase, die etwa ein Jahr dauert. Die nachfolgende Genehmigungsphase nimmt ein halbes Jahr in Anspruch. Die eigentliche Bauphase zieht sich ungefähr über ein Jahr. Ab 2030 kann diese voraussichtlich durch einfacher zu verbauende Elektrolysemodule auf 6-8 Monate verkürzt werden. Die Nutzungsdauer eines Systems kann unter Durchführung anstehender Überholungen zurzeit etwa 20-30 Jahre betragen. Der Anteil fixer Kosten liegt derzeit bei 5 %. Zur Bestimmung des Entwicklungspfads wurde zunächst der Zubau der installierten Leistung pro Jahr berechnet. Die Entwicklung der Investitionskosten wurde anschließend anhand des Zubaus mit Hilfe einer Lernkurve abgebildet.

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	12	12	8	8	8
Bauzeit	Monate	12	12	6-8	6-8	6-8
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	20-30	25-30	30	30	30
Spezifische Investition	$€_{2015}$/kW	1.100	1.100	820	760	720
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5

Quelle: Albrecht et al. (2013); Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

Aufgrund erhöhter Automatisierung und Einsparung von Arbeitskräften, die mit einer Vergrößerung der Anlagen einhergehen, sinken auch die fixen Kosten. Ihr Anteil an den spezifischen Investitionskosten wird jedoch als konstant angenommen.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff kann kurzfristig ins bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Die Volumenzugabe von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist jedoch gemäß den Richtlinien der DVGW limitiert. Für die Verwendung von Erdgas als Kraftstoff liegt die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz zurzeit bei 2 Volumenprozenten. Bei einem höheren Einspeiseanteil müsste der Wasserstoff im Nachhinein, wie bei der Herstellung von Wasserstoff durch fossile Energieträger, aufwendig vom Erdgas abgetrennt werden. Langfristig ist es zielführender, eine eigene Wasserstoff-Infrastruktur aufzubauen. Zur Ermöglichung der Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor müsste außerdem das Wasserstoff-Tankstellennetz ausgebaut werden. Die qualitativen Einschätzungen bezüglich der benötigten Infrastruktur sind der Tab. 4-18 zu entnehmen.

Tab. 4-18 Abhängigkeit des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☐

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Anwendungsfall 1: Wasserstoff als Speicher fluktuierender erneuerbarer Energieträger (Einzelanlage und Anlagenbestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes als mäßig einzuschätzen. Dies ist dadurch zu begründen, dass der zusätzliche Energieverbrauch, der durch eine Einzelanlage anfällt, mit 6 kWh/Nm³ H_2 (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2013) relativ gering ist. Außerdem werden die Lastprofile der Anlagen an den Anfall fluktuierender Energieträger angepasst, wodurch keine zusätzliche Belastung der regionalen oder überregionalen Stromerzeugung anfällt. Es kann allerdings durch eine Verhinderung der Netzüberlastung bei einem hohen Stromanfall in Schwachlastzeiten zu positiven Rückwirkungen kommen. Des Weiteren ist mit einer Rückwirkung auf die Primärregelleistungspreise zu rechnen, wodurch die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährdet werden könnte.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Für die Speicherung von Strom in Form von Wasserstoff könnten keine bestehenden Anlagen verwendet oder umgerüstet werden, sondern es müssten neue gebaut werden. Diese müssten in der Lage sein, mit einem fluktuierend aufkommenden Stromangebot zu Recht zu kommen, diesen in Wasserstoff umzuwandeln und gegebenenfalls wieder zu verstromen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes führen Anlagen zu einer verbesserten Ausnutzung des fluktuierend anfallenden Stroms und schützen das Stromnetz vor Überlastungen. Sie stehen allerdings in Konkurrenz zu anderen Stromspeicheroptionen wie z. B. Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien. Weiterhin unterliegt der Markt einer großen Unsicherheit durch mögliche neue Teilnehmer sowie die zunehmende europäische Harmonisierung und überregionale Kopplung der Regelleistungsmärkte.

Anwendungsfall 2: Wasserstoff als Kraftstoff für Brennstoffzellenautos (Einzelfahrzeug und Bestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall als gering einzuschätzen. Sie resultieren geringfügig daraus, dass das Brennstoffzellenauto einen zusätzlichen Stromverbrauch generiert sowie ein individuelles Lastprofil aufweist.

Die Rückwirkungen bei einem größeren Fahrzeugbestand sind als relevant einzustufen. Regional und überregional würde ein erhöhter Stromverbrauch anfallen, sodass langfristig ein weiterer Ausbau des Stromnetzes bzw. ein verbessertes Netzmonitoring nötig wäre. Des Weiteren wäre eine Kapazitätserhöhung bei der Stromerzeugung notwendig, die durch zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen, (Spitzenlast) Kraftwerke oder Speicher abgedeckt werden müsste.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Für eine Systemkompatibilität wäre der Ausbau einer flächendeckenden Wasserstoffinfrastruktur mit der Errichtung von Wasserstofftankstellen nötig. Zusätzlich wäre der Bau von Brennstoffzellenautos bzw. der Umbau von Serienfahrzeugen zu Brennstoffzellenautos notwendig.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Fall von Einzelfahrzeugen und im Fall eines größeren Fahrzeugbestandes führt die Nutzung von Wasserstoff für Brennstoffzellenautos zu einer verbesserten Ausnutzung fluktuierend anfallenden Stroms. Außerdem besteht insgesamt ein höherer Bedarf an erneuerbarem Strom. Insofern kann der Verkehrssektor mit der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff ein wesentlicher Treiber für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sein. Durch die Einführung von Brennstoffzellenfahrzeugen können allerdings negative Wechselwirkungen mit anderen Kraftstoffen und Fahrzeugtypen entstehen, da diese bei einer Marktdurchdringung von Wasserstoff Verluste zu verbuchen hätten.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Der kommerzielle Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus regenerativem Strom im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens befindet sich derzeit noch in der Entwicklungsphase. Es existieren bereits 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 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. Des Weiteren kann dadurch ein genereller Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben werden. Daher muss diese Technologie weiter erforscht werden, um notwendige Kosten- und Effizienzziele zu erreichen. 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.

Der Ausbau dieser Technologie hängt allerdings auch von anderen Faktoren ab. Diese sind die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Ausbau des Stromnetzes und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Sobald die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein bestimmtes Level erreicht hat, bei dem entweder durch den fluktuierenden Anfall erneuerbarer Energien zeitweise zu viel Strom produziert wird oder aber der Ausbau des Stromnetzes nicht zeitnah erfolgt, besteht die Notwendigkeit, diesen Strom zu speichern. Da die bisherigen Speichermöglichkeiten, z. B. die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, nur begrenzte Kapazitäten vorweisen, bietet sich die Option der Konversion des Stroms in Wasserstoff an.

Die einzelnen Elektrolyse-Technologien befinden sich allerdings 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 einen 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. Außerdem liegen noch große Herausforderungen in der Entwicklung korrespondierender, serientauglicher Fertigungsverfahren, der Minimierung des spezifischen Energieverbrauchs und der Lebensdauerverlängerung für die zent-

ralen elektrochemischen Komponenten und katalytischen Beschichtungen. Des Weiteren 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.

Literaturverzeichnis

Abanades, S. et al. (2006): Screening of water-splitting thermo-chemical cyles potentially attractive for hydrogen production by concentrated solar energy. Energy 31 (2006) 2805-2822.

Albrecht, U.; Altmann, M.; Michaski, J.; Raksha, T.; Weindorf, W. (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Eine Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V.

Angerer, G. (2007): Synthetische Biokraftstoffe - Zukunftsmärkte Umwelt: Innovative Umweltpolitik in wichtigen Handlungsfeldern. Forschungsprojekt gefördert von BMU und Umweltbundesamt.

Bailera, M.; et al. (2016): Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO_2.

Ball, M. (2006): Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands. Dissertation TH Karlsruhe, VDI-Verlag.

Ball, M.; Weindorf, W.; Bünger, U. (2009): Hydrogen Production. M. Ball und M. Wietschel (Hrsg): The Hydrogen Economy-Opportunities and Challenges. Cambridge, MA: Cambridge University Press.

Ball, M; Wietschel, M. (2009): The Hydrogen Economy - Opportunities and Challenges, Cambridge, MA: Cambridge University Press.

Bertuccioli, L.; et al. (2014): Study on development of water electrolysis in the EU. Final Report. Studie im Auftrag des Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.

BioCatProjekt (2014): http://biocat-project.com/. Letzter Zugriff: 19.01.2017.

Bossel, U. (2009): Vortragsreihe Krieg oder Biowasserstoff, Wasserstoff löst keine Energieprobleme. Regenerativer Strom ist die Leitwährung der solaren Energiewirtschaft.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2009): 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Innovation und neue Energietechnologien". Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Internetplattform zur Energieforschung. http://www.bmwi.de/BMW/Navigation/Energieforschung.html.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007): RECCS-Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).

Crotogino, F.; Hamelmann, R. (2008): Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebotes. http://74.125.77.132/search?q=cache:fEFb3vbwLIMJ:www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200802/bilder/wasserstoff_speicher+Crotogino+Wasserstoffspeicher&hl=de&ct=cln k&cd=1&gl=de. Letzter Zugriff: 19.01.2017.

Cascade mints (2005): WP1.5 Common Information Database. D1.1 Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final Report.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena) (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.

DLR (2008): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Perspektiven solarthermischer Verfahren zur Wasserstofferzeugung. Stuttgart: DLR.

DLR (2012): Ulmer Gespräch Energiesystem der Zukunft – Die Oberflächentechnik macht's möglich.

DLR (2016): Detailed Study of Degradation Behavior of Solid Oxide Cells in Electrolysis and Co-Electrolysis Mode, ECS PRiME Meeting, Honolulu, USA.

DNV GL (2015): Technical assumptions, technology demonstration and results P2G project, Power-to-Gas project in Rozenburg, The Netherlands.

DOE (U.S. Department of Energy) (2008): Analysis of the Transition to Hydrogen Fuel Cell Vehicles and the Potential Hydrogen Energy Infrastructure Requirements. Oak Ridge, Tennessee, USA.

EC (European Commission) (Hrsg.) (2003): Hydrogen Energy and Fuel Cells - A Vision of our Future. Final Report of the High Level Group. Brüssel: European Commission - Directorate-General for Research & Directorate General for Energy and Transport (Euro 20719 EN).

EC (European Commission) (Hrsg.) (2005): Energy Scientific and Technological Indicators and References. Directorate-General for Research, Research projects. Study coordinated by Fraunhofer ISI.

EC (European Commission) (Hrsg.) (2006): World energy technology outlook - 2050 (WETO-H2). Brüssel: Directorate-General for Research, Directorate Energy, European Commission.

EETimes (2008): http://www.eetimes.com/showArticle.jhtml?articlelD=209900956&cid=NL_eet. Letzter Zugriff: 12.01.2017.

Electrochaea (o. J.): http://www.electrochaea.com/about/. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Energiespeicher (2016): Neue Membranmaterialien für PEMEL-Wasserelektrolyse, Forschungsinitiative der Bundesregierung. http://forschung-energiespeicher.info/wind-zu-wasserstoff/projektliste/projekt-einzelansicht/74/Neue_Membranmaterialien_fuer_die_PEMEL_Wasserelektrolyse/. Letzter Zugriff: 24.01.2017.

Energiforskning (o. J.): http://energiforskning.dk/en/node/7155. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Estir (2005): Energy Scientific and Technological Indicators and References (Estir), Research study for European Commission, Directorate-General for Research, Directorate J-Energy. http://www.eu.fraunhofer.de/estir.

Fell, H. (2008): Elektrolyse-Verfahren zur Wasserstoff-Erzeugung. IEF-STE Workshop Wasserstoff, 27.-28.11.2008, STE Jülich.

Friedrich, K. A. (2012): Wasserstoff als Chemischer Speicher: Erzeugung, Verteilung und Speicherung, Institut für Technische Thermodynamik Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.

GEMIS (2017): GEMIS-Datenbank. Version 4.95. Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Handy figures.

GermanHy (2008): Studie zur Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?". Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) und der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), GermanHy-Abschlussveranstaltung am 26.06.2008 in Berlin. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5183. Letzter Zugriff: 24.01.2017.

Greenfacts; Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) (2015): Power-to-Gas Landkarte.

GreenGear (o. J.): Das Auto der Zukunft – Alternative Kraftstoffe und Antriebe. http://www.greengear.de/wp-content/uploads/2010/04/Wasserstoff-Bereitstellung.jpg. Letzter Zugriff: 12.01.2017.

Gwi et al. (2014): Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“ - Vorprojekt / Technologie Steckbrief.

Hamdan, M. (2013): DOE Final Scientific and Technical Report - PEMEL Electrolyzer Incorporating an Advanced Low-Cost Membrane.

Hamdan, M.; Norman, T. (2013): FY 2013 Annual Progress Report - PEMEL Electrolyzer Incorporating an Advanced Low-Cost Membrane. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress13/ii_a_1_hamdan_2013.pdf . Letzter Zugriff 17.01.2017.

Haubrich et al. (2007): Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. Wissenschaftliche Studie gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt.

HFP (2007): European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform: Implementation Plan - Status 2006. https://www.hfpeurope.org/hfp/keydocs. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

Holzapfel, P. (2015): P2X Activities - Public Slide Set. http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/15. %20Holzapfel %20(ID %202844160).pdf. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

Hoevenaars, B.; Weeda, M.; Lebutsch, P.; Broek, B. v.d. (2010): Hydrogen Vehicle Deployment and Required Policy Support for Roll-out Scenarios in the Dutch THRIVE Project. ECN - Energy Research Centre of the Netherlands.

Hytrust (2013): Sozialwissenschaftliche Untersuchung zur Einführung von Wasserstoff als Treibstoff. http://www.hytrust.de/de/aktuelles.html. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

HyWays (2007): Member State Vision Report - for the European Hydrogen Energy Roadmap. EU Research project (Integrated Project). http://www.hyways.de/. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

IEA (2006): Prospects for hydrogen and fuel cells. IEA Energy Technology Analysis Series. Paris: IEA.

IEA (2007): Building the Hydrogen Economy. Vortrag von R. K. Dixon (OECD/IEA). http://em.com.hr/media/conferences/hydrogenislands/presentations/Dixon.ppt#1. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

Innovation Report (2008): Wasserstoffverflüssigung mittels Peltier-Elementen. http://www.innovations-report.de/html/berichte/ technologieangebote/bericht-118502.html. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

Institut für Energietechnik (o. J.): Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR. https://www.iet.hsr.ch/Demonstrationsanlage-Power-to.13510.0.html. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Jungmeier, G. (2006): Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich - Ein Energieträger der Zukunft? Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung. www.nachhaltigwirtschaften.at.

Katofsky, R. E. (1993): The Production of Fluid Fuels from Biomass. PU/CEES Report No. 279, The Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University.

Keles, D.; Wietschel, M.; Möst, D.; Rentz, O. (2008): Market penetration of fuel cell vehicles – Analysis based on agent behaviour. International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008) 4444–4455.

LBST (2001): Wasserstofferzeugung in Offshore-Windparks - „Killerkriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung. Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH, L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn.

McDowall, W. (2012): Endogenous Technology Learning for Hydrogen and Fuel Cell Technology in UKSHEC II: Literature Review, Research Questions and Data. UCL Energy Institute, University College London.

McKinsey & Company (2010): A Portfolio of Power-Trains for Europe: a Fact Based Analysis. The Role of Battery Electric Vehicles, Plug-in Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles.

Mega-Store (o. J.): Technology in theory - The MeGa-stoRE concept. http://www.methan.dk/tech_theory.html. Letzter Zugriff: 12.01.2017.

Mergel, J. (2013): Hydrogen production by water electrolysis: Current Status and Future Trends.

Mitsubishi (2004): Mitsubishi Corporation Succeeds in Generating 35 MPa High Pressure Hydrogen Without a Compressor. Fuel Cell Works, 19 April 2004. http://www.fuelcellsworks.com/Supppage478.html. Letzter Zugriff: 13.01.2017.

Möller, S.; Kaicuc, D.; Sattler, C. (2006): Hydrogen production by solar reforming of natural gas: a comparison study of two possible process configurations. Journal of Solar Energy Engineering 128 (2006).

Müller, M.; et al. (2016): FVEE - Jahrestagung 2016: Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems.

Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW (2009): Wasserstoff - Schlüssel zu weltweit nachhaltiger Energiewirtschaft - Beispiele aus NRW von der Produktion zur Anwendung. Broschüre, Ministerium für Mittelstand und Energie NRW.

NOW (2008): Elektrolyse-Workshop Juli 2008: Zielsetzungen und Ergebnisse. Bericht an den Beirat der NOW von K. Bohnhof, NOW: 2008.

NOW (2009): Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. http://www.now-gmbh.de/index.php?id=80. Letzter Zugriff: 17.01.2017.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.

Primas, A. (2007): Life Cycle Inventories of new CHP systems. Ecoinvent Report No. 20. Dübendorf: Ecoinvent Centre.

Renovagas (2014): http://www.gasnaturalfenosa.com/en/activities/innovation/projects/1297281171777/renovagas.html. Letzter Zugriff: 12.01.2017.

Roads2Hycom (2008): Potential of Emerging and Future Co_2-Neutral Hydrogen Sources on the European Scale. Deliverable 2.2 of the Roads2HyCom project. www.roads2hy.com.

Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J. (2016): Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.

Schmid, C. (2001): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Erzeugung von Strom und Wasserstoff in Anlagen zur gestuften Reformierung mit 10 MW thermischer Inputleistung.

Schurnberger, W.; Janßen, H.; Wittstadt, U. (2004): Wasserspaltung mit Strom und Wärme. FVS Themen.

Science Direct (2015): First Power-to-Gas projects in US feature Proton electrolysers.

Seydel, P. (2008): Entwicklung und Bewertung einer langfristigen regionalen Strategie zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur - auf Basis der Modellverknüpfung eines Geografischen Informationssystems und eines Energiesystemmodells, Dissertation ETH Zürich.

Späth, P.; Aden, A.; Eggeman, T.; Ringer, M.; Wallace, B.; Jechura, J. (2005): Biomass to Hydrogen Production Detailed Design and Economics Utilizing the Battelle Columbus Laboratory Indirectly-Heated Gasifier. National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Staffell, I.; Ingram, A. (2010): Life cycle assessment of an alkaline fuel cell CHP system. International Journal of Hydrogen Energy 35 (6) 2491–2505.

Statista (2013): Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung* in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2013. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/235891/umfrage/anteil-des-maschinenbaus-an-der-bruttowertschoepfung-in-deutschland/. Letzter Zugriff: 21.03.2017.

Statista (2015): Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2040 (in Petajoule). https://de.statista.com/statistik/daten/studie/455733/umfrage/prognose-zum-energieverbrauch-in-deutschland/. Letzter Zugriff: 13.02.2017.

Store & Go (o. J.): Demonstration Sites. Characteristics of the three demonstration sites. http://www.storeandgo.info/demonstration-sites/. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Tauron (2015): The innovative project on CO_2 management already in the 1st quarter of 2017. http://media.tauron.pl/en/pr/302932/the-innovative-project-on-co2-management-already-in-the-1st-quarter-of-2017. Letzter Zugriff: 12.01.2017.

TC biomass (2015): Production of Biomethane/Synthetic Natural Gas (SNG) from Dry Biomass – A Technology Review 2015. The international conference on thermochemical conversion science.

The Linde Group (2016): Wasserstoff als Energieträger & Kraftstoff.

Trudewind, C; Wagner, H. (2008): Zukünftiger Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Wasserstofftechnik. Bochum.

Tzimas, E. (2003): Hydrogen storage state-of-the-art and future perspective, Petten, European Commission, Directorate-General, Joint Research Centre.

Tzimas, E.; Castelle, P.; Peteveves, S. (2007): The evolution size and cost of a hydrogen delivery infrastructure in Europe in the medium and long term. International Journal of Hydrogen Energy 32 (10-11) 1369-1380.

Umweltbundesamt (UBA) (2017): Primärenergieverbrauch. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie-als-ressource/primaerenergieverbrauch#textpart-1. Letzter Zugriff: 13.02.2017.

U.S. Energy Information Administration (EIA) (2016): International Energy Outlook 2016. World total primary energy consumption by region. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=1-IEO2016&sourcekey=0. Letzter Zugriff: 13.02.2017.

VDE (2008): Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Studie im Auftrag des Verbands der Elektrotechnik (VDE).

Weerawong, A. (2015): CO_2 Conversion to Methane Project.

WETO-H2 (2007): World Energy Technology Outlook to 2050. Research study for the European Commission, Directorate Energy.

http://www.euractiv.com/en/energy/study-shows-urgency-low-carbon-revolution/article-160751.

Wietschel, M. (2005): Patents in fuel cells and hydrogen production. Fuel Cells Today. http://www.fuelcelltoday.com. Letzter Zugriff: 23.01.2017.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. https://www.energietechnologien2050.de

Wietschel, M.; et al. (2006): Ein Vergleich unterschiedlicher Speichermedien für überschüssigen Windstrom. Zeitschrift für Energiewirtschaft 30 (2) 103-114.

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von K. Arnold, J. Friege, C. Krüger, A. Nebel, M. Ritthoff, S. Samadi, O. Soukup, J. Teubler, P. Viebahn, K. Wiesen. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Zimmer, R. (2014): Social acceptance of hydrogen mobility in Germany. Wasserstoff als Energieträger, ein Industriemodell für die Energiewende in Frankreich und Deutschland. HyTrust. Berlin.

Zimmer, R. (2013): HyTrust - Auf dem Weg in die Wasserstoffgesellschaft.

Züttel, A. (2004): Hydrogen storage methods. Naturwissenschaften 91 (4) 157-172.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg | v3 vom 13. April 2018

Technologiebericht
4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Maike Schmidt

Simon Schwarz

Bernd Stürmer

Leon Wagener

Ulrich Zuberbühler

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Schmidt, M.; Schwarz, S.; Stürmer, B.; Wagener, L.; Zuberbühler, U. (2018): Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Ulrich Zuberbühler
Tel.: +49 711 / 7870 – 239
Fax: +49 711 / 7870 – 200
E-Mail: ulrich.zuberbuehler@zsw-bw.de

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Meitnerstr. 1
70563 Stuttgart

Review durch:
Bodo Groß (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 67

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 68

Tabellenverzeichnis 69

Abbildungsverzeichnis 70

Zusammenfassung (Steckbrief) 72

1 Beschreibung des Technologiefeldes 74

1.1 Power-to-Gas (PtG): Erzeugung von Erdgassubstitut durch katalytische Methanisierung von H_2/CO_2 74

1.2 Grundlagen der Methansynthese 74

1.3 Reaktorsysteme 76

1.3.1 Festbettreaktor 77

1.3.2 Wirbelschichtreaktor 78

1.3.3 Drei-Phasen-Reaktor 78

1.4 Exkurs: CO_2-Bereitstellung aus der Luft (DAC Direct Air Capture) 79

2 Aktueller Entwicklungsstand und zukünftiger Entwicklungsbedarf 81

2.1 Stand der Methanisierungstechnik 83

2.1.1 Festbettreaktor 84

2.1.2 Wirbelschichtreaktor 86

2.1.3 Drei-Phasen-Reaktor 87

2.2 Fazit des Entwicklungsstandes 88

3 Relevanz öffentlicher Förderung 91

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 91

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken 92

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes 95

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 95

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 98

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 99

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 100

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 101

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 103

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 104

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 105

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 106

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 106

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 109

Literaturverzeichnis 111

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
PtG	Power-to-Gas
SNG	Substitute Natural Gas
EE	Erneuerbare Energien
TRL	Technology Readiness Level
WIPO	World Intellectual Property Organization
IPC	International Patent Classification
CNG	Compressed Natural Gas
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DAC	Direct Air Capture
CAGR	compound annual growth rate

Einheiten und Symbole

TWh	Terawattstunde
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
%	Prozent
kJ	Kilojoule
mol	Mol
ΔH_0^R	Standardreaktionsenthalpie
CH_4	Methan
H_2	Wasserstoff
W	Watt
m²	Quadratmeter
K	Kelvin
°C	Grad Celsius
bar	Bar
%	Prozent
€	Euro
kg	Kilogramm
Ni	Nickel
N_2O	Distickstoffmonoxid
NO_x	Stickstoffoxide
SO_2	Schwefeldioxid
ppm	Parts per million
Ru	Ruthenium
Fe	Eisen
Co	Cobald
Rh	Rhodium
Pd	Blei
Pt	Platin
Ir	Iridium

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kennzahlen der katalytischen Methanisierung (2015) 77

Tab. 1-2 Potenzialabschätzung (vor-) konzentrierter CO_2-Quellen in Deutschland 79

Tab. 2-1 Darstellung von weltweiten PtG-Projekten 82

Tab. 2-2 Gegenüberstellung der Methanisierungstechniken: Festbett, Wirbelschicht und Drei-Phasen 90

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von katalytisch erzeugtem Methan 91

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der katalytischen Methanisierungstechnologien 92

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der katalytischen Methanisierung 93

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für katalytisch erzeugtes Methan (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) 95

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für katalytisch erzeugtes Methan 96

Tab. 4-3 Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050) 96

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für katalytisch erzeugtes Methan (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) 97

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für katalytisch erzeugtes Methan 97

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsraten für katalytisch erzeugtes Methan (Szenarienbereich DE_80 %) 98

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch katalytisch erzeugtes Methan in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr) 99

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch katalytisch erzeugtes Methan Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr) 100

Tab. 4-9 Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise 101

Tab. 4-10 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch katalytisch erzeugtes Methan in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) 101

Tab. 4-11 Analyse des bisherigen Marktanteils für katalytisch erzeugtes Methan 102

Tab. 4-12 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für katalytisch erzeugtes Methan 102

Tab. 4-13 Inländische Wertschöpfung basierend auf katalytisch erzeugtem Methan hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes 103

Tab. 4-14 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich katalytischer Methanisierung 103

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der katalytischen Methanisierung – Output-Orientierung 104

Tab. 4-16 Bewertungsraster für die Akzeptanz von katalytisch erzeugtem Methan zum Status Quo (2015) 105

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von katalytisch erzeugtem Methan 106

Tab. 4-18 Abhängigkeit des katalytisch erzeugten Methans von Infrastrukturen 106

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Methanausbeute (db: dry basis) im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck ([barg] = [barabs] – [baratm]); Eduktgas: 80 Vol.- % H_2; 20 Vol.- % CO_2 ---------- 75

Abb. 1-2 Festbettreaktor: adiabatisch (links) und wandgekühlter Reaktor: nicht-adiabatisch (rechts) ---------- 78

Abb. 1-3 Wirbelschichtreaktor (links) und Drei-Phasen-Reaktor (rechts) ---------- 79

Abb. 2-1 Einfluss der Fließrichtung und der Fließgeschwindigkeit (v_s) des Kühlmediums auf das Temperaturprofil im Reaktor (A= Isotherm, B= Gleichstrom, C= Gegenstrom) ---------- 85

Abb. 2-2 Bauarten von Blasenreaktoren ---------- 88

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.2a
Power-to-gas
(Methanisierung chemisch-katalytisch)

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefelds

- A: Festbettreaktor: Umsetzung der Edukte mittels heterogener Katalyse an der Oberfläche eines Katalysators. Dieser ist als Schüttung in den Reaktionsraum eingebracht.
- B: Wirbelschichtreaktor: Methanisierung in katalytischem Wirbelbett.
- C: Drei-Phasen-Reaktor: Katalysator wird in einem temperaturstabilen Wärmeträgermedium suspendiert und durch den Edukt-Gasstrom fluidisiert.

Technologische Reife:
- A: Demonstration (TRL=8)
- B: Demonstration (TRL=6)
- C: Technologieentwicklung (TRL=4)

Kritische Komponenten: Katalysatormaterial

Entwicklungsziele

- A: Kostensenkungspotenziale durch Serienproduktion, Scale-Up, Betriebsautomation erreichen
- B: Heben der Technologie auf TRL 8-9
- C: Heben der Technologie auf TRL 6-7, Entwicklung von Prototypen und Demo

Technologie-Entwicklung

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Marktpotenziale Deutschland *)	TWh	0	0	21	52	90
Marktpotenziale International *)	TWh	0	0	210-525	520-1.300	900-2.250
Volllaststunden	h	5.000-7.000	5.000-7.000	5.000-7.000	5.000-7.000	5.000-7.000
Systemwirkungsgrad (bez. auf Brennwert)	%	80	80	80	80	80
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	30	30	30	30	30
Spezifische Investition	$€_{2015}$/kW	800	800	603	559	534
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5

*) Szenarienbereich DE_80 % bzw. INT_2°C (Min-Max)

F&E-Bedarf

Eher geringes technisches F&E-Risiko und hohes wirtschaftliches F&E-Risiko.

- A: Verbesserung der Wärmeabfuhr.
- B: Entwicklung neuer Katalysatoren.
- C: Erhöhung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids.

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
Einsparung von THG ggü. Referenztechnologie Erdgas (Szenario DE_80 %) in 2050: 25 Mio. t $CO_{2\text{-äq}}$.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
– Steigerung PE-Bedarf ggü. Referenztechnologie – Kein Verbrauch kritischer Rohstoffe.
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Teilweise (geringe) Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie.
Inländische Wertschöpfung
– Marktanteil von 50 % in Deutschland und 15 % international möglich bis 2050. – Inländische Wertschöpfung ansteigend von 0 Mrd. €/a in 2020 auf 1 Mrd. €/a in 2050 im Szenario INT_2 %.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Deutschland besitzt eine internationale Technologieführerschaft. – Hoher Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen bzw. der deutschen Patente am internationalen Aufkommen.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Mittlere Marktakzeptanz. – Eher hohe sozialpolitische und lokale Akzeptanz.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Langfristig gebundene, hohe Investitionsgüter – Flexible Einsatzmöglichkeiten von Methan (Wärme, Kraftstoff, Energiespeicher, chemischer Rohstoff).
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Zur Nutzung und Verbreitung des Methans kann bestehende Infrastruktur genutzt werden.
Systemkompatibilität
Positive Wechselwirkung mit Energiesystem: Darstellung CO_2-neutraler Wärmeversorgung und Mobilität Aufbauend auf bestehender Infrastruktur – Möglichkeit zur saisonalen Stromspeicherung – bidirektionale Verbindung der Energiesektoren (Strom- und Gasnetz) – Systemdienstleistung (Regelenergie) – ggf. Minderung des Stromnetzausbaubedarfs – Erweiterung des Kraftstoffportfolios Negative Wechselwirkung: – Steigerung des Stromverbrauchs ggü. direkter Stromnutzung

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Power-to-Gas (PtG): Erzeugung von Erdgassubstitut durch katalytische Methanisierung von H_2/CO_2

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 CO_2 in einem Synthesereaktor zu Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas, konvertiert und als Erdgassubstitut (engl. SNG; Substitute Natural Gas) in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. In der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur wird der aus erneuerbaren Ressourcen hergestellte, chemische Energieträger Methan effizient gespeichert, verteilt und zur bedarfsgerechten Nutzung bereitgestellt. Ein besonderer Vorteil gegenüber anderen Speicheroptionen ist die Nutzung des Erdgasnetzes mit seiner hohen Speicher- und Transportkapazität.

Der PtG-Prozess bietet die Option der Konvergenz von Stromnetz und Gasnetz zu einem integrierten Gesamtsystem für die bedarfsgerechte Bereitstellung und Speicherung von Energie. Für eine Langzeitspeicherung und den saisonalen Ausgleich von Erneuerbaren Energien (EE) kommen heute nur chemische Sekundärenergieträger wie Wasserstoff und kohlenstoffbasierte Brennstoffe (zum Beispiel SNG), die sich aus verschiedenen EE herstellen lassen, in Betracht. Sie stellen die einzige derzeit absehbare Option dar, EE mit einer Kapazität im Bereich von TWh (Beispiel Deutschland) saisonal zu speichern.

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 Wasser-Elektrolyse und die Methanisierung. Als Kohlenstoffquelle für die Methansynthese sind neben industriellen kohlenoxidhaltigen Synthesegasen oder Abgasen insbesondere Gase erneuerbaren, regenerativen Ursprungs, wie z. B. Biogas oder Luft, interessant.

1.2 Grundlagen der Methansynthese

Die Umsetzung von Kohlenoxiden (CO, CO_2) mittels Wasserstoff zu Methan ist durch Sabatier und Senderens (1902) seit Anfang des 20. Jahrhunderts bekannt. In einem technologisch relevanten Maßstab wurde der Prozess der katalytischen Methansynthese bislang vorwiegend an Kohlevergasungsanlagen eingesetzt. Dabei wird CO-reiches Synthesegas aus der Kohlevergasung katalytisch zu einem methanreichen Produktgas umgewandelt. Allerdings gewinnt auch die Methanisierung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff mit Hilfe von CO_2 immer mehr an Bedeutung. Die Methansynthese wird dabei durch folgende Hauptreaktionen beschrieben:

Methanisierungsreaktionen:

$$CO + 3H_2 \rightleftarrows CH_4 + H_2O \qquad \left[\Delta H_0^R = -206.4 \frac{kJ}{mol}\right] \qquad (1)$$

$$CO_2 + 4H_2 \rightleftarrows CH_4 + 2H_2O \qquad \left[\Delta H_0^R = -164.9 \frac{kJ}{mol}\right] \qquad (2)$$

Shift-Reaktion:

$$CO + H_2O \rightleftarrows H_2 + CO_2 \qquad \left[\Delta H_0^R = -41{,}5\,\frac{kJ}{mol}\right] \qquad (3)$$

Bei der Methanisierung werden Kohlenmonoxid und Kohlendioxid mittels Wasserstoff zu Methan und Wasser konvertiert (Gleichung 1 und 2). Die Methanisierungsreaktionen sind miteinander durch die CO-Shift-Reaktion (Gleichung 3) gekoppelt. Nach gängiger Lehrmeinung erfolgt die CO_2-Methanisierung in zwei Schritten, der Retroshift-Reaktion (Rückreaktion von Gleichung 3) und der anschließenden CO-Hydrierung (Gleichung 1). Auch der Reaktionsmechanismus einer direkten Methanisierung von Kohlendioxid nach Gleichung 2 wird diskutiert (Zagli und Falconer 1981).

Die Hydrierung von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid ist volumenreduzierend und stark exotherm, weshalb nach dem Prinzip von Le Chatelier die Methanisierungsreaktionen durch hohe Drücke und niedrige Temperaturen begünstigt werden.

Für die im PtG-Verfahren eingesetzten Methanisierungsverfahren kommt es darauf an, mit möglichst geringem Aufwand eine hohe CH_4-Konzentration im erzeugten Produktgas zu erzielen. Eine Grundvoraussetzung für einen hohen Umsatz sind optimale Reaktionsbedingungen. Abb. 1-1 zeigt zur Veranschaulichung den im chemischen Gleichgewicht erreichbaren Methangehalt des Produktgases der CO_2-Methanisierung in Abhängigkeit der Parameter Betriebstemperatur und -druck.

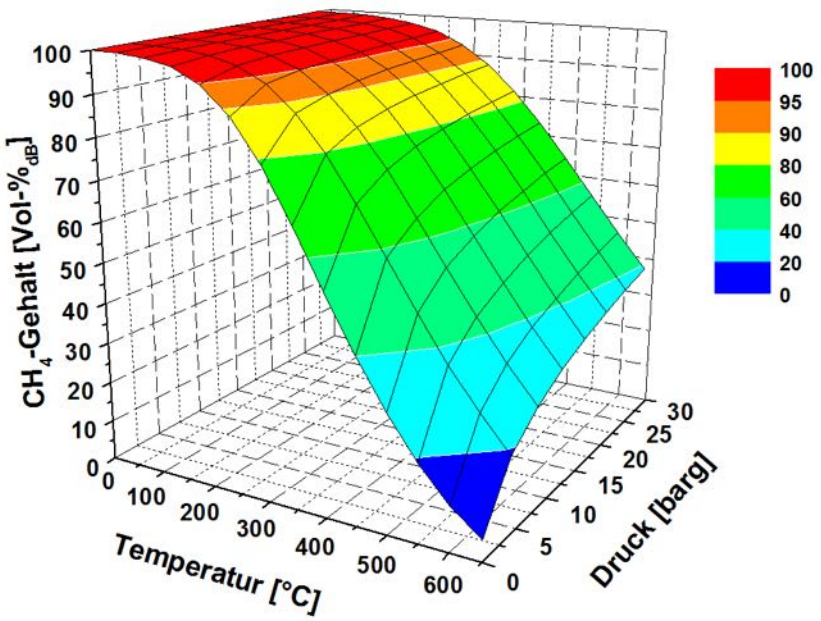


Abb. 1-1 Methanausbeute (db: dry basis) im Gleichgewicht als Funktion von Temperatur und Druck ([barg] = [barabs] – [baratm]); Eduktgas: 80 Vol.- % H_2; 20 Vol.- % CO_2

Wie aus Abb. 1-1 ersichtlich wird, ist bei niedrigen Temperaturen die Erzeugung eines Austauschgases (y_CH_4 > 95Vol- %) nach den Regularien G260 und G262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) theoretisch möglich. Das Erreichen der Gleichgewichtslage setzt zunächst eine beliebig lange Verweilzeit im Re-

aktorsystem voraus. Durch den Einsatz eines Katalysators kann die Verweilzeit auf ein technisch realisierbares Maß beschränkt werden.

Katalysatoren

Zur katalytischen Methansynthese können insbesondere Metalle der 8. Nebengruppe eingesetzt werden. Die Katalysatoren sind in Bezug auf Aktivität und Selektivität unterschiedlich gut geeignet (Hedden et al. 1986):

- Aktivität: Ru > Fe > Ni > Co > Rh > Pd > Pt > Ir
- Selektivität: Pd > Pt > Ir > Ni > Rh > Co > Fe > Ru

Aus Kostengründen und aufgrund der hohen Aktivität sowie Selektivität bzgl. der Methanbildung werden meist Ni-basierte Katalysatoren eingesetzt (Seglin et al. 1975). Des Weiteren unterstützen Nickel-Katalysatoren die Methanisierung von Kohlendioxid, da sie neben der CO-Hydrierung auch die Retro-Shift-Reaktion begünstigen (Althaus und Urban 2005):

Wie bei allen katalytischen Prozessen, kann auch bei der Methansynthese die Aktivität der Katalysatoren durch Deaktivierungsmechanismen beeinträchtigt werden. Als relevante Deaktivierungsvorgänge sind dabei nach Bartholomew (2004) folgende zu benennen:

- Mechanische Schädigung
  - Die Bildung von Ablagerungen auf der Katalysatoroberfläche, die gegebenenfalls Poren verstopfen, führt zur Blockade der katalytisch aktiven Oberfläche.
  - Die mechanische Abnutzung, bei der die Katalysatoroberfläche durch Erosionsvorgänge abgerieben wird, tritt bei Wirbelschicht- und Slurry-Reaktoren auf und ist bei Festbettschüttungen nicht relevant.
- Chemische Prozesse
  - Die Vergiftung: Katalysatorgifte werden an katalytisch aktiven Stellen adsorbiert und blockieren diese somit für die eigentlich erwünschte katalytische Reaktion.
  - Reaktionen, die inaktive und volatile Komponenten produzieren: Diese treten auf, wenn Reaktanden, das Trägermaterial oder Zusatzstoffe mit dem Katalysatormaterial reagieren.
- Thermische Deaktivierung
  - Eine Deaktivierung durch thermische Vorgänge erfolgt insbesondere durch die Versinterung des Katalysators und/oder seines Trägermaterials, bei extrem hohen Temperaturen. Gekennzeichnet ist das Versintern durch einen Verlust an katalytischer Oberfläche aufgrund von Kristallwachstum, teilweisem Aufschmelzen und Porenkollaps.

1.3 Reaktorsysteme

Zur Methanisierung von Kohlenoxiden können unterschiedliche Reaktorsysteme zur Anwendung kommen. Differenziert wird dabei nach Festbett-, Wirbelschicht- und Drei-Phasen-Reaktoren. Diese müssen den Anforderungen einer ausreichenden Wärmekontrolle in der Hauptreaktionszone und eines guten Reaktionsumsatzes ge-

nügen (Frick 2013). Eine weitere Form ist die mikrobiologische Methanisierung, die in *Technologiebericht 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch)* gesondert betrachtet wird. Techno-ökonomische Kennzahlen der katalytischen Methanisierung sind der Tab. 1-1 zu entnehmen.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kennzahlen der katalytischen Methanisierung (2015)

Kriterium	Einheit	Wert
Temperaturbereich	°C	200-750
Druck	bar	4-80
CO_2-Umsatz	%	80-95
CH_4-Selektivität	%	≥99
Kommerziell erhältliche Katalysatoren	-	Ni- oder Ru-basiert
Wirkungsgrad	%	70-85
Spezifische Investition	€/kW SNG	600-1.000
Katalysatorkosten	€/kg	bis zu 250

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014), Lehner et al. (2014), ergänzt durch ZSW

1.3.1 Festbettreaktor

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 grundsätzliche Aufbau dieser beiden Reaktortypen ist in Abb. 1-2 dargestellt.

Adiabatische Festbettreaktoren bestehen im einfachsten Fall aus einem zylindrischen Mantel, in welchem der Katalysator auf einem Gittersieb lose aufliegt und axial durchströmt wird (Eigenberger 2005). Bei selektiven Reaktionen, die durch das thermodynamische Gleichgewicht limitiert sind, werden dabei zur Gewährleistung einer hohen Produktausbeute meist mehrstufige Reaktorsysteme mit Zwischenkühlung eingesetzt. Zur thermischen Kontrolle des Syntheseprozesses sind verschiedene Technologien, wie die Gasrückführung, Dampfmoderation (beide gleichgewichtlimitierend) oder die kinetische Limitierung des Umsatzes, bekannt. In der Regel besitzen die Festbettreaktoren verschiedene Temperaturniveaus, um sowohl die Verweilzeit als auch die Umsatzraten zu optimieren (Rönsch und Ortwein 2011).

Wandgekühlte Reaktortypen (nicht-adiabatisch, isotherme) ermöglichen es, die thermische Prozessführung den Erfordernissen an einen maximalen Umsatzgrad anzupassen. Dies ermöglicht einen nahezu vollständigen Umsatz in einer einzigen Reaktorstufe (Seglin et al. 1975). Durch die Einbringung der Wärmeüberträgerfläche in die Festbettschüttung kann die entstehende Wärmemenge, hervorgerufen durch die

exotherme Hydrierung der Edukte, während der Methansynthese abgeführt werden. Der Festbett-Rohrbündelreaktor stellt dabei den ältesten und immer noch vorherrschenden Vertreter der Reaktorklassifikation dar. Die Katalysatorschüttung befindet sich in den Einzelrohren des Rohrbündels, während das Wärmeüberträgermedium (z. B. Druckwasser, Thermalöl oder Salzschmelze) um das Rohrbündel durch einen externen Wärmeüberträger zirkuliert (Eigenberger 2005). Im Allgemeinen werden Festbettreaktoren bei stationären Prozessen eingesetzt, d. h. unter konstanten Prozessbedingungen betrieben (ebd.).

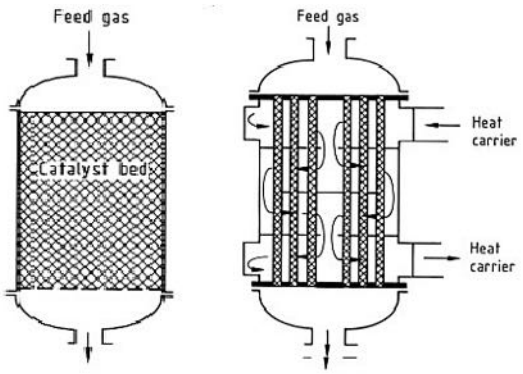


Abb. 1-2 Festbettreaktor: adiabatisch (links) und wandgekühlter Reaktor: nicht-adiabatisch (rechts)

Quelle: Eigenberger (2005)

1.3.2 Wirbelschichtreaktor

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 Rektionsraum. Durch einen Wärmeübertrager im Wirbelbett kann die Reaktionswärme der exothermen Methanisierungsreaktion abgeführt werden und damit nahezu isotherme Bedingungen im Reaktor erzeugt werden (Rönsch und Ortwein 2011). Der Wärmeübergangskoeffizient liegt typischerweise zwischen 200 und 700 W/m²K (Froment und Bischoff 1979). Unterstützend kann wie bei Festbettverfahren ein Teil des Produktgases zurückgeführt werden (Seglin et al. 1975). Der Aufbau eines Wirbelschichtreaktors ist in Abb. 1-3 dargestellt.

1.3.3 Drei-Phasen-Reaktor

Zur Umsetzung der Methanisierung in Drei-Phasen-Reaktoren (Suspensionsreaktor) wird der Katalysator in einem temperaturstabilen Wärmeträgermedium suspendiert und durch den Edukt-Gasstrom fluidisiert (Bajohr et al. 2012). 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 (Seglin et al. 1975). Somit kann eine zuverlässige thermische Kontrolle des Systems bis hin zu einem isothermen Betrieb er-

reicht werden. Der Aufbau eines Drei-Phasen-Reaktors ist in Abb. 1-3 dargestellt. Prinzipiell ist ein weitgehender Reaktionsumsatz in diesem Reaktor realisierbar. Unter Umständen erfordert dies aber sehr große Reaktorvolumina (Blum et al. 1974).

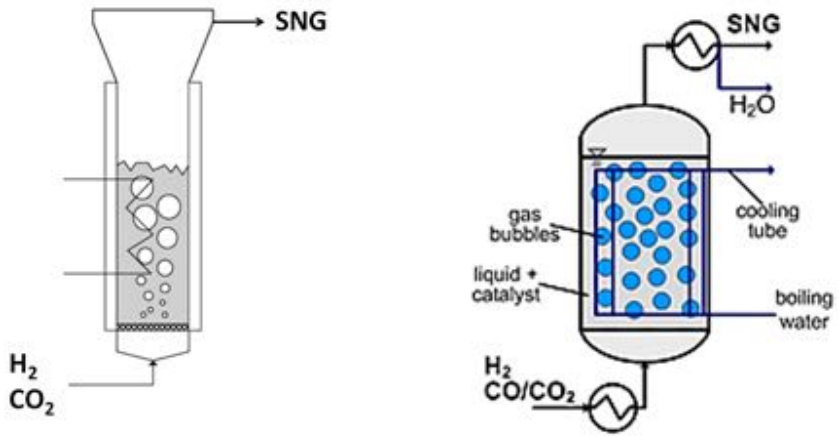


Abb. 1-3 Wirbelschichtreaktor (links) und Drei-Phasen-Reaktor (rechts)

Quelle: Biollaz (2015); eigene Darstellung nach Götz (2014)

1.4 Exkurs: CO_2-Bereitstellung aus der Luft (DAC Direct Air Capture)

Für die Methanisierung (oder allgemein Kohlenwasserstoffsynthesen) werden Kohlenstoffoxide (CO und CO_2) in konzentrierter Form benötigt, die mit möglichst geringem Kosten- und Energieaufwand bereitgestellt werden und idealer Weise aus erneuerbaren Quellen stammen. Bei den bestehenden PtG-Demoanlagen erfolgt die CO_2-Bereitstellung meist aus konzentrierten Quellen, weil dort der Energieaufwand zur Aufkonzentration wesentlich geringer ist als bei der Bereitstellung aus Luft (DAC), wo das CO_2 in sehr verdünnter Form vorliegt (400 ppm). Eine Übersicht konzentrierter biogener und fossiler Quellen ist in Tab. 1-2 zusammengestellt. Das Methan-Potenzial in TWh ergibt sich aus dem CO_2-Potenzial unter Beachtung des Energiegehaltes eines m^3 Methans von 10 kWh.

Tab. 1-2 Potenzialabschätzung (vor-) konzentrierter CO_2-Quellen in Deutschland

	CO_2-Konzentrationsbereich	CO_2-Potenzial	Methan-Potenzial
Einheit	Vol %	Mrd. m^3/a	TWh/a
Fermentation: Biogas-, Klär-, Ethanol-Anlagen	30-100	7	70
Industrie: Stahl-, Zementwerke	10-20	34	340
Chemie: Ammoniak-, Ethylenoxid-Synthese	bis 100	2	20
Thermische Kraftwerke	10-15	147	1470
Gesamt		190	1900

Quelle: ZSW

Das ausgewiesene CO_2-Potenzial übersteigt den für PtG prognostizierten Bedarf (Kapitel 4.1). Das in Tab. 1-2 dargestellte Methan-Potenzial stellt lediglich ein theoretisches und kein wirtschaftliches Potenzial, welches in Kapitel 4.1 dargestellt ist, dar. Dennoch kann es sinnvoll sein, langfristig die CO_2-Breitstellung für Kohlenwasserstoffsynthesen mittels DAC zu realisieren.

- DAC liefert synthesetaugliches CO_2 an weltweit nahezu beliebigen Standorten (auch in abgelegen Gebieten ohne CO_2-Quellen).
- DAC liefert CO_2 (on site/demand), man benötigt keine weitere CO_2-Logistik (Aufbereitung, Speicherung, Transport).
- Der Energieaufwand für DAC setzt sich je nach Verfahren aus einem elektrischen und thermischen Anteil zusammen. Ziel heutiger Verfahrensentwicklung ist es, den elektrischen Anteil zu minimieren (< 2 kWh/m³ CO_2) und den thermischen Anteil (< 4-6 kWh/m³ CO_2) durch Prozessintegration aus Abwärmen anderer Prozessschritte wie z. B. Elektrolyse und Synthese zu bestreiten.

Unter der Annahme, dass die CO_2-Bereitstellung für PtG (und weitere Kohlenwasserstoffe) langfristig zumindest partiell über DAC bereitgestellt wird, sollte dies aus ökonomischen Gründen mit einem möglichst geringen, zusätzlichen Energieaufwand verbunden sein.

Die CO_2-Bereitstellung aus Luft ist ein innovatives Themenfeld. Im Vergleich zu anderen Technologieentwicklungen gibt es weltweit bislang eine überschaubare Anzahl von Playern zu Material und Verfahrensentwicklungen, die im Review von Goeppert (2012) beschrieben sind. Alle Verfahren befinden sich noch im frühen F&E- bzw. Demonstrationsstadium, woraus sich noch erheblicher Forschungsbedarf ableiten lässt. Neben der CO_2-Sorbents- und Verfahrensentwicklung geht es dabei um die Minimierung des Energiebedarfs, die Prozessintegration (Abwärmenutzung aus Elektrolyse und Methanisierung) und das Anlagen Scale-up.

Dieses Kapitel ist lediglich ein kleiner Exkurs. Für eine ausführliche Analyse sei auf den *Technologiebericht 4.4: Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft* verwiesen, der erst nach Abschluss dieses Berichts erstellt wurde.

2 Aktueller Entwicklungsstand und zukünftiger Entwicklungsbedarf

Die katalytische Methansynthese erlangte insbesondere während der Ölkrise in den 1970er Jahren an industrieller Bedeutung. Eine Vielzahl der Technologien zur Konvertierung eines aus der Kohlevergasung stammenden Synthesegases in ein Erdgassubstitut lassen sich auf diesen Zeitraum zurückführen. Im weiteren Verlauf der Jahre rückte dann die Hydrierung eines biomassestämmigen Synthesegases in den Fokus der Wissenschaft. Ein detaillierter Überblick über die einzelnen Technologien zur Methanisierung ist in Kopyscinski et al. (2010) dargestellt.

Die Methanisierung von Kohlenoxiden, hauptsächlich Kohlendioxid, zur Speicherung und Verteilung regenerativer Energien im Gasnetz wurde erstmals 1994 von Koji Hashimoto veröffentlicht (Bailera et al. 2016). 2009 wurde das PtG-Konzept vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und der Firma Etogas in Form einer 25 kW Containeranlage demonstriert und als saisonale Speichermöglichkeit in den Fokus der Öffentlichkeit und Forschung gebracht. Bailera et al. (2016) zeigt durch eine Zeitleiste die Entwicklung der weltweiten PtG-Projekte. Dabei stellt Deutschland den Vorreiter in der Entwicklung von PtG-Systemen unter Nutzung der katalytischen Methansynthese dar. Als Kohlendioxidquelle wird meist regeneratives Kohlendioxid, beispielsweise aus Biogas eingesetzt. CO_2 aus der Atmosphäre und weitere CO_2-Quellen sind dabei eher sporadisch vertreten.

In Bailera et al. (2016) ist eine Übersicht der weltweiten Projekte zum PtG-Verfahren gegeben. Dabei werden auch Labor-, Pilot- und Demoanlagen mit dem Zielprodukt Methan beschrieben. Tab. 2-1 zeigt einen Auszug der weltweiten PtG-Projekte, bei denen die katalytische Methansynthese eine der Hauptkomponenten darstellt.

Tab. 2-1 Darstellung von weltweiten PtG-Projekten

Projekt	Projektart	Reaktortechnologie	Zeit-raum	Ort	Institutio-nen
STORE & GO	Demo	Wabenreaktor (isotherm)/ Strukturreaktor (k. A.) Biologische Methanisierung (k. A.) Modularer Reaktor (k. A.)	2015 – 2019	Schweiz, Deutschland, Italien	Electrocha-ea u. a.
El-opgraderet biogas	Demo	k. A.	2013 – 2016	Foulum, Däne-mark	Haldor Top-soe u. a.
MeGa-stoRE – Methane Gas storage of Renewable Energy	Demo	Festbett (T: 260; p: 8)	2013 – 2015	Lemvig, Däne-mark	AU u. a.
MeGa-stoRE 2 – Optimis-ing and Upscaling	Demo	Festbett (T: 260; p: 9)	2015 – n/a	Lemvig, Däne-mark	AU u. a.
Technical assumptions, technology demonstration and results P2G project	Demo	Adiabates Festbett (T: 200-500; p: 15)	2013 – 2015	Rozenburg, Niederlande	DNV GL u. a.
Alpha-plant	Pilot	Wandgekühlter Rohrreaktor (T: 200-300; p: 6)	2010 – 2011	Werlte, Deutschland	ZSW u. a.
RENOVAGAS	Pilot	Mehrfachkanal (T: 275-330; p: 25)	2014 – 2016	Spanien	Enagas u. a.
DemoSNG	Pilot	Wabenreaktor (T< 300)	2011 – 2015	Köping, Schwe-den	DVGW-EBI, KIT u. a.
Storage of electric energy from renewable sources in the natural gas grid – wa-ter electrolysis and syn-thesis of gas components	Pilot	Festbett-/Slurryreaktor (k. A.)	2011 – 2014	Baden-Würtemberg, Deutschland	DVGW-EBI, EnBW u. a.
CO_2-SNG	Pilot	Strukturreaktor (k. A.)	2014 – 2017	Polen	Tauron u. a.
Kommunale Kläranlagen als Energiespeicher	Pilot	Reaktor (isotherm) (T: 335)	2012 – 2014	Emden, Deutschland	Stadtwerke Emden u. a.
Pilot- und Demonstrati-onsanlage Power-to-Methane HSR	Pilot	Wandgekühlter Rohrreaktor (T: 300)	2014 – 2015	Rapperswil, Schweiz	HSR-IET, HSR u. a.
CO2 Conversion to Me-thane Project	Pilot	Festbett-/ Slurryreaktor (T: 200)	2012 – 2016	Rayong, Thai-land	Hitachi Zo-sen u. a.
Pilot plant – Tohoku Insti-tute of Technology	Pilot	k. A.	2002 – 2005	Tohoku, Japan	Tohoku Uni-versity u. a.
CO_2 -Methanation of flue gas	Pilot	Festbett (T: 350; p: 10)	2013 – 2015	Brandenburg, Deutschland	BTU u. a.
CO_2 catalysis, pilot plant - Technikum 1 & 2	Pilot	Festbett (k. A.)	2013 – 2014	Cottbus	BTU

Projekt	Projektart	Reaktortechnologie	Zeit-raum	Ort	Institutio-nen
Power to Gas 250	Forschung	Festbett (Thermoplatten- und Rohrbündelreaktor) (k. A.)	2012 – 2014	Stuttgart, Deutschland	ZSW u. a.
Alpha-plant	Demo	Wandgekühlter Rohrreaktor (T:200-600; p: 6)	2011	Morbach, Deutschland	ZSW u. a.
Alpha-plant	Demo	Wandgekühlter Rohrreaktor (T:200-600; p: 6)	2009	Stuttgart, Deutschland	ZSW u. a.
HELMETH	Forschung	k. A. (T: 300; p: 30)	2014 – 2017	Europa	Sunfire u. a.
Synthetic methane: a medium for storage and transportation of excess renewable energy	Forschung	k. A. (T: 230-240; p: 6)	2011 – 2014	Niederlande	ECN u. a.
EE-Methan from CO_2	Forschung	Wabenreaktor (T> 350; p: 1-20)	2013 – 2016	Leoben, Österreich	JKU Linz u. a.
RENERG2	Forschung	Wirbelschicht (k. A.)	2013 – 2016	Villigen, Schweiz	PSI u. a.
CO_2 recycling via reaction with hydrogen	Forschung	Festbettreaktor (T: 300-350)	2009	Reno, USA	DRI u. a.
Catalytic methanation of industrially-derived CO_2	Forschung	Festbettreaktor (k. A.)	2014 – 2017	Dübendorf, Schweiz	EMPA u. a.
HyTech	Forschung	k. A.	2012 – 2015	Dübendorf, Schweiz	EMPA u. a.
Dual function materials for CO_2 capture and conversion using renewable H_2	Forschung	Festbettreaktor (k. A.)	2013 – 2015	New York, USA	Columbia University u. a.
GeoEn	Forschung	Festbettreaktor (k. A.)	2011 – 2013	Cottbus	BTU u. a.
Prototype plant – Tohoku University	Prototyp	k. A.	1996	Tohoku, Japan	Tohoku University u. a.
Audi e-gas	Praxis	Festbett (Rohrbündelreaktor) (k. A.)	2013	Werlte, Deutschland	ETOGAS u. a.

T = Temperatur, p = Druck, k. A. = keine Angabe, u. a. = und andere

Quelle: Bailera et al. (2016); Store & Go (o.J.); Competence Center Energy and Mobility (CCEM) (2016); Energiforskning (o. J.)

2.1 Stand der Methanisierungstechnik

Analog zur konventionellen Methanisierung von Synthesegas (hauptsächlich CO und H_2) können auch im Rahmen des PtG-Verfahrens für die CO_2-Methanisierung verschiedene Reaktorsysteme eingesetzt werden. Im Folgenden werden die bekannten verfahrenstechnischen Prozesse gemäß der Einteilung nach dem Reaktortyp kurz erläutert.

2.1.1 Festbettreaktor

Der Festbettreaktor 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, insbesondere im ersten Reaktionsraum, 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 (Ni-Anteil, Aktivkomponente) wurden untersucht. Hierbei erfolgt die Reduzierung der Schüttbetttemperatur durch die Begrenzung des Umsatzes an Edukten, aufgrund der geringen Anzahl an aktiven Zentren am Katalysatorkorn. Um jedoch einen hohen Konversionsgrad, einhergehend mit einer hohen Methanausbeute, zu erlangen, werden im Verlauf der Prozessführung Katalysatoren mit immer stärkerer Aktivität eingesetzt. 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 Eduk-Gastemperatur der einzelnen Stufen, in einem Reaktorturm realisiert. Die letzte Reaktionsstufe muss dabei die niedrigste Betttemperatur aufweisen, um gemäß thermodynamischem Gleichgewicht hohe Methangehalte zu erzielen. Die Ausführung bzgl. der Prozess- bzw. Temperaturkontrolle der einzelnen Stufen kann durch den Umsatz (Aktivitätsprofil) oder auch kinetisch (Verweilzeit) limitiert werden.

Bei nicht-adiabaten Festbett-Reaktorsystemen zur Methansynthese wird der Katalysator (Schüttung oder auch Wabenstruktur) über in das Katalysatorbett eingebrachte Wärmeüberträgerflächen „temperiert“. Dabei erfolgt die, zumindest teilweise, Abfuhr der Reaktionswärme bzw. die Temperaturhaltung während der Standby-Phase im Rahmen eines PtG-Prozesses. Zur Temperierung werden verschiedene Medien wie Salzschmelze, Druckwasser, Thermalöle oder auch Gase (nur in Laborreaktoren) eingesetzt. In Festbettreaktoren ist der Wärmetransport in der Katalysatorschüttung der limitierende Faktor, wodurch Temperaturspitzen, sogenannte Hot-Spots, im Schüttungsinneren auftreten können. Zur Vermeidung bzw. Begrenzung der Katalysatorbetttemperatur kann neben den bereits bei den adiabaten Festbettreaktoren beschriebenen verfahrenstechnischen Prozessen auch die gestufte Eduktzugabe und damit die Ausbildung mehrerer Zonen höchster Aktivität (Hot-Spots) angewandt werden. Zudem beeinflusst die Fließrichtung des Kühlmediums (Gleich- bzw. Gegenstrom) das axiale Temperaturprofil der Schüttung und damit den Umsatzgrad (vgl. Abb. 2-1). Isotherme Bedingungen sind in einem technisch relevanten Maßstab nicht zu erzielen.

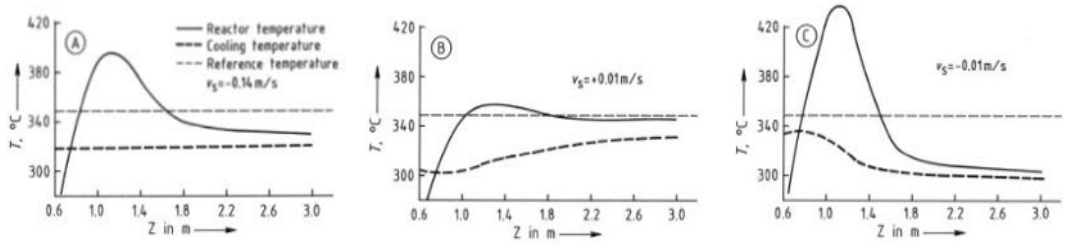


Abb. 2-1 Einfluss der Fließrichtung und der Fließgeschwindigkeit (v_s) des Kühlmediums auf das Temperaturprofil im Reaktor (A= Isotherm, B= Gleichstrom, C= Gegenstrom)

Quelle: Eigenberger (2005)

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. Bei diesem einfachen Reaktortyp fließt zwischen Hüllrohr und Reaktorrohr (umschließt die Festbettschüttung) ein Wärmeträgermedium. Struktur- oder auch Mehrfachkanalreaktoren sind bereits in ersten Demoanlagen zu finden. Hierbei werden Katalysatorpartikel in Kanäle eingebracht bzw. Oberflächen mit einem katalytisch aktiven Material beschichtet, was den Wärmeübergang und somit die Abfuhr der Reaktionswärme verbessern soll. Wie im klassischen Reaktorbau findet auch bei PtG-Anlagen der Rohrbündelreaktor Anwendung. Die einfache Skalierbarkeit sowie die Erfahrungen bezüglich Eduktgasverteilung und der Prozessführung des Kühlmediums, zur gleichmäßigen Temperierung über den Rohrboden, stellen eine gute Basis für die Konzeption und die Auslegung eines Methanisierungsreaktors dar. Eine weitere spezielle Bauform nicht-adiabater, gekühlter Festbettreaktoren stellt der Plattenreaktor dar. Bei diesem Reaktortyp werden kissenförmige Thermoplatten, die zu einem Wärmeüberträgerpaket verbunden sind, mit einem Druckwasser-/Dampf-Kühlmedium durchströmt. Zwischen den Thermoplatten befindet sich die Katalysatorschüttung. Die Reaktionswärme wird durch die Teilverdampfung des Druckwassers in den Thermoplatten im Bereich des Hot-Spots abgeleitet.

Entgegen adiabaten Festbettreaktoren, können wandgekühlte Reaktorsysteme bei Einsatz von Katalysatoren der neuesten Generation und optimaler Reaktorfahrweise nach nur einem einfachem Reaktordurchgang (once through) sehr hohe Methanausbeuten aufweisen. Um dabei den Anforderungen an die Kinetik und Thermodynamik der Methansynthese gerecht zu werden, sind mehrere Temperierzonen (Kühlkreisläufe) denkbar. Aber auch eine mehrstufige Verschaltung von nicht-adiabaten Festbettreaktoren ist Gegenstand der Entwicklung.

Vorteile von Festbettreaktoren sind die hohen Reaktionsgeschwindigkeiten im Reaktor und die geringe mechanische Belastung des Katalysators. Des Weiteren haben Festbettreaktoren bezüglich der Temperatur und des Drucks einen weiten Betriebsbereich, ermöglichen eine einfache Katalysatorhandhabung sowie Auslegung und bieten eine gute Skalierbarkeit.

Nachteilig sind jedoch ggf. die auf den Katalysator wirkenden hohen thermischen Belastungen in Bereichen höchster Aktivität (Hot-Spots) mit den erforderlichen Maßnahmen zur Temperaturbegrenzung.

Forschungsbedarf besteht in der Verbesserung der Temperierung des Reaktorsystems zur Methansynthese. Neben der Wärmeabfuhr der exothermen Methansynthese sollte auch der Temperaturhaltung im Standbybetrieb Rechnung getragen werden, da die Stillstandzeiten im zukünftigen intermittierenden Betrieb relevant sind. Bei der Optimierung von Reaktorsystemen sind noch weitere Reduzierungen der spezifischen Investitions- und Betriebskosten nötig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Zum Reaktorsystem zählen dabei nicht nur der bzw. die katalysatortragenden Rektionsbehälter, sondern ebenso die peripheren Anlagen. Ansatzpunkte zur Forschung bestehen daher auch in der Gasbehandlung „upstream“ und „downstream“ der Methanisierungseinheit. Zudem ist, aufbauend auf den vielversprechenden Ergebnissen aus der Entwicklung neuer hochaktiver Katalysatoren, die Resistenz gegen verschiedene Deaktivierungsmechanismen zu verbessern. Dadurch können die Standzeit wesentlich erhöht und die Betriebskosten gesenkt werden.

2.1.2 Wirbelschichtreaktor

Bereits 1952 hat das ehemalige „Bureau of Mines” in den USA ein Programm gestartet, das SNG aus Kohle mittels Vergasung und Methanisierung gewonnen und anschließend auf Erdgasqualität aufbereitet hat (Greyson 1955; Schlesinger 1956). Innerhalb dieses Projekts wurden die ersten Reaktoren entwickelt, bei denen die Methanisierung mittels eines katalytischen Wirbelbetts umgesetzt wurde.

Das Prinzip eines Wirbelschichtreaktors unterscheidet sich stark vom dem eines Festbettreaktors, da hier die Katalysatorpartikel durch das Eduktgas fluidisiert werden. Dies hat den Vorteil, dass so örtliche Überhitzungen (Hot-Spots) vermieden werden. Der Eduktgasstrom sollte dabei den sogenannten Lockerungspunkt erreichen, sodass die Partikel in der Reaktionszone fluidisiert werden (Hertwig 2012). Allerdings muss dabei beachtet werden, dass der Gasstrom richtig eingestellt ist, damit die Katalysatorpartikel nicht aus der Reaktionszone ausgetragen werden. 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. Der Wärme- und Massentransport ist vergleichbar mit dem eines Festbettreaktors (Kunii 1991). Vorteilhaft ist auch der einfache Austausch von Katalysatoren während des Betriebs (Seemann et al. 2010; Kopyscinski et al. 2011; Rönsch et al. 2011).

Nachteilig erweist sich der Verschleiß und das Mitreißen von Katalysator- und Wandpartikeln durch die hohen mechanischen Belastungen im Wirbelbett, was eine Deaktivierung des Katalysators zur Folge hat (Bartholomew 2001). Nachteilig ist die

Entstehung von Gasblasen in der Wirbelschicht und die damit verbundene unvollständige Hydrierung von Kohlendioxid, was zur Erzeugung eines Austauschgases der Gruppe H-Gas mehrere Methanisierungsreaktoren oder Gasaufbereitungsstufen erfordert. Ein wesentlicher Nachteil ist die Begrenzung der Gasgeschwindigkeit im inneren des Wirbelschichtreaktors. Bei zu geringer Gasgeschwindigkeit ergeben sich keine Wirbelschicht-Bedingungen, dagegen ist bei zu hohen Geschwindigkeiten ein Austrag des Bettmaterials möglich. Dadurch entstehen Einschränkungen bei der Prozessflexibilität, wie z. B. bei Lastwechselanforderungen an den Reaktor.

Forschungsbedarf besteht 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. Aus dem zukünftig fluktuierenden Stromangebot für PtG-Anlagen ergeben sich besondere Anforderungen bezüglich der Prozessflexibilität, wie z. B. einem weiten Variationsbereich der Gasgeschwindigkeiten im Reaktor.

2.1.3 Drei-Phasen-Reaktor

Die Methanisierung von Kohlenoxiden in einem Drei-Phasen-Reaktor wurde analog zu den Festbettreaktoren in den 70er Jahren erstmals untersucht (Alper 1976; Kopyscinski 2010). Neben zwei kleineren Versuchsanlagen erfolgte auch der Aufbau einer größeren Pilotanlage (Blum 1974), die das CO-reiche Gas aus der Kohlevergasung zu Methan konvertierte. Die Projekte wurden jedoch wie viele andere SNG-Projekte aufgrund sinkender Erdgaspreise und Problemen mit der Temperaturstabilität der eingesetzten Öle, die als Katalysatorträger fungierten, nicht weiter verfolgt (Bajohr et al. 2012).

Drei-Phasen-Reaktoren werden grundsätzlich nach dem Bewegungszustand des Feststoffes (Katalysators) eingeteilt (Festbett-, Wirbelschicht- und Suspensionsreaktoren). Dabei eignen sich insbesondere Suspensionsreaktoren, speziell Blasenreaktoren, 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 (Götz 2014). Aus der Literatur sind verschiedene Bauarten von Blasensäulenreaktoren bekannt. Diese sind in Abb. 2-2 dargestellt.

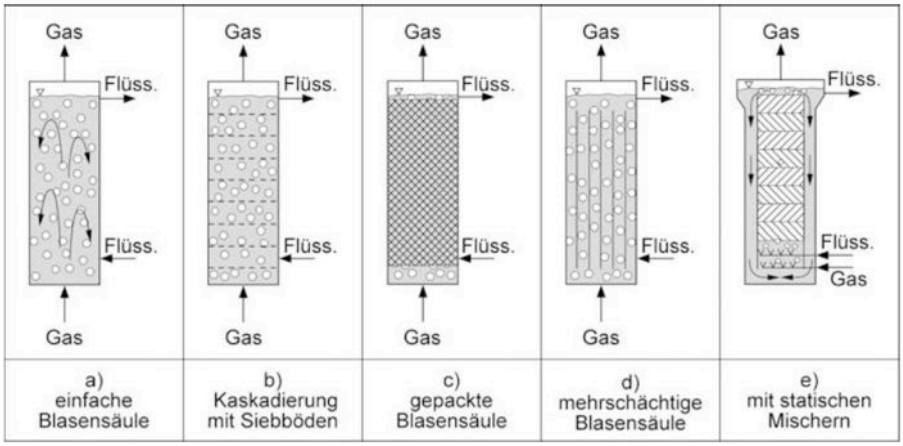


Abb. 2-2 Bauarten von Blasenreaktoren

Quelle: Kraume (2012)

Durch Einbauten, wie z. B. Siebböden, kann der Großblasenanteil reduziert, der Stoffaustausch intensiviert sowie die Rückvermischung in den Phasen verringert werden (Götz 2014).

Ein großer Vorteil des Drei-Phasen-Reaktors ist die einfach zu gestaltende Energieaustrag- und Temperaturregelung, wodurch eine besonders effektive Abfuhr der Reaktionswärme erfolgt und so eine nahezu isotherme Fahrweise ermöglicht wird. Des Weiteren ist die hohe Wärmekapazität der Suspensionsflüssigkeit im Hinblick auf wiederkehrende Standby-Zeiten vorteilhaft, da die Auskühlung des Reaktors verzögert werden kann. Zudem ermöglicht die Reaktorbauweise den Austausch von Katalysatoren während des Betriebs.

Nachteile dieser Technologie sind jedoch die Verdunstung und Zersetzung der Suspensionsflüssigkeit, die flüssigkeitsseitigen Stofftransport-Beschränkungen, einhergehend mit der Limitierung des Konversionsgrades sowie die Rückvermischungsvorgänge in der Gas- und insbesondere Flüssigphase.

Forschungsbedarf besteht in der Optimierung des Feststoffgehaltes des Katalysators und Erhöhung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids. Um hohe Umsatzgrade bzw. Methanausbeuten wie bei Festbettreaktoren zu erzielen, bedarf es der Verbesserung von Stofftransport und Reaktionskinetik.

2.2 Fazit des Entwicklungsstandes

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. Durch die weitgehend stöchiometrisch eingestellten Kohlenoxid-Wasserstoff-Edukt-Gasgemische und der Anforderung an einen hohen Konversionsgrad zur Erlangung der länderspezifischen Einspeisevorgaben für synthetisches Erdgas (Austauschgas) ist der gesteigerten Wärmetönung der Reaktion verfahrenstechnisch entgegenzutreten. Bei einer Überschreitung der Katalysatorgrenztemperatur ist mit negativen Auswirkungen auf den Katalysator, einhergehend mit einer Reduzierung des Umsatzgrades, zu rechnen. Des Weiteren sind möglichst niedrige Reaktortemperaturen

in Bereichen mit fortgeschrittenem Reaktionsumsatz (in Richtung des Reaktoraustritts) einzustellen, um die Methanausbeute zu maximieren. Diese Temperatur ist jedoch nach unten durch die Anspringtemperatur des eingesetzten Katalysators und dessen Umsatzverhalten begrenzt. Die Wärmekontrolle bzw. die Wärmeabfuhr nimmt daher eine zentrale Rolle bei der technischen Umsetzung von Methanisierungsverfahren ein.

Die Temperierung des Synthesereaktors sollte in technisch relevanten Anlagen in ein Wärmemanagementsystem eingebettet sein. Der fluktuierend anfallende Strombezug und die daraus resultierende diskontinuierliche Betriebsweise der Methansynthese beschreibt dabei insbesondere an die Temperaturhaltung im Standbybetrieb eine ungewohnte und neuartige Aufgabenstellung. Zukünftig werden Reaktorkonzepte benötigt, die eine energiearme und lang anhaltende Standby-Haltung auch ohne komplexes Wärmemanagementsystem ermöglichen.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Optimierung von Katalysatoren hinsichtlich der Steigerung des Konversionsverhaltens und der Beständigkeit gegenüber Deaktivierungsmechanismen für die Methanisierung von CO_2 aus regenerativen Quellen. Mit den derzeitig am Markt verfügbaren Katalysatoren lassen sich (mit 1-stufigen „once through“ Reaktoren) aufgrund der kinetischen und thermodynamischen Limitierung des Reaktionsumsatzes vorwiegend nur einspeisefähige Erdgassubstitute der Klassifikation L-Gas (> 90 Vol.- % CH_4) erzeugen. Die Erzeugung von einspeisefähigem H-Gas (> 95 Vol.- % CH_4) erfordert mehrstufige Reaktorkonzepte oder eine nachgeschaltete Gasaufbereitung. Der intermittierende PtG-Betrieb erschwert die Erzeugung einspeisefähiger Austauschgase, insbesondere bei instationären An- und Abfahrvorgängen entstehen nicht einspeisekonforme Mischgase, was sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Ziel einer weiteren Entwicklung ist hierbei die Minimierung der nicht verwertbaren produzierten Gasmengen. Am ZSW wurden bereits vielversprechende Untersuchungen zur Gasaufbereitung mittels Membrantechnologie im intermittierenden Betrieb mit einem Festbettreaktor durchgeführt (Zuberbühler et al. 2016). Der intermittierende PtG-Betrieb, die verschiedenen Reaktorkonzepte sowie neue Konzepte zur Gaseinspeisung erfordern hier die Entwicklung neuer innovativer Verfahren bzw. Prozessoptimierungen.

Um die Wirtschaftlichkeit des PtG-Verfahrens aufgrund der fluktuierend anfallenden Betriebszeiten zu gewährleisten, ist bei der Entwicklung neuer verfahrenstechnischer Ansätze die Reduzierung der spezifischen Investitionen und Betriebskosten zwingend erforderlich. Ein möglicher Ansatz ist dabei die Vereinfachung der Anlagentechnik bzw. die Minderung der Peripheriesysteme.

In Abb. 2-2 sind abschließend die wichtigsten Vor- und Nachteile bezogen auf die Reaktortypen zur Methanisierung im Rahmen des Power-to-Gas-Verfahrens und der aktuelle Forschungsbedarf zusammengefasst.

Tab. 2-2 Gegenüberstellung der Methanisierungstechniken: Festbett, Wirbelschicht und Drei-Phasen

Kriterium	Festbett	Wirbelschicht	Drei-Phasen
Status	Demonstration	Demonstration	F&E
Vorteile	Hohe Reaktionsgeschwindigkeit Geringe mechanische Belastung des Katalysators Weiter Betriebsbereich (T, p) Einfache Katalysatorhandhabung Einfache Auslegung Einfaches Scale-up	Gute Wärmeabfuhr Moderate Temperaturgradienten Guter Stofftransport Nur 1 Reaktor notwendig Katalysatoraustausch im Betrieb möglich	Einfache Wärmeabfuhr Isotherm Gutes Speichervermögen für thermische Energie bei Lastwechseln Optimaler Weise nur 1 Reaktor notwendig Katalysatoraustausch im Betrieb möglich
Nachteile	Hohe thermische Belastung des Katalysators Viele Apparate und Maschinen nötig Gegebenenfalls Verdünnung der Eduktgase Katalysatoraustausch nur bei Stillstand möglich Stofftransportlimitierung durch große Katalysatorpartikel Gegebenenfalls mehrere Reaktoren nötig	Hohe mechanische Belastung des Katalysators (Abrieb) Katalysatoraustrag Umsatzminderung durch Blasenbildung Dynamischer Betrieb nur begrenzt möglich (Fluidisierungs-, Austragspunkt)	Flüssigseitige Stofftransportlimitierung Verdampfen/Zersetzen der Flüssigkeit Rückvermischung
Forschungsbedarf	Verbesserung der Wärmeabfuhr Entwicklung neuer Katalysatoren bzw. bessere Schonung der Katalysatoren	Entwicklung neuer Katalysatoren bzw. bessere Schonung der Katalysatoren Erhöhung der Flexibilität	Erhöhung der Temperaturstabilität des Wärmeträgerfluids Verbesserung des Stofftransportes Skalierung

Quelle: Eigene Darstellung nach Götz (2014); Ghaib et al. (2016)

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Der kommerzielle Einsatz von katalytisch erzeugtem Methan aus regenerativen Quellen mit dem Power-to-Gas-Verfahren befindet sich derzeit noch in der Entwicklungs- bzw. Erprobungsphase. Die Funktionalität der Anlagentechnologie zur katalytischen Erzeugung eines methanreichen Produktgases wurde bereits nachgewiesen. Hingegen bedarf das Erreichen der wirtschaftlichen Entwicklungsziele, wie z. B. die Reduzierung der spezifischen Investitionen und Betriebskosten, weiterer Forschungsarbeiten in den nächsten Jahren.

Des Weiteren hängt die Markteinführung dieser Technologie von mehreren Faktoren ab, wie z. B. von der Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Erzeugung von Wasserstoff und dem Ausbau des Stromnetzes. Sobald die erneuerbare Stromerzeugung ein bestimmtes Level erreicht hat, bei dem entweder durch den fluktuierenden Anfall erneuerbarer Energien zeitweise zu viel Strom produziert wird oder aber der Ausbau des Stromnetzes nicht zeitnah erfolgt, besteht die Notwendigkeit, diesen Strom zu speichern. Da die bisherigen Speichermöglichkeiten, z. B. die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, nur begrenzte Kapazitäten vorweisen, bietet sich die Option der Speicherung größerer Mengen Strom in Form von Wasserstoff. Jedoch sind auch hier die Möglichkeiten begrenzt. Während kleine Mengen in Druckgasflaschen gespeichert werden können, besteht bei größeren Mengen nur die Möglichkeit der Speicherung in Salzkavernen oder die direkte Einspeisung ins Erdgasnetz. Die Volumenzugabe von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist jedoch gemäß den Richtlinien der DVGW und weiterer Verordnungen limitiert. Für die Verwendung von Erdgas als Kraftstoff liegt die zulässige Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz zurzeit bei zwei Vol.- % (DVGW 2013). Aufgrund der limitierten Aufnahmefähigkeit von Wasserstoff im Erdgasnetz besteht bei großen Einspeisemengen die Notwendigkeit, den Wasserstoff mit Kohlendioxid in Methan zu konvertieren, welches als Austauschgas ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die Vorlaufzeit bis zur Kommerzialisierung von katalytisch erzeugtem, erneuerbarem Methan hängt unmittelbar mit der Kommerzialisierung von Wasserstoff als Energiespeicher zusammen. Da die Relevanz der Wasserstofftechnologie, aus Gründen, die im *Technologiebericht 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff)* erwähnt wurden, zwischen 2020 und 2030 gerechnet wird, ist bei der katalytischen Methanisierung von einer ähnlichen Kommerzialisierungsphase auszugehen.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von katalytisch erzeugtem Methan

Abhängig von den verschiedenen Szenarien-Entwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Wie in Tab. 2-2 und Tab. 3-1 deutlich wird, befinden sich die einzelnen Methanisierungstechnologien für den PtG-Einsatz in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. Daher schwankt der Technology Readiness Level (TRL) aufgrund der Heterogenität der verschiedenen Anlagen auch innerhalb der einzelnen Technologien.

Während sich Suspensionsreaktoren für den PtG-Einsatz im F&E-Stadium befinden, weisen Wirbelschichtreaktoren (zumindest für den kontinuierlichen Betrieb) und verschiedene Festbettreaktoren bereits nahezu marktreife Technologien im Demonstrationsbetrieb auf. Insbesondere die e-Gas-Anlage der Fa. Audi (Festbett-Rohrbündelreaktor) deutet bereits kommerzielle Einsatzmöglichkeiten der Methansynthese an, jedoch an einem für den Entwicklungsstand der Technologie günstigen und seltenen Standort mit Zugang zum Erdgasnetz der Klassifikation L-Gas (mit weit geringeren Anforderungen an die Gasbeschaffenheit als im weit verbreiteten H-Gas Netz).

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der katalytischen Methanisierungstechnologien

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐	☒
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☒
Demonstration		☒	☒	☐
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☒	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☐	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐

TRL= Technology Readiness Level

T1= Festbettreaktor, T2= Wirbelschichtreaktor, T3= Drei-Phasen-Reaktor

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die Bewertung des technischen Forschungs- und Entwicklungsrisikos ist aufgrund der unterschiedlichen Reaktortechnologien schwierig. Während Festbettreaktoren und Wirbelschichtanlagen zur Methansynthese einen hohen Entwicklungsstand aufweisen, befinden sich Suspensionsreaktoren noch in der Technologieentwicklung. Betrachtet man jedoch das System zur Methansynthese unabhängig von der eingesetzten Reaktortechnologie, ist das Risiko zum Erlangen der technischen Forschungs- und Entwicklungsziele als eher gering einzustufen. Die erforderlichen verfahrenstechnischen Entwicklungs- bzw. Optimierungsschritte sollten bei entsprechender Förderung in den nächsten Jahren erreicht werden.

Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist entgegen dem technischen als hoch einzustufen. Der kommerzielle Einsatz von Methansyntheseanlagen hängt von vielen Faktoren der Entwicklung des Energiesystems ab. Neben Marktdurchdringung bzw. Skaleneffekten der Power-to-Gas-Technologie birgt auch die Entwicklung anderer Technologiepfade, wie z. B. Batterien zur Langzeit-Speicherung von Stromüberschüssen oder Brennstoffzellenfahrzeuge (Nutzung des erzeugten Wasserstoffs), erhebliche Unsicherheiten.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der katalytischen Methanisierung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Für den Methanisierungsprozess werden Rohstoffe eingesetzt, die ein geringes Risiko aufweisen. Die medienberührenden Teile der Reaktoren und Peripheriesysteme bestehen vorwiegend aus Edelstahl. Nickel als Aktivkomponente und Aluminiumoxid bzw. Siliziumoxid als Trägermaterial bilden den Rohstoff der Katalysatoren. Möglich wären auch auf Ruthenium basierende Katalysatoren, diese werden jedoch bei der Hydrierung von Kohlendioxid im technisch relevanten Maßstab nicht eingesetzt, da die Vorteile des Edelmetalls gegenüber Nickel nicht zum Tragen kommen und die Materialkosten wesentlich höher sind. Auch Wärmeträgeröle oder ionische Fluide bei Suspensionsreaktoren stellen kein großes Rohstoffrisiko dar.

Allerdings steigt durch den Aufbau der Produktionsinfrastruktur für SNG der rohstoffseitige Aufwand stark an. Vor allem der Nickelbedarf für den Katalysator des Methanisierungsreaktors führt bei einem starken Ausbau von Methanisierungsanlagen zu einem steigenden Nickel-Verbrauch. Langfristig können so Nutzungskonflikte mit dem steigenden Nickel-Bedarf in der Stahlindustrie entstehen (Wuppertal Institut 2014). Des Weiteren können auch Konkurrenzen mit Festoxid- bzw. Schmelzkarbonatbrennstoffzellen auftreten.

Des Weiteren führt ein starker Ausbau von Methanisierungsanlagen zu einem hohen CO_2-Bedarf, da pro kg erzeugtes Methan, gemäß der stöchiometrischen Reaktionsgleichung, ca. 2,75 kg CO_2 benötigt werden. Neben den bereits in Demo- und Pilotanlagen genutzten konzentrierten CO_2-Quellen, wie z. B. Biogasanlagen oder aus Abgasen, sind dann weitere CO_2-Quellen zu erschließen, wie z. B. die in Kapitel 1.4 erläuterte CO_2-Bereitstellung aus der Luft (DAC).

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Methan ist ein wichtiger Energieträger und wird heute vor allem in Form von Erdgas für verschiedene Anwendungen eingesetzt. Diese Anwendungen sind z. B. die Dampfreformierung zu Wasserstoff, die Anwendung für Heizzwecke oder die Verwendung im Automobil-Bereich als alternativer Kraftstoff (engl. CNG; Compressed Natural Gas). Mengenmäßig hat die chemisch-katalytische Erzeugung von Methan aus Wasserstoff derzeit keine Bedeutung. Abhängig von den Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Wasserstofferzeugung ist das zukünftige Marktpotenzial entsprechend.

Abschätzung des energetischen, nationalen Marktpotenzials

Zur Ermittlung des nationalen Bedarfs an katalytisch erzeugtem Methan wurden verschiedene Studien ausgewertet.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das globale Marktpotenzial wurde ebenfalls mit Hilfe der untersuchten Studien bestimmt. Allerdings wurden zunächst das nationale Marktpotenzial ermittelt und auf dessen Grundlage verschiedene Hochrechnungen vom nationalen Substitutionsbedarf des fossilen Erdgases auf den globalen Bedarf getätigt. Im „Min-Szenario“ wurde anhand einer konservativen Abschätzung mit dem Faktor 10 multipliziert. Diese Abschätzung beruht auf der Grundlage des Anteils Deutschlands am weltweiten Erdgasverbrauch. Im „Max-Szenario“ wurde der Hochrechnungsfaktor 25 gewählt. Dieser ist nach einem Vergleich mit anderen Technologien als plausibel anzusehen (Windkraft: Faktor 15, Photovoltaik: Faktor 50). Die Ergebnisse der Marktpotenzialberechnungen sind der Tab. 4-1 zu entnehmen. Der dargestellte Leistungsbedarf in GW beruht dabei auf der Berücksichtigung der in Tab. 4-4 dargestellten Wirkungsgrade und Volllaststunden.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für katalytisch erzeugtes Methan (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	0/0	0/0	0/0	0/0
2030	94/210	52/525	0/0	0/0
2040	232/520	130/1300	18/40	10/100
2050	402/900	225/2250	85/190	47/475

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-2 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für katalytisch erzeugtes Methan

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0/0	0/0	0/0	0/0
2021-2030	94/210	52/525	0/0	0/0
2031-2040	138/310	40/757	18/40	10/100
2041-2050	264/590	184/1475	67/150	38/375

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das in Tab. 4-4 dargestellte nationale Marktpotenzial ergibt sich auf Grundlage der zuvor erwähnten Annahmen aus der Summe der Studienauswertungen und dem substituierbaren fossilen Erdgas.

Ableitung der erforderlichen Leistung zur Bereitstellung des nationalen, energetischen Marktpotenzials

Im Folgenden wird die notwendige Anlagenleistung zur Bereitstellung der in Tab. 4-4 dargestellten energetischen Arbeit ermittelt. Die Umrechnung erfolgt anhand der Annahmen zum Wirkungsgrad und einer unterstellten Volllaststundenzahl (Benutzungsstunden pro Jahr), welche der Tab. 4-3 zu entnehmen sind.

Tab. 4-3 Entwicklung der Volllaststunden und Wirkungsgrade (2020-2050)

	Szenarienbereich DE_80 %				Szenarienbereich DE_95 %			
Jahr	Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%) der Methanisierung		Volllaststunden (h)		Wirkungsgrad (%) der Methanisierung	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	5.000	7.000	80	80	5.000	7.000	80	80
2030	5.000	7.000	80	80	5.000	7.000	80	80
2040	5.000	7.000	80	80	5.000	7.000	80	80
2050	5.000	7.000	80	80	5.000	7.000	80	80

Quelle: Eigene Darstellung nach Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

Dabei ist zu beachten, dass eine minimale Volllaststundenanzahl einen maximalen Leistungsbedarf erfordert und eine maximale Stundenanzahl einen minimalen Leistungsbedarf bewirkt. Anhand dieses Bedarfs kann der Leistungszubau abgelesen und die Überlegungen dahinter erläutert werden. Diese sind folgende:

- 2020: Kein Leistungsbedarf
- 2020-30: Zubau ≈ 0-0,5 GW/Jahr
- 2030-40: Zubau ≈ 0-1 GW/Jahr
- 2040-2050: Zubau ≈ 0,5-1 GW/Jahr
- Zunächst Zubau von kleineren Anlagen, später größere.
- Niedriger Bedarf im DE_95 %-Szenario, da eher Ausbau anderer erneuerbarer Energieträger.

Tab. 4-4 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für katalytisch erzeugtes Methan (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	0/0	0/0	0/0	0/0
2030	4/21	5/21	0/0	0/0
2040	9/52	13/52	1/4	1/4
2050	16/90	22/90	3/19	5/19

Das reale Marktpotenzial ist in Tab. 4-5 dargestellt. Dabei werden die bis Ende der vorangegangenen Dekade weltweit realisierten Umsetzungen sowie notwendiger Ersatzbedarf berücksichtigt.

Tab. 4-5 Analyse des nationalen Marktpotenzials für katalytisch erzeugtes Methan

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW/TWh		GW/TWh	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0/0	0/0	0/0	0/0
2021-2030	4/21	5/21	0/0	0/0
2031-2040	5/31	8/31	1/4	1/4
2041-2050	11/59	15/59	2/15	4/15

Zur besseren Veranschaulichung werden in Tab. 4-6 zusätzlich die Wachstumsraten des Technologiefeldes angegeben. Diese werden mit Hilfe der mittleren jährlichen Wachstumsraten CAGR (engl. compound annual growth rate) dargestellt. Gleichung (4) beschreibt die Formel, welche zur Berechnung des CAGR angewendet wird, wobei N(t) für die Anzahl der jährlichen Neuzulassungen steht.

$$CAGR\ (t,t') = (N(t')/N(t))\ \hat{}\ (1/(t'-t)) - 1 \qquad (4)$$

Tab. 4-6 Ermittlung der Wachstumsraten für katalytisch erzeugtes Methan (Szenarienbereich DE_80 %)

Zeitraum	CAGR
2020-2030	35,6 %
2030-2050	7,5 %

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Als Referenztechnologie für die Erzeugung von chemisch-katalytischem Methan wird Erdgas betrachtet. Bei der Verbrennung von Erdgas werden die Treibhausgase CO_2, CH_4 und N_2O freigesetzt. Inklusive der Vorkette entspricht dies nach Gemis 4.95 (2017) einer Treibhausgasmenge von 250 g $CO_{2\text{-äq}}$/kWh. 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 CO_2-neutral zu bewerten ist.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Anhand der soeben erläuterten Annahmen und unter Einbeziehung des Primärenergieeinsatzes können die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen ermittelt werden. Der Primärenergiefaktor für den Referenzfall und das katalytisch erzeugte Methan beruht auf folgenden Annahmen:

Für die Berechnung im Referenzfall wird angenommen:

- Primärenergieeinsatz von Erdgas 1,14 kWh/kWh. Laut Gemis 4.95 (2017) enthält Erdgas einen durchschnittlichen Energieinhalt von 10,1 kWh/m³ und erfordert 11,47 kWh/m³ Primärenergie. Daraus ergibt sich der Primärenergiefaktor von 1,14 kWh/kWh.

Für die Berechnung des Primärenergieeinsatzes des katalytisch erzeugten Methans wird angenommen:

- Der eingesetzte Strom stammt ausschließlich aus regenerativen Energiequellen mit einem Primärenergiefaktor von 1.
- Der Wirkungsrad der Methanisierung entwickelt sich nach dem in Tab. 4-3 dargestellten Pfad.

Diese sind in Tab. 4-7 dargestellt.

Tab. 4-7 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch katalytisch erzeugtes Methan in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr)

Mio. t CO_2-äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,0	0,0
2030	6,0	0,0
2040	14,8	1,1
2050	25,6	5,4

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Beim Vergleich der Erzeugung von katalytischem Methan mit Erdgas werden THG-Emissionen, wie in Tab. 4-7 aufgeführt, gemindert. Darüber hinaus finden weitere Emissionsreduktionen bei der Nutzung des katalytischen Methans statt. In der zukünftigen Energiewelt soll das Methan vor allem Kraftstoffe im Verkehrsbereich substituieren (vorwiegend Benzin und Diesel). Allerdings lässt sich die Reduktion der Emissionen (Bsp. Feinstaubminderung im Bereich des Dieselverkehrs) generell nur schwer quantitativ ermitteln und im Rahmen dieses Forschungsvorhabens lediglich qualitativ nennen.

Minderungen werden im Bereich folgender Luftschadstoffe erwartet:

- SO_2 (bis zu 0,012 g/kWh)
- NO_x (vorwiegend NO_2; bis zu 0,166 g/kWh)
- Staub (bis zu 0,071 g/kWh)

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Für die Bewertung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes bedarf es einer Reihe von Annahmen. Diese wurden bereits in Kapitel 4.2 genauer erläutert und dienen auch als Grundlage der Berechnungen in diesem Kapitel.

Prinzipiell erfolgt die Berechnung auf Grundlage der Marktpotenziale durch die Bildung der Differenz des Primärenergiebedarfs zwischen der Referenztechnologie Erdgas und der katalytischen Methanisierung.

Nicht berücksichtigt wird bei der katalytischen Methanisierung die Nutzung der Verlustenergie (Niedertemperaturwärme). Theoretisch könnte diese, vergleichbar einer Kraft-Wärme-Kopplungsmaschine, ebenfalls ganz oder zum Teil für Heizzwecke genutzt werden. Dies würde den Gesamtnutzungsgrad bzw. die Effizienz der Anlage erhöhen. Außerdem wird die Möglichkeit eines systemdienlichen Einsatzes (z. B. Stabilisierung des Stromsystems oder Verarbeitung von nicht integrierbarer, regenerativer Überschussleistung) nicht betrachtet. Eine Steigerung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum Referenzfall ist aufgrund des resultierenden höheren Primärenergie-

faktors daher nicht verwunderlich, sondern zeigt die Herausforderung den Wert systemverbindender Technologien im Energiesystem richtig darzustellen. Die Bewertung anhand eines einzelnen Kriteriums ist daher nicht zielführend. Die ermittelten Ergebnisse des vermiedenen Primärenergieeinsatzes sind in Tab. 4-8 aufgezeigt.

Tab. 4-8 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch katalytisch erzeugtes Methan Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (für alle installierten Anlagen im Jahr)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,0	0,0
2030	- 8,6	0,0
2040	- 21,4	- 1,6
2050	- 37,0	- 7,8

Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Anstieg des Primärenergieeinsatzes)

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Teilkriterium 6.1 Einsparungen direkter und indirekter Kosten

Für die Berechnung und den Vergleich der direkten Kosten sind ökonomische Annahmen erforderlich. Im Folgenden werden die Annahmen kurz vorgestellt und begründet. Generell lässt sich sagen, dass die Annahmen äußerst sensitiv auf die Kostenbetrachtung wirken.

Referenztechnologie:

- Brennstoffkosten: Die Preise für Erdgas steigen beginnend von 2020 8,1 €/GJ auf 13,9 €/GJ in 2050 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Anlage wird im stationären Bereich betrieben und erreicht 8.000 Volllaststunden/a.
- Die spezifischen Investitionen für die Erdgasherstellung liegen bei 0 €/kW, da es in freier Form im Boden vorliegt. Die Kosten zur Erdgasgewinnung werden hier nicht berücksichtigt.
- Es werden pauschal 4 % der spezifischen Investitionen als gleichbleibende Fixkosten für die Betriebskosten (Wartung, Instandhaltung, Betrieb) angesetzt.

Katalytische Methanisierung:

- Brennstoffkosten: Für die Brennstoffkosten sind die Kosten des eingesetzten Wasserstoffs von entscheidender Bedeutung. Diese sinken von Minimum 20,29 €/GJ und Maximum 47,26 €/GJ im Jahr 2020 auf minimal 9,5 €/GJ und maximal 20 €/GJ ab dem Jahr 2040.

- Die spezifischen Investitionen sind in 2020 auf Grund der geringen Marktpenetration noch hoch und sinken durch Skalen-, Lern- und technologische Entwicklungseffekte deutlich bis zum Zieljahr 2050.
- Für die Betriebskosten werden Fixkosten in Höhe von 5 % veranschlagt.

Um die energiewirtschaftlichen Vorteile einer Technologie zu bewerten, ist die Einschätzung der Kostenersparnisse (bzw. der Mehrkosten) im Vergleich zur Referenztechnologie erforderlich. Die Kostenersparnisse werden schließlich unter Einbeziehung der Marktpotenziale, der vermiedenen Treibhausgasemissionen, der Wirkungsgrade, Brennstoffkosten und spezifischen Investitionen der Referenztechnologie und der katalytischen Methanisierung berechnet. Des Weiteren müssen der Zubau der installierten Leistung sowie die in Tab. 4-9 dargestellte Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise in die Berechnungen einbezogen werden.

Tab. 4-9 Entwicklung der CO_2-Zertifikatspreise

€/t	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	23	30
2030	50	87
2040	90	143
2050	130	200

Quelle: Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)

Für die unterschiedlichen Zeithorizonte werden im Vergleich zur Referenztechnologie die Kosteneinsparpotenziale gemäß Tab. 4-10 eingeschätzt.

Tab. 4-10 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch katalytisch erzeugtes Methan in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. $€_{2015}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0 - 0	0 - 0
2030	- 3,65 - - 1,42	- 3,65 - 0
2040	- 1,65 - 0,05	- 1,65 - 0,08
2050	- 0,99 - 2,01	- 0,99 - 0,87

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Ermittlung der möglichen inländischen Wertschöpfung beruht auf den im Kapitel 4.1 berechneten Marktpotenzialen. Zunächst muss dazu das globale und nationale Marktpotenzial unter Einbeziehung des Marktanteils bestimmt werden. Zur Bestimmung dieses Potenzials wird folgende Annahme getroffen: Der Anteil der deut-

schen Industrie am Weltmarkt sinkt gemäß des in Tab. 4-11 dargestellten Pfads von 25 % im Jahr 2020 auf 15 % im Jahr 2050.

Tab. 4-11 Analyse des bisherigen Marktanteils für katalytisch erzeugtes Methan

%	2020	2030	2040	2050
Marktanteil deutscher Unternehmen in Deutschland (in %)	50	50	50	50
Marktanteil deutscher Unternehmen weltweit (in %)	25	20	18	15

Durch Multiplikation des Marktanteils mit den Marktpotenzialen kann schließlich das globale und nationale Marktpotenzial bestimmt werden (Tab. 4-12).

Tab. 4-12 Globales und nationales Marktpotenzial Deutschlands für katalytisch erzeugtes Methan

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	GW		GW		GW		GW	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021-2030	19	11	0	0	2	3	0	0
2031-2040	24	7	3	2	3	4	0	1
2041-2050	40	28	10	6	5	7	1	2

Allerdings wird die Bruttowertschöpfung dieser Technologie nicht im Export des katalytischen Methans sondern im Maschinenbau gesehen. Daher wurde für die Berechnung der inländischen Wertschöpfung (Tab. 4-12) der Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung betrachtet. Dieser liegt derzeit laut Statista (2013) bei 3,5 %. Die Berechnung der inländischen Wertschöpfung beruht folglich auf dem globalen und nationalen Marktpotenzial, den Volllaststunden, den spezifischen Investitionen und auf dem Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus.

Tab. 4-13 Inländische Wertschöpfung basierend auf katalytisch erzeugtem Methan hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021-2030	0,5	0,2	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
2031-2040	0,6	0,1	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0
2041-2050	1,0	0,3	0,2	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Tab. 2-1 zeigte einen Auszug der weltweiten PtG-Projekte, bei denen die katalytische Methansynthese eine der Hauptkomponenten darstellt (Methanisierung bei der Kohlevergasung wird hier nicht betrachtet). Es ist zu erkennen, dass es in Deutschland elf von weltweit insgesamt 30 Projekten gab. Einige davon wurden jedoch aufgrund des Ablaufs der Projektzeit vor kurzem eingestellt. Kein anderes Land der Welt hat in diesem Technologiefeld mehr Erfahrung. Deutschland nimmt hier eine klare Vorreiterrolle ein. Auch die weltweit erste Power-to-Gas-Pilotanlage im industriellen Maßstab wurde in Deutschland, am Anlagenstandort Werlte, gebaut. Diese bietet die Möglichkeit, Erkenntnisse aus dem laufenden Betrieb einer solchen Anlage zu ziehen und wird dadurch wichtige Erkenntnisse für die Industrie liefern und vermutlich die Vorreiterrolle Deutschlands weiter stärken.

Tab. 4-14 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich katalytischer Methanisierung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich des Know-hows innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☒ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Zwischen 2010 und 2015 wurden weltweit 67 Publikationen zum Thema katalytische Methanisierung veröffentlicht, davon 9 in Deutschland. Dies entspricht einem relativen Anteil von 13,4 %. Zudem war ein Anstieg des Anteils deutscher Publikationen von durchschnittlich 1,3 % pro Jahr zu beobachten. Die hier aufgeführten Publikationen wurden unter dem Stichwort „CO_2 methanation“, „Sabatier reaction“ und „CO_2-Methanisierung“ in der wissenschaftlichen Online-Zitations- und Literaturdatenban-

ken „web of science“ gefunden und besitzen keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dennoch vermitteln sie einen guten Eindruck bezüglich des Anteils deutscher Publikationen am internationalen Aufkommen.

Der Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen lag im Zeitraum von 1978 bis 2012 bei 42 von 283 Patenten. Dies entspricht einem relativen Anteil von 14,8 %. Der Anstieg des Anteils deutscher Publikationen lag im Zeitraum von 2000 bis 2012 bei 2 % pro Jahr. Die Patentsuche wurde mithilfe der Datenbank der World Intellectual Property Organization (WIPO) durchgeführt. Die erhaltenen Daten sind den International Patent Classifications (IPC) C10L3/06 und C10L3/08 zuzuordnen. Die Entwicklung der Patentaufkommen wurde bewusst nur bis 2012 betrachtet, da durch zeitliche Diskrepanzen der Patentaufnahme in die Datenbank der WIPO eine Unvollständigkeit der Daten der letzten Jahre zu vermuten ist.

Tab. 4-15 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung der katalytischen Methanisierung – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	67
	% bzgl. Welt	13,4
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre)	%/a bzgl. Absolutwert	1,3
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	42
	% bzgl. Welt	14,8

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Chemisch besteht kein Unterschied zwischen fossilem und synthetisch hergestelltem erneuerbaren Methan (CH_4). Da bisher keine Studien zur Akzeptanz von EE-Methan durchgeführt wurden, beruhen die folgenden Aussagen auf Übertragungen zur Akzeptanz von fossilem Methan.

Methan wird seit vielen Jahrzehnten von der Bevölkerung genutzt und weist eine sehr hohe Akzeptanz auf. Sowohl die Marktakzeptanz als auch die sozialpolitische und lokale Akzeptanz sind auf einem hohen Level. Die hohe Marktakzeptanz zeigt sich anhand der Tatsache, dass in vielen Haushalten nach wie vor Heizungs-, Warmwasseraufbereitungssysteme und Herde mit Gas betrieben werden. Auch in der Industrie herrscht eine hohe Akzeptanz für Methan. Vor allem in der chemischen Industrie dient Methan als Ausgangsprodukt für eine Vielzahl technischer Synthesen. Eine hohe Marktakzeptanz für CNG-Fahrzeuge konnte allerdings bisher nicht erreicht werden.

Auch auf Ebene der Gesellschaft und auf lokaler Ebene ist ausgehend von der bisherigen Einstellung der Bevölkerung zu Methan mit keinen größeren Protestbewegungen zu rechnen. Ausnahmen können auftreten, sofern Pipelines durch lokal geschützte Gebiete verlegt werden.

Tab. 4-16 Bewertungsraster für die Akzeptanz von katalytisch erzeugtem Methan zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Soziopolitische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Methanisierung chemisch-katalytisch	Eher hohe Akzeptanz (3)	Etablierte Energieform, Geringe Akzeptanz von CNG-Autos	Hohe Akzeptanz (1)	Hohe Befürwortung	Hohe Akzeptanz (1)	Keine besondere Gefahr

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die katalytische Methansynthese mit Hilfe von CO_2 erlangte insbesondere während der Ölkrise in den 1970er Jahren industrielle Bedeutung. Der internationale Markt der Methanisierung von CO_2 ist allerdings noch sehr klein.

Bis zur Fertigstellung einer Methanisierungsanlage vergehen ungefähr zweieinhalb Jahre. Der erste Schritt ist dabei die Planungsphase, die etwa ein Jahr dauert. Die nachfolgende Genehmigungsphase nimmt ein halbes Jahr in Anspruch. Die eigentliche Bauphase zieht sich ungefähr über ein Jahr. Ab 2030 kann diese voraussichtlich durch einfachere Anlagenkonzepte auf 6-8 Monate verkürzt werden. Die Nutzungsdauer eines Systems kann unter Durchführung anstehender Revisionen im Zyklus von fünf Jahren zurzeit und zukünftig etwa 30 Jahre betragen. Der Anteil fixer Kosten an den spezifischen Investitionen liegt derzeit bei 5 %. Zur Bestimmung des Entwicklungspfads wurde zunächst der Zubau der installierten Leistung pro Jahr berechnet. Die Entwicklung der spezifischen Investitionen wurde anschließend anhand des Zubaus mit Hilfe einer Lernkurve abgebildet.

Aufgrund erhöhter Automatisierung und Einsparung von Arbeitskräften, die mit einer Vergrößerung der Anlagen einhergehen, sinken auch die fixen Kosten. Der Anteil der fixen Kosten an den spezifischen Investitionen wird jedoch als konstant angenommen.

Tab. 4-17 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit von katalytisch erzeugtem Methan

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	12	12	8	8	8
Bauzeit	Monate	12	12	6-8	6-8	6-8
Ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	30	30	30	30	30
Spezifische Investition	$€_{2015}$/kW	800	800	600	560	530
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	5	5	5	5	5

Quelle: Albrecht et al. (2013); Gwi et al. (2014), ergänzt durch ZSW

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für die Speicherung und Verteilung von katalytisch erzeugtem Methan kann grundsätzlich das existierende überregionale Erdgasnetz verwendet werden. Im überregionalen Transportnetz ist nicht mit einer Limitierung der Einspeisemengen von Austauschgas mangels Transportkapazitäten zu rechnen. Bei einer Einspeisung in das Verteilnetz kann es, z. B. an Sommertagen mit wenig Gasverbrauch, zu Transportengpässen kommen, was lokal einen Ausbau der Infrastruktur erfordert.

Auch die signifikante Steigerung der Einspeisemengen von erneuerbarem Austauschgas würde laut Szenarien mit einer Substitution des fossilen Erdgases konform gehen und somit keinen unmittelbaren Ausbau der Infrastruktur erfordern.

Tab. 4-18 Abhängigkeit des katalytisch erzeugten Methans von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Anwendungsfall 1: Katalytisch erzeugtes Methan als Speicher fluktuierender erneuerbarer Energieträger (Einzelanlage und Anlagenbestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes als mäßig einzuschätzen. Dies ist dadurch zu begründen, dass die Investitionskosten einer Anlage mit 800 €/kWh relativ gering sind. Außerdem werden

die Lastprofile der Anlagen an den Anfall fluktuierender Energieträger angepasst, wodurch keine zusätzliche Belastung der regionalen oder überregionalen Stromerzeugung anfällt. Es kann allerdings durch eine Verhinderung der Netzüberlastung bei einem hohen Stromanfall in Schwachlastzeiten zu positiven Rückwirkungen kommen. Des Weiteren ist mit einer Rückwirkung auf die Primärregelleistungspreise zu rechnen, wodurch die Wirtschaftlichkeit der dort verwendeten Speicher beeinflusst werden könnte.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Für die Speicherung von Strom in Form von Methan könnten keine bestehenden Anlagen verwendet oder umgerüstet werden, sondern es müssten neue gebaut werden. Diese müssten in der Lage sein, mit einem fluktuierenden Wasserstoffangebot zu kommen, diesen in Methan umzuwandeln und ins Erdgasnetz einzuspeisen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Einzelfall und im Fall eines größeren Anlagenbestandes führen Anlagen zu einer verbesserten Ausnutzung des fluktuierend anfallenden Stroms und schützen das Stromnetz vor Überlastungen. Sie stehen allerdings in Konkurrenz zu anderen Stromspeicheroptionen wie z. B. Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien. Weiterhin unterliegt der Markt einer großen Unsicherheit durch mögliche neue Teilnehmer sowie die zunehmende europäische Harmonisierung und überregionale Kopplung der Regelleistungsmärkte.

Anwendungsfall: Katalytisch erzeugtes Methan für den Verkehrssektor (Einzelfahrzeug und Bestand)

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Die potenziellen Rückwirkungen sind im Einzelfall als gering einzuschätzen. Sie resultieren vor allem daraus, dass die SNG-Erzeugung durch die Methanisierung von Wasserstoff indirekt einen zusätzlichen Stromverbrauch generiert. Dieser ist jedoch bei Einzelfahrzeugen vernachlässigbar gering.

Die potenzielle Rückwirkung bei einem größeren Fahrzeugbestand ist als relevant einzustufen. Dies ist durch den erhöhten zusätzlichen Strombedarf des für die Methanisierung notwendigen Wasserstoffs zu begründen.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Der Aufwand für eine Systemkompatibilität ist für Einzelfahrzeuge und im Fall eines größeren Fahrzeugbestandes eher gering. Dies kommt vor allem dadurch zu Stande, dass eine Umrüstung eines herkömmlichen Verbrennungsmotors auf einen SNG-Betrieb mit geringen technischen Änderungen verbunden ist. Zudem kann das bestehende Erdgasnetz zur Verteilung des Methans genutzt werden, so dass ein Ausbau der bestehenden bzw. der Bau einer neuen Infrastruktur nicht nötig ist.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Im Fall von Einzelfahrzeugen sind aufgrund der geringen Marktdurchdringung keine Wechselwirkungen mit anderen Technologien zu erwarten.

Im Fall eines größeren Fahrzeugbestandes führt die Nutzung von katalytisch erzeugtem EE Methan für den Verkehrssektor zu einer Verdrängung fossiler negativen Wechselwirkungen mit anderen Kraftstoffen und Fahrzeugtypen. Der Einsatz von SNG gegenüber Benzin/Diesel führt zur signifikanten CO_2-Minderung sowie der Partikelemissionen. Davon sind vor allem Fahrzeuge mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren betroffen, da diese durch wenige technische Änderungen auf einen SNG-Betrieb umgestellt werden können. Durch den einen erhöhten Strombedarf zur SNG-Erzeugung bestehen positive Wechselwirkungen mit dem Ausbau von fluktuierenden EE. Zudem kann auch der Betrieb Ausbau von unflexiblen thermischen Kraftwerken sowie Stromhandelsflüssen durch den SNG-erhöhten Bedarf an kontinuierlich erzeugtem Methan begünstigt werden. Insofern kann der Verkehrssektor mit der Einführung von katalytisch erzeugtem Methan ein wesentlicher Treiber für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sein.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

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 Funktionalität der Anlagentechnologie zur katalytischen SNG-Erzeugung eines methanreichen Produktgases wurde bereits nachgewiesen. Hingegen bedarf das Erreichen der wirtschaftlichen Entwicklungsziele, die Reduzierung der spezifischen Investitionen und der Betriebskosten, weiterer Forschungsarbeiten in den nächsten Jahren.

Der Ausbau dieser Technologie hängt von mehreren Faktoren ab. Diese sind die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Erzeugung von Wasserstoff und der Ausbau des Stromnetzes. Sobald die Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein bestimmtes Level erreicht hat, bei dem entweder durch den fluktuierenden Anfall erneuerbarer Energien zeitweise zu viel Strom produziert wird oder aber der Ausbau des Stromnetzes nicht zeitnah erfolgt, besteht die Notwendigkeit, diesen Strom zu speichern. Da die bisherigen Speichermöglichkeiten, z. B. die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken, nur begrenzte Kapazitäten vorweisen, bietet sich die Option der Konversion des Stroms, über den Zwischenschritt Wasserstoff, in Methan an.

Die einzelnen Methanisierungs-Technologien 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. Eine besondere Herausforderung stellt für alle Reaktortypen der intermittierende PtG-Betrieb und dabei die Wärmekontrolle dar und ist daher auch Gegenstand derzeitiger Forschung. Hierzu werden Konzepte benötigt, die eine energiearme und langanhaltende Standby-Haltung auch ohne komplexes Wärmemanagementsystem ermöglichen.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Optimierung von Katalysatoren hinsichtlich der Steigerung des Konversionsverhaltens, der Selektivität und der Beständigkeit gegenüber Deaktivierungsmechanismen für die Methanisierung von CO_2 aus regenerativen Quellen. 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.

Betrachtet man das System zur Methansynthese unabhängig von der eingesetzten Reaktortechnologie, ist das Risiko zum Erlangen der technischen Forschungs- und Entwicklungsziele als eher gering einzustufen. Die erforderlichen verfahrenstechnischen Entwicklungs- bzw. Optimierungsschritte sollten bei Förderung in den nächsten Jahren erreicht werden.

Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist entgegen dem technischen als hoch einzustufen. Der kommerzielle Einsatz von Methansyntheseanlagen

hängt von vielen Faktoren der Entwicklung des Energiesystems ab. Neben Marktdurchdringung bzw. Skaleneffekten der Power-to-Gas-Technologie birgt auch die Entwicklung anderer Technologiepfade, wie z. B. Batterien zur Langzeit-Speicherung von Stromüberschüssen oder Brennstoffzellenfahrzeuge (Nutzung des erzeugten Wasserstoffs) erhebliche Unsicherheiten.

F&E-Potenziale bestehen auch bei der DAC-Technologie. Diese Technologie besitzt den Vorteil, dass die Atmosphäre das Transportmedium für CO_2 darstellt und somit eine Unabhängigkeit der CO_2-Bereitstellung von großen CO_2-Quellen besteht. Außerdem herrscht auf der ganzen Welt eine ähnliche CO_2-Konzentration, wodurch theoretisch überall eine Abscheidung möglich ist. Dadurch bietet sich die Möglichkeit, eine solche Anlage in die Nähe einer CO_2-Lagerstätte bzw. -Recyclinganlage zu bauen. Dadurch müsste keine CO_2-Infrastruktur angelegt werden, sondern es würde eine vor-Ort-Nutzung stattfinden.

Um eine effiziente CO_2-Abscheidung aus der Luft zu erreichen, müssen jedoch zunächst geeignete Sorbentien mit hoher Absorptionskapazität und Absorptionsraten entwickelt werden. Außerdem müssen systemdienliche Gesamtkonzepte entwickelt werden, die eine effiziente CO_2-Abscheidung ermöglichen.

Literaturverzeichnis

Alper, S. B.; Sherwin, M. B. und Cochran, N. P. (1976): United States Patent 3,989,734.

Althaus, W. und Urban, W. (2005): Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. [Buchverf.] BGW und DVGW. Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen: Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheit-, Energietechnik, Bd. 3.

Bailera, M.; et al. (2016): Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO_2. Renewable and Sustainable Energy Reviews 69 (2016) 292–312.

Bajohr, S.; et al. (2012): Dreiphasen-Methanisierung als innovatives Element der PtG-Prozesskette. gwf-Gas/Erdgas 153.5 (2012) 328-335.

Bartholomew, C. H. (2001): Mechanisms of catalyst deactivation, Appl. Catal. A General 212 (2001) 17-60.

Bartholomew, C. H. (2004): Catalyst Deactivation and Regeneration. Kirk-Othmer encyclopedia of chemical technology. Hoboken: Wiley-Interscience 5 (2004) 255–322.

Bär, K.; Mörs, F.; Götz, M.; Graf, F. (2015): Vergleich der biologischen und katalytischen Methanisierung für den Einsatz bei PtG-Konzepten.

Biollaz, S. (2015): Stand der Entwicklung im Bereich Holzmethanisierung: – Knacknüsse und Fortschritte. Bern: Paul Scherrer Institut.

Blum, D. B.; Sherwin, M. B.; Frank, M. E. (1974): Liquid-Phase Methanation of High Con-centration CO Synthesis Gas. In: L. Seglin (Hrsg.): Methanation of Synthesis Gas. Advances in Chemistry. Washington, D.C.: American Chemical Society (146) 149-159.

Competence Center Energy and Mobility (CCEM) (2016): Annual Activity Report 2015.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena) (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.

DNV GL (2015): Technical assumptions, technology demonstration and results P2G project, Power-to-Gas project in Rozenburg, The Netherlands.

DVGW (2013): Arbeitsblatt G 260 (A) - Gasbeschaffenheit. Hrsg. von Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser.

DVGW (2011): Arbeitsblatt G 262 (A) - Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Hrsg. von Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser.

Eigenberger, G. (2005): Fixed-Bed Reactors. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Energiforskning (o. J.): http://energiforskning.dk/en/node/7155. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Frick, V. (2013): Erzeugung von Erdgassubstitut unter Einsatz Kohlenoxid-haltiger Eduktgase - Experimentelle Untersuchung und simulationsgestützte Einbindung in Gesamtprozessketten. Universität Stuttgart. Dissertation.

Froment, G. F.; Bischoff, K. B. (1979): Chemical reactor analysis and design. New York: John Wiley & Sons.

Ghaib, K.; et al. (2016): Katalytische Methanisierung von Kohlenstoffdioxid. Chem. Ing. Technik 88 (10) 1435–1443.

Goeppert, A.; Czaun, M.; Prakash, G.; Olah, A. (2012): Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO_2 capture from the atmosphere. Energy Environ. Sci. 5 (7) 8-33.

Götz, M. (2014): Recent Developments in Three Phase Methanation. Methanation and Second Generation Fuels. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Methanation Workshop. Nürnberg.

Götz, M. (2014): Methanisierung im Dreiphasen-Reaktor. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Greyson, M.; Demeter, J. J.; Schlesinger, M. D.; Johnson, G. E.; Jonakin, J.; Myers, J. W. (1955): Synthesis of Methane, Technical report, Bureau of Mines, Report of Investigation 5137, Department of the Interior.

Grube, T.; Höhlein, B. (2013): Kosten der Wasserstoffbereitstellung in Versorgungssystemen auf Basis erneuerbarer Energien, Wasserstoff und Brennstoffzelle, Berlin, Heidelberg 2013, S. 225 – 239.

Gwi; et al. (2014): Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“ - Vorprojekt / Technologie Steckbrief.

Hedden, K.; et al. (1986): Gleichzeitige Konvertierung und Methanisierung CO-reicher Gase. DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut. Karlsruhe: Universität Karlsruhe (TH). Forschungsbericht T 86-044.

Hertwig, K. (2012): Chemische Verfahrenstechnik: Berechnung, Auslegung und Betrieb chemischer Reaktoren. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag.

Hiller, H.; et al. (2007): Gas Production. In: Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Kopyscinski, J.; Schildhauer, T. J.; Biollaz, S. M. (2010): Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass - A technology review from 1950 to 2009. Fuel 89.8 (2010) 1763-1783.

Kopyscinski, J.; Schildhauer, T. J.; Biollaz, S. M. (2011): Methanation in a fluidized bed reactor with high initial CO partial pressure: part I d Experimental investigation of hydrodynamics, mass transfer effects, and carbon deposition. Chem. Eng. Sci. 66 (2011) 924-934.

Kraume, M. (2012): Transportvorgänge in der Verfahrenstechnik: Grundlagen und apparative Umsetzungen. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.

Kunii, D.; Levenspiel, O. (1991): Fluidization engineering. Boston: Butterworth-Heinemann.

Lehner, M.; et al. (2014): Power-to-Gas: Technology and Business Models, SpringerBriefs in Energy.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.

Rönsch, S.; Ortwein, A. (2011): Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. Chemie Ingenieur Technik 83 (8) 1200-1208.

Sabatier, P.; Senderens, J.-B. (1902): Nouvelle synthèses du méthane. Paris: Comptes rendus hebdomadaires des séances de l'Académie des Sciences.

Seemann, M. C.; Schildhauer, T. J.; Biollaz, S. M. A. (2010): Fluidized bed methanation of wood-derived producer gas for the production of synthetic natural gas. Industrial Eng. Chem. Res. 49 (2010) 7034-7038.

Seglin, L.; et al. (1975): Survey of Methanation Chemistry and Processes. In: L. Seglin (Hrsg.): Methanation of Synthesis Gas. Advances in Chemistry. Washington, D.C.: American Chemical Society 146 (1975) 1-30.

Schlesinger, M. D.; Demeter, J. J.; Greyson, M. (1956): Ind Eng Chem 48 (1956) 68–70.

Statista (2013): Anteil der Bruttowertschöpfung des Maschinenbaus an der gesamtwirtschaftlichen Bruttowertschöpfung* in Deutschland in den Jahren 2006 bis 2013. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/235891/umfrage/anteil-des-maschinenbaus-an-der-bruttowertschoepfung-in-deutschland/. Letzter Zugriff: 21.03.2017.

Store & Go (o. J.): Demonstration Sites. Characteristics of the three demonstration sites. http://www.storeandgo.info/demonstration-sites/. Letzter Zugriff: 16.01.2017.

Weerawong, A. (2015): CO_2 Conversion to Methane Project. PTTEP.

Wuppertal Institut (2014): KRESSE – Kritische mineralische Ressourcen und Stoffströme bei der Transformation des deutschen Energieversorgungssystems. Abschlussbericht 0325324 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Mitarbeit von K. Arnold, J. Friege, C. Krüger, A. Nebel, M. Ritthoff, S. Samadi, O. Soukup, J. Teubler, P. Viebahn, K. Wiesen. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.

Zagli, E.; Falconer, J. L. (1981): Carbon dioxide absorption and methanation on ruthenium. Journal of Catalysis 69 (1981) 1.

Zimmer, R. (2014): Social acceptance of hydrogen mobility in Germany. Wasserstoff als Energieträger, ein Industriemodell für die Energiewende in Frankreich und Deutschland. HyTrust. Berlin.

Zuberbühler, U.; Baumgart, F.; Brinner, A.; Feigl, B.; Jachmann, H.; Kindl, V.; Stürmer, B.; Steiert, S.; Specht, M. (2016): PtG250-II Fahrplanbetrieb einer 250 kWel Power-to-Gas-Anlage in Szenarien mit steigenden EE-Anteilen und Entwicklung einer Smart-Gaseinspeisung. TIB Hannover FKZ 0325709.

Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH | 15. Dezember 2017

Technologiebericht
TF 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Jörg Kretzschmar

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

DBFZ

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Jörg Kretzschmar
Tel.: +49 431 / 2434 – 419
Fax: +49 431 / 2434 – 130
E-Mail: joerg.kretzschmar@dbfz.de

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04317 Leipzig

Review durch:
Bernhard Wern (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 117

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 118

Tabellenverzeichnis 119

Abbildungsverzeichnis 120

Zusammenfassung (Steckbrief) 122

1 Beschreibung des Technologiefeldes 124

1.1 Biologische Methanisierung unter Verwendung von Wasserstoff und Kohlendioxid 124

1.2 Bioelektrochemische Methanisierung 126

2 Stand F&E in Deutschland 127

2.1 Entwicklungsstand und –bedarf der biologischen Methanisierung 127

2.2 Entwicklungsstand und –bedarf der bioelektrochemischen Methanisierung 129

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung 131

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 131

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 131

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes 135

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 135

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 136

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 136

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 137

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 137

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 138

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 138

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 139

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 139

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 139

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 141

5.1 Biologische Methanisierung 141

5.2 Bioelektrochemische Methanisierung 141

Literaturverzeichnis 142

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
MBR	Methanbildungsrate
PtG	Power-to-Gas
LNG	Flüssiggas (Liquefied natural gas)
F&E	Forschung und Entwicklung
IEA	Internationale Energie Agentur (International Energy Agency)
TRL	Technologie-Reifegrad (Technology readiness level)

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
kJ	Kilojoule
MBR	Methanbildungsrate in L h^{-1} L^{-1}
ΔG0'	Änderung der freien Gibbs Energie unter biologischen Standardbedingungen (T: 298.15 K, p: 1.01325 bar, pH: 7)
TW	Terrawatt
PJ	Petajoule
Nm^3	Normkubikmeter
MW	Megawatt

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1 Übersicht zu Demonstrationsanlagen zur biologischen Methanisierung in Deutschland ---------- 128

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der biologischen Methanisierung ---------- 131

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der bioelektrochemischen Methanisierung ---------- 131

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes der biologischen Methanisierung ---------- 132

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe biologische Methanisierung ---------- 133

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe bioelektrochemische Methanisierung ---------- 133

Tab. 3-6 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologiegruppe biologische Methanisierung ---------- 135

Tab. 3-7 Jährlich substituierter Primärenergieeinsatz (fossiles Erdgas) durch die Technologiegruppe biologische Methanisierung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 137

Tab. 3-8 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe biologische Methanisierung ---------- 138

Tab. 3-9 Abhängigkeit der Technologiegruppe biologische Methanisierung von Infrastrukturen ---------- 139

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Prozessdiagramm der integrierten (in situ) biologischen Methanisierung in einem Biogasreaktor ---------- 125

Abb. 1-2 Prozessdiagramm der biologischen Methanisierung in einem externen Methanisierungsreaktor ---------- 125

Abb. 1-3 Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung ---------- 126

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld_Nr. 4.2b
Power-to-Gas
(Biologische Methanisierung)

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH DBFZ

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

- A: Biologische Methanisierung
- B: Bioelektrochemische Methanisierung

Technologische Reife:
- A: Demonstration (TRL= 6-7) mit bisher 6 Demonstrationsanlagen / -verfahren in Dtl.
- B: Technologieentwicklung (TRL= 2-3)

Kritische Komponenten:
- A: Technologie der H_2-Einbringung in die Flüssigphase bzw. vorgelagerte Elektrolyse
- B: Elektrodenmaterial, Reaktorauslegung und Prozessentwicklung im Allgemeinen

Entwicklungsziele

- A: Verbesserung der Technologie, allgemeine Leistungssteigerung
- B: Erhöhung des TRL

Technologie-Entwicklung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	21	21	0	0
2040	0	0	52	52	4	4
2050	0	0	90	90	19	19

Die angegebenen Werte stellen den im Konsortium abgestimmten Bedarf an strombasiertem Methan dar. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen thermochemischer (Technologiefeld 4.2a) und biologischer Methanisierung (dieses Technologiefeld). Unabhängig von den relativ niedrigen geschätzten Werten wäre insgesamt eine Methanproduktion von theoretisch max. 34-140 TWh auf Basis geeigneter und verfügbarer CO_2 Quellen möglich (CO_2 aus Biogas-, Biomethan- und Bioethanolproduktion in Deutschland).

F&E-Bedarf

- A: Großserientaugliche Produktionskonzepte, Verbesserung der H_2 Einbringung
- B: Grundlagenforschung im Bereich Mikrobiologie, Elektrodenmaterial, Gasmanagement, allgemeine Leistungssteigerung, sehr hohes technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

B) Multikriterielle Bewertung (nur Technologie A)
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
– Hohe THG-Einsparung möglich, insbesondere bei der Verwendung von atmosphärischem CO_2. Hinweis: es kann nur die installierte Anlagenleistung in die THG-Einsparung eingerechnet werden. – Demgegenüber jedoch sehr hohe Kosten, die insbesondere von der Bereitstellung der notwendigen Ressourcen H_2 (Elektrolyse) und CO_2 abhängen.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
Strombasiertes Methan kann Erdgas als Primärenergieträger ersetzen. Je nach Jahr und THG Szenario ergibt sich eine Einsparung von fossilem Erdgas zwischen 14 und 324 PJ/a (netto).
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Kostensenkung durch Skaleneffekte bei Einstieg in die Serienproduktion sind möglich, es besteht aber ein starker Einfluss der H_2 Bereitstellung (Elektrolyse) auf den Endpreis des Methans
Inländische Wertschöpfung
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Wettbewerbsfähig, insbesondere durch schnellen Ausbau von Demonstrationsanlagen, teilweise noch Grundlagenforschung bezüglich spezifischer Fragestellungen notwendig (H_2 Einbringung, Mikrobiologie und Leistungssteigerung)
Gesellschaftliche Akzeptanz
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Neue Infrastrukturen sind nicht notwendig; es besteht aber eine Abhängigkeit vom Erdgasnetz (Einspeisepunkte) und geeigneten CO_2 Quellen (Quantität und Qualität).
Systemkompatibilität
– Bei einem großen Anlagenbestand sind insbesondere Rückwirkungen auf das Gasnetz (Einspeisung) und das Stromnetz (Bedarf an Elektrolysewasserstoff) zu erwarten. – Es besteht eine Synergie zwischen biologischer Methanisierung und Biogas-/ und Biomethananlagenbestand (CO_2 Quelle). – Konkurrenz zur thermochemischen Methanisierung (Technologiefeld 4.2a). Beide Technologien sind in der Lage, strombasiertes Methan bereitzustellen. Die thermochemische Methanisierung ist eher für große Anlagen (>100 MW) und die biologische Methanisierung eher für kleine Anlagen geeignet (einstelliger MW Bereich, siehe auch Synergie zu Biogas / Biomethananlagen)

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Biologische Methanisierung unter Verwendung von Wasserstoff und Kohlendioxid

Biologische Methanisierung umschreibt die Reduktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan durch biologische Katalysatoren, genauer hydrogenotrophe Archaeen. Dieser biochemische Prozess wird auch hydrogenotrophe Methanogenese genannt und ist einer der finalen Schritte des Biogasprozesses:

$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$ ($\Delta G^{0\prime} = -135.6$ kJ/mol) (Thauer et al. 1977)

Je nach optimalem Temperaturbereich der beteiligten Mikroorganismen kann der Prozess unter mesophilen (35-40 °C) als auch thermophilen Bedingungen (40-70 °C) ablaufen (Gerardi 2003).

Entsprechend der Stöchiometrie der Reaktion müssen zur Produktion von Methan, Kohlendioxid und Wasserstoff im Verhältnis 1:4 bereitgestellt werden. 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 (z. B. von Wind- und Solarstrom) bereitgestellt. Häufig wird in diesem Zusammenhang die Verwendung von „Überschussstrom“ diskutiert, wobei für das Marktpotenzial zu klären bleibt, inwiefern die biologische Methanisierung wirtschaftliche Vorteile gegenüber anderen Verwendungen des „Überschussstroms“, z. B. Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), generieren kann. Das benötigte Kohlendioxid kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden, z. B. aus Biomethan- und Biogasanlagen, anaeroben Fermentationsprozessen (z. B. Ethanolherstellung), der Ammoniaksynthese, industriellen Verbrennungsprozessen oder direkt aus der Atmosphäre.

Die biologische Methanisierung wird derzeit mit Hilfe von zwei Technologiekonzepten umgesetzt:

1 | Integrierte Methanisierung des Kohlendioxids aus dem Biogasprozess (in situ Methanisierung, siehe Abb. 1-1) oder
2 | Biologische Methanisierung in externen Reaktoren (z. B. unter Verwendung spezieller Mikroorganismen, siehe Abb. 1-2).

Bei der in situ Methanisierung wird Wasserstoff direkt in den Biogasprozess eingespeist und das im Biogasprozess gebildete Kohlendioxid durch die vorhandenen 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 (Luo und Angelidaki 2013a; Youngsukkasem et al. 2015).

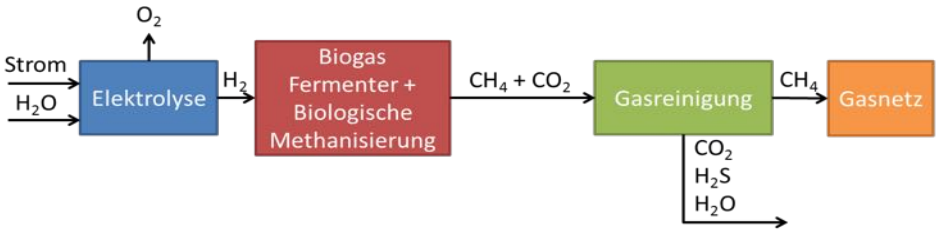


Abb. 1-1 Prozessdiagramm der integrierten (in situ) biologischen Methanisierung in einem Biogasreaktor

Quelle: Eigene Darstellung nach Götz et al. (2014)

Ein Vorteil dieses Prozesses ist die mögliche Integration in die bereits bestehende Infrastruktur (Biogas- oder Klärgasanlagen) und die prozessintegrierte Methananreicherung des Biogases. Dadurch kann eine nachfolgende Abscheidung von Kohlendioxid minimiert werden. Die Reinigung des Gases von Schwefelwasserstoff ist nach wie vor notwendig. Inwiefern zur Erreichung von Methangehalten >90 % eine nachträgliche Entfernung von Kohlendioxid entfallen kann, hängt von der Effektivität der biologischen Methanisierung ab. Beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen werden erzielbare Methananteile von ca. 75 % genannt (Götz et al. 2014). Für die Verwendung von organischen Reststoffen werden bis zu 97 % aufgeführt (Götz et al. 2014). Dies hängt jedoch sehr stark von der Stoffstrombehandlung bis zur Anlage sowie der Art der Stoffströme ab. Die Methanbildungsrate (MBR) ist abhängig von der Kohlendioxidbereitstellung im Biogasprozess und damit relativ langsam (< 0.1 h-1 h) (Götz et al. 2016). Der Vorteil der biologischen Methanisierung in speziell dafür vorgesehenen Reaktoren (siehe Abb. 1-2) ist die Möglichkeit, sowohl die Prozessführung als auch das Mikrobiom auf den Prozess der hydrogenotrophen Methanogenese auszurichten. Das benötige Kohlendioxid kann in diesem Fall aus verschiedensten Quellen stammen, muss aber, genau wie der Wasserstoff, aktiv und in konzentrierter Form dem Prozess zugeführt werden (Götz et al. 2016).

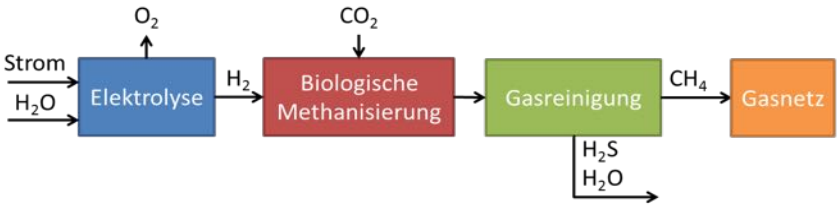


Abb. 1-2 Prozessdiagramm der biologischen Methanisierung in einem externen Methanisierungsreaktor

Quelle: Eigene Darstellung nach Götz et al. (2014)

Ein Vorteil der biologischen Methanisierung (beide Verfahrensansätze) gegenüber seinem thermochemischen Pendant, dem Sabatier Prozess (siehe auch *Technologiefeld 4.2a: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)),* ist die Toleranz der biologischen Katalysatoren gegenüber Verunreinigungen in den Eduktgasströmen (Kohlendioxid und Wasserstoff). Gasbestandteile wie z. B. Schwefelwasserstoff und Ammoniak wirken sich erst bei weitaus höheren Konzentrationen negativ auf

den Prozess aus (siehe auch Literatur zur Hemmung des Biogasprozesses, z. B. Bauer et al. (2009); Bayrisches Landesamt für Umwelt (2007); Bischofsberger et al. (2004); FNR (2013); Gerardi (2003)). Demgegenüber kann die thermochemische Methanisiserung weitaus höhere MBR erzielen (Graf et al. 2014). Nach derzeitigem Wissensstand kann die biologische Methanisierung schnell auf Laständerungen, also die zeitlich variable Zufuhr von Wasserstoff und Kohlendioxid, reagieren (Graf et al. 2014). Dieses Verhalten stellt eine ideale Voraussetzung für die Verwendung von regenerativ erzeugtem Überschussstrom zur Wasserstofferzeugung dar (siehe auch *Technologiefeld 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff))*. An dieser Stelle bleibt allerdings die Frage offen, inwieweit die Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse derartige Lastwechsel technisch und vor allem auch ökonomisch umsetzen kann. Da die biologische Methanisierung in wässriger Umgebung stattfindet, müssen die beiden Edukt-Gase ebenfalls gelöst vorliegen. Die schlechte Löslichkeit von Wasserstoff stellt hier eine zentrale Herausforderung bei der technischen Umsetzung dar.

1.2 Bioelektrochemische Methanisierung

Ein in weiten Teilen noch unerforschter Ansatz zur direkten Umwandlung von Strom in Methan ist die bioelektrochemische Methanisierung (oder Elektromethanogenese) (Clauwaert und Verstraete 2009; Geppert et al. 2016; Koch et al. 2015; Xu et al. 2014; Zhen et al. 2015). Bei diesem Prozess nutzen elektroaktive Mikroorganismen (Koch und Harnisch 2016) elektrochemisch bereitgestellte Elektronen bzw. Wasserstoff zur Reduktion von Kohlendioxid zu Methan (Geppert et al. 2016):

$$HCO_3^- + 9H^+ + 8e^- \rightarrow CH_4 + 3H_2O$$

Die Elektronen werden den Mikroorganismen über in den Fermenter integrierte Elektroden zur Verfügung gestellt. Grundsätzlich wird hier zwischen zwei Wegen unterschieden, dem direkten und dem indirekten Elektronentransfer von der Elektrode zu den Mikroorganismen (Schröder et al. 2015). 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 Methan verwendet wird. Ein Vorteil der bioelektrochemischen Methanisierung ist, dass Wasserstoff nicht mehr dem Reaktor zugeführt werden bzw. in der Flüssigphase gelöst werden muss. Andererseits sind die in der Literatur genannten MBR noch relativ niedrig (0.13 -303 L CH_4 $m^{-2}_{Elektrodenoberfläche}$ d^{-1} (Geppert et al. 2016)). Diese Daten beziehen sich alle auf den Labormaßstab. Abb. 1-3 zeigt ein Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung.

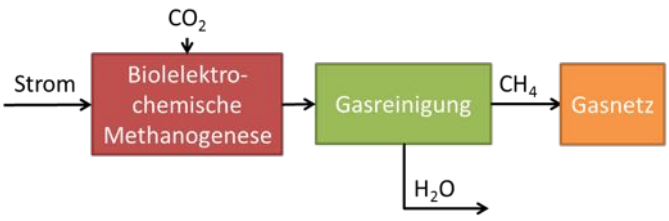


Abb. 1-3 Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Entwicklungsstand und –bedarf der biologischen Methanisierung

Die Grundlagen der biologischen Methanisierung sind gut erforscht. 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. Damit ist eine wesentliche Voraussetzung für die Erzeugung von Methan aus flexibel erzeugtem, regenerativem Strom gegeben (Graf et al. 2014). Weiterhin wurden in der Vergangenheit verschiedene Reaktorkonzepte zur technischen Umsetzung im Labor erprobt. Hierbei sind insbesondere die Verwendung von Rührkesselreaktoren, Fest- und Rieselbettreaktoren zu nennen. Die Verwendung von Rührkesselreaktoren in Kombination mit thermophilen Archaeen zeigte bezogen auf die MBR, mit 28,7 L h^{-1} L^{-1} (Nishimura et al. 1992) bzw. 7,7 L h^{-1} L^{-1} (Rittmann et al. 2012) die bisher besten Ergebnisse im Labormaßstab. Generell konnte gezeigt werden, dass mit einem thermophilen Methanisierungsprozess die spezifische MBR verdoppelt werden kann (Götz et al. 2016). Ebenso begünstigt die Verwendung spezieller Kulturen thermophiler Archaeen bzw. Reinkulturen von z. B. *Methanothermobacter thermoautotrophicus* oder *Methanothermobacter marburgensis* den Prozess, da diese hohe spezifische MBR aufweisen. Im Demonstrationsmaßstab wurden von der Krajete GmbH und der MicrobEnergy GmbH verschiedene Verfahrenskonzepte entwickelt und getestet (Graf et al. 2014):

1 | Integration der biologischen Methanisierung in NawaRo Biogasanlagen
2 | Integration in Bioabfallanalgen
3 | Separater Reaktor zur biologischen Methanisierung mit einer Spezial- oder Reinkultur und Verwendung von Biogas als CO_2-Quelle
4 | Separater Reaktor mit einer Spezial- oder Reinkultur und Verwendung von CO_2 aus der Biogasaufbereitung
5 | Separater Reaktor mit einer Reinkultur und Verwendung von aufbereitetem Rauchgas als CO_2-Quelle.

Insgesamt existieren in Deutschland 6 Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben zur biologischen Methanisierung im Technikums- bzw. Pilotmaßstab (Tab. 2-1). Trotz dieser relativ hohen Anzahl an Demonstrationsanlagen und unabhängig von der technischen Umsetzung (in situ oder externe biologische Methanisiserung) ist die Wasserstoffversorgung der Mikroorganismen nach wie vor der limitierende Schritt bei der biologischen Methanisierung (Jud et al. 1997; Pauss et al. 1990). Wasserstoff und Kohlendioxid müssen gelöst vorliegen um von den Mikroorganismen verwertet zu werden. Aufgrund der schlechten Löslichkeit von Wasserstoff besteht hier die zentrale Herausforderung bei der weiteren technischen Umsetzung. Bisher wurde versucht, dieses Problem mit erhöhtem Prozessdruck und erhöhter Durchmischung sowie dem Einsatz von Hohlfasermembranen zu lösen (Graf et al. 2014; Luo und Angelidaki 2013b).

Tab. 2-1 Übersicht zu Demonstrationsanlagen zur biologischen Methanisierung in Deutschland

Betreiber und Standort	Methanisierung/Reaktortyp	CH_4 (Nm^3/h)
Gicon, BTU Cottbus	Ex situ / Rieselbettreaktor	1
MicroPyros GmbH, Straubing	Ex situ	0,4
MicrobEnergy GmbH, Schwandorf	In situ	5,3
MicrobEnergy GmbH, Allendorf	Ex situ / Druck-Rührkesselreaktor	15-55
Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Institut für Lebensmitteltechnologie, Lemgo	Ex situ	unbekannt
Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e.V.	Ex situ / Druck-Rieselbettreaktor	unbekannt

Quelle: Deutsche Energieagentur (2017)

Neben der Verbesserung der Einbringung des Wasserstoffs kann die Effizienz des Gesamtsystems über eine Erhöhung der Zelldichte bzw. eine gezielte Auswahl bzw. Modifikation der biologischen Katalysatoren, also der methanogenen Archaeen, erreicht werden. Mögliche Ansätze sind hier die Entwicklung von molekularen Markern zur schnellen Identifikation potentiell geeigneter Mikroorganismen (DNA und Proteinmarker für hydrogenotrophe Archaeen) sowie die gezielte Selektion und genetische Modifikation zur Leistungssteigerung der Mikroorganismen. 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 (mögliche Unterdrückung der Acetogenese) noch genauer untersucht werden.

Auf technoökonomischer Ebene ist die biologische Methanisierung eher für kleinere Anlagengrößen (einstelliger MW Bereich) geeignet (Graf et al. 2014). Hier bietet sich auch die Integration in die bestehende Biogasanlagenstruktur an. Voraussetzung bleibt die Anschlussfähigkeit derartiger Anlagen an das Erdgasnetz. Das thermochemische Pendant, der Sabatier Prozess, ist aufgrund der höheren Effizienz bzw. kleinerer Reaktoren für größere Anlagenkonzepte (~ 100 MW) geeignet (Graf et al. 2014). Unabhängig von der eingesetzten Methanisierungstechnologie (biologisch oder thermochemisch) besteht vor dem Hintergrund des Einsatzes von PtG zur Netzstabilisierung bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien ein übergeordneter F&E-Bedarf bezüglich folgender Punkte:

- Zwischenspeicherung von Elektrolysewasserstoff
- Kostenentwicklung und Flexibilisierungspotenzial der Elektrolyse
- verfügbare Mengen Kohlendioxid, insbesondere aus ökonomischer Sicht

Die Verfügbarkeit von konzentriertem 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 hier nur

ein Teil eines komplexen Gasgemisches ist und dementsprechend angereichert werden muss. Der technische Aufwand bedingt eine Preissteigerung des Kohlendioxids und damit des gesamten Prozesses. Diese ökonomische Herausforderung tritt bei Verwendung von atmosphärischem Kohlendioxid noch mehr in den Vordergrund.

Dem Problem der Zwischenspeicherung von Wasserstoff kann auf F&E Ebene beispielsweise mit der bioelektrochemischen Methanisierung begegnet werden (siehe nächstes Kapitel), wenngleich hier die Fragen nach der MBR und Prozessflexibilität noch weitgehend ungeklärt sind.

2.2 Entwicklungsstand und –bedarf der bioelektrochemischen Methanisierung

Die bioelektrochemische Methanisierung ist im Gegensatz zur biologischen Methanisierung noch weitgehend unerforscht. Es existieren keine Demonstrationsanlagen, Forschungsergebnisse liegen nur auf Laborebene vor. Einen guten Überblick zum Stand der Entwicklung gibt (Geppert et al. 2016). Bisher konnten grundlegende Aussagen zu möglichen Elektronentransfer-Mechanismen zwischen der Elektrode (Kathode) und den entsprechenden Mikroorganismen getroffen werden (siehe Kapitel 1.2). Es ist bisher aber noch unklar, welcher Elektronentransferweg und welche Kombination von Elektrodenmaterial und Mikroorganismus bzw. mikrobieller Gemeinschaft die beste MBR erzielt. Deutzmann und Spoormann konnten zeigen, dass z. B. die Verwendung definierter Co-Kulturen von Eisen oxidierenden Bakterien und methanogenen Archaeen Vorteile gegenüber Rein- und Mischkulturen bei der bioelektrochemischen Methanisierung haben können (Deutzmann und Spormann 2016). Generell zeigen die bisher erzielten MBR der bioelektrochemischen Methanogenese eine weite Spannbreite, liegen aber bereits im Bereich der biologischen Methanisierung.

- MBR bioelektrochemische Methanisierung: $0{,}005 – 12{,}6\ L\ h^{-1}\ m^{-2}_{Elektrodenoberfläche}$
- MBR biologische Methanisierung: $7{,}7 – 28{,}7\ L^{\ h-1\ L-1}_{Reaktorvolumen}$

Der klare Vorteil dieser Technologie liegt in der Vermeidung der Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse und der damit in Zusammenhang stehenden Wasserstoffspeicherung. 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 CO_2 Einbringung in den Reaktor an die MBR bzw. die intermediäre H_2 Produktion angepasst werden, um ein 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. -kulturen gesucht werden. Auch 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 noch das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten im Labormaßstab optimiert werden.

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Vorlaufzeit bei der Entwicklung der biologischen Methanisierung richtet sich neben der notwendigen Weiterentwicklung der Technologie (insbesondere Wasserstoffeinbringung und Erhöhung der MBR) sowie der übergeordneten Technologiefelder (z. B. Elektrolyse inkl. Wasserstoffspeicherung, siehe auch *Technologiefeld 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff))* nach dem Bedarf an strombasiertem Methan (siehe Kriterium 3: Marktpotenziale). Die Angaben zu den Vorlaufzeiten können nur geschätzt werden, da keine Studien existieren, die diese explizit ausweisen. Die Anwendung technologischer Lernkurven wäre ein erster, relativ einfach umsetzbarer Ansatz.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der biologischen Methanisierung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Wie in Kapitel 2.2 ausgeführt, besteht für diese Technologie teilweise noch Bedarf an Grundlagenforschung im Labormaßstab. Aus diesem Grund werden erheblich höhere Vorlaufzeiten wie bei der biologischen Methanisierung erwartet.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der bioelektrochemischen Methanisierung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen, der öffentlicher Förderung sowie der wissenschaftlichen Entwicklung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☒	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☒	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Da erhebliche Unterschiede zwischen der biologischen Methanisierung (T1) und der bioelektrochemischen Methanisierung (T2) bestehen, wird die Bewertung des Entwicklungsstadiums auf Ebene der beiden beschriebenen Technologiegruppen (T1 und T2) und nicht auf Ebene des Technologiefeldes durchgeführt.

Das Entwicklungsstadium der biologischen Methanisierung kann aufgrund bestehender Demonstrationsanlagen und –vorhaben dem TRL 7 zugeordnet werden. Die bioelektrochemische Methanisierung befindet sich noch im Stadium der Technologieentwicklung, wobei in den letzten Jahren auch ein wachsendes Interesse der wis-

senschaftlichen Gemeinschaft erkennbar ist. Die Einordnung erfolgt aufgrund vorliegender Studien, z. B. Geppert et al. (2016), zu TRL 3.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes der biologischen Methanisierung

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung				
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☒
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☐
Demonstration				
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☒	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

T1 = biologische Methanisierung, T2: bioelektrochemische Methanisierung

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die technischen Entwicklungsrisiken der biologischen Methanisierung sind insbesondere im Bereich des Gasmanagements, also der Einbringung von Wasserstoff, angesiedelt. Aus wirtschaftlicher Sicht sind die Verfügbarkeit von Kohlendioxid (siehe auch Rohstoffrisiken) und vor allem die zukünftige Verfügbarkeit von günstigem Strom zur Bereitstellung von Elektrolysewasserstoff und damit der Wasserstoffpreis ausschlaggebend für die Entwicklung der Technologie. In der vorliegenden Bewertung wird von einem Wasserstoffpreis von 73 – 170 €/MWh H_2 (2020 / 2030) bzw. 34 – 72 €/MWh H_2 (2040 / 2050) ausgegangen (Manfred Fischedick et al. 2017 angepasst durch ZSW). Weiterhin stellen die Bereitstellungskosten von Kohlendioxid einen Unsicherheitsfaktor in der Bewertung dar. Je nach verfügbarer Kohlendioxidquelle (z. B. Biogas- oder Biomethananlagen bzw. atmosphärisches Kohlendioxid,

siehe auch Kapitel 2.1) ist aufgrund der teilweise notwendigen Aufreinigung mit einer großen Preisspanne zur rechnen.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe biologische Methanisierung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Die technischen Entwicklungsrisiken sind für die bioelektrochemische Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 (siehe Tab. 3-3) weitaus größer als für die biologische Methanisierung. Auf wirtschaftlicher Seite gelten für die bioelektrochemische Methanisierung insbesondere die oben genannten Risiken bezüglich der Verfügbarkeit von Kohlendioxid. Die Bereitstellungskosten und -pfade für den Wasserstoff spielen hier keine Rolle mehr, da dieser in situ oder gar nicht produziert wird.

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe bioelektrochemische Methanisierung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☐	☒
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☐	☒

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Bei der biologischen Methanisierung bestehen keine Rohstoffrisiken im klassischen Sinne, da keine speziellen Katalysatoren oder andere hochwertige Stoffe benötigt werden. Es stellt sich eher die Frage nach der Verfügbarkeit bzw. den Kosten für die Einsatzstoffe Wasserstoff und Kohlendioxid. Für Wasserstoff werden Bereitstellungskosten von 6-8 €/kg als realistisch angenommen (Manfred Fischedick et al. 2017). Kohlendioxid kann in gewissem Umfang kostengünstig zur Verfügung gestellt werden. Dies betrifft vor allem Kohlendioxid aus Biogas- (integrierte Methanisierung) oder Biomethananlagen bzw. die Bioethanolherstellung (Gärungskohlensäure). Die Aufreinigungskosten bei Biomethananlagen werden beispielsweise mit ca. 90 €/t CO_2 angenommen (Hermann et al. 2014). Andere Kohlendioxidquellen wie z. B. Rauchgas müssen immer die niedrige Konzentration an Kohlendioxid und damit weitere Kosten für die Aufreinigung berücksichtigt werden. Bei Szenarien mit einem sehr hohen prognostizierten Bedarf an strombasiertem Methan (Purr et al. 2016), muss langfristig auf atmosphärisches Kohlendioxid zurückgegriffen werden. Der

damit in Zusammenhang stehende Preis für Kohlendioxid kann bis zu 500 €/t CO_2 betragen (Robert Socolow et al. 2011).

Bei der bioelektrochemischen Methanisierung können in Zukunft Edelmetalle für die Herstellung der Elektroden sowie besondere Elektrodengeometrien eine Rolle spielen. Derzeit ist aber noch nicht klar inwieweit überhaupt derartige Materialien benötigt werden bzw. ob nicht kostengünstige Standardmaterialien wir z. B. Graphit oder Edelstahl ausreichend sind, da die katalytischen Eigenschaften auch von den Mikroorganismen ausgehen können und nicht zwangsläufig vom Elektrodenmaterial.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Eine detaillierte Bewertung des Technologiefeldes kann derzeit nur unvollständig vorgenommen werden, da aufgrund der geringen technischen Umsetzung und nicht vorhandener kommerzieller Anlagen nicht genügend Daten vorliegen. Da die Datenlage für die bioelektrochemische Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 noch weniger Daten vorliegen, wird diese im folgenden Abschnitt nicht bewertet. Alle Kriterien werden nur auf die biologische Methanisierung angewendet. Insbesondere bei kritischen Parametern wie z. B. Markpotenzial, Energie- und Kosteneffizienz, Wertschöpfung und Akzeptanz wird aber aufgrund der unzureichenden Datenlage Abstand von einer Schätzung genommen. Lücken in der Bewertung von Kriterien werden kurz erläutert und sind prinzipiell als F&E Bedarf zu werten.

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die erzeugbare Menge an Methan hängt vom verfügbaren Überschussstrom zur Bereitstellung von Elektrolysewasserstoff und von dessen Preis ab. Weiterhin spielen die räumliche Verfügbarkeit und der Preis von konzentriertem Kohlendioxid eine entscheidende Rolle (siehe Rohstoffrisiken, Seite 133). Im folgenden Abschnitt werden daher nur semi-quantitative Einschätzungen bzw. des im Projektkonsortium abgestimmte Ausbauhorizonts für strombasiertes Methan aufgeführt.

Tab. 4-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologiegruppe biologische Methanisierung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	21	21	0	0
2040	0	0	52	52	4	4
2050	0	0	90	90	19	19

Bei den in Tab. 4-1 dargestellten Werten erfolgt keine Differenzierung zwischen thermochemischer (Technologiefeld 4.2a) und biologischer Methanisierung (Technologiefeld 4.2b), da beide Technologien in Konkurrenz treten können. Der vom Konsortium prognostizierte Bedarf an strombasiertem Methan wird als eher gering eingeschätzt. Dies ist insbesondere eine Folge der hinterlegten Technologien mit starkem Fokus auf Wasserstoff basierte Technologien im DE_95 % Szenario. Die subjektive Einschätzung lässt vor allem bei der Berücksichtigung von strombasiertem Methan für den Schwerlasttransport bzw. Langstreckenverkehr (z. B. Liquid natural gas, LNG) einen weitaus höheren Bedarf an Methan zu. An dieser Stelle sei auch das vom UBA herausgegebene Positionspapier „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Lehmphul 2014; Purr et al. 2016) genannt, welche aufgrund des sehr hohen THG Emissionsreduktionspotenzials von strombasiertem Methan einen Gesamtbe-

darf (energetisch) von über 1.000 TWh ausweist. Unabhängig des realen Bedarfs ist eine Produktion von strombasiertem Methan von maximal 34 TWh (Hermann et al. 2014) bis 140 TWh (DBFZ, eigene Berechnung) auf Basis geeigneter und verfügbarer Kohlendioxidquellen in Deutschland denkbar. Dies bezieht sich in erster Linie auf Kohlendioxid aus der Biogas-, Biomethan- und Bioethanolproduktion. Die Biogasproduktion stellt hier derzeit mit Abstand die größte und am einfachsten zu erschließende Kohlendioxidquelle dar. Verschiedene Studien, wie z. B. Dotzauer et al. (2016); Guss et al. (2016); Lehmphul (2014), prognostizieren allerdings aufgrund politischer Rahmenbedingungen eher einen Rückbau für diese Kohlendioxidquellen bis 2030, insbesondere Biogas. Dadurch kann das Marktpotenzial für Kohlendioxid wesentlich geringer ausfallen und ist als gefährdet einzuschätzen.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Quantifizierung der vermiedenen THG Emissionen durch die biologische Methanisierung erfordert einen individuellen Ansatz. Kohlendioxid wird zwar als Rohstoff verbraucht, aber nach der energetischen Nutzung im gleichen Maße wieder freigesetzt. Es findet also nur eine kurzzeitige Bindung von Kohlendioxid statt und keine Einsparung im Vergleich zur Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen. Als Einsparung kann theoretisch nur die Menge an CO_2-Äquivalenten gewertet werden, 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 gebundenen CO_2 wird nach der Abscheidung der biologischen Methanisierung zur Verfügung gestellt und bei der energetischen Verwertung des strombasierten 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.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Methan aus der biologischen Methanisierung kann Erdgas direkt als Primärenergieträger ersetzen. Die in Tab. 4-2 dargestellten Mengen an substituiertem Erdgas entsprechen den in Tab. 4-1 dargestellten Ausbauzielen. Für die Bereitstellung dieser Mengen muss aufgrund der Wirkungsgradverluste entlang der Bereitstellungskette aber mehr Energie auf Basis von Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. Unter Einbezug des Wirkungsgrades der biologischen Methanisierung inkl. Elektrolyse von η= 53 – 69 % (Graf et al. 2014) ergibt für die Bereitstellung der substituierten Menge Erdgas Energiebedarf von 27 PJ (DE_95 % 2020, η= 53) bis 470 PJ (DE_80 % 2050, η= 69). Die katalytische Methanisierung (Sabatier Prozess) weist ähnliche Wirkungsgrade auf, nur kann hier durch die Integration der anfallenden Wärme in den Gesamtprozess (z. B. Biogasreaktor oder Gasaufbereitung bzw. Eigenstromerzeugung) der Gesamtwirkungsgrad auf über 80 % gesteigert werden (Graf et al. 2014).

Tab. 4-2 Jährlich substituierter Primärenergieeinsatz (fossiles Erdgas) durch die Technologiegruppe biologische Methanisierung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	6	0
2040	187	14
2050	324	68

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Für die biologische Methanisierung werden keine kritischen Rohstoffe verbraucht, auch Konkurrenzdruck spielt keine Rolle, da alle Grundstoffe vorhanden sind.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Für eine ausführliche Bewertung der Kosteneffizienz der biologischen Methanisierung liegen noch nicht genügend Daten vor. Derzeit stehen nur Daten zum spezifischen Investitionsaufwand bzw. den Erzeugungskosten für Methan zur Verfügung. Die im Folgenden genannten Kosten beziehen sich alle auf die „Technoökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten“ (Graf et al. 2014). Bei der Erzeugung von Methan mittels biologischer Methanisierung werden derzeit ca. 2,5 – 6 ct/kWh Methan unter Berücksichtigung eines Strompreises von 5 ct/kWh und 3.000 Volllaststunden veranschlagt. Die Spannbreite ergibt sich aus der Leistungsklasse (bis 5 MW) und des Verfahrenskonzepts (integrierte oder externe Methanisierung). Die spezifischen Erzeugungskosten berücksichtigen allerdings nicht die Kosten der Elektrolyse. Werden diese mit einbezogen muss von ca. 17 – 29 ct/kWh ausgegangen werden. Der spezifische Investitionsaufwand in der Leistungsklasse 1 – 5 MW liegt bei ca. 350 – 650 €/kW Methan (ohne Elektrolyse). Wird in der Leistungsklasse 1 MW die Elektrolyse berücksichtigt steigen die spezifischen Investitionskosten von 650 €/kW Methan auf 3.600 €/kW Methan an. Der Großteil der Erzeugungskosten strombasierten Methans und damit auch das größte Potenzial zur Kostensenkung liegen damit bei der vorgeschalteten Elektrolyse.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die biologische Methanisierung hat derzeit, sowohl in Deutschland als auch weltweit, keinen Anteil an der Methanbereitstellung, aus der eine zukünftige Wertschöpfung prognostiziert werden könnte. Weiterhin fehlen Daten zu den eingesetzten Mengen und den entsprechenden erzielbaren Preisen für Kohlendioxid. Diese sind wiederum eng an die Ausbauziele der Technologie gekoppelt. Die vorgeschaltete Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hat, wie bereits bei Kriterium 6 dargestellt, einen enormen Anteil am Endpreis des Methans (egal ob biologische oder thermochemische Methanisierung). Im Falle der biologischen Methanisierung belaufen sich diese auf ca. 6 – 21 % der Gesamterzeugungskosten (Graf et al. 2014).

Auf Grund des geringen Entwicklungsstandes ist es zu früh, weitere Wertschöpfungseffekte wie Arbeitsplatzeffekte, Steuereffekte u. a. m. zu eruieren. Dies kann ab TRL 8 überschlägig berechnet werden und sollte in dementsprechenden Projekten dann auch Berücksichtigung im F&E Bedarf finden.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Aufgrund der relativ großen Anzahl an inländischen Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben kann Deutschland in diesem Technologiefeld als wettbewerbsfähig bzw. Technologieführer bezeichnet werden. Eine datenbasierte Einschätzung zum Bestand an Demonstrationsanlagen weltweit ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Lediglich die Errichtung einer 10 MW Anlage in Ungarn durch die deutsch-dänische Firma Electrochaea kann hier genannt werden (Kempkens 2016; klimaretter.info 2016). In den USA und der Schweiz sollen ähnliche Anlagen geplant sein (Kempkens 2016).

Tab. 4-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe biologische Methanisierung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieser Technologie weltweit?		
Technologiegruppe	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

IEA Daten zum Forschungsbudget für die biologische Methanisierung liegen nicht vor.

Teikriterium 8.3 F&E-Outputs

Eine aussagefähige, Scopus basierte Analyse des F&E Outputs sowie von vorliegenden Patenten im Bereich biologische Methanisierung kann nicht vorgenommen werden. Dies liegt vor allem an der heterogenen Terminologie in diesem Forschungsbereich. So werden beispielsweise die Begriffe „biological methanation“ als auch „biomethanation“ sowohl für die Biogasproduktion an sich als auch die biologische Methanisierung verwendet. Weiterhin ist der Begriff Methanisierung durch die unterschiedlichen technischen Möglichkeiten doppelt belegt (thermochemisch und biologisch). Nichtsdestotrotz kann aus subjektiver Erfahrung insbesondere im technisch/ ökonomischen Bereich ein großer Anteil an Publikationen und Patenten im europäischen Raum verortet werden. Bei der Prozessentwicklung sowie mikrobiologischen Grundlagen liegt der Schwerpunkt eher auf internationaler Ebene.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Da die biologische Methanisierung noch keinen Marktanteil hat, liegen keine Daten zur gesellschaftlichen Akzeptanz vor. Es wird aber davon ausgegangen, dass vor allem bei der Kombination von biologischer Methanisierung und Biogas-/ Biomethananlagen die gesellschaftliche Akzeptanz durch die auf Biomasse basierten Verfahren

dominiert wird (siehe *Technologiefeld 1.1: Bioenergie*). Dadurch würde die Akzeptanz der Technik auf Ebene der Gesellschaft und der lokalen Eene, von der Akzeptanz der Biogasanlagen überlagert werden. Die Marktakzeptanz kann an dieser Stelle auf Grund des geringen Entwicklungsstandes noch nicht eingeschätzt werden.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Daten zur Bewertung dieses Kriteriums liegen nicht vor, sollten aber zum Teil bei den Betreibern von Demonstrationsanlagen (z. B. Electrochaea und MicrobEnergy) verfügbar sein und könnten im Rahmen von Expertengesprächen politischen Entscheidungsträgern verfügbar gemacht werden. Für eine umgehende Bewertung ist es jedoch zu früh.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

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 auf Grund der Skaleneffekte eine Anbindung an das Erdgasnetz notwendig.

Tab. 4-4 Abhängigkeit der Technologiegruppe biologische Methanisierung von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Zur Bewertung des Kriteriums Systemkompatibilität wird von einer externen biologischen Methanisierung (siehe Abb. 1-2 auf Seite 125) ausgegangen, da diese die höchsten MBR erzielt und Prozessparameter bestmöglich eingestellt werden können. Die Systemgrenze wird durch den Methanisierungsreaktor inklusive der vorgeschalteten Elektrolyse definiert. Die evtl. notwendige (Zwischen-) Speicherung von Wasserstoff und Kohlendioxid wird nicht betrachtet, ebenso wenig wie die Aufbereitung (Trocknung und Komprimierung) des produzierten Methans.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Je nach Anlagenbestand bzw. Ausbauziel sind Rückwirkungen auf das Stromnetz zu erwarten die sich direkt aus dem Bedarf an Wasserstoff für die Methansysnthese ergeben. Die Rückwirkung äußert sich insbesondere durch eine hohe räumliche (Standort der Anlage) als auch zeitlich variable Beanspruchung des Stromnetzes bei

Verwendung von Überschussstrom bzw. kostengünstigem Strom. Eine weitere Rückwirkung ist durch die Einspeisung des erzeugten Methans in das Erdgasnetz zu erwarten. Da die biologische Methanisierung (wie auch alle anderen Technologien zur Erzeugung von Methan aus Kohlendioxid und Wasserstoff) von einem Zusammenwirken von Stromnetz (Wasserstoffbereitstellung), Kohlendioxidquelle und Einspeisepunkt in das Erdgasnetz abhängt, ist die Rückwirkung auf beide Netze (Strom und Gas) immer von starker lokaler Ausprägung.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Um eine optimale Ausnutzung dezentraler Kohlendioxidquellen zu ermöglichen, ist evtl. die Bereitstellung von Transportmöglichkeiten für Kohlendioxid notwendig. Dies kann sowohl über Gasleitungen als auch mobil erfolgen (Druck- oder Kühlbehälter). Des Weiteren muss möglicherweise das Stromnetz in Regionen mit hoher Anlagendichte, also tendenziell Regionen mit erhöhtem Kohlendioxidaufkommen (z. B. hohe Dichte an Biogas/Biomethananlagen), angepasst werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Es besteht eine Synergie zwischen biologischer Methanisierung und dem Bestand an Biogas- und Biomethananlagen. Diese sind potentielle Kohlendioxidlieferanten für die Methanisierung. Für die Biogas und Biomethananlagen ergibt sich damit eine neue Verwertungsoption eines bisherigen Reststoffes bzw. Nebenproduktes. Des Weiteren ist mit einer Konkurrenz zwischen biologischer und thermochemischer Methanisierung (Technologiefeld 4.2a) zu rechnen. Beide Technologien sind in der Lage, strombasiertes Methan bereitzustellen, allerdings ist die thermochemische Methanisierung eher für große Anlagen (>100 MW) und die biologische Methanisierung eher für kleine Anlagen im einstelligen MW Bereich geeignet. Die ökonomische bedingte Eignung der biologischen Methanisierung für kleine Anlagengrößen verdeutlicht noch einmal die große Synergie zu Biogas-/ Biomethananlagen.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist auf technischer Ebene bereits relativ weit fortgeschritten. Dies zeichnet sich insbesondere durch die in Deutschland vorhandenen Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben aus (siehe Tab. 2-1 auf Seite 128). Damit ist die Vorlaufzeit zur Entwicklung marktreifer Technologien, ausgehend vom derzeitigen Technologieansatz, eher gering einzuschätzen. Trotz oder gerade wegen der schnellen Entwicklung existieren aber noch Herausforderungen bei der Verbesserung der Wasserstoffeinbringung in die Flüssigphase sowie der Optimierung 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 derzeit verfügbaren Mengen an Kohlendioxid aus biogenen Quellen (Biogas- und Biomethananlagen sowie der Bioethanolherstellung) reichen aus um den in Tab. 4-1 (Seite 135) dargestellten Methanbedarf abzudecken. Allerdings trifft dies nicht bei der vermehrten Verwendung von strombasiertem Methan für den Langstreckentransport bzw. unter Berücksichtigung anderer Klimaschutzszenarien (z. B. Purr et al. 2016) zu. Derartige Szenarien bedürfen der Bereitstellung wesentlich größerer Mengen an konzentriertem Kohlendioxid, die eine Erhöhung des Preises bewirken. Zur besseren Bewertung der Klimaeffizienz 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.

5.2 Bioelektrochemische Methanisierung

Trotz der fehlenden detaillierten Bewertung der bioelektrochemischen Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 und dem dadurch bedingtem hohen technischem als auch wirtschaftlichem Risiko erfolgt eine kurze abschließende Zusammenfassung des F&E Bedarfs dieser Technologie. Einerseits ist Grundlagenforschung im Bereich Mikrobiologie sowie geeigneter Elektrodenmaterialien notwendig, um die Interaktion zwischen Mikroorganismen und Kathoden besser zur 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. Im Vergleich mit der biologischen Methanisierung besitzt die bioelektrochemische Methanisierung den Vorteil, dass kein Wasserstoff mittels Elektrolyseur bereitgestellt werden muss und somit Kosten für die Elektrolyse sowie die Zwischenspeicherung und Einbringung von Wasserstoff gegebenenfalls eingespart werden können.

Literaturverzeichnis

Bauer, C.; Lebuhn, M.; Gronauer, A. (2009): Mikrobiologische Prozesse in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. No. 12/2009. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/schriftenreihe/p_36964.pdf

Bayrisches Landesamt für Umwelt (2007): Biogashandbuch Bayern - Materialienband - LfU Bayern. http://www.lfu.bayern.de/energie/biogashandbuch/index.htm. Letzter Zugriff: 30 Januar 2017.

Bischofsberger, W.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K.-H.; Seyfried, C.-F.; Böhnke, B. (2004): Anaerobtechnik (2. vollst. überarb. Aufl. 2005.). Berlin: Springer.

Clauwaert, P.; Verstraete, W. (2009): Methanogenesis in membraneless microbial electrolysis cells. Applied Microbiology and Biotechnology 82 (5) 829–836.

Deutsche Energieagentur (2017): Pilotprojekte im Überblick. http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1. Letzter Zugriff: 21 März 2017.

Deutzmann, J. S.; Spormann, A. M. (2016): Enhanced microbial electrosynthesis by using defined co-cultures. The ISME Journal.

Dotzauer, M.; Hennig, C.; Lenz, V.; Brosowski, A.; Trommler, M.; Barchmann, T.; et al. (2016): Entwicklung der Biomasseverstromung bei Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung (EBFE). Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22400815.pdf. Letzter Zugriff: 12 Januar 2017.

FNR (Hrsg.) (2013): Leitfaden Biogas (6. Aufl.). Gülzow: FNR.

Geppert, F.; Liu, D.; van Eerten-Jansen, M.; Weidner, E.; Buisman, C.; ter Heijne, A. (2016): Bioelectrochemical Power-to-Gas: State of the Art and Future Perspectives. Trends in Biotechnology 34 (11) 879–894.

Gerardi, M. H. (Hrsg.) (2003): The Microbiology of Anaerobic Digesters. John Wiley & Sons, Inc.

Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R.; Kolb, T. (2016): Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy 85 (2016) 1371–1390.

Götz, M.; McDaniel Koch, A.; Graf, F. (2014): State of the Art and Perspectives of CO2 Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications. International Gas Union Research Conference, Copenhagen.

Graf, F.; Krajete, A.; Schmack, U. (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten. Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Guss, H.; Pertagnol, J.; Hauser, E.; Wern, B.; Frank, B.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Reinhardt, G. (2016): Biogas – Quo vadis? Saarbrücken: IZES gGmbH. http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_15_065.pdf. Letzter Zugriff: 08 Juni 2017.

Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C. (2014): Prüfung der klimapolitischen konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin: Öko-Insitut e.V. https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf

Jud, G.; Schneider, K.; Bachofen, R. (1997): The role of hydrogen mass transfer for the growth kinetics of Methanobacterium thermoautotrophicum in batch and chemostat cultures. Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology 19 (4) 246–251.

Kempkens, W. (2016): Mit Mikroorganismen: Größte Power-to-Gas-Anlage der Welt entsteht in Ungarn. http://www.wiwo.de/technologie/green/tech/mit-mikroorganismen-groesste-power-to-gas-anlage-der-welt-entsteht-in-ungarn/14882558.html. Letzter Zugriff: 08 Februar 2017.

klimaretter.info (2016): Ungarn baut größte PtG-Anlage. klimaretter.info. http://www.klimaretter.info/energie/nachricht/22388-ungarn-baut-groesste-ptg-anlage. Letzter Zugriff: 08 Februar 2017.

Koch, C.; Harnisch, F. (2016): What Is the Essence of Microbial Electroactivity? Frontiers in Microbiology 7.

Koch, C.; Kuchenbuch, A.; Kretzschmar, J.; Wedwitschka, H.; Liebetrau, J.; Muller, S.; Harnisch, F. (2015): Coupling electric energy and biogas production in anaerobic digesters - impacts on the microbiome. RSC Advances 5 (40) 31329–31340.

Lehmphul, K. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Studie. Umweltbundesamt. http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0. Letzter Zugriff: 09 Juni 2017.

Luo, G.; Angelidaki, I. (2013a): Co-digestion of manure and whey for in situ biogas upgrading by the addition of H-2: process performance and microbial insights. Applied Microbiology and Biotechnology 97 (3) 1373–1381.

Luo, G.; Angelidaki, I. (2013b): Hollow fiber membrane based H2 diffusion for efficient in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor. Applied Microbiology and Biotechnology 97 (8) 3739–3744.

Manfred Fischedick; Karin Arnold; Andreas Pastowski; Dietmar Schüwer; Jörg Adolf; Christoph H. Balzer; Jurgen Louis; Uwe Schabla (2017): Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH. http://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-stu-dy/_jcr_content/par/toptasks_370b.stream/1489059270371/3b3513150a5aa809612026308e78b02122c05c928d42506984dae157bb6523fb/shell-wasserstoff-studie.pdf

Nishimura, N.; Kitaura, S.; Mimura, A.; Takahara, Y. (1992): Cultivation of thermophilic methanogen KN-15 on H2-CO2 under pressurized conditions. Journal of Fermentation and Bioengineering 73 (6) 477–480.

Pauss, A.; Andre, G.; Perrier, M.; Guiot, S. R. (1990): Liquid-to-Gas Mass Transfer in Anaerobic Processes: Inevitable Transfer Limitations of Methane and Hydrogen in the Biomethanation Process. Applied and Environmental Microbiology 56 (6) 1636–1644.

Purr, K.; Osiek, D.; Lange, M.; Adlunger, K. (2016): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/integration-von-power-to-gaspower-to-liquid-in-den

Rittmann, S.; Seifert, A.; Herwig, C. (2012): Quantitative analysis of media dilution rate effects on Methanothermobacter marburgensis grown in continuous culture on H2 and CO2. Biomass and Bioenergy 36(0)293–301.

Robert Socolow; Michael Desmond; Roger Aines; Jason Blackstock; Olav Bolland; Tina Kaarsberg; et al. (2011): Direct Air Capture of CO2 with Chemicals - A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs. APS Panel on Public Affairs. https://www.aps.org/policy/reports/assessments/upload/dac2011.pdf

Schröder, U.; Harnisch, F.; Angenent, L. T. (2015): Microbial electrochemistry and technology: terminology and classification. Energy & Environmental Science.

Thauer, R.; Jungermann, K.; Decker, K. (1977): Energy-conservation in chemotrophic anaerobic bacteria. Bacteriological Reviews 41 (1) 100–180.

Xu, H.; Wang, K.; Holmes, D. E. (2014): Bioelectrochemical removal of carbon dioxide (CO2): An innovative method for biogas upgrading. Bioresource Technology 173 (0) 392–398.

Youngsukkasem, S.; Chandolias, K.; Taherzadeh, M. J. (2015): Rapid biomethanation of syngas in a reverse membrane bioreactor: Membrane encased microorganisms. Bioresource Technology 178 (0) 334–340.

Zhen, G.; Kobayashi, T.; Lu, X.; Xu, K. (2015): Understanding methane bioelectrosynthesis from carbon dioxide in a two-chamber microbial electrolysis cells (MECs) containing a carbon biocathode. Bioresource Technology 186 (2015) 141–148.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH |
v2 vom 29. März 2018

Technologiebericht
4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Karin Arnold

Georg Kobiela

Andreas Pastowski

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Wuppertal Institut

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Arnold, K.; Kobiela, G.; Pastowski, A. (2018): Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Karin Arnold
Tel.: +49 202 / 2492-286
Fax: +49 202 / 2492– 263
E-Mail: karin.arnold@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Review durch:

Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **147**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **148**

Tabellenverzeichnis **150**

Abbildungsverzeichnis **152**

Zusammenfassung (Steckbrief) **154**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **156**

1.1 Eingrenzung der Analyse 156
1.2 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Liquids“ 157
1.3 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Chemicals“ 159

2 Stand F&E in Deutschland **162**

2.1 Power-to-Liquids 162
2.2 Power-to-Chemicals 162

3 Relevanz öffentlicher Förderung **164**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 164
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 166

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **174**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 174
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 183
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 189
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 194
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 199
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 200
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 205
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 208
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 209
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 210

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **213**

Literaturverzeichnis **216**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAT	Best Available Technology
C2H4	Ethen / Ethylen
CAGR	Compound anuual growth rate [jährliche Wachstumsrate]
CCS	Carbon Capture and Storage
Ce	Cer
CO	Kohlenmonoxid
Co	Kobalt
CO2	Kohlendioxid
CTL	Coal-to-Liquid
CTO	Coal-to-Olefins
DME	Dimethylether
DSM	Demand Side Managment
eCH4	regeneratives Methan
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEA	Europäische Umweltagentur
F&E	Forschung & Entwicklung
FT	Fischer-Tropsch
GTL	Gas-to-Liquid
H2	Wasserstoff
HVC	High Value Chemicals
IEA	Internationale Energie Agentur
k.A.	keine Angabe
KS 80	Klimaschutzszenario mit ca.80 % THG Minderung bis 2050
KS 95	Klimaschutzszenario mit ca.95 % THG Minderung bis 2050
La	Lanthan
LCA	Life-Cycle Analysis
LKW	Lastkraftwagen
Mio t (Mt)	Millionen Tonnen (Megatonnen)
MTO	Methanol-to-Olefins
Nd	Neodym
O2	Sauerstoff
OCM	Oxidative Coupling of Methane
PKW	Personenkraftwagen
PTC	Power-to-Chemicals
PTF	Power-to-Fuels
PTL	Power-to-Liquids
PTX	Power-to-X
Re	Rhenium
SNG	Synthetic Natural Gas
SOEC	Solid Oxide Electrolyser Cell
Sr	Strontium
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
WTT	Well-to-Tank

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
€ Cent	Euro-Cent
CO_2 eq	CO_2 Äquivalente
GW	Gigawatt
h/a	Stunden pro Jahr
kW	Kilowatt
m^3	Kubikmeter
Mrd. €	Milliarden Euro
PJ	Petajoule
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTL ---- 165

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTC ---- 166

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes PTL/PTC (PTL nach UBA 2016; PTC nach Ren et al. 2008; Tian et al. 2015) ---- 167

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTL ---- 168

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTC ---- 170

Tab. 3-6 Einsatz von Katalysatoren bei den Synthesen der betrachteten Technologien im Technologiefeld PTL/PTC (kritische Rohstoffe fett markiert) ---- 173

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---- 174

Tab. 4-2 Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung ---- 175

Tab. 4-3 Globaler Ethylen- bzw. stofflicher Kohlenwasserstoffbedarf ---- 176

Tab. 4-4 Globaler potenzieller Absatz der Technologiegruppe PTC, anteilig, ausgewiesen in Ethylen-Äquivalenten ---- 177

Tab. 4-5 Energiebedarfe für die Deckung der jeweilig angenommenen globalen PTC-Bedarfe ---- 178

Tab. 4-6 Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente ---- 178

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---- 179

Tab. 4-8 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung ---- 180

Tab. 4-9 Künftige Anteilsentwicklung regenerativ erzeugten Methanols für die Technologiegruppe PTC in Deutschland (nationale Betrachtung) in Abhängigkeit von der Substitutionsmenge von fossilen zu regenerativen Quellen ---- 181

Tab. 4-10 Bedarf für Methan für die Technologiegruppe PTC in Deutschland ---- 182

Tab. 4-11 Bedarf von Ethylenäquivalent für die Technologiegruppe PTC in Deutschland ---- 182

Tab. 4-12 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente ---- 183

Tab. 4-13 Anteil des nationalen am globalen Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC ---- 183

Tab. 4-14 Spezifische Minderung durch Einsatz von PTL sowie zugrunde liegende Kenndaten der fossilen Kraftstoffe als Referenz ---- 184

Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (bei Einsatz von regenerativem Strom) ---- 185

Tab. 4-16 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung) ---- 187

Tab. 4-17 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (unter Berücksichtigung der teilweise noch fossilen Stromerzeugung) ---- 188

Tab. 4-18 Wirkungsgrade der Prozesskette PTL in Abhängigkeit von der Elektrolyse und der Quelle des eingesetzten CO_2 in Prozent, gerundet (eigene Darstellung nach Fasihi et al. 2016, 2017; UBA 2016) ---- 189

Tab. 4-19 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologiegrupppe PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 190

Tab. 4-20 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie ---------- 192

Tab. 4-21 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie, mit im Methan enthaltener Primärenergie ---------- 192

Tab. 4-22 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für die anteilige Versorgung der deutschen Petrochemie mit strombasierten Basischemikalien ---------- 193

Tab. 4-23 Jährliche Primärenergieeinsparung durch die Technologiegruppe PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 193

Tab. 4-24 Techno-ökonomische Kenndaten zum gesamten Technologiefeld PTL/PTC ---------- 195

Tab. 4-25 Jährliche Kosteneinsparung durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) ---------- 196

Tab. 4-26 Jährliche Kosteneinsparung durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) ---------- 198

Tab. 4-27 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes PTL/PTC ---------- 200

Tab. 4-28 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTL – Output-Orientierung ---------- 203

Tab. 4-29 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTC – Output-Orientierung ---------- 205

Tab. 4-30 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld PTL/PTC bei Markteinführung (2040) ---------- 206

Tab. 4-31 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes PTL/PTC ---------- 208

Tab. 4-32 Abhängigkeit des Technologiefeldes PTL/PTC von Infrastrukturen ---------- 210

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Schematische Darstellung der im vorliegenden Bericht betrachteten Technologiepfade ---------- 156

Abb. 4-1 Publikationen zur Technologiegruppe PTC – Deutschland und weltweit ---------- 204

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.3 **Power-to-Liquids/ Power-to-Chemicals**	**Wuppertal Institut**
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf	
Beschreibung des Technologiefeldes	
Technologiefeld bestehend aus 2 Technologiegruppen: – Power-to-Liquid (PTL) mit beispielhaften Pfaden PTL 1: Fischer-Tropsch-Synthese; PTL 2: Methanol-Synthese mit CO_2 jeweils mit Aufbereitung zu Kraftstoff (Hydrotreating, Oligomerisierung, etc.) – Power-to-Chemicals (PTC) mit beispielhaften Pfaden zur Olefinproduktion: PTC 1: MTO (Methanol-to-Olefins) via Synthesegas; PTC 2: OCM (Oxidative Coupling of Methane) via Ethan	
Technologische Reife: Technologie PTL1: Demonstration (TRL=5-8), in Deutschland bisher 1 Anlage (Sunfire); PTL2: Demonstration (TRL=5-8), in Deutschland bisher 1 Demonstrationsanlage (Silicon Fire-Methanol) Technologie PTC 1: Demonstration (TRL=4-9), PTC 2: Demonstration (TRL=4-9), keine Anlage in Deutschland	
Kritische Komponenten: Katalysatoren in den verschiedenen Synthesen: Materialbedarf und -verbrauch, Kontrolle der Reaktionspfade, Prozessoptimierung, etc.	
Entwicklungsziele	
Technologiegruppe PTL: Effizienz-Steigerung der CO_2 -Nutzung und Umwandlung in Synthese Technologiegruppe PTC: Substitution fossiler Feedstocks der Kohlenstoffchemie, Steigerung der CO_2 -Nutzung und deren Effizienz zwecks stofflicher Nutzung regenerativer Energie	
Technologie-Entwicklung	
PTL/PTC: Oftmals gemeinsame Erzeugung von Kraftstoffen und Kohlenwasserstoff-Basischemikalien (Olefine etc.) als wechselseitige Nebenprodukte Technologiegruppe PTL: Marktreife bis 2040 erwartet, Marktpotenzial erst ab 2040: 75 TWh (2050: 95 TWh) in Deutschland, nur im Szenario KS 95. Global geringer Hochlauf vor 2040; 2050: ca 1500 TWh. Im Ausblick erwartete Kenndaten: 95 % Verfügbarkeit, Wirkungsgrad über gesamte Prozesskette (abhängig von Elektrolyse sowie CO_2-Quelle) zwischen 42 und 59 % in 2050 Technologiegruppe PTC: MTO-Reaktoren: heutige Demo-Reaktoren bei ca. 1 m Durchmesser und ca. 2.000 t/a, Kommerzialisierung in kommenden Jahren (2010 in China) bei ca. 10 m Durchmesser und ca. 600.000 t/a	
F&E-Bedarf	
PTL/PTC: Katalysator- und Trägermaterial-Entwicklung für die jeweiligen Prozesse: geringere Drücke und Temperaturen durch effizientere Katalysatoren für gesteigerte Energie-, Ressourcen- und Kosteneffizienz und Anlagenlebensdauer	

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
Technologiegruppe PTL: hohe Einsparung von THG (68-87 % in 2040-2050) bei Nutzung von Erneuerbarem (REG) Strom Technologiegruppe PTC: sehr hohe Einsparung von THG (78-190% in 2040-2050) bei Nutzung von Erneuerbarem (REG) Strom. Weiter steigerbares Potenzial, sofern Endprodukte nicht verbrannt werden. beide Technologien erhöhen Bedarf an REG-Strom, weitere Minderung erst bei 100 %-EE-Deckung
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
PTL und PTC: erhebliche Mehraufwendung von Primärenergie (+75-180 % in 2040/2050), abhängig von CO_2 Quelle; aber regenerative PE, weniger fossile PE und keine fossilen Feedstocks benötigt. Technologiegruppe PTC: Naphtha (ca. 7 % des importierten Erdöls) langfristig als Feedstock unnötig.
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
PTL und PTC: derzeit teurer, jedoch stark abhängig einerseits vom Erdöl- bzw. Erdgaspreis, andererseits von Strompreis, THG-Emissionskosten und CO_2-, H_2- und O_2-Bereitstellung, im Ausblick annähernd kostenneutral
Inländische Wertschöpfung
Verringerung der Erdölimporte, langfristig nahezu vollständige Vermeidung. Stärkung des heimischen Anlagenbaus. Jahresumsatz der chem. Industrie 2015: ca. 200 Mrd. €. Absicherung der deutschen Grundstoffchemie (regenerativ) und damit auch der von Grundstoffen abhängigen Spezialchemie
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
PTL: einzelne Unternehmen wettbewerbsfähig, Anteil der wiss. Publikationen und der Patente aus Deutschland unter 5 % / PTC: weltweite F&E seit 2000 deutlich zugenommen, deutscher Anteil rückläufig (ca. 7 %); starke Expertise in China, Skandinavien, z. T. Südafrika
Gesellschaftliche Akzeptanz
PTL und PTC: hohe sozialpol. /lokale Akzeptanz, da Abgabe und Nutzung vom Kunden keine Umgewöhnung erfordert. An traditionellen Chemiestandorten (z. B. Ruhrgebiet) hohe Akzeptanz.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
Pfadabhängigkeit: einerseits gering, Verwendung von REG-Strom / diversen CO_2 Quellen → robuste Pfade. Aber großmaßstäbliche Anlagen mit Nutzungsdauer von ca. 30 Jahren.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Aufbau weitgehend auf bestehenden Distributions-Infrastrukturen. Ausbau von Elektrolyseuren (H_2 & O_2), Gasspeichern (H_2, CH_4, etc.) und Stromnetzen vonnöten. Produzierte Grundchemikalien können in bestehende Verteilungsstrukturen eingespeist werden (langfristig: Wegfall oder Umwidmung der Ölpipelines u. a. von der Nordseeküste)
Systemkompatibilität
PTL hohe Kompatibilität durch Sektorkopplung; ebenso mit Kraftstoff-Infrastrukturen; PTC als alternativer Grundstoffchemiepfad kompatibel mit bestehender Weiterverarbeitung.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Eingrenzung der Analyse

Das Technologiefeld „Power-to-Liquids[1]/-Chemicals“ ist divers. Es umfasst verschiedene Möglichkeiten, die beiden Grundstoffe H_2 (erzeugt aus Strom mittels Elektrolyse) sowie CO_2 aus verschiedenen Quellen zu Kohlenwasserstoffen zu kombinieren. Diese können entweder als Kraftstoffe oder als chemische Grundstoffe eingesetzt werden. Aus dem weiten Spektrum an Möglichkeiten werden in dem vorliegenden Bericht beispielhaft vier Optionen, welche die „Eckpunkte“ der möglichen Optionen abbilden, herausgegriffen und vertieft anhand des Kriterienrasters (*Teilbericht 1*) untersucht und bewertet. Die F&E-Empfehlungen in Kapitel 5 beziehen sich entsprechend nur auf diese Optionen.

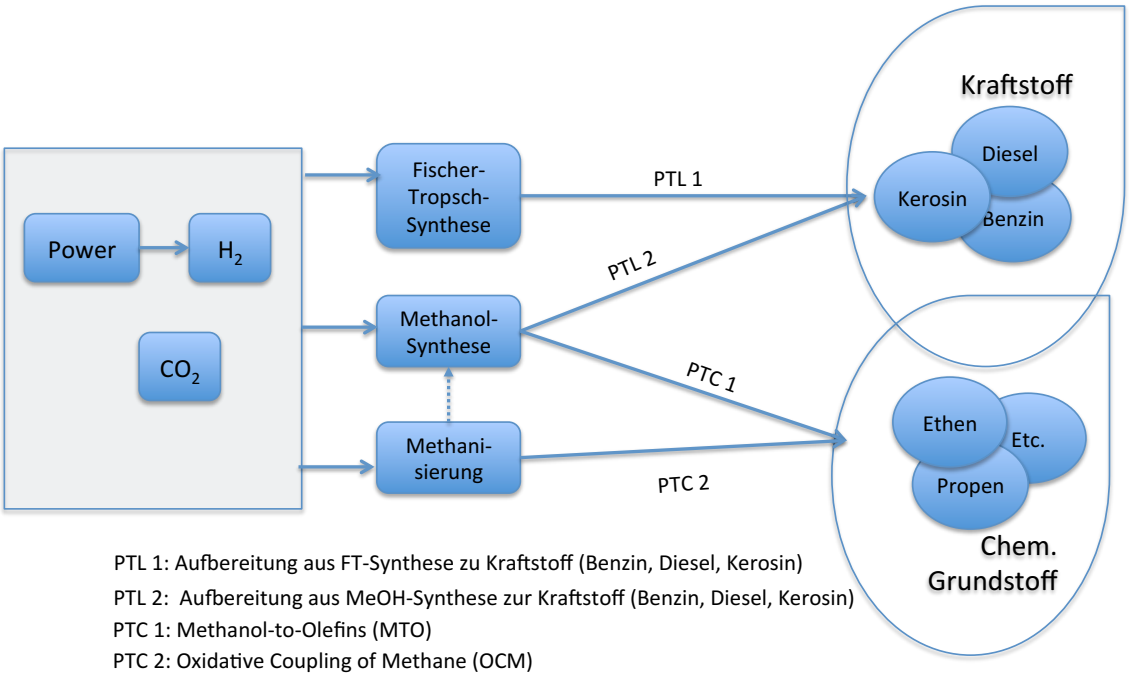


Abb. 1-1 Schematische Darstellung der im vorliegenden Bericht betrachteten Technologiepfade

Abb. 1-1 zeigt als sehr grobes Schema die hier betrachtete Auswahl an Pfaden, im Folgenden auch „Technologien“ genannt, in Abgrenzung zum hier nicht betrachteten Kontext (blauer Kasten links: Stromerzeugung und Umwandlung zu H_2 sowie Bereitstellung von CO_2). In diesem Bericht werden weder die Herstellung des Wasserstoffs noch die Bereitstellung des Kohlendioxids betrachtet, da diese in den *Technologieberichten 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, *2.4: CO_2 Nutzung* und *4.4: Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft* untersucht und bewertet werden. Aufgrund der hier genutzten Literatur, die dieser Abgrenzung nicht unterliegt, ist es zum Teil aber nicht sinnvoll gewesen, nur einen Teil der gesamten Prozesskette

[1] Der Fokus liegt hier auf den flüssigen synthetischen Kraftstoffen, weshalb der Ausdruck „Power-to-Liquids (PTL)“ gewählt wurde. Der Ausdruck „Power-to-Fuels“ (PtF) dagegen würde auch gasförmige Kraftstoffe wie z. B. Methan umfassen.

„Power-to-Liquids“ bzw. „Power-to-Chemicals“ zu betrachten. Wie ebenfalls deutlich wird, sind einige der Prozessschritte in den verschiedenen Pfaden analog – die Prozessketten weisen große Schnittmengen auf. Die Produkte bzw. die Einsatzbereiche sind aber unterschiedlich.

Es ist daher ersichtlich, dass – trotz bestehender Schnittstellen – nicht nur die Technologien im Einzelnen, sondern auch die übergeordneten Technologiegruppen „Power-to-Liquids“ (PTL) und „Power-to-Chemicals“ (PTC) hinsichtlich ihres Entwicklungsstands und entsprechend auch dem Forschungsbedarf zu unterschiedlich sind, um gemeinsam bewertet zu werden. Die Betrachtung erfolgt daher in den meisten Fällen nach den beiden Gruppen getrennt. Dies wird jeweils für die Kriterien am Anfang eines Kapitels vermerkt.

Ursprünglich in diesem Technologiebericht vorgesehen war eine Bewertung der elektro-chemischen Produktion von Ammoniak. Expertengespräche hierzu haben aber ergeben, dass sich diese innovative Art der Ammoniakproduktion im Prinzip nur durch die Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs von der derzeit üblichen, konventionellen Herstellung unterscheidet, während der eigentliche chemische Prozess derselbe bleibt. Innovativ und emissionsfrei ist nur der Bezug des Wasserstoffs, der im Fall der „elektro-chemischen“ Produktion durch Wasserelektrolyse mittels eingesetztem regenerativ erzeugtem Strom erfolgt. Für die Implikationen dieser Elektrolyse und die weiterführende Bewertung inkl. F&E-Bedarf wird daher auf den *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, der die Wasserstoffherstellung behandelt, verwiesen.

1.2 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Liquids“

Während der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in den letzten Jahren kontinuierlich weiter zugenommen hat, bleibt der Verkehrssektor im Kontext der Energiewende in Deutschland das „Sorgenkind“ – die Emissionen sind im Vergleich 2014 zu 1990 nur um wenige Prozentpunkte zurück gegangen und der Energieverbrauch nimmt weiter zu. Nachdem biogene Kraftstoffe, insbesondere der ersten Generation, aufgrund von nicht erfüllten Nachhaltigkeitsanforderungen keine gute Alternative zu fossilen Kraftstoffen bieten, wendet sich die Diskussion inzwischen anderen potenziell erneuerbaren Energieträgern für den Verkehr zu. Im Fokus der Aufmerksamkeit stehen zum einen die Elektromobilität, zum anderen der kombinierte Wasserstoff-Brennstoffzellen-Antrieb. Beide Optionen weisen viele Vorteile hinsichtlich geringer Treibhausgasemissionen auf; allerdings erfordern sie einerseits noch erhebliche Kostenreduktionen, andererseits sind die bestehenden Infrastrukturen zum Endverbraucher (Betanken, Laden) nicht eins zu eins nutzbar. In diesem Kontext und im Rahmen der Diskussion um die Sektorkopplung, die von vielen Seiten als notwendige Voraussetzung zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland gesehen wird, gewinnt die erste der hier betrachteten Optionen an Aufmerksamkeit: mittels Elektrolyse Wasserstoff bereitzustellen, diesen aber nicht direkt zu nutzen, sondern zu einem synthetischen, flüssigen Kraftstoff aufzubereiten. Die Vielzahl an Prozessen und Verfahren, die in diesem Komplex benötigt werden, werden mit „Power-to-X“ (PTX, teils auch P2X) bezeichnet.

Voraussetzung dafür, dass PTX-Technologien einen Beitrag zum Klimaschutz leisten, ist, dass der benötigte Strom emissionsfrei aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Im Kontext der Sektorkopplung wird oftmals mit so genanntem „Überschuss-Strom“ argumentiert: Strom aus z. B. Windkraftanlagen, der aufgrund mangelnden Netzausbaus nicht abtransportiert und daher auch nicht genutzt werden kann. Eine Bewertung dieser Aussage soll in dem vorliegenden Technologiebericht nicht erfolgen; es wird auf die Berichte im *Technologiebereich 3: Infrastrukturen* verwiesen.

Gleiches wie für den Bezug des Stroms zur H_2-Bereitstellung gilt auch für das Kohlendioxid: Auch hier sind die Herkunft bzw. die Vorkette bezüglich der Energieaufwendungen und Emissionen der gesamten Technologiekette zu berücksichtigen (siehe *Technologiefelder 2.4: CO_2 Nutzung* und 4.*4: Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft*).

In Abgrenzung zum *Technologiefeld 4.2: Power-to-Gas (Methanisierung)* wird im vorliegenden Bericht der Schwerpunkt auf die Erzeugung von *flüssigen* Kraftstoffen gelegt. Daher wird zur besseren Klarstellung der Begriff „Power-to-Liquids“ (PTL) anstelle von „Power-to-Fuels“ benutzt, da letzterer auch die gasförmigen Kraftstoffe (Methan) umfasst.

Wie in Abb. 1-1 gezeigt, werden im Wesentlichen zwei Pfade betrachtet: die Fischer-Tropsch-Synthese (FT) von H_2 und CO_2 sowie die Erzeugung von Methanol aus eben denselben Grundstoffen. An beide Verfahren können weitere Prozessschritte bzw. Wertschöpfungsstufen angeknüpft werden, um (weitere) Endprodukte zu generieren. Hierbei handelt es sich zum Teil um etablierte Verfahren, die technisch weitgehend unberührt bleiben, aber für die Marktpotenziale bedeutsam sind, und zum Teil um noch zu entwickelnde Verfahren. Das Augenmerk liegt in dem vorliegenden Bericht auf der Erzeugung eines (neuartigen) synthetischen Kraftstoffs („Fischer-Tropsch-Diesel“).

Die innerhalb des PTL-Pfades betrachteten Technologien Fischer-Tropsch-Synthese und Methanolsynthese beruhen beide zunächst auf dem Einsatz von Wasserstoff und Strom sowie von CO und/oder CO_2. Die anschließenden Aufbereitungsschritte unterscheiden sich zum Teil.

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 Kraftstoff-Mix aufbereitet. Auch dieser kann je nach Prozessführung variieren bzw. eingestellt werden; dabei können 50-60 % Anteile an Flugzeug-Kraftstoff erreicht werden. Anschließende Oligomerisierung kann diesen Anteil noch weiter erhöhen.

Methanol wird über die DME (Dimetylether)-Synthese, Olefin-Synthese, Oligomerisierung und Hydrotreating ebenfalls zu einem Gemisch aus hauptsächlich Benzin, Diesel und Kerosin aufbereitet.

Hinsichtlich der Energieeffizienz und zusammenhängend der THG-Emissionen sowie der derzeit absehbaren Kosten unterscheiden sich die beiden Pfade laut (UBA 2016) nicht oder nicht wesentlich, so dass die Ergebnisse der Kriterienbewertung für beide gemeinsam dargestellt werden (siehe Kapitel 4.2 und 4.3).

Zu differenzieren ist allerdings zum einen nach der Bereitstellung des Stroms (im Sinne des Konzepts wird regenerativ erzeugter Strom eingesetzt, in der Literatur meist aus Windenergie, der mittels Hoch- oder Niedertemperatur-Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt wird) sowie nach der Herkunft des benutzten CO_2. Hier wird in den betrachteten Studien (Fasihi et al. 2016, 2017) nach CO_2 aus Rauchgasabscheidung, aus Biogas sowie aus Luft-Abscheidung unterschieden, was jeweils unterschiedlich hohe Strom- (und Wärme-)bedarfe bedingt. Diese werden innerhalb der Kriterien 4 und 5 differenziert dargestellt.

Weltweit hat die Verwendung von Methanol im Zeitraum 2011 bis 2016 von 55,4 auf geschätzt 92,3 Mio. t zugenommen. An diesem Wachstum partizipierte die Verwendung für Kraftstoffe proportional (Dimethylether, Beimischung und MTBE (Methyltertbutylether, Zusatzstoff im Otto-Kraftstoff) zusammen 32 % 2011 und 31 % 2016) (IHS 2012). Für die Methanolerzeugung bzw. den Einsatz als Kraftstoff ist zwischen der Substitution fossilen bzw. konventionell erzeugten Methanols bei der Herstellung konventioneller Kraftstoffe und der Herstellung eines Methanol-Reinkraftstoffs zu differenzieren. Der erste Fall zeichnet sich durch eine sehr schnelle Umsetzbarkeit aus, da lediglich fossiles Methanol aus bestehenden Verwendungen verdrängt wird. Dies ist analog zum Vorgehen bei Biokraftstoffen, bei denen die Beimischung die Verwendung von Pflanzenöl oder Biodiesel als Reinkraftstoff substituiert hat.

Der zweite Fall erfordert modifizierte Antriebsaggregate und eine separate Infrastruktur für die Distribution. Er ermöglicht prinzipiell eine weitere, nochmalige Kaskade (indem das zuvor aufgefangene CO_2 noch einmal als Kraftstoff genutzt wird) von CO_2 aus noch bestehenden CO_2-Quellen oder mittels der Entnahme von CO_2 aus der Luft und kann so erwartbar einen höheren Beitrag zum Klimaschutz leisten. Eine weitergehende Kreislaufführung, wie sie prinzipiell bei stofflicher Bindung des CO_2 möglich ist, kann allerdings aufgrund der Verbrennung des Kraftstoffs mit Freisetzung des Kohlendioxids hier nicht erreicht werden.

1.3 Beschreibung der Technologiegruppe „Power-to-Chemicals“

Die Technologiegruppe PTC lässt sich noch weniger als PTL auf eine klar definierte Anzahl von Pfaden festlegen. Insofern wird bei der Bewertung Wert darauf gelegt, dass mehrere Optionen technologieoffen nebeneinander stehen können. Im vorliegenden Bericht konnten aus Kapazitätsgründen nur wenige Pfade beispielhaft näher betrachtet werden – dies ist keine abschließende Auswahl und stellt keine Priorisierung über die hier nicht aufgenommenen Pfade dar.

Zur Synthese von (kohlen)wasserstoffbasierten Grundstoffchemikalien werden in Deutschland und weitgehend in ganz Europa derzeit nahezu ausschließlich fossile Rohstoffe (vor allem Erdöl, aber auch Kohle und Erdgas) eingesetzt. Als Basischemikalie werden hierbei unter anderem Olefine erzeugt. Das einfachste Olefin ist Ethylen (chemisch: Ethen, C_2H_4). Ethylen kann als Beispiel für die vielfältigen Produkte einer aus Naphtha erzeugten Basischemikalie herangezogen werden, da dies die am stärksten nachgefragte (kurzkettige, d. h. mit lediglich zwei C-Atomen versehene) und damit mengenmäßig bedeutendste Grundstoffchemikalie ist. Die weltweite jährliche Ethylenproduktion wird in Fortschreibung des Trends der letzten Jahre als ansteigend prognostiziert und betrug mehr als 140 Mt in 2010 und mehr als 160 Mt in

2015. Für über 30 % aller weltweit produzierten Petrochemikalien dient Ethylen als Grundstoff; hierbei machen Kunststoffe mit 75 % den Hauptanteil aus. Weitere Produkte sind Fasern und andere organische Chemikalien. Deutschland ist größter europäischer Einzelmarkt mit ca. 19 % Mengenanteil (Global Industry Analysts, Inc 2008).

Für Ethylen stehen verschiedene Synthesepfade mittels regenerativer Rohstoffe und Energie zur Verfügung, von denen einzelne Schritte aus bestehenden petrochemischen Verarbeitungspfaden übernommen werden können. Die Synthesen von Ethylen und Ammoniak aus fossilen Kohlenwasserstoffen liefern die bedeutendsten prozessbedingten CO_2-Emissionsbeiträge in der heimischen Chemieindustrie von jeweils ca. 7 Mt CO_2 pro Jahr (UBA 2014). Als Primärenergieträger wird neben Erdöl, Erdgas und Kohle auch ein wesentlicher Teil des verwendeten Methanols importiert.

Grundsätzlich sind auch weitere, als universelle Basisstoffe dienende, Kohlenwasserstoffe von Interesse, sogenannte High-Value Chemicals (HVCs), jedoch ist deren aktueller Bedarf im Vergleich wesentlich geringer. Dementsprechend dürften diese HVCs als Seitenprodukte in hinreichendem Maß bei der Ethylensynthese anfallen. Deren zusätzliche Erzeugung erhöht allerdings die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Für Ethylen und HVCs beginnen diese Synthesepfade im Allgemeinen mit Methan, Methanol oder mit aus Wasserstoff (H_2) und Kohlenstoffmonooxid (CO) bestehendem Synthesegas. Auch eine Mischung von H_2 und CO_2 ist als Feedstock verwendbar; darüber hinaus besteht je nach Synthesepfad Bedarf an reinem Sauerstoff (O_2).
Für die Bereitstellung all dieser Grundstoffe gelten dieselben Rahmenbedingungen wie bei PTL, weshalb diese nicht gesondert betrachtet werden.

Im Gegensatz zu den im Aufbau befindlichen regenerativen Alternativpfaden wird Ethylen derzeit vorwiegend aus leichten Erdölfraktionen (vor allem Naphtha) mittels Steamcracking gewonnen. Auf dieser Route werden also längerkettige Kohlenwasserstoffe auseinandergebrochen, während bei den hier beschriebenen alternativen C_1-Verfahren einwertige Kohlenstoffverbindungen (Methan, Methanol, Kohlenmono- bzw. -dioxid) als Ausgangstoffe dienen.

Das Gesamtfeld von Power-to-Chemicals (PTC) wird im Folgenden durch wenige exemplarische Technologien illustriert, die unterschiedliche Reifegrade und Herausforderungen aufweisen. Als mögliche Pfade nach Abb. 1-1 werden hier der (auch wiederum in verschiedenen Arten realisierbare) indirekte „Methanol-to-Olefin“-Pfad (MTO) und der direkte Pfad mittels Oxidativer Methankopplung (Oxidative Coupling of Methane, OCM) betrachtet (Ren 2009; Ren et al. 2008). 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.

Aufgrund der derzeitigen F&E- und Markteinführungs-Aktivitäten und der bisherigen erfolgreichen Anlagenentwicklung wird MTO als ein vielversprechender Pfad angesehen, dessen Entwicklung in einem relevanten Maß vorangeschritten ist. Dagegen ist OCM zwar bereits ab Mitte der 80er Jahre beforscht worden; das Interesse hat dann aber zunächst nachgelassen. Unter den mittlerweile veränderten ökonomischen Bedingungen erscheint eine erneute Betrachtung und Bewertung sinnvoll, die ggf. zu

einer Wiederaufnahme der Entwicklungsaktivitäten führen kann. Da es hierzu aber schon umfangreiche Vorarbeiten sowohl hinsichtlich theoretischer Grundlagen als auch hinsichtlich kleinerer Testanlagen gibt, erscheint eine Erwähnung dieses PTC-Pfades für eine umfassende Betrachtung des Technologiefeldes relevant, um beispielhaft neben MTO weitere Optionen für Technologiepfade abzubilden.

Weitere relevante und beforschte strombasierte Olefin-Produktionspfade sind u. a. der von Evonik unter dem Markennamen „Power-to-Chemistry®“ entwickelte Lichtbogenprozess, die Methanpyrolyse von BASF und noch in der Versuchsphase befindliche plasmakatalytische Verfahren (Rademann und Ryll 2015). Beim Evonik-Lichtbogenprozess wird Methan endotherm (unter Energiezugabe) zu Acetylen (Ethin) und Wasserstoff umgewandelt (Lehner et al. 2014). Die Methanpyrolyse von BASF, Linde, ThyssenKrupp und HTE, der Technischen Universität Dortmund sowie dem Wissenschaftspartner VDEh-Betriebsforschungs-Institut Düsseldorf verwendet als Ausgangsprodukt (typischerweise fossiles) Methan, um daraus exotherm (unter Wärmefreisetzung) und unter Zuführung von CO_2 Synthesegas (CO und H_2) zu gewinnen, das dann für weitere Reaktionspfade zur Verfügung steht (Schneider 2013; Machhammer et al. 2015). Da es sich bei letzterer Technologie zwar um ein emissionsreduziertes Verfahren handelt, allerdings weiterhin üblicherweise fossile Feedstocks verwendet und somit auf die Gesamtkette bezogen keine Nullemissionen erreicht werden, wird diese Technologie hier nicht weiter betrachtet. Nichtsdestotrotz können derartige Verfahren für eine Übergangszeit zur Bereitstellung von Wasserstoff und Synthesegas von Bedeutung sein. Die anderen Pfade werden randständig mitbetrachtet, um zumindest auf ihr Potenzial hinzuweisen.

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Power-to-Liquids

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 unbearbeitet. So gibt es bereits eine „Strategieplattform Power-to-Gas“[2] der Deutschen Energie-Agentur (dena), während „Power-to-Liquids“ noch eine eher weniger bekannte Variante darstellt.

Einen weiteren Anhaltspunkt geben die Publikationen. Zur Stichwort-Suche „Power-to-Liquids“ werden in Scopus 14 Publikationen aus Deutschland gelistet (weltweit: 21), zum Stichwort „Power-to-Gas“ sind es 98 (weltweit: 313).

In der Praxis ist die Firma „Sunfire“ aus Dresden eines der europäisch führenden Unternehmen im Bereich der synthetischen Kraftstoff-Erzeugung. Sie ist im Übrigen bei der oben genannten „Strategieplattform Power-to-Gas“ als einziges PTL-Pilotprojekt gelistet. Von Bedeutung ist außerdem die Firma Carbon Recycling International[3] 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 CO_2 aus geothermischen Quellen und einer Jahreskapazität von 50.000 l.[4]
- Die im Rahmen eines Forschungsprojektes betriebene Anlage beim Steinkohlekraftwerk Lünen unter Einsatz von CO_2 aus Rauchgasen.[5]

Zudem operieren mehrere trans- bzw. multinationale Unternehmen wie Shell oder Sasol im Bereich der synthetischen Kraftstoffe. Weitere Ausführungen hierzu folgen in Kapitel 4.6 (Kriterium 8).

2.2 Power-to-Chemicals

Auch PTC ist ein noch relativ kleines Forschungsfeld, vor allem in Regionen, in denen Erdöl für die chemische Industrie die wesentliche Kohlenwasserstoff-Quelle 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-

2 http://www.powertogas.info
3 http://carbonrecycling.is
4 ebenda
5 ebenda

Emissionszertifikate und im Vergleich dazu hohe Stromkosten) lassen dies derzeit noch als wenig attraktiv für die Chemieindustrie erscheinen.

Ein Beispiel dafür ist OCM: In den 80er- und 90er Jahren haben in dem Bereich einige Forschungsaktivitäten (Bartsch et al. 1989; Keller und Bhasin 1982; Lee und Oyama 1988; Lunsford 1995; Voskresenskaya et al. 1995; Zavyalova et al. 2011) 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.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Wie in der Technologiebeschreibung gezeigt, handelt es sich bei den verschiedenen Technologiegruppen und auch bei den Technologien um ganz unterschiedliche Stadien der Entwicklung. Das Kriterium „Vorlaufzeiten“ wird daher für die beiden Technologiegruppen PTL und PTC getrennt behandelt.

Power-to-Liquids

Zur Ableitung der Vorlaufzeiten bis zur Realisierung bzw. Kommerzialisierung einer Power-to-Liquids-Anlage werden drei existierende Unternehmen und der zeitliche Verlauf von der Grundlagenforschung über die ersten Demonstrationsanlagen bis hin zur (geplanten) Kommerzialisierung exemplarisch dargestellt.

Dabei handelt es sich um die Firma Sunfire GmbH[6] mit Sitz in Dresden, das israelische Unternehmen NewCO_2 fuels[7] sowie LanzaTech[8] aus den USA. Alle drei haben etwa in der Mitte der 2000er Jahre mit ersten Studien und Labor-Anwendungen zur Erzeugung eines synthetischen Kraftstoffs begonnen und stehen nun kurz vor der Kommerzialisierung großmaßstäblicher Anlagen. Aus den drei Beispielen lässt sich ein Zeitrahmen von rund 10-15 Jahren bis zur Kommerzialisierung ableiten. In allen drei Fällen sind allerdings finanzielle Forschungsförderungen zum Tragen gekommen.

- Sunfire GmbH
  - 2008: Machbarkeitsstudie
  - 2010: Gründung der GmbH
  - 2014: Inbetriebnahme Demonstrationsanlage
  - geplant 2018: Kommerzialisierung
- New CO_2 Fuels
  - 2005: Grundlagenforschung
  - 2014: Inbetriebnahme Prototyp
  - 2016: erste Demonstrationsanlage, Kapazität 200 t/a
  - 2017: zweite Demonstrationsanlage, Kapazität 2.000 t/a
  - 2018: erster kommerzieller Vertrag
  - 2018/19: erstes kommerzielles Produkt
- LanzaTech
  - 2005 - 07: Grundlagenforschung
  - 2008 - 10: Inbetriebnahme Prototyp
  - 2011: erste Demonstrationsanlage, ca. 500 t/a
  - 2012: zweite Demonstrationsanlage, gleiche Kapazität
  - 2014: zwei kommerziell arbeitende Anlagen

6 http://www.sunfire.de/de/
7 http://www.newco2fuels.co.il
8 http://www.lanzatech.com

Als einer der wesentlichen Treiber für die Entwicklung und Kommerzialisierung für synthetische Kraftstoffe kann der Flugverkehrs-Sektor gesehen werden. Da andere Alternativen als flüssige Kraftstoffe hier nur sehr eingeschränkt in Frage kommen, sind synthetische Kraftstoffe mit geringer THG-Intensität derzeit der vielversprechendste Weg, die Emissionen aus dem Luftverkehr zu senken und das Interesse der Branche ist dementsprechend hoch (UBA 2016).

Weltweit und auch in Deutschland wird es um 2020 erste kommerziell betriebene Anlagen geben (erste Anlagen laufen zwar bereits schon vorher; die tatsächliche Wirtschaftlichkeit am freien Markt kann aber nur schwer abgeschätzt werden. Das Jahr 2020 wird daher konservativ als Startzeitpunkt gewählt). Diese werden allerdings zunächst nur vergleichsweise geringe Tonnagen an Produkt liefern; das Upscaling erfordert noch einmal einige Jahre. Mit Inbetriebnahmen ab 2020 ist aber ausreichend Vorlaufzeit gegeben, um solche Kapazitäten aufzubauen, damit das in bzw. ab 2040 nachgefragte Marktpotenzial geliefert werden kann.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTL

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Power-to-Chemicals

Die bisherigen Entwicklungen von PTC sind vorwiegend als Coal-to-Chemicals bzw. Gas-to-Chemicals im Zug der stofflichen Nutzung von Kohle und Erdgas und zumeist ohne spezifischen Zeitdruck vonstatten gegangen. Zusätzlich sind Entwicklungen zur Methan- bzw. Methanolsynthese aus regenerativen Quellen relevant, wie sie auch für PTL vonnöten sind.

Die Entwicklungsgeschwindigkeit ist stark von den prognostizierten Preisentwicklungen abhängig, speziell sind hierbei fossile Rohstoffpreise, THG-Emissionszertifikatepreise und die Preise für regenerativen Strom bzw. Wasserstoff zu nennen. Je höher die Anlagenwirkungsgrade, die erzielt werden, um so eher lohnt sich der Prozess auch wirtschaftlich, so dass zusätzliche F&E derzeit durchaus attraktiv ist. Insbesondere in der Katalysatorforschung sowie in der allgemeinen Prozessführung werden noch signifikante Verbesserungen erwartet.

Übliche Entwicklungszeiträume für Anlagen in der chemischen Industrie und speziell im Bereich der heterogenen Katalyse belaufen sich auf 10-20 Jahre, wie auch analog für PTL-Anlagen zu beobachten ist. Aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstandes bei PTC wird davon ausgegangen, dass bei entsprechenden Entwicklungsaktivitäten eine Kommerzialisierung der betrachteten Technologien MTO und OCM bis zum Jahr 2030 erreicht werden kann (siehe Tab. 3-2).

Dies wird auch damit unterlegt, dass MTO- und OCM-Anlagen schon kommerziell betrieben werden. Erste Anlagen gingen bereits in den 1970er- bzw. 80er-Jahren in Betrieb. Bei diesen werden allerdings bislang fossile Betriebsstoffe verwendet und

sowohl die Energieeffizienz als auch die Ausbeute ist zum Teil sehr gering. Seit 2000 wurden MTO-Anlagen in Norwegen, China, Nigeria und Ägypten errichtet. Deutschland weist keine dieser Anlagen auf (Ren et al. 2008).

Aus den im Projekt als Referenz gesetzten Szenarien (KS_80 und KS_95) sind nicht direkt konsistente Aussagen für PTC abzulesen, da die Szenarien hauptsächlich auf den Energiesektor fokussieren. Diese wurden daher für die PTC-Betrachtung nicht berücksichtigt. Jedoch wurde basierend auf den Annahmen der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ des Umweltbundesamtes (UBA 2014) vorausgesetzt, dass die dort dargestellte Bestrebung zur vollständigen Umstellung des Industriesektors auf PTC bis 2050 mit den entsprechenden Rahmensetzungen für Unternehmen hinreichend ökonomisch attraktiv sein wird.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe PTC

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Innerhalb der folgenden Teilkriterien wird wiederum nach den Technologiegruppen PTL und PTC unterschieden.

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Die Entwicklungsstadien der einzelnen Technologien der Technologiegruppen PTL und PTC sind differenziert einzuschätzen und werden in Tab. 3-3 daher getrennt ausgewiesen. Anders als bei der Betrachtung der Vorlaufzeiten zur Kommerzialisierung in Deutschland erfolgt die Untersuchung der Entwicklungsstadien unter Einbezug der globalen Situation.

Sowohl PTL als auch PTC weisen derzeit schon recht hohe TRL-Werte im Bereich der Demonstration auf und werden mit TRL 5-8 für PTL und 4-8 für PTC eingeschätzt.

Im Falle von PTL sind leichte Entwicklungsvorteile für Methanol gegenüber den Fischer-Tropsch-Verfahren zu verzeichnen. Nach (UBA 2016) wird in beiden Fällen der benötigte Wasserstoff über eine SOEC Brennstoffzelle (Solid Oxide Electrolyzer Cell) bereitgestellt:

- Fischer-Tropsch (high/low temperature SOEC): TRL 5-6
- Methanol (high/low temperature SOEC): TRL 5-8

Da in China wie oben erwähnt bereits MTO-Anlagen (auf Basis fossiler Feedstocks) kommerziell betrieben werden, wird für PTC zusätzlich auch TLR 9 gewählt.

Die ausgewiesenen TRL sind dahingehend mit Vorsicht aufzufassen, dass in der Analyse kein Gewicht auf flexiblen Betrieb im Sinne von Teillastbetrieben und schneller Regelbarkeit für Demand Side Management (DSM) und die energieeffiziente Kopp-

lung mit weiteren Prozessen gelegt wurde. Werden diese Aspekte zusätzlich abverlangt, werden die TRL-Werte nach Einschätzung von (Ausfelder 2015) um ca. 1-2 Stufen geringer ausfallen, so dass in diesem Fall die unteren Werte der angegebenen Spannen gelten.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes PTL/PTC (PTL nach UBA 2016; PTC nach Ren et al. 2008; Tian et al. 2015)

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	PTL	PTC
Grundlagenforschung			
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☒
Demonstration		☐	☐
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☒
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☒
Kommerzialisierung			
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☒

TRL= Technology Readiness Level

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Forschungs- und Entwicklungsrisiken bestehen für das gesamte hier betrachtete Technologiefeld vor allem gegenüber konventionellen Verfahren mit Nutzung fossiler Inputs. Gemessen am Anteil an den gesamten Produktionskosten haben diese Risiken teilweise erhebliche Bedeutung. Vor diesem Hintergrund kann die Bereitschaft begrenzt sein, F&E-Aufwendungen für alternative Verfahren zu tätigen. Dabei ist zu beachten, dass nicht nur die schwankenden Marktpreise fossiler Inputs, sondern auch der teilweise nicht gegebene Einbezug (Kraftstoffverwendung) und die Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe der Zertifikatspreise im Rahmen des EU-Emissionshandels sowie der Höhe nach ungewisse Kostensenkungen durch technischen Fortschritt bei den betrachteten Verfahren bedeutsam sind. Es handelt sich al-

so um eine Gemengelage von Risiken, bei denen die wirtschaftlichen Risiken durch Preisschwankungen bei fossilen Energieträgern gegenüber anderen Technologiefeldern von herausragender Bedeutung sind, solange der Regulierungsrahmen keine entsprechenden Anforderungen stellt oder Anreize setzt, welche die Wirkungen solcher Preisschwankungen aufheben.

Power-to-Liquids

Technische Risiken für beide PTL-Technologiepfade (Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese) bestehen neben der grundsätzlichen Auswahl und Herstellung geeigneter Katalysatormaterialkombinationen vor allem im generellen Prozess-Setup und im Scale-up hinsichtlich der Wirksamkeit der Katalysatoren bzgl. erhöhtem CO_2-Gehalt, die im Labormaßstab und unter Anwendungsbedingungen stark variieren kann. Dies beinhaltet nicht nur die Reaktionsbedingungen, sondern auch die Auslegung von Reaktortyp, Energie- und Stofftransport sowie Katalysatorformulierung (Hammond et al. 2012; Lunsford 2000; Schlögl 1998, 2015). Hinzu kommen die Standzeiten der Katalysatoren insbesondere unter realen Anwendungsbedingungen. Das technische Risiko wird daher als „eher hoch“ eingestuft (siehe Tab. 3-4).

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTL

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Pfad PTL 1: via Fischer-Tropsch-Synthese						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Pfad PTL 2: via Methanol-Synthese						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Als *wirtschaftliches Risiko* kann die Ausrichtung einer Technologie auf ein Produkt für einen ausschließlichen Verwendungszweck angesehen werden. Dieses Risiko besteht eher für *Fischer-Tropsch-basiertes PTL*. In dem Maße, in dem sich zukünftig im Verkehr die Elektrifizierung der Antriebe durchsetzt, haben die erzeugten Produkte primär eine Brückenfunktion, deren Bedeutung mit dem Anteil des Verbrennungsmotors an den Antrieben abnimmt – auch wenn der Austausch erst langfristig erfolgt bzw. abgeschlossen sein wird. Im Falle einer reinen Brückenfunktion im Übergang zu einer weitgehend dekarbonisierten Wirtschaft ist es fraglich, ob das dadurch begründete wirtschaftliche F&E-Risiko für eine öffentliche F&E-Förderung spricht. Dies gilt vor allem dann, wenn Alternativen bereitstehen, die auch langfristig in das Technologieportfolio einer dekarbonisierten Wirtschaft passen. Demgegen-

über steht der Bedarf an THG-neutralen Treibstoffen für den Flugverkehr, wo es zu Fischer-Tropsch-Kerosin wenig bis keine Alternativen gibt.

Demgegenüber kann der *Methanolpfad* nicht nur diese Brückenfunktion wahrnehmen, sondern auch im Rahmen von PTC langfristig darüber hinaus genutzt werden. Dies reduziert das mittel- bis langfristige Investitionsrisiko (siehe Tab. 3-3).

Power-to-Chemicals

Bei PTC sind zunächst noch einige bestehende Herausforderungen in der Entwicklung zu lösen. Wichtigste Rahmenbedingung ist, dass international hoch ambitionierte CO_2-Minderungsziele gesetzt werden, um die Chemieproduktion auf der Basis fossiler Kohlenwasserstoffe auf emissionsarme Feedstocks und Verfahren umzustellen. Unter diesen Voraussetzungen wären die mittel- bis langfristigen Investitionsrisiken gering. Damit sind allerdings keine Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland für die Technologien getroffen. Es besteht eine starke Abhängigkeit von politischen Rahmensetzungen.

Technisch relevante Aspekte sind die Entwicklung von Katalysatoren und optimierten Prozessen, die eine erhöhte Ausbeute (vor allem von Ethylen) ermöglichen. Hier besteht ein Zusammenhang zu den ökonomischen Rahmenbedingungen: Unter ungünstigen Bedingungen ist eine hohe Ausbeute des Prozesses um so wichtiger für die Wirtschaftlichkeit. Dieser Entwicklungsdruck hinsichtlich der Katalysatoren schlägt sich wiederum in einem möglichen Trade-off zwischen günstigen und leicht verfügbaren gegenüber seltenen Katalysatormaterialien und deren Wirkungsgrad nieder. Zudem sind möglichst geringe Temperaturen und Drücke wünschenswert, um die Lebensdauer der Systeme und die Energieeffizienz zu erhöhen. Es sind also mehrere Faktoren zu berücksichtigen.

Die mit Methanol beginnenden MTO-Synthesepfade weisen einen höheren Reifegrad hinsichtlich der Ausbeute an Ethylen und anderen gewünschten Kohlenwasserstoffverbindungen (HVCs, High-Value Chemicals) auf als die direkten OCM-Pfade.

MTO-Prozesse sind derzeit bereits etabliert und in der großindustriellen Anwendung. Daher sind die technischen Risiken zwar als „gering“ einzuschätzen; trotzdem bestehen weiter F&E Aufgaben zur Verbesserung des Prozesses. Die wesentlichen Aspekte für MTO sind neben der weiteren Effizienzsteigerung die Ermöglichung flexibler Betriebsmodi (Teillastbetriebe und schnelle Regelbarkeit für DSM) und die optimale Kopplung mit weiteren Prozessen. Einschließlich dieser Optimierungsaufgaben wird das F&E Risiko daher als „eher gering“ eingeschätzt (siehe Tab. 3-5).

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe PTC

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Pfad PTC 1: Methanol-to-Olefins (MTO)						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Pfad PTC 2: Oxidative Coupling of Methane (OCM)						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

OCM wurde in den 1980er- und 90er-Jahren intensiv beforscht, diese Aktivitäten kamen dann allerdings weitgehend zum Erliegen, wie bereits erwähnt vermutlich aufgrund der guten Verfügbarkeit von Erdöl als Feedstock. Der Rahmen einer ambitionierten Umstellung der Basischemie auf nicht-fossile Quellen könnte hier zusammen mit einer entsprechenden F&E-Förderung dazu führen, dass die noch bestehenden Hürden hinsichtlich Energieeffizienz und Stoffausbeute überwunden werden. Dies ist allerdings davon abhängig, ob es möglich sein wird, das Reaktorsetup in Kombination mit noch zu entwickelnden neuen Katalysatoren entsprechend zu verbessern.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Bezüglich der rohstoffseitigen Forschungs- und Entwicklungsrisiken, die für das Technologiefeld einheitlich abgehandelt werden, sind vor allem die verwendeten Prozess-Inputs sowie die Zusammensetzung der Erzeugungsanlagen relevant. Hier nicht betrachtet wird der mengenmäßige *Bedarf an regenerativem Strom*, der bei stark ansteigender (direkter und indirekter) Elektrifizierung vermutlich zunehmend zu großen Teilen aus dem Ausland bezogen werden muss. Allerdings wird der Strompreis bei zunehmender regenerativer Stromerzeugung vermutlich stark mit dem Dargebot schwanken. Für die hier betrachteten Technologien sind niedrige Stromkosten wichtig – andererseits erfordert die Kapitalintensität der Erzeugungsanlagen möglichst hohe Jahresbetriebsstunden, sofern nicht die Energiespeicherung als besondere Leistung gesondert abgegolten wird. Knapp könnte daher möglicherweise bei zunehmenden Anteilen der regenerativen Stromerzeugung ein kontinuierliches Stromangebot werden, das für hohe Jahresbetriebsstunden und die Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Anlagen wichtig ist.

Zudem könnte *Kohlendioxid* (in für den Anlagenbetrieb ausreichenden Mengen) mit fortschreitender Dekarbonisierung zukünftig nur noch begrenzt als „Abfall“ aus Energieerzeugungsanlagen zur Verfügung stehen. Allerdings wäre dies ein Erfolg der

Dekarbonisierungsstrategie. Zudem kann CO_2 als Prozessinput zu spezifisch höherem Energieeinsatz und Kosten auch per Luftzerlegung gewonnen werden, womit es praktisch unbegrenzt zur Verfügung stünde (siehe *Technologiefeld 4.4: Verfahren der CO2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft*).

Bei den hier betrachteten Erzeugungsanlagen werden vor allem *Stähle und Legierungen* in größeren Mengen verwendet, deren Zusammensetzung sich je nach Anwendung stark unterscheiden kann. Allerdings ist der Grad der Rezyklierung dieser Materialien beim Rückbau von solchen Anlagen grundsätzlich sehr hoch, auch wenn nicht unbedingt alle relevanten Materialien selektiv zurückgewonnen werden.

Ein relevanter Aspekt bezüglich der Rohstoffrisiken sind die verwendeten *Katalysatoren*. Sie spielen für die Ermöglichung von physio-chemischen Prozessen und deren Gestaltung u. a. hinsichtlich Temperatur und Druck eine fundamentale Rolle. Zugleich können Katalysatoren aus sehr knappen Materialien bestehen und deren Rückgewinnbarkeit kann eingeschränkt sein.

Innerhalb des betrachteten Technologiefeldes werden gegenwärtig unterschiedliche Katalysatoren eingesetzt. Die in Frage kommenden Katalysatormaterialien weisen große Bandbreiten auf. Es werden zum Teil seltene Materialien als sogenannte „funktionelle Zentren“ verwendet, die die reaktiven katalytischen Cluster auf den im Katalysatorbau eingesetzten Trägermaterialien darstellen (während die darum herum eingesetzten Materialien dann eher der mechanischen Stabilität, der Zwischenspeicherung von Reaktions(zwischen)produkten und der Selektivitätssteuerung des Gesamtkatalysators dienen). Die eingesetzten Stoffmengen sind teilweise gering – wo jedoch seltene und teure Elemente in relevanter Menge zum Einsatz kommen, gehen Bestrebungen dahin, diese durch kostengünstigere und leichter erhältliche Elemente zu ersetzen. Die Beforschung von maßgeschneiderten Katalysatormaterialien ist daher nicht nur für die Effizienz und Produktionskosten der jeweiligen Technologien entscheidend, sondern auch für die Nachhaltigkeit des Einsatzes der Katalysatoren, womit rohstoffseitige Risiken begrenzt werden können. Materialkombinationen und gezielt erzeugten Nanopartikeln kommt dabei eine wachsende Bedeutung zu.

Allgemein erfolgt viel F&E-Tätigkeit im Bereich der heterogenen Katalyse und an komplexen Materialien, oft in Verbindung mit Nanopartikeln, und weitere Fortschritte sind hier nach wie vor notwendig. Abhängig vom spezifischen Einsatzbereich kommen sehr unterschiedliche Materialien zum Einsatz, dies ist u. a. auch abhängig von der Priorisierung von Selektivität oder Stoffumsatz (Schlögl 2015).

Tab. 3-6 gibt einen Eindruck der verwendeten Katalysatoren in den betrachteten Technologien. Als „kritisch“ eingeschätzte Rohstoffe (Erdmann et al. 2011; Nuss et al. 2014; Nuss und Blengini 2018) sind in roter Schrift gekennzeichnet. Es handelt sich hierbei um Betrachtungen zur Verfügbarkeit der Materialien im Allgemeinen und somit auch im Hinblick auf die entsprechenden PTX-Anwendungen. Hiermit gehen keine Aussagen einher betreffs der für diese Anwendungen benötigten Mengen und inwieweit diese Bedarfe die Verfügbarkeit der Materialien für andere Anwendungen beeinflussen. Dies wäre in einem weitergehenden Schritt und für die konkreten Einzeltechnologien zu betrachten. Da sich das Technologiefeld allerdings noch stark in der Entwicklung befindet und noch keine abschließende Materialienauswahl festzu-

stellen ist, sind solche Mengenabschätzungen derzeit mit großen Unsicherheiten belegt.

- *Wolfram (W)* und *Magnesium (Mg)* weisen beide hohe Vulnerabilitätswerte auf, d. h. die deutsche Wirtschaft ist stark von diesen Elementen abhängig. Allerdings ist bei Wolfram sowohl die Vulnerabilität, als auch das Versorgungsrisiko hinsichtlich der Herkunftsländer und Förderstätten deutlich höher. (Erdmann et al. 2011)
- Das bei der Fischer-Tropsch-Synthese eingesetzte *Kobalt (Co)* bzw. Kobaltoxid stellt einen potenziellen Konfliktrohstoff dar, der vorwiegend im Kongo abgebaut wird, wo auch rund die Hälfte der geschätzten Reserven von ca. 7 Mt liegen. Die Jahresproduktion beträgt ca. 0,125 Mt (USGS 2017). Die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko wurden 2011 als mittel eingeschätzt (Erdmann et al. 2011).
- Platinmetalle wie etwa das für MTO und OCM eingesetzte *Rhenium (Re)* und das für die Methanolsynthese eingesetzte *Palladium (Pd)* wiederum haben hohe Marktpreise (USGS 2014), die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko sind hoch bis sehr hoch (Erdmann et al. 2011).
- *Lanthan (La)* und *Cer (Ce)* zählen zwar zu den sogenannten „seltenen Erden“, kommen in der Erdkruste allerdings reichlich vor. Allerdings ist vor allem der Abbau von Lanthan aufwändig und dementsprechend teuer (Patnaik 2003).
- Das für MTO und OCM gelegentlich benötigte *Strontium (Sr)* wird (neben Spanien) vorwiegend in Mexiko, der Türkei, in China und dem Iran abgebaut. Somit liegt ein wesentlicher Anteil der bedeutenden Lagerstätten in Ländern, welche den Export dieses Elements aus strategischem Interesse gegebenenfalls beschränken könnten. Die Vulnerabilität und das Versorgungsrisiko werden als mittel angegeben (Erdmann et al. 2011).
- *Lithium (Li)* ist derzeit zwar hinreichend reichlich verfügbar, der Bedarf an diesem leichten Alkalimetall steigt aber mit der zunehmenden Verwendung von Elektromobilität und anderen Akkumulatoren-verwendenden Technologien. Derzeit beträgt die jährliche Produktion ca. 33.000 t mit ansteigender Tendenz. Die weltweiten Reserven werden derzeit auf 14 Mt geschätzt, wovon mehr als die Hälfte in einem Land (Chile) lokalisiert ist. Die weltweite Ressource wird auf 40 Mt geschätzt (USGS 2016a). Die mittleren Schätzungen der Vulnerabilität und Versorgungssicherheit von 2011 (Erdmann et al. 2011) dürften durch die Entwicklungen der letzten Jahre entsprechend nach oben zu korrigieren sein.
- Nahezu die gesamte Weltproduktion an *Neodym (Nd)* erfolgt in China, mit entsprechenden Unwägbarkeiten hinsichtlich der langfristigen Versorgungssicherung (USGS 2016b).
- Auch *Wismut (Bi)* weist ein hohes Versorgungsrisiko auf (Erdmann et al. 2011).

Tab. 3-6 Einsatz von Katalysatoren bei den Synthesen der betrachteten Technologien im Technologiefeld PTL/PTC (kritische Rohstoffe fett markiert)

Technologie	Verwendete Katalysatoren
Fischer-Tropsch-Synthese	Fe oder Co
Methanolsynthese [9] [10]	$Cu/ZnO/Al_2O_3$ La_2O_3 SiO2 mit Li bzw. Pd ZSM, SAPO, $FePO_4$, VO
MTO, OCM	Li-dotiertes MgO La_2O_3 mit Ce, Na, Li, Mn oder W weitere: Sr, Ba, Mg, Ca, La, Nd, Sm, Ga, Bi, Mo, W, Mn und Re
OCM	SrO/La_2O_3 $Mn/Na_2\ WO_4/SiO_2$ $NaMnO_4/MgO$ Mo/H-ZSM-5 Zeolitsysteme

9 Zeolithe sind kristalline Alumosilikate, was eine Verbindung von Siliziumoxid (SiO_2) und Aluminiumoxid (Al_2O_3) darstellt. Zudem sind darin Alkali- oder Erdalkalimetalle wie Na, K, Ca oder Mg enthalten, im Fall von ZSM ist dies Natrium. (IZA-SC 2017)

10 SAPO-Katalysatoren (Siliziumaluminiumphosphate) sind mikroporöse, nicht-zeolithische Molekularsiebe aus Aluminiumoxid (AlO_2) und Phosphoroxid (PO_2), die z. T. mit Platin oder Palladium versehen werden (Kibby und Provance 2006).

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die Marktpotenziale werden global (Teilkriterium 3.1) und national (Teilkriterium 3.2) betrachtet, jeweils getrennt nach PTL und PTC. Im Fokus der Betrachtung steht im vorliegenden Bericht das Marktpotenzial des generierten Produkts, also Kraftstoff bzw. Chemikalie. Es geht in der Betrachtung nicht um die produzierenden Anlagen und deren Kapazität bzw. installierter Leistung, weswegen das Marktpotenzial aus der Produktnachfrage abgeleitet wird.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Power-to-Liquid

Die aufgeführten Szenarien, die im *Teilbericht 1* für alle Technologiefelder zugrunde gelegt werden, weisen mehrheitlich synthetische Kraftstoffe nicht ausdrücklich aus: auf globaler Ebene spricht (IEA 2016) von „CTL, GTL and others“, was sich nicht eindeutig zuordnen lässt. Die „Energy Technology Perspectives“ der IEA weisen neben den konventionellen Kraftstoffen nur einen Wasserstoff-Bedarf für den Verkehrssektor aus (IEA 2015); in den World Energy Scenarios 2016 (World Energy Council 2016) werden Synfuels nicht behandelt. Nur aus (Teske et al. 2012) lässt sich eindeutig ein Bedarf an synthetischen Kraftstoffen auslesen; diese Daten werden daher genutzt, um das *globale* Marktpotenzial daraus abzuleiten (Tab. 4-1).

Der Hochlauf der Nachfrage beginnt hier bereits in 2020 in vergleichsweise geringer Höhe. Allerdings ist zu hinterfragen, in welchen Anlagen bis 2020 die wenn auch im Vergleich kleinen Mengen von 19 TWh hergestellt werden, da der Beginn der Kommerzialisierung erst ab 2020 erwartet werden kann.

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

TWh	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
	Min	Max	Min	Max
2020	k.A.	k.A.	k.A.	19
2030	k.A.	k.A.	k.A.	130
2040	k.A.	k.A.	k.A.	753
2050	k.A.	k.A.	k.A.	1.496

Aus der Nachfrage bzw. dem Bedarf an Kraftstoffen wird für die jeweilige Dekade bis 2050 das Marktpotenzial abgeleitet. Bisher existieren noch keine großmaßstäblich kommerziell arbeitenden Anlagen (siehe Kapitel 3.1; mit Ausnahme von LanzaTech, deren Produktion aber auch noch keine marktrelevanten Mengen erreicht). Der Markteintritt wird ab etwa 2020 erwartet; mit einer Lebensdauer von ca. 30 Jahren

wird es daher im Betrachtungszeitraum bis 2050 noch nicht zu einem Ersatz von Produktionsanlagen kommen.

Aufgrund verschiedener Quellen (siehe etwa Fasihi et al. 2016; Varone und Ferrari 2015) wird eine hohe Verfügbarkeit der Anlagen von 95 % erwartet, was einer Volllaststundenzahl von rund 8.300 h/a entspricht. Damit wird die Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes (Tab. 4-1) in ein Marktpotenzial (als Leistung ausgewiesen) umgerechnet sowie anschließend monetär bewertet (siehe Tab. 4-2).

Die spezifischen Investitionen von rund 1.000 €/kW sind ebenfalls den oben genannten Quellen entnommen (siehe auch Kapitel 4.4 dieses Berichts; Kriterium Kosteneffizienz). Um die Investitionsausgaben zu ermitteln, die für die komplette Kette vom Wasserstoff bis zum PTL-Kraftstoff offenbar noch nicht vorlagen, haben die Autoren die Daten für die einzelnen Technologien (Erzeugung des Synthesegases und Upgrade) kombiniert. Aufgrund des resultierenden Wertes von 1.000 €/kW entsprechen die Zahlenwerte für die Leistung in GW denen für die monetäre Bewertung in Mrd. €.

Tab. 4-2 Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung

	Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW	Mrd. €
2014 - 2020	2	2
2021 - 2030	13	13
2031 - 2040	75	75
2041 - 2050	89	89

Power-to-Chemicals

Bislang existieren keine nennenswerten Mengen von Olefinen oder anderen Kohlenwasserstoffen produzierenden PTC-Anlagen. Insofern kann der gesamte, bislang aus fossilen Verbindungen abgedeckte Bedarf an diesen Stoffen als künftiges Marktpotenzial für PTC angesetzt werden.

Da Power-to-Chemicals in umfassenden Szenarien in der Regel nicht quantitativ betrachtet wird, wurde für die internationalen Abschätzungen auf Industrieanalysen hinsichtlich der Stoffbedarfe und –preise zurückgegriffen, diese werden an den entsprechenden Stellen im Text aufgelistet.

Der Überblick über diese Bedarfe macht deutlich, wie stark der mögliche Erfolg einer regenerativen Olefinproduktion vom Markt für fossile Kohlenwasserstoffe abhängig ist. Von Industrieseite ist deswegen zu erwarten, dass hinreichend intensive F&E-Anstrengungen nur unternommen werden, sofern entsprechend zielführende Markteinführungsstrategien abzusehen sind. Insofern wird sich dieser Industriezweig nur durch eine passende Rahmengebung etablieren – eine Verteuerung des

Imports und der Verarbeitung fossiler Rohstoffe kann neben der Bereitstellung günstiger regenerativer Energie also als direkte F&E-Förderung angesehen werden.

Der Bedarf und die Produktion an Ethylen werden weiter zunehmen – so wird für 2017 von einer Jahreskapazität von 208,5 Mt ausgegangen, wobei allein die USA und China für etwa ein Drittel des Zubaus seit 2014 verantwortlich sind. Der starke Kapazitätszubau in China rührt von der dort und in Indien sehr stark wachsenden Nachfrage her (GlobalData Energy 2014).

Ca. 60 % des gesamten Ethylenbedarfs werden derzeit durch die Polyethylenproduktion verursacht. Deswegen besitzen fast alle neuen Steamcracker Polyethylen-Einheiten als deren hauptsächliche „on-site“ Ethylen-Abnehmer (Nexant und ChemVision 2014). Neben Ethylen dient der Propylen-Markt als weiterer Indikator, auch hier zeigt sich das gleiche Bild – dieser Markt wird von 90 Mt in 2013 auf 130 Mt in 2023 anwachsen (chemicals-technology 2014).

Die IEA skizziert die Bedarfsentwicklung bis 2050 und geht dabei von einer noch stärker steigenden Nachfrage nach Ethylen (ca. 250 Mt in 2025 und ca. 400 Mt in 2050) und weiteren Kohlenwasserstoffen aus. Sie differenziert nach einer Vielfalt einzelner Basischemikalien, bezieht sich allerdings lediglich auf Extrapolationen des aktuellen Trends und berücksichtigt keine Dekarbonisierungspfade (IEA - International Energy Agency 2013). Dies ist im *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie* eingehender dargestellt.

Für den in Tab. 4-3 dargestellten weltweiten Bedarf an chemisch genutzten Kohlenwasserstoffen lässt sich Ethylen als guter Indikator heranziehen und für den Gesamtbedarf an Petrochemikalien etwa die dreifache Menge des Ethylenbedarfs ansetzen. Der Einfachheit halber werden diese weiteren Stoffe als dem Ethylen äquivalent angesehen. Aktuell besteht ein Bedarf von ca. 208 Mt Ethylen und demnach ein Bedarf von ca. 600 Mt Ethylenäquivalent. Mit der Annahme eines Bedarfsanstiegs von 4,5 % pro Jahr, was eher am oberen Ende der aufgelisteten Prognosen liegt, wächst der Ethylenbedarf bis 2030 auf 370 Mt an, was deutlich unter der Prognose von (Ceresana 2014) liegt. Für den weiteren Verlauf wurde ein Abflachen des Anstiegs angenommen, so dass der Bedarf von 2030 bis 2040 lediglich mit 2 %/Jahr und von 2040 bis 2050 mit 1 %/Jahr ansteigt (mittlere jährliche Wachstumsrate CAGR).

Tab. 4-3 Globaler Ethylen- bzw. stofflicher Kohlenwasserstoffbedarf

	Ethylen	Kohlenwasser-stoffe gesamt (Ethylenäq.)	CAGR Ethylen	CAGR CH gesamt (Ethylenäq.)
Einheit	Mt	Mt	%/a	%/a
2020	237	690	-	-
2030	370	1.060	4,6	4,4
2040	450	1.300	2,0	2,1
2050	500	1.430	1,1	1,0

CAGR = compound annual growth rate (mittlere jährliche Wachstumsrate)

Für den Anteil von PTC an diesem Bedarf ist davon auszugehen, dass dieser auch weltweit erst mit dem fortschreitenden Kohle-, aber auch Ölausstieg signifikant ansteigt. Die IEA beschreibt in ihrem „World Energy Outlook 2016“ keinen Übergang zu PTC, geht aber in ihrem „450 ppm“ Szenario davon aus, dass im Jahr 2040 60 % der Energie regenerativ bereitgestellt wird (IEA 2016). In Anlehnung daran wird als eher normative Vorgabe von einem 30 %igen Anteil von PTC in 2040 ausgegangen, sowie 50 % in 2050 (siehe Tab. 4-4). Für die Zielvorgabe einer maximalen Temperaturerhöhung um 1,5° C sieht die IEA die Notwendigkeit des Erreichens von Netto-Nullemissionen im Zeitraum zwischen 2040 und 2060. Entsprechend wird hier deswegen für diesen Fall von einer nahezu vollständigen Substitution der fossilen Rohstoffe der Petrochemie bis zum Jahr 2050 ausgegangen, mit einem graduellen Übergang, der 10 % im Jahr 2030 und 50 % in 2040 umfasst.

Tab. 4-4 Globaler potenzieller Absatz der Technologiegruppe PTC, anteilig, ausgewiesen in Ethylen-Äquivalenten

	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C *	
Einheit	%	Mt	%	Mt
2020	0	0	0	0
2030	0	0	10	106
2040	30	390	50	650
2050	50	715	95	1.360

* IEA 1,5 °C „unchartered territory“

Nachfolgend werden die zur Bereitstellung der Basischemikalien (Ethylen bzw. Ethylenäquivalente) benötigten Energiemengen betrachtet.

Die effizientesten derzeit angewandten MTO-Prozessrouten benötigen etwa doppelt so viel Energie wie aktuelle (BAT) Steamcrackingverfahren, siehe Tab. 4-5. Hierbei wurde von vergleichbaren Feedstocks ausgegangen, z. B. Methanol.

Für die Umwandlung von Methan in Olefine und HVCs wird für den Energiebedarf eine Spannweite von 20-30 GJ/t (entspricht 6-8 MWh/t) Produkt (Ren et al. 2008) angenommen. Die noch unausgereiften OCM-Prozesse weisen derzeit noch eine deutlich geringere Energieeffizienz auf (Ren 2009). Der nachfolgenden Betrachtung liegt die Annahme zugrunde, dass diese Verfahren nur zum Einsatz kommen, wenn sie eine mindestens vergleichbare Energieeffizienz mit MTO aufweisen.

Die variable Ausbeute verändert im Grunde den Bedarf an Methanol bis zu einem Faktor 2 (Ren et al. 2008). Im optimalen Fall (100 % Konversion zu erwünschten CH-Verbindungen bzw. Ethylenäquivalent) entsprechen z. B. die für Deutschland im nachfolgenden Kapitel 0 veranschlagten 18,3 Mt Methanol auch 18,3 Mt Ethylenäquivalent. Sollte im schlechtesten Fall die Ausbeute bei lediglich 50 % liegen, würde das Doppelte (36,6 Mt) der veranschlagten Menge Methanol benötigt. In diesem Fall ist allerdings davon auszugehen, dass ein relevant großer Teil der Energie als Wärme

weitergenutzt werden kann. Der Hauptenergiebedarf fällt für die Methanol- bzw. Methansynthese an.

Tab. 4-5 Energiebedarfe für die Deckung der jeweilig angenommenen globalen PTC-Bedarfe

TWh	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C*	
	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0
2030	0	0	589	883
2040	2.170	3.250	3.610	5.420
2050	3.970	5.960	7.560	11.300

In Tab. 4-5 wurde für den Energiebedarf die Prozessenergie für die Konversion von Methan zu den erwünschten Basischemikalien angesetzt. Für MTO beinhaltet dies den Schritt der vorangestellten Methanolsynthese. Die in der Tabelle aufgeführten Minimal- und Maximalwerte geben dabei derzeitig als möglich erachtete Energiebedarfe für MTO- bzw. OCM-Routen mit verschiedener Optimierung an; je nach Optimierungsparametern wie etwa Output pro Zeit und Selektivitäten können hier große Unterschiede auftreten.

Tab. 4-6 Globales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente

	Szenarienbereich INT_2°C				Szenarienbereich INT_besser_2°C *			
Einheit	GW		Mrd. €		GW		Mrd. €	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021-2030	0	0	0	0	71	106	71	106
2031-2040	261	392	261	392	364	653	364	653
2041-2050	217	327	217	327	476	602	476	602

* IEA 1,5°C „unchartered territory“

Mit den (ebenso für PTL verwendeten) Annahmen von 95 % Auslastung und damit einer Volllaststundenzahl von 8.300 h/a (Fasihi et al. 2016; Varone und Ferrari 2015; und andere) ergibt sich daraus das in Tab. 4-6 dargestellte, als Leistung ausgewiesene Marktpotenzial. Ebenso ergeben sich wieder mit den auf diese Quellen bezogenen Werte für die spezifischen Investitionen von rund 1.000 €/kW die entsprechenden monetären Einheiten. Die Lebensdauer der Anlagen mit 30 Jahren lässt keinen Ersatzbedarf innerhalb des betrachteten Zeitraums bis 2050 aufkommen.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Power-to-Liquids

Wie bereits für Teilkriterium 3.1 auf globaler Ebene angemerkt, werden in den zu betrachtenden Szenarien synthetische Kraftstoffe nicht immer ausdrücklich bzw. nicht immer differenziert ausgewiesen. Auf nationaler Ebene wird nur in einer Studie (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen für den Verkehr thematisiert. In (UBA 2014) werden diese zwar ebenfalls betrachtet; die Studie stellt allerdings nur eine Momentaufnahme für 2050 und keinen Entwicklungspfad dar, so dass sie aus der Betrachtung an dieser Stelle ausgeklammert wird.

(Repenning et al. 2014) unterscheiden zwischen drei Szenarien; dem AMS (Aktuelle Maßnahmen), KS 80 (Klimaschutzszenario mit Ziel ca. 80 % THG-Minderung bis 2050) sowie KS 95 (Klimaschutzszenario mit Ziel ca. 95 % THG-Minderung bis 2050). Von diesen werden sowohl im AMS als auch im KS 80 generell keine strombasierten sekundären, also synthetischen Kraftstoffe eingesetzt. Begründet wird das damit, dass andere, günstigere Vermeidungsoptionen im Verkehr existieren.

Grundlage für die folgenden Betrachtungen ist daher nur das KS 95 Szenario. Hier werden PTLs ab dem Jahr 2040 eingesetzt, wobei der Bedarf bis 2050 relativ stark ansteigt. Treiber dieser Entwicklung sind insbesondere der Schwerlast- und der Flugverkehr, wo andere Alternativen an CO_2-armen Kraftstoffen fehlen. Der sprungartige Anstieg von „null“ noch in den 2030er Jahren auf 75 TWh Kraftstoff in den 2040er Jahren ist allerdings zu hinterfragen.

Insgesamt ergibt sich auf Basis des KS 95 und der getroffenen Annahmen erst ab 2040 ein substantieller Bedarf an PTL, wie er in Tab. 4-7 ausgewiesen wird.

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologiegruppe PTL (absolute Erzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

TWh	Szenarienbereich DE_2°C		Szenarienbereich DE_besser_2°C	
	Min	Max	Min	Max
2020	k.A.	k.A.	k.A.	0
2030	k.A.	k.A.	k.A.	0
2040	k.A.	k.A.	k.A.	75
2050	k.A.	k.A.	k.A.	95

Die Ableitung des Marktpotenzials für jede Dekaden-Zeitscheibe erfolgt analog zum Vorgehen für die Ermittlung des globalen Marktpotenzials, also mit den folgenden Annahmen:

- Kein Ersatz der produzierenden Anlagen im Betrachtungszeitraum, da die Lebensdauer von 30 Jahren bis 2050 noch nicht überschritten wird
- Verfügbarkeit der Anlagen von rund 95 % entsprechend einer Volllaststundenzahl von 8.300 h/a
- Spezifische Investitionen von rund 1.000 €/kW als Summe der Kosten für die Synthesegaserzeugung und das Upgrading zum Kraftstoff

Die daraus resultierenden Zahlenwerte für das Marktpotenzial als Leistung sowie in der monetären Bewertung zeigt Tab. 4-8.

Tab. 4-8 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTL: Leistung und monetäre Bewertung

	Szenarienbereich DE_besser_2°C	
Einheit	GW	Mrd. €
2014 - 2020	0	0
2021 - 2030	0	0
2031 - 2040	9	9
2041 - 2050	2,4	2,4

Power-to-Chemicals

PTC wird in den meisten Szenarien lediglich sehr randständig bis gar nicht berücksichtigt. In (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) taucht der Bedarf für PTC potenziell lediglich verborgen unter der Substitution von Erdgas mit Wasserstoff auf. Es ist allerdings davon auszugehen, dass hierbei vorwiegend die energetische und nicht die stoffliche Erdgasnutzung betrachtet ist.

Mit der Annahme, dass langfristig die gesamte Grundstoff- und damit auch die gesamte weiterführende chemische Industrie unabhängig von fossilen Rohstoffquellen werden muss, kann als Marktpotenzial der derzeitige Naphtha- oder Ethylenbedarf zu Rate gezogen werden. Entsprechend wird hierfür die Annahme aufgestellt, dass bis zum Jahr 2050 eine 80- bzw. 95 %ige Substitution der fossilen Basis erfolgt. Da zudem die Umstellung auf PTC nur nach einem weitgehenden Kohleausstieg sinnvoll ist (um zu vermeiden, dass der durch PTC erhöhte Strombedarf durch Kohleverstromung gedeckt wird), besteht eine weitere Annahme darin, dass als grobe, aber im Einklang mit dem jeweiligen Rückgang der Kohleverstromung in KS 80 bzw. KS 95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) stehende Schätzung der PTC-Anteil an der Versorgung der heimischen Petrochemie im Jahr 2030 noch null (KS 80) bzw. 20 % (KS 95) ausmacht, dann für 2040 auf 40 % (KS 80) bzw. 60 % (KS 95) ansteigt und schließlich im Jahr 2050 80 % (KS 80) bzw. 95 % (KS 95) erreicht (siehe Tab. 4-9).

Die betrachtete Prozesskette beginnt mit Methan: Es werden in der weitergehenden Betrachtung lediglich die Raffinerieanlagen zur Weiterverarbeitung von Methan zu Olefinen angenommen (MTO inkl. dem vorangehenden Schritt der Methanolerzeugung, bzw. OCM), während Anlagen zur regenerativen Methanbereitstellung nicht

mit berücksichtigt werden. Sofern die Methanerzeugung ebenfalls hinzugenommen wird, sind die nachfolgend für diesen Prozessschritt notwendigen Energiebedarfe (282-420 TWh, siehe unten) ein guter Hinweis auf die benötigten Anlagen und die entsprechenden Investitionskosten – wenn analog zum obigen Vorgehen von 8.300 Volllaststunden pro Jahr und 1.000€/kW Investitionskosten ausgegangen wird.

Tab. 4-9 Künftige Anteilsentwicklung regenerativ erzeugten Methanols für die Technologiegruppe PTC in Deutschland (nationale Betrachtung) in Abhängigkeit von der Substitutionsmenge von fossilen zu regenerativen Quellen

%	80 %ige Substitution	95 %ige Substitution
2020	0	0
2030	0	20
2040	40	60
2050	80	95

Deutschland verbrauchte 2009 ca. 102 Mt Erdöl. Hiervon nutzte die chemische Industrie 14 % zur stofflichen Verarbeitung. Mehr als die Hälfte ging des weiteren in die Kraftstoffherstellung, der Rest (vor allem Heizöl) wird energetisch genutzt. Die deutsche Chemie setzte 2009 18,4 Mt an fossilen Rohstoffen (Erdölprodukte, Erdgas und Kohle) stofflich ein. Dabei bestand die Zusammensetzung aller eingesetzter Rohstoffe zu 72 % (15,3 Mt) aus Naphtha und anderen Erdölderivaten, zu 13 % (2,7 Mt) aus nachwachsenden Rohstoffen, zu 1 % (0,2 Mt) aus Kohle und zu 14 % (3 Mt) aus Erdgas (UBA 2014).

Damit wird als Prognose für 2050 „langfristig [...] für die stoffliche Nutzung regeneratives Methan in einer Größenordnung von 18,3 Mio. t benötigt. Dies entspricht einem [elektrischen] Energiebedarf von rund 282 TWh (1.015 PJ) und liegt deutlich über dem energetischen Energieendverbrauch“ der gesamten chemischen Industrie von ca. 81 TWh, wovon wiederum ca. 61 TWh auf regenerativen Wasserstoff oder Methan entfallen (UBA 2014). Je nach bevorzugtem weiteren Synthesepfad kann ein Teil der 18,3 Mt Methan auch durch Methanol, Synthesegas oder (getrennt) Wasserstoff und CO bzw. CO_2 substituiert werden – wofür 13,7 Mt Kohlenstoff bzw. 50 Mt CO_2 benötigt würden.

(Schüth 2011) setzt einen deutlich höheren Energiebedarf für die regenerative Erzeugung von Methan mit einem möglichst energieeffizienten Prozess (60 % Effizienz hinsichtlich der chemisch gespeicherten Energie, im Vergleich von Edukten und Produkten) an. Nach dieser Studie werden 83 GJ/t Methan benötigt, dabei sind Speicherung, Transport etc. nicht enthalten. Für den langfristig prognostizierten Bedarf von 18,3 Mt regenerativ erzeugten Methans wären somit 1,53 EJ bzw. 420 TWh notwendig.

Laut dem Statistischen Bundesamt schwankt die derzeitige jährliche deutsche Ethylenproduktion um einen Wert von 5 Mt (StatBA 2017). Ökoinstitut und Fraunhofer ISI gehen in den Klimaschutzszenarien KS 95 und KS 80 von einer Produktionszu-

nahme bis 2050 auf 6,3 Mt bzw. 6 Mt aus (siehe auch *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie*). Dies ist in guter Übereinstimmung mit der Annahme, dass sich die Gesamtmenge an Ethylenäquivalent auf etwa das dreifache dieser Menge beläuft.

In Tab. 4-10 ist der prognostizierte Bedarf an Methan für PTC in Deutschland dargestellt. Für diesen ist die zuvor beschriebene langfristige Bedarfsentwicklung von Methan mit der in Tab. 4-9 dargestellten Anteilsentwicklung überlagert.

Tab. 4-10 Bedarf für Methan für die Technologiegruppe PTC in Deutschland

	80 %ige Substitution			95 %ige Substitution		
Einheit	Mt	TWh		Mt	TWh	
		Min	Max		Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	3,6	56	83
2040	7,1	110	164	11,0	170	253
2050	14,9	230	343	17,5	270	402

Die in Tab. 4-11 angegebenen Werte beziehen sich auf die für die Weiterverarbeitung von 18,3 Mt Methan geschätzt benötigten 20-30 GJ/t (6-8 MWh/t) hier als Ethylenäquivalent bezeichneten Produkts (Ren et al. 2008), was einen Energiebedarf von 102-153 TWh (550 PJ) ergibt.

Für die Erzeugung einer Tonne Ethylenäquivalent werden hierbei pauschal die gleichen Erwägungen durchgeführt wie für die internationale Betrachtung und die Ergebnisse für eine 100 %ige stoffliche Konversion (1 t Methanol ergibt 1 t Ethylenäquivalent) dargestellt.

Tab. 4-11 Bedarf von Ethylenäquivalent für die Technologiegruppe PTC in Deutschland

	80 %ige Substitution			95 %ige Substitution		
Einheit	Mt	TWh		Mt	TWh	
		Min	Max		Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	3,6	20	30
2040	7,1	40	59	11,0	61	92
2050	14,9	83	124	17,5	97	146

Analog zur internationalen Betrachtung wird mit den gleichen Annahmen bzgl. Volllaststunden und Investitionskosten das Marktpotenzial für Deutschland hergeleitet; hierbei wird eine Ober- und eine Untergrenze hinsichtlich der energetischen Konver-

sionseffizienz mitberücksichtigt – während die stoffliche Konversion als konstant 1:1 hinsichtlich der Gesamtmassen angesetzt wird. Entsprechend ergibt sich daraus das in Tab. 4-12 dargestellte, in Zehnjahresscheiben unterteilte Marktpotenzial.

Tab. 4-12 Nationales Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC: Leistung und monetäre Bewertung, bezogen auf Ethylen-Äquivalente

	80 %ige Substitution				95 %ige Substitution			
Einheit	GW		Mrd. €		GW		Mrd. €	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021-2030	0	0	0	0	2,4	3,6	2,4	3,6
2031-2040	4,8	7,2	4,8	7,2	5	7,4	5	7,4
2041-2050	5,2	7,8	5,2	7,8	4,3	6,5	4,3	6,5

Ergänzend wird in Tab. 4-14 der jeweilige Anteil am globalen Marktpotenzial (Tab. 4-6) dargestellt. Daraus ist erkennbar, dass der für Deutschland entworfene PTC-Aufbaupfad gegenüber dem weltweiten Bedarf eine frühere Steigerung und anschließend einen abnehmenden Anteil zeigt – was für einen Hochtechnologiestandort die Möglichkeit eröffnet, zunächst für den heimischen Markt Technologien zur Marktreife zu bringen um diese anschließend auch in anderen Ländern zum Einsatz zu bringen.

Tab. 4-13 Anteil des nationalen am globalen Marktpotenzial für die Technologiegruppe PTC

%	80 %ige Substitution		95 %ige Substitution	
	Min	Max	Min	Max
2017-2020	0	0	0	0
2021-2030	0	0	3,4	3,4
2031-2040	1,8	1,8	1,4	1,1
2041-2050	2,4	2,4	0,9	1,1

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Technologiegruppen PTL und PTC werden in diesem Kapitel wiederum jeweils separat betrachtet.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene THG-Emissionen

Power-to-Liquids

Treibhausgasemissionen entstehen bei der Produktion von PTL bei der Bereitstellung der Elektrizität sowie des Kohlendioxids. Die hier betrachtete Prozesskette PTL basiert auf dem Einsatz von regenerativem Strom (Wind- oder Solarstrom) zur Bereitstellung von Wasserstoff und ist weitgehend CO_2-frei. So gehen (UBA 2016) bei CO_2 aus Luftabtrennung (Direct air capture) von nur einem Gramm $CO_{2\text{-äq}}$/MJ Kraftstoff aus, während (Albrecht et al. 2013) Werte von 5,8 g $CO_{2\text{-äq}}$/MJ angeben, wobei ein Durchschnittswert für den Aufwand der CO_2 Bereitstellung aus der Luft, aus Rauchgasen sowie aus Biogas-Abtrennung angesetzt worden ist. In diesem Projekt werden die Emissionen der Vorkette mit einbezogen, was insbesondere für PTL sinnvoll ist, da diese den größten Teil der Emissionen ausmachen. Inklusive des Anlagenbaus wird eine Bandbreite von 11-28 g $CO_{2\text{-äq}}$/MJ nach den zitierten Quellen für die weitere Berechnung zugrunde gelegt.

Zur Bestimmung der erzielbaren THG-Minderung durch Einsatz von PTL wird zunächst die Referenzanwendung bestimmt: Beim Straßenverkehr werden dazu für den Reiseverkehr benzinbetriebene PKW und für den Güterverkehr dieselbetriebene LKW angenommen. Im Flugverkehr wird Kerosin ersetzt; nach Expertenschätzungen sind die relevanten Vorketten-Emissionen (Well-to-Tank) in der gleichen Höhe wie Diesel anzusetzen.

Die spezifischen Emissionen für Benzin und Diesel werden inklusive der Vorkette (Well-to-Tank) durch die Bereitstellung der Kraftstoffe nach (Edwards et al. 2014) angesetzt (siehe Tab. 4-14). Beide Werte werden in einer vereinfachenden Annahme unverändert für die Zeitpunkte 2040 und 2050 belassen. Prinzipiell sind gegenläufige Effekte zu erwarten: Während die Emissionen aus der Förderung aufgrund von zunehmend unkonventionellen bzw. schwerer zu erreichenden Quellen erwartbar zunehmen werden, steigen die Anforderungen etwa durch die *Fuel Quality Directive*[11], die den Ausstoß von Emissionen aus der Kraftstoffherstellung senken.

Tab. 4-14 Spezifische Minderung durch Einsatz von PTL sowie zugrunde liegende Kenndaten der fossilen Kraftstoffe als Referenz

g $CO_{2\text{-äq}}$/MJ Kraftstoff	2040	2050
Spezifische Minderung PTL	59,8 - 76,8	59,9 - 76,9
Referenzwert Benzin	87,1	87,1
Referenzwert Diesel	88,6	88,6

Mit den in Tab. 4-14 verwendeten Kenndaten sowie den in Kapitel 4.1 ermittelten Absatzmengen werden die folgenden jährlich vermeidbaren THG-Emissionen durch den Einsatz von PTL berechnet.

11 http://ec.europa.eu/environment/air/transport/fuel.htm

Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (bei Einsatz von regenerativem Strom)

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	16 - 20
2050	-	20 - 26

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Power-to-Chemicals

Um die PTC-Treibhausgasbilanz zu erstellen, sind mehrere Analyseschritte nötig:

- Über die Prozesskette werden die gesamten Emissionen des fossilen Pfades mit denjenigen des regenerativen Pfades verglichen, jeweils inklusive Vorketten.
- Zum einen sind dabei die *Stoffströme* zu betrachten – hier stellt sich die Frage, wie viel und welche Feedstocks benötigt werden, um daraus, rein stofflich betrachtet, die gewünschten Kohlenwasserstoffe zu synthetisieren. Hierbei können einerseits prozessbedingte THG-Emissionen auftreten, andererseits wird auch CO_2 als Feedstock benötigt. Entsprechend kann für verschiedene Prozesse die Bilanz positiv oder negativ ausfallen.
- Zum anderen sind die *Energiebedarfe* zu berücksichtigen, da die Bereitstellung elektrischer Energie in Abhängigkeit vom Strommix mit THG-Emissionen in relevanter Größe belegt ist. Sofern (als bestmögliches Szenario) davon ausgegangen wird, dass für PTC zusätzliche, ausschließlich auf diesen Bedarf ausgerichtete erneuerbare Energien-Anlagen errichtet werden und diese weitgehend CO_2-frei sind, braucht der Strommix nicht mit bilanziert zu werden. Sofern PTC keine derartige Sonderstellung zugesprochen wird, muss der Strommix wie in den Szenarien KS 80 bzw. KS 95 (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) beschrieben mit berücksichtigt werden. Dies verändert sie Gesamtbilanz signifikant. Ein stärker dekarbonisierter Strommix mit einem schnelleren Kohleausstieg als in den Szenarien beschrieben würde diese Bilanz wesentlich verbessern.
- Diesen Betrachtungen wird als Referenz die konventionelle fossile Prozessroute einschließlich der dortigen Energiebedarfe gegenübergestellt.

Schon unmittelbar aus den Kohlenstoff-Massenanteilen von CO_2 und CH_4 ist erkennbar, dass bei idealer Konversion 2,75 kg CO_2 benötigt werden, um 1 kg Methan zu erzeugen.[12] In der Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ wird der CO_2-Bedarf jedoch deutlich unterschätzt, auch wenn die Angabe zu den gleichen

12 Kohlenstoff hat in CH_4 einen Massenanteil von 12/16 = 0,75 und in CO_2 einen Massenanteil von 12/44 = 0,27. Die Masse des benötigten CO_2 zur Masse des produzierten CH_4 ist im Verhältnis 11:4 = 2,75.

Volumina noch korrekt ist: *„Theoretisch wird für die Erzeugung von 1 m³ regenerativen Methan 1 m³ Kohlendioxid bzw. für 1 MWh regeneratives Methan etwa 46 kg Kohlendioxid benötigt“* (UBA 2014:69). Korrekterweise sind dies allerdings ca. 200 kg CO_2.[13] Die Masse des benötigten Kohlendioxids ist ca. das 2,75–fache der Masse des zu produzierenden Methans und das 3,14-fache des produzierten Ethylens (bei angenommener 100%iger Konversion).

Die weltweite Olefinproduktion von u. a. 113 Mt Ethylen und 77 Mt Propylen im Jahr 2004 verursachte über die gesamte Förderungs- und Produktionskette hinweg Emissionen in Höhe von 200 Mt CO_2. Für das Steamcracking fallen dabei 1-2 t CO_2 pro t Ethylen bzw. Ethylenäquivalent (andere Olefine bzw. HVCs) an. Wird Ethan als Feedstock verwendet, liegt dieser Wert recht stabil bei 1 t CO_2 pro t Produkt, bei Naphtha schwankt er je nach spezifischem Prozess zwischen 1 und 2 t CO_2. Die Bilanzierung wird dadurch erschwert, dass oftmals der Ethylenproduktion die gesamten CO_2-Emissionen zugerechnet werden, Nebenprodukte dann in der Bilanz als quasi emissionslos erzeugt auftauchen (Ren 2009). Als Richtwert für die Größenordnung kann festzuhalten werden, dass für eine Tonne der gewünschten basischemischen Produkte ca. eine Tonne CO_2 emittiert wird. Somit steht idealisiert auf dem fossilen Pfad pro erzeugter Tonne Ethylenäquivalent eine Tonne emittierten Kohlendioxids gegenüber, während auf dem regenerativen Pfad eine Tonne Kohlendioxid aufgenommen wird.

Sofern reiner Sauerstoff für die oxidative Dehydrogenierung (das Entfernen eines Teils der Wasserstoffatome aus den Kohlenwasserstoffverbindungen, vorwiegend aus Ethan, oder auch aus Propan) verwendet wird, ist auch dessen Bereitstellung mit Energieaufwand und dementsprechend potenziell mit THG-Emissionen verbunden. Es werden ca. 3 GJ/t Sauerstoff benötigt (Ren 2009). Entsprechend muss sichergestellt werden, dass auch die Sauerstofferzeugung emissionsfrei und mittels regenerativer Energiezufuhr erfolgt, wie dies für alle hier erfolgten Abschätzungen angenommen wurde.

Durch Abscheidung von CO_2 aus industriellen Prozessen und Biogaserzeugung „kann im Jahr 2050 von einer jährlich zur Verfügung stehenden CO_2-Menge von 19,25 Mio. t ausgegangen werden, woraus etwa 419 TWh regeneratives Methan erzeugt werden könnte“ (UBA 2014). Andere Abschätzungen für industrielle Prozesse liegen wesentlich höher - so beziffern im Klimaschutzszenario 2050 Öko-Institut und Fraunhofer ISI (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) das intrinsisch aus Industrieprozessen wie der Herstellung von Zementklinker, Kalkstein, Ammoniak, Methanol, Eisen und Stahl (und in KS95 zusätzlich in Biogas- und Bioethanolanlagen) frei werdende CO_2 für 2010 auf 54 Mt. Diese Menge sinkt je nach Szenario (AMS, KS80 bzw. KS95) in den folgenden Dekaden allerdings ab. Auch wenn im KS95 die Notwendigkeit für CCS angegeben wird (dort werden im Jahr 2050 41 Mt CO_2 über CCS abgeschieden

13 Methan hat einen Heizwert von ca. 50 MJ/kg = 13,9 kWh/kg. Damit haben 72 kg Methan einen Heizwert von 1 MWh, der Kohlenstoffanteil darin ist 54 kg (Kohlenstoffanteil in CH_4: 12/16). Damit sind 198 kg CO_2 (Kohlenstoffanteil in CO2: 12/44) vonnöten, um diese 54 kg Kohlenstoff bereitzustellen. Der UBA-Wert von 46 kg CO2/MWh CH4 (UBA 2014:69) ist somit um einen Faktor 4,3 zu gering.

und gespeichert), steht das CO_2 auch dort prinzipiell als leicht verfügbare Quelle für PTL zur Verfügung und stellt recht gut die für die Methansynthese (bzw. Methanolsynthese) benötigte Menge von mindesten ca. 50 Mt CO_2 dar.

Da die CO_2-Emissionen „ohnehin" vermieden werden müssen, wird die für die Abtrennung benötigte Energie nicht der Prozesskette zugerechnet, sondern als den CO_2 emittierenden Prozessen zugehörig betrachtet. Die Abtrennung stellt in dieser Betrachtungsweise einen essentiellen Teil des in diesen emittierenden Prozessen nötigen Abfallmanagements dar. Entsprechend wird kein zusätzlicher Energiebedarf für die CO_2-Bereitstellung für PTC veranschlagt.

Aufgrund der groben Schätzung wird ein Fehlerintervall von +/-25 % für die vermiedenen Treibhausgasemissionen als realistisch erachtet. Dies muss bei allen weiteren Angaben mit berücksichtigt werden. Um die Bandbreite der Unsicherheiten der weiteren Schritte erkennbar zu halten, wird dieses Fehlerintervall im Weiteren nicht zusätzlich einbezogen. Nach obiger Beschreibung sind die fossil auftretenden CO_2-Emissionen für 18,3 Mt Ethylenäquivalent in der Größe von ca. 18,3 Mt CO_2 veranschlagt. Ist die für die Erzeugung von Ethylen mittels PTC als Grundstoff verwendete Menge CO_2 größer als die auftretenden Prozessemissionen, wird im Effekt CO_2 im PTC-Ethylen „eingespeichert". Allerdings kann dies nicht als dauerhafte Speicherung erachtet werden, da die aus den erzeugten Basischemikalien hergestellten Produkte zumindest derzeit zu einem großen Teil nicht in den Stoffkreislauf rückgeführt, sondern verbrannt werden.

Tab. 4-16 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung)

	80 %ige Substitution bis 2050		95 %ige Substitution bis 2050	
	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	%	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	%
2020	0	0	0	0
2030	0	0	20	109
2040	39	215	61	332
2050	82	450	96	527

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

In diesem ersten Schritt (Tab. 4-16) sind die bei der Bereitstellung der elektrischen Energie auftretenden Prozessemissionen noch nicht mit berücksichtigt, der Referenzfall bezieht sich auf ein Szenario mit rein fossil versorgter Petrochemie, bei dem 18,3 Mt CO_2 für 18,3 Mt Methan (und, eine 100 %ige Konversionsrate vorausgesetzt, auch für die 18,3 Mt Ethylenäquivalent) anfallen. Die fossile Produktionsweise wird dabei sukzessive durch die PTC-Prozessroute ersetzt. In der Rechnung sind die THG-Emissionen der Vorkette (fossile Methanbereitstellung) mit einbezogen.

Der (im Wesentlichen für die Elektrolyseschritte) verwendete Strommix spielt eine entscheidende Rolle für die THG-Bilanz von PTC (siehe auch Kapitel 4.3). In Tab.

4-17 sind die THG-Emissionen des im jeweiligen Betrachtungsjahr angenommenen Strommixes (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) mit berücksichtigt, wobei jahresabhängige spezifische Emissionsfaktoren (g/kWh) für die Szenarien KS 80 und KS 95 zugrunde gelegt werden. Auch hierbei wurde neben den Bedarfen für die Weiterverarbeitung von Methan zu Olefinen (je nach Route über den Zwischenschritt der Methanolsynthese) der Energiebedarf für die synthetische Methanerzeugung mit einbezogen, da ansonsten eine Bilanzierung nicht sinnvoll erscheint. Die dargestellten Spannbreiten kommen durch die Spannbreite des Energiebedarfs zustande.

Erst bei einer weitgehenden Dekarbonisierung der Stromerzeugung weisen die PTC-Prozesse somit eine positive Treibhausgasbilanz auf, wie durch die erhöhten THG-Emissionen in den Anfangsjahren erkennbar ist (grau hinterlegt). Dies bedeutet, dass der skizzierte Anstieg der Olefinproduktion mittels PTC nicht gut mit dem Umbau des Stromsektors synchronisiert ist. Daraus ergeben sich die folgenden Optionen:

Entweder erfolgt der Einstieg in PTC erst wesentlich später, d. h. erst in moderatem Maß und abhängig vom KS-Szenario zu einem Zeitpunkt in den 2040er Jahren, oder der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und vor allem aus der Kohleverstromung (Wehnert et al. 2017) muss wesentlich früher geschehen. Eine weitere, ergänzend hierzu sinnvolle Maßnahme ist die stärkere Flexibilisierung der Prozesse zur Nutzung von regenerativen Energieerzeugungsspitzen – in dem Fall sinkt allerdings die Zahl der Volllaststunden und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen deutlich ab.

Tab. 4-17 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (unter Berücksichtigung der teilweise noch fossilen Stromerzeugung)

	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	%	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	%
2020	0	0	0	0
2030	0	0	- 7 bis 2	- 39 bis 9
2040	- 10 bis 6	- 55 bis 34	16 bis 31	87 bis 167
2050	45 bis 57	250 bis 310	87 bis 90	470 bis 490

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehremissionen)

Für die Technologieentwicklung ist zudem relevant, dass unabhängig von der deutschen Energiepolitik an ausländischen Standorten mit besonders günstigen Bedingungen für die regenerative Energiebereitstellung der Aufbau einer PTL- bzw. PTC-Infrastruktur schon deutlich früher vonstatten gehen könnte als in Deutschland.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Power-to-Liquids

Weitere Emissionen werden für PTL nicht untersucht. Da der Kraftstoff synthetisch hergestellt wird, sind weniger Minorkomponenten als bei einem natürlichen (wenn auch fossilen) Produkt enthalten. Somit ist die Verbrennung besser steuerbar. Sie ist zudem etwas effizienter und es werden weniger lokale Luftschadstoffe ausgestoßen. Es kann damit eine Reduktion dieser Schadstoffe erwartet werden.

Power-to-Chemicals

Analog zu PTL wird für PTC davon dass andere Emissionen nicht in relevantem Maße steigen bzw. tendenziell durch die bessere Reinheitskontrolle eher sinken dürften. Eine eingehende Kontrolle der aufzubauenden Anlagen wird dadurch allerdings erforderlich bleiben.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die Technologiegruppen PTL und PTC werden in diesem Kapitel wiederum jeweils separat betrachtet. Es wir nur das Teilkriterium ist Energieeffizienz betrachtet.

Power-to-Liquids

Für den Technologiepfad PTL über Fischer-Tropsch- bzw. Methanol-Synthese sind die folgenden Wirkungsgrade angesetzt worden (siehe Tab. 4-18). Der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette ist unter anderem abhängig von der gewählten CO_2-Quelle (aus Umgebungsluft, Rauchgas oder Biogas), daher sind diese drei Fälle in der Tabelle aufgeführt. Gemeint ist jeweils der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse ist im Projekt mit dem Technologiefeld „Wasserstofferzeugung“ abgestimmt bzw. von dort übernommen, um innerhalb des Projekts konsistente Daten zu verwenden. Es wird wie bei der Berechnung der THG-Emissionen von einem regenerativem Strommix (Wind- oder Solarstrom) ausgegangen.

Tab. 4-18 Wirkungsgrade der Prozesskette PTL in Abhängigkeit von der Elektrolyse und der Quelle des eingesetzten CO_2 in Prozent, gerundet (eigene Darstellung nach Fasihi et al. 2016, 2017; UBA 2016)

%	2020	2040	2050
Wirkungsgrad Elektrolyse	51	82,5	85
Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette PTL bei Einsatz von ...			
...CO_2 aus Luft	30	42	42
...CO_2 aus Rauchgas	33	48	49
...CO_2 aus Biogas	37	57	59

Als Referenz werden wie im vorangegangenen Kapitel 4.2 die konventionellen Kraftstoffe Benzin und Diesel mit den entsprechenden Kenngrößen nach (Edwards et al. 2014) verwendet. Im Vergleich zu diesen wird für die Erzeugung von PTL erheblich

mehr Energie benötigt (Tab. 4-19). Diese wird allerdings zu einem hohen Anteil regenerativ erzeugt. Die Spannbreiten ergeben sich durch die unterschiedlichen Möglichkeiten der CO_2-Quelle.

Tab. 4-19 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologiegrupppe PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	- 149 bis - 320
2050	-	- 173 bis - 389

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Power-to-Chemicals

Für die Vergleichbarkeit der Energieeffizienz der verschiedenen PTC-Routen muss eine einheitliche Systemgrenze für alle Prozessrouten gewählt werden. Die PTC-Prozesse werden hierbei als mit dem bereitgestellten *Methan* beginnend betrachtet; jedoch wird für eine Gesamtdarstellung der Energiebedarf für die Methanbereitstellung ebenfalls mit einbezogen.

Der Primärenergiebedarf für die PTC-Olefinproduktion setzt sich damit aus dem Energiebedarf für die vorgelagerte Synthese der Grundstoffe (hier: Methan) und die eigentliche PTC-Prozessroute zusammen. Für die hier durchgeführte Gesamtabschätzung wurde die MTO-Route in Kombination mit einem vorangestellten Schritt der Konversion von Methan zu Methanol zugrunde gelegt.

Es werden zwei Arten von Referenzfällen betrachtet: Die fossile Methanbereitstellung, um dieses fossile Methan anschließend als Feedstock für PTC zu verwenden, und die vollständige konventionelle Route über Erdölderivate und Steamcracker. Entsprechend ist der Energiegehalt des (fossilen) Methans selbst ebenfalls in der fossilen Bilanz enthalten.

Die Ermittlung der Energieeffizienz basiert unter anderem auf den Annahmen zur Rohstoffbasis der chemischen Industrie insgesamt sowie dem prognostizierten Energiebedarf – etwa 1.015 PJ bzw. 282 TWh (UBA 2014) für regeneratives Methan zur stofflichen Nutzung. Hierzu gibt es in der Literatur z. B. (Schüth 2011) allerdings auch teilweise deutlich höhere, wenngleich etwas ältere Werte wie 1.530 PJ bzw. 420 TWh (siehe Kapitel 4.1 zum Marktpotenzial).

Zum Vergleich beläuft sich der Energiebedarf zur Methanbereitstellung (Förderung, Transport und Aufbereitung) aus Erdgas auf etwa 2 GJ/t (0,56 TWh/Mt) (Ren et al.

2008), womit bei fossiler Methanbereitstellung ca. 10 TWh erforderlich sind, was knapp 4 % des Energiebedarfs bei regenerativer Methanerzeugung entspricht.

In konventionellen Steamcrackingverfahren zur Olefinproduktion werden Ethan (aus Erdgas, dieses enthält 1 % Ethan) oder Naphtha (aus Erdöl, Rohöl enthält ca. 8 % Naphtha) als Ausgangsstoffe verwendet. Zur Ethanbereitstellung sind wie bei Methan ca. 2 GJ/t Energie notwendig, für Naphtha beläuft sich der Energiebedarf für Förderung, Transport und Fraktionierung auf 3 GJ/t BAT, bzw. 4 GJ/t im weltweiten Durchschnitt. (Ren et al. 2008)

Für das Steamcracking von Ethan werden ca. 20 (17-21) GJ für 1 t Ethylen bzw. 16-19 GJ für 1 t HVCs benötigt. Für das Steamcracking von Naphtha liegen die Werte mit 20-40 GJ für 1 t Ethylen und 14-17 GJ für 1 t HVCs in einer vergleichbaren Größenordnung. (Ren 2009)

Die Energieeffizienz verschiedener MTO-Ansätze ist stark unterschiedlich. Der Schritt der Methanolproduktion aus Methan mittels der Lurgi MegaMethanol-Technologie weist einen SEC (spezifischen Energiebedarf) von 9 GJ/t Methanol auf, Topsoe (SEC: 10 GJ/t Methanol) und Synetix (10-14 GJ/t Methanol) veranschlagen etwas höhere Werte für deren Prozesse (Ren et al. 2008). Hierbei wurde der Energiebedarf für die Sauerstoffbereitstellung berücksichtigt und der Energiegehalt des Methanols (bzw. aller Produkte) nicht mit einbezogen.

Der für die oxidative Dehydrogenierung (das Entfernen eines Teils der Wasserstoffatome aus den Kohlenwasserstoffverbindungen wie Ethan oder Propan) zuweilen verwendete reine Sauerstoff würde wie in Kapitel 4.2 dargestellt einen zusätzlichen Energiebedarf von ca. 3 GJ/t Sauerstoff mit sich bringen.

CO_2 steht wie ebenfalls in Kapitel 4.2 dargelegt in ausreichender Menge zur Verfügung und muss nicht über Abtrennung aus der Umgebungsluft gewonnen werden. Zur Vermeidung von CO_2-Emissionen muss dieses Gas ohnehin aufgefangen werden, der Energieaufwand für die Abtrennung sollte demzufolge nicht zur PTX-Bilanz hinzugerechnet werden. Entsprechend wird der Energieaufwand für die Bereitstellung des Kohlendioxids nicht gesondert mit betrachtet.

Die effizientesten derzeit angewandten MTO-Prozessrouten benötigen etwa doppelt so viel Energie wie aktuelle (BAT-) Steamcrackingverfahren. Hierbei wurde von vergleichbaren Feedstocks ausgegangen, z. B. Methanol. Die noch unausgereiften OCM-Prozesse weisen derzeit eine noch deutlich geringere Energieeffizienz auf (Ren 2009). Es wird für die hier erfolgende Betrachtung davon ausgegangen, dass diese Prozesse erst zum Einsatz in relevanter Größenordnung kommen, wenn sie ein mit der MTO-Route vergleichbares Effizienzlevel erreicht haben. Für die Umwandlung von Methan in Olefine und HVCs wird für den Energiebedarf eine Spannweite von 20-30 GJ/t Produkt (Ren et al. 2008) angenommen.

Die weltweite Olefinproduktion (von u. a. 113 Mt Ethylen und 77 Mt Propylen) im Jahr 2004 benötigt über die gesamte Förderungs- und Produktionskette hinweg fossil bereitgestellte Energie im Umfang von ca. 3 EJ bzw. 830 TWh (Ren 2009). Der deutsche Bedarf beträgt demgegenüber ca. ein Zehntel, somit fallen auf konventionellem Weg ca. 20 Mt CO_2 (d. h. ca. 1 t CO_2 pro t Ethylenäquivalent) und ein Energiebedarf von 300 PJ bzw. 83 TWh an. Für Deutschland würde sich beim angenom-

menen PTC-Ausbaupfad der für den noch benötigten fossilen Feedstock benötigte Primärenergieeinsatz wie in Tab. 4-20 dargestellt entwickeln.

Tab. 4-20 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	83,0	83,0
2030	83,0	66,5
2040	50,6	33,0
2050	15,3	3,5

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mit nachlassendem Anteil der fossilen Route sinkt entsprechend auch dieser Energiebedarf. Hierbei wurde lediglich die zur Förderung und Bereitstellung benötigte Energie berücksichtigt, jedoch nicht die im (fossilen) Methan enthaltene Energie (eigentlich: Enthalpie) (Bossel und Eliasson 2003). Wird die Primärenergie des Methans mit berücksichtigt, so verändert sich das Bild drastisch, wie in Tab. 4-21 zu sehen.

Tab. 4-21 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für den verbleibenden fossilen Feedstockanteil der deutschen Olefin-basierten Petrochemie, mit im Methan enthaltener Primärenergie

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	366	366
2030	366	293
2040	223	145
2050	68	16

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Mit dem Absinken des Anteils der fossilen Route steigt zugleich der Energiebedarf für die strombasierte Route (Methansynthese und PTC), wie in Tab. 4-22 aufgeführt.

Tab. 4-22 Jährlich benötigter Primärenergieeinsatz für die anteilige Versorgung der deutschen Petrochemie mit strombasierten Basischemikalien

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	139 bis 206
2040	202 bis 302	319 bis 476
2050	438 bis 654	456 bis 680

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Für die PTC-Route wird der Energiebedarf als elektrische Energie angesetzt, es wurden die Primärenergiefaktoren der Szenarien KS80 und KS95 verwendet (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Kombination dieser beiden Produktionswege wird in Tab. 4-23 einer ausschließlichen fossilen Feedstockversorgung gegenüber gestellt. Die negativen Werte in der nachfolgenden Tabelle (grau hinterlegt) weisen auf einen gegenüber der bestehenden fossilen Route erheblich erhöhten Energiebedarf hin. Dieser wird allerdings wie bei PTL mit einem zunehmenden Anteil regenerativ erzeugt.

Tab. 4-23 Jährliche Primärenergieeinsparung durch die Technologiegruppe PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

TWh/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	0	- 66 bis - 134
2040	- 59 bis - 159	- 99 bis - 255
2050	- 140 bis - 356	- 105 bis - 329

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Die in Frage kommenden Katalysatormaterialien weisen große Bandbreiten hinsichtlich der Prozesseffizienz und Selektivität auf. Es werden zum Teil seltene Materialien als funktionelle Zentren verwendet, siehe dazu auch die Darstellung im Kapitel 0. Allgemein erfolgt viel F&E-Tätigkeit im Bereich der heterogenen Katalyse und an komplexen Materialien, oft in Verbindung mit Nanopartikeln, und weitere Fortschritte sind hier nach wie vor notwendig. Abhängig vom spezifischen Einsatzbereich kommen sehr unterschiedliche Materialien zum Einsatz, dies ist u. a. auch abhängig von der Priorisierung von Selektivität oder Stoffumsatz (Schlögl 2015). Entsprechend

können Anlagen auf unterschiedliche Parameter hin optimiert werden, wobei die Energieeffizienz lediglich einer unter vielen ist und erst durch entsprechende Preissetzung (z. B. durch den steuerrechtlichen Rahmen oder eine angepasste Subventionspolitik) eine höhere Priorisierung erreicht.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Technologiegruppenübergreifend

Mit dem Kriterium „Kosteneffizienz“ wird die Wirtschaftlichkeit eines Technologiefeldes in Bezug auf eine fossile Referenztechnologie bewertet. Die beiden Technologiegruppen PTL und PTC sind derzeit noch nicht bis zur kommerziellen Anwendung hin entwickelt, so dass Aussagen über ihre Wirtschaftlichkeit nur für zukünftige Einsätze gemacht werden können. Entscheidend ist dabei neben den Kosten der PTL/PTC Technologien vor allem die Preisentwicklung der fossilen Referenzen.

In Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von PTL/PTC ist der Strompreis eine der relevantesten Eingangsgrößen. Die Annahmen zur Entwicklung des Strompreises im sich entwickelnden regenerativ basierten Energiesystem in Deutschland werden aus *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff),* der die Wasserstoffherstellung behandelt, entnommen. Gerechnet wird hier mit Stromkosten von 2-5 ct/kWh.

Bei elektrischer Bereitstellung des erheblichen Energiebedarfs für PTL/PTC entstehen jährliche Kosten in Höhe mehrerer Milliarden Euro. Dieser Betrag kann jedoch durch flexible Prozessführung und das Ausnutzen von Angebotsspitzen deutlich reduziert werden, und künftige Effizienzsteigerungen sollten in der Lage sein, den ggf. ansteigenden Energiepreis zu kompensieren.

Auf der anderen Seite wird für die fossilen Referenzen mit fortlaufend ansteigenden Grenzübergangspreisen für Rohöl, Erdgas und Kohle gerechnet, die diese Rohstoffe somit finanziell unattraktiver werden lassen. So steigt annahmegemäß der Grenzübergangspreis für Rohöl von ca. 43 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2017 auf ca. 90 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2050 an, was einer Steigerung von mehr als 2,2 %/a entspricht. Der Preis für Erdgas und Kohle folgt diesem Trend, wenngleich in etwas geringerem Maß: Der Grenzübergangspreis von Erdgas steigt von 29 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2017 auf ca. 50 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2050 an (Steigerung von ca. 1,7 %/a). Der Preis für Steinkohle steigt von 11 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2017 auf ca. 16 $€_{2010}$/MWh im Jahr 2050 an (Steigerung von ca. 1,2 %/a). Der aktuelle Preis für Braunkohle liegt bei 6 €/MWh_{th} und wird als stabil angesehen (Repenning et al. 2014). Die Grenzübergangspreise sind hier lediglich zur Darstellung des künftig antizipierten, langfristigen Preisverlaufs beschrieben.

Tatsächlich ist kam es allerdings seit 2012 zu einem starken Preisverfall, der Grenzübergangspreis fiel von etwa 29 €/MWh auf etwa die Hälfte, 15 €/MWh (Statista 2017).

Der Erdgaspreis an der Börse liegt derzeit (2017) bei ca. 10 €/MWh, was je nach Energiegehalt des Erdgases 0,7-1,0 €/t entspricht. Im Zeitraum 2007-2017 schwankte der Börsenpreis allerdings zwischen 5 €/MWh und 29 €/MWh (finanzen net GmbH 2017), dies entspricht 0,4-0,5 €/t bzw. 2,1-2,9 €/t. Diese Bandbreite ist auch in Tabelle Tab. 4-24 abgebildet, die einige wesentliche Rahmendaten für das gesamte

Technologiefeld PTL/PTC im Zieljahr 2050 zeigt. Insbesondere die Werte für die Rohstoff-, Wasserstoff- und Stromkosten sind mit *Technologiebericht 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)* abgestimmt und innerhalb des Gesamtvorhabens konsistent.

Tab. 4-24 Techno-ökonomische Kenndaten zum gesamten Technologiefeld PTL/PTC

	Einheit	2050
Verfügbarkeit	%	95
Volllaststunden	h/a	8.300
Lebensdauer	a	30
Investitionskosten	€/kW	1.000
Variable Betriebskosten	% von CapEx	3 – 5
Effizienz der H_2 Umsetzung	%	65
Wasserstoff-Kosten	€/MWh_{H2}	34 – 72
Stromkosten	€ Cent / kWh	2 – 5
Kraftstoffkosten	€/MWh PTL	70 – 129
	€/l	0,69 – 1,26
Methankosten	€/MWh PTC	5 – 29
	€/t	0,4 – 2,9
Naphthakosten	€/t	250 – 800

Power-to-Liquids

Da die PTL-Technologie bisher nicht kommerziell angewandt wird und auch eine Anwendung im deutschen Markt aufgrund der Nachfrage (siehe Marktpotenzial) erst ab 2040 erwartet wird, wird an dieser Stelle nur ein Zielwert für 2040/2050 angegeben. Auch wenn andere Studien einen früheren Markteintritt erwarten, wird hier aufgrund der notwendigen Konsistenz innerhalb des Projekts auf das in Kapitel 4.1 ermittelte Marktpotenzial für Deutschland verwiesen. Die zugrunde liegenden Kenndaten der Kostenermittlung basieren auf (Fasihi et al. 2016; Varrone und Ferrari 2015). Wie unter Kapitel 4.1 erläutert, beziehen sich die spezifischen Investitionskosten von rund 1.000 €/kW auf die Kombination der Technologien „Synthesegasproduktion“ und „Upgrade“.

Als Referenz für PTL wird wie auch bei den Kriterien 4: Beitrag zu Klimazielen und 5: Energieeffizienz der jeweilige Mix aus Benzin und Diesel für die Jahre 2040 und 2050 angenommen. Nach (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) werden für den entsprechenden Mix der konventionellen Kraftstoffe im AMS Szenario ohne Steuern in 2040 rund 1,2 €/l und für 2050 rund 1,4 €/l angesetzt.

Mit diesen Annahmen werden die vermiedenen Kosten für PTL in den Jahren 2040/2050 wie in Tab. 4-25 ausgewiesen berechnet.

Tab. 4-25 Jährliche Kosteneinsparung durch PTL in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. €$_{2015}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	-	-
2040	-	- 0,3 - 4
2050	-	1,5 - 7

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Am unteren Ende der Bandbreite schwankt das Ergebnis der Rechnung von knapp negativ (-0,1 €/l; also Mehrkosten durch den Einsatz von PTL statt konventioneller Kraftstoffe) zu knapp positiv (0,1 €/l; also vermiedene Kosten). Die tatsächliche Ausgestaltung des PTL-Prozesses mit den anfallenden Kosten und der Auslastung bzw. Effizienz der Anlage wird daher entscheidend sein dafür, ob durch PTL Mehrkosten oder Einsparungen entstehen.

Obwohl in der Tabelle die Zahlenwerte ausgewiesen werden, sollte unter Berücksichtigung der Unsicherheiten für den Zeitraum 2040/2050 die Technologie PTL als „kostenneutral = weder Mehr- noch Minderkosten“ betrachtet werden.

Power-to-Chemicals

Die Kosten für die *Ethylenerzeugung* variieren weltweit und auch in Abhängigkeit vom Feedstock sehr stark. Während in Saudi-Arabien für Ethylen aus Ethan weniger als 50 $/t anfallen, lagen die Kosten für die Synthese aus Ethan in den USA bei über 225 $/t Ethylen und dürften bis 2023 auf über 600 $/t steigen. Für China stellt der kohlebasierte Synthesepfad Coal-to-Olefins (CTO) mit leicht ansteigenden Kosten um 600 $/t Ethylen auf absehbare Zukunft noch den günstigsten Weg dar. Der in Westeuropa angewandte Naphtha-basierte Pfad mittels Steamcrackern verursachte 2013 Kosten von über 1.000 $/t Ethylen, welche bis 2023 auf ca. 1.300$/t ansteigen dürften. Ein ähnliches, sogar noch mit höheren Kosten behaftetes Bild zeigt sich für Naphtha in Ostasien. Für MTO dagegen wird im gleichen Zeitraum ein deutlicher Kostenrückgang angenommen, von ca. 1.400 $/t (China) bzw. 1.500$/t (USA) in 2013 auf 1.120 $/t bzw. 1.350 $/t Ethylen in 2023. Ethylen aus fossiler nordamerikanischer Produktion wird über die nächsten Jahre wesentlich günstiger bleiben aus alternative Routen, der Kostenunterschied wird allerdings geringer. Der Anteil von nicht-Steamcracker-basierten Routen wie MTO nimmt aktuell zu, es wird ein Anstieg von 2014 bis 2018 von ca. 2 % auf ca. 6 % angenommen. (Lewandowski 2014)

Die Preisentwicklung für *Olefine* zeigt derzeit einen ansteigenden Trend: von 500-600 $/t in 2000 auf 1.000$/t (Ethylen) bis 1.600$/t (Butadiene) in 2014 (Nexant und ChemVision 2014). Allerdings dürfte sich dieser Trend durch den massiven (fossil basierten) Produktionsausbau und resultierende Überkapazitäten abschwächen oder zumindest zeitweilig umkehren (Ceresana 2014; Lewandowski 2014). Generell

wird in vielen Szenarien von steigenden Preisen für Erdölderivate ausgegangen (IEA 2015; Prognos AG et al. 2014). Insofern kann für die Kostenabschätzung eine Verdoppelung der Preise fossiler Kohlenwasserstoffe bis 2050 angesetzt werden.

Europa ist wie China eine der importierenden Regionen. Für Europa bedeutet dies, dass der Aufbau einer alternativen Olefinproduktion primär zur Deckung des heimischen Bedarfs dienen und sich entsprechend an den heimischen Preisen orientieren wird. Ein Export ist zunächst nicht in Sicht (Lewandowski 2014).

Der relevanteste Rohstoff unter den Kohlenwasserstoffen für die westeuropäische chemische Industrie ist aktuell Naphtha (72 % der fossilen Rohstoffe in 2009). Zukünftig wird in 2050 ein Energiebedarf (= Strom) für die Produktion von regenerativem Methan für die stoffliche Nutzung von 282 TWh erwartet (siehe Kapitel 4.1), womit regenerativer Strom dann zum wichtigsten Feedstock wird.

Im April 2017 lag der Naphthakurs bei ca. 440 €/t, dieser Preis ist allerdings mit großen Schwankungen behaftet. Im 5-Jahres-Zeitraum zwischen 2012 und 2017 bewegte sich der Preis sogar zwischen 250 €/t im Minimum und fast 800 €/t im Maximum, langfristig scheint der Preis um ca. 500 €/t zu oszillieren (finanzen.net 2017).

Die bisherigen fossilen Feedstocks Naphtha bzw. Erdgas stellen einen wesentlichen Teil der aktuell zu erbringenden Kosten dar. Die langfristig veranschlagte Menge von 18,3 Mt Methan erfordert bei Bereitstellung durch Erdgas einen jährlichen Betrag von 150 – 260 Mio. € (für ca. 18,3 Mt fossilen Erdgases). In dieser Betrachtung sind Kosten für Emissionen (bzw. Zertifikate) noch nicht berücksichtigt, diese fallen allerdings vorwiegend in den weiteren Prozessschritten an. Interessant sind jedoch potenzielle negative CO_2-Emissionen durch die stoffliche Nutzung des CO_2 für die Methan- bzw. Methanolsynthese.

Für die Synthese von 1 t Methan wird 0,75 t Kohlenstoff benötigt, was durch 2,75 t CO_2 bereitgestellt werden kann. Falls es möglich ist, hierfür den entsprechenden im EU-Emissionshandel bestimmten Treibhausgasemissions-Zertifikate-Preis zu erhalten, der je nach den verwendeten Szenarien bis zum Jahr 2050 auf 50-310 € pro t CO_2 steigt (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), können die Gesamtkosten drastisch reduziert werden. Die erwähnten 18,3 Mt Methan erfordern für die verschiedenen PTC-Routen jeweils gut 50 Mt CO_2. Da über die Einbindung in den Emissionshandel keine Klarheit besteht, wurde die Vergütung durch Emissionsvermeidung nicht in die Kostenbetrachtung aufgenommen.

Für den Kostenvergleich wird der Naphthapreis einschließlich seiner prognostizierten Entwicklung den Stromkosten für die Synthese von Methan und den daraus erzeugten Folgeprodukten bis zu den als PTC-Endprodukt angesetzten Olefinen gegenüber gestellt. Dabei wird ein Elektrizitätspreis von 2 bis 5 ct/kWh angenommen.

Für die derzeitige Produktion fallen damit Rohstoffkosten (für Naphtha) von 7,7 Mrd. Euro (Bandbreite von 3,8 bis 12 Mrd. Euro) an, bei einer komplett strombasierten Produktionsweise stünden dem für die erforderlichen 390-580 TWh elektrischer Energie 7,7 bis 29 Mrd. € gegenüber. Insofern ist PTC lediglich bei geringen Stromkosten und höheren Naphthapreisen attraktiv.

Bei den angenommenen 8.300 Volllaststunden ist eine Leistung von ca. 50 GW erforderlich. Da für die erforderlichen Investitionen keine empirischen Werte vorliegen, werden für eine Größenordnungsbetrachtung diejenigen von PTL verwendet. Somit werden für den Anlagenbau Investitionen in Höhe von ca. 50 Mrd. € benötigt. Die variablen Betriebskosten sind zwar sicherlich auch signifikant, es wird allerdings angenommen dass sich diese nicht wesentlich von denen der bestehenden Produktionsweise unterscheiden dürften. Für eine Differenzbetrachtung sind diese demzufolge nicht relevant.

Ohne Berücksichtigung einer möglichen Vergütung von THG-Emissionszertifikaten ergibt sich damit das in Tab. 4-26 dargestellte Bild.

Tab. 4-26 Jährliche Kosteneinsparung durch PTC in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mrd. €/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	0	- 0,5 bis - 2,8
2040	- 0,5 bis - 5,0	- 0,8 bis - 7,7
2050	- 0,1 bis - 9,4	- 0,1 bis - 11

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehraufwand)

Die berücksichtigten Kosten sind somit durchgängig höher als im fossilen (BAU-) Referenzfall. Durch die starken Schwankungen der Rohstoffpreise (vor allem von Naphtha) und die unklare Strompreisentwicklung sind diese Aussagen mit großen Unsicherheiten versehen.

Nicht abgebildet in dieser Betrachtung sind die möglichen Einpreisungen der THG-Einsparungen, die je nach Szenario bis 2050 bei 50 – 310 €/t CO_2 liegen können (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015). Die Wirtschaftlichkeit wird hierbei jedoch nur gegeben sein, wenn der Strommix fast ausschließlich aus emissionsarm bis -frei arbeitenden erneuerbaren Energiequellen gespeist wird. Je höher der CO_2-Preis, je günstiger die erneuerbaren Energien und je intensiver weitere steuernde Mechanismen angewandt werden, desto eher ist mit einer Wirtschaftlichkeit von PTC zu rechnen.

Werden in einem weiteren Schritt Externalitäten mit berücksichtigt, so fällt von den bepreisbaren Externalitäten vor allem CO_2 ins Gewicht. Das Umweltbundesamt geht dabei von entstehenden Umweltkosten im Jahr 2017 von 102,75 $€_{2010}$/t CO_2 mit einer Bandbreite zwischen 50,5 $€_{2010}$/t CO_2 als unterem und 153,25 $€_{2010}$/t CO_2 als oberem Wert aus. Für 2030 betragen für Werte 145 $€_{2010}$/t CO_2 (unterer Wert 70, oberer Wert 215) (UBA 2012). Weitere, schwerer monetär greifbare Externalitäten können zudem in den drei Bereichen „Lärm“, „Natur, Landschaft, Artenvielfalt, Trennwirkungen“ und „Langfristige Risiken“ auftreten. Diese werden hier lediglich qualitativ besprochen.

- *Lärm*: Die Raffinerien selbst weisen wie konventionelle Raffinerien eine gewisse Geräuschintensität auf, die jedoch lokal begrenzt ist. Ausschlaggebender dürfte hier am ehesten noch die Lärmentwicklung der eingesetzten Windräder zur Deckung des Strombedarfs sein. Dies liegt allerdings außerhalb der Betrachtung der Technologiefeldes PTL/PTC.
- *Natur, Landschaft, Artenvielfalt, Trennwirkungen etc.:* Auch hier stellen die Raffinerien eher lokal begrenzte Beeinflussungen dar. Ggf. können neu benötigte Pipelines und Stromtrassen hier Relevanz entfalten (hierzu sei auf den *Technologiebericht 3.1: Stromtransport und –verteilung* verwiesen), ebenso haben die benötigten Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung hier einen potenziellen Einfluss. Dem gegenüberzustellen ist jedoch die sukzessive Reduktion der fossilen Abbaukapazitäten mit den oftmals mit diesen Anlagen verbundenen gravierenden Umweltschäden.
- *Langfristige Risiken:* Hierzu zählen Unfallrisiken und das Endlagerproblem bei Nuklearanlagen, Hier sind keine neuen Risiken zu erwarten, die nicht schon in den konventionellen Prozessen bestehen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass das Risiko verheerender Unfälle wie etwa großflächiger Vergiftungen durch den Austritt toxischer Stoffe eher zurückgehen sollte, da u. a. Rohöl oder dessen Derivate mehr derart weit transportiert werden müssen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Mit diesem Kriterium wird abgeschätzt, welcher Beitrag durch den Ausbau von PTL/PTC für die inländische Wertschöpfung erzielt werden kann. Die Betrachtung erfolgt qualitativ für das Technologiefeld insgesamt und im Vergleich zur konventionellen Referenz.

Die Wertschöpfungsketten der konventionellen fossilen Kraftstoffe sind wegen der sehr geringen inländischen Rohölförderung in Deutschland überwiegend in den Ölförderländern angesiedelt. Hierzu gehören der weit überwiegende Anteil des auf den Kraftstoffverbrauch entfallenden Upstream-Geschäfts (Rohölförderung und Aufbereitung) sowie teilweise auch das besonders profitable Downstream-Geschäft der Erzeugung der Produkte in den Raffinerien. Inländische Wertschöpfung entfällt daher bezogen auf den inländischen Verbrauch der Produkte weitgehend auf die inländischen Raffinerien sowie auf den Vertrieb der Produkte und die dafür erforderliche Logistik.

Bei der Umsetzung von PTL bzw. PTC kann demgegenüber 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 damit in Zusammenhang stehende 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 inländischen Verbrauch von Produkten überproportional ausfallen. Durch die Dekarbonisierung kann daher bei diesen Technologien potenziell eine beträchtliche

Steigerung der inländischen Wertschöpfung gegenüber dem Ausgangszustand induziert werden.

Beim Betrieb der Erzeugungsanlagen entscheiden letztlich im internationalen Wettbewerb die Kostenstrukturen und der Logistikaufwand über die Standorte.

Hiervon unbeeinträchtigt kann die Wertschöpfung im Bereich des Anlagenbaus aber auch bei geringeren Anteilen der inländischen Erzeugung von Produkten hoch sein. Dies betrifft vor allem die forschungsintensive Optimierung von Anlagen und Katalysatoren. Allein der weltweite Markt für in Chemieanlagen genutzte Katalysatoren wird auf einen Umfang von 10 Mrd. Euro geschätzt (Schüth 2006). Die hier betrachteten PtL-Technologien repräsentieren daher bezogen auf die Produkterzeugung und die dabei eingesetzten Investitionsgüter eine beträchtliche Wertschöpfung.

Aktuell ist durch die geringen fossilen Rohstoffpreise der Aufbau alternativer Erzeugungspfade wirtschaftlich wenig attraktiv. Jedoch zeigt die Volatilität der Rohstoffpreise, dass es für die Stabilität der heimischen Wirtschaft einschließlich des weiterverarbeitenden Gewerbes von großem strategischen Interesse sein kann, heimische Produktionskapazitäten zu besitzen.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

In der vorgegebenen Bandbreite wird das Technologiefeld zwischen den beiden Extremen „Technologieführerschaft“ und „abgeschlagen“ angesetzt (siehe Tab. 4-27). Wie im Folgenden dargestellt wird, treffen eher zwei Kategorien zu, denn in manchen Teilbereichen kann Deutschland durchaus als „wettbewerbsfähig“, in anderen „nur in Einzelanwendungen [als] konkurrenzfähig“ gesehen werden.

Tab. 4-27 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes PTL/PTC

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Power-to-Liquids

Innerhalb des vergleichsweise kleinen Forschungsfelds PTL arbeiten derzeit international bzw. transnational operierende Konzerne an der Fischer-Tropsch-Synthese. Diese Konzerne sind z. T. auch in Deutschland vertreten, können aber nicht grundsätzlich der deutschen Industrie-Landschaft zugerechnet werden.

Die südafrikanische Sasol mit Tochter-Unternehmen auch in Deutschland[14] ist einer der weltweit größten Hersteller synthetischer Kraftstoffe. Ausgangsbasis ist seit den 1990er Jahren vor allem Kohle, es kommt aber auch Erdgas zur Anwendung. Shell

[14] http://www.sasolgermany.de/index.php?id=108&no_cache=1

betreibt seit 2012 großmaßstäblich und kommerziell in Quatar die sogenannten Pearl-Anlage[15] , in der aus Erdgas der synthetische Kraftstoff GTL hergestellt wird.

Auf der anderen Seite sind in verschiedenen Ländern Start-Ups mit dem Forschungsfeld PTL befasst. Beispiele dafür sind die deutsche Sunfire, aber auch die israelische NewCO2Fuels oder die US-amerikanische LanzaTech (siehe auch Kapitel 3.1). Solche Start-Ups treten nur in Erscheinung, wenn sie eine gewisse Größe sowie technischen Stand erreicht haben, der eine Sichtbarkeit und auch ein (Reise-)Budget mit sich bringt, dass eine Teilnahme an (internationalen) Konferenzen ermöglicht. Daher bleibt die Analyse in diesem Fall eher exemplarisch. Als Beispiel sei die „Conference on Carbon Dioxide as Feedstock for Fuels, Chemistry and Polymers“[16] genannt, die in 2017 bereits zum siebten Mal stattfindet und an der die drei genannten Start-Ups wiederholt teilgenommen haben.

Zudem sei noch China erwähnt, das derzeit in Autoflotten schon bis zu 15 % Methanol beimischt und damit ein weltweit sehr bedeutender Verbraucher ist. Da der Verbrauch zukünftig weiter ansteigt, ist zu erwarten, dass China auch in der Forschung und Entwicklung von PTL eine relevante Rolle einnehmen wird.

Die Aufstellung der deutschen Industrie bzw. Forschung wird daher im Mittel zwischen „wettbewerbsfähig“ und „nur in Einzelfällen konkurrenzfähig“ eingeschätzt.

Power-to-Chemicals

Traditionell sind alternative, nicht auf Erdölfraktionen aufbauende Erzeugungspfade vorwiegend in den Ländern erforscht und z. T. etabliert, die keine relevanten Mengen Erdöl, jedoch große verfügbare andere Kohlenwasserstoff-Ressourcen besitzen und ausbeuten. Auch wenn diese Anlagen oftmals geringe Wirkungsgrade und Selektivitäten aufweisen und auch dort großer weiterer F&E-Bedarf existiert, besteht für diese Länder die Herausforderung primär im Aufbau einer regenerativen Stromerzeugung und der Etablierung einer Wasserstoff- und Methan- (bzw. Methanol-) Infrastruktur.

In Deutschland ist dieser Erzeugungspfad bislang von nur geringer Relevanz. Die heimische Petrochemie fußt derzeit primär auf Naphtha und es sind von Industrieseite bislang nur geringe Bestrebungen erkennbar, hier zu diversifizieren. Entsprechend scheint auch die F&E-Landschaft wenig auf speziell dieses Thema ausgerichtet zu sein. Ausnahmen sind z. B. die Linde AG mit Aktivitäten hinsichtlich Wasserstoff oder die ThyssenKrupp AG mit verstärktem Interesse an der Methanolproduktion. Nichtsdestotrotz besteht in Deutschland eine große Expertise hinsichtlich Prozessen der heterogenen Katalyse einschließlich grundlegender Forschungsaktivitäten. Die Einschätzung hinsichtlich der Aufstellung der deutschen Industrie erfolgt demzufolge ebenso wie in der Technologiegruppe PTL zwischen „wettbewerbsfähig“ und „nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig“ (siehe Tab. 4-27).

15 http://www.shell.com.qa/en_qa/projects-and-sites/pearl-gtl.html

16 http://co2-chemistry.eu

Teilkriterium 8.2 F&E Budget

In der zentralen Datenbank der International Energy Agency (IEA) zur Forschungsförderung[17] ist der Bereich *Power-to-Liquids* bisher nicht abgebildet, so dass auf eine höhere Aggregationsstufe zurück gegriffen werden muss. In der Datenbank enthalten sind der Bereich „Transport“ und dort „Straßenverkehr“ sowie dessen Unterbereiche „Kraftstoffe für den Straßenverkehr ohne Wasserstoff [und konventionelle Kraftstoffe]“ sowie „nicht zugeordnet“, die für diese Auswertung herangezogen werden.

Für Deutschland ist der Bereich „Transport“ nicht weiter aufgeschlüsselt, so dass die Kategorie „nicht zugeordnet“ deckungsgleich mit diesem Bereich ist. Im internationalen Vergleich ist die gleiche Einschränkung für die meisten Länder zu beobachten. Nur in wenigen Fällen wird der Unter-Bereich „Kraftstoffe für den Straßenverkehr ohne Wasserstoff [und konventionelle Kraftstoffe]“ überhaupt extra ausgewiesen, etwa für Kanada, Frankreich und die USA. Nicht in jedem Fall sind dabei die Zeitreihen vollständig gefüllt, so dass zum Teil nur für einige Jahre im Betrachtungszeitraum 2010-2015 Werte vorliegen. Aus lückenhaftem Datenmaterial kann aber nicht unbedingt geschlossen werden kann, dass in den Ländern, die keine Angaben gemacht haben, keine F&E erfolgt.

Die Aussagekraft der Auswertung ist damit so stark eingeschränkt, dass eine weitere Ausarbeitung nicht sinnvoll erscheint.

Für das nochmals weniger etablierte Technologiefeld *Power-to-Chemicals* treten die oben geschilderten Schwierigkeiten ebenfalls auch – auch hier finden sich keine sinnvoll zuordenbaren und aussagekräftigen Kategorien. Es ist davon auszugehen, dass das auf dieses Technologiefeld sich beziehende F&E-Budget sich als vermutlich kleiner Teilposten in angrenzenden Bereichen verbirgt, jedoch lässt dies keine belastbaren weiteren Schlüsse zu.

Die Bewertung dieses Teilkriteriums ist damit für PTL und PTC nicht möglich.

Teilkriterium 8.3 F&E Output

Die Auswertung des F&E-Outputs erfolgt über eine Betrachtung der relevanten Publikationen sowie der angemeldeten Patente.

Für die Publikationen wurde eine Abfrage per Scopus vorgenommen, indem eine Verknüpfung von Schlagworten (Beispiel: „Power-to-Liquid“, „Fischer-Tropsch“ sowie „Methanol im Kontext Fuel“) gebildet wurde. Das Bild, das sich daraus ergibt, schließt Publikationen mit einem anderen Fokus als dem hier adressierten (etwa Forschung zu Methanol und seinen medizinischen Implikationen) weitgehend aus, so dass eine Aussage zum Forschungsfeld im vorliegenden Projekt möglich ist.

Power-to-Liquids

Die Anzahl der Publikationen aus Deutschland bzw. mit Autorenschaft, die sich in Deutschland verorten lässt, ist über den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2014 relativ konstant geblieben bzw. hat sich leicht gesteigert.

[17] http://wds.iea.org/wds/ReportFolders/ReportFolders.aspx?CS_referer=&CS_ChosenLang=en

Weltweit lässt sich darüber hinaus in den vergangenen rund 20 Jahren eine deutliche Steigerung der Publikationen zur Technologiegruppe ausmachen. Der Anteil Deutschlands hat in 1999 einen Peak mit 10 % erlebt, bleibt aber im weiteren Durchschnitt mit rund 3-8 % vergleichsweise stabil.

Tab. 4-28 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTL – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	76
	% bzgl. Welt	4,08
Zeitlicher Trend (über mindestens 5 Jahre)	Einheit/a bzgl. Absolutwert	5,8
	%/a bzgl. Relativwert	0,3
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten	Absolutwert	11
Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	% bzgl. Welt	1,7

Die Recherche nach Patenten im Technologiefeld erfolgte mit den gleichen Stichworten wie die Literatur-Recherche, um eine Vergleichbarkeit beider Bereiche herzustellen. Dabei wurde der Service DEPATISnet des Deutschen Patent- und Markenamtes verwendet (siehe *Teilbericht 1*)[18]. Die deutschen Patente sind im Betrachtungszeitraum 2012-2016 in Deutschland konstant gesunken: Nachdem die Anzahl in 2012 bei 20 Patenten lag, ist in 2015 mit nur noch 6 Meldungen ein Tiefstand erreicht worden (2016: 8). Der Anteil deutscher Patente an den weltweit gemeldeten ist mit 1,4 % (2015) bis 3,8 % (höchster Anteil in 2016) sehr gering.

Power-to-Chemicals

Die strombasierte Bereitstellung von kohlenwasserstoffhaltigen Chemikalien kann über viele Wege erfolgen. So wurde OCM ab ca. 1985 intensiv beforscht, in den frühen 90er Jahren ist ein Peak in Publikationen und Patenten zu verzeichnen. Seit ca. 2000 ist die weltweite Aktivität auf einem sehr viel niedrigeren Niveau relativ konstant.

Um ein zumindest weitgehend repräsentatives Bild der akademischen Forschung zu PTC zu erhalten, wurde für die Publikationsanalyse eine Auswahl von Schlagworten gewählt, die zwar nicht das ganze diverse Feld und schon gar nicht die relevanten

18 https://www.dpma.de/service/e_dienstleistungen/depatisnet

Aspekte der auf Katalysatormaterialien bezogenen Grundlagenforschung abbilden, allerdings dennoch einen guten Querschnitt darstellen[19].

Das Ergebnis ist sowohl in Abb. 4-1 als auch in Tab. 4-29 dargestellt.

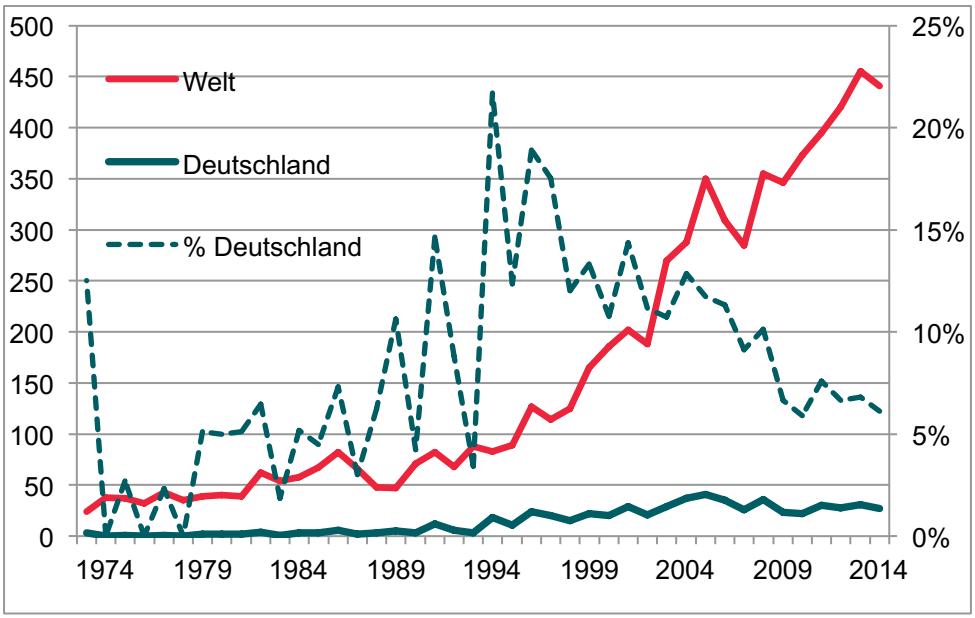


Abb. 4-1 Publikationen zur Technologiegruppe PTC – Deutschland und weltweit

Da mit der gewählten Suchabfrage keine klar der Gruppe PTC zuordenbaren Patente für Deutschland auffindbar sind (lediglich eines im Jahr 2009), lässt sich keine weitergehende Analyse bezüglich Patenten durchführen. Auch ist die weltweite Gesamtzahl sehr gering (0-22 Patente pro Jahr im Zeitraum 2000-2014). Dies spricht für eine Kombination aus einem möglicherweise geringen Kommerzialisierungsgrad und einer starken Ausdifferenzierung der einzelnen Prozesse, so dass nur bei sehr spezifischen Suchbegriffen eine – stets geringe – Anzahl von Ergebnissen auffindbar ist.

19 Die Scopus-Analyse wurde mit der folgenden Schlagwort-Auswahl durchgeführt:
TITLE-ABS-KEY ("Gas-to-Chemicals" OR "Methanol-to-Olefin" OR "MTO" OR "DMTO" OR "SDTO") OR (("Olefin" OR "Alken" OR "NH3" OR "Ammonia") AND ("Hydrogen" OR "HCP" OR "methanol conversion") AND ("catalys" OR "synthesis" OR "Fluidized Bed Reactor"))

Tab. 4-29 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für die Technologiegruppe PTC – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
(Relativer) Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	Absolutwert	27
	% bzgl. Welt	6,1
Zeitlicher Trend über 5 Jahre	Einheit/a bzgl. Absolutwert	Leicht ansteigend, +1/a
	%/a bzgl. Relativwert	unverändert
Zeitlicher Trend über 15 Jahre	Einheit/a bzgl. Absolutwert	Leicht ansteigend, +0,1
	%/a bzgl. Relativwert	rückläufig, -0,5
Patente (nach Anmeldejahr) als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten	Absolutwert	0
Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	% bzgl. Welt	-

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Relevant für die Einschätzung der gesellschaftlichen Akzeptanz von PTL sowie PTC ist, dass beide Technologiefelder als Alternative bzw. Ergänzung zum notwendigen Stromnetzausbau gesehen werden und möglicherweise dazu beitragen können, die (negativen) Auswirkungen durch diesen abzumildern.

Von daher kann per se erwartet werden, dass die gesellschaftliche Akzeptanz bei der Umsetzung von PTL/PTC eher hoch sein wird. Auf der anderen Seite basiert das PTL/PTC-Konzept auf der Nutzung von regenerativ erzeugtem Strom, was ebenfalls eine recht hohe Akzeptanz in der Gesellschaft erwarten lässt.

Negative Auswirkungen der großmaßstäblichen Erzeugung von regenerativem Strom durch z. B. Windparks werden dagegen bislang in der öffentlichen Wahrnehmung nicht unbedingt mit dem Endprodukt PTL verknüpft.

Bezüglich der Produktqualität ist im Idealfall kein Unterschied zwischen den aus fossilen und den aus regenerativen Feedstocks hergestellten Produkten erkennbar. Somit dürfte die Kunden- bzw. Nachfrageseite im Verlauf der weiteren Wertschöpfungskette unproblematisch sein.

Da nicht davon auszugehen ist, dass die Umstellung der Petrochemie auf diese neuen Produktionsweisen mit einem drastischen Arbeitsplatzabbau einhergehen wird (es dürfte hierbei eher zu einem Aufbau neuer Arbeitsplätze kommen) und das Anforde-

rungsprofil an die Beschäftigten vergleichbar ist, dürfte weder von Unternehmens- noch von Gewerkschaftsseite mit Widerständen zu rechnen sein.

Abhängig von der flankierenden Förderstruktur dieses Technologiefelds und möglicherweise damit einhergehenden Subventionen oder Bevorzugungen (z. B. durch eine teilweise Freistellung von EEG-Umlagen) könnte PTL/PTC durch seinen hohen Energiebedarf allerdings auf Widerstände stoßen. Um diese zu vermeiden, ist ein starker Aufbau entsprechender Anlagen erst sinnvoll, wenn mindestens parallel dazu eine entsprechend reife regenerative Stromversorgung aufgebaut wird bzw. wurde.

Beide Technologien werden daher auf den Ebenen „Markt“, „Gesellschaft“ und „lokal“ durchgehend mit eher hoher Akzeptanz bewertet.

Die Ergebnisse sind in Tab. 4-30 zusammengefasst.

Tab. 4-30 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld PTL/PTC bei Markteinführung (2040)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwichlungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Power-to-Liquids	Eher hohe Akzeptanz (2)	Alternativer Kraftstoff mit hoher Kompatibilität zu bestehenden Strukturen; kein Umbau im Verkehrssektor notwendig	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf sozio-politischer Ebene sind keine negativen Implikationen zu erwarten.	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf lokaler Ebene sind kaum Auswirkungen /Änderungen zum vorigen System zu bemerken.
Power-to-Chemicals	Eher hohe Akzeptanz (2)	Keine Unterschiede in den basischemikalischen Produkten - kein Umbau im weiterverarbeitenden Bereich der Spezialchemie notwendig	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf sozio-politischer Ebene sind keine negativen Implikationen zu erwarten.	Eher hohe Akzeptanz (2)	Auf lokaler Ebene sind kaum Auswirkungen /Änderungen zum vorigen System zu bemerken.

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Power-to-Liquids

Innerhalb des Technologiefelds ist die Technologiegruppe Power-to-Liquids im Kontext der anderen Kraftstoffe zu sehen. Dabei sind nicht nur die konventionelle Referenz (Benzin und Diesel), sondern auch die anderen Alternativen zu betrachten.

Im Gegensatz zu den gasförmigen Kraftstoffen (eCH_4, H_2) macht die Verwendung von synthetischen flüssigen Kraftstoffen keine wesentlichen Änderungen im Nutzerverhalten oder der Infrastruktur notwendig. Das gilt sowohl für die Tankstelle als Schnittstelle zum Verbraucher als auch für die Distribution. PTL kann in einer Übergangszeit als Drop-in-Kraftstoff (Beimischung in kleinen Mengen) sogar parallel ohne größeren Aufwand für Benzin/Diesel genutzt werden. Auch die Erzeugungsanlagen werden vergleichbar zu den Referenzanlagen, wenn nicht eher kleiner und dezentraler, sein, so dass auch hier in der Tendenz eher mit einer erhöhten Akzeptanz gerechnet werden kann.

Dass keine Änderungen im Nutzerverhalten durch die Einführung von PTL notwendig werden, kann im Gegenzug auch negativ gesehen werden. Dem Endnutzer wird suggeriert, dass ein „weiter wie bisher“ aufgrund der technischen Fortschritte in Ordnung ist, so dass die notwendige Mobilitätswende an dieser Stelle eher erschwert wird.

Im Vergleich mit biogen basierten Kraftstoffen profitiert PTL davon, dass die Rohstoffbasis aus erneuerbarem Strom und CO_2 deutlich unproblematischer ist als Biomasse mit den vielfältigen Anforderungen an die nachhaltige Bereitstellung.

(Tremel et al. 2015) haben verschiedene Kraftstoffe, darunter Fischer-Tropsch-Diesel, Methanol, DME und SNG (*Synthetic Natural Gas*) bezüglich der Technologie, Ökonomie sowie Akzeptanz miteinander verglichen. Dabei erreicht FT knapp vor Methanol die besten Akzeptanzwerte, während insbesondere SNG weiter zurück liegt. Begründet wird das zum einen mit der bereits erwähnten Kompatibilität von PTL mit den bekannten konventionellen Kraftstoffen, zum anderen (insbesondere für Methanol) damit, dass die Stoffe seit Jahren bekannt sind und sicher gehandhabt werden, so dass keine Sicherheitsbedenken vorliegen.

Es ist allerdings zu bemerken, dass insbesondere die Verwendung von PTL als Kerosin-Ersatz für den Flugverkehr einem besonders strengem Zulassungsverfahren unterliegt, welches durch die spezielle Sicherheitslage (Einsatz für die Beförderung vieler Menschen in der Luft) und den daraus resultierenden Anforderungen bedingt ist (Morgan 2011; Moses 2007).

Power-to-Chemicals

Idealerweise verändert sich die Qualität und Verfügbarkeit der produzierten Basischemikalien nicht durch die Prozessumstellung auf PTC. Insofern ist nicht davon auszugehen, dass es auf Abnehmerseite zu relevanten Veränderungen kommt. Potenziell positiv dürfte sowohl von Marktakteuren als auch hinsichtlich der soziopolitischen Akzeptanz die geringere Abhängigkeit von fossilen Rohstoffimporten mit volatilen Preisen sein. Hierdurch wird zudem die Liefer-Abhängigkeit der fossilen Rohstoffe (Erdöl und Erdgas) reduziert. Auch dies dürfte zur Akzeptanz beitragen.

Auch im Hinblick auf den benötigten Strom ist von eher hoher Akzeptanz auszugehen, sofern keine in der Öffentlichkeit als ungerechtfertigt hoch empfundenen Subventionen oder starke Verteuerungen durch Umlagefinanzierungen auftreten. Die Akzeptanz wird generell bei der Bereitstellung von regenerativem Strom höher eingeschätzt; dieses Thema soll aber an dieser Stelle nicht vertieft werden, sondern ist

Gegenstand anderer Technologieberichte aus dem *Technologiebereich 1: Erneuerbare Energien*.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Dieses Kriterium zielt darauf ab, Pfadabhängigkeiten und Reaktionsfähigkeiten zu messen, um festzustellen, ob gegebenenfalls noch ein Umsteuern auf einen anderen Pfad bzw. eine andere Technologie möglich ist, oder ob mit der Entscheidung für die Technologie so genannte „Lock-In“ Effekte zu erwarten sind. Zu diesem Zweck werden Angaben zu Planungs- und Bauzeit von Anlagen sowie deren wirtschaftliche Nutzungsdauer ermittelt.

PTL werden in Deutschland erst ab 2040/2050 in relevanter Höhe im Markt erwartet, so dass in Tab. 4-31 nur ein Zielwert für den langfristigen Ausblick angegeben wird. Angaben zur Planungszeit sowie Bauzeit werden als Annäherung aus den drei in Kapitel 3.1 aufgeführten Beispiel-Unternehmen und deren Anlagen abgeleitet.

Für PTC gelten die bei PTL dargestellten Betrachtungen in analoger Weise. Da zudem die Anlagen in der Regel, wenngleich je nach Ausgestaltung in unterschiedlichen Mengenverhältnissen, sowohl Kraftstoffe als auch Basischemikalien produzieren, ist davon auszugehen, dass sich die Spezifikationen hinsichtlich notwendiger Investitionen, Dimensionierung, Lebensdauer etc. nicht wesentlich unterscheiden. Insofern sind die in Tab. 4-31 aufgelisteten Indikatoren auch auf PTC übertragbar.

Insbesondere aufgrund einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer der produzierenden Anlagen von 30 Jahren ist eine klare Pfadabhängigkeit dieses Technologiefeldes gegeben.

Tab. 4-31 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes PTL/PTC

Variable	Einheit	2040/2050
Planungszeit	Monate	12
Bauzeit	Monate	12
Heute übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer	Jahre	30
Spezifische Investition	$€_{2015}$/Einheit	1.000 €/kW

Im Kontext der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit ist neben den technischen Rahmenbedingungen durch die Planungs- und Bauzeit und den zu tätigenden Investitionen insbesondere für *Power-to-Liquids* noch die Ebene des Marktes zu beachten.

PTL wird in den Szenarien in relevanten Mengen auch als Treibstoff für den Flugverkehr eingesetzt, da für diesen Sektor wenig CO_2-arme Alternativen zur Verfügung stehen. Rein technisch ist die Einsatzfähigkeit von synthetischen Kraftstoffen in einigen Fällen bereits nachgewiesen; allerdings ist das Prozedere der Zulassung von alternativen Kraftstoffen für den Flugverkehr sehr aufwendig und kann sich über zehn Jahre und mehr hinziehen (Wilson III et al. 2013; Morgan 2011; Moses 2007). Daher ist in diesem Bereich eine gewisse Pfadabhängigkeit gegeben, da der Flugsektor als

Abnehmer von PTL nicht ohne weiteres und schnell auf andere Alternativen umschwenken kann, wenn PTL nicht weiter produziert würde. Die einzige Ausweichoption bietet in dem Fall das bekannte konventionelle und fossil basierte Kerosin.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die erfolgreiche Umsetzung aller Einsparziele von PTL/PTC hängt mit der Verfügbarkeit THG-emissionsfrei bereitgestellter elektrischer Energie zusammen – „ein Kohleausstieg müsste [...] bereits weitgehend vollzogen sein, bevor der Gesamtstromverbrauch durch Elektromobilität, Wärmepumpen etc. wieder ansteigt." (Wehnert et al. 2017) Entsprechend ist eine zeitnahe flächendeckende Umsetzung dieser Technologien in Deutschland von einem raschen Kohleausstieg (vor 2035) und dem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien abhängig.

Je stärker der Auf- und Ausbau hybrider Netzwerke vorangetrieben wird, die u. a. Elektrizität, Gas und thermische Energie integrieren (Lehner et al. 2014), desto besser können bestehende Speicher genutzt und Versorgungs- bzw. Bedarfsspitzen abgepuffert werden, um eine möglichst weitgehende und gleichmäßige Anlagenauslastung zu realisieren.

Power-to-Liquids

Die Erzeugung von PTL setzt auf erneuerbaren Strom in größeren Mengen auf und unterliegt damit für den ersten Verfahrensschritt den gleichen Abhängigkeiten von Infrastruktur, wie sie für die Elektrolyse von Wasserstoff aus z. B. Windenergie gilt. Das gleiche gilt für die Bereitstellung von CO_2 und CO.

Im Vergleich damit ist die weitere Prozesskette PTL weniger abhängig von Infrastrukturen, weil sie keine gasförmigen, sondern flüssige Produkte bereitstellt, die nicht von einer Pipeline-Struktur abhängen, sondern wie die konventionellen Kraftstoffe derzeit auch per Truck transportiert werden. Wird PTL als Drop-in-Kraftstoff beigemischt, können sogar dieselben Infrastrukturen weiter genutzt werden.

Power-to-Chemicals

Veränderungen der Infrastruktur betreffen weniger die Verteilung der Produkte, sondern stärker die Heranführung von Rohmaterialien und Energie. Das Verteilungsnetz für Basischemikalien wie z. B. Ethylen ist in (West-)Europa gut ausgebaut und kann auch bei einer Umstellung auf PTC weiter genutzt werden (Kobiela und Vallentin 2016). Die bestehenden Erdöl-Pipelines (v. a. von der Küste im Norden, u. a. nach NRW verlaufend) werden dann mit der Zeit nicht mehr benötigt werden. Zu prüfen ist, inwiefern diese zum Transport anderer Grundstoffe weitergenutzt werden können.

Die Beschäftigtenstruktur sollte sich durch die Umstellung nicht wesentlich ändern. Zu prüfen ist, inwieweit es durch die Umstellung zu Standortverlagerungen kommen kann. Davon dürften u. a. zumindest die Erdöl-Terminals in den Häfen wie in Hamburg betroffen sein.

Für den großen und voraussichtlich in Chemieclustern konzentrierten Strombedarf werden Leitungen nötig sein. Ebenso ist ein Netz von Wasserstoff-Elektrolyseuren, Methanisierungsanlagen etc. vonnöten.

Tab. 4-32 fasst die Abhängigkeit des gesamten Technologiefeldes von Infrastrukturen zusammen.

Tab. 4-32 Abhängigkeit des Technologiefeldes PTL/PTC von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Für die Bewertung der Systemkompatibilität wird das Technologiefeld wie folgt abgegrenzt: Betrachtet wird eine Anlage, die mit Wasserstoff und Kohlendioxid (bzw. Kohlenmonoxid) beliefert wird. Die Bereitstellung dieser Rohstoffe steht nicht im Fokus der Analyse, dafür aber das generierte Produkt, ein flüssiger synthetischer Kraftstoff bzw. Basischemikalien.

Unterschieden wird zwischen dem Einzelfall (also wenigen Anlagen, die nur geringe Mengen an Produkt generieren) und einem hohen Bestand an Anlagen, die zu einer hohen Durchdringung des Marktes mit dem erzeugten Produkt führt.

Abweichend von der oben dargestellten Systemgrenze soll an dieser Stelle aber dennoch darauf hingewiesen werden, dass der Bedarf an Wasserstoff und somit an der regenerativem Strom durch PTL/PTC weiter ansteigt. Bei einem hohen Bestand an Anlagen und deren ökonomisch vorteilhafter hoher Auslastung kann nicht von "Überschuss-Strom" gesprochen werden, wie dies im Einzelfall und möglicherweise zu Beginn des Kapazitätsaufbaus der Fall sein mag. Im Gegenteil – mit PTL/PTC tritt ein weiterer Verbraucher von erneuerbarem Strom auf. Damit ist ein wesentlich stärkerer Ausbau der regenerativen Energieversorgung in Kombination mit einem ambitionierteren Kohleausstieg vonnöten, als dieser in den meisten betrachteten Szenarien (wie z. B. KS 80 und KS 95) skizziert wird.

Im Zuge des Ausbaus der PTL/PTC-Technologien wird zudem CO_2 benötigt. In den kommenden Dekaden wird Kohlendioxid aus Energieerzeugungs- und Industrieanlagen in großen Mengen emittiert und kann durch Abscheidung für PTL/PTC nutzbar gemacht werden. Beim verstärkten Markthochlauf in Deutschland ab 2040 sollten diese großen Punktquellen aber langsam versiegen und auch CO_2 aus Biogas kann den generierten Bedarf nicht decken. Damit wird die Abtrennung aus der Luft die wahrscheinlichste, weil am zuverlässigsten verfügbare Option – die allerdings ihrerseits einen Strombedarf nach sich zieht. Allerdings sehen (Fasihi et al. 2016)

insbesondere im Ausblick die Möglichkeit, den Energiebedarf der CO_2-Abtrennung aus der Luft zum großen Teil thermisch zu decken.

Power-to-Liquids

Grundsätzlich ist die Systemkompatibilität von PTL im Rahmen der oben angegebenen Systemgrenze und unter Beachtung der darüber hinausgehenden Implikationen als hoch anzusehen. Die detaillierte Bewertung erfolgt anhand der folgenden Leitfragen:

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Sowohl im *Einzelfall* als auch bei einem großen *Bestand* (einer hohen Durchdringung) werden die potenziellen Rückwirkungen in der Regel als (vernachlässigbar) gering eingeschätzt.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Der erzeugte synthetische Kraftstoff PTL ist mit den derzeitigen fossilen Kraftstoffen in hohem Maße kompatibel, so dass er sogar als Drop-in-Option genutzt werden kann. Damit ist die Einführung von geringen Mengen bis zu einer hohen Marktdurchdringung als unproblematisch anzusehen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Wie unter Frage 2 dargestellt, werden kaum Wechselwirkungen erwartet.

Zu beachten ist, wie beim Kriterium 9 „Gesellschaftliche Akzeptanz“ (Kapitel 4.7) bereits dargestellt, dass die grundsätzlich hohe Kompatibilität zu heutigen Systemen den notwendigen Umbau des Mobilitätssektors (Änderung des Fahrverhaltens, Reduktion der Fahrleistung etc.) möglicherweise behindern kann.

Power-to-Chemicals

Wird die Systemgrenze wie oben beschrieben gezogen, ist eine weitgehende Systemkompatibilität vorhanden; die Betrachtungen von PTL sind im Wesentlichen übertragbar.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Wechselwirkungen sind lediglich hinsichtlich der Versorgungsinfrastruktur und Nachfrage nach den benötigten Inputs (Wasserstoff bzw. Methan/Methanol, Sauerstoff und elektrische Energie) denkbar; hier besteht potenziell u. a. eine Konkurrenz zwischen PTL und PTC. Da die entsprechenden Anlagen allerdings voraussichtlich ohnehin als Verbünde konzipiert werden und beide Technologiegruppen bzw. Bedarfe abdecken dürften, erscheint dies handhabbar.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Im Idealfall unterscheiden sich die produzierten Basischemikalien (Ethylen und andere Olefine, sowie HVCs) in Reinheit und Verfügbarkeit nicht von den auf

herkömmlichen Wege produzierten. Insofern ist von keinen Hürden auf Abnahmeseite auszugehen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Es wird davon ausgegangen dass, wie unter Frage 2 hier und bei PTL dargelegt, kaum relevante Wechselwirkungen erwartet werden. Wie bei derzeitigen Chemieparks auch, erscheint eine planvolle Sektorkopplung zu anderen energieintensiven Betrieben wie denen der Papier- und der Stahlindustrie sinnvoll.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Aus der vorangegangenen multikriteriellen Bewertung werden im Folgenden F&E-Empfehlungen für das Technologiefeld PTL/PTC und seine beide Technologiegruppen abgeleitet.

Die Weiterentwicklung des Technologiefelds sowie der einzelnen Technologien wird insbesondere bezüglich eines ambitionierten Klimaschutzzieles von 95 % THG-Reduktion (KS 95) als sehr relevant angesehen. Studien (Samadi et al. 2016) zeigen, dass im Bereich der Grundstoffe ein möglichst geschlossener CO_2-Kreislauf – auch für kohlenwasserstoff-basierte Kunststoffe – ein wesentlicher Baustein für effektive Klimaschutzszenarien ist. PTL sind im Wesentlichen für den Flugverkehr, aber auch für den Schiffs- und Schwerlastverkehr wichtig, weil es dort wenige oder keine CO_2-armen Kraftstoffe gibt.

In den kommenden Dekaden kann PTL/PTC prinzipiell dazu beitragen, die Notwendigkeit des ambitionierten Netzausbau zu entschärfen, indem Strom direkt am Ort seiner Entstehung umgewandelt und das Produkt gespeichert bzw. transportiert wird. Das ist aber bestenfalls eine Übergangslösung: De facto arbeiten auch PTL/PTC-Anlagen am wirtschaftlichsten in Volllast und sind daher nicht geeignet, Stromspitzen volkswirtschaftlich kostengünstig abzufangen. In der Tat wird sich der Bedarf an Wasserstoff und damit an regenerativ erzeugtem Strom durch den Ausbau von PTL/PTC erheblich erhöhen.

Ähnliche Überlegungen sind für den Feedstock CO_2 anzustellen. Während in den kommenden Dekaden noch ausreichend Punktquellen für CO_2 zur Verfügung stehen, werden diese insbesondere im KS 95 schrittweise abgebaut, so dass letztlich in großem Maßstab nur noch CO_2 aus der Biogasherstellung und der Luftabtrennung als Quelle verbleibt. Studien wie (Fasihi et al. 2016) 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.

Die damit verbundenen Implikationen sollen aber im Projektkontext nicht an dieser Stelle, sondern in den *Technologiefeldern 4.1: Power-to-Gas (Wasserstoff)*, *2.4: CO_2 Nutzung* und *4.4: Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft* diskutiert werden und werden hier nur zur Einordnung des Folgenden nochmals erwähnt.

Auch wenn damit hier keine vertiefte Diskussion der Wasserstofferzeugung erfolgen kann, muss darauf hingewiesen werden, dass die Wasserstofferzeugung und die chemische Energiespeicherung (als H_2, CH_4 oder in anderer Form) zur optimalen Prozessführung und zur Nutzung von Synergien oftmals eng mit den hier diskutierten Prozessen verflochten sein wird (Lehner et al. 2014). Entsprechend bedarf es neben der Forschung und Weiterentwicklung der einzelnen Technologiefelder auch weiterer Aktivitäten zur erfolgreichen Sektorkopplung und der Einbeziehung von Expertise aus den (nicht immer hinreichend miteinander in Bezug gebrachten) Feldern der Energiewirtschaft, des Verkehrs und der chemischen Industrie.

Insbesondere für das betrachtete Technologiefeld und seine einzelnen Technologien sind Katalysatoren in Kombination mit den dazugehörigen chemischen Prozessen ein

universelles Forschungsthema (Ausfelder und Bazzanella 2008; Schlögl 2015; Schüth 2006). Forschungsbedarf besteht vor allem im Bereich der Katalysatoren und Materialien, die bei den jeweiligen Synthesen (Fischer-Tropsch und Methanol, Ammoniak) und der Nutzung von CO_2 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 zyklische Bewegungen bei Konjunktur und den Preisen fossiler Rohstoffe beeinflusst.

Da die Weiterentwicklung der Katalysatoren allein nicht zugleich die Ausbeute als auch die Selektivität der Umwandlungsprozesse erhöhen kann (Hammond et al. 2012; Schlögl 2015), müssen neben der grundlegenden Forschung an Katalysatormaterialien und deren praxistauglicher Entwicklung auch das Prozessverständnis und ein innovatives, die Prozesse optimierendes Anlagensetup im Fokus künftiger F&E-Aktivitäten stehen.

Bei intensivem Wettbewerb oder in konjunkturellen Abwärtsphasen mit geringen Margen werden aber unter Umständen keine hinreichenden Mittel für solche F&E-Aufwendungen erwirtschaftet. Insofern dürfte die gezielte Förderung der Grundlagenforschung und anwendungsorientierten Forschung zur Optimierung und optimalen Passung von Katalysatoren und Prozessen sinnvoll sein. 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) (Ausfelder und Bazzanella 2008) 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 GTL), 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 (siehe auch Kapitel 3.1). Die

betrachteten 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, so dass in einigen Ländern weitreichendes Vorwissen besteht. Wie „Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich“ (Kriterium 8) gezeigt haben, 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 betrachteten Prozesspfade stellen keine erschöpfende Beschreibung der gesamten F&E-Landschaft im PTC-Kontext dar; dementsprechend bilden die diskutierten Pfade keine abschließende Auswahl hinsichtlich einer Priorisierung über andere, hier nicht im Detail betrachteten Pfaden. Eine möglichst große Technologieoffenheit der PTC-Förderung erscheint angeraten.

Allgemein lässt sich sagen, dass von den beiden betrachteten Prozesspfadgruppen MTO weiter gediehen ist, OCM dagegen (nach wesentlichen Aktivitäten in den 1980er- und 90er Jahren) wohl erst durch gezielte weitere F&E-Förderung denselben technischen Stand erreichen wird.

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.

Dementsprechend wird eine strategisch angelegte Förderung empfohlen, welche auf alle drei Bereiche von der Grundlagenforschung über Entwicklungsaktivitäten bis zur Markteinführung zielt.

Literaturverzeichnis

Albrecht, U.; Patrick, S.; Werner, W.; Reinhold, W.; Werner, Z. (2013): Kraftstoffstudie - Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. No. Heft 1031-2013. Frankfurt a.M.: LBST für Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen FVV.

Ausfelder, F. (2015): Energiespeicher der Beitrag der Chemie. Positionspapier. Frankfurt, M: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Verwertung und Speicherung von CO2 - Diskussionspapier. DECHEMA. www.dechema.de/dechema_media/diskussionco2.pdf. Letzter Zugriff: 15 January 2015.

Bartsch, S.; Falkowski, J.; Hofmann, H. (1989): Catalyst development for oxidative methane coupling. Catalysis Today 4(3)421–431. doi: 10.1016/0920-5861(89)85038-2.

Bossel, U.; Eliasson, B. (2003): Energy and the Hydrogen Economy. ABB Switzerland Ltd. https://pdfs.semanticscholar.org/a8f4/f5301aff1e2a8a08a9e81136b6634d67e4c1.pdf. Letzter Zugriff: 17 September 2017.

Ceresana (2014): Ethylene – Study: Market, Analysis, Trends. Ceresana. http://www.ceresana.com/en/market-studies/chemicals/ethylene/. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

chemicals-technology (2014): Worldwide demand for propylene to rise to 130 million tonnes by 2023, says IHS. Chemicals Technology. http://www.chemicals-technology.com/news/newsworldwide-demand-for-propylene-to-rise-to-130-million-tonnes-by-2023-says-ihs-4356137. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Edwards, R.; Larive, J.-F.; Rickeard, D.; Weindorf, W. (2014): Well-to-Tank Report Version 4.3 - JEC Well-to-Wheels Analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. No. Version 4a. Ispar, Italy: Joimt Research Center, CONCAWE, LBST.

Erdmann, L.; Behrendt, S.; Feil, M. (2011): Kritische Rohstoffe für Deutschland. KfW Bankengruppe, Berlin.

Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2016): Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. Energy Procedia 99243–268.

Fasihi, M.; Bogdanov, D.; Breyer, C. (2017): Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe - Renewable Energy Based Synthetic fuels for a net zero emissions world. Sustainability 306. https://www.researchgate.net/profile/Christian_Breyer/publication/309672012_Long-term_hydrocarbon_trade_options_for_Maghreb_core_region_and_Europe_-

_Renewable_Energy_based_synthetic_fuels_for_a_net_zero_emissions_world/links/581c6e2d08ae40da2caaf363.pdf. Letzter Zugriff: 23 March 2017.

finanzen.net (2017): Naphtha in Euro | Naphthapreis | Aktueller Naphthakurs. finanzen.net. http://www.finanzen.net/rohstoffe/naphtha/euro. Letzter Zugriff: 29 April 2017.

Global Industry Analysts, Inc (2008): World Ethylene Market To Cross 160 Million Tons By 2015, According To New Report By Global Industry Analysts. Chemical Online. http://www.chemicalonline.com/doc/world-ethylene-market-to-cross-160-million-0001?VNETCOOKIE=NO. Letzter Zugriff: 12 November 2015.

GlobalData Energy (2014): US and China Driving Global Ethylene Capacity to Record 208 Million Tons per Year by 2017, says GlobalData. GlobalData. Energy. http://energy.globaldata.com/media-center/press-releases/oil-and-gas/us-and-china-driving-global-ethylene-capacity-to-record-208-million-tons-per-year-by-2017-says-globaldata. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Hammond, C.; Conrad, S.; Hermans, I. (2012): Oxidative Methane Upgrading. ChemSusChem 5(9)1668–1686. doi: 10.1002/cssc.201200299.

IEA (2015): Energy Technology Perspectives 2015: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action. Paris: International Energy Agency.

IEA (2016): World Energy Outlook 2016. Paris: International Energy Agency.

IEA - International Energy Agency (2013): Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes. Paris Cedex, France: Corlet.

IZA-SC (2017): Database of Zeolite Structures. Structure Commission of the International Zeolite Association. http://www.iza-structure.org/databases/. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Keller, G. E.; Bhasin, M. M. (1982): Synthesis of ethylene via oxidative coupling of methane. Journal of Catalysis 73(1)9–19. doi: 10.1016/0021-9517(82)90075-6.

Kibby, C. L.; Provance, R. L. (2006): SAPO-11 Katalysator. http://www.freepatentsonline.com/DE69734364T2.html. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Kobiela, G.; Vallentin, D. (2016): Wertschöpfungsketten in NRW im Kontext der Energiewende: Eine Metaanalyse bezüglich Stahl, polymeren Werkstoffen und dem Anlagenbau in der erneuerbaren Energiewirtschaft. Wuppertal Papers. https://www.econstor.eu/handle/10419/147521. Letzter Zugriff: 11 April 2017.

Lee, J. S.; Oyama, S. T. (1988): Oxidative Coupling of Methane to Higher Hydrocarbons. Catalysis Reviews 30(2)249–280. doi: 10.1080/01614948808078620.

Lehner, M.; Tichler, R.; Steinmüller, H.; Koppe, M. (2014): Power-to-Gas: Technology and Business Models. SpringerBriefs in Energy. Cham: Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-03995-4.

Lewandowski, S. (2014): Global Olefins. Cost, Demand, Price and Trade. IHS. http://www.ptq.pemex.com/productosyservicios/eventosdescargas/Documents/Foro%20PEMEX%20Petroqu%C3%ADmica/2014/Steve%20Global%20Olefin%20September%202014.pdf. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Lunsford, J. H. (1995): The Catalytic Oxidative Coupling of Methane. Angewandte Chemie International Edition in English 34(9)970–980. doi: 10.1002/anie.199509701.

Lunsford, J. H. (2000): Catalytic conversion of methane to more useful chemicals and fuels: a challenge for the 21st century. Catalysis Today 63(2–4)165–174. doi: 10.1016/S0920-5861(00)00456-9.

Machhammer, O.; Bode, A.; Hormuth, W. (2015): Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen. Chemie Ingenieur Technik 87(4)409–418. doi: 10.1002/cite.201400151.

Morgan, P. (2011): An overview of Sasol's jet fuel journey. 20 th World Petroleum Congress, Forum 12: New Refinery Technologies to meet feedstock flexibility, transportation, fuel demand and quality, Doha, Quatar.

Moses, C. A. (2007): Development of the protocol for acceptance of synthetic fuels under commercial specification. Coordinating Research Coucil Report AV-2-04, Alpharetta, GA September. https://crca0.org/reports/recentstudies2007/AV-02-04/AV-2-04%20Final%20Report%20-%20FINAL2%20March%202-2008.pdf. Letzter Zugriff: 06 April 2017.

Nexant; ChemVision (2014): Global Petrochemical Overview: Changing Olefins Markets. 34th Latin American Petrochemical Annual Meeting, APLA. http://apla.com.ar/archivos/reuniones/anna-ibbotson.pdf. Letzter Zugriff: 28 April 2017.

Nuss, P.; Blengini, G. (2018): Towards better monitoring of technology critical elements in Europe: Coupling of natural and anthropogenic cycles. Science of the Total Environment 613569. doi: 10.1016/j.scitotenv.2017.09.117.

Nuss, P.; Harper, E. M.; Nassar, N. T.; Reck, B. K.; Graedel, T. E. (2014): Criticality of Iron and Its Principal Alloying Elements. Environmental Science & Technology 48(7)4171–4177. doi: 10.1021/es405044w.

Patnaik, P. (2003): Handbook of inorganic chemicals. McGraw-Hill handbooks. New York: McGraw-Hill.

Prognos AG; EWI; gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.

Rademann, K.; Ryll, T. (2015): „green - chemistry" – Synthese grüner Grundchemikalien unter Einsatz regenerativer Windenergie und Biogas. Fachbericht No. 3–4. Deutescher Industrieverlag - Vulkan-Verlag. https://www.di-verlag.de/media/content/gwf-GE/gwf_3_4_15/GE_3-

5_2015_fb_Rademann.pdf?xaf26a=7547e38e70195ad4e555f4c632061ce1. Letzter Zugriff: 28 June 2017.

Ren, T. (2009): Petrochemicals from oil, natural gas, coal and biomass: Energy use, economics and innovation. S.l.: [s.n.].

Ren, T.; Patel, M. K.; Blok, K. (2008): Steam cracking and methane to olefins: Energy use, CO2 emissions and production costs. Energy 33(5)817–833. doi: 10.1016/j.energy.2008.01.002.

Repenning, J.; Matthes, F. C.; Eichhammer, W.; Braungardt, S.; Athmann, U.; Ziesing, H.-J. (2015): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) No. 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI. https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf. Letzter Zugriff: 03 April 2017.

Samadi, S.; Lechtenböhmer, S.; Schneider, C.; Arnold, K.; Fischedick, M.; Schüwer, D.; Pastowski, A. (2016): Decarbonization pathways for the industrial cluster of the Port of Rotterdam: final report. Final Report. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6656. Letzter Zugriff: 11 April 2017.

Schlögl, R. (1998): Kombinatorische Chemie in der heterogenen Katalyse: ein neuer wissenschaftlicher Ansatz oder „des Kaisers neue Kleider" ? Angewandte Chemie 110(17)2467–2470. doi: 10.1002/(SICI)1521-3757(19980904)110:17<2467::AID-ANGE2467>3.0.CO;2-3.

Schlögl, R. (2015): Heterogene Katalysatoren – fundamental betrachtet. Angewandte Chemie 127(11)3531–3589. doi: 10.1002/ange.201410738.

Schneider, R. E. (2013): Umweltschonende Herstellung von Synthesegas aus Kohlendioxid und Wasserstoff. CHEManager. http://www.chemanager-online.com/themen/energie-umwelt/umweltschonende-herstellung-von-synthesegas-aus-kohlendioxid-und-wasserstoff. Letzter Zugriff: 26 June 2017.

Schüth, F. (2006): Heterogene Katalyse. Schlüsseltechnologie der chemischen Industrie. Chemie in unserer Zeit 40(2)92–103. doi: 10.1002/ciuz.200600374.

Schüth, F. (2011): Chemical Compounds for Energy Storage. Chemie Ingenieur Technik 83(11)1984–1993. doi: 10.1002/cite.201100147.

StatBA (2017): Produzierendes Gewerbe - Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Teske, S.; Pregger, T.; Simon, S.; Naegler, T.; Graus, W.; Lins, C.; et al. (2012): Energy [R]evolution 2012: A Sustainable World Energy Outlook. No. 4th edition. Amsterdam, Brussels: Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC). https://www.greenpeace.org/archive-

international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2012/

Tian, P.; Wei, Y.; Ye, M.; Liu, Z. (2015): Methanol to Olefins (MTO): From Fundamentals to Commercialization. ACS Catalysis 5(3)1922–1938. doi: 10.1021/acscatal.5b00007.

Tremel, A.; Wasserscheid, P.; Baldauf, M.; Hammer, T. (2015): Techno-economic analysis for the synthesis of liquid and gaseous fuels based on hydrogen production via electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy 40(35)11457–11464.

UBA (2012): Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf. Letzter Zugriff: 25 October 2017.

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_0.pdf. Letzter Zugriff: 09 February 2015.

UBA (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the future supply of renewable aviation fuel. Dessau: Umweltbundesamt.

USGS (2014): Rhenium. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/rhenium/mcs-2014-rheni.pdf. Letzter Zugriff: 16 August 2017.

USGS (2016a): Lithium. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/mcs-2016-lithi.pdf. Letzter Zugriff: 16 August 2017.

USGS (2016b): Rare Earths. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/rare_earths/mcs-2016-raree.pdf. Letzter Zugriff: 16 August 2017.

USGS (2017): Cobalt. Mineral Commodity Summaries. United States Geological Survey (USGS). https://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/cobalt/mcs-2017-cobal.pdf. Letzter Zugriff: 16 August 2017.

Uwe, A.; Patrick, S.; Werner, W.; Reinhold, W.; Werner, Z. (2013): Kraftstoffstudie - Zukünftige Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren und Gasturbinen. No. Heft 1031-2013. Frankfurt a.M.: LBST für Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen FVV.

Varone, A.; Ferrari, M. (2015): Power to liquid and power to gas: an option for the German Energiewende. Renewable and Sustainable Energy Reviews 45207–218.

Voskresenskaya, E. N.; Roguleva, V. G.; Anshits, A. G. (1995): Oxidant Activation Over Structural Defects of Oxide Catalysts in Oxidative Methane Coupling. Catalysis Reviews 37(1)101–143. doi: 10.1080/01614949508007092.

Wehnert, T.; Best, B.; Andreeva, T. (2017): Kohleausstieg - Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien. Kurzstudie. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Kohleausstieg_Metastudie.pdf. Letzter Zugriff: 26 April 2017.

Wilson III, G. R.; Edwards, T.; Corporan, E.; Freerks, R. L. (2013): Certification of alternative aviation fuels and blend components. Energy & Fuels 27(2)962–966.

World Energy Council (2016): World Energy Scenarios 2016 - The Grand Transition. London, UK.

Zavyalova, U.; Holena, M.; Schlögl, R.; Baerns, M. (2011): Statistical Analysis of Past Catalytic Data on Oxidative Methane Coupling for New Insights into the Composition of High-Performance Catalysts. ChemCatChem 3(12)1935–1947. doi: 10.1002/cctc.201100186.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH | 29. März 2018

Technologiebericht
4.4 Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Peter Viebahn (WI)
Juri Horst (IZES)
Alexander Scholz (WI)
Ole Zelt (WI)

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
Wuppertal Institut

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt O. (2018): Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Peter Viebahn
Tel.: +49 202 / 2492-306
E-Mail: peter.viebahn@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Review durch:
Michael Haendel (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **225**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **226**

Tabellenverzeichnis **228**

Abbildungsverzeichnis **229**

Zusammenfassung (Steckbrief) **230**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **232**

1.1 CO2-Abtrennung aus Faulgasen 233

1.1.1 Druckwechseladsorption („BM1“) 233
1.1.2 Druckwasserwäsche 235
1.1.3 Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln 235
1.1.4 Aminwäsche („BM2“) 236
1.1.5 Membranverfahren („BM3“) 236
1.1.6 Tieftemperaturrektifikation („BM4“) 237
1.1.7 CO_2-Hybrid-Verfahren („BM5“) 237

1.2 CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft 238

1.2.1 CO_2-Abtrennung zur Verwendung für Syntheseprozesse 238
1.2.2 Exkurs: CO_2-Abtrennung zum Erzielen „negativer Emissionen“ 240
1.2.3 Darstellung der zentralen DAC-Verfahren 241

2 Stand F&E in Deutschland **246**

2.1 CO_2-Abtrennung aus Faulgasen 246
2.2 CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft 246

3 Relevanz öffentlicher Förderung **248**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 248
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 249

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **253**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 253
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 257
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 258
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 263
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 265
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 265
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 267
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 267
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 268
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 269

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **270**

5.1 Technischer Forschungsbedarf 270
5.2 Systemanalytischer Forschungsbedarf 271

6 Literaturverzeichnis **274**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

APS	American Physical Society (Amerikanische Physikalische Gesellschaft)
AR	Afforestation and Reforestation (Aufforstung und Wiederaufforstung)
BECCS	Bioenergy and CCS (biomassebasiertes CCS inkl. CO_2-Speicherung)
BM	Biomasse
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
C	Kohlenstoff
$CaCO_3$	Calciumcarbonat
CaO	Calziumoxid
$Ca(OH)_2$	Calciumhydroxid
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilisation (CO_2-Abscheidung und Nutzung)
CO_2	Kohlen(stoff)dioxid
COP	Conference of the Parties (Weltklimakonferenz)
CORAL	Projekttitel: „CO_2-Rohstoff aus Luft“
CSP	Concentrated Solar Power (solarthermische Stromerzeugung)
D bzw. DE	Deutschland
DAC	Direct Air Capture (CO_2-Abtrennung aus der Luft)
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EP	Europäisches Patent
EW	Enhanced Weathering (verstärkte Verwitterung)
F&E	Forschung und Entwicklung
FLOX	FLuor OXigen (flammenlose Oxidation/Verbrennung)
H_2S	Schwefelwasserstoff
H_2SO_4	Schwefelsäure
IAM	Integrated Assessment Model (Integriertes Bewertungsmodell)
ifeu	Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Weltklimarat)
IPOC	Institut für Polymerchemie am Lehrstuhl für Makromolekulare Stoffe und Faserchemie der Universität Stuttgart
IZES	Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme
K_2CO_3	Kaliumkarbonat
$KHCO_3$	Kaliumhydrogenkarbonat
KNV	Katalytische Nachverbrennung
KOH	Kaliumhydroxid
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Min	Minimum
Max	Maximum
MtO	Methanol-to-Olefin Pfad
MVA	Müllverbrennungsanlage
Na_2CO_3	Natriumcarbonat
NaOH	Natriumhydroxid
NET	Negative Emission Technology (Technologie zur Erzielung negativer Emissionen)
NH_3	Ammoniak
OCM	Oxidative-Coupling-of-Methane Pfad
PARC	Palo Alto Research Center
PtC	Power-to-Chemicals (strombasierte Herstellung von Chemikalien)
PtF	Power-to-Fuels (strombasierte Herstellung von Brenn- und Kraftstoffen)
PtG	Power-to-Gas (strombasierte Herstellung von Gas)
PtL	Power-to-Liquids (strombasierte Herstellung von Flüssigkraftstoffen)
PtX	Power-to-X (Oberbegriff für u. a. PtC, PtF, PtG und PtL)
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption, DWA)

RTO	Regenerativ thermische Oxidation
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Feststoff-Brennstoffzelle)
Tekes	(Finnische) Finanzierungsagentur für Technik und Innovation
THG	Treibhausgase
TRL	Technology Readiness Level (Reifegrad einer Technologie)
WIPO	World Intellectual Property Organization
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro
a	Jahr
bbl	Barrel
d	Tag
CHF	Schweizer Franken
el	elektrisch
EUR	Euro
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
i. N.	Im Normalzustand
kJ	Kilojoule
km^2	Quadratkilometer
kt	Kilotonnen
kWh	Kilowattstunde
m^2	Quadratmeter
m^3	Kubikmeter
mbar	Millibar
Mio	Millionen
Mt	Megatonnen
MWh	Megawattstunde
ppm	parts per million
t	Tonne
th	thermisch
USD	US-Dollar

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Derzeit bekannte DAC-Demonstrationsanlagen und -pläne mit Basisdaten ---------- 245

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft ---------- 248

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO_2-Abtrennung aus Faulgasen ---------- 249

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft ---------- 250

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen ---------- 251

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft ---------- 252

Tab. 4-1 Potenzial von CO_2 aus Faulgasen in Deutschland bis 2050 ---------- 256

Tab. 4-2 Spezifischer Energieverbrauch und Flächenbedarf der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen ---------- 258

Tab. 4-3 Spezifischer Energieverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft ---------- 259

Tab. 4-4 Spezifischer Flächenverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft ---------- 261

Tab. 4-5 Beispielhafte Abschätzung von Flächen- und Energieverbrauch für die Abtrennung großer Mengen von CO_2 aus der Atmosphäre im Jahr 2050 ---------- 263

Tab. 4-6 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen (Preise 2015) ---------- 263

Tab. 4-7 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft ---------- 264

Tab. 4-8 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen von Infrastrukturen ---------- 268

Tab. 4-9 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft von Infrastrukturen ---------- 269

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4-1 Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien in Deutschland bis 2050 in Mt CO_2/a ---------- 255

Abb. 4-2 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien bis 2050 in Mt CO_2/a ---------- 256

Abb. 4-3 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe und Chemikalien bis 2050 in Gt CO_2/a plus Bedarf an DAC-CO_2 zur Erzielung negativer Emissionen ab 2060 ---------- 257

Abb. 4-4 Climeworks DAC-18 Anlage in Hinwil, Schweiz (Abscheideleistung 0,9 kt CO_2/a) ---------- 260

Abb. 4-5 Carbon Engineering Konzeptentwurf (geplante Abscheideleistung 1 Mt CO_2/a) ---------- 261

Abb. 4-6 Auswertung wissenschaftlicher Artikel zu DAC ---------- 267

Abb. 5-1 Treibende und bremsende Kräfte bei der Implementierung von *Negative Emission Technologies* ---------- 271

Abb. 5-2 Bewertungskriterien im Hinblick auf die Implementierung von *Negative Emission Technologies* ---------- 272

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 4.4 Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft	izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme / Wuppertal Institut

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Technologiefeld bestehend aus zwei Technologiegruppen:
- CO_2-Abrennung aus Faulgasen:
  BM1: Druckwechseladsorption; BM2: Aminwäsche; BM3: Membranverfahren; BM4: Tieftemperaturrektifikation; BM5: CO_2-Hybrid-Verfahren
- CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC):
  DAC1: Absorption und Elektrodialyse; DAC2: Absorption und Kalzinierung; DAC3: Adsorption und Desorption

Technologische Reife:
- Faulgase: BM1: Kommerzialisierung (TRL 9), BM2: Kommerzialisierung (TRL 9); BM3: Demonstrator (TRL 6-8); BM4: Kommerzialisierung (TRL 9); BM5: Demonstrator (TRL 5-9)
- DAC: DAC1: Ideen bis Demo (TRL 1-5); DAC2: Ideen bis Demo (TRL 1-5); DAC3: Ideen und Labor (TRL 1-4) und Demonstratoren (TRL 6) sowie Kommerzialisierung (TRL 9)

Kritische Komponenten:
- Faulgase: abhängig von vorgeschalteter Schwefelreinigung
- DAC: Energie- und Flächenverbrauch, bei DAC2 Wasserverbrauch

Entwicklungsziele

Beide: Minimierung des Energiebedarfs

- DAC: zudem Steigerung des Verhältnisses von Wärme- zu Stromverbrauch; Nutzung von Niedertemperaturwärme; Kostensenkung auf < 100 €/t CO_2

Bedarf & technische Potenziale

CO_2-Bedarf für PtL und PtC in D/global in 2030 bei 11 / 333 Mt/a, 2040 bei 55 / 2.246 Mt/a, 2050 bei 81 / 4.680 Mt/a; jeweils Maximalabschätzung für 95 %ige Substitution der fossilen Äquivalente.
(Globaler) Bedarf an „negativen CO_2-Emissionen“ durch DAC für 1,5 °C-Szenario ansteigend von 3 Gt/a in 2060 bis 37 Gt/a in 2100
- Faulgase: Technische Verfügbarkeit in D Min/Max: 2020 5 / 13 Mt/a, 2030 3 / 7 Mt/a, 2040 1 / 6 Mt/a, 2050 1 / 7 Mt/a. Globale Werte derzeit nicht abschätzbar.
- DAC: Ansteigende Installationen vermutlich erst nach 2030 und in kleinem Maßstab, da zunächst CO_2 aus Industrie und Kraftwerken verfügbar.

F&E-Bedarf

- Faulgase: Verbesserung Lösungsmittel und Adsorbentien (JKU 2014,S8), Optimierung für kleine Durchsatzmengen, Effizienzverbesserungen
- DAC: CO_2-Sorbent- und Verfahrensentwicklung, Minimierung des Energiebedarfs, Prozessintegration (Abwärmenutzung aus Elektrolyse und Methanisierung), Anlagen Scale-up

Beide: Frage nach Infrastrukturaufbau: Erzeugung von PtL/PtC vor Ort oder Transport von CO_2? Systemanalytische Studien und integrierte Technologiebewertung nötig

B) Multikriterielle Bewertung

Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Indirekte Reduzierung von THG-Emissionen im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor durch Ermöglichung synthetischer Brenn- und Kraftstoffe sowie Chemikalien, basierend auf Strom aus erneuerbaren Energien.

Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

- Faulgase: Bei Verstromung von Biogas prinzipiell autarke Systeme. Falls keine Eigenstromerzeugung: BM1: 200 kWh_{el}/t CO_2, BM2: 11 kWh_{el} + 631 kWh_{th}/t CO_2, BM3: 337 kWh_{el}/t CO_2, BM4: 789 kWh_{el}/t CO_2
- DAC: Energiebedarf: DAC1: 1,9–2,7 MWh_{el}/t CO_2, DAC2: 2,78 MWh_{Erdgas}/t CO_2, DAC3: 2,5 MWh_{th}/t CO_2 + 0,5 MWh_{el}/t CO_2; Flächenbedarf nicht vergleichbar, da unterschiedliche Berechnungsmethoden

Kosteneffizienz

- Faulgase: Falls aus EEG-geförderten Biomethananlagen gewonnen, nur Kosten für Lagerung und Infrastruktur. Ansonsten 71 (BM2) – 101 (BM1) €/t CO_2, für BM3 95 €/t CO_2, für BM4-5 keine Angaben verfügbar.
- DAC: Literatur: 16 – 800 €/t CO_2. Unternehmen: derzeit 480 €/t CO_2, langfristig 80 – 160 €/t CO_2

Inländische Wertschöpfung

Für DAC und Faulgase derzeit nicht abschätzbar.

Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

- Faulgase: Großtechnisch bereits in Industrie lange verbreitet, für geringe Volumenströme durch EEG initiiert und damit abhängig von dessen Ausgestaltung. 9 deutsche Hersteller.
- DAC: In *Deutschland* keine Patente, keine Hersteller, 8 ref. Artikel; ein F&E-Projekt bekannt (*CORAL* im Rahmen von BMBF-CO_2Plus) sowie Sunfire/Climeworks im BMBF-Kopernikus-Projekt *P2X*. *Weltweit* 20 Patente, Unternehmen aus Kanada, USA und der Schweiz, rund 184 ref. Artikel (7 aus 2018, 26 aus 2017)

Gesellschaftliche Akzeptanz

- Faulgase: Nur zu Biogas Studien: Marktakzeptanz korreliert zu langfristiger Ausrichtung des regulatorischen Rahmens. Lokale Akzeptanz abhängig von Anbaubiomassen (indirekt mit Technologien korreliert).
- DAC: Keine Studien oder öffentliche Diskussionen zum Thema bekannt, ausstehender Forschungsbedarf.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

- Faulgase: kleinskalige Anlagen unterliegen sehr kurzen Planungs- und Umsetzungszeiten (< 3 Monate); Mittel- und großskalige Anlagen beanspruchen 12 bis 36 Monate.
- DAC: Für stoffliche Nutzung des CO_2 keine bis geringe Pfadabhängigkeit, bei Einsatz für „negative Emissionen“ jedoch sehr hoch aufgrund des Flächenverbrauchs, Energiebedarfs und benötigter Infrastruktur

Abhängigkeit von Infrastrukturen

- DAC: Strombedarf (Netzanschluss/Kopplung mit Erzeugungsanlagen); Wärmebedarf (Hochtemperatur für DAC2, Abwärme z. B. aus Synthese für DAC3), hoher Flächenbedarf, Wasserbedarf (DAC2)

Beide: Bedarf an Gastankwagen oder Pipelines, falls gewonnenes CO_2 nicht vor Ort weiterverarbeitet wird.

Systemkompatibilität

- Faulgase: Bei Verstromung der Gase vor Ort mittels KWK energieseitig autark (BM1-3).
- DAC: Hoher Energiebedarf erfordert Anpassungen bei Erzeugung. Einsatz für „negative Emissionen“ ab 2050 steht ggf. in negativer Wechselwirkung (Konkurrenz) zu kurz- und mittelfristiger Klimapolitik („overshooting“).

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Eine langfristig weitgehend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung erfordert einen strukturellen Wandel in allen Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr. Biomasse ist aufgrund begrenzter Ressourcen und Nutzungskonkurrenzen für eine flächendeckende alternative Kraft- und Brennstoffversorgung nur begrenzt nutzbar. Auch die (lokal) begrenzten Potenziale an Tiefen-Geothermie (vgl. Huenges et al. (2016:85) reichen für eine alternative Wärmeversorgung aus heutiger Sicht nicht aus. Daher unterstellen aktuelle Ziel-Szenarien wie bspw. Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) auch für die Sektoren Wärme und Verkehr in der Zukunft zunehmend eine strombasierte Energieversorgung auf Basis fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien. Aus heutiger Sicht bedarf es für einige Einsatzfälle allerdings einer hohen Energiedichte, die nach heutigem Wissen und verfügbarer Technik nicht durch gespeicherten Wasserstoff oder Batteriespeicher erfolgen kann. Hierzu gehören insbesondere der Flugverkehr und die Schifffahrt, aber auch bedingt mobile Kraftmaschinen. Synthetische Kraft- und Brennstoffe auf Basis von mit fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff und Kohlestoffdioxid können hierfür eine Lösung sein. Zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele, die eine durchschnittliche globale Temperaturerhöhung auf deutlich weniger als 2 °C begrenzen, bedarf es zudem einer Substitution fossiler Energieträger auch in der stofflichen Nutzung, wie bspw. der Herstellung von chemischen Grundstoffen. (Siehe die weiteren *Technologieberichte* [1] *im Technologiebereich 4*).

Mittel- und insbesondere langfristig muss das für diese alternative Energieträger bzw. chemischen Prozesse erforderliche CO_2 klimaneutral gewonnen werden, um die Klimaziele erreichen zu können. Daher scheiden mittelfristig Industrieabgase und mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke als CO_2-Quellen aus. Auch das prozessbedingte weiterhin frei werdende CO_2 (z. B. aus der Zementproduktion) ist nicht klimaneurtral und muss vermutlich eingelagert werden. Als klimaneutrale Quellen für CO_2 bietet sich daher die Entnahme von Kohlenstoffdioxid aus der Luft und aus Biomasse an. Die Abscheidung von CO_2 aus der Luft bietet den Vorteil einer hohen Flexibilität, da der Bezug meist direkt am Ort der weiteren Prozessschritte erfolgen kann. Allerdings gestalten sich die Verfahren für eine Abtrennung aus der Luft dahingehend als schwierig, als dass die Luft im Schnitt nur einen Anteil von 0,04 % CO_2 aufweist und die Prozesse entsprechend energieintensiv sind. Biomasse hat dagegen das CO_2 bereits aus der Luft gefiltert und stofflich konzentriert. Allerdings fallen hohe CO_2-Konzentration in Prozessen, die eine Abtrennung mit geringem Aufwand erlauben, derzeit eher dezentral verteilt an, was die Logistik des CO_2-Transports erschwert.

Im Folgenden werden die beiden unterschiedlichen Technologien zur CO_2-Abtrennung beschrieben und anschließend bewertet.

[1] Technologieberichte 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff), 4.2a: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch), 4.2b: Power-to-gas (Methanisierung biologisch) und 4.3: Power-to-liquids/chemical)

1.1 CO2-Abtrennung aus Faulgasen

Die Abtrennung aus den Rauchgasen thermisch eingesetzter Biomasse wäre daher ein erster Ansatzpunkt zur Nutzung von Biomasse (Post-Combustion-Verfahren). Der Anteil an CO_2 im Abgas aus Biomasse ist stöchiometrisch auf etwa 20 % begrenzt. Weiterhin entstehen in Biogas- und Kläranlagen sowie in Deponien Faulgase, die ebenfalls über hohe CO_2-Anteile zwischen 25 % und 55 % verfügen und damit eine gute Quelle für klimaneutrales CO_2 darstellen (Pre-Combustion-Verfahren). In einigen Prozessen wie der Methan-Erzeugung aus Faulgasen (vgl. EEG 2009 Anlage 1 Nr. I.1a) wird CO_2 sogar gezielt in hoher Reinheit abgeschieden und in die Umgebung entlassen, da es als ungewünschtes Nebenprodukt anfällt. Diese Quellen können erschlossen werden.

Zur Abtrennung von CO_2 aus Faulgasen bieten sich mehrere Verfahren an, die technologisch bereits weitestgehend ausgereift und am Markt verfügbar sind. U. a. finden sie zur Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz auch bereits für geringe Volumenströme Anwendung. Der Entwicklungsbedarf bezieht sich daher auf eine Weiterentwicklung der Prozesse hinsichtlich Effizienzsteigerung und Kostenminimierung, Restkonzentration und Speicherung des CO_2 sowie der Abtrennung der je nach Verfahren mitgeführten Begleitstoffe, die für die weiteren Verfahren unter Umständen schädlich sein können.

Als Technologien werden im Folgenden betrachtet:

- Druckwechselabsorption (DWA)
- Druckwasserwäsche (DWW)
- Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln
- Aminwäsche
- Membranverfahren
- CO_2-Hybrid-Verfahren
- Tieftemperaturrektifikation

1.1.1 Druckwechseladsorption („BM1“)

Die Druckwechseladsorption (DWA, engl. Pressure Swing Adsorption, PSA) setzt Aktivkohlen, Molekularsiebe sowie Kohlenstoffmolekularsiebe zur Gastrennung bzw. Gasaufbereitung ein und beruht auf einem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile gegenüber dem Adsorbens[2]. Da CO_2 leichter als Methan an das Adsorbens gebunden werden kann, wird es aus dem Gasstrom gefiltert. Die Adsorption wird dabei durch niedrige Temperaturen, etwa 5 °C, und hohe Drücke, etwa 2-7 bar, begünstigt. Zur CO_2-Abtrennung muss das Faulgas zunächst aufbereitet und von Verunreinigungen (bspw. Staub und Schwefel) und Wasser befreit werden. Hierzu wird das Rohgas zunächst verdichtet und einer Feinentschwefelung unterzogen. Das durch den Verdichtungsprozess erwärmte Gas wird im Anschluss auf etwa 5 °C heruntergekühlt, und das anfallende Kondensat wird abgeführt. Die anfallende Abwärme kann u. a. für andere Prozessschritte genutzt werden. Das Gas wird dann direkt in

[2] Als Adsorbens wird im Falle der DWA die feste und stationäre Phase, auf der das Adsorptiv (Gasbestandteile) gebunden wird, bezeichnet. Als Adsorptiv wird ein durch Adsorption an ein Adsorbens anlagerbarer Stoff bezeichnet.

den Adsorber geleitet, der die vergleichsweise großen CO_2-Moleküle, teils aber auch Methan, Stickstoff und Sauerstoff, im Molekularsieb zurückhält. Als Adsorber kommt vorwiegend aufbereitete Steinkohle zum Einsatz, die fein zermahlen, geformt und zur Erweiterung des Porensystems nachträglich thermisch behandelt wird. Bei entsprechender Vorreinigung des Rohbiogases kann das Adsorbens eine Standzeit von bis zu 20 Jahren erreichen. Weiterhin werden Molekularsiebzeolithe eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine Gruppe von natürlichen oder synthetischen, hydratisierten Aluminiumsilikaten ein- oder mehrwertiger Basen. Sie können ihr Wasser ohne Änderung der Kristallstruktur abgeben und an dessen Stelle andere Verbindungen in das Gitter aufnehmen. Bedingt durch ihren Gitterbau besitzen Zeolithe Porenöffnungen, welche untereinander völlig gleiche Querschnitte aufweisen. (Knoblauch und Reichenberger 1982)

Der Volumenstrom ändert sich auch während der Beladung des Adsorbens nur geringfügig. Um einen kontinuierlichen Prozess zu sichern, sind mehrere Absorber im Einsatz. Der Gasstrom wird nach Sättigung eines Absorbers auf einen anderen umgeleitet und kann regeneriert werden. Hierzu wird er auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. Dabei lösen sich zunächst die Methanmoleküle. Das entweichende Gas wird dem Prozess wieder zugeführt, schon allein um den Methanschlupf zu minimieren. Um eine weitgehende Regeneration zu erreichen, bedarf es allerdings einer Evakuierung mittels Vakuumpumpe auf etwa 100 mbar. Das so entstandene Abgas enthält noch Methan und muss zur Erreichung der Anforderungen im EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) 2012 (Anlage 1 Gasaufbereitungs-Bonus, Nr. 1a) bzw. Minderung der Methanemissionen einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden. (FNR 2014:22)

Die Nachbehandlung von Schwachgasen mit sehr geringem Methangehalt erfolgt mittels regenerativer thermischer Oxidation (RTO) oder, wenn keine Katalysatorgifte wie Schwefel enthalten sind, mittels einer katalytischen Nachverbrennung (KNV). Bei der KNV werden als Katalysatormaterial zumeist Palladium, Platin oder Kobalt-Molybdän eingesetzt, was die Investitionen erhöht. Dafür oxidiert das Methan hier zu CO_2 und H_2O bereits bei einer Temperatur von 300 °C. Günstiger ist RTO mit einer keramischen Speichermasse, die unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen ist. Allerdings benötigt die Reaktion eine Temperatur von etwa 800 °C. Bei höheren Methangehalten ab 4 Vol.-% kann auch ein FLOX-Brenner (flammenlose Verbrennung) eingesetzt werden. Er benötigt eine Schwachgasvorwärmung auf 450 bis 500 °C und ist ebenfalls unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen. (FNR 2014:34f)

Das Verfahren der Druckwechseladsorption gilt als technisch ausgereift und befindet sich bereits an vielen Standorten zur Biogasaufbereitung im Einsatz. Ein Vorteil der DWA ist die sehr hohe Standzeit der Kohlestoffmolekularsiebe von bis zu 20 Jahren, insofern das Gas keine schädigende Inhaltsstoffe enthält. Für die Aufbereitung von Faulgasen stehen handelsübliche Anlagen mit einem Rohbiogas-Input zwischen 400 – 2.800 $m^3_{i.N.}/h$ zur Verfügung.

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 87 - 99,9 %. (FNR 2014:33; Friedl. et al. 2016:62; Hartmann 2014:57)

Anbieter: bspw. Schmack Carbotech GmbH (Viessmann) oder ETW Energietechnik GmbH

1.1.2 Druckwasserwäsche

Das häufigste derzeit in Europa eingesetzte Verfahren zur Abtrennung von CO_2 aus Faulgasen ist die Druckwasserwäsche (DWW), bei der es sich um ein Absorptionsverfahren handelt. Absorption nutzt ein Lösungsmittel, durch welches das Rohgas durchgeleitet wird und Gasbestandteile entsprechend ihrer Löslichkeit in die Flüssigkeit übertreten und absorbiert werden. In diesem Fall dient Wasser als Lösungsmittel, das aufgrund seines amphoteren Charakters neben CO_2 auch Schwefelwasserstoff (H_2S) und Ammoniak (NH_3) weit besser als Kohlenwasserstoff löst. (FNR 2014:25) Um den Anteil von H_2S im Abluftstrom zu verringern, ist dem Prozess zudem eine Entschwefelung vorgeschaltet. Eine spätere Abtrennung aus der Abluft wäre vergleichsweise aufwendig und teuer. Zudem schützt die vorgeschaltete Entschwefelung die nachfolgenden Komponenten vor Korrosion. Auch wird bei DWW das Rohgas auf 5 bis 10 bar verdichtet und heruntergekühlt. Zur Herauslösung des CO_2 wird dieses im Gegenstrom durch einen Rieselbettreaktor geführt, der mit einer ungeordneten Schüttung gefüllt ist, an der das Wasser herabrieselt. Zur Regeneration des Absorptionsmittels wird dieses zunächst teilentspannt. Das sich hier herauslösende Gas besteht größtenteils aus Methan und etwas CO_2 und wird dem Prozess erneut zugeführt. Mit vollständiger Entspannung auf Umgebungsdruck wird das Wasser in einer Gegenstromkolonne einem Luftstrom ausgesetzt (Strippung) und die Gase gelöst. Bei der so entstehenden Abluft handelt es sich demnach um mit CO_2 und etwas Methan angereicherte Luft. Diese muss ebenfalls einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden.

Der Vorteil des Verfahrens ist der Einsatz von Wasser als sehr preiswertes Waschmedium. Allerdings benötigt der Prozess hohe Drücke und hat dadurch einen vergleichsweise hohen Strombedarf. Der technische Reifegrad kann mit 9 angesetzt werden.

Aufgrund der Strippung entsteht ein Gas mit einem Volumenanteil von nur etwa 14 - 22 % CO_2. (FNR 2014:33)

Anbieter: bspw. Malmberg Bioerdgastech GmbH, Greenlane Biogas GmbH, Ros Roca Envirotec

1.1.3 Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln

Der Prozessablauf entspricht der DWW. Als Waschmittel werden hier jedoch organische Lösungsmittel wie Polyethylenglykol-Dimethylether (Handelsname beispielsweise Genosorb® oder Seloxol®) eingesetzt. Sie binden CO_2 ebenfalls nur physisorptiv (van der Waals-Kräfte) an das Waschmittel. Im Vergleich zu Wasser weisen die organischen Lösungsmittel eine deutlich höhere CO_2- und H_2S-Löslichkeit auf, so dass eine geringere Waschmittelmenge nötig ist und auch die Absorber kleiner ausfallen können. Die Löslichkeit von H_2S ist aber nicht immer wünschenswert. Um Korrosion von Anlagenteilen vorzubeugen, ist es sogar ratsam auch hier eine Feinentschwefelung vorzuschalten. Auch wird dadurch die Beladungskapazität für CO_2 im Waschmittel erhöht. Das Verfahren entzieht zudem dem Rohgas viel Wasser, so dass der Trocknungsaufwand deutlich verringert werden kann. Demgegenüber ist der Regenerationsaufwand größer und Bedarf einer Erwärmung des Lösungsmittels zum Austreiben der Gase. Da auch in diesem Prozess Schwachgase anfallen, die mit-

tels RTO nachbehandelt werden, kann die dabei erzeugte Wärme für den Austrieb genutzt werden. (FNR 2014:26) Auch dieses Verfahren kann mit einem TRL (Technology Readiness Level) von 9 eingestuft werden.

Aufgrund der Strippung entsteht ein Gas mit einem Volumenanteil von nur etwa 26 – 33 % CO_2. (FNR 2014:33)

Anbieter: bspw. Haase Energietechnik GmbH, Schelm Anlagentechnik GmbH

1.1.4 Aminwäsche („BM2“)

Hierbei handelt es sich ebenfalls um einen Absorptionsprozess, wobei die chemische Reaktion zwischen Gaskomponenten und Lösung die physikalische Absorption überlagert und nochmals mehr CO_2 aufgenommen werden kann. Als Waschmittel dient eine Aminlösung. Durch die höhere Selektivität der chemischen Bindung fallen die Methanverluste in der Abluft deutlich geringer aus als in den anderen Verfahren. Je nach Verfahren kann auf eine Druckerhöhung verzichtet werden. Die hohe Aufnahmefähigkeit und chemische Bindung von CO_2 führt zu einem geringen Waschmitteleinsatz, bedarf im Gegenzug aber einen höheren Energiebedarf bei der Regeneration des Waschmittels, das auf 120 bis 140 °C erhitzt werden muss. Nach einer Abkühlung auf 40 °C kann die Lösung wieder dem Prozess zugeführt werden. Aufgrund des geringen Methangehalts von unter 0,1 % im Abluftstrom kann auf eine Nachbehandlung verzichtet werden. (FNR 2014:27)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 90 – 99,9 %. (FNR 2014:33; Friedl. et al. 2016:62; Hartmann 2014:56)

Anbieter: bspw. Haase Energietechnik GmbH, Wolf Power Systems GmbH, Cirmac International bv, Dr.-Ing. Günther Eng., BIS E.M.S, Hitachi Zosen Inova AG

1.1.5 Membranverfahren („BM3“)

Vergleichsweise neu für die Aufbereitung von Faulgasen ist der Einsatz von Diffusionsmembranen, welche die unterschiedliche Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran ausnutzen. (FNR 2014:28)

Zum Schutz der Membran wird diesem Verfahren ebenfalls eine Feinentschwefelung und Trocknung vorgeschaltet. Aufgrund der deutlich höheren Permeabilität von CO_2, Ammoniak und Wasser wandern diese schneller durch die Membran, so dass ein methanreiches Produktgas und eine CO_2-reiche Abluft entstehen. Der Prozess benötigt einerseits eine hohe Partialdruckdifferenz und andererseits sehr dünne und zugleich stabile Membrane, um technisch interessante Flussleistungen zu erzielen. Für einen geringen Methanschlupf bedarf es einer zwei- oder dreistufigen Kaskade aus Membranen. Das Permeat enthält dann immer noch vergleichsweise viel Methan und muss mittel RTO oder Schwachgasverbrennung nachbehandelt werden. (FNR 2014:28)

Einige der Membrantechnologien befinden sich bereits in der Markteinführungsphase. Das Spektrum des TRL wird zwischen 6 bis 8 gesehen. Standzeiten von 10 Jahren sind möglich. Gegenüber den zuvor vorgestellten Verfahren zeichnet sich das Membranverfahren durch einen sehr einfachen technischen Aufbau und spezifisch geringe Investitionen, eine nahezu wartungsfreie und unkomplizierte Handhabung sowie die damit verbundene hohe Betriebssicherheit aus. Durch die Modulbauweise kann sich

jedem Volumenstrom angepasst werden. Demgegenüber stehen der hohe Stromeinsatz für die Druckerzeugung und ein vergleichsweiser hoher Methanschlupf (≤ 5 %) in die Abluft. (FNR 2014:31)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 75 %. (Friedl. et al. 2016:32)

Anbieter: bspw. EnviTec Biogas, Axiom, BORSIG Membrane Technology GmbH, MT Biomethan

1.1.6 Tieftemperaturrektifikation („BM4“)

Die kryogene Gasaufbereitung arbeitet wie die Luftzerlegung mit Verflüssigung des Rohgases und Ausfrieren von CO_2 bei erhöhtem Druck. Durch das Verfahren entstehen sehr reine Produktgase, insbesondere Methan und CO_2. Aufgrund des hohen Energieeinsatzes besitzt die Tieftemperaturrektifikation bisher keine Marktrelevanz. (FNR 2014:31)

Es entsteht ein Kohlendioxid mit einer Reinheit von etwa 99,9 %.

Anbieter: bspw. Pentair Haffmans, Linde AG

1.1.7 CO_2-Hybrid-Verfahren („BM5“)

Die Hybrid-Verfahren 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 m^3/h sind DWA, DWW und Aminwäsche unwirtschaftlich (Groß und Clemens 2010:72). Diese kleinen Biogasanlagen machen aber mit rund 80 % einen Großteil der Anlagen aus (DBFZ et al. 2015:49). Im Fokus steht auch hier die Aufkonzentration von Methan bspw. auf Erdgasqualität zur Einspeisung in ein Erdgasnetz.

Das Optistrahl-Verfahren, welches von IZES und STEAG gemeinschaftlich entwickelt wurde, ist auf Anlagen mit Rohbiogasmengen von bis zu 100 m^3/h ausgelegt und soll „eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage“ darstellen (Groß und Clemens 2010:73). Hierzu wird das Rohbiogas zunächst verdichtet und durch Abkühlung auskondensiert. Mittels Permeationsmembran erfolgt eine erste Kohlendioxid-Abtrennung. Das CO_2-reiche Schwachgas wird mittels FLOX-Brenner oxidiert und die Wärme wird der Fermenterheizung zugeführt. Das methanreiche Gas wird mittels eines Strahlwäschers auf Erdgasqualität angehoben. Der Strahlwäscher besitzt den Vorteil, dass er keinen explosionsgeschützten Gasverdichter benötigt und damit die Investitionen gesenkt werden können. Eine kostengünstige Rekuperationseinheit soll die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau halten.

Das Unternehmen Pentair Haffmans entwickelte ein Verfahren, welches ebenfalls den Einsatz von Membranen als ersten Schritt vorsieht. Im folgenden Prozess wird das Methan allerdings durch kyrogene Verfahren gewonnen. Das dabei entstehende hochreine CO_2 steht dann anderen Prozessen zur Verfügung (FNR 2014:31).

Aufgrund der benötigten hohen CO_2-Qualität bzw. -Reinheit werden nachfolgend nur noch die folgenden Technologien betrachtet:

- Druckwechseladsorption (BM1),
- Aminwäsche (BM2),
- Membranverfahren (BM3),
- Tieftemperaturrektifikation (BM4) und
- CO_2-Hybrid-Verfahren (BM5).

1.2 CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

1.2.1 CO_2-Abtrennung zur Verwendung für Syntheseprozesse

Die CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft (*Direct Air Capture,* DAC) kann einerseits dazu eingesetzt werden, um CO_2 für die Weiterverarbeitung in chemischen Prozessen bereitzustellen, andererseits um CO_2-Emissionen aus der Luft zu filtern und nachfolgend einzulagern und so *negative Emissionen* zu erzielen. Letzteres könnte z. B. durch die im Zusammenhang mit CCS diskutierte unterirdische Lagerung in salinen Aquiferen oder ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern oder auch durch Einleitung in Basalte und nachfolgende Karbonatbildung geschehen. Eine Alternative ist, CO_2 zu Baumaterialien umzuwandeln und es damit indirekt auf lange Zeit zu lagern[3]. Auf die Frage der negativen Emissionen wird in einem Exkurs im nachfolgenden Kapitel eingegangen.

Im Gegensatz zur Lagerung des abgetrennten CO_2 wird bei der *Nutzung des CO_2* in Prozessen davon ausgegangen, dass es früher oder später wieder in die Atmosphäre gelangt. Dies kann einerseits nach Jahren oder Jahrzehnten geschehen, wenn es z. B. in Produkten wie Kunststoffen gebunden wird (siehe auch *Technologiebericht 2.4: CO_2-Nutzung*). Eine andere Nutzungsmöglichkeit sind Syntheseprozesse, die mittels vorzugsweise regenerativ hergestelltem Wasserstoff über die Reaktion mit CO_2 und anderen Chemikalien strombasierte Flüssigkeiten, Gase oder Chemikalien erzeugen. Der großskalige Einsatz von CO_2 ist damit ein Schlüsselelement zur Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Wärme, Verkehr oder Chemie.

Andere Wege zur Erzeugung großer Mengen von CO_2 sind Verfahren der CO_2-Abtrennung aus Kraftwerken oder Industrieprozessen (siehe *Technologiebericht 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS))*. Im Gegensatz zu diesen Verfahren, die auf die Reduktion von CO_2-Emissionen aus großen Punktquellen (z. B. Kohlekraftwerke) abzielen, sind DAC-Technologien in der Lage, CO_2 direkt aus der Umgebungsluft und damit auch aus verteilten Quellen abzutrennen. Der Einsatz solcher Systeme ist also theoretisch an jedem Standort weltweit denkbar und bietet daher auch Regionen ohne konzentrierte CO_2-Quellen entsprechendes Potenzial. Dies setzt allerdings auch voraus, den – je nach DAC-Verfahren – unterschiedlichen Bedarf an Strom oder Wärme – aus erneuerbaren Quellen zu decken und auch genügend Fläche zur Verfügung zu haben. Zudem benötigen einige Verfahren nicht unerhebliche Mengen an Wasser (siehe Kapitel 4). DAC-Verfahren sind jedoch die einzige Alternative zur großskaligen Bereitstellung von CO_2, wenn im Zuge der massiven Dekarbonisierung in den nächsten Jahrzehnten keine CO_2-Emissionen mehr aus fossilen Kraftwerken

[3] Unternehmen in dem Bereich sind z. B. Calera, Calix, Carbon8, CarbonCure oder Solidia Technologies.

und nur noch wenige, nicht vermeidbare CO_2-Emissionen aus konventionellen Industrieprozessen (z. B. der Zementproduktion) zur Verfügung stehen werden.

Prinzipiell ergeben sich durch DAC je nach zugrundeliegendem Systempfad vielfältige Anwendungsoptionen. So können CO_2-Quellen, für die bislang keine attraktiven Dekarbonisierungsoptionen vorhanden sind (z. B. der Flugverkehr), indirekt über DAC adressiert werden. Ebenso könnte DAC auf dem Wege der indirekten Elektrifizierung helfen, Prozesse zu dekarbonisieren, die bisher auf fossilen Rohstoffen basieren. So erfolgt die Herstellung von Basischemikalien bisher in Raffinerien durch das „Cracken" des Erdölderivats Naphtha. Die in den hierfür benötigten Steam Crackern entstehenden prozessbedingten CO_2-Emissionen könnten nur durch eine nachgelagerte CO_2-Abscheidung und -lagerung eliminiert werden (siehe *Technologiebericht 6.4: Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie)*. Alternativ könnten strombasierte Grundstoffe wie z. B. Methanol erzeugt und zu Olefinen weiter verarbeitet werden (siehe *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals*), so dass im weiteren Verlauf nur klimaneutrales CO_2 freigesetzt werden würde.

Auch kann die Technologie Bedarfe für CO_2 als Rohstoff direkt an den jeweiligen Produktionsstätten bedienen, ohne dass weitere Logistik für Aufbereitung, Speicherung und Transport benötigt wird. In Kombination mit Power-to-Gas (PtG) / Power-to-Liquids (PtL) können auf diese Weise Brenn- und Kraftstoffe nicht nur ortsunabhängig von CO_2-Punktquellen, sondern durch die vorangegangene Abtrennung aus der Umgebungsluft auch klimaneutral hergestellt werden (Eisaman et al. 2011).

Allerdings stehen dem Einsatz dieser Technologie eine ganze Reihe technisch-ökonomischer Restriktionen gegenüber. CO_2 kommt in der Umgebungsluft nur in sehr verdünnter Form von rund 400 ppm vor (im Vergleich dazu beträgt die Konzentration in den Abgasen aus einem Kohlekraftwerk bis zu 150.000 ppm), weshalb entsprechend große Volumina an Luft benötigt werden (Broehm et al. 2015). Der damit einhergehende Energiebedarf, welcher sich je nach Verfahren aus einem elektrischen und einem thermischen Anteil zusammensetzt, liegt mit dem 2 – 4-fachen 2 – 4-fachen deutlich über jenem von CCS (Goeppert et al. 2012). Ähnlich verhält es sich mit den Kosten, welche in der Literatur zwischen 20 USD/t CO_2 und 1.000 USD/t CO_2 (16 EUR/t CO_2 – 800 EUR/t CO_2)[4] schwanken, von Herstellern aber mit derzeit rund 600 USD/t CO_2 (480 EUR/t CO_2)und perspektivisch mit 100-200 USD/t CO_2 (80-160 EUR/t CO_2) beziffert werden (Climeworks 2018a; Evens 2017; Goeppert et al. 2012; Vidal 2018). Das Unternehmen *Global Thermostat* will sogar für 50 USD/t CO_2 (40 EUR/t CO_2) produzieren können (Evens 2017).

Grundsätzlich ist die CO_2-Abtrennung aus der Luft ein innovatives Themenfeld in einem frühen Technologiestadium. Zwar handelt es sich um kein grundsätzlich neues Konzept; vielmehr wurde es bereits in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts beschrieben und findet beispielsweise in der Raumfahrt seit Jahrzehnten Anwendung. (Goeppert et al. 2012) Allerdings sind diese Verfahren nicht auf eine möglichst effiziente und kostengünstige Abtrennung großer Mengen CO_2 aus der Erdatmosphäre ausgelegt. Broehm et al. (2015) Arbeiten zu diesem Fokus finden erst seit etwa 15 Jahren statt und sind u. a. in den Reviews von Broehm et al. (2015); Goeppert et al.

[4] Bei einem derzeitigem Wechselkurs von 100 USD zu 81 EUR (Stand: 27.03.2018).

(2012); Jones (2011); Koytsoumpa et al. (2018); Lackner et al. (2012) und Sanz-Pérez et al. (2016) beschrieben. Broehm et al. (2015) verweisen insbesondere auf einen fehlenden Forschungskonsens hinsichtlich grundsätzlicher Entwicklungspotenziale von DAC-Systemen und konstatieren, dass Prognosen über zukünftige Energiebedarfe und mögliche Kostendegressionen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

Trotz des ausstehenden Forschungsbedarfs haben sich in den letzten Jahren einige Start-Ups mit kommerziellem Interesse auf dem internationalen Markt etabliert, darunter *Climeworks* (Schweiz mit Deutscher Tochtergesellschaft), *Carbon Engineering* (Kanada) und *Global Thermostat* (USA). Die Akteure unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Verfahren, der angebotenen Nutzungskonzepte und der Reifegrade ihrer Technologien, betreiben aber alle Pilot- und Demonstrationsanlagen, zum Teil auch in kommerziellen Maßstäben, und bewerben ihre Produkte aktiv als marktreif (siehe Abschnitt 1.2.3).

1.2.2 Exkurs: CO_2-Abtrennung zum Erzielen „negativer Emissionen“

DAC ist eine von verschiedenen Methoden zur dauerhaften Bindung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre und wird in der Klimawissenschaft zunehmend vor dem Hintergrund der Erzielung negativer Emissionen betrachtet. Diese ergeben sich, wenn das „eingefangene“ CO_2 komprimiert und auf Dauer der Atmosphäre entzogen wird. DAC gehört damit zur Gruppe der *Negative Emission Technologies* (NET). Hierunter fallen nach (Smith et al. 2016) auch

- biomassebasiertes CCS (BECCS)
- (Wieder)Aufforstung von Wäldern (AR, afforestation and reforestation)
- verstärkte Verwitterung von Gesteinen durch Aufnahme von CO_2 (EW, enhanced weathering)
- ökologischere Bewirtschaftungsformen in der Landwirtschaft (die z. B. durch Humusaufbau eine stärkere Bindung von CO_2 im Boden ermöglichen)
- Erhöhung der Aufnahmekapazität von CO_2 in den Ozeanen (z. B. durch Eisendüngung) oder
- Umwandlung von Biomasse in schwer abbaubare Biokohle.

Im Gegensatz zur Nutzung von DAC im Zusammenhang mit Syntheseprozessen wird die Erzielung negativer Emissionen meistens erst für Zeiträume nach 2050 betrachtet. Während einige Klimamodellierer schon länger negative Emissionen als unvermeidlich zum Erreichen des 2 °C-Ziels ansehen und auch die Mehrzahl der Szenarien aus dem 5. IPCC-Bericht diese vorsehen, verschärft sich die Situation durch die Pariser Beschlüsse auf der Klimakonferenz COP21 nochmals. Klimamodellierer gehen inzwischen davon aus, dass das Erreichen des 1,5 °C-Ziels nicht mehr ohne DAC möglich sei, da die Nutzung von BECCS und damit des Biomasse-Anbaus aus verschiedenen Gründen (Flächenverbrauch, Konkurrenz zu Ernährungsfragen u. a.) nicht beliebig ausgedehnt werden könne (Heck et al. 2018). Entsprechend werden DAC im Zeitraum von 2060 – 2100 erhebliche Einsatzmengen zugeschrieben (Chen und Tavoni 2013; Marcucci et al. 2017), auf die in Kapitel 4.1 eingegangen wird. Es wird jedoch auch zunehmend Kritik daran geäußert, sich auf NET zu verlassen, für deren Einsatz es noch große Unsicherheiten und Risiken gäbe (Anderson und Peters 2016; Fuss et al. 2014; Smith et al. 2016). Gleichzeitig müssen diese Technologien jedoch

sehr wohl erforscht und unter technischen, ökologischen, ökonomischen und sozialen Gesichtspunkten bewertet werden (Anderson und Peters 2016; Rogelj et al. 2015).

Diese Diskussion soll hier nicht weiter vertieft werden, sie könnte jedoch die Technikentwicklung und die Kommerzialisierung dieser Technologien über die Nutzung für Syntheseprozesse hinaus in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten entscheidend beeinflussen.

1.2.3 Darstellung der zentralen DAC-Verfahren

Die in Frage kommenden DAC-Konzepte bestehen in der Regel aus drei Schritten (Goeppert et al. 2012):

1 | Zunächst muss die Umgebungsluft in geeigneter Weise zu dem Sorbent hingeleitet werden („contacting"). Dies kann z. B. mittels Ventilatoren beschleunigt werden, es kann aber auch der normale Luftzug genutzt werden (Lackner 2009).
2 | Anschließend muss das CO_2 aus der Umgebungsluft mittels absorbierender oder adsorbierender Substanzen gebunden werden.
3 | Im letzten Schritt folgt die Abtrennung des CO_2 vom Sorbent, was meist durch Zufuhr thermischer oder elektrischer Energie geschieht. Nach dieser Phase der Regeneration steht das Sorptionsmittel wieder für einen erneuten Zyklus in seiner Ausgangsform bereit.

Ansätze zur Gastrennung unterscheiden sich generell hinsichtlich der Wahl des Sorbents und der Art der Regeneration, aber auch der Einbindung in einen übergeordneten Systempfad (CO_2-Lagerung oder -Nutzung) und weiterer Kriterien. Generell kann die Gastrennung durch folgende physikalische oder chemische Verfahren erfolgen:

- *Physikalische Absorption* in flüssige Medien: Dies können einerseits *organische* Verbindungen wie Polyethylenglykol-Dimethylether (Handelsname beispielsweise Genosorb®, Seloxol® oder Rectisol®) sein, die einen geringen Aufwand bei der Regeneration erfordern, jedoch für die Absorption einen hohen Druck erfordern. Sie werden daher z. B. bei der Entfernung von Schwefelverbindungen von Erdgas eingesetzt, sind aber nicht für geringe Konzentration sinnvoll, wie sie bei CO_2 in der Luft vorliegen. Als Alternativen können anorganische Verbindungen wie Natriumhydroxid (NaOH) oder Kaliumhydroxid (KOH) verwendet werden, die bei geringem Druck arbeiten;
- *Adsorption* auf flüssige oder auf feste Medien. Da die Bindungsenergie bei flüssigen Medien so stark ist, dass die Regeneration einen erheblichen Energieaufwand erfordert, wird hier meist auf Feststoffe gesetzt (Goeppert et al. 2012; Lackner 2009). Feststoffe, die physikalisch adsorbieren, sind wiederum bei geringen Konzentrationen des aufzunehmenden Gases nicht geeignet. Stattdessen steht die chemische Adsorption bei DAC im Vordergrund, z. B. der Einsatz von festen (Poly)Aminen direkt als Sorbent oder die Verwendung von (Poly)Aminen chemisch auf Festkörpern gebunden;
- *Kryogene Trennung*, die wie in Kapitel 1.1.6 schon beschrieben durch Verflüssigung des Rohgases und Ausfrieren von CO_2 bei erhöhtem Druck erfolgt, was ebenfalls sehr energieaufwändig ist;

- Trennung mittels *Membranen*, die jedoch nicht für Gasströme mit geringer CO2-Konzentration geeignet sind.

Die bisher verfolgten DAC-Ansätze lassen sich daher grundlegend in drei Technologiepfade unterteilen:

- DAC1: Absorption und Elektrodialyse – Nutzung gelöster anorganischer Verbindungen
- DAC2: Absorption und Kalzinierung – Nutzung gelöster anorganischer Verbindungen
- DAC3: Adsorption und Desorption – Bindung organischer Aminverbindungen an Feststoffen

Absorption und Elektrodialyse („DAC1“)

Specht et al. (1998) vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) beschreiben einen Prozess, bei dem die Absorption des in der zunächst 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, in dem mit bipolaren Membranen Stoffe aus Lösungsmitteln abgetrennt werden können (Elektrodialyse). Das Verfahren hat einen Strombedarf von 430 kJ/mol CO_2 (2,72 MWh_{el}/t CO_2), wovon 70 kJ/mol CO_2 (0,44 MWh_{el}/t CO_2) auf den Ventilator für das Ansaugen der Umgebungsluft entfallen. Es wird keine zusätzliche thermische Energie benötigt.

Auch die Prozesse, welche von Eisaman et al. (2011) am Palo Alto Research Center (PARC) beschrieben werden, folgen grundsätzlich diesem Schema, wenngleich hier insgesamt sechs verschiedene Mischungen aus Kaliumhydrogenkarbonat ($KHCO_3$), Kaliumkarbonat (K_2CO_3) und KOH als Absorptionsmittel erprobt werden. Die anschließende Wiederherstellung erfolgt wie zuvor mittels Elektrodialyse. Der Energiebedarf wird im besten Fall mit 300 kJ/mol CO_2 (1,89 MWh_{el}/t CO_2) beziffert, wenngleich Verbesserungen für großskalige Anlagen in Aussicht gestellt werden. Neben dem Strombedarf wird keine zusätzliche thermische Energie benötigt.

Absorption und Kalzinierung („DAC2“)

Bei diesem Prozess erfolgt die Absorption des CO_2 ähnlich wie im vorherigen Verfahren mithilfe von NaOH oder KOH als wässrige Lösung. Baciocchi et al. (2006) schlagen ein NaOH basiertes Verfahren vor, welches die *Amerikanische Physikalische Gesellschaft* (engl. American Physical Society, APS) als Referenzsystem für ihre Technologiebewertung verwendet (APS 2011) und von Mazotti et al. (2005) sowie Zeman (2014) optimiert wurde.

Das kanadische Unternehmen *Carbon Engineering* verwendet hingegen KOH. Das aus der CO_2-Absorption resultierende wässrige K_2CO_3 wird in einem Pelletreaktor zu Calciumcarbonat ($CaCO_3$) ausgefällt und per Kalzinierung in CO_2 und Calziumoxid (CaO) zersetzt. Letzteres wird zu Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$) hydratisiert und steht anschließend für einen erneuten Durchgang zur Verfügung (Carbon Engineering 2018) (siehe Tab. 1-1). Bei diesem Verfahren werden für die Kalzinierung sehr hohe

Temperaturen (> 850 °C) benötigt, welche das Unternehmen in seinem derzeitigen Pilotprojekt in Squamish (Kanada) über Erdgasbefeuerung erreicht. Der resultierende Energiebedarf beträgt 2,78 MWh/t CO_2, wovon der überwiegende Teil als thermische Energie anfällt (FVV 2016:5-97). Angaben zum Strombedarf für das Luftgebläse und die Anlagenführung konnten nicht identifiziert werden. In der Pilotanlage erzeugt das Unternehmen seit Dezember 2017 in einem „Air-to-Fuels" genannten Verfahren 1 Bbl Öl pro Tag, was umgerechnet 0,048 kt Öl/a entspricht.[5] Hierfür werden 1 t CO_2/Tag aus der Atmosphäre abgetrennt.

Denkbar wäre, dieses Verfahren in Kombination mit Solartürmen (also solarthermischen Kraftwerken) zu nutzen, die solare Wärme von bis zu 1.000 °C erzeugen und speichern können. In Kombination mit solarthermischer Stromerzeugung und nachfolgender Elektrolyse könnten somit an ein- und demselben Standort Wasserstoff und CO_2 zur Herstellung strombasierter Produkte erzeugt werden. Sowohl für die Elektrolyse als auch die Absorption wäre allerdings die Verfügbarkeit des benötigten Wassers zu klären.

Adsorption und Desorption („DAC3")

Bei diesem Prozess 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.

Das schweizerische Unternehmen *Climeworks* verwendet als Filtermaterial u. a. trockene Zellulose, an deren Oberfläche Aminverbindungen angelagert werden. Die Regenerierung des Adsorbens erfolgt unter Vakuum mittels *Temperature Swing* im Niedertemperaturbereich (ca. 100 °C) und liefert CO_2 mit einer Reinheit von 99,9 %. Da hier im Gegensatz zum vorherigen Verfahren keine hohen Temperaturen benötigt werden, fällt der thermische Energiebedarf mit derzeit 2,5 MWh_{th}/t CO_2 deutlich geringer aus und lässt die Einbindung von Abwärme aus vorhandenen Anlagen wie Elektrolyseuren oder Syntheseanlagen (z. B. Methanisierung) zu (als Zielwert werden 1,5 MWh_{th}/t CO_2 angestrebt). Neben der thermischen Energie fallen 0,5 MWh_{el}/t CO_2 Strom für das Gebläse an. Ein weiterer Vorteil dieses Verfahrens ist es, dass die in der Luft enthaltene Feuchtigkeit nach Durchlaufen des Prozesses als Wasser zur Verfügung steht und so für andere Prozesse, z. B. die Elektrolyse, genutzt werden kann. Das Unternehmen bietet ein Standardmodul „DAC-1" an, das je nach Bedarf zu großen Einheiten kombiniert werden kann (z. B. „DAC-36" mit 36 Einheiten a 5 m^2 und einer CO_2-Abscheidekapazität von 4.920 kg/Tag). (Climeworks 2018a,b)

Climeworks betreibt Demonstrationsprojekte in Zürich, Rapperswil, Hinwil (Schweiz) und Hellisheidi (Island) (siehe Tab. 1-1). Je nach Standort wird das abgeschiedene CO_2 einerseits zur Weiternutzung als Pflanzendünger für Gewächshäuser (Hinwil) oder als Grundstoff für die Produktion synthetischer Kraftstoffe (Rapperswil) verkauft. In Hellisheidi (Standort des zweitgrößten Geothermalkraftwerks der Welt) wird es zur langfristigen Sequestrierung mit Wasser versetzt und als Kohlensäure in 700 m tiefe Basaltgesteine eingeleitet, wo es sich mit den dort vorhandenen Mineralien Magnesium, Kalzium und Eisen verbindet. Aufgrund der hohen im Basalt

5 365 bbl/a = 58 m^3/a = 48.343 kg/a (bei einer angenommenen Dichte für Diesel von 833 kg/m^3).

vorherrschenden Temperaturen (ca. 400 °C) tritt innerhalb von zwei Jahren die Karbonatbildung ein, wodurch das CO_2 dauerhaft eingelagert bleibt (Climeworks 2018b; Diermann 2017)[6]. Aufgrund des hohen Wasserbedarfes (27 m^3/t CO_2), der nicht über das aus der Feuchtigkeit der Luft gebildete Wasser ausgeglichen werden kann, bietet sich das Verfahren allerdings nur dort an, wo sowohl Basaltvorkommen als auch ausreichend Wasser verfügbar sind. Neben reinem Trinkwasser kann jedoch auch Salzwasser (in diesem Fall 31 m^3/t CO_2) verwendet werden (Reykjavik Energy 2018).

Weitere Anlagen werden zum Zwecke von Power-to-Gas und Power-to-Chemicals in EU-Forschungsprojekten getestet. Mit einem Projekt in Norwegen steigt Climeworks zusammen mit Partnern in die großtechnische Produktion von BlueCrude ein, innerhalb dessen 8.000 t Öl pro Jahr produziert werden sollen (Industrieanzeiger 2017)[7].

Das US-Unternehmen *Global Thermostat* arbeitet ebenfalls nach dem Prinzip der Adsorption und Desorption und betreibt eine Pilotanlage in Kalifornien (USA) mit einer CO_2 Aufnahmekapazität von 2.000 kg/Tag (siehe Tab. 1-1). Die Firma plant, DAC-Module mit einer CO_2-Aufnahmekapazität von 50 kt/a – 2.000 kt/a (137 t/d bzw. 5.480 t/d) zu Kosten von 50 USD/t CO_2 (40 EUR/t CO_2) anzubieten. Nähere Informationen sind nicht verfügbar. (Global Thermostat 2018)

Im Rahmen des finnischen Forschungsprojekts *SOLETAIR* wurde vom *Finnischen Technologieforschungszentrum VTT* und der *Lappeenranta Universitä*t eine Kompaktanlage zur Gewinnung synthetischer Kraftstoffe entwickelt, die im Sommer 2017 die ersten 200 Liter Kraftstoff produzierte. (KIT 2017; VTT und LUT 2018) Die integrierte DAC-Anlage arbeitet ebenfalls nach dem Adsorption/Desorption Prozess, setzt als Feststoff jedoch ein Harz mit angelagerten Aminen ein („amine-functionalized polystyrene spherical beads“). An den Aminen werden sowohl das CO_2 als auch das Wasser adsorbiert und nach Sättigung des Adsorbents im Vakuum unter Wärmezufuhr zurück gewonnen. Die Anlage ist auf eine Produktion von 80 l Benzin pro Tag ausgelegt, was umgerechnet 0,022 kt Benzin/a entspricht.[8] Hierfür werden 3,8 kg CO_2/Tag aus der Atmosphäre abgetrennt. An dem Projekt ist auch die deutsche Firma INERATEC, ein Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), beteiligt, die einen kompakten Fischer-Tropsch-Reaktor entwickelte. Das Fernziel des Projektes ist es, aromatische Kohlenwasserstoffe wie Benzene, Toluene und Xylene als Basis für strombasierte Polymere (z. B. Polyurethan) zu produzieren.

Lackner (2009) vom *Center for Negative Emission of Arizona State University* beschreibt ebenfalls einen feststoffbasierten Adsorptionsprozess, bei welchem jedoch ein Ionenaustauscherharz zum Einsatz kommt und die Desorption mittels Humidity Swing erfolgt. Der Energiebedarf wird mit sehr geringen 50 kJ/mol CO_2 (0,32 MWh/t CO_2) angegeben, das Verfahren beschränkt sich bislang jedoch auf theoretische Konzeptualisierung und Prototypen im Labormaßstab. Im Gegensatz zu CO_2 mit einer hohen Reinheit liefert dieses Verfahren „CO_2 enriched air“ (McLaren 2014).

---

6 Am *CarbFix2-Projekt* in Island sind neben Climeworks auch Reykjavik Energy, University of Iceland, CNRS und Columbia University beteiligt (https://www.or.is/carbfix)

7 Am Projekt in Heroya sind neben Climeworks die Firmen Sunfire, Nordic Blue Crude AS EDL Anlagenbau und weitere Partner beteiligt (Industrieanzeiger 2017).

8 80 l/Tag = 29.200 l/a = 0,022 kt/a (bei einer angenommenen Dichte für Benzin von 0,76 kg/l).

Tab. 1-1 Derzeit bekannte DAC-Demonstrationsanlagen und -pläne mit Basisdaten

		DAC2 Absorption und Kalzinierung	**DAC3 Adsorption und Desorption**							
		Fa. Carbon Engineering	Fa. Climeworks						VTT und LUT	Fa. Global Thermostat
Details Demo-anlage	Ort	Squamish (Kanada)	Hinwil (Schweiz)	Rapperswil (Schweiz)	Hellisheidi (Island) *CarbFix2*	Troia (Italien) EU Projekt *STORE&GO*	EU Projekt *CELBICON*	Heroya (Norwegen)	Finnland	Menlo Park (USA, Kalifornien)
	Nutzung für	„Air-to-Fuels“ (A2F) (mit Greyrock Energy)	Gewächshäuser (mit Gärtnerei)	PtMethan	Mineralisierung (mit Reykjavik Energy)	Ab 2018 PtG (mit DVGW)	Ab 2018 PtC	Ab 2020 PtL (mit Sunfire et al.)	PtL, später PtC	
	Energie	Erdgas	Abwärme von MVA	Abwärme Elektrolyse/Methan.	Wärme Geothermie	Methansynthese		BlueCrude-Synthese	Vermutlich Synthese	
CO_2-Aufnahme	kg/d	1.000	2.460 („DAC-18“) [1)]		135 („DAC-1“)	419 („DAC-3“)	16	-	3,8	2.000
	kt/a	0,365	0,9		0,050	0,15	0,0058	350	0,0014	0,730 Pilot
	kt/(a,m^2)	-	0,01		-	0,0075	-	-	-	0,08
Erzeugung Kraftstoff	kt/a	0,048	-		-	-	-	8	0,022	-
Wissenschaftliche Artikel		Holmes et al. (2013) Holmes und Keith (2012)	Nikulshina et al. (2009) Gebald et al. (2011, 2013, 2014) Wurzbacher et al. (2011, 2012, 2016)							Eisenberger (2016); Eisenberger et al. (2009); Realff und Eisenberger (2012)

PtC = Power-to-Chemicals; PtG = Power-to-Gas; PtL = Power-to-Liquids; MVA = Müllverbrennungsanlage
[1)] Die Bezeichnungen der Fa. *Climeworks* sind nicht zu verwechseln mit den in diesem Bericht verwendeten Bezeichnungen der drei grundlegenden Verfahren.

Quelle: Carbon Engineering (2018); Climeworks (2018b); Friedl (2015); Global Thermostat (2018); Industrieanzeiger (2017); VTT und LUT (2018)

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 CO_2-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, bspw. in der Ammoniakproduktion. Im Zusammenhang mit Faulgasen wurde die Entwicklung von Anlagen kleiner Leistungsgrößen durch das EEG ab 2009 vorangetrieben, welches die Aufbereitung von Bio-, Klär- und Deponiegas auf Erdgasqualität (nachfolgend als Biomethan bezeichnet) förderte und die Wirtschaftlichkeit sicherstellte. 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. Forschungsbedarf besteht daher einerseits in der Verbesserung der Gesamteffizienz, der Kostenminderung bei der Membrantechnologie und dem Einsatz alternativer Waschlösungen. Mit Blick auf die künftige Verwendung des CO_2 als Einsatzstoff für die Herstellung von Synthesegasen, Kraftstoffen und Chemikalien besteht andererseits Forschungsbedarf hinsichtlich der Nutzbarmachung von günstigen klimaneutralen CO_2-Quellen mit teils Erzeugungskosten gegen null und der Entwicklung von PtL-Erzeugungsanlagen in kleinem zur Faulgasmenge passendem Maßstab. Da CO_2 als unerwünschtes Nebenprodukt abgeschieden wird, können die Kosten bei der CO_2-Abtrennung aus Faulgasen mit null angesetzt werden. Allerdings ist der Transport 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. Allerdings begann das vom BMBF geförderte Projekt „SunFire“ der Sunfire GmbH zunächst mit CO_2 aus einer Biogasanlage, bevor entschieden wurde, ein DAC-Verfahren zu nutzen (Ingenieur.de 2015). In dem derzeit laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“, gefördert durch das BMBF, wird im Forschungscluster „B2: Methan, Kohlenwasserstoffe und längerkettige Alkohole“ ebenfalls CO_2 aus Biogas als eine Option vorgesehen.

2.2 CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Deutschland

Derzeit sind in Deutschland weder DAC-Patente angemeldet, noch sind den Autoren deutsche Hersteller bekannt. Climeworks betreibt in Dresden die Tochtergesellschaft Climeworks Deutschland GmbH.

Im Rahmen des BMBF-Forschungsprojektes *CORAL* (*CO_2-Rohstoff aus Luft*) wird jedoch 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. Beteiligte Partner sind das Zentrum für Sonnenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg (ZSW), das Institut für Polymerchemie am Lehrstuhl für Makromolekulare Stoffe und Faserchemie der Universität Stuttgart (IPOC) sowie das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu). Während das ZSW für die Projektkoordinierung sowie den Bau und Betrieb einer entsprechenden Versuchsanlange verantwortlich ist, entwickelt das

IPOC neue Materialien für die reversible Adsorption auf Basis monolithischer Polymere bzw. Zellulosefasergewebe. Das ifeu führt Lebenszyklusanalysen durch, um die Umweltauswirkungen der Technologie zu untersuchen und mit anderen Verfahren zu vergleichen.

Darüber hinaus ist die Firma *Climeworks* (Schweiz) in dem derzeit laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“, gefördert durch das BMBF, als Partner der Firma Sunfire (Dresden) vertreten. Im Forschungscluster „A2: Niedertemperatur Co-Elektrolyse“ wird eine integrierte Anlage zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen entwickelt, wobei die für die CO_2-Abtrennung benötigte Wärme aus der Syntheseanlage kommen wird.

Die Firma INERATEC, ein Spin-off des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), ist wie oben dargestellt an dem finnischen Forschungsprojekt SOLETAIR beteiligt, für das sie einen kompakten Fischer-Tropsch-Reaktor entwickelte.

International

Weltweit sind derzeit 20 Patente zum Thema angemeldet, entsprechende Hersteller (*Climeworks*, *Carbon Engineering*, *Global Thermostat)* stammen aus der Schweiz, Kanada und den USA. Eine Publikationsanalyse via Scopus ergab rund 184 referierte Artikel mit einem deutschen Anteil von 3 % (siehe Kapitel 4.6).

Insbesondere in den letzten 15 Jahren wird an der Material- und Verfahrensentwicklung gearbeitet – zentrale Themen hier sind:

- Entwicklung und Test von CO_2-Sorbents in den verschiedenen oben dargestellten Entwicklungsrichtungen
- Techno-ökonomische Analysen der einzelnen Verfahren
- Anlagenskalierung von Laborentwicklungen hin zu Demo- und Pilotverfahren
- Generell Minimierung des Energiebedarfs
- Reduktion der Kosten in Richtung 100 USD/t CO_2 (80 EUR/t CO_2)
- Prozessintegration der entwickelten Verfahren

Eine Vielzahl von Reviews beschäftigt sich in den letzten Jahren mit der Aufarbeitung des Standes der Wissenschaft, z. B. APS (2011); Broehm et al. (2015); Goeppert et al. (2012); Jones (2011); Koytsoumpa et al. (2018); Lackner et al. (2012); Sanz-Pérez et al. (2016), baut aber oft auf dem Stand von vor einigen Jahren auf und berücksichtigt nicht die oben dargestellten aktuellen Entwicklungen insb. bei den auf Adsorption/Desorption basierenden Verfahren.

Zudem werden in den letzten Jahren auch verstärkt übergreifende Analysen zum Einsatz von DAC erstellt:

- Einsatz von DAC als Negative Emission Technology (Szenarien, Politikansätze)
- Kopplung von DAC mit Syntheseverfahren und Analyse von deren Kosten und Ökobilanzen
- Szenarienanalysen wie von Psarras et al. (2017), die am Beispiel der USA zeigen, dass mögliche Standorte von DAC-Anlagen dort geplant werden sollten, wo sowohl Wind- und Concentrated Solar Power (CSP)-Anlagen zur Stromerzeugung als auch ausreichende CO_2-Lagerstätten vorhanden sind.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Mit diesem Kriterium wird die Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen DAC-Anlage eingestuft. Eine kommerzielle Anlage ist dabei eine Anlage, die einen TRL von 9 erreicht hat, auf dem Markt erworben werden kann und konkurrenzfähig ist (was in diesem Fall bedeutet, dass ausreichende Marktanreize vorhanden sind).

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Die CO_2-Abtrennung aus Faulgasen hat in den meisten der in Kapitel 1.1 genannten Verfahren die Marktreife erlangt – Ausnahmen bilden das Membranverfahren sowie je nach Zusammenstellung CO_2-Hybrid-Verfahren – und es sind bereits Anlagen im Betrieb und können bei Herstellern erworben werden. Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen im EEG – Wegfall des Bonus' zur Aufbereitung von Biogas auf Biomethan sowie Reduktion der vergütungssätze für Strom aus Biomethan – ist derzeit nicht mit oder nur wenigen Neubauten zu rechnen. Der weitere Ausbau ist daher von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Wie oben dargestellt, befinden sich die beschriebenen DAC-Verfahren einerseits noch zwischen frühem F&E- und Demonstrationsstadium, werden andererseits durch die Entwickler aber als marktreif eingestuft[9]. Die Anlagen sind insbesondere aus Kostengründen noch weit davon entfernt, großmaßstäblich zum Zwecke der Herstellung strombasierter Kraft- und Brennstoffe sowie Chemikalien eingesetzt zu werden. Erst mit Hilfe von Marktanreizprogrammen dürfte es gelingen, sie zu einem konkurrenzfähigen Produkt weiterzuentwickeln. Es wird daher konservativ eine Zeitspanne bis 2030 abgeschätzt, bis zu der die Kommerzialisierung im obigen Sinne gegeben ist. Dabei wird nicht zwischen den in diesem Projekt angesetzten Szenarienwelten (80 %ige und 95 %ige THG-Reduktion) unterschieden, da auch in einer 80 %igen Reduktionswelt ausreichend Handlungsdruck besteht, nicht nur den Stromsektor, sondern auch Verkehrs- und Industriesektor zu dekarbonisieren.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☑ bis 2030 ☒ bis 2040 (☒) bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 (☒) bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

9 So bietet *Climeworks* z. B. ausgereifte Anlagen (TRL=9) mit einer Abtrennleistung zwischen 135 und 13.120 kg CO_2/Tag bzw. 0,05 – 4,8 kt CO_2/a zum Preis von 600 CHF/t CO_2 auf dem Markt an, geht aber davon aus, dass bei entsprechenden Marktanreizmechanismen innerhalb von ca. 10 Jahren durch konkrete geplante technische Verbesserungen eine Kostenreduktion auf unter 100 CHF/t CO_2 erreicht werden könnte (Climeworks 2018a; Evens 2017).

Weitere Verfahren, die bisher erst im Konzeptstadium oder im Labor existieren, werden vermutlich erst in 10 Jahren kommerziell verfügbar sein, so dass diese Vorlaufzeit ebenfalls mit angegeben wird.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Weitere Forschungs- und Entwicklungsrisiken zeigen sich derzeit nur beim Membranverfahren (TRL 6-8) und bei innovativen CO_2-Hybrid-Verfahren (TRL 5-9). Die restlichen Verfahren können mit TRL=9 eingeordnet werden (Tab. 3-2).

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	BM1	BM2	BM3	BM4	BM5
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐	☐	☐
Technologieentwicklung						
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐	☐	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☐	☐	☐
Demonstration						
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐	☐	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☒	☐	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐	☒	☐	☒
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐	☒	☐	☒
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☒	☒	☐	☒	☒

TRL= Technology Readiness Level

BM1: Druckwechseladsorption, BM2: Aminwäsche, BM3: Membranverfahren, BM4: Tieftemperaturrektifikation, BM5: CO_2-Hybrid-Verfahren

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Tab. 3-3 zeigt die Ergebnisse einer Literaturrecherche zum aktuellen Entwicklungsstadium der Technologiegruppen, für DAC unterteilt nach Verfahren und Quellen. Laut Napp et al. (2017) befinden sich sämtliche NET-Technologien (inkl. DAC, exkl. BECCS) in einem sehr frühen Technologiestadium von TRL 1-3. Lomax et al. (2015) unterscheiden hier je nach Sorptionsmittel und befinden Hydroxidlösungen, welche bei DAC1 und DAC2 zum Einsatz kommen, mit einem TRL-Level von 3-5 für weiter fortgeschritten als Amine mit TRL 2-4, auf denen DAC3-Systeme basieren. UBA (2016) sieht die DAC3-Technologiegruppe hingegen bereits bei TRL 6. Für letztgenannte Klassifizierung sprechen die in Abschnitt 1.2.1 aufgeführten Demonstrationsanlagen, die zum Teil weit über Konzeptbeschreibungen und kleinmaßstäbliche Laboranwendungen hinausgehen. Dementsprechend stuft Climeworks – bei den gegebenen Kosten – ihre Technologie bereits mit TRL=9 ein (Climeworks 2018a). Angaben für die beiden anderen genannten Unternehmen waren nicht verfügbar.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiegruppen CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	DAC1	DAC2	DAC3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☒	☒	☒
Technologieentwicklung				
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☒	☒	☒
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☒	☒	☒
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☒	☒
Demonstration				
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☒

TRL= Technology Readiness Level

DAC1: Absorption und Elektrodialyse, DAC2: Absorption und Kalzinierung, DAC3: Adsorption und Desorption

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Aufgrund der bereits zuvor genannten Veränderung des wirtschaftlichen Rahmens mit dem EEG 2014 bestehen für dezentrale Kleinanlagen insbesondere wirtschaftliche F&E-Risiken, da der Absatzmarkt derzeit nicht mehr gegeben ist. Die Prozesse selbst gelten als weitestgehend ausgereift, mit Ausnahme der Membran- und Hybridverfahren.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Druckwechseladsorption						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☒	☐	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Aminwäsche						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☒	☐	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Membranverfahren						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Tiefentemperaturrektifikation						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Hybrid-Verfahren						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Aufgrund der unterschiedlich ausgereiften Konzepte ist eine allgemeine Einschätzung des Risikos schwierig. Legt man jedoch die Angaben der drei genannten Unternehmen zugrunde, dürfte das rein technische Risiko gering sein, da deren Anlagen bereits auf dem Markt angeboten werden. Lernprozesse (technisches Lernen, upscaling und Massenproduktion), die Kostenreduktionen auslösen, sind jedoch von einem entsprechenden Absatzmarkt abhängig. Dieser wird sich – über Einzelanwendungen hinaus – erst entwickeln, wenn geeignete CO_2-Steuerungsinstrumente existieren. In diesem Fall dürften auch CO_2-Vermeidungskosten um die 80 Euro/t CO_2

realistisch sein. Im Gegensatz zur Erzielung reiner negativer Emissionen sind die Kosten der CO_2-Abtrennung im Rahmen von Syntheseprozessen jedoch nur ein Kostenbestandteil unter mehreren. In diesem Fall hängen die Absatzchancen auch von zu schaffenden Marktanreizinstrumenten für die regenerativ hergestellten Syntheseprodukte ab. Daher wird das marktwirtschaftliche F&E-Risiko allgemein als „hoch" eingestuft und das technische F&E-Risiko als „eher gering" (in der Summe jedoch nicht als „gering", da technisches Lernen von der Marktentwicklung abhängt).

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken für die Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Rohstoffrisiken werden derzeit nicht gesehen, können aber erst realistisch eingeschätzt werden, wenn Szenariostudien zum Bedarf an Materialien für Herstellung und Betrieb der Anlagen vorliegen.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Eine Abschätzung von Marktpotenzialen (Deutschland und international) wäre zum jetzigen Zeitpunkt spekulativ, da mindestens die folgenden Faktoren berücksichtigt werden müssen:

1 | Das aus Faulgasen oder aus der Luft abgetrennte CO_2 könnte für verschiedene Zwecke benötigt werden, deren Mengen und Qualität (z. B. Reinheit) abgeschätzt werden müssen:

- für Syntheseprozesse zur Herstellung von Kraft- oder Brennstoffen sowie Chemikalien (Methanisierung, Methanolherstellung und nachfolgende Prozesse) für den Verkehrs- und Industriesektor;
- zum direkten Einsatz in der Chemieindustrie (CCU – Carbon Capture and Utilisation);
- mit nachfolgender Einlagerung.

2 | Für die genannten Zwecke könnte in einer Übergangszeit (z. B. abnehmend bis 2050) ebenfalls fossiles CO_2 aus der Abtrennung aus Kraftwerken oder Industrieanlagen verwendet werden, so dass das Verhältnis von fossilem zu klimaneutralem CO_2 geklärt werden müsste. Auch wenn zunächst noch genügend fossiles CO_2 zur Verfügung stehen würde, wäre es dennoch angebracht, parallel hierzu Strukturen zur Nutzung von DAC aufzubauen, da Anlagen in der Größenordnung mehrerer Gigawatt nicht auf einmal errichtet werden können. Selbst wenn einige CO_2-intensive Prozesse (z. B. aus der Zementherstellung) weiter existieren werden, müsste dieses CO_2 ab 2050 vermutlich eingelagert und stattdessen komplett auf klimaneutrales CO_2 umgestellt werden. Gleiches gilt für die Pre-Combustion CO_2-Abtrennung aus Faulgasen, die aufgrund des hohen CO_2-Gehalts einen vergleichsweise geringen Energie- und Stoffeinsatz aufweisen, jedoch dezentral verteilt sind.

3 | Zur Abschätzung der benötigten Mengen an CO_2 werden Szenarien oder Roadmaps benötigt, aus denen hervorgeht, ab wann in den drei genannten Bereichen in welchem Umfang CO_2 benötigt würde. Dies bedarf Entscheidungen über die zukünftigen Antriebskonzepte (elektrisch, Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe) und der Aus- oder Umgestaltung von Industrieprozessen.

4 | Das Verhältnis von fossilem und klimaneutralem CO_2 hängt auch von Infrastrukturaspekten ab, denn für die CO_2-Abtrennung ist teilweise ein erheblicher Energieeinsatz nötig. Dieser kann vermindert werden, wenn die benötigte thermische Energie aus der Abwärme z. B. einer Syntheseanlage verwendet werden kann. Wenn in der Übergangszeit zunächst CO_2 aus Industrieprozessen eingesetzt würde und die Syntheseanlagen entsprechend platziert werden, ist jedoch zu berücksichtigen, dass das CO_2 bei Wegfall dieser CO_2-Quellen von extern gelegenen DAC-Anlagen und Faulgasquellen zu den errichteten Anlagen nahe den Industriestandorten transportiert werden müsste. Abhängig vom künftigen Gesamtbedarf an CO_2 als Rohstoff, mittel- und langfristig verfügbaren Quellen, den Absatzorten (Industrie, Kraftstofferzeugung und –verbrauch) und den CO_2-

Bereitstellungskosten sind daher zunächst die verschiedenen Bereitstellungspfade eingängig zu prüfen.

5 | Schließlich würden zur Abschätzung in TF_Energiewende auch Angaben benötigt, wie viele Anlagen in Deutschland installiert werden könnten im Vergleich zu weltweiten Zahlen. Der weltweite Ausbau würde benötigt, um Lernraten abschätzen zu können.

Aufgrund dieser unsicheren Faktoren werden zu Illustrationszwecken nur die in TF_Energiewende im *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals* ermittelten Potenziale an (flüssigen) strombasierten Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien aufgezeigt und aus ihnen der Bedarf an CO_2 abgeleitet – sowohl für Deutschland als auch international. Einerseits wurde für beide Technologien ein schrittweiser Aufbau angenommen, der in etwa den Ausbauzielen der erneuerbaren Energien entspricht. Andererseits könnte wie oben dargestellt zunächst auch fossiles CO_2 verwendet werden, so dass der im Folgenden gezeigte Bedarf an klimaneutralem CO_2 eher eine Obergrenze darstellt. Hinzu käme jedoch auch noch ein möglicher Bedarf an CO_2 für Power-to-Gas zur Nutzung im Wärmesektor, der hier nicht berücksichtigt worden ist.

Im *Technologiebericht 4.3: Power-to-liquids/chemicals* wurden folgende Ausbauszenarien verwendet (die angegebenen Seitenzahlen beziehen sich auf diesen Bericht):

- *Power-to-Liquids*
  - *Deutschland* (S. 35)
    Ausbaupfad im Rahmen des KS 95-Klimaschutzszenarios aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015), wo ab 2040 ein erheblicher Bedarf an strombasierten (flüssigen) Kraft- und Treibstoffen, insb. für den Schwerlast- und den Flugverkehr, angenommen wird (95 % Reduktionsziel). Der PKW-Verkehr wird, wie auch schon beim KS 80-Klimaschutzszenario, durch andere Optionen abgedeckt.
  - *International* (S. 30)
    Ausbaupfad im Rahmen des „Sustainable World Energy Outlook“ von Teske et al. (2012), wo ab 2020 ein langsamer Hochlauf strombasierter Kraft- und Treibstoffe beginnt, die ab 2040 massiv anwachsen.
- *Power-to-Chemicals*
  - *Deutschland* (S. 36)
    Deckung des Naphthabedarfes als Grundstoff der Chemikalienherstellung über die Erzeugung regenerativen Methanols und nachfolgendem MtO (Methanol-to-Olefin) oder OCM (Oxidative-Coupling-of-Methan)-Pfad. Dabei wird angenommen, dass der Bedarf an Basischemikalien (in Ethylenäquivalenten) der dreifachen Menge des benötigten Ethylens entspricht. Die Umstellung der Methanolproduktion auf erneuerbaren Strom erfolgt in Analogie zu den 80 % bzw. 95 %-Klimaschutzszenarien aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015).
  - *International* (S. 31)
    Erheblicher Anstieg des Chemikalienbedarfs bis 2050 nach verschiedenen Szenarien, dabei ebenfalls die Annahme, dass der Bedarf an Basischemikalien (in Ethylenäquivalenten) der dreifachen Menge des benötigten Ethylens ent-

spricht. Eine Umstellung der Methanolproduktion auf erneuerbaren Strom erfolgt in Analogie zum „450 ppm“-Szenario des „Word Energy Outlooks 2016“ (2 °C-Ziel) bzw. einem schnelleren Umstieg für den Fall eines 1,5 °C-Ziels.

Deutschland

Abb. 4-1 zeigt den resultierenden CO_2-Bedarf nur für den Ausbau in Deutschland. Bei einer weitgehend vollständigen Substitution der Basischemikalien würden diese mit ca. 55 Mt CO_2/a etwa die doppelte Menge an CO_2 wie der Verkehrssektor benötigen. (Dabei ist zu berücksichtigen, dass der PKW-Verkehr nach dem verwendeten Szenario weitgehend aus anderen Optionen versorgt wird.)

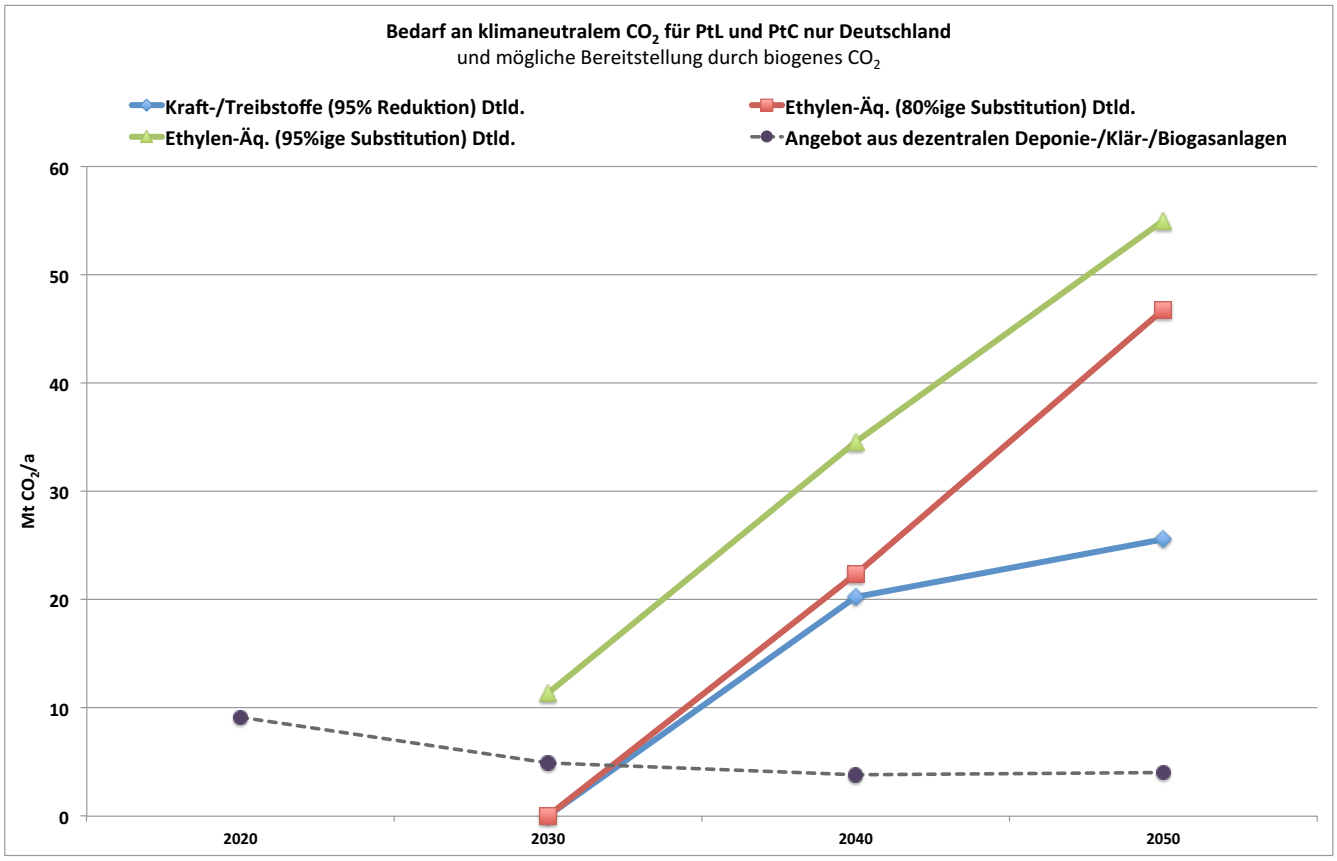


Abb. 4-1 Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien in Deutschland bis 2050 in Mt CO_2/a

Das Potenzial von CO_2 aus Faulgasen wird insbesondere durch die Erzeugungsmengen von Biogas geprägt. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen ist jedoch nicht mit einem weiteren Ausbau dieser Anlagen zu rechnen, so dass die Verfügbarkeit in Zukunft eher abnehmend eingeschätzt wird. Tab. 4-1 fasst die aus den Faulgasen abtrennbaren CO_2-Mengen entsprechend den in den nationalen Zielszenarien unterstellten Ausbaupfaden zusammen. Aufsummiert und als Mittelwert zwischen unterer und oberer Grenze sind sie in obiger Abb. 4-1 dem Bedarf an klimaneutralem CO_2 gegenüber gestellt.

Tab. 4-1 Potenzial von CO_2 aus Faulgasen in Deutschland bis 2050

Mt CO_2	2020	2030	2040	2050
Quelle				
Deponie- und Klärgas	0,3 – 2,2	0,3 – 2,1	0,3 – 2,3	0,3 – 2,3
Biogas	4,6 – 11,3	3,9 – 4,4	1 – 4	0,4 – 5,1

Quellen: eigene Ermittlung aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) sowie Nitsch et al. (2012)

International

Weltweit betrachtet (Abb. 4-2) würden die Bedarfe an strombasierten Treibstoffen und Chemikalien um etwa das 100fache höher liegen als der deutsche Bedarf. Dies liegt insbesondere an dem hohen Wachstumspfad, der für Chemikalien weltweit angenommen wird (Wachstum insbesondere in den USA und in China).

Da die internationalen Szenarien nur Biomasse insgesamt als Energiequelle nennen, sind weitergehende Differenzierungen nach potenziellen Faulgasquellen nicht möglich.

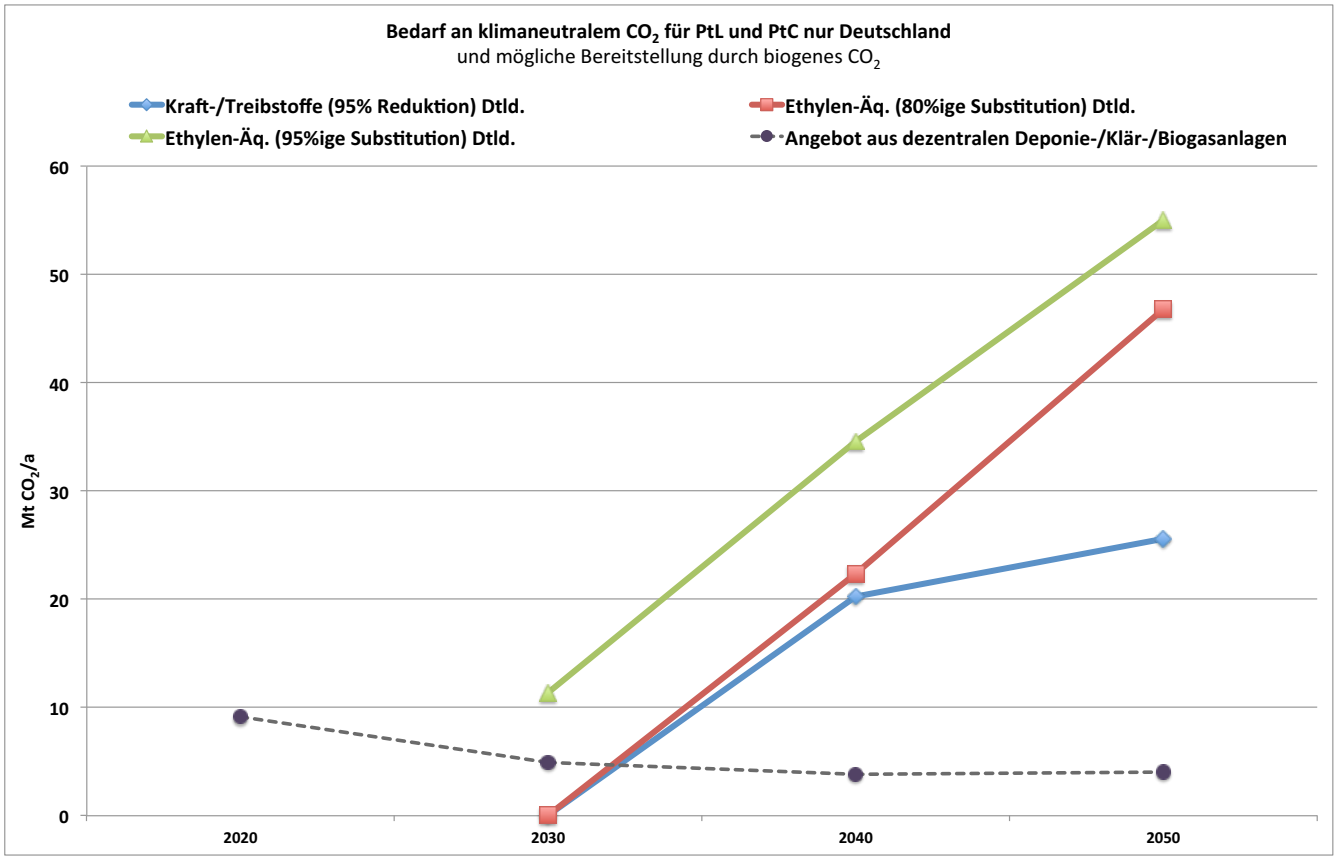


Abb. 4-2 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien bis 2050 in Mt CO_2/a

Schließlich zeigt Abb. 4-3 ebenfalls zu Illustrationszwecken, um wieviel größer der Bedarf an DAC-CO_2 ist, der laut Klimamodellen zur Erzeugung negativer Emissionen benötigt würde. Dargestellt sind die in Chen und Tavoni (2013) im Rahmen eines 2 °C-Szenarios sowie die in Marcucci et al. (2017) im Rahmen eines 1,5 °C-Szenarios

modellierten Mengen an CO_2. Der in Abb. 4-2 dargestellte Bedarf an CO_2 für strombasierte Kraft- und Treibstoffe sowie Chemikalien wurde nach 2050 konstant gehalten.

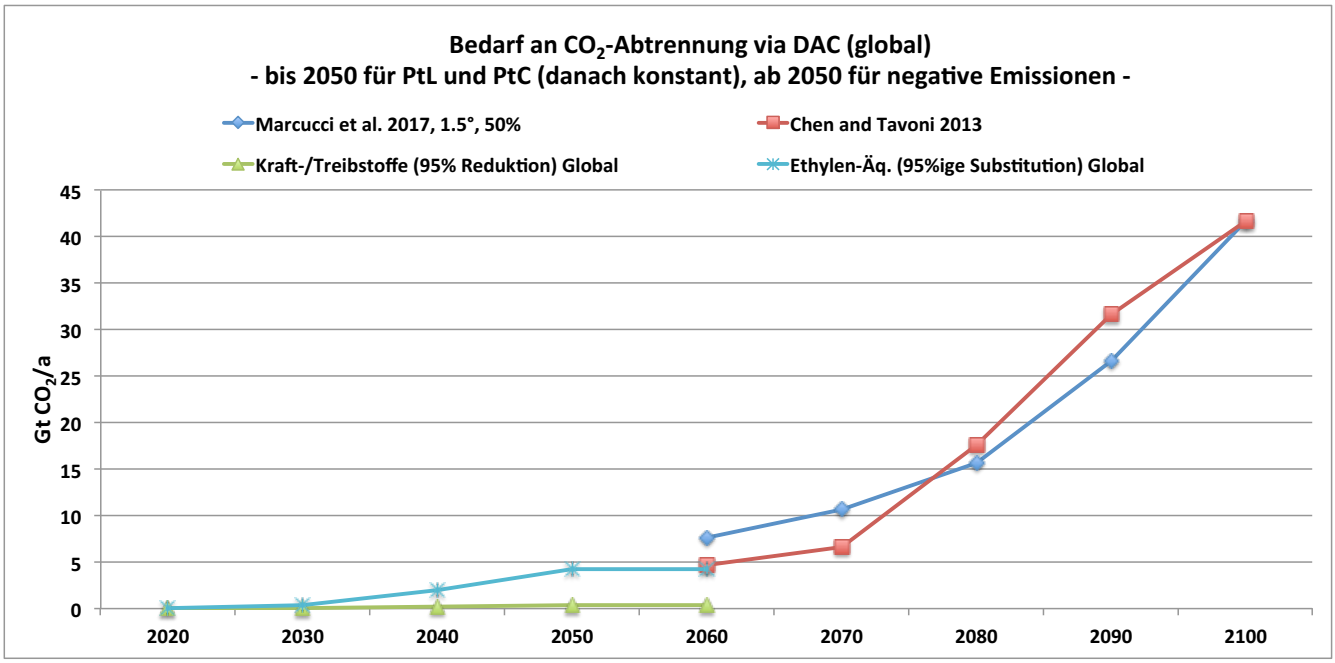


Abb. 4-3 Globaler Bedarf an klimaneutralem CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraft- und Treibstoffe und Chemikalien bis 2050 in Gt CO_2/a plus Bedarf an DAC-CO_2 zur Erzielung negativer Emissionen ab 2060

Ein mögliches Szenario für die Marktentwicklung von DAC-Technologien könnte daher sein, dass in den nächsten 20 Jahren der Hochlauf von DAC-Anlagen zur Herstellung von strombasierten Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien gefördert würde und die verschiedenen Konzepte auf diesem Wege Lerneffekte erzielen könnten (und auch neue Konzepte marktreif werden könnten). Gleichzeitig könnte bereits ein Teil der Infrastruktur nach und nach aufgebaut werden, die ab dem Jahr 2040 ggf. für die CO_2-Abtrennung mit nachgelagerter Einlagerung benötigt würde. In dieser Zeitspanne könnte auch die Einlagerung in Basalte nach dem Prinzip des CarbonFix Projektes erforscht und Potenzialstudien erstellt werden[10].

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

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. Deren Beitrag zu Emissionsminderungszielen wird in den jeweiligen *Technologieberichten im Technologiebereich 4* dargestellt.

10 In Bezug auf CCS wurde bisher hauptsächlich die CO_2-Einlagerung in salinen Akquiferen, ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfeldern und zum Zwecke von Enhanced Oil/Gas Recovery betrachtet. Die Einspeisung in Basalte mit nachfolgender Kalzinierung wird bisher eher am Rande betrachtet.

Für den Einsatz von DAC als NET-Technologie wäre eine gesonderte Bewertung nötig (siehe F&E-Bedarf in Kapitel 5.2).

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Ähnlich wie bei Kriterium 4 haben die hier betrachteten Anlagen als „Enabler“ nur indirekte Auswirkungen auf den Energieverbrauch. Aufgrund der Unterschiede zwischen den jeweiligen Technologierouten werden im Folgenden jedoch die spezifischen Verbräuche der verschiedenen Verfahren vergleichend dargestellt.

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Die nachfolgenden Angaben beziehen sich auf den Energiebedarf pro erzeugter Tonne CO_2 in den Verfahren BM1 bis BM4. Zu BM5 liegen keine spezifischen Informationen vor, zumal es sich hier um einen Sammelbegriff für verschiedene Verfahrenskombinationen handelt, die jeweils unterschiedliche Bedarfe an Einsatzstoffen voraussetzen.

Wasserbedarf ist nicht relevant für die hier betrachteten Verfahren.

Tab. 4-2 Spezifischer Energieverbrauch und Flächenbedarf der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

		BM1 DWA	BM2 Aminwäsche	BM3 Membran	BM4 Tieftemperatur
Energie	Einheit				
Strom	$kWh_{th}/t\ CO_2$	200	11	337	789
Wärme	$kWh_{th}/t\ CO_2$	-	631	-	-
Temperatur zur CO_2-Abscheidung	°C	-	120 – 140	-	-
Fläche	$m^2/t\ CO_2$	0,01 – 0,13	0,01 – 0,03	0,04	k.A.
Angaben bei einem CO_2-Gehalt im Gas von 48 %.					

Quellen: KTBL (2018); Boback (2003:165)

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Energieverbrauch

Theoretisch würde die Abtrennung von CO_2 mittels DAC 2 – 4 mal so viel Energie benötigen wie die Abtrennung aus Abgasen eines Kraftwerks (APS 2011:40; Goeppert et al. 2012), was angesichts einer um das 250-300fache verringerten Konzentration von CO_2 in der Luft relativ gering ist. Andererseits werden die idealen Verbräuche in der Realität oft erheblich überschritten, so dass mit weit schlechteren Werten als im Falle von CCS zu rechnen ist. Als thermodynamisches Minimum, um 50 % des mit einer Konzentration von 500 ppm in der Umgebungsluft vorhandenen CO_2 einzufangen, werden von APS (2011:40) 0,124 MWh/t CO_2 angegeben, ergänzt um 0,06

MWh/t CO_2 zur Kompression des CO_2. Auch diese Werte werden jedoch in der Praxis weit überschritten.

Tab. 4-3 gibt einen Überblick über zentrale energetische Parameter der verschiedenen DAC-Technologien (zur Erläuterung siehe auch Kapitel 1.2.3). Das Verfahren von Lackner (2009) weist mit Abstand den geringsten Energiebedarf auf, ist jedoch bisher erst ein theoretisches Konzept. Das Climeworks-System weist einen insgesamt geringeren Energiebedarf auf als jenes von Carbon Engineering und kann seinen Wärmebedarf aufgrund des geringen Temperaturniveaus aus Abwärme decken. Insgesamt lässt sich eine Entwicklung von anfangs stromintensiven (DAC1) hin zu thermischen (DAC2 und DAC3) Verfahren erkennen.

Tab. 4-3 Spezifischer Energieverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft

		DAC1 Absorption und Elektrodialyse		**DAC2 Absorption u. Kalzinierung**	**DAC3 Adsorption und Desorption**		
Energie	Einheit	ZSW	PARC	Carbon Engineering	Clime-works	Lack-ner	Global Ther-mostat
Erdgas	MWh_{th}/t CO_2	-	-	2,78 [1)]	-	n.a.	n.a.
(Ab)Wärme	MWh_{th}/t CO_2	-	-	-	2,5 [2)]	n.a.	n.a.
Strom	MWh_{el}/t CO_2	2,72	1,89	-	0,5	n.a.	n.a.
(nur Ventilatoren)	MWh_{el}/t CO_2	0,44		n.a.	0,5	n.a.	n.a.
Temperatur zur CO_2-Abscheidung	°C	n.a.	n.a.	> 850	100	45	n.a.
Reinheit des CO_2		>99	>99	n.a.	99,9		n.a.

[1)] Hauptsächlich thermische Energie.
[2)] Ziel von *Climeworks* ist ein thermischer Energieverbrauch von 1,5 MWh_{th}/t CO_2.

Quellen: Climeworks (2018a); Eisaman et al. (2011); Evens (2017); FVV (2016:5-97); Specht et al. (1998)

Flächenbedarf

Die Flächenbedarfe für DAC-Systeme schwanken sehr stark (siehe Tab. 4-4).

So beziffert APS (2011) auf Basis einer Extrapolation die Grundfläche, die für eine Anlage zur Abscheidung der CO_2-Emissionen in der Größenordnung eines 1 GW Kohlekraftwerks (6 Mt CO_2 pro Jahr) benötigt würde, auf 9 km², was 1,5 km²/(Mt CO_2, a) entspricht. Die Fläche der Anlagen zur Erzeugung der benötigten Energie ist laut Smith et al. (2016) hier nicht enthalten.

Climeworks weist eine Anlagengröße von 90 m² (Typ „DAC-18“) für eine Abscheidung von 0,9 kt/a aus, was einem Flächenbedarf von 0,1 km²/(Mt CO_2, a) entspricht und zum größten Teil aus notwendigen Freiräumen zwischen Reihen von Anlagentürmen besteht (siehe Abb. 4-4). (Climeworks 2018b) Diese Angaben beinhalten die komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik zur „Produktion“ des CO_2, jedoch keine

Flächen für die nötige Energiebereitstellung. Bei der Kopplung der DAC-Anlage mit Syntheseanlagen wäre hier nur der nötige Stromverbrauch mit zu berücksichtigen. Im Falle der CO_2-Gewinnung zur Erzielung negativer Emissionen käme noch die nötige Wärmebereitstellung hinzu. Wenn hierzu z. B. mit PV-Strom betriebene Wärmepumpen verwendet würden, würde sich der Gesamtflächenbedarf in vorteilhaften Regionen auf rund 2 km²/(Mt CO_2, a) erhöhen. (Climeworks 2018a)

Abb. 4-4 Climeworks DAC-18 Anlage in Hinwil, Schweiz (Abscheideleistung 0,9 kt CO_2/a)

Quellen: Climeworks (2018b)

Carbon Engineering gibt in einem Konzeptentwurf für eine Anlage mit einer Abscheideleistung von 1 Mt CO_2/a Maße von 8 * 200 m² an, was umgerechnet 0,0016 km²/(Mt CO_2,a) ergibt (siehe Abb. 4-5) (Holmes und Keith 2012). Das Unternehmen führt allerdings ergänzend an, dass sich die antizipierten Werte lediglich auf die Packungsmaterialien beziehen und eine tatsächliche Anlagengröße deutlich unterschätzen würden. Der Wert ist daher in Tab. 4-4 nicht dargestellt.

Abb. 4-5 Carbon Engineering Konzeptentwurf (geplante Abscheideleistung 1 Mt CO_2/a)

Quellen: Carbon Engineering in Vidal (2018)

Lackner (2009) beschreibt einen Prototypen mit den Maßen eines Schiffcontainers (30 m²) und einer Abscheideleistung von 1 t CO_2 pro Tag, woraus sich eine reine Anlagengröße von 0,08 km²/(Mt CO_2,a) ergibt.

Global Thermostat gibt einen Footprint von „hundrets of tonnes/yr/m²" an (Global Thermostat 2018). Nimmt man als Beispiel eine Abtrennung von 200 t CO_2/(m²,a) an, würde dies einen Flächenverbrauch von 0,005 km²/(Mt CO_2,a) bedeuten[11], was vermutlich ebenfalls ohne Bereitstellung der benötigten Energie gerechnet ist.

Tab. 4-4 Spezifischer Flächenverbrauch der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft

		DAC2 Absorption und Kalzinierung		DAC3 Adsorption und Desorption			
Energie	Einheit	Nach APS (2011) [1)]	Carbon Engineering	Clime-works[1)]	Clime-works[2)]	Lackner	Global Thermostat
Absolut	km²	9	k.A.	9E-5		3E-5	
Bezugs-größe	Mt CO_2/a	6	k.A.	9E-4		3,65E-4	
Spezifisch	km²/(Mt CO_2, a)	1,5	k.A.	0,1	2	0,08	0,005

[1)] reine CO_2-Bereitstellung
[2)] inkl. Fläche für Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien

Quellen: APS (2011); Climeworks (2018a,b); Global Thermostat (2018); Lackner (2009)

[11] 200 t CO_2/(m²,a) = 200 Mt CO_2/(km²,a) = 0,005 km²/(Mt CO_2,a)

Wasserbedarf

Stolaroff et al. (2008) geben für ein DAC2-Verfahren, das mit wässrigen NaOH-Lösungen arbeitet, für eine bestimmte Parametereinstellung Wasserverluste durch Verdunstung von 20 mol H_2O/mol CO_2 an, was 8,18 E6 m^3/Mt CO_2 entspricht[12]. Auch wenn diese durch Verfahrensverbesserungen gesenkt werden könnten, sei mit relevanten Wasserverlusten zu rechnen.

Smith et al. (2016) rechnen in ihrem Vergleich verschiedener NET für DAC mit einem Wasserverbrauch von 19,9 – 30 E6 m^3/Mt CO_2. Der Wertebereich ist nicht nachvollziehbar, da in den Supplementary Information einerseits auf Aminlösungen Bezug genommen wird, andererseits die referierte Quelle hierzu nichts aussagt.

Climeworks gewinnt dagegen ca. 1 m^3 Wasser/t CO_2, da durch das Feststoffverfahren kombiniert mit *Temperature Swing* kein Wasser verbraucht wird und gleichzeitig die Feuchtigkeit der eingesogenen Umgebungsluft genutzt werden kann[13].

Werden Feststoffverfahren wie das von Lackner (2009) angewandt, in der die Regeneration des CO_2 mittels *Humidity Swing* erfolgt, muss ebenfalls das benötigte Wasser beachtet werden.

Wird das gewonnene CO_2 zur Erzielung „negativer Emissionen“ wie bei dem Carb-Fix2-Projekt in Basalt eingelagert, muss ein zusätzlicher Wasserverbrauch von 25 m^3/t CO_2 berücksichtigt werden.

Beispielrechnung

Im Folgenden werden die abstrakten spezifischen Angaben beispielhaft für die in *Kriterium 3: Marktpotenziale* abgeschätzten möglichen CO_2-Bedarfe in Deutschland auf absolute Mengen umgerechnet. Für das Jahr 2050 wurde dort ein Bedarf von 26 Mt an CO_2 zur Herstellung strombasierter Kraftstoffe und von 55 Mt CO_2 zur Herstellung strombasierter Chemikalien angegeben (jeweils 95 %iger Substitutionspfad). Tab. 4-5 zeigt, was die Abtrennung von CO_2 aus der Atmosphäre für einen Flächen- und Energieverbrauch bedeuten würde. Die Abschätzung erfolgte am Beispiel einer „DAC-36“-Anlage der Firma *Climeworks*, da hierfür die genauesten Daten vorlagen.

Aufgrund der hier durchgeführten Skalierung von Einzelanlagen ergeben sich jedoch vor allem hinsichtlich des Flächenbedarfs einige Unsicherheiten. In der Praxis müssten für zusammengefasste Anlagenparks einerseits Freiräume zwischen Reihen von Anlagentürmen gelassen werden, welche den Flächenbedarf erheblich vergrößern dürften. Andererseits entfiele ein Großteil der Fläche für die Steuerungstechnik, welcher bei Einzelanlagen (z. B. der „DAC-36“) rund 60 % der Fläche ausmacht, bei Großanlagen aber nicht mehr ins Gewicht fallen würde. (Climeworks 2018a) Mit Blick auf diese Unsicherheiten sind die in Tab. 4-5 aufgezeigten Flächenparameter in erster Linie als Orientierungswerte zu verstehen.

---

12 20 mol H_2O/mol CO_2 entsprechen 20*18 g/mol H_2O / (44 g/mol CO_2) = 8,18 g H_2O / g CO_2 = 8,18 E6 m^3/Mt CO_2

13 Faustregel, da abhängig von Umweltfaktoren wie z. B. der Luftfeuchte.

Tab. 4-5 Beispielhafte Abschätzung von Flächen- und Energieverbrauch für Anlagen zur Abtrennung großer Mengen von CO_2 aus der Atmosphäre im Jahr 2050 in Deutschland (ohne Flächenbedarf für die Energieerzeugung)

PTX	CO_2 Bedarf	Anlagen	Flächenbedarf	Energiebedarf	
	Mt/a	Anzahl	km^2	TWh_{th}	TWh_{el}
PTC	55	30.627	5,51	82,5	27,5
PTL	26	14.478	2,61	39,0	13,0
Gesamt	81	45.105	8,12	121,5	40,5

PTC = Power-to-Chemicals, PTL = Power-to-Liquids
Als Musteranlage wurde eine „DAC-36"-Anlage der Firma *Climeworks* in Einzelaufstellung gewählt mit einem Zielverbrauch von 1,5 MWh_{th}/t CO_2 und 0,5 MWh_{el}/t CO_2

Quellen: eigene Berechnungen, Anlagenparameter auf Basis von Climeworks (2018a,b)

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Ähnlich wie bei Kriterium 4 können die Kosten der betrachteten Technologien wiederum nicht gegen Referenzanlagen gerechnet werden. Wie schon beim Energieverbrauch werden im Folgenden jedoch die spezifischen Kosten vergleichend dargestellt.

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Da es sich bei dem CO_2 im Falle der Gasaufbereitung um ein unerwünschtes Nebenprodukt handelt, können die Kosten mit null angesetzt werden. Ist nicht die Aufbereitung des Faulgases, sondern die CO_2-Abtrennung das Ziel, dann sind die in Tab. 4-6 angegebenen Kosten pro t abgetrenntes CO_2 als Orientierungswert anzusetzen. Grundlage bei der Berechnung ist dabei ein Rohgasdurchsatz von 700 m³/8.400 Vollbenutzungsstunden und einem CO_2-Gehalt des Rohgases von 48 Volumen-%.

Tab. 4-6 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen (Preise 2015)

Zeitraum	Einheit	BM1 DWA	BM2 Aminwäsche	BM3 Membran	BM4 Tieftemperatur
Heute	€/t CO_2	101	71	95	n

Quellen: eigene Berechnungen auf Basis KTBL (2018)

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Tab. 4-7 gibt einen Überblick über Kostenangaben der jeweiligen spezifischen Verfahren vonseiten der Entwickler. *Carbon Engineering* rechnet gegenwärtig mit 600 (480 EUR/t CO_2) /t CO_2 und zielt auf langfristig 100 USD/t CO_2 (80 EUR/t CO_2) (Evens 2017; Vidal 2018). *Climeworks* rechnet gegenwärtig in etwa mit denselben Kosten (600 USD/t CO_2) und prognostiziert zukünftige Werte von ebenfalls 100 USD/t CO_2 (80 EUR/t CO_2), basierend auf einem technologischem Entwicklungsplan

(Climeworks 2018a; Evens 2017). *Global Thermostat* gibt sogar an, bereits jetzt für 50 USD/t CO_2 (40 EUR/t CO_2) produzieren zu können (Evens 2017), was jedoch angesichts näherer Erläuterungen und fehlender Basisdaten eher als unrealistisch eingestuft werden muss. Hinsichtlich der extrem günstigen Einschätzung von Lackner sei nochmals auf das sehr frühe Technologiestadium verwiesen.

Tab. 4-7 Kosten der einzelnen Verfahren der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft

		DAC1 Absorption und Elektrodialyse		DAC2 Absorption u. Kalzinierung	DAC3 Adsorption und Desorption		
Kosten	**Einheit**	ZSW	PARC	Carbon Engineering	Climeworks	Lackner	Global Thermostat
Heute	€/t CO_2	k.A.	k.A.	480	480	180 (Schätzung)	40
Prognose	€/t CO_2	k.A..	k.A.	80	80	20	k.A.

Umgerechnet mit einem Wechselkurs von 100 USD = 81 EUR (Stand 27.03.2018).

Quellen: Climeworks (2018a); Evens (2017); Lackner (2009); Vidal (2018)

Wie bereits in Abschnitt 1.2 angemerkt, schwanken die Kostenangaben in der Literatur stark zwischen 25 – 1000 USD/t CO_2 (20 – 800 EUR/t CO_2). Als Interpretationshilfe sei darauf verwiesen, dass sich sowohl der untere als auch obere Grenzwerte meist auf frühe oder wenig spezifische Einschätzungen beziehen (vgl. House et al. 2011; Zeman 2014). APS (2011) rechnet in einer detaillierten Beschreibung des Konzepts von Baciocchi et al. (2006) mit 610 USD/t CO_2 (488 EUR/t CO_2), räumt gleichwohl verschiedene Möglichkeiten zur Kostensenkung ein, welche im Design von *Carbon Engineering* aufgegriffen werden und mit Ersparnissen von rund 100 USD/t CO_2 einhergehen. Auch Mazzotti et al. (2013) optimieren den APS Prozess und erreichen im besten Fall 518 USD/t CO_2 (414 EUR/t CO_2), Zeman (2014) weist nach weiteren Verbesserungen sogar Werte von 309 USD/t CO_2 (247 EUR/t CO_2) aus. Gleichwohl sei darauf verwiesen, dass sämtliche Kostenangaben auf Abschätzungen beruhen und für diese Konzepte ein Nachweis unter realen Bedingungen aussteht. APS (2011) bekräftigt diesen Punkt, indem sie neben der Aussicht auf technisches Lernen auch auf die Möglichkeit des Kostenanstiegs verweist, welche die Material- und Verfahrensrestriktionen eines Einsatzes unter realen Bedingungen mit sich bringen könnten.

In keiner der analysierten Arbeiten werden Lernraten zum Abschätzen zukünftiger Kostenentwicklungen angewandt. Die Klimamodelle von Chen und Tavoni (2013) und Marcucci et al. (2017) enthalten endogenes Lernen, allerdings sind die Lernraten nicht ausgewiesen und auch auf Anfrage nicht zu erhalten. *Climeworks* hat in Bezug auf die von ihnen prognostizierten Kostensenkungen eine Lernrate von 20 % ermittelt (Climeworks 2018a), was relativ hoch ist, aber durchaus bei Klimaschutztechnologien in der Anfangsphase beobachtet wurde (Samadi 2018).

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Entsprechend der in Kriterium 3 (Marktpotenziale) beschriebenen Situation über den derzeit recht ungewissen künftigen Bedarf an klimaneutralem CO_2, die erwartete sinkende Anzahl an Biomethananlagen und dem Anteil von (Heiz-)Kraftwerken und Industrie an der CO_2-Versorgung ist an dieser Stelle keine Einschätzung möglich.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Hinsichtlich CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft sind zum jetzigen Zeitpunkt keine Aussagen möglich, da es weder deutsche Firmen gibt noch unklar ist, wie groß eine mögliche Fertigung und wie hoch ein möglicher Absatz zukünftig sein könnte.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Bis 2014 wurden in Deutschland mit 178 Anlagen (49 % in Bezug auf Europa) die meisten Biomethananlagen errichtet (IWES et al. 2017:72). Darauf folgen Schweden mit 59, Großbritannien mit 37 und die Schweiz mit 24 Anlagen. Zusammen besitzen die genannten Nationen rund 80 % des Anlagenbestands. Aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen befindet sich der deutsche Markt in einer Konsolidierungsphase. So wurde u. a. das Unternehmen Schmack Carbotech GmbH in die Viessmann-Gruppe eingegliedert, Dreyer & Bosse in die Wolf Power Systems GmbH und MT-BioMethan GmbH in die Hitachi Zosen Inova AG. Bis Ende 2014 wurden 54 Anlagen mit Aminwäsche und 51 Anlagen mit Druckwasserwäsche (hier nicht weiter betrachtet) zur Biogasaufbereitung errichtet. Weitere 39 nutzen die Druckwechseladsorption, weitere 22 die Polyglykolwäsche (physikalische Absorption) und 11 das Membrantrennverfahren. Allein eine Anlage verwendet eine Kombination aus Membran- und Kryogentrennverfahren. Die meisten Anlagen in Deutschland wurden durch deutsche Unternehmen errichtet (FNR 2014:22 in Abgleich mit DBFZ et al. 2015:46 sowie eigene Erhebungen), die nach eigenen Angaben vielfach auch im Ausland tätig sind.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind keine deutschen Hersteller für DAC-Technologien bekannt. Climeworks betreibt mit der Climeworks Deutschland GmbH eine Tochtergesellschaft in Dresden.

Teilkriterium 8.2 F&E Budget

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Eine Recherche im elektronischen Förderkatalog der Bundesregierung ergab, dass im Zeitraum 2010 bis 2020 Fördergelder für Forschung zu Biomethanerzeugung in

Verbindung mit CO_2-Abscheidung im Umfang von etwa 3,6 Mio. Euro eingeplant wurden.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Für Deutschland sind den Autoren zu DAC nur die beiden in Kapitel 2.2 erwähnten Forschungsprojekte bekannt. Das BMBF-Forschungsprojekt *CORAL* (*CO_2-Rohstoff aus Luft*) wird im Rahmen der Fördermaßnahme CO_2Plus vom Bundesministerium für Bildung und Forschung mit 755.000 € gefördert und hat eine Laufzeit von 2016 – 2019. Innerhalb des laufenden Kopernikus-Projektes *Power-to-X*, ebenfalls gefördert durch das BMBF, wird im Forschungscluster „A2: Niedertemperatur Co-Elektrolyse" eine integrierte Anlage zur Herstellung von Flüssigkraftstoffen entwickelt. Die erste Projektphase hat eine Laufzeit von 2016 – 2018.

Teilkriterium 8.3 F&E Output

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Eine Patentrecherche über die Suchportale DPMARegister, Espacenet und GooglePatents mit verschiedenen Kombinationen der Suchbegriffe „Aminwäsche", „Druckwechseladsorption", „Membranverfahren" und „Tieftemperaturrektifikation" ergab weltweit insgesamt 139 Patente, davon jedoch nur noch 32 in Kraft. Insgesamt 10 entfallen auf die USA (alle Druckwechseladsorption), 7 auf Frankreich (davon 6 Druckwechseladsorption und 1 Aminwäsche), 6 auf Deutschland (4 Membran, 2 Druckwechseladsorption) und die übrigen Länder jeweils 1 Patent. Insgesamt 4 Patente konnten keinem Land zugeordnet werden.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Eine Patentrecherche über die Suchportale DPMARegister, Espacenet und GooglePatents mit verschiedenen Kombinationen der Suchbegriffe „CO_2 Abtrennung aus der Luft", „Direct Air Capture", „DAC" und „Air Capture" ergab weltweit insgesamt 20 Patente. Jeweils vier entfallen auf die USA und Kanada, zwei auf China sowie je eins auf Kroatien und Mexiko. Darüber hinaus wurden drei europäische (EP) und drei World Intellectual Property Organization (WIPO) Patente gefunden.

Eine Publikationsanalyse via Scopus ergab rund 184 referierte Artikel im Zeitraum (1928) (1943) 1961-2018, davon 7 aus 2018, 26 aus 2017, 17 aus 2016 und davor linear abnehmend. Mit 41 % stammt eine deutliche Mehrheit hiervon aus den USA, gefolgt von China (14 %), UK (8 %), Kanada (6 %), Japan (4 %) und Deutschland (3 %). Rund 70 % der Artikel stellen Ergebnisse aus der technischen Grundlagenforschung dar, während sich ca. 30 % mit techno-ökonomischen Bewertungen sowie übergreifenden und politischen Fragen (insb. zu negativen Emissionen und DAC) beschäftigen (siehe Abb. 4-6).

Gesucht wurde über die im folgenden Algorithmus genannten Schlüsselwörter; anschließend wurden von den rund 450 Suchergebnissen diejenigen Artikel manuell aussortiert, bei denen kein direkter Bezug zu DAC sichtbar war (z. B. bei der Entwicklung von Adsorptionsverfahren, die als mögliche Anwendung auch *direct air capture* erwähnen):

(direct air capture)
OR (air capture)
OR (capture from air)
OR (dac AND (energy OR climate) AND (NET OR (negative emission technologie))))

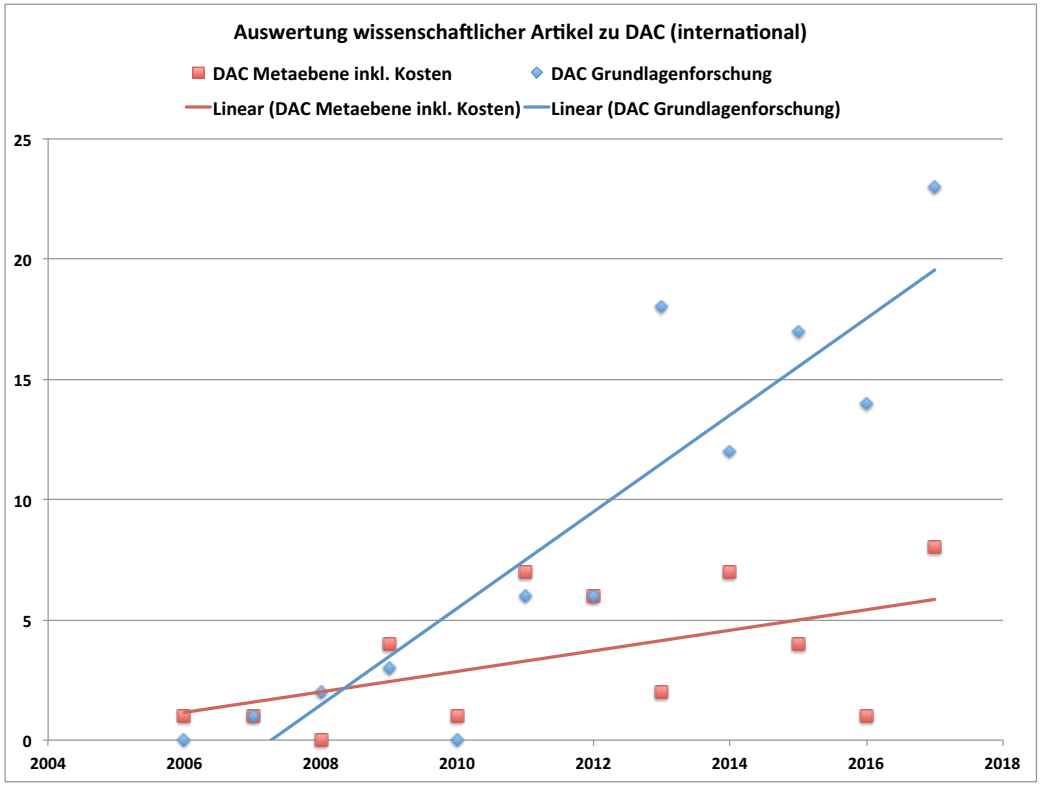


Abb. 4-6 Auswertung wissenschaftlicher Artikel zu DAC

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Aktuell sind keine spezifischen Studien zu Gaswäschen bekannt. Bestehende Akzeptanzstudien beziehen sich lediglich auf die Biogasanlage an sich, wobei hier die Akzeptanz mit der jeweiligen Anbaubiomasse korreliert.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Zum gegenwärtigen Stand sind keine Studien oder öffentliche Diskussionen zur gesellschaftlichen Akzeptanz von DAC-Systemen bekannt; es besteht Forschungsbedarf.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Für die stoffliche Nutzung von CO_2 insbesondere zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen besteht dahingehend eine Pfadabhängigkeit, als dass die dezentrale Lage der Faulgas-Quellen einen Transport des Gases zu weiteren Verarbeitung oder die

Erzeugung von langkettigen Kohlenwasserstoffen an der CO_2-Quelle erforderlich machen. Hinzu kommt, dass die verwendeten Verfahren zu einer hohen Konzentration des CO_2 führen sollten, um einerseits eine weitere Aufkonzentration und damit einen erneuten Energieeinsatz und Kosten zu vermeiden. Andererseits sollten keine die nachfolgenden Prozesse belastenden Verunreinigungen mehr im Gas enthalten sind, welche die Prozesse beschädigen könnten.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Für die stoffliche Nutzung von CO_2 insbesondere zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen bestehen keine bis geringe Pfadabhängigkeiten, da DAC-Anlagen dezentral an den Standorten von Syntheseanlagen errichtet werden können. Dem gegenüber steht die Zielsetzung als NET zur Gewinnung „negativer Emissionen“, für welche die Gefahr von Pfadabhängigkeiten aufgrund der Dimensionen von Flächenverbrauch, Energiebedarf und benötigter Infrastruktur als sehr hoch eingeschätzt wird. Wie in *Kriterium 3: Marktpotenziale* dargestellt, geht es hier um CO_2-Abtrennung in erheblich größeren Umfang und dem Bedarf an nachfolgender Einlagerung des CO_2.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Durch die Verwendung der Faulgase ist eine autarke Betriebsweise prinzipiell möglich. Allerdings bedarf das CO_2 entweder einem Transport zur nächstgelegenen Weiterverarbeitungsanlage mittels Tankfahrzeug oder via Pipeline, da die Anlagen meist dezentral und in kleinen Leistungsgrößen bestehen. Alternativ ist eine Erzeugung strombasierter Kraft- bzw. Brennstoffe am Ort der CO_2-Quelle nötig, da ein Transport eines Mediums mit hoher Energiedichte lohnenswerter erscheint. Daher sind in folgender Tabelle beide Optionen markiert. Eine Untersuchung der beiden Pfade unter Beachtung der Transportwege, der bestehenden Ressourcen und Absatzgebiete für die Endprodukte wurde bislang nicht durchgeführt.

Tab. 4-8 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus Faulgasen von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☒	☐
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☒

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Wie bereits in Kriterium 5 beschrieben, benötigen DAC-Anlagen unabhängig vom zugrundeliegenden Verfahren sowohl elektrische als auch thermische Energie. Für

erstgenannte wird ein Netzanschluss oder eine Kopplung mit Erzeugungsanlagen benötigt, letztgenannte können je nach Verfahren durch Abwärme (z. B. aus Syntheseprozessen) oder Wärmepumpen (siehe die oben genannte Annahme von Climeworks) bedient werden oder es bedarf einer Infrastruktur für Hochtemperaturwärme (z. B. via Erdgas oder CSP). 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 CO_2 vor Ort nicht in Frage kommt, wird außerdem Transportinfrastruktur wie z. B. ein Pipelinesystem benötigt. Im Idealfall stehen sowohl Anlagen für (erneuerbare) Stromerzeugung, Syntheseprozesse als auch CO_2-Abtrennung am gleichen Standort, so dass dann nur die Syntheseprodukte noch abtransportiert werden müssen. Aufgrund der verschiedenen Optionen sind in folgender Tabelle wiederum beide Optionen markiert.

Tab. 4-9 Abhängigkeit der Technologiegruppe CO_2-Abtrennung aus der Umgebungsluft von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☒	(☒)
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	(☒)
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	(☒)
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	(☒)

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Da die Anlagen prinzipiell systemunabhängig betrieben werden können, haben sie keinen direkten Einfluss auf das bestehende Strom- und Gassystem.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Der Energiebedarf von DAC Anlagen erfordert – bei entsprechender Skalierung – Anpassungen bei der (regenerativen) Stromerzeugung (sowohl zur Strom- als auch zur Wärmebereitstellung, falls nicht die Abwärme aus Syntheseanlagen genutzt werden kann). Hinzu kommt der Bedarf an erneuerbarem Strom für die Elektrolyse, der jedoch bei den entsprechenden Technologieberichten im *Technologiebereich 4* bewertet wird.

Insbesondere ein Einsatz als NET zur Gewinnung von „negativen Emissionen“ ab 2050 steht ggf. in negativer Wechselwirkung (Konkurrenz) zu kurz- und mittelfristiger Klimapolitik: Die Aussicht, CO_2-Emissionen nach 2050 mittels NET massiv reduzieren zu können, nimmt den Druck, in den nächsten Jahrzehnten aktive Klimapolitik betreiben zu müssen. Die dadurch möglicherweise zunächst ansteigenden CO_2-Emissionen werden auch als „overshooting“ bezeichnet.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Technischer Forschungsbedarf

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Für einzelne Verfahren gibt es noch Verbesserungsbedarf bei den eingesetzten Lösungsmitteln und Adsorbentien (Energieinstitut et al. 2014:8,133) sowie der weiteren Kostensenkung durch Prozessverbesserungen.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Konkreter Forschungsbedarf besteht einerseits bei der CO_2-Sorbents- und Verfahrensentwicklung der verschiedensten Gruppen. Auch wenn sich die Verfahren der Adsorption/Desorption als am vielversprechendsten im Hinblick auf Anwendungen zur strombasierten Herstellung von Kraft- und Treibstoffen sowie Chemikalien erwiesen haben, da sie die Niedertemperaturwärme der Syntheseanlagen nutzen können, sollten im Sinne einer ergebnisoffenen Forschung auch die anderen Verfahren weiter entwickelt werden.

Da andererseits einige Verfahren der CO_2-Abtrennung schon bis zur Marktreife entwickelt wurden (siehe Kapitel 1.2), besteht hier der Bedarf, sie auf einen großskaligen Einsatz bis hin zur Massenproduktion vorzubereiten. Dies erfordert die Minimierung des Energiebedarfs, die Anlagenskalierung und insbesondere die Prozessintegration, so dass sie optimal zur Herstellung strombasierter Produkte eingesetzt werden können – sowohl für Kraft und Brennstoffe als auch für Basischemikalien.

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 von 600 USD/t CO_2 (480 EUR/t CO_2) außer in Einzelfällen nicht eingesetzt werden dürften. Durch Marktanreizprogramme über die nächsten zehn Jahre sollten die Kosten soweit gesenkt werden können, dass sie bei Vorliegen von Lenkungsinstrumenten zur CO_2-Einsparung (wie z. B. einer CO_2-Steuer) konkurrenzfähig wären. So zeigt z. B. die Firma *Climeworks*, dass ihr Entwicklungsprogramm, das auf konkret geplanten technischen Verbesserungen beruht, in 8-10 Jahren zu einer Kostensenkung auf bis zu 80 EUR/ t CO_2 führen könnte (Climeworks 2018a).

Im Hinblick auf die Erzielung negativer Emissionen besteht zudem Forschungsbedarf für die Lagerung des CO_2. Hier kann einerseits auf den bisher schon im Rahmen der CCS-Forschung durchgeführten Speicherprojekten aufgebaut werden. Andererseits zeigt die Karbonatbildung in Basaltgesteinen am Beispiel des CarbonFix2-Projektes in Island, dass Basalte möglicherweise gegenüber salinen Aquiferen oder ausgeförderten Erdgas- und Erdöllagerstätten vorteilhaft sind. Basaltgesteine sind im Rahmen von CCS eher am Rande untersucht worden und sollten verstärkt in die Förderung aufgenommen werden. Auch wenn die Erzielung negativer Emissionen erst ab Mitte des Jahrhunders in großem Maßstab relevant werden könnte, sind gerade bei Speicherprojekten und der entsprechenden Technologieentwicklung lange Zeiträume zu veranschlagen.

5.2 Systemanalytischer Forschungsbedarf

CO_2-Abtrennung aus Faulgasen

Aufgrund der Dezentralität und Abgeschiedenheit insbesondere der Biomethan- und Deponiegaslagen gilt es forschungsseitig zu prüfen,

1 | ob Faulgase aufgrund der hohen CO_2-Konzentration sowie der teils erfolgten und damit kostenneutralen CO_2-Abscheidung wirtschaftliche Vorteile gegenüber einer Abscheidung aus Industrie oder Rauchgasen aus Biomasseverbrennung bieten,

2 | ob die PtX-Erzeugung in diesem Fall eher dezentral, an der CO_2-Quelle, erfolgen oder mittels teils neuer Infrastrukturen zu zentralen PtX-Erzeugungsanlagen transportiert werden sollte und

3 | generell wieviel Biomasse langfristig verfügbar wäre.

CO_2-Abtrennung aus Umgebungsluft

Angesichts der Unsicherheiten, die generell mit *Negative Emission Technologies* und speziell mit DAC verbunden sind, fordern insbesondere Klimawissenschaftler integrierte Bewertungen dieser Technologien. So zeigen Smith et al. (2016) treibende und bremsende Kräfte auf, die bei der Bewertung von NET beachtet werden sollten und die zum großen Teil auch speziell für DAC relevant wären (sowohl ökonomische, soziale und klimarelevante Grenzen als auch Voraussetzungen für einen großmaßstäblichen Einsatz) (siehe Abb. 5-1).

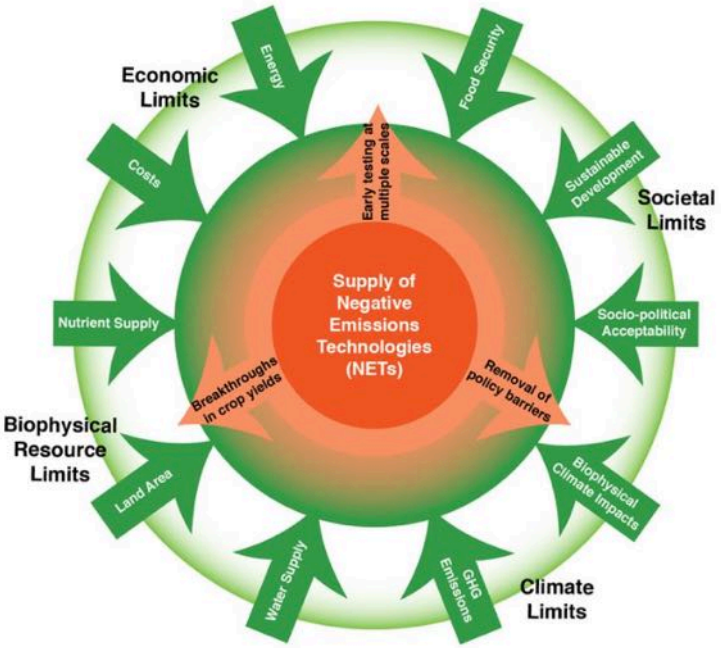


Figure S1. Summary of drivers of and limits to the supply of NETs. Outward-pointing arrows represent activities that may increase the availability of NETs. Inward-pointing arrows represent key biophysical, economic, societal and climate-related limits to the global supply of NETs.

Abb. 5-1 Treibende und bremsende Kräfte bei der Implementierung von *Negative Emission Technologies*

Quelle: Smith et al. (2016)

Fuss et al. (2014) zeigen vier Bewertungskriterien mit ihren Teilkriterien auf, die analysiert werden müssten, um ein komplettes Bild zum Einsatz von NET zu bekommen (siehe Abb. 5-2). Teilweise spielen diese auch eine Rolle beim Einsatz von DAC für strombasierte Produkte wie langfristige Einsatzpotenziale und ihre Bewertung unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten (Kosten, ökologische Bewertung, Akzeptanz, Wasser-Klima-Nexus, ...) , Politikinstrumente und regulatorische Rahmenbedingungen, Risikoabschätzungen.

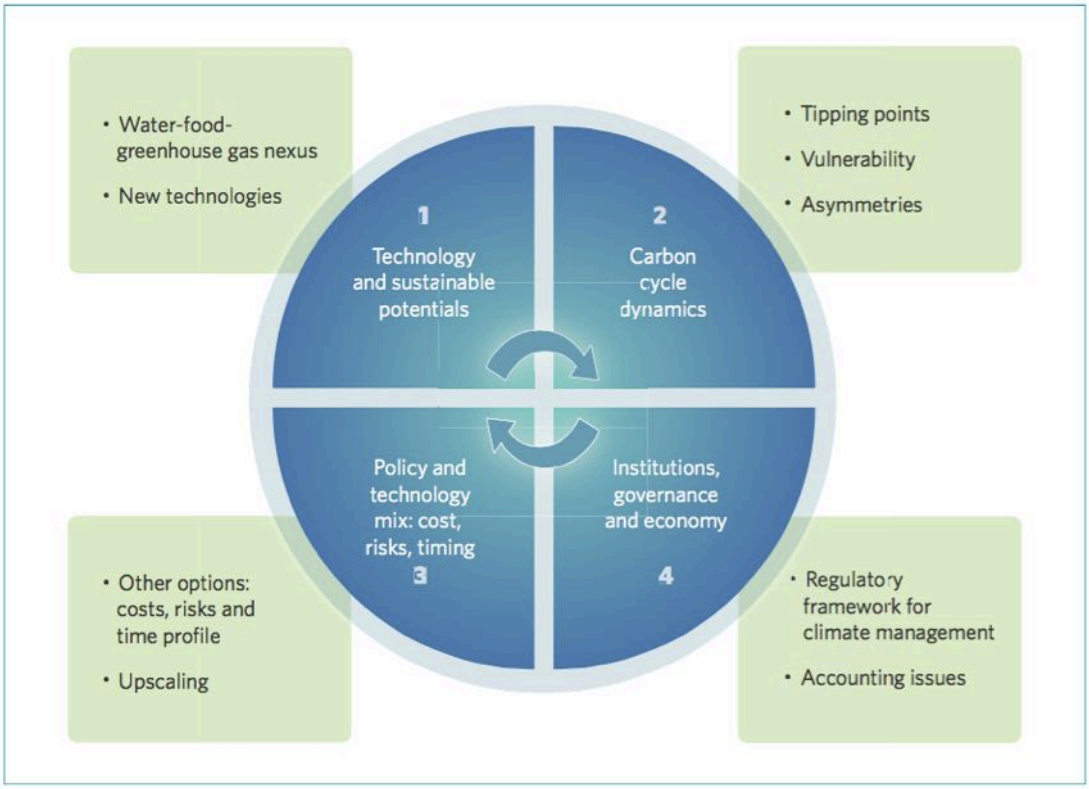


Figure 2 | The four components of consistent negative emissions narratives.

Abb. 5-2 Bewertungskriterien im Hinblick auf die Implementierung von *Negative Emission Technologies*

Quelle: Fuss et al. (2014)

Übergreifende Fragen für beide Technologiefelder

Aber auch um infrastrukturelle Fragen hinreichend beantworten zu können, bedarf es darüber hinaus systemanalytischer Studien, die das Zusammenspiel der verschiedensten Anlagen in Deutschland oder auch international analysieren. Dies betrifft einerseits die potenzielle Nachfrage nach strombasierten Kraft- und Brennstoffen sowie Chemikalien und den Zeiträumen, in denen sie die fossil basierten Stoffe ablösen könnten. Andererseits sind Fragen der räumlichen Verortung der einzelnen Verfahrensschritte zu analysieren – von der Platzierung von DAC-Anlagen oder der Nutzung existierender Biomasse-Anlagen zur CO_2-Abtrennung und des CO_2-Transports bis hin zum Standort von Syntheseanlagen und der Lieferung des benötigten Stroms, der Wärme und des Wassers. Auch spielt die zeitliche Entwicklung eine wichtige Rolle, da zunächst noch große Punktquellen mit fossilem CO_2 genutzt wer-

den könnten, bis Infrastrukturen zur Nutzung klimaneutralen CO_2 aufgebaut wären. Eine zentrale Rolle bei der Analyse dieser Fragestellungen spielt auch der Flächenverbrauch gerade in dicht besiedelten Industrieländern. Weitere Forschungsfragen betreffen schließlich die Fertigung der benötigten Anlagen und der Aufbau einer entsprechenden Massenproduktion. Will man alleine 1 % der weltweiten CO_2-Emissionen (350 Mt) mittels DAC abtrennen, wären hierfür um die 400.000 Anlagen nötig (siehe Tab. 1-1) – bei 50 % der Emissionen entsprechend 20 Millionen, was von der Anlagenmenge her knapp einem Drittel der derzeitigen weltweiten Automobilproduktion entspräche. Für alle diese hier aufgeworfenen Fragen der Technologiebewertung bedarf es frühzeitiger inter- und transdisziplinärer Studien, um auf entsprechende mögliche Entwicklungen vorbereitet zu sein.

6 Literaturverzeichnis

Anderson, K.; Peters, G. (2016): The trouble with negative emissions. Science 354(6309)182–183. doi: 10.1126/science.aah4567.

APS (2011): Direct Air Capture of CO2 with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs. College Park: The American Physical Society.

Baciocchi, R.; Storti, G.; Mazzotti, M. (2006): Process design and energy requirements for the capture of carbon dioxide from air. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification 45(12)1047–1058. doi: 10.1016/j.cep.2006.03.015.

Boback, R. (2003): Gasaufbereitung mittels Tieftemperaturrektifikation. Gülzower Fachgespräche - Workshop „Aufbereitung von Biogas“ 17./18. Juni 2003, FAL Braunschweig, Gülzow. http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_83index.htm

Broehm, M.; Strefler, J.; Bauer, N. (2015): Techno-Economic Review of Direct Air Capture Systems for Large Scale Mitigation of Atmospheric CO2. SSRN Electronic Journal. doi: 10.2139/ssrn.2665702.

Carbon Engineering (2018): Website. http://carbonengineering.com/. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Chen, C.; Tavoni, M. (2013): Direct air capture of CO2 and climate stabilization: A model based assessment. Climatic Change 118(1)59–72. doi: 10.1007/s10584-013-0714-7.

Climeworks (2018a): Experteninterview am 12. März 2018. Zürich.

Climeworks (2018b): Website. http://www.climeworks.com/. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

DBFZ; IWES; INL; bosch&partner; UFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse), Zwischenbericht Mai 2015. Projekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Diermann, R. (2017): Pilotanlage auf Island: Forscherteam macht Kohlendioxid zu Stein. Spiegel online. http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/island-forscherteam-macht-kohlendioxid-zu-stein-a-1174652.html

Eisaman, M. D.; Alvarado, L.; Larner, D.; Wang, P.; Garg, B.; Littau, K. A. (2011): CO2 separation using bipolar membrane electrodialysis. Energy Environ. Sci. 4(4)1319–1328. doi: 10.1039/C0EE00303D.

Eisenberger, P. M. (2016): Chaos Control: Climate Stabilization by Closing the Global Carbon Cycle. In: G. Chichilnisky und A. Rezai (Hrsg.), The Economics of the Global Environment (Bd. 29). Cham: Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-31943-8_17.

Eisenberger, P. M.; Cohen, R. W.; Chichilnisky, G.; Eisenberger, N. M.; Chance, R. R.; Jones, C. W. (2009): Global Warming and Carbon-Negative Technology: Prospects for a Lower-Cost Route to a Lower-Risk Atmosphere. Energy & Environment 20(6)973–984. doi: 10.1260/095830509789625374.

Energieinstitut et al. (2014): Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und –analyse. Endbericht. 2014. Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend Österreich. https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/PtG/Endbericht_-_Power_to_Gas_-_eine_Systemanalyse_-_2014.pdf. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Evens, S. (2017): The Swiss company hoping to capture 1% of global CO2 emissions by 2025. https://www.carbonbrief.org/swiss-company-hoping-capture-1-global-co2-emissions-2025

FNR (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).

Friedl, M. (2015): Pilot- und Demonstrationsanlage Power-to-Methane HSR. Überblick über die Aktivitäten nach 1.5 Jahren SCCER. Hochschule für Technik Rapperswil. https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/UEbersicht_Aktivitaeten_IET_V2.pdf. Letzter Zugriff: 27 März 2017.

Friedl, M.; Meier, B.; Ruoss, F.; Schmidlin, L. (2016): Thermodynamik von Power-to-Gas. IET - Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR).

Fuss, S.; Canadell, J. G.; Peters, G. P.; Tavoni, M.; Andrew, R. M.; Ciais, P.; et al. (2014): Betting on negative emissions. Nature Climate Change 4(10)850–853.

FVV (2016): Renewables in Transport 2050. Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity. Kraftstoffstudie II. Final Report. No. Report 1086-2016. Frankfurt: Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V.

Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Borgschulte, A.; Zimmermann, T.; Steinfeld, A. (2014): Single-Component and Binary CO2 and H2O Adsorption of Amine-Functionalized Cellulose. Environmental Science & Technology 48(4)2497–2504. doi: 10.1021/es404430g.

Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Tingaut, P.; Steinfeld, A. (2013): Stability of Amine-Functionalized Cellulose during Temperature-Vacuum-Swing Cycling for CO2 Capture from Air. Environmental Science & Technology 47(17)10063–10070. doi: 10.1021/es401731p.

Gebald, C.; Wurzbacher, J. A.; Tingaut, P.; Zimmermann, T.; Steinfeld, A. (2011): Amine-Based Nanofibrillated Cellulose As Adsorbent for CO2 Capture from Air. Environmental Science & Technology 45(20)9101–9108. doi: 10.1021/es202223p.

Global Thermostat (2018): Website. http://globalthermostat.com/. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Goeppert, A.; Czaun, M.; Surya Prakash, G. K.; Olah, G. A. (2012): Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO2 capture from the atmosphere. Energy & Environmental Science 5(7)7833. doi: 10.1039/c2ee21586a.

Groß, B.; Clemens, W. (2010): OPTISTRAHL – zweistufige Wäschereinheit für Biogas. Klimaschutzkongress M-V, 17. Symposium Nutzung regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik. 4. – 6. Nov. 2010, Stralsund.

Hartmann, C. (2014): Systemanalyse der CO2-Sequestrierung aus Biomasse-Heizkraftwerken (Bio-KWK-CCS): Technik, Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit. Dissertation zur Erlangung des Grades Doktor der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.) an der Universität Flensburg. Flensburg: Flensburg.

Heck, V.; Gerten, D.; Lucht, W.; Popp, A. (2018): Biomass-based negative emissions difficult to reconcile with planetary boundaries. Nature Climate Change 8(2)151–155. doi: 10.1038/s41558-017-0064-y.

Holmes, G.; Keith, D. W. (2012): An air-liquid contactor for large-scale capture of CO2 from air. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 370(1974)4380–4403. doi: 10.1098/rsta.2012.0137.

Holmes, G.; Nold, K.; Walsh, T.; Heidel, K.; Henderson, M. A.; Ritchie, J.; et al. (2013): Outdoor Prototype Results for Direct Atmospheric Capture of Carbon Dioxide. Energy Procedia 376079–6095. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.537.

House, K. Z.; Baclig, A. C.; Ranjan, M.; van Nierop, E. A.; Wilcox, J.; Herzog, H. J. (2011): Economic and energetic analysis of capturing CO2 from ambient air. Proceedings of the National Academy of Sciences 108(51)20428–20433. doi: 10.1073/pnas.1012253108.

Huenges, E.; Bruhn, D.; Acksel, D.; Liebscher, A.; Kastner, O.; Kolditz, O. (2016): Beiträge der Geosphäre zur Energiewende. „Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems" - Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2016.

Industrieanzeiger (2017): Synthetisches Erdöl. Massenproduktion von Blue Crude soll 2020 starten. http://industrieanzeiger.industrie.de/technik/massenproduktion-von-blue-crude-soll-2020-starten/

Ingenieur.de (2015): Öko-Diesel nur aus Wasser und CO2. News vom 29.04.2015. https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/rohstoffe/oeko-diesel-wasser-co2/. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

IWES; UMSICHT; PTB (2017): Monitoring des Biomethanproduktionsprozesses „MONA“ - Schlussbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT), Physikalisch-technische Bundesanstalt (PTB). http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22011009.pdf. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Jones, C. W. (2011): CO2 Capture from Dilute Gases as a Component of Modern Global Carbon Management. Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering 2(1)31–52. doi: 10.1146/annurev-chembioeng-061010-114252.

KIT (2017): Power-to-Liquid: 200 Liter Sprit aus Solarstrom und dem Kohlenstoffdioxid der Umgebungsluft. No. Presseinformation 103/2017 vom 24.07.2017.

Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie. http://www.kit.edu/kit/pi_2017_103_power-to-liquid-200-liter-sprit-aus-solarstrom-und-dem-kohlenstoffdioxid-der-umgebungsluft.php

KIT (2018): Power-to-Liquid: 200 Liter Sprit aus Solarstrom und dem Kohlenstoff-dioxid der Umgebungsluft. Karlsruher Institut für Technologie. https://www.kit.edu/kit/pi_2017_103_power-to-liquid-200-liter-sprit-aus-solarstrom-und-dem-kohlenstoffdioxid-der-umgebungsluft.php. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Knoblauch, K.; Reichenberger, J. (1982): Druckwechselverfahren zur Gastrennung. No. Bd. 118, Nr. 4. Glückauf.

Koytsoumpa, E. I.; Bergins, C.; Kakaras, E. (2018): The CO2 economy: Review of CO2 capture and reuse technologies. The Journal of Supercritical Fluids 1323–16. doi: 10.1016/j.supflu.2017.07.029.

KTBL (2018): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas, Verwendung verschiedener Gasaufbereitungsverfahren bei einem Volumenstrom von 700 m3/h, 13.200 m3 Fermentervolumen, 250 kWel BHKW, 16.500 m3 Gärrest-Volumen und mit Maissilage (35% TM) und Rindergülle mit Futterresten (10% TM) als Substrat. Berechnungen im Februar 2018. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.

Lackner, K. S. (2009): Capture of carbon dioxide from ambient air. The European Physical Journal Special Topics 176(1)93–106. doi: 10.1140/epjst/e2009-01150-3.

Lackner, K. S.; Brennan, S.; Matter, J. M.; Park, A.-H. A.; Wright, A.; van der Zwaan, B. (2012): The urgency of the development of CO2 capture from ambient air. Proceedings of the National Academy of Sciences 109(33)13156–13162. doi: 10.1073/pnas.1108765109.

Lomax, G.; Lenton, T. M.; Adeosun, A.; Workman, M. (2015): Investing in negative emissions. Nature Climate Change 5(6)498–500. doi: 10.1038/nclimate2627.

Marcucci, A.; Kypreos, S.; Panos, E. (2017): The road to achieving the long-term Paris targets: energy transition and the role of direct air capture. Climatic Change 144(2)181–193. doi: 10.1007/s10584-017-2051-8.

Mazotti, M.; Abanades, J.; Allam, R.; Lackner, K.; Meunier, F.; Rubin, E.; et al. (2005): Mineral carbonation and industrial uses of carbon dioxide. IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage.

Mazzotti, M.; Baciocchi, R.; Desmond, M. J.; Socolow, R. H. (2013): Direct air capture of CO2 with chemicals: optimization of a two-loop hydroxide carbonate system using a countercurrent air-liquid contactor. Climatic Change 118(1)119–135. doi: 10.1007/s10584-012-0679-y.

McLaren, D. (2014): Capturing the Imagination: Prospects for Direct Air Capture as a Climate Measure (Case Study). Geoenineering our Cimate? A Working Paper Series on the Ethics, Politics and Governance of Climate Energineering. https://geoengineeringourclimate.files.wordpress.com/2014/03/mclaren-

2014-capturing-the-imagination-click-for-download.pdf. Letzter Zugriff: 15 März 2018.

Napp, T.; Hills, T.; Soltani, S. M.; Bosch, J.; Mazur, C. (2017): A survey of key technological innovations for the low-carbon economy. Imperial College London.

Nikulshina, V.; Gebald, C.; Steinfeld, A. (2009): CO2 capture from atmospheric air via consecutive CaO-carbonation and CaCO3-calcination cycles in a fluidized-bed solar reactor. Chemical Engineering Journal 146(2)244–248. doi: 10.1016/j.cej.2008.06.005.

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: Öko-Institut e.V.; Frauenhofer ISI.

Psarras, P.; Krutka, H.; Fajardy, M.; Zhang, Z.; Liguori, S.; Dowell, N. M.; Wilcox, J. (2017): Slicing the pie: how big could carbon dioxide removal be?: Slicing the pie. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment 6(5)e253. doi: 10.1002/wene.253.

Realff, M. J.; Eisenberger, P. (2012): Flawed analysis of the possibility of air capture. Proceedings of the National Academy of Sciences 109(25)E1589–E1589. doi: 10.1073/pnas.1203618109.

Reykjavik Energy (2018): The CarbFix2 project. https://www.or.is/english/carbfix/carbfix2-project/objectives. Letzter Zugriff: 26 März 2018.

Rogelj, J.; Luderer, G.; Pietzcker, R. C.; Kriegler, E.; Schaeffer, M.; Krey, V.; Riahi, K. (2015): Energy system transformations for limiting end-of-century warming to below 1.5 °C. Nature Climate Change 5(6)519–527. doi: 10.1038/nclimate2572.

Samadi, S. (2018): The experience curve theory and its application in the field of electricity generation technologies – A literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 822346–2364. doi: 10.1016/j.rser.2017.08.077.

Sanz-Pérez, E. S.; Murdock, C. R.; Didas, S. A.; Jones, C. W. (2016): Direct Capture of CO2 from Ambient Air. Chemical Reviews 116(19)11840–11876. doi: 10.1021/acs.chemrev.6b00173.

Smith, P.; Davis, S. J.; Creutzig, F.; Fuss, S.; Minx, J.; Gabrielle, B.; et al. (2016): Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions. Nature Climate Change 6(1)42–50. doi: 10.1038/nclimate2870.

Specht, M.; Bandi, A.; Elser, M.; Staiss, F. (1998): Comparison of CO2 sources for the synthesis of renewable methanol. Studies in Surface Science and Catalysis (Bd. 114). Elsevier. doi: 10.1016/S0167-2991(98)80771-4.

Stolaroff, J. K.; Keith, D. W.; Lowry, G. V. (2008): Carbon Dioxide Capture from Atmospheric Air Using Sodium Hydroxide Spray. Environmental Science & Technology 42(8)2728–2735. doi: 10.1021/es702607w.

Teske, S.; Pregger, T.; Simon, S.; Naegler, T.; Graus, W.; Lins, C.; et al. (2012): Energy [R]evolution 2012: A Sustainable World Energy Outlook. No. 4th edition. Amsterdam, Brussels: Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Global Wind Energy Council (GWEC). https://www.greenpeace.org/archive-international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2012/

UBA (2016): Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel. Background. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Vidal, J. (2018): How Bill Gates aims to clean up the planet. It's a simple idea: strip CO2 from the air and use it to produce carbon-neutral fuel. But can it work on an industrial scale? The Guardian 04.02.2018. https://www.theguardian.com/environment/2018/feb/04/carbon-emissions-negative-emissions-technologies-capture-storage-bill-gates

VTT; LUT (2018): The Soletair Project. VTT Technical Research Centre of Finland, Lappeenranta University of Technology LUT. http://soletair.fi/. Letzter Zugriff: 18 März 2018.

Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Brunner, S.; Steinfeld, A. (2016): Heat and mass transfer of temperature–vacuum swing desorption for CO2 capture from air. Chemical Engineering Journal 2831329–1338. doi: 10.1016/j.cej.2015.08.035.

Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Piatkowski, N.; Steinfeld, A. (2012): Concurrent Separation of CO2 and H2O from Air by a Temperature-Vacuum Swing Adsorption/Desorption Cycle. Environmental Science & Technology 46(16)9191–9198. doi: 10.1021/es301953k.

Wurzbacher, J. A.; Gebald, C.; Steinfeld, A. (2011): Separation of CO2 from air by temperature-vacuum swing adsorption using diamine-functionalized silica gel. Energy & Environmental Science 4(9)3584. doi: 10.1039/c1ee01681d.

Zeman, F. (2014): Reducing the Cost of Ca-Based Direct Air Capture of CO 2. Environmental Science & Technology 48(19)11730–11735. doi: 10.1021/es502887y.

Technologiebereich 5 - Energie- und ressourcen-effiziente Gebäude innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. |
v2 vom 29. März 2018

Technologiebericht
TF 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Hans-Peter Ebert
Bastian Büttner
Ronny Kastner
Stephan Weismann
Helmut Weinläder
Jochen Manara
Constantin Römer
Andreas Baumann
Michaela Reim
Andreas Beck

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

ZAE BAYERN

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Ebert, H.-P.; Büttner, B.; Kastner, R.; Weismann, S.; Weinläder, H.; Manara, J.; Römer, C.; Baumann, A.; Reim, M.; Beck, A. (2018): Technologiebericht 5.1 Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Hans-Peter Ebert
Tel.: +49 931 / 70564 – 334
Fax: +49 931 / 70564 – 600
E-Mail: hans-peter.ebert@zae-bayern.de

Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V.
Magdalene-Schoch-Straße 3
97074 Würzburg

Review durch:
Christoph Schmidt (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **285**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **287**

Tabellenverzeichnis **289**

Abbildungsverzeichnis **291**

Zusammenfassung (Steckbrief) **292**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **294**

2 Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik **300**

2.1 Beschreibung 300
2.2 Relevanz öffentlicher Förderung 306

2.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 306
2.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 309

2.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches 320

2.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 320
2.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung 322
2.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 322
2.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 323
2.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität 323

3 Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik **324**

3.1 Beschreibung 324
3.2 Relevanz öffentlicher Förderung 328

3.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 328
3.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 329

3.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches 337

3.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 337
3.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung 338
3.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 338
3.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 339
3.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität 339

4 Anwendungsbereich Planung und Gebäudebetrieb **340**

4.1 Beschreibung 340
4.2 Relevanz öffentlicher Förderung 342

4.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 342
4.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 343

4.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches 348

4.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 348

4.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung 348
4.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 348
4.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 348
4.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität 349

5 Quartiere 350

6 Integrale Betrachtung der Kriterien 3 – 9 351

6.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 351
6.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 355
6.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 357
6.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 357
6.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 358
6.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 360
6.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 365

7 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 367

7.1 Übergreifende Aspekte 367
7.2 Gebäudehülle und Baustoffe 367
7.3 Gebäudesystemtechnik 368
7.4 Planung und Gebäudebetrieb 369
7.5 Quartiere 370
7.6 Zusammenfassung 371

Literaturverzeichnis 373

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAS	Building Automation System
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie
BIM	Modellierung auf der Basis von Gebäudedaten (engl. Building Information Management)
BIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik (engl. Building integrated photovoltaik)
BIST	Gebäudeintegrierte Solarthermie (engl. Building Integrated Solar Thermal)
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau, Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bzw.	Beziehungsweise
CAD-Software	Softwaregestützte Konstruktion (eng. Computer-aided-design)
CAGR	Continous annual growth rate
CO_2	Kohlenstoffdioxid
d. h.	das heißt
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt
DoE	Department of Energy (Office of Indian Energy Policy and Programs)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EPO	Europäisches Patentamt
EU	Europäische Union
evtl.	eventuell
F&E	Forschung und Entwicklung
FI-HKL	Fassadenintegrierte HLK-Systeme
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIPV	Gebäudeintegrierte Photovoltaik
g-Wert	Energiedurchlassungsgrad (Menge an Energie, die von Bauteilen durchgelassen wird)
HLK	Heizung, Lüftung, Klimatechnik
i. d. R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations-und Kommunikationstechnik
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
IR-Anteil	Infrarot-Anteil
KNX-Bus	Steuerungsnetz für die Gebäudeautomation
KS80 und KS95	Klimaschutzszenarien 80 und 95
LCA	Ökobilanz (engl. Life Cycle Assessment)
LED, OLED	Leuchtdiode, Organische Leuchtdiode
NZEB	Niedrigstenergiegebäude (engl. Nearly Zero Energy Buildings)
ÖKOBAUDAT	eine vom BBSR herausgegebene Baustoffdatenbank
p. a.	pro Jahr
PCM	Phasenwechselmaterial (engl. Phase-Change-Materials)
PTFE	Polytetraflourethylen
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
PV-T	Photovoltaik-Solarthermie
PU-Schäume	Polyurethanschäume
SWS	Schaltbare Wärmedämmung
Tab.	Tabelle
TGA	Technische Gebäudeausrüstung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
a	Jahr
°C	Grad Celsius
$CO_{2\text{-äq.}}$	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
EJ	Exajoule (Einheit für Energie)
FE	Fenstereinheit: 1 FE = 1,69 m²
GW	Gigawatt (Einheit für Leistung)
kg	Kilogramm
kg/m²	Kilogramm pro Quadratmeter
kW_{el}	Elektrische Leistung
kWh/(m³K)	Kilo-Watt-Stunde pro Kubikmeter und Kelvin
kWh/(m²K)	Kilo-Watt-Stunde pro Quadratmeter im Jahr (Energiebedarf eines Gebäudes)
kWh/m³	Kilo-Watt-Stunde pro Kubikmeter
l	Liter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
Mio.	Millionen
mm	Millimeter
Mrd.	Milliarden

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Überblick über die untersuchten Technologien des Technologiefelds energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik ---- 299

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik ---- 307

Tab. 2-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik ---- 310

Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik ---- 318

Tab. 2-4 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik ---- 323

Tab. 2-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik von Infrastrukturen ---- 323

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik ---- 329

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik ---- 330

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik ---- 336

Tab. 3-4 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik ---- 338

Tab. 3-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik von Infrastrukturen ---- 339

Tab. 4-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudebetrieb und Planung ---- 343

Tab. 4-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb ---- 345

Tab. 4-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Anwendungsbereich Planung und Gebäudebetrieb ---- 347

Tab. 4-4 Einsparpotenzialabschätzung des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb ---- 348

Tab. 4-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb von Infrastrukturen ---- 349

Tab. 6-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude ---- 351

Tab. 6-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik ---- 354

Tab. 6-3 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 356

Tab. 6-4 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 357

Tab. 6-5 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 358

Tab. 6-6 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik – Input-Orientierung ---- 361

Tab. 6-7 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefelds Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik ---- 362

Tab. 6-8 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik – Output-Orientierung ---- 364

Tab. 6-9 Bewertungsraster für die Akzeptanz von das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik zum Status Quo (2015) ---------- 366

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Endenergiebedarf in Deutschland für das Jahr 2014 aufgegliedert nach Verbrauchssektoren und Energieformen ---- 294

Abb. 1-2 Zuordnung der Wohnfläche und des Heizenergiebedarfs in Deutschland nach Baualtersklassen ---- 294

Abb. 1-3 Ca. 70 % des Wohngebäudebestandes ist für rund 80 % des Heizwärmebedarfs in Deutschland zuständig (Stand 2013)* ---- 295

Abb. 1-4 Lebenszyklusphasen eines Gebäudes und identifizierte Innovationsfelder entsprechend der Expertenempfehlungen des Forschungsnetzwerkes Energie in Gebäuden und Quartieren ---- 297

Abb. 2-1 Entwicklung des Energiestandards von Gebäuden untergliedert in verwendete, produzierte Energie und zusätzlich als Gesamtbilanz ---- 300

Abb. 3-1 Prozentuale Aufteilung des Endenergiebedarfs für die Sektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung im Jahr 2015 ---- 325

Abb. 6-1 Endenergiebedarf privater Haushalte für Raumwärme und Warmwasser, Ist-Werte und Prognosen ---- 352

Abb. 6-2 In verschiedenen Studien ausgewiesene Sanierungsraten ---- 353

Abb. 6-3 Endenergiebedarf nach Energieträgern für die Klimaschutzszenarien KS80 und KS95 ---- 353

Abb. 6-4 Entwicklung der verwendeten Endenergie im Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik ---- 355

Abb. 6-5 Durchschnittlicher Gesamtemissionsfaktor für die Szenarien KS80 und KS95 für den Zeitraum 2011 - 2050 ---- 356

Abb. 6-6 THG-Emissionen privater Haushalte Deutschlands für die Szenarien KS80 und KS95 ---- 357

Abb. 6-7 Scopus Recherche zu Publikationen mit dem Stichwort „Energy“ und „Building“ und prozentuale Zuordnung dieser Publikationen auf Länder ---- 363

Abb. 6-8 Patentanalyse; Vergleich der Anmeldungen in Deutschland (DE), Europa (EP), Amerika (US), China (CN), Japan (JP) und der Welt (WO) zu dem Themenfeld energieeffiziente Gebäude ---- 363

Abb. 6-9 Zuordnung der Patentanmeldungen am europäischen Patentamt zu Technologiegruppen ---- 364

Abb. 7-1 Einschätzung des Förderbedarfs und des monetären Marktpotenzials ---- 372

Abb. 7-2 Einschätzung des Förderbedarfs und des Marktpotenzials hinsichtlich CO_2-Einsparung ---- 372

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 5.1
Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

ZAE BAYERN

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

- A: Gebäudehülle und Bautechnik mit den Technologien: Hochleistungswärmedämmung, funktionelle optische Oberflächen, transparente und transluzente Elemente, ressourcenschonendes Bauen und multifunktionale Fassadenelemente
- B: Gebäudesystemtechnik mit den Technologien: Gebäudeautomation, Wärme- und Stromspeicher, HLK-Systeme (Low-Ex) und Kunstlicht
- C: Planung und Gebäudebetrieb mit den Technologien: Informationsmanagement (BIM), Life Cycle Assessment, Monitoring und Diagnose und Nutzer-Gebäude-Beziehung und Schnittstellen

Technologische Reife: A, B: Technologieentwicklung – Kommerziell (A=2-9), C: Technologieentwicklung – Kommerziell (TRL=4-9)

Kritische Komponenten: Keine – ausreichend Redundanzen vorhanden

Entwicklungsziele

- A: marktfähige Hochleistungswärmedämmungen, angepasste Wärmestrahlungseigenschaften von Oberflächen, Kostensenkung, Langzeitstabilität, Reduzierung Graue Energie, Vereinigung von Technologien in multifunktionalen Systemen
- B: Weiterentwicklung hin zum Smart Grid (z. B. Netzdienlichkeit), Ermöglichung der Sektorkopplung, Erhöhung der Speicherkapazitäten, Effizienzsteigerung, Kostensenkung
- C: Schnittstellenentwicklung, konsequente Berücksichtigung der Nachhaltigkeit, innovative Monitoringmethoden, Optimierung der Nutzer-Gebäudeinteraktion

Technologie-Entwicklung

	Einheit	2011-2015	2016-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Marktpotenziale Deutschland (Endenergieeinsparung)	TWh	48	204	886	671	396
Marktpotenziale International	TWh	1.080	2.250	12.650	10.450	12.200
Sanierungsrate in Deutschland	%/a	≈1	2,5	2,5	2,5	2,5
Durchschnittl. Heizenergiebedarf	kWh/(m²a)	110	101	82	63	44
Investitionsvolumen	Mrd. $€_{2015}$/a	-	25	32	40	47

Marktpotenzial bezogen auf zusätzlichen Technologieeinsatz im Zeitraum, weitere Angaben bezogen auf Endjahre der Zeiträume

F&E-Bedarf

- Entwicklung von Materialien, Komponenten und Systemen in den spezifischen Anwendungsfeldern
- Evaluierung, Optimierung verbundener Technologien in realitätsnaher Umgebung (Living Lab)
- Kombination komplexer Systeme, Synergieeffekte nutzen
- Monitoring- und Regelkonzepte in Abstimmung mit Nutzer
- Dezentrale Energiekonzepte in Verbindung mit Smart Grid

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
– Klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050 erreichbar durch Hand-in-Hand-Greifen von Technologieforschung, -entwicklung und -umsetzung. Ggü. Referenz Vermeidung von 121 Mio t $CO_{2\text{-äq.}}$ in 2050. – Auf das Technologiefeld entfallen etwa 33 % der derzeitigen CO_2-Emissionen Deutschlands – davon können 80 - 95 % durch Technologieeinsatz vermieden werden.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
– 60 % des heutigen Endenergiebedarfs im Gebäudebereich können bis 2050 eingespart werden. – Der verbleibende Endenergiebedarf wird 2050 fast vollständig aus Erneuerbaren Energien gedeckt. – Gegenüber Referenz Primärenergieeinsparung von 1.730 PJ im Jahr 2050 möglich. – Verwendung von rezyklierbaren Rohstoffen und geschlossenen Materialkreisläufen.
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
– Durch hohes CO_2-Einsparpotenzial direkte Einsparung an Zertifikatskosten. – Ein marktfähiges Kosten-Leistungsverhältnis ist wesentlich für dieses Technologiefeld.
Inländische Wertschöpfung
– Baurelevante Leistungen besitzen ein Volumen von etwa 440 Mrd. €/a (2008). – Jeder zehnte Sozialversicherungspflichtige arbeitet in der Wertschöpfungskette Bau.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Deutschland ist in den Anwendungsfeldern A bis C wettbewerbsfähig bzw. besitzt Technologieführerschaft. F&E-Budget 2014: Deutschland 32 Mio. € (USA 102, Finnland 37, Frankreich 33 Mio. €) – Gefahr die gute Stellung zu verlieren (Patentanmeldungen stagnieren), andere Länder (z. B. China, USA) weisen einen stärkeren Zuwachs und absolut höhere Anzahl an Anmeldungen auf.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Je nach Technologiefeld heterogen, tendenziell hohe Akzeptanz. – F&E-begleitende Akzeptanzanalyse sinnvoll um kundenorientierte Produkte zu generieren.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Entwicklungshemmnisse sind oftmals langwierige Prüfverfahren und lange Standzeiten von Bauprodukten (insbesondere Anwendungsfeld A, B etwas weniger ausgeprägt). – Anwendungsfeld B (z.B. HLK-Systeme) weist teilweise eine kritische Pfadabhängigkeit auf.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Keine Abhängigkeit bei Anwendungsfeld A und C (bei C leistungsfähiges IKT-System nötig). – Generell hohe Abhängigkeit bei Technologie B von intelligenten Versorgungsnetzen (Smart Grid).
Systemkompatibilität
Das Technologiefeld ist generell als systemkompatibel einzustufen.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Allgemeines

In Deutschland entfällt knapp 41 % des Endenergiebedarfs auf den Gebäudebereich (vgl. Abb. 1-1). Dieser Energieeinsatz ist mit einem Drittel aller anfallenden CO_2-Emissionen verbunden.

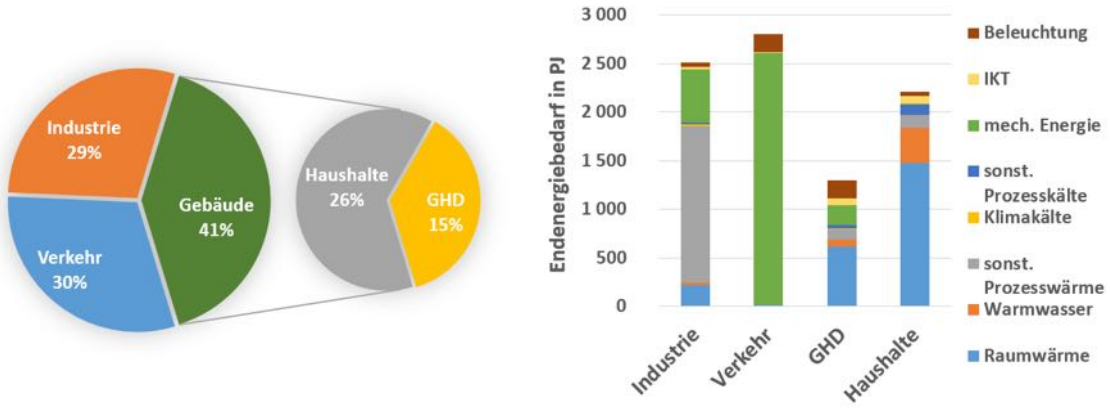


Abb. 1-1 Endenergiebedarf in Deutschland für das Jahr 2014 aufgegliedert nach Verbrauchssektoren und Energieformen

Bedenkt man, dass ca. dreiviertel des Endenergiebedarfs für den Gebäudebereich durch Wohngebäude verursacht werden, die vor 1979 – also vor der 1. Wärmeschutzverordnung errichtet wurden – wird deutlich, welchen Stellenwert die energetische Sanierung bei der Umsetzung der Energiewende einnehmen muss (siehe Abb. 1-2 und Abb. 1-3).

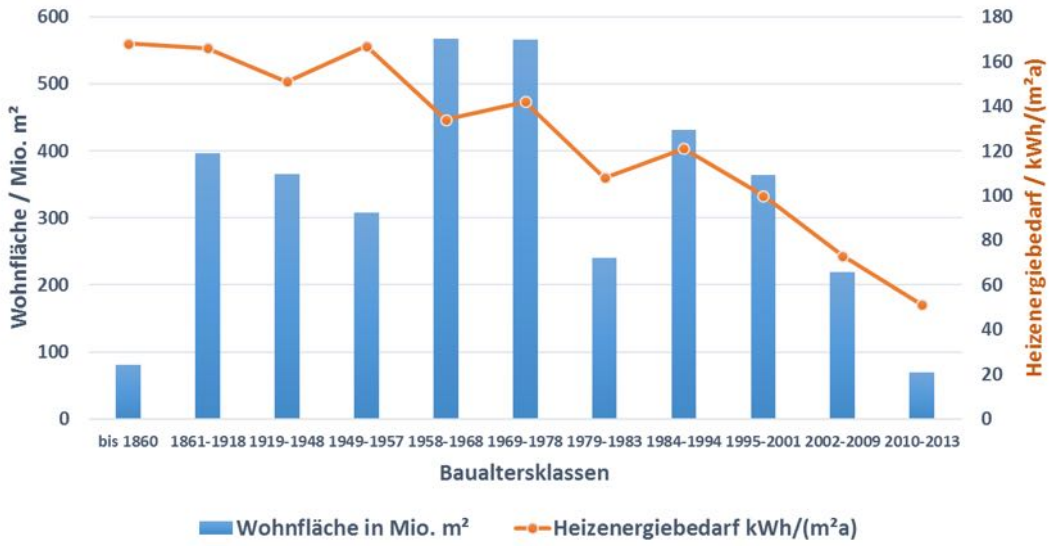
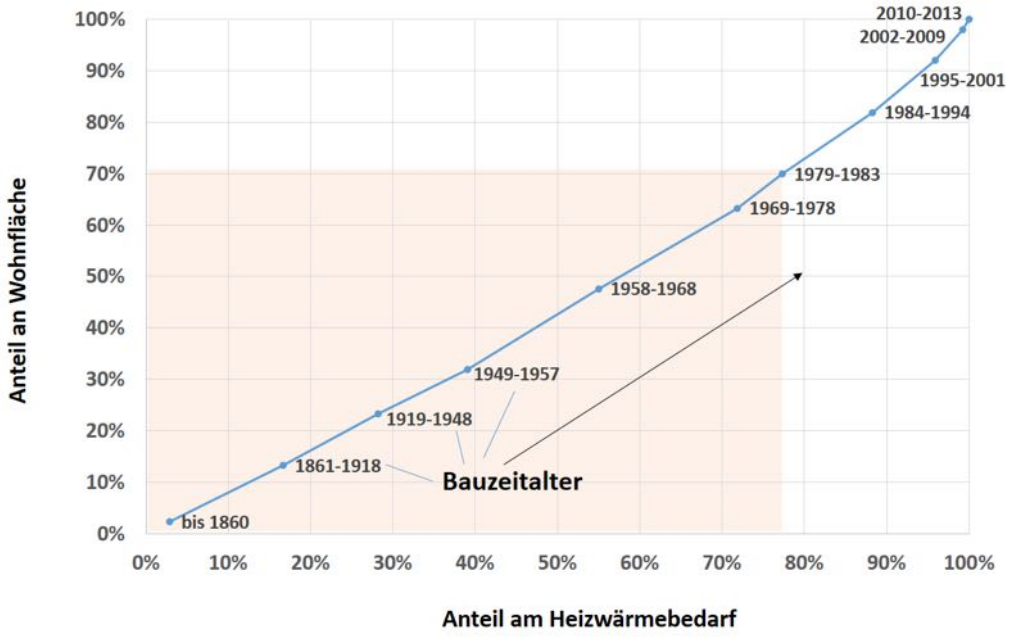


Abb. 1-2 Zuordnung der Wohnfläche und des Heizenergiebedarfs in Deutschland nach Baualtersklassen

Quelle: Statistisches Bundesamt (2013, 2015)



*Wohngebäude, die vor 1979, also vor der 1. Wärmeschutzverordnung errichtet wurden, zählen zu der Gruppe der Altbauten

Abb. 1-3 Ca. 70 % des Wohngebäudebestandes ist für rund 80 % des Heizwärmebedarfs in Deutschland zuständig (Stand 2013)*

Quelle: Statistisches Bundesamt (2013, 2015)

In ihrem Energiekonzept erklärt die Bundesregierung, dass im Gebäudebereich bis 2050 eine Minderung des Primärenergiebedarfs von 80 % angestrebt wird (BMWi 2010). Für die Umsetzung dieses Ziels ist die Nutzung der bestehenden Energieeffizienzpotenziale im Gebäudebereich wesentlich – hier werden Möglichkeiten zur Endenergieeinsparung von bis zu 54 % gesehen (BMWi 2015). Um dieses Potential zu erschließen und die Errichtung von nachhaltigen Gebäuden zu unterstützen, sind innovative Materialien, Komponenten und Systeme im Bereich der Gebäudehülle und der Gebäudetechniken und innovative Ansätze im Bereich der Planung sowie insbesondere die Kontrolle und Optimierung des Gesamtbetriebes notwendig. Ziel ist es, ein hohes Maß an Energieeffizienz und einen bestmöglichen Einsatz von erneuerbaren Energien für den Gebäudebestand zu erreichen, und dies unter der Maßgabe der Wirtschaftlichkeit, der Nachhaltigkeit, der optimalen Einbindung in ein intelligentes Stromnetz (Smart Grid) und eines hohen Nutzerkomforts. Übergeordnet bieten energieeffiziente Quartierlösungen die Chance, in hohem Maße Synergieeffekte zu nutzen.

Die Errichtung von Gebäuden und baulicher Infrastruktur sind mit hohen Investitionssummen und sehr langen Nutzungszeiträumen verbunden. Sanierungszyklen von 40 Jahren und mehr sind hier die Regel. In Deutschland verzeichnete die Baubranche im Jahr 2015 rund 100 Mrd. Euro Umsatz. Dabei verzeichnete die Branche einen Auftragseingang aus dem Ausland in Höhe von 24,7 Mrd. Euro (Statista 2016). In seinem Leitbild Bau (Bundesarchitektenkammer 2009) formuliert die deutsche Bauindustrie „Zur Erschließung und Gestaltung neuer Märkte müssen die Innovationspotenziale der Wertschöpfungskette Bau mobilisiert werden. Durch Kooperation

in der Forschung und Entwicklung aber auch in der Aus- und Weiterbildung kann die Diffusion neuer Baumaterialien, -verfahren und technischer Gebäudeausstattung beschleunigt werden."

Die Bundesregierung sieht in der Effizienzsteigerung im Gebäudebereich ein zentrales Handlungsfeld. Sie stellt in ihrem 2010 veröffentlichten Energiekonzept fest: „Der Schlüssel zu mehr Energieeffizienz ist der Gebäudebereich" (BMWi 2010). Entsprechend werden energieeffizienzbezogene Forschungs- und Entwicklungsvorhaben langfristig im Bereich Gebäude und Quartiere durch verschiedene Forschungsinitiativen unterstützt.

1.2 Besonderheiten der Bauwirtschaft

Bauen ist ein komplexer Vorgang. In welchem Umfang ein Gebäude energieeffizient ist, wird durch eine Vielzahl von Faktoren bestimmt. Neben gesetzlichen und städtebaulichen Rahmenbedingungen werden Gebäude wesentlich durch den Bauherrn definiert. Dieser möchte ein Gebäude zu einem bestimmten Zweck erstellen oder sanieren lassen, hat Vorstellungen über die Erscheinung und Nutzung des Gebäudes, die Qualität der Ausführung und über den Komfortstandard innerhalb eines ihm zur Verfügung stehenden Kostenrahmens. Architekten und Fachplaner setzen dann die Vorstellungen und Wünsche des Bauherrn in reale Pläne um und sind für die fachgerechte Ausführung des Bauvorhabens verantwortlich. Bauunternehmen und Handwerker aus zahlreichen unterschiedlichen Gewerken errichten das Gebäude. Dabei findet ständig ein Abstimmungsprozess zwischen Bauherrn, Planern und ausführenden Unternehmen statt, um die Ausführung zu konkretisieren und um gegebenenfalls auf sich verändernde Rahmenbedingungen zu reagieren (Kosten, Zeitpläne, Änderungswünsche des Bauherrn, Wetter usw.) (Arnold 2005).

Die Bauunternehmen und Handwerker bedienen sich bei der Realisierung industrieller Produkte (Baustoffe, Komponenten, Systeme) in unterschiedlichen Vorfertigungsgraden um ihre Gewerke zu erstellen. Die Qualität der industriellen Produkte wird in der Regel durch qualitätssichernde Maßnahmen überwacht. Damit kommt der Planungsphase, der richtigen Auswahl und Kombination der Produkte, der sachgerechten Verwendung der Produkte und Ausführung der Gewerke sowie der integralen Betriebskontrolle besondere Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang ist es wichtig die Planungs- und Ausführungsgüte durch Fortbildung der (Fach-)Planer und Handwerker zu stärken.

Auch das Leistungsspektrum, welches an Gebäude im städtebaulichen Kontext heute und in der Zukunft gestellt wird, hat sich mit der Zeit verändert und neue Aspekte hinzugewonnen. Gebäude sollen zukünftig verstärkt aktive Elemente unserer Energieversorgungsinfrastruktur werden. Das Gebäude wandelt sich vom Status eines reinen Energienutzers hin zum dezentralen Energiebereitsteller und Energiespeicher. Damit ergeben sich für das Gebäude als auch das übergeordnete Quartier, deren Bestandteil solche Gebäude sind, neue Ansätze für innovative Energiekonzepte.

Innovationen bezogen auf die Realisierung energieeffizienter Gebäude können in verschiedenen Lebenszyklusphasen von Gebäuden und Stellen der Wertschöpfungskette im Bauwesen entstehen (vgl. Abb. 1-4).

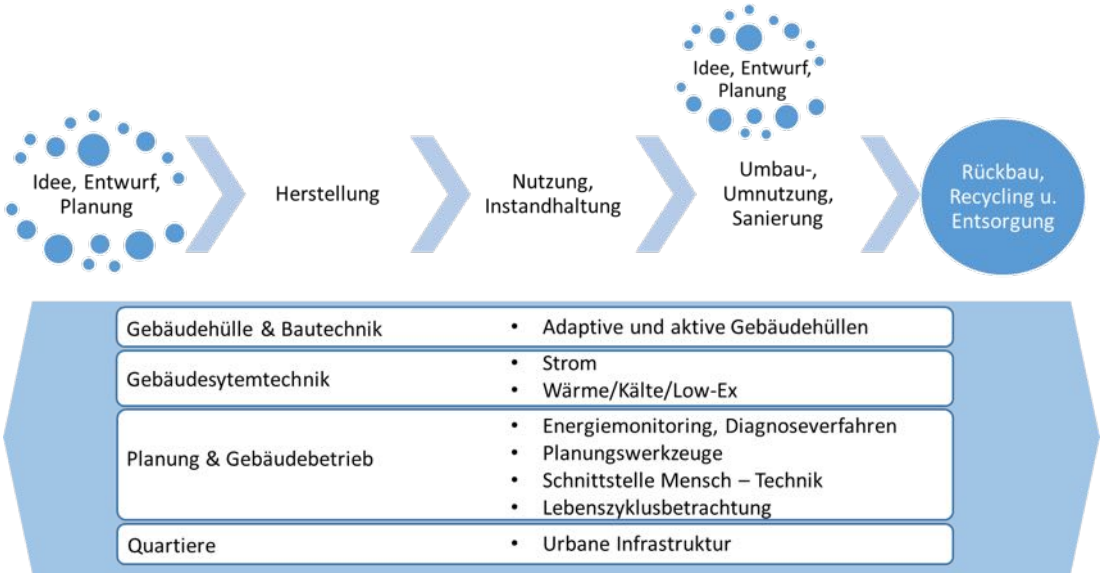


Abb. 1-4 Lebenszyklusphasen eines Gebäudes und identifizierte Innovationsfelder entsprechend der Expertenempfehlungen des Forschungsnetzwerkes Energie in Gebäuden und Quartieren

Quelle: PTJ (2015)

Des Weiteren sind in Abb. 1-4 die vom Forschungsnetzwerk Energie in Gebäuden und Quartieren identifizierten Innovationsfelder genannt. Während die Innovationsfelder *adaptive und aktive Gebäudehüllen, Strom/Wärme/Kälte/Low-Ex, Schnittstelle Mensch-Technik*, *Lebenszyklusbetrachtungen*, *Planungswerkzeuge, Energiemonitoring und Diagnoseverfahren* den Themenfeldern Gebäudehülle, Gebäudesystemtechnik und Gebäudebetrieb/Planung zugeordnet werden können, handelt es sich bei dem Innovationsfeld *Urbane Infrastrukturen* um ein Schnittstellenthema im Bereich Gebäude-Quartier. Daher wird die Quartiersperspektive aus der Gebäudesicht in einem getrennten Kapitel behandelt.

1.3 Zukünftige Entwicklung und Entwicklungshemmnisse

Für den Gebäudesektor sind folgende Entwicklungen relevant:

- Es besteht in Deutschland ein Trend zu Ein-Personen-Haushalten, gleichzeitig steigt die durchschnittliche Lebenserwartung an, was mit einer Zunahme der beheizten Wohnfläche einhergeht.
- Die Klimaerwärmung sowie Nutzeranforderungen verursachen einen erhöhten Bedarf an klimagerechter Gebäudekühlung (Bettgenhäuser et al. 2011; Voss und Künz 2012). Insbesondere die Ertüchtigung des Gebäudebestandes und energieeffiziente Konzepte bei Neubauten stellen große Herausforderungen dar.
- Die energetische Sanierungsrate liegt derzeit bei knapp 1 %/a (BMWi 2010; dena 2012). Ursachen sind hier lange Amortisationszeiträume und die aktuell niedrigen Energiepreise. Damit besteht vor allem bei den älteren Entscheidern im privaten Bereich eine große Zurückhaltung. Die Entscheidung zur Sanierung wird nach dem aktuellen Bedarf (Reparatur, Instandsetzung) getroffen (Rein und Schmidt 2016). Dennoch stellen energetische Sanierungsmaßnahmen ein wichtiges Handlungsfeld in Deutschland, aber auch in vielen anderen hochentwickelten Indust-

rienationen, dar. Hemmnisse bei der Sanierung sind ein an den Bedürfnissen angepasster rechtlicher und regulatorischer Rahmen und zunehmend verschärfte Anforderungen hinsichtlich Brandschutz und Sicherheit. Insbesondere im Mietbetrieb ist die Akzeptanz aufgrund erhöhter Mietpreise sehr gering. Daneben existiert eine Diskrepanz zwischen theoretischen und realen Einsparungen, die zu einem Vertrauensverlust bei energetischen Sanierungen geführt hat.

- Bis zum Jahr 2050 will die Bundesregierung einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand realisieren. Die Europäische Union hat mit der Direktive 2010/31/EU (EPBD recast) Niedrigstenergiegebäude (Nearly Zero Energy Buildings, NZEB) als Gebäudestandard ab 2021 festgeschrieben (EU 2010).
- Planung, Erstellung und Betrieb eines Gebäudes werden zukünftig noch stärker eine integrale, multidisziplinäre Aufgabe darstellen.
- Gebäude, insbesondere Neubauten, werden verstärkt hinsichtlich ihres ökologischen Fußabdrucks über den Lebenszyklus, insbesondere ihres kumulierten Gesamtenergieaufwands, bewertet. Dies beeinflusst die Wahl der eingesetzten Baumaterialien und Bauweisen.
- Quartierskonzepte erfordern ebenso einen integralen Ansatz für Planung, Erstellung und Betrieb von Gebäuden und deren Vernetzung.

Der Einbringung von Innovationen in den Gebäudesektor stehen verschiedenste typische allgemeine Hemmnisse gegenüber, die hier im Folgenden aufgeführt sind:

- In einer stark fragmentierten Branche besteht ein starker Preiskampf, der nach schnellen, unkomplizierten Standardlösungen verlangt und wenig Raum für Innovationen lässt.
- Es existiert ein heterogener Gebäudebestand, der Standardlösungen zum Teil erschwert.
- Komplexere Systemlösungen können durch die vorherrschende Gewerketrennung oftmals nur von Systemanbietern angeboten werden.
- Energieeffizienztechnologien können eine höhere Investitionssumme als Standardlösungen erfordern, was dann aufgrund längerer Payback-Zeiten zu ungünstigen Business Case Szenarien führt.
- Die Dauer von Innovationsprozessen im Gebäudebereich sind im Vergleich zu anderen Branchen meist lang und Innovationen können aufgrund der langen durchschnittlichen Sanierungszyklen nur zu wenigen Zeitpunkten im Gebäude umgesetzt werden.

International trägt der Gebäudesektor mit einem Anteil von über 30 % maßgeblich zum Gesamtendenergiebedarf bei. Gleichzeitig sind damit ca. 30 % der globalen Treibhausgasemissionen verbunden (UNEP 2016). Durch den bestehenden hohen Energiebedarf bietet der Gebäudesektor damit ein hohes Energieeinsparpotenzial. Dieses wird weltweit auf ca. 40 % für das Bezugsjahr 2035 geschätzt (IEA 2012). In vielen Ländern spielen deshalb Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung in Gebäuden eine große Rolle und sind Bestandteil national festgelegter Beiträge zur Treibhausgasemissionsminderung (OECD/IEA 2016). Die weltweiten Ausgaben für energieeffiziente Technologien und Dienstleistungen für Gebäude beliefen sich 2015 auf ca. 360 Mrd. Euro (OECD/IEA 2016). Zukünftige Anstrengungen werden im Wesentlichen in drei Bereichen gefordert sein:

- Verbesserte Planungs- und Konstruktionstechniken,
- energetische Sanierung von Gebäuden und Gebäudekomponenten sowie
- verbessertes Energiemanagement.

Für die Beschreibung von Forschungs- und Entwicklungsaspekten im Bereich energieeffizienter Gebäude und Quartiere ist generell die Betrachtung folgender Anwendungsbereiche relevant:

- Gebäudehülle und Bautechnik,
- Gebäudesystemtechnik und
- Planung und Gebäudebetrieb.

Die Anwendungsbereiche Gebäudehülle (Fassaden und Dach), Bautechnik und Gebäudesystemtechnik (HLK-Systeme, Beleuchtung, Automation) bilden das Gebäude ab. Allerdings ist eine klare Zuordnung von Technologien zu einem der beiden vorgenannten Anwendungsbereiche nicht immer möglich. Energieflüsse über die Gebäudehülle können über multifunktionale Komponenten (z. B. schaltbare Verglasungen) durch die Gebäudeautomation gesteuert und geregelt werden. In diesen Fällen erfolgt die Zuordnung über die Lokalisierung der Technologie im Gebäude. Das Feld Planung und Gebäudebetrieb behandelt Werkzeuge, Verfahren, Praktiken und Prozesse, die in den unterschiedlichen Lebenszyklusphasen eines Gebäudes Anwendung finden.

Im Folgenden werden die in Tab. 1-1 angegebenen Technologien anhand des vorgegebenen Kriterienrasters evaluiert.

Tab. 1-1 Überblick über die untersuchten Technologien des Technologiefelds energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

Gebäudehülle und Bautechnik	Gebäudesystemtechnik	Planung und Gebäudebetrieb
T1: Hochleistungswärmedämmung	T6: Gebäudeautomation	T10: Informationsmanagement
T2: Funktionelle optische Oberflächen	T7: Wärmespeicher	T11: Life Cycle Assessment
T3: Transparente und transluzente Fassadenelemente	T8: Stromspeicher	T12: Energiemanagementsysteme
T4: Ressourcenschonendes Bauen	T9: Heiz-, Lüftungs- und Klimatisierungssysteme (low-Ex-Systeme)	T13: Monitoring, Diagnose
T5: Multifunktionale Gebäudehülle		T14: Nutzer-Gebäude Beziehung

Entsprechend dieser Gliederung wird im Folgenden auch die Bewertung durchgeführt.

2 Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik

2.1 Beschreibung

Ein wichtiger Ansatzpunkt für die Steigerung der Energieeffizienz ist die Gebäudehülle (Fassade, Dach). Diese bestimmt maßgeblich den Energiebedarf eines Gebäudes. Über sie wird das Gebäude mit Tageslicht versorgt, finden Wärmeverluste während der Heizperiode und unerwünschte Wärmeeinträge in den Sommermonaten statt. Die Gebäudehülle bietet die Applikationsflächen für Photovoltaik- und Solarthermieanwendungen am Gebäude. Durch diese unterschiedlichen Funktionen (Wärme- und Lichtmanagement, Lüftung und Energiebereitstellung) erfolgt in Zukunft eine noch engere Verzahnung mit der Gebäudesystemtechnik. Die Gebäudehülle stellt die Außenansicht der Gebäude dar und muss daher auch ästhetischen Ansprüchen genügen. Darüber hinaus trägt deren Luftdichtigkeit verbunden mit kontrollierter Belüftung maßgeblich zur Energieeffizienz bei.

Der Einsatz neuer Technologien kann bei Neubauten ohne größere Probleme erfolgen, wohingegen die Implementierung im Gebäudebestand oftmals eine besondere Herausforderung darstellt – insbesondere, wenn hohe Energiestandards (Passivhausstandard) erreicht werden sollen. Das Potenzial einer Technologie bestimmt sich daher auch durch die Anwendbarkeit im Altbau.

Im Bereich der Bautechnik beeinflusst die prinzipielle Art der Bauweise (z. B. Massivbau, Leichtbau, Holz- oder Membranbau) die Gesamtenergie- und Ökobilanz eines Gebäudes und kann durch thermische Aktivierung selbst als Wärmespeicher fungieren. Ausgehend von den Komfortansprüchen des Nutzers ist ein unterschiedliches Maß an Gebäudesystemtechnik oder funktionalisierter Baumaterialien im Gebäude einzusetzen.

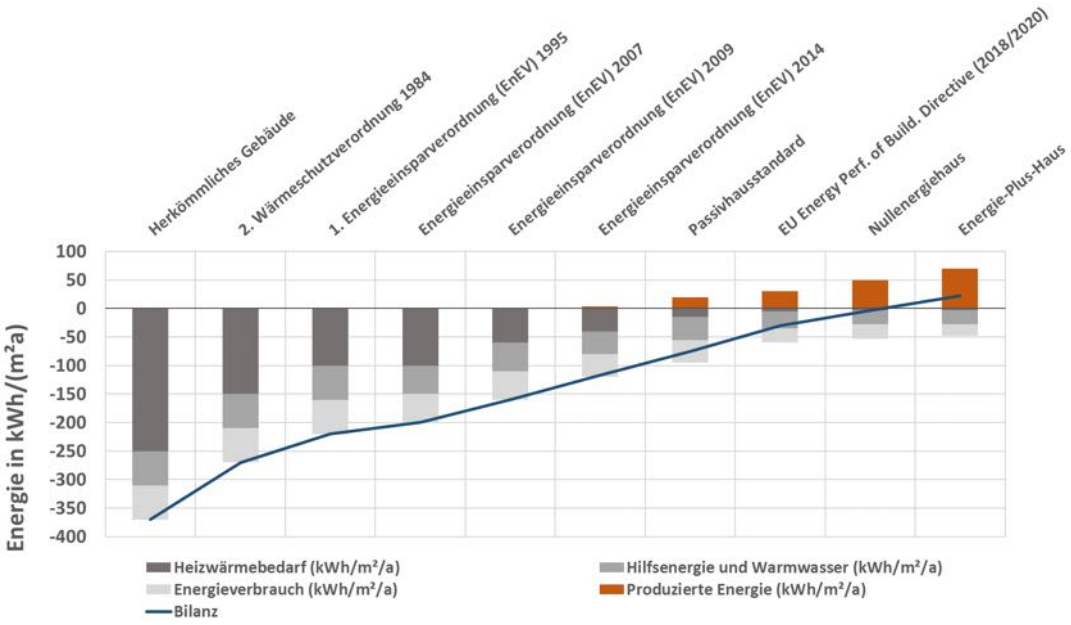


Abb. 2-1 Entwicklung des Energiestandards von Gebäuden untergliedert in verwendete, produzierte Energie und zusätzlich als Gesamtbilanz

In Abb. 2-1 ist die Entwicklung des Energiebedarfs von Gebäuden dargestellt, dessen Reduktion maßgeblich von den verschiedenen Verordnungen und Standards vorangetrieben wurde. Auffällig ist, dass die Aufteilung des Energieverbrauches einem starken Wandel unterliegt. Während der Heizwärmeverbrauch bei herkömmlichen Gebäuden nahezu 70 % beträgt, sinkt er bei hocheffizient gedämmten Gebäuden auf ca. 6 %. Der Anteil „Hilfsenergie und Warmwasser“ hingegen steigt von 16 % auf 52 % an. Die Relevanz dieser beiden Beiträge ist daher in Zukunft gleichwertig zu gewichten.

Beschreibung T1: Hochleistungswärmedämmungen

Wärmedämmstoffe müssen idealerweise neben herausragenden Dämmeigenschaften und anderen bauphysikalischen Eigenschaften preiswert, sicher zu verarbeiten, langzeitstabil und rezyklierbar sein. Benötigt werden Hochleistungsdämmstoffe, die schlanke Wandaufbauten ermöglichen und besonders in der Altbausanierung eingesetzt werden können. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht im Bereich der belüfteten Hochleistungswärmedämmungen, wie sie beispielsweise mit Aerogelen realisiert werden können.

Im Vorgängerbericht Energietechnologien 2050 (Wietshel et al. 2010) wurden Hochleistungswärmedämmungen ausführlich behandelt. So wurde bei Vakuumisolationspaneelen ein Kostensenkungsbedarf und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Langzeitstabilität festgestellt. In Bezug auf die mikroporöse Dämmstoffklasse der Aerogele wurde ebenfalls ein Kostensenkungsbedarf in Bezug auf die bekannten Herstellungsverfahren angemerkt. Systeme zur Innendämmung wurden als weitgehend entwickelt dargestellt. Eine explizite Förderempfehlung für die öffentliche Hand wurde nicht ausgesprochen.

Der Dämmstoffmarkt wird von den klassischen Dämmstoffprodukten Kunststoffschäume und mineralische Faserdämmstoffe dominiert. Die Wärmeleitfähigkeitswerte bewegen sich hier im Bereich von ca. 0,030 bis 0,065 W/(mK). Von Hochleistungsdämmstoffen spricht man, wenn die Materialien Wärmeleitfähigkeiten von kleiner 0,026 W/(mK) aufweisen und damit die Wärmeleitfähigkeit der ruhenden Luft unterschritten ist. Kommerziell sind wenige Hochleistungswärmedämmungen verfügbar, beispielsweise in Form der Vakuumisolationspaneele (typische effektive Wärmeleitfähigkeiten von 0,005 W/(mK) oder als nanoporöse Dämmstoffe, z. B. auf Aerogelbasis mit Wärmeleitfähigkeiten unter 0,020 W/(mK). Hochleistungsdämmstoffe sind aufgrund ihrer höheren Kosten bisher Nischenprodukte und werden meist dort eingesetzt, wo kommerzielle Dämmstoffe aus Platzgründen nicht eingesetzt werden können oder besonders schlanke hochwärmegedämmte Wandaufbauten gewünscht sind.

Beschreibung T2: Funktionelle optische Oberflächen

Der Spektralbereich der solaren Einstrahlung erstreckt sich vom UV über das sichtbare Licht bis zum nahen Infrarot, wobei etwa 5 % der Einstrahlung im ultravioletten Bereich liegen, 50 % im sichtbaren und 45 % im nahen Infrarot. Die Wärmeabstrahlung einer Oberfläche bei Raumtemperatur findet im mittleren Infrarot statt.

Low-e Oberflächen

Oberflächen mit einem geringen Emissionsgrad im mittleren Infrarot zwischen 3 µm bis 50 µm werden als low-e Oberflächen bezeichnet, welche nur wenig Wärmestrahlung an die Umgebung abgeben und gleichzeitig die aus der Umgebung auftreffende Wärmestrahlung wieder zurück reflektieren. Dadurch lässt sich der Wärmeübergang zwischen der Oberfläche und der Umgebung und damit verbunden der Wärmedurchgangskoeffizient einer Konstruktion vermindern. Darüber hinaus kann durch innenseitige low-e Oberflächen die thermische Behaglichkeit im Innenraum erhöht werden, während durch außenseitige low-e Oberflächen der Tauwasserausfall auf der Fassade reduziert wird. Insgesamt ermöglicht dies die Einsparung sowohl von Heiz- als auch von Kühlenergie im Gebäude. Eine zusätzliche interessante Komponente stellt die regelbare Einstellung des Emissionsgrades einer schaltbaren low-e Schicht im Gebäudebereich dar.

Reflektierende und nichtreflektierende optische Oberflächen (cool roofs)

Abhängig von der jeweiligen Klimazone können Oberflächen mit maßgeschneiderten spektralen Eigenschaften die Energieeffizienz von Gebäuden deutlich erhöhen. 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 um bis zu 15 % (U.S. Department of Energy 2010). Dagegen können Flächen mit einem hohen solaren Absorptionsgrad den Wärmeeintrag ins Gebäude erhöhen und in kälteren Klimaregionen eine Einsparung an Heizenergie bewirken. Vorteilhaft ist hier auch die Kombination mit anderen Technologien, wie beispielsweise schaltbarer Wärmedämmung, um die Vorteile der jeweiligen Ansätze optimal zum Tragen zu bringen.

Beschreibung T3: Transparente/transluzente Elemente

Unter dem Bereich transparente/transluzente Systeme wurde maßgeblich Dreifachisolierglas und Vakuumverglasung im Vorgängerbericht aufgeführt. Wie dort bereits festgestellt, ist Dreifachisolierglas kommerziell verfügbar und hat mittlerweile im Neubau Zweifachisolierglas weitestgehend verdrängt. Vakuumisolierglas wurde zurecht ein sehr hohes technisches Entwicklungsrisiko zugewiesen, wie die trotz hoher F&E-Anstrengungen noch ausstehende Kommerzialisierung bestätigt. Zu dem damaligen Zeitpunkt wurde dennoch keine spezifische Förderempfehlung für Vakuumisolierglas ausgesprochen.

Isolierglas

Isoliergläser bestehen aus zwei oder mehr Glasscheiben, die einen Abstand, den Scheibenzwischenraum, aufweisen. Zur Reduktion des Wärmedurchganges ist der Scheibenzwischenraum mit einem Edelgas mit geringerer Wärmeleitfähigkeit als Luft – üblicherweise Argon – gefüllt. Zusätzlich werden niedrigemittierende Beschichtungen eingesetzt um die Wärmestrahlung zu unterdrücken. Durch Anpassung der Gläser und Beschichtungen kann die Transmission in gewissen Bereichen eingestellt werden um Wärmeeinträge gezielt zu erlauben (Wärmedämmglas) oder zu minimieren (Sonnenschutzglas).

Vakuumverglasung

Im Vergleich zu modernem Drei-Scheiben-Wärmedämmglas mit Edelgasfüllung sind mit Vakuumisolierglas niedrigere U_g-Werte bei extrem schlankem Aufbau von 8 mm realisierbar - bei gleichzeitig geringerem Gewicht und weniger Materialeinsatz. Außerdem können bestehende Zweischeiben-Verglasungen durch eine neuartige gleich dicke Dreischeibenverglasung aus Vakuumisolierglas und zusätzlicher Isolierglasscheibe mit weiter verbesserter Dämmung ersetzt werden.

Tageslichtsysteme

Unter Tageslichtsysteme fallen neben feststehenden passiven und beweglichen regelbaren Sonnenschutzsystemen auch Blendschutz-, Tageslichtlenk- und transluzente Systeme.

Feststehende, passive Sonnenschutzsysteme nutzen die jahreszeitlich bedingte Änderung des Sonnenstands, um Sonnenlicht im Winter zur Raumausleuchtung und Heizungsunterstützung in das Gebäude zu lassen und im Sommer den Energieeintrag zu begrenzen. Bewegliche, regelbare Systeme ermöglichen eine optimierte Tageslichtnutzung. Selektive Beschichtungen auf Außenlamellen lassen das Tageslicht im sichtbaren Bereich in das Gebäudeinnere und absorbieren den IR-Anteil des Sonnenlichts. Außenliegende Systeme sind effizient, allerdings bei höheren Windlasten problematisch. Zwischenliegende Systeme, wie beispielsweise zwischen zwei Scheiben liegende Lamellen, sind gut gegen Wind und Verschmutzung geschützt. Bei reinen Blendschutzsystemen handelt es sich um innenliegende Jalousien, Rollos oder Vorhänge. Hier empfehlen sich low-e Beschichtungen, um die Wärmeabstrahlung nach innen zu reduzieren.

Tageslichtlenksysteme (verspiegelte Systeme, prismatische Verglasungen, Glasfasern, strukturiertes Glas) ersetzen keine Verglasungen, sondern werden teilweise als Oberlichter, Deckenelemente oder Lichtkamine eingesetzt und erhöhen die blendfreie Raumausleuchtung mit Tageslicht. Ebenso wie transluzente Systeme, die das Tageslicht diffus in das Gebäude einbringen, oder Milchgläser, Vliese oder Aerogelverglasungen, die als transluzente Wand- und Deckenelemente Anwendung finden.

Beschreibung T4: Ressourcenschonendes Bauen

Nachwachsende und rezyklierbare Baustoffe

Hinsichtlich der Vermeidung von CO_2-Emissionen und der Ressourcenschonung bildet der Einsatz von nachwachsenden und/oder wiederverwendbaren Baumaterialien ein hohes Potential. In Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden sind hier nachwachsende Wärmedämmstoffe zu nennen. Der Inhalt an grauer Energie[1] und die CO_2-Bilanz kann bei diesen Materialien deutlich geringer ausfallen als bei herkömmlichen Wärmedämmungen. Allerdings weisen Naturdämmstoffe auch insgesamt höhere Wärmeleitfähigkeitswerte auf, was zu höheren Dämmstoffstärken bei vergleichbaren Wärmedämmstandards führt (LfU 2009; Bundestag 2016). Na-

[1] Graue Energie bezeichnet den indirekten Energiebedarf eines Produkts oder einer Dienstleistung. Damit ist der Energiebedarf gemeint, der z. B. für die Herstellung, den Transport und Entsorgung eines Produktes benötigt wird.

turdämmstoffe hatten im Jahr 2011 einen Anteil von ca. 7 % am Gesamtdämmstoffmarkt im Bauwesen (100 % = 2,03 Mio. m³ Dämmstoff).

Die Wiederverwertung von Abfällen aus Bau- und Abbrucharbeiten bietet die Chance den Inhalt an grauer Energie bei Gebäuden zu reduzieren und deren CO_2-Bilanz und Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Bis zum Jahr 2020 sollen hier mindestens 70 Gewichtsprozent der nicht gefährlichen Abfälle wiederverwendet oder der stofflichen Verwertung zugeführt werden (EU 2008). Die Kosten für Bauschutt betrugen 2015 zwischen 60 und 80 €/m³, entsprechend 5 bis 10 % der Herstellungskosten. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, dass Baukomponenten und –systeme einfach und ohne großen Energie- und Ressourcenaufwand stofflich getrennt werden können. Damit kommt z. B. nicht klebenden oder verschweißten Verbindungen bei mehrschichtigen Gebäudebauteilen eine besondere Bedeutung zu (BMUB 2015).

Textiles Bauen

Neben den konventionellen Baustoffen wie Stein, Holz, Metall und Glas rücken verstärkt neuartige leichte und flexible Konstruktionen aus Membranen in den Blickpunkt der Architekten, so dass Membranen häufig auch als fünfter Baustoff bezeichnet werden. Der Begriff Membran umfasst neben Geweben auch Folien. Die textile Architektur bietet dabei neue gestalterische und bautechnische Anwendungsmöglichkeiten mit denen sich dem Planer ein großer Spielraum bei der Konstruktion erschließt und das textile Bauen kann somit einen wichtigen Beitrag zur Energieeinsparung in Gebäuden liefern und zwar sowohl Heiz- als auch Kühl- und Beleuchtungsenergie. Zusätzlich zur Reduktion des Energiebedarfs durch solare Energiegewinne und Lichteintrag ins Gebäude kann auch der Bedarf an grauer Energie durch leichte Konstruktionen mit geringem Gewicht um 15 % bis 19 % im Vergleich zu Massivbauten vermindert werden (Knippers 2010). Durch den Einsatz von transparenten Membranen als Innenhofüberdachung von Bestandsgebäuden kann der Primärenergiebedarf für die Erstellung im Vergleich zu einer Glasüberdachung sogar um bis zu 45 % gesenkt werden (Lang et al. 2012).

Grüne Gebäudehüllen

In Quartieren verstärken sich stadtklimatische Effekte, die aus einem hohen Bebauungs- bzw. Versiegelungsgrad resultieren. Das Stadtklima verändert die regionalen und lokalen Klimabedingungen. Im Vergleich mit dem Umland sind z. B. eine weitere Erwärmung, höhere Maximaltemperaturen und eine höhere Wärmespeicherung typisch. Wie sich diese Effekte ausprägen, ist stark von Art und Ausmaß der baulichen Nutzung, der Stadtstruktur sowie standörtlicher und lokalklimatischer Besonderheiten abhängig. Sie verschärfen aber die Anforderungen an den sommerlichen Wärmeschutz und die Klimatisierung von Gebäuden im urbanen Umfeld. Hier können Begrünungen als wichtiger Baustein einer dynamisch reagierenden, energetisch effizienten und klimatisch ausgleichenden Gebäudehülle (Fassade und/oder Dach) wirken. Durch die Beeinflussung des Mikroklimas an der Gebäudehülle sind positive Effekte für den urbanen Raum als auch für das Raumklima innerhalb von Gebäuden zu erwarten (UBA 2012; Pfoser et al. 2013; Susorva 2015; Hoelscher et al. 2016).

Beschreibung T5: Multifunktionale Gebäudehülle

Multifunktionale Komponenten der Gebäudehülle übernehmen neben Funktionen wie Wärme-, Schall- und Witterungsschutz meist eine oder mehrere Zusatzfunktionen, die im Berichtskontext insbesondere auf die Erhöhung der Gebäudeenergieeffizienz und der Behaglichkeit von Raumnutzern abzielen. Zum Einsatz kommen hierbei bspw. Komponenten zur Klimatisierung des Gebäudeinneren oder Photovoltaiksysteme zur Stromgewinnung. Dabei steht vorwiegend die Nutzung von solarer Energie – auch unter Berücksichtigung vom saisonal anfallenden Wärmebedarf des Gebäudes – im Fokus. Hierzu kommen aktive bzw. adaptive Komponenten zum Einsatz, die eine bedarfsorientierte Nutzung ermöglichen.

Schaltbare Wärmedämmung (SWD)

Die Schaltbare Wärmedämmung (SWD) leitet im Winter solare Wärme durch nichttransparente Fassadenflächen ins Gebäudeinnere und weist bei geringem solaren Angebot einen hohen Wärmeschutz auf. Auch eine Gebäudekühlung in kalten Sommernächten wird durch die SWD ermöglicht.

Fassadentemperierung

Das Heizen und Kühlen des Gebäudeinneren lässt sich auch durch eine aktive Fassadentemperierung mittels wasserdurchflossener Rohrregister umsetzen. Wie bereits unter dem Punkt Ressourcenschonendes Bauen erwähnt, stellt eine bewässerte Fassadenbegrünung eine weitere Möglichkeit zur Gebäudekühlung dar und trägt insbesondere in Stadtklimata zu einer Erhöhung der Luftqualität (Reduzierung CO_2, NO_x, Feinstaub) bei.

Wärmespeicher in der Fassade

Die Fassade dient darüber hinaus als thermischer Kurzzeitspeicher, indem Wärme sensibel in massiven Baustoffen wie Beton oder latent durch Phasenwechselmaterialen (PCM), insbesondere im Leichtbau, gespeichert wird. Eine Umsetzung im Neubau stellt sich einfach dar, während der Aufwand der thermischen Aktivierung bei Gebäuden im Bestand hoch ist.

Schaltbare Verglasung

Schaltbare Verglasungen zeichnen sich durch einen variablen Transmissionskoeffizienten bzw. Gesamtenergiedurchlassgrad aus. Als Nutzen sind die Vorbeugung sommerlicher Überhitzung, der Wärmegewinn im Winter sowie ein bedarfsorientierter Blend- und Sichtschutz zu nennen. Die Schaltbarkeit basiert insbesondere auf elektro-, gaschromen oder thermotropen Schichten in der Verglasung. Auch adaptive Fassadenelemente mit temperatur- und feuchteabhängiger Morphologie ermöglichen Eigenschaften schaltbarer Verglasungen, allerdings nicht aktiv bei Bedarf.

BIPV und BIST

Die Integration von Photovoltaik und Solarthermie in die Gebäudehülle erweitert die Möglichkeiten der Nutzung erneuerbarer Energien am Gebäude. Sowohl für die gebäudeintegrierte Photovoltaik (BIPV) als auch die gebäudeintegrierte Solarthermie

(BIST) existieren verschiedene Integrationsmöglichkeiten wie vorgehängte, hinterlüftete Lösungen und die Einbettung in Wärmedämmverbundsysteme. Die Integration in Isolierverglasungen (Zwei- und Dreischeibenverglasung) ist vor allem bei BIPV verbreitet. Die unterschiedlichen PV- und ST-Technologien bestimmen dabei das Erscheinungsbild sowie die Energieerzeugung pro Flächeneinheit. Dabei übernehmen das BIPV- bzw. BIST- Element neben der reinen Energiegewinnung gleichzeitig die Funktion des eigentlichen Bauelements, wie etwa Schallschutz, Wärmeschutz, o. ä.

FI-HLK

Fassadenintegrierte HLK-Systeme nutzen Gebäudewände zur mechanischen Belüftung von Räumen durch Ventilation und finden vorwiegend bei Passivhäusern Einsatz. Raumkonditionierung kann direkt über Innenwände oder über Deckenöffnungen stattfinden. Dabei gibt es oftmals dezentrale Raumlösungen mit Belüftungsöffnungen in der Fassade, aber auch zentrale fassadenintegrierte HLK-Systeme, meist in Verschaltung mit einer Wärmepumpe und einer Wärmerückgewinnung.

Solare Hybridsysteme

Solare Hybridsysteme verschalten thermisch sowie optisch funktionale Komponenten zur Erhöhung der Energieeffizienz der Fassade. Bspw. kann durch Adaption thermischer Hochleistungskurzzeitspeicher an fassadenintegrierten PV-Modulen die Energieeffizienz erhöht werden, da Temperaturspitzen reduziert werden.

Solare Systeme treten oftmals in Flächenkonkurrenz zueinander. Hier bieten hybride Ansätze Vorteile, da sie mehrere Technologien miteinander vereinen und so gezielt zu gleichzeitigen wichtigen Mehrfunktionen am Gebäude führen. Als Beispiel können hier Photovoltaik-Solarthermie (PV-T) Kollektoren genannt werden.

2.2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Der Anwendungsbereich Gebäudehülle ist stark heterogen aufgebaut, wodurch sich für die unterschiedlichen Technologien verschiedene Vorlaufzeiten ergeben. Eine Abhängigkeit von den Szenarien ist nicht vordergründig ersichtlich und deshalb werden diesbezüglich keine Unterscheidungen getroffen.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der ersten kommerziellen Anwendung der weiterentwickelten Technologie in Deutschland zu rechnen …					
T1: Hochleistungswärmedämmungen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
T2: Funktionelle optische Oberflächen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
T3: Transparente/transluzente Elemente					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
T4: Ressourcenschonendes Bauen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☒	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☒	nach 2050 ☐
T5: Multifunktionale Gebäudehülle					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Vorlaufzeiten T1: Hochleistungswärmedämmungen

Hochleistungswärmedämmungen sind bereits auf dem Markt verfügbar. Jedoch sind abhängig von der Materialwahl und Syntheserouten diese Systeme kostenintensiv und/oder schwierig in der Verarbeitung. Neue Entwicklungsansätze befinden sich noch im Labormaßstab bzw. in der Skalierungsphase.

Vorlaufzeiten T2: Funktionelle optische Oberflächen

Low-e Oberflächen finden als transparent leitfähige Schichten bereits großflächigen Einsatz in der Verglasungsindustrie, während opake low-e Oberflächen mit maßgeschneidertem Farbeindruck auf Fassaden bisher nur in Einzelanwendungen eingesetzt werden. Forschungsbedarf besteht hier, neben der Applikation von transparenten low-e Oberflächen auf flexiblen Membranen, vor allem hinsichtlich einer Optimierung der wellenlängenabhängigen Eigenschaften und der Stabilität sowie in der Implementierung adaptiver Eigenschaften zur regelbaren Variation des Emissionsgrades.

Die existierenden Oberflächen mit hohem solaren Reflexionsgrad eignen sich bereits für den Einsatz im Zusammenhang mit „cool roofs“. Forschungsbedarf besteht speziell in der Applikation der Oberflächen zur optimalen Einsparung von sowohl Kühl- und Heizenergie als auch in der Weiterentwicklung der Oberflächen und der gezielten Modellierung der spektralen Oberflächeneigenschaften in den maßgeblichen Wellenlängenbereichen.

Vorlaufzeiten T3: Transparente/transluzente Elemente

Die Vorlaufzeit bis zur Marktreife kann für die verschiedenen Technologien nur als Bandbreite angegeben werden, weshalb sich Markteinführungen bis zum Jahr 2030 erstrecken. Ein wesentlicher Verzögerungsfaktor im Gebiet transparenter bzw. transluzenter Elemente sind umfangreiche Zulassungsprüfungen und -bestimmungen.

Vorlaufzeiten T4: Ressourcenschonendes Bauen

Die Realisierung ressourceneffizienter Gebäude auf der Basis hochwertiger recyclebarer Baukomponenten Bedarf der Materialentwicklung und -optimierung, der Zulassung und der Etablierung geschlossener Stoffkreisläufe. Die Vorlaufzeiten sind je nach Entwicklungstiefe in ausreichender Größe und in einer großen Bandbreite bis hin zum Jahr 2050 anzunehmen.

Vor allem bei großformatigen Bauprojekten, wie Stadien- oder Hallendächern werden bereits verstärkt Membrankonstruktionen eingesetzt. Hinsichtlich des Einsatzes von Membranen im Gebäudebestand gibt es allerdings noch Forschungsbedarf. Darüber hinaus besteht hauptsächlich bei einer Verbesserung der thermischen und bauphysikalischen Eigenschaften, wie Wärmedämmung, Kondensationsproblematik, etc. bis etwa 2030 Forschungsbedarf.

Konventionelle Begrünungen von Fassaden und Dächern sind verfügbar. Die Umsetzung von innovativen, leistungsfähigen hybriden Hüllentechnologien aus der Kombination von Grün- und Fassadentechnologie benötigt Vorlaufzeiten für F&E und Demonstrations- und Evaluationsphasen bis 2030.

Vorlaufzeiten T5: Multifunktionale Gebäudehülle

Es werden bereits BIPV-Produkte in verschiedener Ausführung in Bauprojekten eingesetzt, vorwiegend in Großprojekten mit gewissem Leuchtturm-Charakter. Verwendet werden dabei überwiegend in einer Verglasung integrierte PV. Aufgrund des Sonder- bzw. Einzelanfertigungscharakters, sind die Kosten aktuell noch um ein Vielfaches höher als Standard-PV Module.

Die System- und Komponentenweiterentwicklung von BIPV erstreckt sich bis 2020 mit erwarteter Marktreife bis 2030. Hierbei ist insbesondere der F&E-Bedarf bezüglich der Optimierung des dynamischen Verhaltens unter Realbedingungen (z. B. dynamische Verschattung) und der dazu benötigten elektrischen Komponenten (z. B. Microinverter), sowie hinsichtlich einer architektonisch und optisch ansprechenden Integration der PV in Fassadenelemente zu nennen.

Neue PV-Technologien (etwa Perowskit-PV) bedürfen noch einer grundlegenden Erforschung der Technologie selbst, bevor sie für die Integration verwendet werden

können. Eine realistische Zeitspanne ist hier deshalb 2030. Für die organische PV können neben der Integration in Verglasungen auch neue Fassadenkomponenten angedacht werden. Hierzu ist eine Vorlaufzeit bis 2025 anzusetzen.

Bei der gebäudeintegrierten Solarthermie (BIST) gibt es ebenso schon kommerziell erhältliche Produkte sowie realisierte Installationen. Auch hier handelt es sich hauptsächlich um Sonderanfertigungen und Pilotprojekte oder Einzelgebäude, mit entsprechend hohen Kosten. Eine Marktpenetration hat noch nicht stattgefunden. In den meisten Fällen geht es zudem um eine rein additive Installation und nicht um eine Integration mit tatsächlicher Übernahme von Funktionen der Gebäudehülle. Hier ist noch F&E-Bedarf in Hinblick auf die Konzeption und Erprobung von solaraktivierten Fassaden- und Dachelementen. Für optimierte BIST-Produkte ist mit einer Vorlaufzeit bis 2030 zu rechnen.

Bei PV-T Kollektoren sind bereits erste Produkte am Markt erhältlich. Auch hier ist eine Weiterentwicklung des Systems bis 2020 und optimierte Produkte bis 2030 zu erwarten.

Bei der SWD ist mit Markteinführungen bis 2020 zu rechnen. Schaltbare Verglasungen sind seit mehreren Jahren am Markt verfügbar. Adaptive Fassadenelemente mit temperatur- und feuchteabhängiger Morphologie befinden sich in der Laborphase und sind erst ab 2030 als Produkt zu erwarten.

2.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik

Der Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik ist heterogen, so dass sich keine einheitliche Aussage zum Entwicklungsstadium einzelner Technologien treffen lässt und hier vielmehr eine Bandbreite anzugeben ist. In Tab. 2-2 sind die aktuellen Entwicklungsstadien ausgewählter Technologien aufgeführt.

Tab. 2-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3	T4	T5
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐	☐	☐
Technologieentwicklung						
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/ oder einer Anwendung	☒	☐	☐	☒	☒
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☒	☐	☒	☒	☒
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☒	☒	☒	☒
Demonstration						
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒	☒
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☒	☒	☒	☒	☐

TRL= Technology Readiness Level

T1: Hochleistungswärmedämmungen, T2: Funktionelle optische Oberflächen, T3: Transparente/transluzente Elemente, T4: Ressourcenschonendes Bauen, T5: Multifunktionale Gebäudehülle

T1: Hochleistungswärmedämmungen

Unterschiedliche Systeme von Hochleistungswärmedämmungen, z. B. Vakuumisolationspaneele oder mikroporöse Dämmstoffe auf der Basis von Kieselsäuren, sind auf dem Markt verfügbar. Hier finden Optimierungen hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und Reduktion der Kosten statt. Aerogel-basierte Dämmstoffe auf Silica-Basis sind ebenfalls bereits in der Anwendung und kommerziell erhältlich. Existierende Syntheserouten für Aerogele (Rohstoffe und/oder Produktionsverfahren) sind derzeit zu kostspielig. Neue erforderliche Syntheserouten und die Entwicklung von Kompositsystemen mit multifunktionalen Eigenschaften (z. B. wärmedämmend/mechanisch stabil) oder besonders materialarme leistungsfähige Wärmedämmsysteme befinden sich hier noch auf den unterschiedlichen Stufen der Technologieentwicklung. Lösungsansätze auf Laborskala müssen auf industrielle Erfordernisse hochskaliert werden. Dabei sind Lösungen besonders vorteilhaft, die einen funktionellen Mehrwert

erzeugen, beispielsweise bioinspirierte und/oder hybride Materialsysteme, die thermische, mechanische oder feuchtetechnische Eigenschaften gleichzeitig optimieren. Die Langzeitstabilität dieser Materialien ist zu klären.

Der BDI fordert in seinem Positionspapier „Prioritäten für die Energieforschung in Deutschland 2016“ für den Sektor Energieeffiziente Gebäude die Erforschung und Weiterentwicklung von Hochleistungswerkstoffen mit besonderer Wärmedämmwirkung (BDI 2016).

T2: Funktionelle optische Oberflächen

Low-e Oberflächen

Dünne low-e Schichten auf metallischer (i. d. R. Silber) oder halbleitender Basis (z. B. Fluor-dotiertes Zinnoxid) werden bereits in Wärmeschutzverglasungen eingesetzt und zeichnen sich neben einem geringen Emissionsgrad im Infraroten durch einen hohen Transmissionsgrad im Sichtbaren aus. Darüber hinaus gibt es erste Ansätze, neben Verglasungen auch Fassaden und Membranen mit low-e Farben bzw. Beschichtungen auszustatten, wobei bisher noch keine langzeitstabilen Produkte mit ausreichend geringem Emissionsgrad verfügbar sind.

Reflektierende und nichtreflektierende optische Oberflächen (cool roofs)

Weiße Oberflächen mit hohem solaren Reflexionsgrad sind bereits verfügbar. Weitere Entwicklungen zielen vor allem auf die Optimierung der spektral-selektiven Eigenschaften.

T3: Transparente/transluzente Elemente

Isolierglas

Stand der Technik im Bereich Isoliergläser sind Zwei- und Drei-Scheiben-Aufbauten mit U_g-Werten um 1,0 W/(m²K) im Zweischeiben- bzw. 0,7 W/(m²K) im Dreischeibenaufbau. Wird teures und nicht in großen Mengen verfügbares Krypton statt Argon als Füllgas verwendet, erreicht man etwas bessere U_g-Werte um die 0,9 W/(m²K) bzw. 0,5 W/(m²K).

Will man mit Isolierglas bessere Wärmedämmwerte erreichen, ist man auf Sonderlösungen wie z. B. Vierfachglas angewiesen. Beim Vierfachglas wird die Gewichtsproblematik, die bereits bei Dreischeibenaufbauten in großen Formaten vorliegt, noch deutlich verstärkt. Deshalb zielen die Forschungsarbeiten hier auf gewichtsreduzierende Maßnahmen z. B. durch Verwendung dünnerer Gläser oder Glasfolien sowie durch Verwendung von sehr leichten und dünnen Kunststofffolien.

Ein weiterer Gegenstand aktueller Forschung sind Verglasungen mit variablen Eigenschaften hinsichtlich Transmission und g-Wert, sogenannte schaltbare Verglasungen. Verglasungen in Kombination mit aktiven Komponenten werden im Bereich multifunktionelle Fassadenelemente separat behandelt.

Vakuumverglasung

Vakuumisolierglas-Produkte aus Fernost weisen bereits heute U_g-Werte von <0,5 W/(m²K) auf, besitzen einen Evakuierstutzen im Sichtbereich und verwenden bleihaltige Lote. Die Stabilität dieser Produkte ist durch Verwendung vorgespannter Gläser mittlerweile sehr gut. Ähnlich wie bei solaroptischen Verglasungen bietet sich Vakuumverglasung für hybride Aufbauten an.

Tageslichtsysteme

Feststehende passive und bewegliche, regelbare Sonnenschutzsysteme sowie viele Arten von Blendschutzsystemen sind im Wesentlichen endentwickelt und zur Marktreife gebracht worden. Allerdings bringen zum einen neue Beschichtungen (low-e, selektiv) wichtige Verbesserungen, zum anderen sind zusätzliche Funktionen bzw. die Kombinationen mit anderen Aufgaben, wie beispielsweise PV-Module als Sonnenschutzlamellen, sehr interessant und effizient, so dass hier noch Forschungsbedarf besteht.

Im Bereich der Tageslichtlenksysteme und der transluzenten Systeme sind zwar etliche Systeme bereits auf dem Markt, aber auch hier besteht weiterer Forschungsbedarf, beispielsweise bei der Lichtrohrtechnik mit besser reflektierenden Oberflächen, höherer Lichtausbeute sowie der Kombination mit Kunstlicht und zusätzlich bezüglich der Optimierung der thermischen Eigenschaften. Durch neue Materialien und neue Fertigungstechnologien werden immer bessere Lichtlenksysteme entwickelt, die auch kostengünstig umsetzbar sind. Eine weitere noch junge Technologie sind Aerogelverglasungen bei denen die thermischen und optischen Eigenschaften weiter optimiert werden können. Schlussendlich wird auch im Bereich der Tageslichtlenksysteme die Kombination mit anderen Funktionen (Kühlung und Heizung, integriertes Kunstlicht) interessant. Diese multifunktionalen Decken- und Wandelemente mit Tageslichtnutzung sind noch im Forschungsstadium.

T4: Ressourcenschonendes Bauen

Nachwachsende und rezyklierbare Baustoffe

Wärmedämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen sind auf dem Markt verfügbar. Bestehendes Optimierungspotential und offene Fragestellungen bzgl. Brand-, Schall-, Wärme- und Feuchtigkeitsschutz, Nachhaltigkeit und Emissionen werden zum Teil in laufenden Forschungsvorhaben bearbeitet[2]. Es finden auch vereinzelt neue Dämmstoffprodukte auf der Basis neuer pflanzlicher Rohstoffquellen Eingang in den Markt (Krus und Theuerkorn et al. 2013). Die Entwicklung konkurrenzfähiger ökologischer Dämmstoffprodukte oder sogar Hochleistungsdämmstoffe befindet sich noch in einem frühen Stadium.

In großem Umfang werden rezyklierte Baustoffe in Form von hochwertigen Bauteilen derzeit nur vereinzelt bei Gebäuden, meist in Demonstrationsvorhaben, einge-

[2] Z. B. im Rahmen des Förderschwerpunkts „Dämmstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen“ im Förderbereich „Stoffliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen“ des Förderprogramms „Nachwachsende Rohstoffe“ des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über den Projektträger Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)

setzt. Forschungs- und Entwicklungsprojekte beschäftigen sich mit Fragen der Leistungsfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit (Krauß und Werner 2016). Ansteigende Rohstoffpreise und steigendes Umweltbewusstsein unterstützen den Trend zur Nutzung von Recyclingmaterial im Gebäudebereich.

Textiles Bauen

Im Bereich der konstruktiven Membranen werden grundsätzlich Kompositmaterialien aus Gewebe und Coating eingesetzt. Das Gewebe übernimmt die Übertragung der Kräfte, das Coating schützt die Gewebefasern und sorgt für die Dichtigkeit des Materials. Die in den vergangenen Jahrzehnten bis heute am häufigsten eingesetzten Membrangewebe stellen die PVC-beschichteten Polyestergewebe dar, bei denen es sich um das preisgünstigste Material handelt. Daneben setzt sich PTFE-beschichtetes Glasfasergewebe als umweltverträglicherer Membranbaustoff zunehmend im Hochbau-Anwendungsbereich durch. Darüber hinaus wird derzeit verstärkt an silikonbeschichteten Glasfasergeweben geforscht. Im Bereich der Folien stehen ähnlich den konstruktiven Membrangeweben Fluorpolymer-Kunststoffe und PVC-Kunststoffe zur Verfügung. An die Membranen werden zahlreiche Anforderungen gestellt, die je nach verwendetem Material, gut erfüllt werden können. Das Flächengewicht ist mit 0,1 bis 1,5 kg/m² ausgesprochen gering (zum Vergleich: Fensterglas 5 bis 30 kg/m²), was äußerst leichte Konstruktionen mit großen Spannweiten ermöglicht. Dies bietet u.a. im Hinblick auf eine optimierte gesamtenergetische Bewertung erhebliche Vorteile gegenüber anderen Bauweisen.

Grüne Gebäudehüllen

Die Konzeption „grüner“ Klimafassaden basiert heute im Wesentlichen auf „additiven“ Systemen. Ausgehend vom Bauwerk werden dabei unter Berücksichtigung der Statik und unter Vermeidung von Schadensrisiken an verwendeten Werkstoffen und an der Baukonstruktion Begrünungsoptionen entwickelt. Im Ergebnis bildet das Grün dann entweder eine zusätzliche Schicht direkt am bzw. vor dem Bauwerk oder - unter Einsatz zusätzlicher technischer Hilfsmittel - quasi ein eigenständiges vorgehängtes hinterlüftetes Fassadenelement. Dementsprechend bleibt die aktuelle Forschung im grünen Bereich auch eher auf Leistungen und Wirkungen, die von der Pflanze selbst ausgehen, fokussiert. Erste wissenschaftliche Untersuchungen, die bauphysikalische und vegetationstechnische Belange im Sinne einer energetischen und klimamäßigenden Fassadenoptimierung vereinen, wurden in den letzten Jahren erarbeitet (Brandhorst 2014), müssen aber für eine vollumfängliche Betrachtung ausgeweitet werden.

T5: Multifunktionale Gebäudehülle

Schaltbare Wärmedämmung (SWD)

Die SWD ist bereits seit der Jahrtausendwende weitreichend erforscht und entwickelt. Mehrere Systeme zur Realisierung der Schaltbarkeit befinden sich derzeit in der Entwicklungsphase durch Demonstrationsprojekte, wobei eine Markteinführung mittelfristig zu erwarten ist.

Fassadentemperierung

Aktive Systeme zur Fassadentemperierung sind bereits durch wasserdurchflossene Rohrregister umgesetzt worden. Elektrische, fassadenintegrierte Beheizungsvarianten befinden sich in der Entwicklung.

Wärmespeicher in der Fassade

Unterschiedliche Systeme zu thermischer Speicherung mittels Phasenwechselmaterialien in Fassaden, auch in Verglasungen, werden derzeit demonstriert und sind teilweise am Markt verfügbar. Systeme zur thermischen Aktivierung von Bestandsgebäuden befinden sich ebenfalls in der Demonstrationsphase.

Schaltbare Verglasung

Schaltbare Verglasungen sind seit mehreren Jahren am Markt verfügbar. Adaptive Fassadenelemente mit temperatur- und feuchteabhängiger Morphologie befinden sich in der Laborphase.

BIPV und BIST

Es existieren bereits BIPV Produkte im Bereich Isolierverglasung, indem herkömmliche (poly-, mono-) kristalline Silizium PV-Zellen in 2-Scheiben- und 3-Scheibenverglasung integriert sind. Allerdings ist die Anwendung der Silizium-PV bzw. der nicht-transparenten PV-Technologien im Bereich der Verglasung meist auf Überkopf-Anwendung (Schlagschatten, Sonnenschutz etc.) begrenzt. Diese PV-Technologien werden deshalb auch im Falle einer vertikalen Fassade überwiegend in opake Flächen integriert. Forschungsbedarf besteht in dieser Richtung vor allem in einer kostengünstigeren Produktion der BIPV-Produkte, die aktuell im Preis um ein Vielfaches höher sind als herkömmliche Standard-PV-Module. Die Entwicklung von vorkonfektionierten BIPV Produkten kann hier Abhilfe schaffen. Des Weiteren wächst der Bedarf an Design-Lösungen für BIPV Produkte, um auch eine nachhaltige Akzeptanz in der Baubranche und bei Architekten zu erzielen. Hier können die PV Technologien der 3. Generation (organisch, Farbstoff, Perowskit) eine große Rolle spielen. Während organische sowie Farbstoff-Solarzellen bereits technologisch ausgereift sind und bereits erste Pilotprodukte (integriert in Verglasung) realisiert wurden, stecken die Perowskit-Solarzellen aktuell noch in einer frühen Phase der Entwicklung.

Auch bei der gebäudeintegrierten Solarthermie sind verschiedene, vor allem nicht-deutsche Produkte am Markt vorhanden, die sich in ihrem Aufbau und Integrationsgrad unterscheiden. Am meisten verbreitet sind großformatige, modulare Lösungen mit abgedeckten Flachkollektoren. Die Kollektoren werden hier modifiziert (Absorbergröße, Art und Farbe von Abdeckleisten und Rahmen, etc.) und an die entsprechenden baulichen Gegebenheiten (Wärmedämmverbundsysteme oder vorgehängte, hinterlüftete Konstruktionen) angepasst. Für transparente Fassaden sind nur hochwertige Einzelprodukte, die aktive Wärmeerzeugung mit Tageslichtversorgung und Sonnenschutzfunktion kombinieren, kommerziell erhältlich. Eine anspruchsvollere architektonische Integration wird insbesondere mit nicht abgedeckten Kollektoren bisher erreicht. Hier werden bestehende Komponenten der Gebäudehülle (z. B. Fassadenverkleidungen) solarthermisch aktiviert. Vor allem dieser Ansatz hat das Po-

tential, durch eine höhere ästhetische Akzeptanz sowie niedrigere Installationskosten eine höhere Marktverbreitung zu erzielen. Hierbei besteht aber noch ein erheblicher F&E-Bedarf für die Konzeption und Erprobung neuer Lösungen in Kombination mit der Baubranche.

FI-HLK

Eine erste Generation dezentraler wandintegrierter HLK-Systeme ist als Produkt erhältlich. Weitere dezentrale sowie auch zentrale fassadenintegrierte HLK-Systeme befinden sich in der Entwicklung, insbesondere bezüglich der Verschaltung mit PCM-Speichern.

Solare Hybridsysteme

Solare Hybridsysteme, bestehend aus einer Verknüpfung zweier Technologien (wie etwa PV und Solarthermie), sind eine weitere Variante aktiver Fassadensysteme. PVT-Kollektoren sind bereits am Markt erhältlich. Allerdings besteht weiterhin Entwicklungsbedarf, um das Zusammenspiel von Photovoltaik und Solarthermie, die an sich je sehr unterschiedliche Betriebsbedingungen fordern, noch zu verbessern. Ziel ist die Entwicklung von Gesamtsystemen, die beide Technologien optimal ausnutzen und einen hohen Gesamtwirkungsgrad aufweisen. Aber auch die Entwicklung innovativer Hybridsysteme mit Hinblick auf sinnvolle Synergie und jeweils optimalen Wirkungsgrad sind erstrebenswert.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

T1: Hochleistungswärmedämmungen

Im Bereich der Hochleistungsdämmstoffe liegt das F&E-Risiko in der Umsetzung einer wirtschaftlichen Syntheseroute, die zwischen Produktkosten, Produktnutzen und Produktimage (‚ökologisches Produkt') einen akzeptablen Einklang herstellt. Für neue Materialansätze bilden die erforderlichen Langzeitstabilitäten mögliche Risiken.

T2: Funktionelle optische Oberflächen

Low-e Oberflächen

Bei den low-e Oberflächen liegt das F&E-Risiko in der Entwicklung langzeitstabiler Oberflächen mit geringen Emissionsgraden für den Einsatz im Außenbereich und auf flexiblen Membranen sowie in der Realisierung einer Schaltbarkeit.

Reflektierende und nichtreflektierende optische Oberflächen (cool roofs)

Für reflektierende und nichtreflektierende optische Oberflächen stellt vor allem die Realisierung spektral selektiver Oberflächen ein F&E-Risiko dar.

T3: Transparente/transluzente Elemente

Isolierglas

Risiken im Bereich Hochleistungsverglasung sind sowohl technischer (z. B. Vermeidung von Glasbruch bei dünnen Gläsern, Herstellung dünner Sondergläser, Langzeitstabilität von Folien ohne Beeinträchtigung der optischen Eigenschaften) als auch wirtschaftlicher Art (z. B. hohe Investitionskosten für neue Maschinen und Produktionsanlagen). Eine weitere Erschwernis ist der hohe Preisdruck auf dem Verglasungsmarkt mit nur geringer Akzeptanz neuer teurerer Technologien.

Vakuumverglasung

Gleiches gilt auch für Vakuumisolierglas, bei welchem außerdem die Vermeidung bleihaltiger Lote, sowie Fügeverfahren ohne sichtbaren Evakuierstutzen zwei wichtige Entwicklungen für eine Akzeptanz in Europa sind. Aufgrund besserer Dämmwirkung bei geringerer Dicke sind außerdem Neu- und Weiterentwicklungen im Rahmenbereich erforderlich.

Tageslichtsysteme

Im Bereich von Tageslichtsystemen ergeben sich Risiken im Bereich der Nutzerakzeptanz sowie durch die Komplexität bzw. dem Zusammenspiel einzelner Komponenten. Aufgrund der Neuartigkeit vieler Systeme ist die niedrige Marktakzeptanz ein weiteres Risiko.

T4: Ressourcenschonendes Bauen

Nachwachsende und rezyklierbare Baustoffe

Bei der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen, z. B. im Bereich der Wärmedämmung, ist die Verfügbarkeit nach Markterfordernissen und ökologischen Gesichtspunkten kritisch. Die Verwendung unter Umständen zusätzlich notwendiger Herstellungsverfahren für die Entwicklung industrieller Produkte können diese Produkte zusätzlich verteuern. Bei rezyklierten Baustoffen können zu erreichende Zielkosten, Qualitätsmerkmale und Akzeptanz Risiken darstellen.

Textiles Bauen

Im Bereich des textilen Bauens bestehen technische Risiken sowohl in der Entwicklung von Membrankonstruktionen mit optimierten thermischen und optischen Eigenschaften als auch in der Ausführung von komplexen Membrankonstruktionen. Ein wirtschaftliches Risiko liegt in den aktuell noch hohen Kosten für die fluorpolymerbasierten Membranen und dem notwendigen Konfektionierungsaufwand.

Grüne Gebäudehüllen

Die Nachhaltigkeit und der damit verbundene Pflegeaufwand und damit der wirtschaftliche Betrieb von Bepflanzungssystemen stellt eine Herausforderung dar, insbesondere unter den sich verschärfenden Klimabedingungen in Städten. Die Pflanzensysteme müssen hierzu klimatisch robust sein.

T5: Multifunktionale Gebäudehülle

Die teilweise komplexen synergetischen Effekte bei der Kombination unterschiedlicher funktionaler Komponenten in Fassadenelementen bergen ein F&E-Risiko.

Ein F&E-Risiko zeigt sich bei Elementen der multifunktionalen Gebäudehülle in der Optimierung der energetischen Ausbeute verbauter funktionaler Elemente aufgrund komplexer Synergieeffekte.

Insbesondere für sich in der Entwicklung befindliche Komponenten wie SWD besteht ein wirtschaftliches Risiko, da in der derzeitigen Entwicklungsphase noch relativ hohe Anschaffungskosten einer Marktakzeptanz entgegenstehen.

Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
T1: Hochleistungswärmedämmungen						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
T2: Funktionelle optische Oberflächen						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
T3: Transparente/transluzente Elemente						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
T4: Ressourcenschonendes Bauen						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
T5: Multifunktionale Gebäudehülle						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Im Bereich der solaraktiven Fassadenkomponenten sind die technischen Risiken v. a. von den eingesetzten einzelnen Technologien abhängig. In der BIPV sind diese z. B. an der verwendeten PV-Technologie angelehnt. Die Umsetzung in ein Produkt dagegen orientiert sich an dem endgültigen Bauelement. Integriert in die Verglasung besteht das technische Risiko der Verarbeitung beider Technologien (Verglasung/PV). Allgemein sind bei der Integration auch die konstruktiven und bauphysikalischen Risiken (Beeinträchtigung vom natürlichen Wärme- und Feuchtetransport, visueller und thermischer Komfort) zu berücksichtigen. Es besteht aber auch ein erhöhter Bedarf an neuen BIPV- und BIST- Lösungen, die gerade die Haptik und Optik des Bau-

teils im Fokus haben um einen weiteren Bereich für eine architektonische sinnvolle und attraktive Lösung zu bieten.

Gleiches gilt für die solarthermischen und die hybriden PV-T Kollektorsysteme. In den hybriden Systemen besteht Entwicklungsbedarf für ein optimiertes Zusammenspiel beider Einzeltechnologien.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Es werden kritische Rohstoffe betrachtet, die direkt für die Herstellung und Funktion der betrachteten Technologien notwendig sind.

Ein Rohstoffrisiko besteht beim Einsatz transparent leitfähiger Oxide im Wesentlichen in der Verwendung von hochpreisigen *Indium* zur Herstellung von transparenten Wärmestrahlung reflektierenden Schichten. Indium kann zwar in transparenten low-e Schichten durch alternative Materialien ersetzt werden, jedoch sind die bisher erzielbaren Eigenschaften noch nicht vergleichbar mit denen der Indium-haltigen Schichten.

Bei Isoliergläsern wird überwiegend *Argon* als niedrigwärmeleitendes Füllgas eingesetzt. Es ist ausreichend verfügbar und preiswert. Energetisch wünschenswert wäre der vermehrte Einsatz von schweren Edelgasen, wie Krypton oder Xenon. *Krypton* ist allerdings schwer zu gewinnen und daher sehr teuer. Bei *Xenon* übersteigt die graue Energie verfügbarer Herstellungsverfahren die durch bessere Wärmedämmwirkung eingesparte Heizenergie (Binz 2000).

Im Falle der Entwicklung von hocheffizientem Vakuumisolierglas soll das Schwermetall in Form von bleihaltigem *Glaslot* für den vakuumdichten Randverbund vermieden werden. Als Substitutionsmöglichkeit existiert Vanadium oder alternativ eine Adhäsionsbeschichtung auf Glas in Verbindung mit Metalllot.

Hinsichtlich der im Bereich des textilen Bauens häufig verwendeten *Fluorpolymere* müssen evtl. Gesundheitsrisiken während der Verarbeitung abgeklärt und ggf. entsprechende Sicherheitsvorgaben im Umgang mit diesen Stoffen bei der Konfektionierung gemacht werden.

Im Bereich PV-Technologien und deren Anwendung ist bei den hocheffizienten Perowskitsolarzellen, die derzeit nur im Labormaßstab verfügbar sind, zu erwähnen, dass sie aktuell auf den Einsatz von *Bleisalzen* in der Herstellung angewiesen sind. Substitutionsmöglichkeiten sind Gegenstand aktueller Forschung. Für transparente, leitfähige Schichten in der Photovoltaik wird zumeist auf kostenintensives *Indiumzinnoxid* zurückgegriffen. Als Substitutionsmöglichkeiten stellen sich Graphen, Kohlenstoffnanoröhren, Silbernanodrähte und leitfähige Polymere dar (Ackermann 2016). Bislang bleibt Indiumzinnoxid dennoch das hauptsächlich verwendete Material am Markt.

Im Bereich Solarthermie werden in der Regel keine Materialien mit hohen Risiken verwendet. Für zukünftige solaraktivierte Komponenten der Gebäudehülle kommen vor allem bekannte Stoffe aus der Baubranche (Glas, Stahl und weitere Metalle, Beton, etc.) zum Einsatz.

Zusammenfassung Förderrelevanz

Im betrachteten Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik weisen die Technologien eine große Bandbreite bezüglich des Entwicklungsstandes auf. Nahezu für jede Technologie sind Produkte verfügbar. Jedoch eröffnen neue Forschungs- und Entwicklungsansätze die Chance, vorhandene Potenziale in dem notwendigen Ausmaß zu erschließen. Es ist die Kombination aus geforderter Funktionalität, Wirtschaftlichkeit und Ökologie, welche in Entwicklungen ein hohes Risiko darstellt und zu langen Vorlaufzeiten führt. Deshalb sind in allen beschriebenen Technologien Forschungs- und Entwicklungsbereiche zu identifizieren, die eine Unterstützung der öffentlichen Hand rechtfertigen würde.

2.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches

2.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

T1: Hochleistungswärmedämmungen

Der internationale Dämmstoffmarkt hatte 2015 ein Volumen von rund 44 Mrd. US$. Für den Zeitraum 2016 bis 2024 wird eine jährliche Wachstumsrate (CAGR) von 8,5 % prognostiziert (Grand View Research 2016).

T2: Funktionelle optische Oberflächen

Für funktionelle optische Oberflächen steht grundsätzlich die gesamte Gebäudeoberfläche inklusive Fassade und Dach zur Verfügung.

T3: Transparente/transluzente Elemente

Der globale Fenstermarkt beläuft sich auf etwa 500 Mio. FE (BM 2004). Darüber hinaus sind transluzente Elemente weltweit auch in Dach- und Fassadenflächen einsetzbar.

T4: Ressourcenschonendes Bauen

Der globale Markt für technische Textilien im Baubereich betrug im Jahr 2010 2,591 Mio. Tonnen, was einem Wert von 9,325 Mio. US$ entsprach. Dabei zeigte sich eine jährliche Wachstumsrate von 4,73 % (Knecht 2006).

T5: Multifunktionale Gebäudehülle

„Laut Prognosen wird der weltweite Markt für GIPV von derzeit etwa 1,6 Milliarden US$ bis 2016 auf rund 8,7 Mrd. US$ ansteigen“ (NanoMarkets LC 2009). Für BIST wäre eine jährliche thermische Energiebereitstellung von 1800 bis 2700 TWh erreichbar. Angenommen werden hier ein globales Marktpotenzial für die gesamte ST-Branche von ca. 9000 TWh im Jahr 2050 (siehe *Technologiebericht 1.4: Solare Wärme und Kälte*) und ein Anteil von 20 - 30 % an der gesamten Wärmeproduktion für die gebäudeintegrierten Kollektoren.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

T1: Hochleistungswärmedämmungen

Das jährliche Marktvolumen wird aufgrund der sich verschärfenden Energieeffizienzanforderungen mittelfristig steigen. So soll das jährliche Marktvolumen für Deutschland auf rund 2,3 Mrd. Euro für das Jahr 2020 ansteigen. 2010 hatte der Markt ein Volumen von rund 1,8 Mrd. Euro, was einer jährlichen Wachstumsrate (CAGR) von 2,5 % für diesen Zeitraum entspricht (Vollrath 2014).

T2: Funktionelle optische Oberflächen

Für funktionelle optische Oberflächen steht grundsätzliche die gesamte Gebäudeoberfläche inklusive Fassade und Dach zur Verfügung. Nach Kaltschmitt et al. (2006) sowie VFF und BF (2014) beläuft sich die Gesamtoberfläche (Fassade, Dach und Fenster) der Wohn- und Nichtwohngebäude Deutschlands auf einen Wert von etwa 10.000 Mio. m². Das derzeitige Volumen des Bereich Bautextilien wird mit etwa 1 Mrd. € beziffert, wobei Experten Zuwachsraten von 15- 20 % erwarten (futureTEX 2016).

T3: Transparente/transluzente Elemente

Der Fensterbestand in Deutschland betrug 2013 nach VFF und BF (2014) 595 Mio. Fenstereinheiten (FE). Davon weisen 289 Mio. FE U_W-Werte von 2,4 W/(m²K) und schlechter auf. Eine Sanierung allein dieser Fenster würde 65 Mrd. kWh Heizwärme und 16 Mio. t CO_2 pro Jahr einsparen. In Deutschland wurden 2013 rund 13 Mio. FE produziert. Seit 2007 steigen die Zahlen produzierter Fenster in Deutschland kontinuierlich um im Mittel rund 2 % pro Jahr.

Da ein Großteil der Fensterflächen auch mit Sonnen- und Blendschutzsystemen ausgerüstet werden kann, liegt die verfügbare Fläche hier in einer ähnlichen Größenordnung. Hinzu kommen Gänge, Treppenhäuser, Wände und Decken, die mit Tageslichtlenksystemen oder transluzenten Systemen ausgestattet werden können.

T4: Ressourcenschonendes Bauen

Derzeit beträgt der Anteil von Bautextilien am Marktvolumen technischer Textilien in Deutschland ca. 10 %, das entspricht einem finanziellen Volumen von ca. 1 Mrd. €. Dabei werden jährliche Zuwachsraten von 15 % bis 20 % erwartet (Zirnzak 2011).

T5: Multifunktionale Gebäudehülle

Für multifunktionale Fassadenelemente eignen sich generell alle Fassadenflächen. Nach Kaltschmitt et al. (2006) beläuft sich die Fassadenfläche der Wohn- und Nichtwohngebäude in Deutschland auf einen Wert von 5350 Mio. m². Für die solare Energieerzeugung nutzbare Flächen stehen hier etwa 3000 km² zur Verfügung. Dies entspricht in etwa einer installierbaren PV-Leistung von 300 GW (FG Bauwerkintegrierte Photovoltaik 2012), damit einer jährlich verfügbaren elektrischen Energie von etwa 300 TWh und einer Einsparung von 150 Mio. t CO_2 pro Jahr. Bei einer realistischeren Annahme einer Fassadenbedeckung von etwa 10 - 20 % mit BIPV ergibt sich damit eine elektrische Energiebereitstellung von 30 - 60 TWh und

einer damit verbundenen Einsparung von 15 - 30 Mio. t CO_2 pro Jahr. Für BIST wird eine jährliche thermische Energiebereitstellung von ca. 20 - 30 TWh und eine Einsparung von 5 - 7 Mio. t CO_2-Emissionen geschätzt. Diese Berechnung erfolgt unter den Annahmen eines Marktpotenzials für die gesamte ST-Branche von ca. 100 TWh im Jahr 2050 (siehe *Technologiebericht 1.4: Solare Wärme und Kälte*) und einem Anteil von 20 - 30 % an der gesamten Wärmeproduktion für die gebäudeintegrierten Kollektoren.

2.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung

Die Kriterien 3-9 werden für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik integral betrachtet und sind unter Kapitel 6 dargestellt.

2.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

In dem Vorgängerbericht wird richtig festgestellt, dass die Entwicklung von Effizienztechnologien für den Gebäudebereich weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen ist. Die Marktnachfrage jedoch reagiert sensibel auf steigende Energiepreise. Unterstützt wird die Nachfrage durch Anreizsysteme und rechtliche Vorgaben.

Die schnelle Umsetzung von Innovationen im Gebäudebereich und die weitreichende Durchdringung des Marktes wird durch verschiedene Hemmnisse verzögert. Als Hemmnisse können oftmals langwierige Prüfverfahren und lange Standzeiten von Bauprodukten genannt werden. Gleichzeitig erfordert die Dissemination von neuem Wissen durch Demonstrations- und Monitoringprojekte, der Eingang in die Lehre sowie die Ausbildung der Architekten und Planer Zeit.

In Bezug auf die Umsetzung von Bauvorhaben führen höhere Anforderungen und Komplexität in Verbindung mit verbesserten Planungstools zu im Wesentlichen konstanten Zeiten. Dies gilt insbesondere für komplexe Großbauten. Im Wohnungsbau werden durch Vorfertigung und Modulbauweise Kosten- und Zeitvorteile zu erwarten sein. Eine Verkürzung der Nutzungsdauer von Gebäuden wird aufgrund von Nachhaltigkeitsaspekten, die zunehmend vermehrt berücksichtigt werden, nicht zu erwarten sein. Allerdings wird zukünftig eine höhere Flexibilität hinsichtlich der Umnutzung von Gebäuden gefordert werden.

In Tab. 2-4 sind die Indikatoren Planungszeit, Bauzeit und Nutzungsdauer des Anwendungsbereichs für den Wohnungsneubau dargestellt. Die Heterogenität der Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand und des Einsatzes im Neubau lässt eine sinnvolle Abschätzung der spezifischen Investition und fixen Kosten an spezifischer Investition nicht zu.

Tab. 2-4 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	6	5	5	5	5
Bauzeit	Monate	12	10	10	8	8
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	50	50	50	50	50

2.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Technologien des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik hängen im Wesentlichen von bestehenden Verkehrsinfrastrukturen ab, die bereits ausreichend vorhanden sind. Da alle Technologien auf ein Mindestmaß an Verkehrsinfrastrukturen angewiesen sind, stellt diese kein wesentliches Unterscheidungsmerkmal dar. Lediglich die Technologie BIPV unter dem Punkt Multifunktionale Gebäudehülle setzt im Einspeisefall ein entsprechend ausgebautes Stromnetz voraus.

Tab. 2-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☒	☐
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

2.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Der Anwendungsbereich Gebäudehülle und Bautechnik ist grundsätzlich als kompatibel zu bestehenden Systemen anzusehen.

Für die Technologien des Anwendungsbereiches Gebäudehülle und Bautechnik sind sowohl im Einzelfall als auch bei großer Durchdringung keine Rückwirkungen auf andere Systeme zu erwarten. Das heißt die Systeme können parallel eingesetzt werden bzw. sind austauschbar.

Die Ausnahme stellt die Gebäudeintegrierte Photovoltaik unter dem Punkt multifunktionale Gebäudehülle dar. In diesem Fall sind Rückwirkungen auf das Stromnetz zu erwarten. Da dieser Punkt bereits ausführlich im *Technologiebericht 1.3: Photovoltaik* ausgeführt wurde, wird er an dieser Stelle nicht wiederholt.

Für die Technologien sind demzufolge der Aufwand zur Herstellung der Systemkompatibilität und die Wechselwirkungen mit anderen Systemen in allen Anwendungsfällen vernachlässigbar.

3 Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik

3.1 Beschreibung

Die Gebäudesystemtechnik dient zur bedarfsgerechten Versorgung des Gebäudes und seiner Räume mit Energie (Wärme, Strom, Licht) und Medien (z. B. Frischluft) und hat das Ziel entsprechende Komfortbedingungen für den Nutzer zu schaffen. In Zukunft wird diese auch in übergeordnete Energie- und Informationssysteme, wie einem Smart Grid, einzubinden sein. Kernelemente der Gebäudesystemtechnik stellen somit Heizungs-, Klimatisierungs- und Lüftungssysteme, Stromerzeugungsanlagen (z. B. Photovoltaik-Anlagen), Beleuchtungseinrichtungen und die Gebäudeautomation dar. Strom- und Wärmespeicher sind ebenso wichtige Bestandteile der Gebäudesystemtechnik, die zur Anpassung des Energieangebots und -bedarfs dienen, die notwendige Netzdienlichkeit der Gebäude ermöglichen und sind entsprechenden Gebäudetechniken (z. B. Heizung, PV-Anlage) zugeordnet.

In vielen Altbauten bezieht sich der Begriff Gebäudesystemtechnik oftmals nur auf das Heizungs- und Beleuchtungssystem. Deren Steuerung und Regelung ist zudem auf das notwendige Minimum beschränkt. In modernen Gebäuden können dagegen eine Vielzahl von Gebäudesystemen über eine komplexe Gebäudeautomation vernetzt sein um einen energieeffizienten, nutzungsangepassten und komfortablen Betrieb zu gewährleisten. Dabei können sich solche Systeme externer (Wetterlage, Wettervorhersage) und interner Informationen (beispielsweise vorherrschende Temperaturen, aktuelle oder geplante Anwesenheit, Lastprofile) bedienen. Neben diesen direkten energierelevanten Aspekten dient der verstärkte Einsatz von Gebäudesystemtechnik unter dem Begriff Smart Home der Erhöhung der Sicherheit (z. B. Einbruchschutz) und des Nutzerkomforts (z. B. Heimlogistik, Kommunikation).

Der Bedarf an Gebäudesystemtechnik wird in Zukunft ansteigen. Gründe sind hierfür der Ausbau der Erneuerbaren Energie und gesetzlichen Vorgaben, höhere Komfortansprüche und der demographische Wandel in Deutschland (Neitzel et al. 2015). Gleichzeitig werden durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Gebäudebereich neue Heizungssysteme (Low-Ex-Systeme, wie z. B. Mikro-KWK) für eine größere Selbstversorgung Einzug finden. Auch SolarAktivHäuser erfordern eine angepasste Gebäudesystemtechnik, so dass deren Energiebedarf für Heizung und Warmwasser im Mittel ganzjährig durch Sonnenenergie gedeckt werden kann.

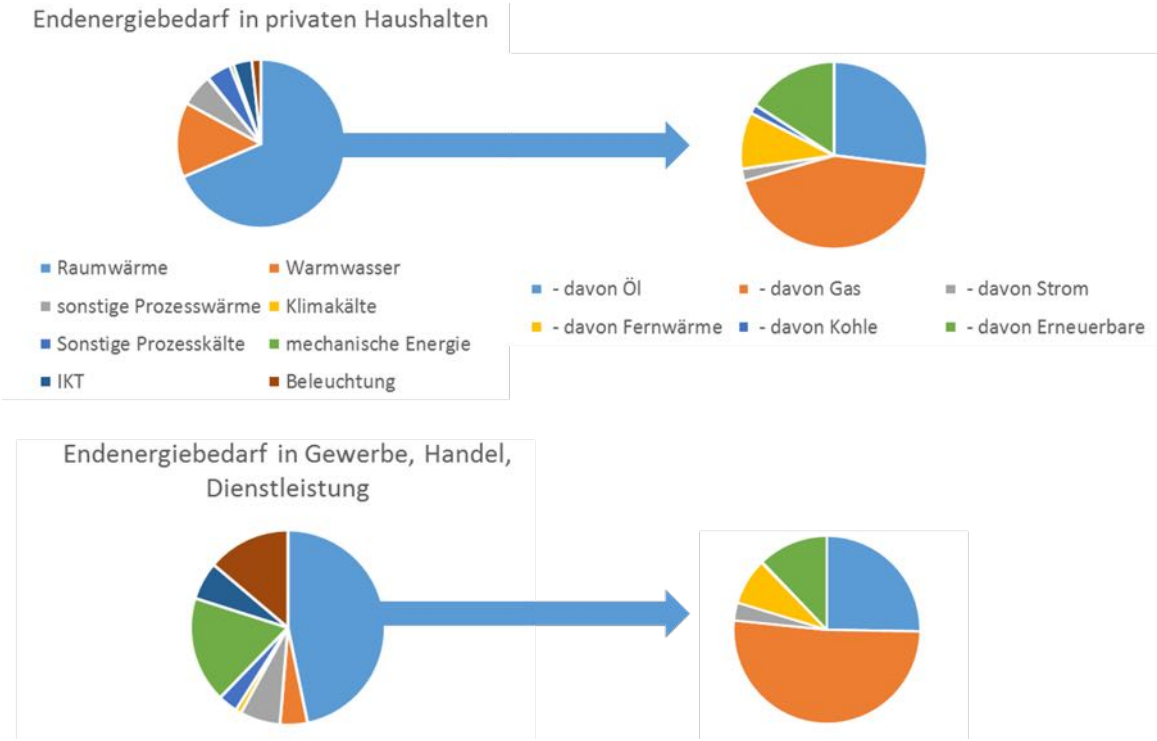


Abb. 3-1 Prozentuale Aufteilung des Endenergiebedarfs für die Sektoren private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung im Jahr 2015

Quelle: BMWi (2017)

Beschreibung T6 Gebäudeautomation

Dieses Themenfeld umfasst die Technologien, die der Gebäudeautomation zuzuschreiben sind. Dies beinhaltet kleine Insellösungen aus dem sog. Smart Home Bereich bis hin zu großen, mehrere Immobilien umfassenden Installationen mit Managementebene, Automationsebene und Feldebene.

Neue Technologien und Ansätze, die 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. Auch „Smart-Metering“ fällt in diesen Anwendungsbereich. Insbesondere im Hinblick auf den weiteren Ausbau der Energieversorgung mit erneuerbaren Energieträgern ist die Gebäudeautomation mit Smart Grid Funktionalität ein unverzichtbarer Baustein der Energieversorgung.

Die Gebäudeautomation erfüllt weiterhin in zunehmendem Maße die Funktion des Monitorings und des Energiemanagements, also dem Erfassen aller aktueller Verbrauchsdaten und der zeitnahen Reaktion darauf (z. B. Lastverteilung, Lastabwurf). Es besteht hier eine Verzahnung mit der Technologie T14 (Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen).

Beschreibung T7 Wärmespeicher

Wärmespeicherung ist überall dort notwendig, wo Bedarf und Angebot zeitlich auseinanderliegen oder wo die Nachfrageleistung die Anschlussleistung übersteigt. Systeme gibt es auf der Basis

- der Speicherung sensibler Wärme. D. h. hier 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.

Die Speichereinheiten in Gebäuden bewegen sich typischerweise zwischen kleinen Warmwasserspeichern (60 l Boiler für Dusche/Bad in kleinen Wohnungen) bis hin zu 1.000 bis 1.500 l für Einfamilienhäuser mit größeren thermischen Solaranlagen und/oder Holzheizungen. In wenigen Einzelfällen können diese Werte auch deutlich überschritten werden (Mehrfamilienhäuser mit großen Solaranlagen). Durch geeignete Aktivierungsmaßnahmen kann auch die Gebäudestruktur selbst als thermischer Speicher dienen.

In den letzten 10-15 Jahren lag der Fokus auf der Entwicklung von Hochtemperaturspeichern für industrielle Anwendungen. Im Gebäudebereich waren nur geringe Forschungsaktivitäten zu verzeichnen. Das Augenmerk lag auf der Integration von PCM (Phase-Change-Materials) in Speichern und Baumaterialien.

Durch den starken Ausbau volatiler regenerativer Stromerzeugung (Wind, PV, Biomasse), der auch in Zukunft weiter anhalten wird, kommt der Speicherung von elektrisch erzeugter Wärme eine wichtige Rolle zu.

Diese Technologie wird darüber hinaus im *Technologiebericht 3.3b: Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch)* detailliert betrachtet.

Beschreibung T8 Stromspeicher

Das Thema Stromspeicher wird im *Technologiebericht 3.3a: Energiespeicher (elektrisch und elektro-chemisch)* ausführlich diskutiert. An dieser Stelle wird daher kurz die Bedeutung beim Einsatz in Gebäuden beschrieben.

In Gebäuden kommen Stromspeicher insbesondere zum Einsatz, um durch Photovoltaiksysteme gewonnene überschüssige Energie zu speichern und im Bedarfsfall (beispielsweise nachts) wieder abzugeben. Dabei sind elektrische Speicher prädestiniert, da im Vergleich zu anderen Speicherarten nur geringe Wirkungsgradverluste auftreten. Der Einsatz eines geeigneten elektrischen Speichers erhöht deutlich den Eigenbedarfsanteil des Photovoltaikstromes und somit einerseits den Autarkiegrad des Endverbrauchers und reduziert andererseits die Einspeisung von Leistungsspitzen um die Mittagszeit, was den Netzbetreibern zugutekommt und die zukünftig erforderliche Netzdienlichkeit von Gebäuden sicherstellt (Quurck 2014).

Elektrische Speicher im Gebäude müssen mehrere Anforderungen erfüllen: Sie müssen eine ausreichend hohe Energiedichte aufweisen, um die abends und nachts benötigte Energiemenge bei moderatem Raumbedarf speichern zu können. Zudem muss die Leistungsdichte hoch sein, da viele Anwendungen im Haushalt sehr schnell viel

Energie benötigen, die der Speicher dann kurzfristig zur Verfügung stellen muss. Des Weiteren sollte die langfristige Zyklenstabilität gewährleistet sein, damit der Speicher trotz der täglichen Lade- und Entladevorgänge eine lange Lebensdauer hat.

Momentan werden für Privathaushalte v.a. Lithium-Ionen und Blei-Säure-Batterien eingesetzt (letztere müssen aufgrund ihrer geringen Zyklenstabilität von Zeit zu Zeit ausgetauscht werden). Eine weitere technologische Entwicklung ist die Nutzung von E-Mobilen als Stromspeicher für Gebäude. Hier besteht eine Kopplung mit der Technologie T6 Gebäudeautomation. Für große Leistungsentnahmen bietet sich die Kombination aus einer Batterie und einem Kurzzeitspeicher mit hoher Leistungsdichte, beispielsweise einem Doppelschichtkondensator, an.

Beschreibung T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

Heiz-/Kühlsysteme und Wärmepumpen

Der Begriff Low-Ex-Systeme bezeichnet üblicherweise gebäudetechnische Systeme, die mit geringen Temperaturdifferenzen arbeiten. Hierdurch ist die Nutzung von Umweltenergie oder Niedertemperaturwärme und –kälte exergetisch sehr effizient möglich. Für die Gebäudeheizung/-kühlung werden dabei in der Regel passive Lüftungskonzepte wie Nachtlüftung oder zentrale Lüftungssysteme mit Erdreichwärmetauschern sowie aktive Flächenheiz-/kühlsysteme wie Heiz-/Kühldecken oder Bauteilaktivierung verwendet. Diese kommen aufgrund ihres hohen Strahlungsanteils mit im Kühlfall hohen Vorlauftemperaturen (ca. 16 °C) bzw. im Heizfall geringen Vorlauftemperaturen (ca. 35 °C) aus. Als Energie-, d. h. Wärme- und Kältequellen, dienen neben der Außenluft auch Solarthermie (vgl. *Technologiebericht 1.4: Solare Wärme und Kälte*), das Erdreich, Grundwasser oder Eisspeicher, häufig in Kombination mit Wärme-/Kältepumpen. Zusätzlich werden oft noch Speicher in das System eingebundenm um Wärme-/Kältebedarf und –bereitstellung zeitlich entkoppeln zu können.

Wärmepumpen werden im *Technologiebericht 1.7: Umweltwärme* separat behandelt.

Mikro-KWK

Unter dem Begriff Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) versteht man Systeme, die sowohl Wärme als auch Strom erzeugen können. Im Vergleich zur Stromerzeugung ohne Wärmeauskopplung können damit deutlich höhere Gesamtwirkungsgrade von bis zu 90 % erreicht werden (Schubert et al. 2014). Typische Primärenergieeinsparungen liegen bereits heute im Bereich von 15 – 25 % im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom (Bachor A., Binde W. et al. 2013). Der Begriff Mikro-KWK beschreibt hier kleine dezentrale Anlagen mit Leistungsbereichen von 1 - 50 kW_{el} (in der Literatur oft unterteilt in Nano-/Mikro-/Mini-KWK). Je nach Leistungsbereich werden die Anlagen für Ein- oder Mehrfamilienhäuser bis hin zu größeren Immobilien und kleinen Nahwärmenetzen eingesetzt. Allen gemein ist die dezentrale Form der Strom- und Wärmerzeugung, die einen wichtigen Baustein der Energiewende darstellt, aber zugleich in Konkurrenz zu anderen technischen Lösungen wie z. B. zentraler Fernwärme oder Solarthermie, sowie zur Energieeinsparung durch Gebäudeenergieeffizienzmaßnahmen steht, die durch die deutliche Reduktion der Wärme-

energienachfrage die Wirtschaftlichkeit von Mikro-KWK Anlagen in Frage stellen können.

Beschreibung T10 Kunstlicht (LED, OLED)

Die Beleuchtung nimmt etwa 19 % des weltweiten Strombedarfs ein (Photonics21 2010). Es ist dabei zu erwarten, dass sich der Bedarf an Beleuchtung aufgrund der menschlichen Aktivitäten, die sich immer weniger an das Tageslicht anpassen, zwischen 2010 und 2050 verdreifachen wird. Großer Vorteil der Festkörperbeleuchtung, wie LED und OLED, ist die Möglichkeit natürliches Licht, sogenanntes biodynamisches Tageslicht, nachzuahmen und somit einen entscheidenden Beitrag für die Gesundheit und das Wohlbefinden des Menschen zu leisten, trotz Arbeiten unter künstlicher Beleuchtung (HTSM 2013).

3.2 Relevanz öffentlicher Förderung

3.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Der Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik ist sehr heterogen. Dadurch ergeben sich für die unterschiedlichen Technologien verschiedene Vorlaufzeiten.

T6 Gebäudeautomation

Da die Technologie der Gebäudeautomation Entwicklungen von sehr unterschiedlichem TRL beinhaltet, deckt die Vorlaufzeit bis zur Marktreife einer Entwicklung ebenfalls ein breites Spektrum ab. Dieses reicht von 1 bis ca. 10 Jahren. Erheblichen Einfluss auf die Vorlaufzeit hat die Tatsache, dass z. B. zur Vereinheitlichung von Schnittstellen große Industriekonsortien sich auf einen Standard einigen müssen. Beispielsweise vergingen bei der Spezifikation des KNX-Bus 6 Jahre, bis zur internationalen Norm weitere 4 Jahre.

Weiterhin sind bei neuen Entwicklungen oft Referenzobjekte mit idealerweise über mehrere Jahre hinweg funktionierenden Installationen erforderlich.

T7 Wärmespeicher

Diese Technologie beinhaltet ebenfalls Entwicklungen von sehr unterschiedlichem TRL. So ist im Bereich sensibler Speicher mit kurzen Entwicklungszyklen zu rechnen (z. B. verbesserte Dämmung oder Schichtung). Speicher mit PCM haben je nach eingesetztem Material längere Vorlaufzeiten von 2 - 10 Jahren, während chemische Speicher eher längere Vorlaufzeiten haben können. Die Vorlaufzeit wird u. a. von zeitaufwendigen Tests auf Zyklenstabilität beeinflusst.

T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

Aufgrund des extrem breit gefächerten Anwendungsbereiches kann nur eine größere Zeitspanne für die Vorlaufzeiten angegeben werden. Je nach Einzeltechnologie können die Vorlaufzeiten hier von wenigen bis zu 20 Jahren und mehr reichen. Dies gilt auch für die Angaben zum Entwicklungsstadium das neben bereits marktreifen Einzelkomponenten auch Komponenten umfasst, die sich noch in einem sehr frühen Stadium befinden.

T10 Kunstlicht (LED, OLED)

LEDs sind in ihrer Entwicklung bereits weit vorangeschritten. Aktuell ersetzen sie bereits die Glühlampen, die seit Ende 2012 in der EU, sowie Halogenlampen und Lampen mit einer schlechteren Energieeffizienzklasse als „B“, die seit Ende 2016 verboten worden sind. Die Integration von LEDs in intelligente Beleuchtungssysteme steckt noch in ihren Anfängen.

Organische Leuchtdioden benötigen eine längere Vorlaufzeit bis 2030 für eine großflächige Markteinführung.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der ersten kommerziellen Anwendung der weiterentwickelten Technologie in Deutschland zu rechnen:	
T6 Gebäudeautomation	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T7 Wärmespeicher	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T9 HLK-Systeme (Low-Ex)	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☒ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T10 Kunstlicht (LED, OLED)	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik

Der Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik ist heterogen, so dass sich keine einheitliche Aussage zum Entwicklungsstadium einzelner Technologien treffen lässt und hier vielmehr eine Bandbreite anzugeben ist. In Tab. 3-2 sind die aktuellen Entwicklungsstadien der betrachteten Technologien aufgeführt.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T6	T7	T8	T9	T10
Grundlagenforschung						
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐	☐	☐
Technologieentwicklung						
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☒	☐	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☒	☐	☐	☒	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☒	☐	☒	☒
Demonstration						
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒	☒
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒	☒
Kommerzialisierung						
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☒	☒	☒	☒	☒

TRL= Technology Readiness Level

T6 Gebäudeautomation, T7 Wärmespeicher, T8 Stromspeicher, T9 HLK-Systeme (Low-Ex), T10 Kunstlicht (LED, OLED)

T6 Gebäudeautomation

Aktuell sind im Smart Home Bereich erste Gebäudeautomationslösungen für den Privatbereich erhältlich. Dabei handelt es sich um proprietäre Lösungen, die den Anwender i. d. R. an einen bestimmten Hersteller binden. Grundfunktionen zur Energieeffizienz wie die raumweise Steuerung von Licht und Heizung sind bereits verfügbar. Erste funkvernetzte Systeme sind marktverfügbar.

Seit 2012 fördert das BMWi das „Zertifizierungsprogramm Smart Home + Building“ (Klebsch 2017). Hierbei sollen gemeinsame Standards geschaffen und Interoperabilität geprüft und zertifiziert werden. Hier besteht nach wie vor ein erheblicher Entwicklungsbedarf. Durch das Etablieren von herstellerunabhängigen Lösungen kann das Marktwachstum auch mittels Nachrüstung beschleunigt werden.

Im Fraunhofer-inHaus-Zentrum werden seit 2001 Gebäudeautomationstechnologien unter Praxisbedingungen getestet.

Zukünftiger Entwicklungsbedarf besteht in der Verbesserung der systemübergreifenden Gebäudeautomation (mehrere Technologien im Verbund). Ebenfalls besteht noch hoher Entwicklungsbedarf bei der Netzdienlichkeit von Gebäuden. Dieser wird durch den fortschreitenden Übergang von fossilen zu regenerativen und somit meist volatilen Energiequellen bei der Stromproduktion notwendig. Dabei stellt die Gebäudeautomation die Schlüsseltechnologie für die Sektorkopplung im Gebäudebereich dar. Eine weitere technologische Entwicklung ist die Nutzung von E-Mobilen als Stromspeicher für Gebäude. Hier besteht eine Kopplung mit der Technologie T8 Stromspeicher.

Eng verknüpft damit ist die Entwicklung von Technologien zur Netzdienlichkeit von Quartieren. Hier wird sich zukünftig erheblicher Entwicklungsbedarf ergeben.

Im Bereich der Gebäudeautomation im Nichtwohnbereich besteht ebenfalls noch großer F&E-Bedarf. Klassische Steuerungs- und Regelungsaufgaben werden von den marktverfügbaren Systemen beherrscht. Neue Technologien und Ansätze wie präemptive Automation (unter Berücksichtigung von Wetter-/Nutzungs- und Lastprognosen), selbstlernende Systeme sowie themenübergreifende Systemintegration werden derzeit in ersten Pilotprojekten untersucht und haben ein großes Entwicklungspotential.

F&E-Bedarf besteht ebenfalls bzgl. der Fragestellung, wie hoch der Energiebedarf durch die Gebäudeautomationskomponenten selbst ist und ob ggf. schlimmstenfalls eine Überkompensation der im Gebäude erzielten Einsparungen erfolgt.

Ergänzend ist im Bereich Monitoring noch ein erheblicher F&E-Bedarf. Derzeit werden durch Gebäudeautomationssysteme zwar Daten erfasst. Das intelligente und automatisierte Auswerten der erfassten Daten sowie die Betriebsoptimierung und das Ableiten neuer Regelstrategien bietet erhebliches Energie-Einsparpotential, unterbleibt aber bisher oft.

T7 Wärmespeicher

Im Gebäudebereich werden hauptsächlich drucklose, gut wärmegedämmte Stahlspeicher mit Wasser als Speichermedium eingesetzt. In geringem Maße werden auch PCM-Füllungen verwendet. Die Speicherdichten liegen zwischen 1,1 kWh/(m³K) (Wasser) und 40 kWh/m³ (Paraffine) bis 100 kWh/m³ (Salzhydrate u. a.). Die Wärmedämmung von Wärmespeichern erfolgt normalerweise mit konventionellen Dämmstoffen mit Wärmeleitfähigkeiten zwischen typischerweise 0,025 W/(mK) (PU-Schäume) und 0,035 W/(mK) (Mineral- oder Glasfasern) und ist ca. 10 cm dick.

Auf Grund des teilweise stark fluktuierenden Stromangebotes und des nicht gleichmäßigen Bedarfs (z. B. erhöhter Wind- und/oder Solarstromdargebot an Wochenenden) werden Speichertechniken sehr wichtig (Henning 2014). Da Stromspeicher sehr teuer sind, sollten Wärmespeicher dort eingesetzt werden, wo sie nutzbringend sind. Dies ist vor allem im Niedertemperaturbereich (Heizung, Warmwasser) in Gebäuden der Fall.

Um Regelenergie im Kurz- und Mittelzeitsektor einzusparen, werden größere hochgedämmte (z. B. mit Vakuumtechnik ausgestattete) Speicher mit intelligenten Lade- und Entladesystemen sowie ausgeklügelten Steuereinheiten benötigt.

Derzeit wird Regelenergie in Primär-, Sekundär- bzw. Minutenreserveleistung unterteilt, welche sich im Wesentlichen in der Reaktionszeit des Abrufes des jeweiligen Produktes unterscheiden. Dementsprechend müssen die energietechnischen Anlagen ausgelegt werden, um die elektrische Leistung in der erforderlichen Zeit in Wärme umzusetzen (negative Regelenergie) bzw. elektrische Energie (positive Regelenergie) an die elektrischen Netze zu liefern. In Frage kommen z. B. elektrische Durchlauferhitzer als direkte Strom-Wärme-Wandler bzw. Wärmepumpen für die negative Regelenergie sowie PV- oder KWK-Anlagen für die positive Regelenergie.

Grundsätzlich sind sämtliche wärmeproduzierenden elektrischen Haushaltsgeräte potentielle Kandidaten für die Regelenergie (z. B. Kühlschränke, Gefrierschränke, Kaffeemaschinen etc.).

Damit der Komfort der Gebäudenutzer nicht eingeschränkt wird, werden die in den genannten energietechnischen Anlagen vorhandenen Speicherkapazitäten genutzt oder zusätzliche Kapazitäten installiert, um die Nutzung der Geräte zeitlich von den Stromnetzschwankungen zu entkoppeln. Eine Erhöhung der jeweiligen Speicherkapazitäten und damit der Ein- bzw. Ausspeicherleistungen, z. B. durch Integration von PCM, bringt auf der anderen Seite Vorteile für die Netzstabilisierung.

Auch die Ankopplung der Gebäudemassen (Estrich, Innen- und Außenwände und vor allem Betondecken) kann eine wichtige Rolle übernehmen, da diese immer vorhanden sind. Hier liegt die Herausforderung in der Entwicklung einfacher Be- und Entladeeinrichtungen und deren Steuerung, ohne dass die Raumtemperaturen zu sehr schwanken und das Komfortband verlassen.

Neben der Wärmespeicherung, aber auch wie oben aufgeführt für die Kältespeicherung (Kühlgeräte) wird die Wärmedämmung eine wichtige Rolle auf dem Weg zu mehr Energieeffizienz spielen. Hier können die Wärmeverluste durch Hochleistungswärmedämmungen reduziert und die Speicherkapazität bei vorgegebenem Installationsvolumen durch schlanke Wärmedämmung maximiert werden.

Wird die Stromerzeugung zukünftig durch Brennstoffzellen z. T. in Gebäude verlegt, ist die Abwärmenutzung wichtig, um hohe Wirkungsgrade zu erzielen.

T8 Stromspeicher

Der Bereich Stromspeicher fokussiert sich auf zwei technologische Schwerpunkte: Speicher mit konventioneller Akkumulatoren-Technologie sind bereits marktverfügbar. Derzeit liegt hier der Forschungsschwerpunkt auf den zugrundeliegenden elektrochemischen Prozessen. Ziel sind erhebliche Steigerungen im Bereich der Speicherdichte und der Zyklenstabilität.

Nasschemische Speicher (Redox-Flow) hingegen sind noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Einzelne Prototypen sind bereits verfügbar, marktreife ist noch nicht erreicht.

Die Technologie der Brennstoffzelle mit Wasserstoffspeicher ist aufgrund der hohen Kosten nur für Spezialanwendungen sinnvoll. Zukünftig ist hier mit Kostensenkungen zu rechnen.

T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

Heiz-/Kühlsysteme und Wärmepumpen

Generell gilt hier, dass die entstehenden Heiz-/Kühllasten zunächst durch Effizienzmaßnahmen wie Dämmung der Gebäudehülle, effizienten Sonnenschutz und Minimierung der internen Lasten durch z. B. energiesparende Geräte minimiert werden müssen. Die noch verbleibenden Heiz-/Kühllasten sind dann möglichst effizient bereitzustellen.

Nachtlüftungskonzepte sowie mechanische Lüftungssysteme mit Wärme-/Kälterückgewinnung werden bereits seit vielen Jahren erfolgreich eingesetzt. Zur Vorwärmung/-kühlung der Außenluft werden oft Erdreichwärmetauscher verwendet. Forschungsbedarf besteht hier noch in optimierten Regelstrategien wie z. B. bedarfsgeregelten Systemen mit kostengünstiger CO_2-Kontrolle. Im Bereich Wärme-/Kälterückgewinnung wird auch immer mehr an sogenannten Enthalpietauschern geforscht, die neben der Wärme auch die Feuchte rückgewinnen. Dies kann z. B. durch Sorptionsmaterialien oder Membranen geschehen.

Flächenheiz-/kühlsysteme und Bauteilaktivierung mit konventioneller Kälteerzeugung – z. B. Kompressionskältemaschine – sind mittlerweile ebenfalls Stand der Technik und werden im Neubau eingesetzt. Systeme mit Umweltenergie beginnen sich seit einigen Jahren immer mehr im Markt zu etablieren. Zu erwähnen sind hier vor allem geothermische Systeme wie z. B. Erdsonden oder –kollektoren, aber auch Luft/Wasserwärmepumpen. In diesem Bereich besteht aber noch Forschungsbedarf. Ebenso in den Bereichen adiabate oder solare Kühlung und solare Wärmepumpen. Im Gegensatz zum Neubau stellt die Umsetzung der Technologie im Gebäudebestand eine erhebliche Investition für den Eigentümer dar.

Ein vielversprechender Ansatz und Gegenstand aktueller Forschung ist der Einsatz von Phasenwechselmaterialien (PCM) zur Gebäudekühlung. Diese können dezentral entweder mikroverkapselt in Baumaterialien integriert – z. B. PCM-Gipsbauplatten oder PCM-Putz – oder in anderweitig verkapselter Form in den Raum eingebracht werden – z. B. PCM-Platten in Kühldecken. Die Kühlwirkung der PCM erfolgt in aller Regel rein passiv, sobald die Raumtemperatur die Phasenwechseltemperatur überschreitet. Hierdurch kann das PCM Temperaturspitzen puffern und Kühllasten vom Tag in die Nacht verschieben. Generell befindet sich diese Technologie was den Gebäudebereich betrifft noch in den Phasen Technologieentwicklung bis Demonstration. Es sind nur wenige kommerzielle PCM-Systeme erhältlich.

Insgesamt ist das Themenfeld Low-Ex-Systeme sehr breit gefächert, da hier sinnvollerweise komplette Systeme betrachtet werden müssen. Es umfasst Lüftungs- und wärme-/kältetechnische Anlagen, Wärmepumpen, Wärmespeicher, Wärmeübertrager bis hin zu Pumpen sowie kompletten Rohr- und Verteilsystemen.

Ein hohes Effizienzsteigerungspotenzial und damit einhergehend auch ein hoher Entwicklungsbedarf besteht bei allen Low-Ex-Systemen neben der Entwicklung und Optimierung neuer Materialien und der Weiterentwicklung der Einzelkomponenten vor allem in deren Zusammenspiel bzw. in der Kombination mehrerer Einzelkomponenten zu einem sinnvollen Gesamtsystem mit höherer Effizienz. Dies setzt aller-

dings teilweise aufwendige System- und Regeloptimierungen sowie deren Kontrolle im Betrieb voraus. So können z. B. PCM oder Speicher helfen, die üblicherweise tagsüber anfallenden Kühllasten in die Nacht zu verschieben, wenn die Kälte effizienter erzeugt werden kann. Spitzenlasten können gepuffert und dadurch Kälteerzeugungssysteme sowie Pumpen und Verteilsysteme kleiner dimensioniert werden. Insbesondere im Bereich PCM besteht Bedarf an sinnvollen Regelkonzepten, da PCM-Systeme mit herkömmlichen Regelstrategien oft nicht effizient arbeiten.

Mikro-KWK

Zur Energieerzeugung in Mikro-KWK werden heute neben Verbrennungsmotoren (Otto, Sterling) auch Dampfmotoren (Dampfexpansion, Organic Rankine Cycle, Gasturbine) und Brennstoffzellen eingesetzt (Bachor et al. 2013). Mikro-KWK sind überall dort sinnvoll einsetzbar, wo ein Bedarf an elektrischer und thermischer Energie – idealerweise mit einem ganzjährigen Wärmebedarf – besteht. Dabei erzeugen sie primär Heizwärme und Trinkwarmwasser. Als Energieträger dienen meist Erdgas, Flüssiggas, Bio-Erdgas oder Heizöl. Mikro-KWK eignet sich gut für die Sanierung von Heizsystemen in bestehenden Gebäuden. Zur Deckung der thermischen Spitzenlast benötigen die Anlagen zusätzlich Spitzenlast-Wärmeerzeuger. Um eine gleichmäßige Auslastung des Mikro-KWK zu gewährleisten werden außerdem noch Pufferspeicher verwendet. Insbesondere bei einem hohen Eigennutzungsanteil des erzeugten Stromes können Mikro-KWK-Anlagen wirtschaftlich arbeiten. Bei direkter Regelmöglichkeit durch Energieversorger und Einbindung in das Smart Grid können Mikro-KWK-Anlagen als virtuelle Kraftwerke dienen und somit kritische Netzlasten ausgleichen sowie das Stromnetz stabilisieren.

T10 Kunstlicht (LED, OLED)

Aktuell ersetzen LEDs die über Jahrzehnte eingesetzten Glühlampen. Dadurch ist ein deutliches Energieeinsparpotential gegeben. Der Ersatz einer 60 W Glühlampe durch eine 6 W LED spart etwa 90 % Energie ein – bei ähnlicher Lichtausbeute. Am 17. September 2009 wurde endgültig das Glühlampenverbot vom Europäischen Parlament beschlossen. Seit September 2009 beschränkt dieses Verbot schrittweise den Verkauf und die Herstellung von Glühlampen zu Gunsten von neuen und effizienten Beleuchtungstechniken wie LED-Lampen und anderen Energiesparalternativen.

Die Integration von LEDs in intelligente Beleuchtungssysteme steckt noch in den Anfängen. Auch organische Leuchtdioden stehen in der Entwicklung noch eher in einem frühen Stadium. Erste Produkte mit der Verwendung von OLED gibt es bereits auf dem Markt, darunter Smartphone Displays oder Fernseher. Potential zur Kostenreduktion in der Herstellung ist der mögliche Wechsel von thermischem Verdampfen hin zu Rolle-zu-Rolle Druckverfahren.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

T6 Gebäudeautomation

Bei der Gebäudeautomation ist bei der Risikobeurteilung zu unterscheiden in:

- Softwareentwicklungen: Hier ist das technische Risiko eher gering, da oft auf bestehende Systeme aufgesetzt wird bzw. bestehende Systeme weiterentwickelt werden. Das wirtschaftliche Risiko ist eher hoch, da die Softwareentwicklungen an die sehr dynamischen technischen Entwicklungen der IT Schritt gekoppelt ist.
- Hardwareentwicklungen: Hier ist das technische und wirtschaftliche Risiko mittel bis eher hoch.

T7 Wärmespeicher

Risiken stellen die Verfügbarkeit geeigneter zyklenstabiler PCM und schlanker temperaturstabiler Hochleistungsdämmstoffe dar. Darüber hinaus birgt die Entwicklung der Steuer- und Reglungstechnik und deren Anschluss an das öffentliche Stromnetz ein Risiko. Unklar hierbei sind die zukünftige Angebotsseite an regenerativen Energien und der entsprechende Bedarf (Rolle der Elektromobilität).

T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

Heiz-/Kühlsysteme und Wärmepumpen

Im Bereich der Low-Ex-Heiz-/Kühlsysteme liegt das F&E-Risiko in der komplexen und oft gewerkeübergreifenden Systemstruktur. Für effiziente Systeme ist es notwendig, mehrere Komponenten sinnvoll zu kombinieren und zu regeln. Insbesondere muss die Regelung jeweils speziell auf die Gebäudenutzung angepasst werden. Dies setzt eine entsprechende Betriebsoptimierungsphase nach der Installation voraus, die aus Kostengründen oft umgangen wird. Ein hohes wirtschaftliches Risiko besteht aufgrund der Komplexität im Bereich Systemoptimierung die verglichen mit einzelnen Komponenten deutlich schwerer eine Marktakzeptanz erreicht sowie in den oftmals höheren Investitionskosten der Systeme.

Mikro-KWK

Um Mikro-KWK effizient, wirtschaftlich und netzdienlich betreiben zu können müssen diese teilweise wärme- und stromgeführt betrieben sowie regelungstechnisch in das Stromnetz eingebunden werden. Dies erfordert aufwendige Regelstrategien und führt oft zu sehr komplexen Geschäftsmodellen. Zusätzlich erschweren bestehende Richtlinien das Erreichen der Wirtschaftlichkeit, z. B. die notwendige Zahlung der EEG-Umlage bei Contracting-Lösungen (Schubert et al. 2014).

T10 Kunstlicht (LED, OLED)

Es besteht noch Forschungsbedarf im Bereich der organischen Leuchtdioden. Aktuell gibt es weltweite Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Lichtausbeute. Nur durch den Einsatz von Schwermetallen lässt sich bei derzeitigen OLED, die auf dem Markt erhältlich sind, eine Lichtausbeute (sogenannte Externe Quanteneffizienz) von über 25 % erreichen mit dem Nachteil relativ hoher Produktionskosten. Neueste Erkenntnisse haben Materialansätze für OLED hervorgebracht, die auch ohne den Einsatz von Schwermetallen eine erhöhte Ausbeute ermöglichen (Stichwort: thermisch aktivierte verzögerte Fluoreszenz). Neben der Materialforschung müssen auch entsprechende Fertigungsprozesse weiterentwickelt werden. Aktuell werden OLED

überwiegend mittels thermischen Aufdampfens hergestellt. Ein mögliches Druckverfahren von OLED könnte in der Zukunft die Kosten zusätzlich senken.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
T6 Gebäudeautomation						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☒
T7 Wärmespeicher						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
T8 Stromspeicher						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
T9 HLK-Systeme (Low-Ex)						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
T10 Kunstlicht (LED, OLED)						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☒	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☒	☒	☐	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Generell ist das Rohstoffrisiko im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik niedrig einzustufen. Bei den Hardwarekomponenten besteht wie bei allen elektronischen Komponenten eine Abhängigkeit von kritischen Rohstoffen. Durch fortschreitende Miniaturisierung, Recycling und Substitution ist dieses Risiko jedoch als gering zu bewerten.

Aktuelle hocheffiziente organische Leuchtdioden basieren auf der Verwendung von *Schwermetallen* zur Steigerung der Lichtausbeute. Zudem wird meist als transparen-

te leitfähige Elektrode *Indium-Zinnoxid* verwendet. Die nur begrenzt verfügbaren Ressourcen an Indium begrenzen den Massenmarkt allein aufgrund der Verwendung des Indiums.

Zusammenfassung Förderrelevanz

Der Entwicklungsstand der Technologien im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik weist eine große Bandbreite auf. Während die Weiterentwicklung einiger Komponenten durch industrielle Forschung und Entwicklung erfolgen kann, ist eine öffentliche F&E-Förderung in den jeweiligen Bereichen sinnvoll und notwendig, da zum einen Grundlagen erarbeitet oder komplexe Systeme gebildet werden müssen, Fragestellungen, die derart nicht von der Industrie gelöst werden können. Daher sind in allen beschriebenen Technologien Forschungs- und Entwicklungsbereiche identifizierbar, die eine Unterstützung der öffentlichen Hand rechtfertigen.

3.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches

3.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

T6 Gebäudeautomation

Der SMART HOME Market Report (Huhn 2017) geht für den Zeitraum von 2016 bis 2021 von einem Marktwachstum (global) von 33 % für den Bereich Smart Home aus.

Der VDMA berichtet regelmäßig in seinen Pressemitteilungen von stabilem Umsatzwachstum. Im Jahr 2015 wurde ein stabiles Wachstum um 5,1 % und damit ein Umsatzvolumen von rund 1,23 Milliarden Euro alleine für Anbieter in Deutschland erreicht (Pressebox 2013).

T7 Wärmespeicher

In einer Prognos-Studie (Wünsch et al. 2013) wurde die langfristig bis 2050 benötigte Wärmespeicherkapazität zur Lastregelung von KWK-Anlagen in Deutschland auf 200 GWh abgeschätzt. Zur Bereitstellung dieser Speicherkapazität sind bei drucklosen Wärmespeichern etwa 4 Mio. m³ Speichervolumen notwendig (Wünsch et al. 2014). Dies entspricht einem Investitionsvolumen von rund 4 Mrd. Euro.

T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

Laut einer Studie des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2011 (Bettgenhäuser et al. 2011; UBA 2011) betrug die Wohnfläche des Gebäudebestandes in Deutschland 2009 rund 3300 Mio. m² für Wohngebäude und rund 2400 Mio. m² im Bereich GHD, zusammen also rund 5700 Mio. m². Davon waren rund 874 Mio. m² gekühlt. Die beheizte Fläche dürfte nahezu mit der Gesamtwohnfläche identisch sein. Die Anzahl der Klimatisierungsgeräte in Deutschland betrug im Jahr 2005 rund 1,46 Mio. mit einer installierten Kühlleistung von 6,76 Mio. kW. Bis zum Jahr 2030 wird eine Erhöhung auf rund 3,3 Mio. Geräte mit 15,6 Mio. kW Kühlleistung prognostiziert (Riviere et al. 2008). In Deutschland werden jährlich ca. 700.000 Heizsysteme installiert (Bachor et al. 2013). Dies verdeutlicht das enorme Marktpotenzial im Anwendungsbereich HLK-Systeme.

T10 Kunstlicht (LED, OLED)

Neben einer bewussten Nutzung von Lichtquellen besteht ein großes Einsparpotential in der Benutzung von Festkörperleuchtmittel anstatt herkömmlicher Leuchtmittel. Durch einen kompletten Einsatz von intelligenten Leuchtmittel lassen sich jährlich 300 Mrd. € an weltweiten Stromkosten sparen und über 1000 Tonnen CO_2-Emissionen reduzieren (Photonics21 2010). Es wird erwartet, dass der globale Markt für Leuchtmittel von 35 Mrd. € 2010 auf über 55 Mrd. € im Jahr 2020 anwachsen wird (ELC und CELMA 2011). Während der Anteil von LEDs am Beleuchtungsmarkt 2012 lediglich 14 % betrug, wird prognostiziert, dass im Jahr 2020 mehr als 90 % der Lichtquellen Festkörperleuchten (LED, OLED) sein werden.

3.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung

Die Kriterien 3-9 werden für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik integral betrachtet und sind unter Kapitel 6 dargestellt.

3.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Auf der einen Seite ist bei der Technologie Gebäudeautomation mit einer Zunahme der Komplexität zu rechnen. Andererseits nimmt die Leistungsfähigkeit der Planungstools immer weiter zu. Daher ist mit etwa gleichbleibenden Planungszeiten zu rechnen.

Die Nutzungsdauern werden konstant bleiben oder ggf. etwas abnehmen aufgrund der immer schneller werdenden Entwicklungszyklen in diesem Anwendungsbereich.

Im privaten Bereich ist mit höherer Investitionsmenge und sinkenden spezifischen Kosten zu rechnen, daher wird die Investitionshöhe gleichbleiben bzw. leicht ansteigen. Im gewerblichen Bereich/Objektbau ist wegen der immer höher werdenden Komplexität mit steigenden Investitionen zu rechnen. Dies kann jedoch durch verschiedene Contracting-Modelle abgefedert werden. Ebenfalls kann die Tatsache, dass durch ein umfangreiches Gebäudemonitoring eine Kostenkontrolle und –einsparung überhaupt erst möglich ist, einen entsprechenden Investitionsanreiz bieten.

Tab. 3-4 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit (Neubau/Bestand)	Monate	15/2	15/1	14/1	14/1	14/1
Bauzeit (Neubau/Bestand)	Monate	13/1	14/1	14/1	14/1	14/1
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	15	15	14	14	13

Bei der Nutzungsdauer ist eine geschätzte mittlere Lebensdauer der Hardwarekomponenten angegeben. Bei der maximal möglichen Lebensdauer einer Komponente wäre noch zwischen Verkaufsende und Supportende zu unterscheiden. Hier (MeGA 2013) liegt die Bandbreite zwischen 15 und 25 Jahren. Aufgrund der Heterogenität

der Technologien des Anwendungsbereiches können keine spezifischen Investitionen bzw. der Anteil fixer Kosten angegeben werden.

3.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Gebäudesystemtechnik ist durch die notwendige Kopplung des Gebäudes an ein intelligentes Versorgungsnetz (Smart Grid) auf moderne zukunftsfähige IKT-Systeme angewiesen.

Eine kritische Abhängigkeit in Bezug auf die Marktdurchdringung bestimmter dezentraler KWK-Technologien ist durch die Wahl der Energieträger gegeben, z. B. den Ausbau eines Wasserstoff-Versorgungsnetzes.

Tab. 3-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☐

3.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Generell ist die Gebäudesystemtechnik als systemkompatibel einzustufen. Für einzelne Technologien, die Pfadabhängigkeiten aufzeigen, stehen ausreichend Alternativen zur Verfügung, so dass sich hier keine kritischen Abhängigkeiten ergeben.

Der überwiegende Anteil der Technologien des Anwendungsbereiches Gebäudesystemtechnik ist sowohl im Einzelfall als auch bei hohem Einsatz als systemkompatibel einzustufen, da sie keine negativen Rückwirkungen auf bestehende Systeme aufweisen, parallel zusammen arbeiten können bzw. austauschbar sind.

Die Ausnahme stellen je nach Technologieauslegung Wärmepumpen und Mikro-KWK dar. Für beide werden die potenziellen Rückwirkungen als vernachlässigbar eingeschätzt. Bei hoher Durchdringung der Technologien hingegen, werden Rückwirkungen auf das Stromnetz erwartet. Diese Schwankungen können jedoch mit der Technologie Stromspeicher wieder aufgefangen werden, so dass der Aufwand zur Herstellung der Systemkompatibilität niedrig einzustufen ist.

Die Wechselwirkungen mit anderen Systemen sind daher im Ganzen synergetisch einzuschätzen, da die mit den Technologien einhergehende Netzdienlichkeit das Stromnetz entlastet. Insbesondere vor dem Hintergrund der Digitalisierung und Vernetzung können Gebäude einen großen Beitrag zu einem stabilen Stromnetz der Zukunft leisten.

4 Anwendungsbereich Planung und Gebäudebetrieb

4.1 Beschreibung

Für die Realisierung von energie- und ressourceneffizienten Gebäuden kommt der Planungsphase, der richtigen Auswahl und Kombination der Produkte, der sachgerechten Verwendung der Produkte und Ausführung der Gewerke besondere Bedeutung zu. Die Planenden sind dabei angewiesen, für verschiedene Planungsstadien einen Überblick über die technische Leistungsfähigkeit des Gebäudes, der ökonomischen und ökologischen Implikationen in Bezug auf die Errichtung und den Betrieb zu haben, um Entscheidungsgrundlagen für den Bauherrn bereitstellen. Dabei ist eine integrale Planung durchzuführen, die fachübergreifend optimale Lösungen für die Planungsaufgabe ermöglicht. Viele Fragestellungen lassen sich nur mittels zeitaufgelöster Simulation unter Berücksichtigung von Standort- und benutzertypischen Datensätzen (z. B. Wetterdaten, Nutzerprofile) mit der notwendigen Genauigkeit ermitteln.

Vor dem Hintergrund der ansteigenden Komplexität der Einzelkomponenten ist die verstärkte Fortbildung der Akteure im Bauwesen essentiell, damit die theoretischen Potenziale auch in der Praxis umgesetzt werden können – dies gelang in der Vergangenheit nicht immer.

Für den energieeffizienten Gebäudebetrieb ist es unabdingbar Werkzeuge zu implementieren, die diesen auch feststellen können. Eine korrekte Planung bildet zwar die Vorsetzung für ein energieeffizientes Gebäude, stellt aber nicht den effizienten Betrieb sicher. Baumängel oder nicht korrektes Zusammenwirken der Gebäudesystemtechnik können diesen verhindern. Gleichsam benötigen Nutzer und Gebäudebetreiber eine Rückmeldung über aktuelle Verbrauchswerte, um die Energieeffizienz des Gebäudes optimieren zu können.

Ein zentrales zukünftiges Querschnittsthema wird das Erfassen und Halten von u. U. sensiblen größeren Datenmengen sein. Dabei sind neben technischen Aspekten auch juristische Fragestellungen zu klären.

Beschreibung T11: Informationsmanagement (BIM)

BIM – Building Information Modeling (deutsch: Modellierung auf Basis von Gebäudedaten) ist ein Ansatz, um alle die am Gebäudebau und dessen Bewirtschaftung mitwirken, schnell und sicher mit aktuellen Daten zu versorgen, damit dieses in ökonomischer und ökologischer Hinsicht optimal erstellt und betrieben werden kann.

Insbesondere im Bereich der Bauphysik gibt es noch Handlungsbedarf. Die Bauphysik ist in besonderem Maß auf die Arbeiten mit digitalen Gebäudemodellen angewiesen. Als Beispiele seien genannt:

Der Energiesparnachweis mit dem Mehrzonenmodell nach V DIN 18599 ist ohne graphische Unterstützung nicht mehr sinnvoll durchzuführen. Die Komplexität der Eingaben erfordert die visuelle Kontrolle der Eingaben am grafischen Modell.

Der Energiesparnachweis ist softwareseitig meist eine Insellösung, die Weiterverwendung der Eingabedaten, z. B. für die thermische Gebäudesimulation, ist nur mit

einzelnen Programmen möglich. Es existieren keine plattformübergreifenden Lösungen.

Der Schallimmissionsschutz arbeitet seit rund zwanzig Jahren mit digitalen Gebäudemodellen und Ausbreitungsmodellen. Bis heute fehlt der Anschluss an die Planungsdaten des Gebäudemodells zur Festlegung der Schallschutzanforderungen an Bauteile.

Die bautechnischen Informationen müssen aus einer Vielzahl unabhängiger Datenbanken zusammengetragen werden. Eine Zusammenführung der produktbezogenen Datenbankinhalte ist für das Arbeiten mit BIM unerlässlich.

Auch für Anwendungen wie Tageslichtberechnungen und -simulationen, raumakustische Berechnungen und -simulationen, Ökobilanzen u. a. m. gibt es zahlreiche gute Lösungen, es fehlt jedoch häufig die Kommunikationsmöglichkeit mit dem digitalen Gebäudemodell des Planers, weil die vorhandenen Schnittstellen bisher nicht für diese Anwendungen entwickelt sind. Als Folge entstehen immer neue Insellösungen. Viele Hersteller setzen inzwischen ihre Programme auf eigen-entwickelte oder kostengünstig zugekaufte CAD-Software auf, die mit anderen Standards nicht ausreichend kompatibel sind.

Beschreibung T12: Life Cycle Assessment

Die Ökobilanz, kurz LCA (Life Cycle Assessment), dient als Instrument zur Bewertung von Umweltqualitäten von Gebäuden. Hierdurch können die Umweltwirkungen eines Systems berechnet und dargestellt werden. Aufbauend auf der vom BBSR (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung) herausgegebenen Baustoffdatenbank ÖKOBAUDAT wird unter Berücksichtigung sich anschließender Lebenszyklusphasen eine quantifizierende Bewertung von Gebäuden möglich. Eine bereits in der Planungsphase durchgeführte Ökobilanzierung unterstützt die zielgerichtete Realisierung von energie- und ressourceneffizienten Gebäuden und hilft Fehlentwicklungen zu vermeiden.

Beschreibung T13: Monitoring und Diagnose

Gebäudeüberwachung, Analyse, Information und Dienstleistung für Endnutzer und Gebäudebetreiber tragen wesentlich zu einer Energieeffizienzsteigerung beim Gebäudebetrieb bei. Methoden zur Datenerfassung, Vorverarbeitung, Modellierung, Visualisierung und Interpretation der Ergebnisse und das Teilen dieser neuen Informationen mit den Endbenutzern werden von (Skön 2015) präsentiert. Das heutige BAS (Building Automation System) bietet eine enorme Menge an Daten über den Gebäudebetrieb. Die systematische Anwendung statistischer Methoden auf große Datenbestände (Data-Mining) ist ein nützliches und effizientes Werkzeug, um Aufschluss über das BAS zu bekommen (Xiao und Fan 2014). Data Mining-Techniken können in eine BAS integriert und für Vorhersage, Diagnose und Optimierung verwendet werden. Ein wichtiges Thema für Energie- und Steuerungsmanagement in der Gebäudeautomation ist das Harmonisieren des Konflikts zwischen dem Gesamtenergiebedarf und dem Komfort der Benutzer.

Beschreibung T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

Der Komfort und die Nutzerzufriedenheit treten immer mehr in den Fokus der Gebäudebetreiber. Bei der Betriebsoptimierung liegt der Schwerpunkt zunehmend auf der Minimierung des Energiebedarfes. Auf der anderen Seite versucht der Nutzer, im Rahmen seiner Eingriffsmöglichkeiten auf die Haustechnik, seinen Komfort zu maximieren. Dadurch können die durch Betriebsoptimierung erreichten Einsparungen verringert oder gar überkompensiert werden (Rebound-Effekt), siehe beispielsweise Stevenson und Leaman (2010) und Stinson et al. (2015).

4.2 Relevanz öffentlicher Förderung

4.2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

T11: Informationsmanagement (BIM)

Für die Erstellung eines leistungsfähigen plattformunabhängigen Standards zum Transport der wesentlichen bauphysikalischen Daten in das digitale Gebäudemodell (in weiterverwertbarer Form, z. B. in Ausschreibung, Angebot, Vergabe, Revision, Facility Management und für die End-of-life-Strategie) wird ein Zeitraum von 6 Jahren angesetzt.

T12: Life Cycle Assessment

Die Optimierung von leistungsfähigen Life Cycle Assessment Tools kann in kurzen Vorlaufzeiten innerhalb weniger Jahre abgebildet werden. Die fortlaufende Aktualisierung der der LCA zugrundeliegenden Daten erfordert ein leistungsfähiges Verfahren, da neue Produkte kontinuierlich erfasst werden müssen und sich bestehende Produktionsbedingungen wandeln.

T13: Monitoring und Diagnose

Verschiedene Standard-Monitoring Lösungen (z. B. Bus-fähige Wärmemengenzähler) sind bereits am Markt verfügbar. Jedoch ist es unerlässlich, dass für jedes Monitoring-Vorhaben ein individuelles Monitoring-Konzept (BMWi) erstellt wird. Die Vorlaufzeit dafür beträgt 1-2 Jahre und findet idealerweise begleitend zur Planung der technischen Gebäudeausrüstung (TGA) statt Neue Diagnoseverfahren (selbstlernende Systeme, Betriebsmustererkennung) sind in der Regel Softwarelösungen, deren Entwicklung typischerweise 1-2 Jahre dauert. Anschließend sind jedoch umfangreiche Feldtests erforderlich, die weitere 2-4 Jahre dauern können (um mehrere Heiz- bzw. Kühlperioden testen zu können). Für die Entwicklung von innovativen ganzheitlichen Monitoring- und Diagnosekonzepten mit hohem Anwendungspotential wird eine Vorlaufzeit von ca. 10 Jahren erwartet.

T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

Aufgrund der Vielschichtigkeit sowohl der Nutzer als auch der Gebäude und des noch sehr jungen Forschungsstands bedarf es längerer Vorlaufzeiten. Diese gliedern sich in „Monitoring von Gebäude und Nutzer“ zu jeder Jahreszeit, Optimierung der Schnittstellen und wiederholtem Monitoring.

Tab. 4-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologien im Anwendungsbereich Gebäudebetrieb und Planung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der ersten kommerziellen Anwendung der weiterentwickelten Technologie in Deutschland zu rechnen …	
T11: Informationsmanagement (BIM)	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T12: Life Cycle Assessment	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T13: Monitoring und Diagnose	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen	
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

4.2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Gebäudebetrieb und Planung

Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist im Bereich der Planungs- und Monitoringmethoden dahingehend gegeben, dass die Methoden einer wissenschaftlichen Evaluierung standhalten müssen. Dies ist besonders bei rein industriell entwickelnden Produkten ein wichtiger Aspekt. Auch müssen Neuentwicklungen im Bereich der Baumaterialien und Komponenten, die auch zunehmend komplexe dynamische bauphysikalisch relevante Eigenheiten aufweisen, rechtzeitig bei der Softwareentwicklung berücksichtigt werden.

Forschung und Entwicklung ist im LCA-Bereich von gesamtstaatlichen Interesse, um Fehlentwicklung zu vermeiden. LCA Daten müssen unabhängig erhoben und evaluiert werden, um im Wettbewerb stehende Produkte neutral zu bewerten. Kritisch ist hier ebenso die Handhabbarkeit der Methoden in der Praxis. Die Softwarelösungen müssen gerade hinsichtlich kleinerer Planungsbüros in der Lage sein, im Zuge der Vorplanungen Varianten schnell und zuverlässig zu bewerten.

T11: Informationsmanagement (BIM)

Insbesondere im Bereich der Bauphysik gibt es noch Handlungsbedarf. Die Bauphysik ist in besonderem Maß auf die Arbeiten mit digitalen Gebäudemodellen angewiesen. Als Beispiele seien genannt:

- Der Energiesparnachweis mit dem Mehrzonenmodell nach V DIN 18599 ist ohne graphische Unterstützung nicht mehr sinnvoll durchzuführen.
- Der Energiesparnachweis ist softwareseitig meist eine Insellösung.
- Die bautechnischen Informationen müssen aus einer Vielzahl unabhängiger Datenbanken zusammengetragen werden. Eine Zusammenführung der produktbezogenen Datenbankinhalte ist für das Arbeiten mit BIM unerlässlich.
- Auch für Anwendungen wie Tageslichtberechnungen und -simulationen, raumakustische Berechnungen und -simulationen, Ökobilanzen u. a. m. gibt es zahlreiche gute Lösungen, es fehlt jedoch häufig die Kommunikationsmöglichkeit mit dem digitalen Gebäudemodell des Planers.
- Es fehlt an vereinheitlichten Festlegungen über die Herkunft baurechtlich belastbarer Eingabedaten.

Der aktuelle BIM-Stufenplan der Bundesregierung bezieht die oben genannten Aspekte nicht ein. Dabei wird verkannt, dass die spezialisierten Fachbüros der Bauphysik, des Brandschutzes, der Nachhaltigkeitsberatung u. a. m. einen sehr wesentlichen Beitrag zum qualitätsvollen, energieeffizienten und nachhaltigen Bauen leisten

T12: Life Cycle Assessment

Aktuell gibt es national und international eine Vielzahl von LCA-Software Tools, die sich in Genauigkeit, Leistungsfähigkeit und Handhabbarkeit zum Teil deutlich unterscheiden (Kleiner et al. 2016). Eine einheitliche und transparente Datenbasis ist nicht vorhanden und erschwert die Bewertung von auf LCA-basierenden Erkenntnissen. LCA-Analysen sind idealerweise in bestehende Planungstools, z. B. BIM einzubinden. Derzeit werden neue Material und Konstruktionsentwicklungen nur sehr zeitverzögert in LCA-relevanten Datenbanken abgebildet.

T13: Monitoring und Diagnose

Verschiedene Standard-Monitoring Lösungen (z. B. busfähige Wärmemengenzähler) sind bereits am Markt verfügbar. Das Gebäudemonitoring wird in der Regel entweder durch eine individuelle Sonderlösung durchgeführt (und dies manchmal auch nur temporär) oder es wird durch die Gebäudeautomation mit durchgeführt. In diesem Fall besteht eine enge Verzahnung mit T6 Gebäudeautomation.

Bei der Weiterverarbeitung der erfassten Daten sind derzeit aber nur nicht untereinander kompatible Insellösungen verfügbar. Hier würden Vereinheitlichungen und Normungen die Marktdurchdringung verbessern.

Weiterer hoher F&E-Bedarf besteht bei Systemen, die neben den physikalischen Messgrößen auch den empfundenen Benutzerkomfort (z. B. durch automatisierte Nutzerbefragung) ermitteln und bewerten. Hier besteht eine enge Verzahnung mit T15.

T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

Die Optimierung der Nutzer-Gebäude-Beziehung steht noch am Anfang ihrer Entwicklung. Zwar wurden einige Einzelfallstudien an konkreten Gebäuden durchgeführt, aber umfangreiche Studien unter Berücksichtigung soziologischer und psychologischer Aspekte sowie ein direktes Feedback des Nutzers liegen nicht vor. Dennoch zeigen die Einzelfallstudien auf, welche Änderungen im Endenergieverbrauch durch Optimierungen in der Nutzer-Gebäude Beziehung möglich sind.

Tab. 4-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T11	T12	T13	T14
Grundlagenforschung					
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐	☒
Technologieentwicklung					
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐	☒
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐	☒
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☐	☒	☒
Demonstration					
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☐	☒	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☒	☒
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☒	☒	☒
Kommerzialisierung					
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☒	☒	☒

TRL= Technology Readiness Level

T11: Informationsmanagement (BIM), T12: Life Cycle Assessment, T13: Monitoring und Diagnose, T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

Um etwa nicht umgesetzte Energieeinsparpotenziale durch den Rebound-Effekt zu vermeiden muss das Verbraucherverhalten in die energetische Sanierung mit einbezogen werden, wobei verlässliche Prognosen nur mit einer besseren Datengrundlage erstellt werden können (Sorrell et al. 2009). Nur durch die Miteinbeziehung der Nutzer kann daher das technisch mögliche Potenzial auch umgesetzt werden. Darüber

hinaus ist eine Erhöhung der Energieeinsparung durch proaktives Nutzerverhalten möglich. Durch ein gezieltes Feedback an den Nutzer konnte beispielsweise ein 20 % niedriger Gasverbrauch in Bezug zu einer Vergleichsgruppe ohne Nutzerfeedback realisiert werden (Stinson et al. 2015). Hier herrscht F&E-Bedarf in der Umsetzung der Rückmeldung durch ein intuitives, eingängiges und effektives Feedback, da die gesamte Bevölkerung die Zielgruppe der Maßnahme ist.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist im Bereich der Planungs- und Monitoringmethoden dahingehend gegeben, dass die Methoden einer wissenschaftlichen Evaluierung standhalten müssen. Dies ist besonders bei rein industriell entwickelnden Produkten ein wichtiger Aspekt. Auch müssen Neuentwicklungen im Bereich der Baumaterialien und Komponenten, die auch zunehmend komplexe dynamische bauphysikalisch relevante Eigenheiten aufweisen, rechtzeitig bei der Softwareentwicklung berücksichtigt werden.

Forschung und Entwicklung ist im LCA-Bereich von gesamtstaatlichen Interesse um Fehlentwicklung zu vermeiden. LCA Daten müssen unabhängig erhoben und evaluiert werden, um im Wettbewerb stehende Produkte neutral zu bewerten. Kritisch ist hier ebenso die Handhabbarkeit der Methoden in der Praxis. Die Softwarelösungen müssen gerade hinsichtlich kleinerer Planerbüros in der Lage sein, Varianten im Zuge der Vorplanungen schnell und zuverlässig zu bewerten.

T11: Informationsmanagement (BIM)

Da es nicht „den“ BIM-Standard gibt, müssen viele bereits existierende Software-Lösungen an ein zentrales zu entwickelndes System angeschlossenen werden. Diese Schnittstellenentwicklungen bergen Risiken in der Systemfestlegung. Es müssen flexible Strukturen geschaffen werden, die an zukünftige Entwicklungen anpassbar sind. Im Bereich des Datenmanagements muss sehr sorgfältig gearbeitet werden, um softwareseitige Fehlplanungen auszuschließen.

T12: Life Cycle Assessment

LCA-Methoden bedürfen einer kontinuierlichen Weiterentwicklung. Dabei ist die Verknüpfung mit anderen Planungssoftmethoden (BIM, Gebäudemodellierung) anzustreben. Die neuen Methoden sind auch anhand von Demonstrationsvorhaben zu evaluieren und dienen zur Konsolidierung bestehender Datenbanken.

T13: Monitoring und Diagnose

In Fällen, bei denen es sich nur um eine Weiterentwicklung/Optimierung bestehender Technologien (Hardware) oder Softwareentwicklungen handelt ist das technische Risiko im mittleren Bereich.

Aufgrund der langen Vorlaufzeiten (siehe Kapitel 3.3.1) einer Technologie kann jedoch ein erhebliches wirtschaftliches Risiko bestehen, insbesondere, wenn sich während der Vorlaufzeit das technische Umfeld oder die Marktsituation ändert.

T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

Für diesen Technologiezweig ist die Akzeptanz der Nutzer wesentlich und dürfte das Hauptrisiko darstellen.

Tab. 4-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Anwendungsbereich Planung und Gebäudebetrieb

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
T11: Informationsmanagement (BIM)						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
T12: Life Cycle Assessment						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
T13: Monitoring und Diagnose						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐
T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☒	☐	☐	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Im Bereich Planung und Gebäudebetrieb existieren keine direkten Rohstoffrisiken.

Zusammenfassung Förderrelevanz

Aufgrund der weichenstellenden Funktion von Planung und Betriebsführung für eine energieeffiziente Infrastruktur und deren effizienten Betriebes besteht hier ein öffentliches Interesse. Lange Vorlaufzeiten und übergeordnete Interessen lassen eine öffentliche Förderung gerechtfertigt erscheinen.

4.3 Detaillierte Bewertung des Anwendungsbereiches

4.3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Für das Energieeinsparpotential im Bereich Gebäudebetrieb sind noch keine Belastbaren Studien bekannt. Erfahrungen aus durchgeführten Projekten weisen auf ein Einsparpotential im Bereich von 10 % des Endenergiebedarfs in diesem Bereich hin. Nur durch Monitoring kann ein ineffizienter bzw. falscher Betrieb des Gebäudes überhaupt erkannt werden kann und damit ein Einsparpotential genutzt werden, was sonst über eine jahrzehntelange Betriebsdauer des Gebäudes brachliegen würde.

Basierend auf den prognostizierten Werten von Tab. 6-1 für das gesamte Einsparpotential im Bereich Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude ergibt sich damit folgendes Einsparpotential:

Tab. 4-4 Einsparpotenzialabschätzung des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max
2020	5	12	7	9
2030	9	25	23	26
2040	30	35	34	39
2050	39	43	42	45

4.3.2 Kriterien 3-9 integrale Betrachtung

Die Kriterien 3-9 werden für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik integral betrachtet und sind unter Kapitel 6 dargestellt.

4.3.3 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Höhere Anforderungen an die Planung und zunehmende Komplexität wird in Verbindung mit verbesserten Planungswerkzeugen zu weitgehend konstanten Planungszeiten führen. Dies trifft insbesondere für komplexe Bauvorhaben zu. Im Wohnungsbau hingegen werden Vorteile durch Vereinfachung und strafferer Planungsabläufe zu erwarten sein.

4.3.4 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für diesen Anwendungsbereich wird keine kritische Abhängigkeit von Infrastrukturen gesehen. Ein leistungsfähiges IKT-System ist für den betrachteten Anwendungsbereich nötig. Die bestehenden Systeme sind bereits leistungsfähig genug und werden darüber hinaus fortwährend leistungsfähiger um auch in Zukunft noch komplexere Aufgabenstellungen bewältigen zu können.

Tab. 4-5 Abhängigkeit des Anwendungsbereiches Planung und Gebäudebetrieb von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

4.3.5 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Technologien den Anwendungsbereichs Planung und Gebäudebetrieb werden in allen Anwendungsfällen als vollständig systemkompatibel eingeschätzt, da sie keine Rück- bzw. Wechselwirkungen zu bestehenden Systemen aufweisen. Daher entsteht auch kein Mehraufwand zur Herstellung der Systemkompatibilität. Wechselwirkungen zum Gesamtsystem sind grundsätzlich synergetisch, da die Technologien einen Mehrwert darstellen, der auf bestehende Systeme aufsetzt und ungenutzte Potenziale freisetzt.

5 Quartiere

Quartiere sind Stadtteile oder Untereinheiten, die sich räumlich, bzgl. der vorhandenen Infrastruktur oder der sozialen und kulturellen Struktur von anderen Teilen der Stadt abgrenzen lassen. Sie zeichnen sich ebenso durch eine lokale Identität und hohe Interaktionsdichte aus (Alisch 2002). Quartiere haben aufgrund der Notwendigkeit der energetischen Gebäudesanierung und der Tatsache, dass eine Vielzahl von neuen Quartieren entsteht, im Zeitraum von 1990 bis Ende 2011 mehr als 300 neue Stadtquartiere, eine herausgehobene Bedeutung (Breuer und Schmell 2012). Die Entwicklung von abgestimmten Energieinfrastrukturen innerhalb von Quartieren ermöglicht das Heben von Synergiepotentialen.

Wesentliche Handlungsfelder für Forschungs- und Entwicklungsansätze zur Realisierung von energieeffizienten Quartieren sind (PTJ 2015):

- Integration von Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme in Infrastrukturen zur Versorgung von Bestandsquartieren (siehe auch *Technologieberichte 1.1: Bioenergie, 1.2: Geothermie, 1.4: Solare Wärme und Kälte, 3.2: Wärmetransport und –verteilung* und *3.3: Energiespeicher*)
- Modellierung, Bewertung und Optimierung komplexer Energiesysteme von Quartieren und neue Entwicklungsmethoden und Ansätze für Transformationsprozesse.
- Energiekonzepte für Quartiere mit hohem Anteil erneuerbaren Energien und ihre Wechselwirkung mit dem übergeordneten Stromsystem (siehe auch *Technologieberichte 1.3: Photovoltaik* und *7.1: Elektromobilität PKW* und 7.2*: Elektromobilität Hybrid-Oberleitungs-LKW*).

Eine Grundvoraussetzung bildet ein energieeffizienter und vernetzbarer Gebäudebestand.

6 Integrale Betrachtung der Kriterien 3 – 9

Das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik ist stark heterogen aufgebaut. Daher wird für die Bewertung ein integraler Ansatz gewählt, der sich über das gesamte Technologiefeld erstreckt.

6.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial – integraler Ansatz

Für das nationale Marktpotential wird die mögliche Endenergie-Einsparung für Heizung und Warmwasser der privaten Haushalte und GHD im Vergleich zum Mittel der IST-Werte (BMWi 2017) von 2011-2015 (zur Glättung jährlicher Schwankungen) eruiert. Der für die betrachteten Klimaschutzszenarien prognostizierte Endenergiebedarf richtet sich nach der Zielvorgabe der Bundesregierung, dass 2050 ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden soll. Die Bandbreite des Endenergiebedarfes basiert für die betrachteten Klimaschutzszenarien auf nationalen Studien (DLR 2012; Thamling et al. 2015; Öko-Institut 2015).

Das nationale Marktpotenzial für das gesamte Technologiefeld ist in Tab. 6-1 dargestellt.

Tab. 6-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh/a		TWh/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	46	120	73	94
2030	94	249	233	255
2040	304	349	341	391
2050	389	428	424	451

Unter der Annahme, dass der Anteil des Endenergiebedarfs des Technologiefelds wie im Mittel der letzten IST-Daten (BMWi 2017) zu 72 % auf private Haushalte und 28 % GHD aufgeteilt ist und bis 2050 weitestgehend konstant bleibt, ergibt sich eine Reduktion der benötigten Endenergie für private Haushalte wie in Abb. 6-1 dargestellt. Dabei sind Prozesswärme, Klimakälte, IKT und Beleuchtung nicht enthalten. Die Mittelwerte aus den Minimal- und Maximalwerten der betrachteten Szenarien KS80 und KS95 sind sehr ähnlich – mit Ausnahme des Jahres 2030. Daran ist bereits ersichtlich, dass unabhängig von dem gewählten CO_2-Einsparungsziel im Gebäudebereich, die absolute Endenergieeinsparung maximal vorangetrieben werden muss und eine Szenarienabhängigkeit für Technologieentwicklungen in diesem Technologiefeld nicht relevant ist.

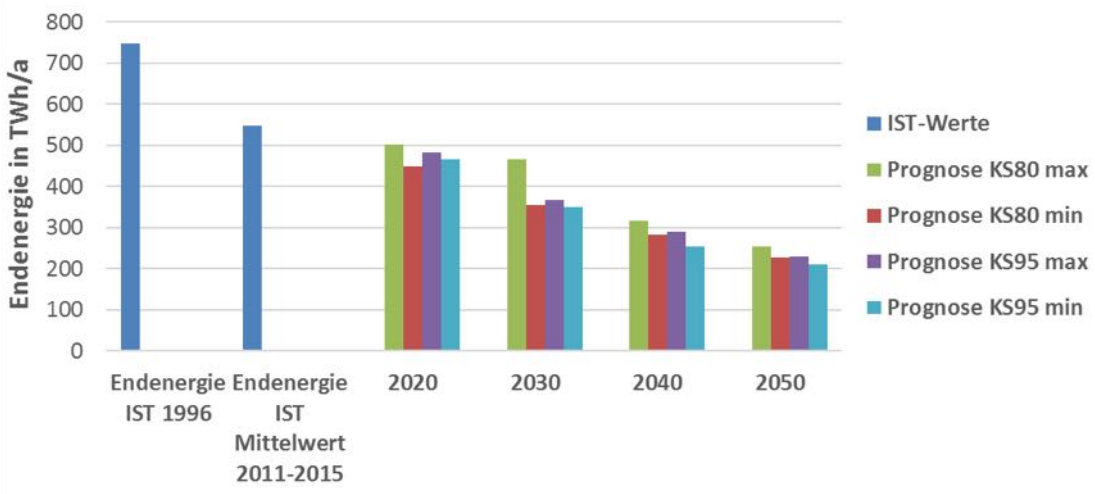


Abb. 6-1 Endenergiebedarf privater Haushalte für Raumwärme und Warmwasser, Ist-Werte und Prognosen

Wegen der im Vergleich zum Gebäudebestand vernachlässigbaren Neubaurate muss der Löwenanteil der Endenergieeinsparung über Sanierungsmaßnahmen realisiert werden. Für die folgende Abschätzung der nötigen Sanierungsrate wurde eine über alle Baualtersklassen gleichmäßige Sanierung auf Passivhausgebäudehülle angenommen. Anhand der Studie „Datenbasis Gebäudebestand“ (Diefenbach, Cischinsky et al. 2010), die eine Datengrundlage für den Zustand des Gebäudebestandes in Deutschland bildet, wurde eine Sanierungsrate von 2,4 % (KS80) bzw. 2,5 % (KS95) errechnet, so dass der Gebäudebestand im Jahr 2050 einen Gesamtsanierungsanteil von 89 % (KS80) bzw. 95 % (KS95) aufweist. Grundlage der Berechnung ist das TABULA-Verfahren mit Realkorrektur (IWU 2012). Die Hypothese einer konstanten Sanierungsrate begründet sich in der Annahme einer relativ konstanten Beschäftigungszahl in der Baubranche, mit deren Hilfe die energetischen Maßnahmen umgesetzt werden müssen.

Diese Abschätzung liegt im Bereich verschiedenster Studien, die die Sanierungsrate anhand verschiedener Klimaszenarien und Randbedingungen berechnet haben (Abb. 6-2). Eingezeichnet sind ebenso die in dieser Arbeit ermittelten notwendigen Sanierungsraten.

Es ist zu bemerken, dass die Sanierung der Altbauten auf Passivhausgebäudehülle nicht zu einem Heizwärmebedarf von 15 kWh/(m²a) führt, da z. B. die Ausrichtung des Gebäudes und Fensterflächen der Altbauten auch nach einer Sanierung nicht dem Passivhausstandard entsprechen. Der in den zugrundeliegenden Berechnungen ermittelte durchschnittliche Heizwärmebedarf liegt hingegen je nach Gebäudetyp zwischen ca. 35 - 50 kWh/(m²a).

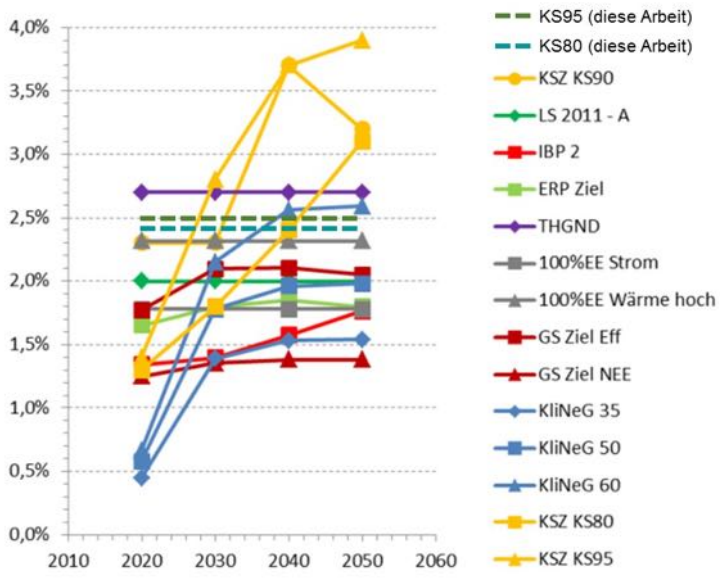


Abb. 6-2 In verschiedenen Studien ausgewiesene Sanierungsraten

Quelle: Öko-Inst. und ISI (2016)

Eine Aufschlüsselung nach Energieträgern (IWU 2015) zeigt, dass der Anteil an fossilen Brennstoffen in den nächsten Jahrzehnten deutlich abnehmen wird – bei gleichzeitigem starkem Ausbau der erneuerbaren Energien (siehe Abb. 6-3). Zur Sensitivitätsanalyse ist für das Jahr 2050 die Bandbreite der betrachteten Studien KS80 und KS95 (schwarzer Balken) und nach den in der Leitstudie des DLR (2012) betrachteten Szenarien (roter Balken) dargestellt.

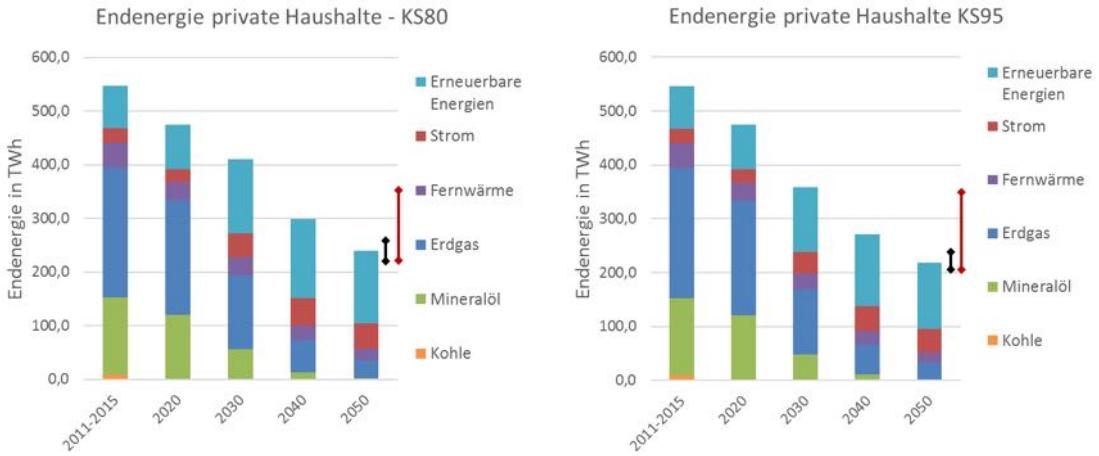


Abb. 6-3 Endenergiebedarf nach Energieträgern für die Klimaschutzszenarien KS80 und KS95

Die prozentuale Wärmeverteilung betrug im Jahr 2009 für Heizwärme und Warmwasser 82 % bzw. 18 % (BMWi 2017). Diese erhöht sich gemäß einer Prognose des IWU (IWU 2015) im dort diskutierten Szenario „Basis“ bis 2050 auf ein Verhältnis von etwa 75 % zu 25 %. Dabei ist anzumerken, dass das Szenario „Basis“ auf eine Ausgangsverteilung im Jahre 2009 von etwa 88 % zu 12 % ausging. Da die IST-Werte

bereits deutlich darüber liegen, wird der in 2050 zu erwartende Warmwasseranteil voraussichtlich über 25 % liegen.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial – integraler Ansatz

Im Gegensatz zur nationalen Betrachtung kann das internationale Marktpotential aufgrund des Bevölkerungswachstums und erhöhter weltweiter Durchdringung von Heiz- und Kühlsystemen nicht aus der Differenz zu aktuellen IST-Werten bestimmt werden.

Stattdessen werden hierzu Studien der International Energy Agency (IEA 2014, 2016) hinzugezogen und das fortschrittliche 2DS-Szenario (Temperaturanstieg bis 2050 kleiner gleich 2 K) mit dem 6DS-Szenario (Temperaturanstieg im Bereich von 6 K) verglichen. Das 6DS Szenario stellt den Weg dar, der beschritten wird, wenn international keine weiteren Maßnahmen zum Klimaschutz ergriffen werden, und eignet sich daher als Referenz. Für die Bereiche „space heating and cooling“ und „water heating“ wurde das Marktpotenzial wie in Tab. 6-2 dargestellt abgeschätzt.

Tab. 6-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

Jahr	Ausgangswert für Referenz (6DS-Szenario)	Marktpotenzial anhand 2DS-Szenario	Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	TWh/a	TWh/a	TWh/a
2020	20.300	1.100	#NV
2030	22.600	3.400	#NV
2040	24.500	5.300	#NV
2050	26.800	7.500	#NV
#NV: nicht vorhanden			

Der Verlauf des gesamten Endenergiebedarfs in Gebäuden ist für die beiden Szenarien in Abb. 6-4 (links) dargestellt. Die Differenz ist überdies nach den verschiedenen Anwendungsbereichen aufgefächert. Weiterhin ist in Abb. 6-4 (rechts) die Energieeinsparung in EJ in den national betrachteten Anwendungen dargestellt.

Im Gegensatz zur nationalen Betrachtung ist erkenntlich, dass selbst mit maximalem Einsatz von Klimaschutzmaßnahmen weltweit keine Reduktion, sondern lediglich ein konstanter Bedarf an Endenergie erzielt werden kann. Eine Reduktion von THG-Emissionen auf internationaler Skala ist damit zwingend mit einer Reduktion des Gesamtemissionsfaktors, also dem weltweiten Umstieg auf Erneuerbare Energien, verbunden.

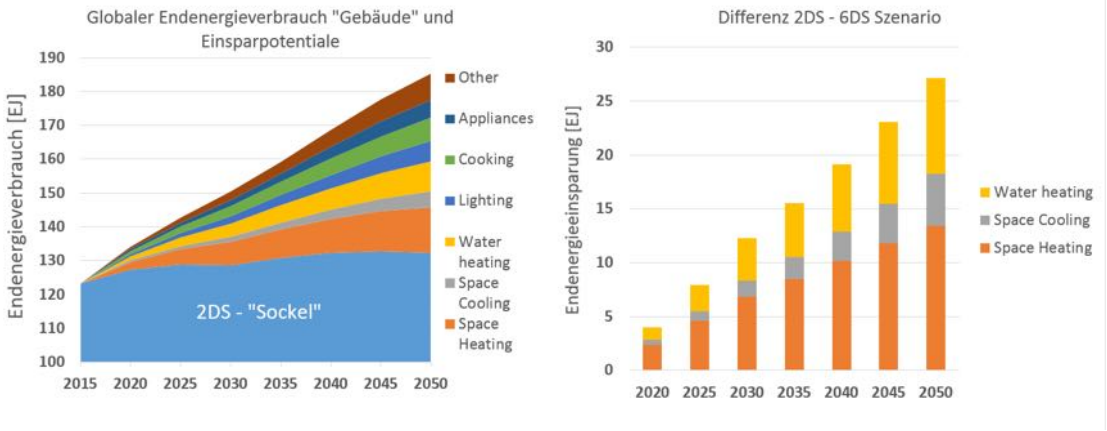


Abb. 6-4 Entwicklung der verwendeten Endenergie im Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

Verifizierung mittels Analyse der implizierten Wachstumsraten

Unter Verwendung der Analyse der impliziten Wachstumsraten wurden in Bezug auf des Referenzjahr 1996 folgende nationalen CAGR-Werte (continuous annual growth rates) berechnet:

CAGR(2014,2050)DE_80 % = 2,3 % p. a.

CAGR(2014,2050)DE_95 % = 2,4 % p. a.

Die Resultate sind konsistent zu den auf Basis des Gebäudebestands errechneten Sanierungsraten.

Für die internationalen Werte wurde die Einsparung im Vergleich zu einer Extrapolation des Trends der 2000er-Jahre bestimmt. Damit ergibt sich:

CAGR(2014,2050)INT_2DS= 8,9 % p. a.

Im internationalen Bereich ist damit eine deutlich höhere energetische Sanierung zum Erreichen des 2 °C-Ziels notwendig.

6.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Berechnung der Treibhausgaseinsparung nimmt die Endenergieeinsparung unter Kriterium 3 als Grundlage. Zur Ermittlung der damit verbundenen eingesparten $CO_{2\text{-äq}}$ Emissionen wurden neben Stromerzeugungsszenarien (ISE 2013; IWU 2015; Öko-Institut 2015) auch entsprechende Warmwasser- und Wärmeerzeugungsszenarien (DLR 2012) für die Jahre 2020 – 2050 verwendet, da die vermiedenen THG-Emissionen entscheidend vom in der Zukunft verwendeten Strom- und Wärmemix abhängen.

Unter Verwendung der ökologischen Einzelwerte der verwendeten Energieträger (UBA 2014) ergeben sich die jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen des Technologiefelds wie in Tab. 6-3 dargestellt.

Tab. 6-3 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Bezugsjahr	Szenarienbereich DE_80 % (Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$)	Szenarienbereich DE_95 % (Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$)
2020	21 –25	21 – 28
2030	51 – 65	51 – 75
2040	81 – 105	81 – 108
2050	101 – 125	131 – 132

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Zusätzlich zu der Endenergieeinsparung ist eine drastische Verringerung des durchschnittlichen Gesamtemissionsfaktors notwendig. In Abb. 6-5 ist dessen Veränderung dargestellt. Als Datengrundlage wurde das Szenario „Basis“ der Leitstudie des DLR (DLR 2012) verwendet. Es muss bemerkt werden, dass die Werte eine beachtliche Bandbreite aufweisen. Zur Veranschaulichung wurde daher für das Jahr 2050 die Bandbreite des durchschnittlichen Gesamtemissionsfaktors für die Szenarien KS80 und KS95 als schwarzer bzw. roter Balken abgebildet (DLR 2012; Öko-Institut 2015).

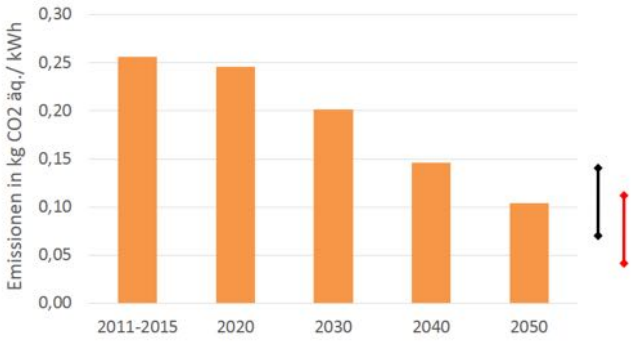


Abb. 6-5 Durchschnittlicher Gesamtemissionsfaktor für die Szenarien KS80 und KS95 für den Zeitraum 2011 - 2050

Die sich daraus ergebenden CO_2-äquivalenten Emissionen privater Haushalte sind in Abb. 6-6 dargestellt. Da die eingesparte Endenergie für beide Szenarien im Mittel sehr ähnlich ist, werden Unterschiede im Wesentlichen durch entsprechende CO_2-Gesamtemissionsfaktoren abgebildet. So kann der für das KS95 vorgegebene Zielwert von 10 Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$ nur mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor von 0,04 kg $CO_{2\text{-äq.}}$/kWh erreicht werden. Das bedeutet, dass Strom und Wärme für diesen Fall zu fast 100 %aus regenerativen Energien erzeugt werden muss.

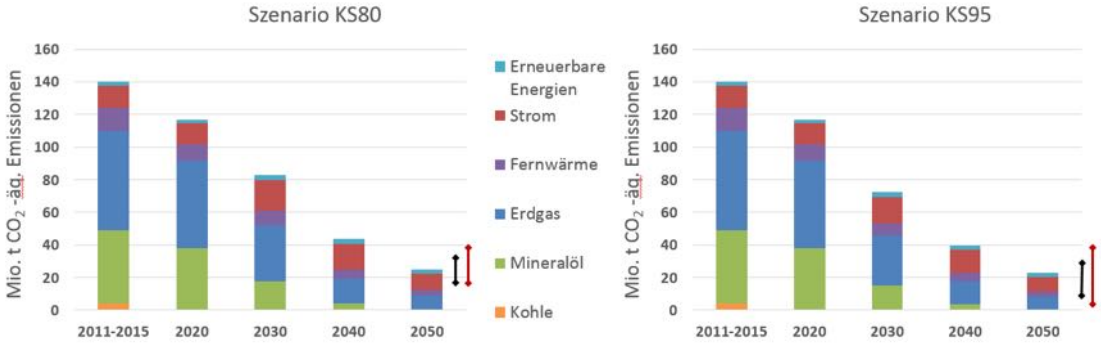


Abb. 6-6 THG-Emissionen privater Haushalte Deutschlands für die Szenarien KS80 und KS95

In der Abbildung sind weiterhin die Bandbreiten eingezeichnet, die sich nun aus den Spannweiten in Endenergiebedarf und Gesamtemissionsfaktoren zusammensetzen.

6.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Die mögliche Primärenergieeinsparung des Technologiefeldes Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik wird aus Kriterium 3 unter Einbeziehung der Primärenergiefaktoren (BMWi 2015) abgeleitet und ist in Tab. 6-4 dargestellt.

Tab. 6-4 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Bezugsjahr	Szenarienbereich DE_80 % (PJ/a)	Szenarienbereich DE_95 % (PJ/a)
2020	389 – 435	405 – 418
2030	806 – 1.060	1.052 – 1.099
2040	1.394 – 1.554	1.427 – 1.630
2050	1.599 – 1.797	1.652 – 1.806

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

6.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Durch die eingesparten CO_2-Emissionen kann anhand der CO_2-Zertifikatepreise, die für die Klimaschutzszenarien variieren (Öko-Institut 2015), die Kosteneffizienz des Anwendungsbereiches Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik bewertet werden. Die Kosteneinsparpotenziale sind in Tab. 6-5 aufgeführt.

Tab. 6-5 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale (oder Mehrkosten) durch Anwendungsbereich Gebäudehülle in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Bezugsjahr	Szenarienbereich DE_80 % (Mrd. €$_{2015}$)*	Szenarienbereich DE_95 % (Mrd. €$_{2015}$) *)
2020	0,5 – 0,6	0,6 – 0,8
2030	2,6 – 3,3	4,5 – 6,5
2040	7,3 – 9,4	11,6 – 15,5
2050	13,1 – 16,2	26,2 – 26,4

*) nicht abgezinst auf ein Basisjahr

6.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die Quantifizierung der inländischen Wertschöpfung gestaltet sich in einer komplexen und tiefgestaffelten Wertschöpfungskette schwierig und ist abhängig von den angenommenen Systemgrenzen. So kommen vorhandene Studien auch zu ganz unterschiedlichen Werten. Es lässt sich aber übergreifend qualitativ feststellen, dass die Baubranche zu einer der bedeutendsten Wirtschaftszweige hinsichtlich Wertschöpfung in unser Gesellschaft zählt.

In Deutschland beträgt das Volumen des Renovierungsmarktes nach einer aktuellen Studie rund 115 Mrd. Euro und ist damit mehr als zweimal so groß wie das des Neubausektors mit 50 Mrd. Euro (Roland Berger GmbH und UniCredit Bank AG 2016). Eine erweiterte Betrachtung der Wertschöpfungskette im Bauwesen zeigt, dass sich bei Einbeziehung von baurelevanten Leistungen deutlich größere Produktionswerte ergeben. Rund jeder Zehnte Sozialversicherungspflichtige ist in der Wertschöpfungskette Bau beschäftigt. So zeigt die Studie „Wertschöpfungskette Bau“, dass sich Stand 2008 insgesamt ein Volumen von 443 Mrd. Euro ergibt - entsprechend 11 % des gesamtwirtschaftlichen Produktionswertes (IW Consult 2008). Davon entfallen zwei Fünftel des Wertes auf das Baugewerbe und ein Viertel auf rohstoffnahe Branchen und industrielle Vorleister. Damit wird deutlich, dass in erheblichem Umfang baurelevante Leistungen außerhalb des Baugewerbes erbracht werden. Hier ist vor allem die Dienstleistungsbranche zu nennen. Diese trägt mit 4,1 Prozentpunkten zu den 11 % gesamtwirtschaftlicher Wertschöpfung bei. Bei den baurelevanten Lieferungen nehmen Planungs-, Beratungs- und Genehmigungstätigkeiten ein Viertel der Leistungen ein. Beispielsweise erwirtschaften Architektur- und Ingenieursbüros 90 % ihrer Umsätze in der Bauproduktion. Laut einer aktuellen Arbeitsmarktstudie wird ein Anstieg der Erwerbstätigen in Architektur- und Ingenieurbüros von 560.000 in 2010 auf 669.000 in 2030 erwartet (BMAS 2013).

Der Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen führt an, dass mit einer Bruttowertschöpfung von 299 Mrd. Euro der Kernbereich der Immobilienwirtschaft zu den bedeutendsten Branchen in Deutschland zählt (GDW 2014).

Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) geben in ihren Berichten das inländische Wertschöpfungspotential in Bezug auf die energetische Sanierung von Wohngebäuden an (DIW 2014; IÖW 2014). Das DIW weist ein jährliches energiebedingtes Investitionspotential von 7,4 Mrd. Euro für das Jahr 2020 aus, das bis zum Jahr 2050 auf 14 Mrd. Euro steigt. Bei einer Betrachtung der Vollkosten muss man in der Mehrzahl der Fälle die sogenannten Ohnehin-Kosten, d. h. Kosten für eine ohnehin notwendige Gesamtsanierung, dazu addieren. Unter der Annahme, dass die energiespezifischen Kosten 30 % der Vollkosten ausmachen, ergibt sich ein Investitionsvolumen von 25 Mrd. Euro im Jahr 2020, das auf 47 Mrd. Euro im Jahr 2050 ansteigt. Im Mittel wären dies 36 Mrd. Euro.

Das IÖW stellt fest, dass die energetische Gebäudesanierung im Jahr 2011 eine Wertschöpfungseffekte von knapp 14 Mrd. Euro generierte und dieser 278.000 Vollzeitarbeitsplätze zuordenbar waren. Berücksichtigt wurden bei der Betrachtung der Wertschöpfungskette Handwerker und Planer aber auch Vorleistungslieferanten, z. B. Materialhersteller. Das Institut geht davon aus, dass die inländische Wertschöpfung im Jahr 2020 zunächst auf rund 12 Mrd. Euro ansteigt und dann auf 9,4 Mrd. Euro im Jahr 2030 zurückfällt. Unter der erweiterten Vollkostenbetrachtung würde sich die Wertschöpfung im Mittel im betrachteten Zeitraum um die 31 Mrd. Euro bewegen.

Zum Vergleich ergeben sich aus der Analyse der Daten in der BMWi-Broschüre „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ durchschnittliche jährliche Vollkosten für die Investition in Gebäudehülle und Heizungsanlage in Höhe von 28 Mrd. bis 40 Mrd. Euro - je nach gewähltem Zielszenario (BMWi 2015). Damit ergibt sich im Überblick eine Bandbreite von (34 ± 6) Mrd. Euro für das konstante jährliche inländische Wertschöpfungspotenzial.

Diskutiert man die Anteile der unterschiedlichen Anwendungsbereiche an den Wertschöpfungspotentialen, so gilt pauschal, dass im Wohnungsbau rund 20 % bis 25 % der Wertschöpfung auf den Bereich der Gebäudessystemtechnik fällt und ein Großteil auf den investitionsintensiven Bereich der Gebäudehülle (IÖW 2014; BMUB 2015). Für Bürobauten mit einem höheren Installationsgrad ist tendenziell ein höherer Anteil für die Gebäudesystemtechnik von bis zu 40 % anzunehmen.

Weltweit betrugen 2011 die Investitionen für Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudebereich 48,7 Mrd. Euro (adelphi und Borderstep 2013). Diese werden sich nach Schätzungen auf 74 Mrd. Euro bis 2017 erhöht haben, was einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 7 % entspricht. Deutsche Unternehmen profitieren von der Innovationskraft und der Wertigkeit ihrer Produkte. Allerdings drängen zunehmend auch preisgünstige Produkte aus Schwellenländern in den internationalen Markt. Der weltweite Markt lässt sich zu über 75 % 5 Ländern zuordnen: USA, Deutschland, Frankreich, Großbritannien und China. Für deutsche Unternehmen ist vor allem der europäische Markt von Interesse. So ist in Frankreich ein Investitionsvolumen für die energetische Gebäudesanierung bis 2020 von rund 192 Mrd. Euro vorhanden. Auch der russische Markt ist für deutsche Unternehmen aufgrund Ihrer guten Positionierung interessant (adelphi und Borderstep 2013).

6.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie und Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die Ad-hoc Industrial Advisory Group weist in seiner F&E Roadmap auf die Notwendigkeit von Wärmedämmlösungen hin, die gerade für die Altbausanierung geeignet sind (Group 2010). Es werden langlebige, hochleistungsfähige und schlanke Wärmedämmpaneele benötigt, die eine ästhetische und wirtschaftliche Fassadengestaltung ermöglichen. Eine weitere Priorität wird der multifunktionalen Gebäudehülle zugemessen, insbesondere den Themen Gebäudeintegrierte Photovoltaik sowie Fassadenbelüftung in Kombination mit solarthermischen Komponenten für die Wärme- und Kältebereitstellung. Im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik werden auf europäischer Ebene innovative energieeffiziente Niedrigexergie Heiz- und Kühlkonzepte zur Erschließung von Umweltenergiequellen gefordert. Dabei spielen Wärmepumpen und Wärmespeicher eine besondere Rolle. Im Fokus stehen ebenso passive Systeme als Ersatz für konventionelle Lüftungs- und Kühlkonzepte und innovative Lösungen im Bereich der Steuer- und Regelung bzw. Automation unter Einbeziehung des Nutzers. Im Anwendungsbereich Gebäudeplanung und Betrieb stellt die Ad-hoc Industrial Advisory Group Themen, wie Industrialisierung von Prozessen und Massenfertigung, Life Cycle Assessment, Informationsmanagement und Standardisierung, Diagnosewerkzeuge und vorausschauende Wartung als F&E-Herausforderungen der Zukunft dar.

Zur Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung sind in Tab. 6-6 die Forschungs- und Entwicklungsbudgets, deren zeitliche Entwicklung und Anteil am gesamten Energieforschungsbudget für Deutschland und weitere Länder dargestellt.

Die IEA führt in ihrer Technology Roadmap für energieeffiziente Gebäudehülle folgende langfristig notwendigen Technologien auf: Hochleistungswärmedämmungen, wärmereflektierende Oberflächen, hochisolierende Verglasungen, adaptive Verglasungen (IEA 2012). Die International Energy Agency hat in ihrer 2011 veröffentlichten Technology Roadmap in Bezug auf HLK-Technologien (IEA 2011) wichtigen Aktionsfelder für die nächsten 10 Jahre herausgehoben. Im Bereich der aktiven solarthermischen Systeme: Solare Kühlsysteme, kompakte und kostengünstige Wärmespeicher, intelligente Steuer- und Regelsysteme, Optimierung der Herstellungsprozesse. Im Bereich der KWK-Technologien: hinsichtlich Effizienz und Emissionen optimierte Kolbenmaschinen, hinsichtlich Effizienz, Emissionen und Kosten optimierte Mikroturbinen, Gasturbinen, Sterling-Motoren, hinsichtlich der Kosten, Lebensdauer optimierte Brennstoffzellen. Für Wärmepumpen sind z. B. die Optimierung der Systemintegration, die Entwicklung intelligenter Regelungs- und Steuerungsstrategien, die Verbesserung der Kommunikation mit dem Gebäudemanagementsystem und dem Smart Grid und die Entwicklung von integrierten und hybriden Systemen wichtige F&E -Ziele.

Im Bereich der Wärmespeicherung wird F&E-Bedarf für Phasenwechselmaterialien, Stabilität von Materialien und Systemkomponenten, Analyse der systemspezifischen Speicherkomponenten, optimierte Steuerung und Systemeinbindung und Hochtemperatur-Wärmespeicher angezeigt.

Tab. 6-6 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2015)	€	30,9 Mio.
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ €/a (%/a)	1,7 Mio 5,6
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	€	864 Mio.
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2014)	%	3,6
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	-0,01
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets im internationalen Vergleich		
Vereinigte Staaten von Amerika		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung Status Quo (2015)	€	95,7 Mio.
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ €/a + %/a	5,7 Mio. 6,0
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	€	5535 Mio.
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	1,7
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,06
Frankreich		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2014)	€	33,0 Mio.
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ €/a + %/a	2,2 Mio. 6,7
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2013)	€	1092 Mio.
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	3,1
Zeitlicher Trend (Veränderung über die letzten 10 Jahre)	+ %/a	0,20

In der Schweiz werden im Bereich der Gebäudehüllentechnologien mittel- und langfristig Hochleistungswärmedämmungen (z. B. VIP, Aerogel), schaltbare Verglasungen und multifunktionale Fassaden als priorisierte F&E-Themen aufgeführt (SCCR 2015). Im Bereich der Gebäudesystemtechnik stehen u. a. Gebäudeenergiemanagement, z. B. ein Management unter Einbeziehung des Gebäude- und des Nutzerverhaltens, innovative Beleuchtungssysteme und eine höhere, architekturverträgliche Integration von Erneuerbaren Energien in Gebäude im strategischen F&E -Fokus.

In den USA besteht der höchstpriorisierte F&E -Fokus auf hochisolierenden Verglasungen mit vergleichbaren Verglasungsstärken und Gewicht wie der Verglasungsbestand. Um Sanierungen einfacher zu ermöglichen, werden zudem schlanke und dauerhaft stabile Hochleistungswärmedämmungen sowie Technologien zur Verbesserung der Luftdichtheit von Gebäudehüllen als förderwürdig angesehen (Sawyer 2014). Im Bereich der Gebäudesystemtechnik werden neben Beleuchtungstechnologien (O)LED im Bereich der HLK-Systeme werden u.a. kosten- u. energieeffiziente Wärmepumpensysteme und nicht gasgetriebene Kompressorsysteme zur Kältebe-

reitstellung als Entwicklungsfelder gesehen. Ebenso wichtig sind Aktivitäten zur Koordination der optimalen Einbindung von Gebäuden in das allgemeine Energieversorgungssystem.

In China werden in langfristigen F&E-Strategien ebenfalls Hochleistungswärmedämmungen, die Integration von Wärmespeichermaterialien (PCM) in Fassaden, Wärmestrahlungsbarrieren, ‚Kühle' Wandfarben, energieeffiziente Fenster (z. B. Vakuumverglasung, Rahmen, wetteradaptive Verschattungssysteme) erwähnt (Yu 2010). Im Gebäudesystemtechnikbereich werden notwendige F&E-Aktivitäten bei O(LED), solargestützten Wärmepumpensysteme, kombinierte solare Wärme-, Kälte- und Warmwasserbereitstellung und BIPV hervorgehoben. Für urbane dezentrale Energie werden dort Themen wie Data Mining, Modellierung und Simulation als wichtig erachtet.

In Indien sind in einer Studie des Department of Energy (DoE) die Integration von Wärmespeichermaterialien in die Gebäudehülle, ‚Kühle' Dächer, gebäudeintegrierte aktive Solarsysteme (elektrisch und thermisch) sowie Fassaden- und Dachbegrünungen als F&E-Themen genannt (Yu 2010). Im Anwendungsbereich Gebäudesystemtechnik spielen bei F&E-Anstrengungen innovative Beleuchtungssysteme (O(LED)), Wärmespeicher (z. B. Phasenwechselmaterialien), innovative solarangetriebene Kühlsysteme und solarthermische Anwendungen eine zentrale Rolle.

Tab. 6-7 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefelds Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Anwendungsbereiches weltweit?		
Anwendungsbereich	☒ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Die wissenschaftliche Leistung in Deutschland für das Technologiefeld Energie- und Ressourceneffiziente Gebäude und Quartiere wurde anhand einer SCOPUS-Literaturrecherche dargestellt (Abb. 6-7). Dabei wurden vereinfacht die Suchbegriffe „Energy" und „Building" verwendet. Dabei ist zu beachten, dass es eine Vielzahl von akademischen Publikationen mit einem Impact auf das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude gibt, die nicht unter diesen Stichworten geführt werden, so z. B. Forschungs- und Entwicklungsleistungen aus den Bereichen der Material- und Naturwissenschaften, die einen höheren Grundlagenbezug aufweisen. 2016 war der Publikationsanteil von Forschern in Deutschland (Affiliation in Deutschland) rund 5 %. Der Hauptanteil der Publikationen stammt dabei aus den USA, gefolgt von China.

In Bezug auf die Anmeldung von gewerblichen Schutzrechten in dem Bereich Energieeffiziente Gebäude wurden die internationalen Suchbegriffe verwendet, die dem deutschen Begriff „Passivhaus" zugeordnet werden konnten. Hier zeigt sich, dass sowohl die Anzahl als auch der Zuwachs an Patentanmeldungen in Deutschland im internationalen Vergleich nicht in der Spitzengruppe liegt (Abb. 6-8). USA und China zeigen hier eine höhere Dynamik, wobei die Anzahl der Patentanmeldungen in China

um ca. einen Faktor 10 höher ist als dies in Deutschland der Fall ist. Verwendet wurden Suchbegriffe, die dem Begriff „Passivhaus“ untergeordnet werden können.

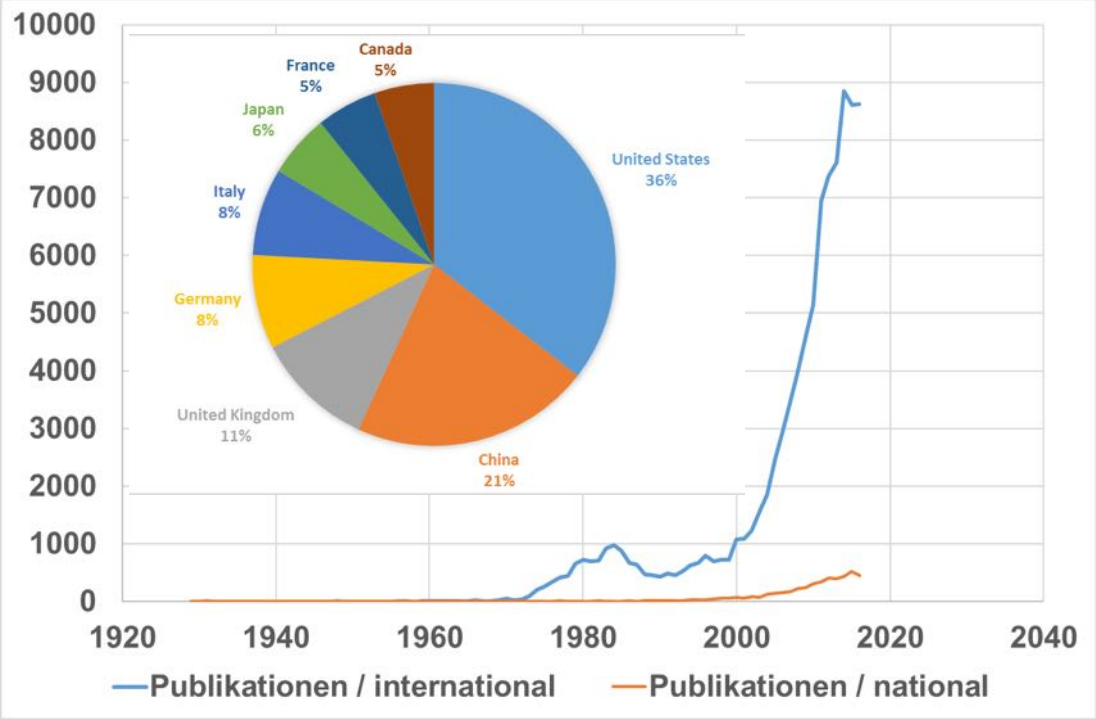


Abb. 6-7 Scopus Recherche zu Publikationen mit dem Stichwort „Energy“ und „Building“ und prozentuale Zuordnung dieser Publikationen auf Länder

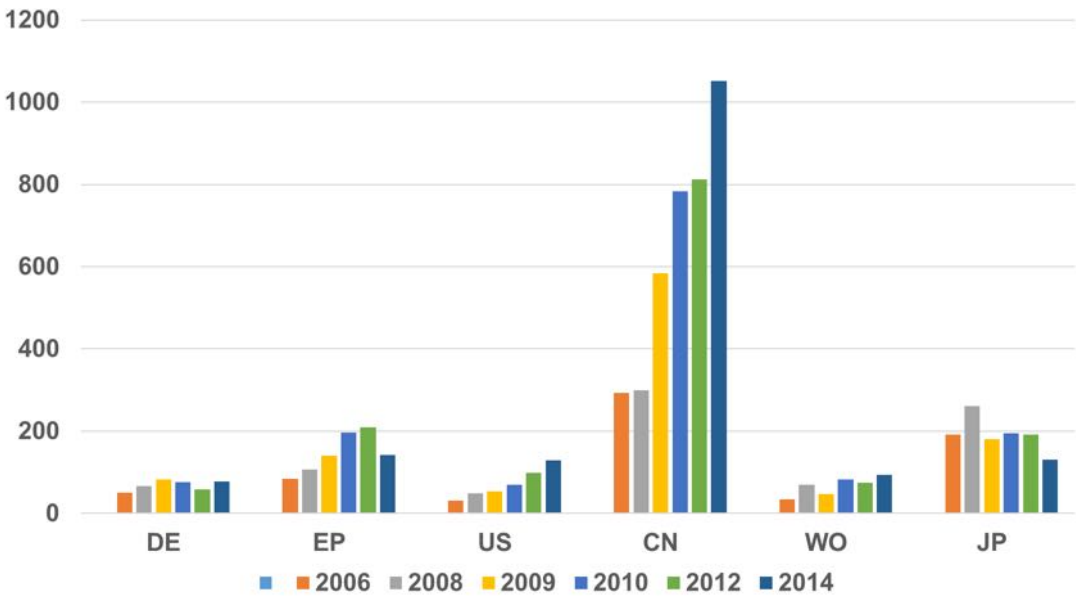


Abb. 6-8 Patentanalyse; Vergleich der Anmeldungen in Deutschland (DE), Europa (EP), Amerika (US), China (CN), Japan (JP) und der Welt (WO) zu dem Themenfeld energieeffiziente Gebäude

Tab. 6-8 zeigt nun die Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung an Hand der akademischen Publikationen und der Patentanmeldungen.

Tab. 6-8 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik – Output-Orientierung

	Einheit	Wert
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2016)	%	5.3
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre)	%/a	33
Patente als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2014)	%	5
Zeitlicher Trend (über mindestens die letzten 5 Jahre)	%/a	20

In einer Studie des BMVBS zu Indikatoren zur Innovationstätigkeit am Bau wurden insbesondere auch die Patentaktivitäten in den Bereichen „Klimaschutz“ (hierunter fallen z. B. die Themen Heizen, Kühlen, Belüften) und Energieeffizienz (hierunter fallen z. B. die Wärmedämmung) in Gebäuden im internationalen Vergleich untersucht (BMVBS 2013). Analysiert wurden unter anderem 519 deutsche Patentanmeldungen, die in dem Untersuchungszeitraum von 2005 bis 2012 in diesen Bereichen am Europäischen Patentamt (EPO) getätigt wurden. Die inhaltliche Zuordnung zu einzelnen Technologiegruppen ist in Abb. 6-9 zu sehen.

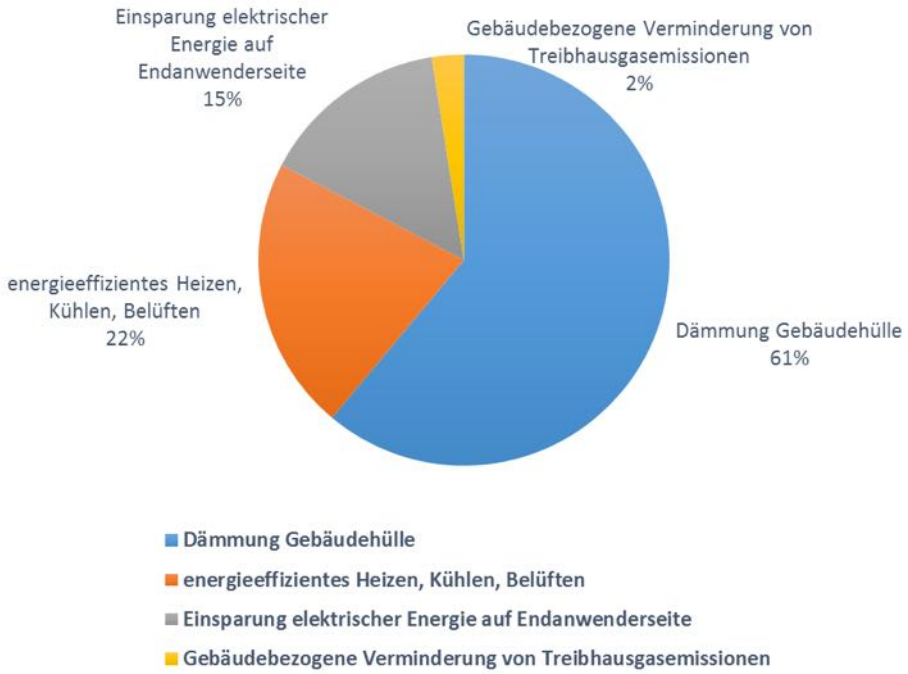


Abb. 6-9 Zuordnung der Patentanmeldungen am europäischen Patentamt zu Technologiegruppen

Laut BMVBS weist Deutschland vor allen Dingen im Bereich Energieeffizienz in Gebäuden Spezialisierungsvorteile auf. Rund 24 % der Anmeldungen am EPO entfallen auf Erfindungen aus Deutschland. Weitere Einzelfelder, auf die sich deutsche Anmelder spezialisiert haben, sind Verfahren und Materialien zur Dämmung der Gebäudehülle und im Technikfeld des energieeffizienten Heizens, Kühlens und Lüftens. Ein Vergleich zwischen Deutschland und USA/Japan in der Gewichtung der beiden Bereiche Energieeffizienz und Klimaschutz zeigt, dass in den USA wie in Japan im umgekehrten Verhältnis der Schwerpunkt in den gebäudebezogenen Klimaschutztechnologien liegt (USA 60,9 % Japan 93,8 %), wobei hier der elektrotechnisch/elektronisch orientierte Technikbereich heraussticht.

Damit kommt das BMVBS zu dem Schluss, dass die deutschen Patentaktivitäten im internationalen Vergleich eine starke bis herausragende Rolle einnehmen. Es wird zudem eine geringe Beteiligung der Hochschulen und Forschungseinrichtungen bei den Patentaktivitäten für den betrachteten Zeitraum festgestellt. Die Anmeldeaktivitäten der unterschiedlichen Akteure (Forschung und Industrie, Bauwirtschaft, Zulieferer, Planer) zeigt auch, dass die Bauunternehmen mit ihren geringen Patentaktivitäten als Technikintegratoren zu verstehen sind und die Hauptaktivität von der bauspezifischen Zulieferindustrie ausgeht. Insofern wird hier deutlich, dass für die Implementierung von Innovationen die gesamte Wertschöpfungskette relevant ist und für eine Beschleunigung von Innovationsprozessen die einzelnen Akteure besser zu vernetzen sind, und dies sowohl in der Vertikalen entlang der Wertschöpfungskette als auch zwischen den unterschiedlichen gebäudebezogenen Anwendungsbereichen, wie Gebäudehülle, Bautechnik oder Gebäudesystemtechnik.

6.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Notwendigkeit zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden findet in der Gesellschaft eine breite Zustimmung. Effizienztechnologien werden vor allem mit folgenden Erwartungen verknüpft: Einsparung von Energie, d. h. Reduzierung der Betriebskosten, Klimaschutz und Steigerung des Wohnkomforts (Hacke und Lohmann 2007; Haug und Vernim 2014).

In Bezug auf die Sanierung von Wohngebäuden werden als wesentliche allgemeine Hemmnisse das geringe Interesse und Engagement der Gebäudebesitzer sich zu informieren und Maßnahmen umzusetzen, die Unwissenheit, Vorurteile und Verunsicherung bezüglich der technischen Umsetzung und des zu erwartenden Ergebnisses, und schließlich die Unsicherheit bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Maßnahme genannt. Weiterhin bestehen teilweise Bedenken, dass sich mit einer Sanierungsmaßnahme das architektonische Erscheinungsbild von Gebäuden negativ ändert. (Weiß und Dunkelberg 2010; vbw 2012).

Die unterschiedlichen Technologiegruppen sind hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz differenziert zu betrachten.

Technik im Bereich der Gebäudehülle ist oftmals sichtbar und muss daher den technischen und ästhetischen Ansprüchen von Bauherrn, Architekten und genehmigenden Behörden genügen. Innovationen sollten hier idealerweise den Planenden große Freiheiten in Bezug auf die architektonische Gestaltung der Gebäudehüllen eröffnen. So sind bei Wärmedämmungen schlanke Systeme mit hoher Dämmwirkung von Vor-

teil. In diesem Zusammenhang kommt auch der Eigenschaften Nichtbrennbarkeit und Wiederverwertung eine besondere Bedeutung zu (Kienzlein et al. 2014). Für gebäudeintegrierte Photovoltaik und Solarthermie ist die Frage der architektonischen Gestaltung wesentlich.

Im Bereich der Gebäudesystemtechnik sind aus Sicht der Nutzer sichtbare, störanfällige oder technisch aufwendige Installationen oder Systeme zu vermeiden und eine funktionelle Bedienschnittstelle notwendig um die Akzeptanz zu fördern. Bei der Implementierung von Lüftungsanlagen stellen stetig steigende Anforderungen an Brandschutz, Bedenken bzgl. Hygiene und nicht bedarfsgerechte Betriebszustände Hemmnisse dar. Generell ist die gesellschaftliche Akzeptanz von energieeffizienter Gebäudesystemtechnik hoch und von der Tendenz her steigend. Aber auch die Themen Nachhaltigkeit und Rezyklierbarkeit der eingesetzten Materialien rücken zunehmend in den Fokus der Endverbraucher.

Allgemein ist eine F&E-begleitende Akzeptanzanalyse sinnvoll, um kundenorientierte Produkte zu generieren. Ebenso ist die Bereitstellung und Vermittlung von Information für Stakeholder wesentlich, um bestehende Vorurteile auszuräumen und die Erwartungen auf die technischen Möglichkeiten einer neuen Technologie abzugleichen (PTJ 2015). In F&E-begleitenden Demonstrationsprojekten ist neben der wissenschaftlich-technischen Evaluierung, eine optimale Informationsvermittlung und -verbreitung wichtig (Wortmann 2010).

Tab. 6-9 Bewertungsraster für die Akzeptanz von das Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik zum Status Quo (2015)

Anwendungsbereich	Ebene Markt	Ebene Gesellschaft	Lokale Ebene
	Marktakzeptanz	Sozialpol. Akzeptanz	Lokale Akzeptanz
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?	Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image	Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
Gebäudehülle und Bautechnik	Hoch	ambivalent	Nicht relevant
Gebäudesystemtechnik	Hoch	ambivalent	Nicht relevant
Planung und Gebäudebetrieb	Hoch	ambivalent	Nicht relevant

7 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

7.1 Übergreifende Aspekte

Die Evaluierung einzelner Technologien im Bereich energie- und ressourceneffiziente Gebäude führen im Folgenden zu F&E-Empfehlungen für diese Technologien. Im Anwendungsbereich Planen und Gebäudebetrieb werden F&E-Empfehlungen auch für Themen abgegeben, die das Gebäude als Gesamtsystem betrachten. Diese Empfehlungen zielen auf die Optimierung von Planungsprozessen und den Gebäudebetrieb ab. Für eine weitgehende Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden müssen mögliche Synergieeffekte bei der Entwicklung von Einzeltechnologien mit anderen relevanten Gebäudekomponenten bereits in einer frühen F&E-Phase erkannt und berücksichtigt werden. Ein Beispiel sind aktive Fassadenkomponenten, die Wärme bereitstellen, und mit der Gebäudesystemtechnik vernetzt werden müssen. Für die Hebung von Synergiepotentialen und zur Beschleunigung von Entwicklungspfaden wird daher empfohlen:

- Werkzeuge zur gesamtheitlichen Bewertung von Maßnahmenpakete auf unterschiedlichen Einsatzebenen (Gebäude, Quartier) zu entwickeln,
- Entwicklungen frühzeitig in Living Lab Umgebungen zu evaluieren und zu optimieren,
- die Interdisziplinarität in F&E Projekten zu steigern, um eine optimale Einbindung der Entwicklung in das System Gebäude oder Quartier zu gewährleisten,
- die Durchführung von Fallstudien mit anschließenden Monitoring auf Gebäude und Quartiersebene um die bestehende Lücke von F&E und realen Bauen zu schließen.

Gleichermaßen wichtig ist die begleitende Betrachtung von Ökologie, Ökonomie und Akzeptanz bei Technologieentwicklungen.

Da der Hauptanteil der möglichen Endenergieeinsparung über Sanierungsmaßnahmen realisiert werden muss (die Neubaurate ist vergleichsweise vernachlässigbar), ist stets der Einsatz der Technologien aller drei Anwendungsbereiche mit Augenmerk auf den Einsatz im Gebäudebestand zu eruieren.

7.2 Gebäudehülle und Baustoffe

T1: Hochleistungswärmedämmungen

- Entwicklung von preisgünstigen, ökologischen, schlanken Hochleistungswärmedämmstoffen mit hohem Anwendungspotential in der Altbausanierung
- Entwicklung von Hochleistungswärmedämmstoffen mit multifunktionalen Eigenschaften (z. B. wärmedämmend/wärmespeichernd, wärmedämmend/feuchtespeichernd)

T2: Funktionelle optische Oberflächen

- Entwicklung und Einsatz spektral-selektiver Oberflächen mit geringem Emissionsgrad im Gebäudebereich zur Erhöhung der Energieeffizienz.
- Entwicklung transparenter low-e Schichten auf flexiblen Substraten wie Membranen.
- Entwicklung adaptiver low-e Schichten mit schaltbarem Emissionsgrad.

- Applikation optimierter Oberflächen mit hohem solaren Reflexionsgrad zur Reduktion von Kühllasten im Gebäude.

T3: Transparente/transluzente Elemente

- Entwicklung von hochwärmedämmenden, schlanken und leichten Fenster- und Fassadensystemen (z. B. Vakuumisolierglas mit optimierten Rahmen) mit ansprechendem Design
- Entwicklung schaltbarer Elemente mit variablen Eigenschaften z. B. g-Wert
- Entwicklung von Hybridsystemen (Kombination von Tages- und Kunstlicht)
- Entwicklung multifunktionaler Beleuchtungssysteme (z. B. Beleuchtung, Heizung/Kühlung, Lüftung)

T4: Ressourcenschonendes Bauen

- Entwicklung von Membrankonstruktionen mit optimierten thermischen und optischen Eigenschaften zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden.
- Applikation multifunktionaler Membrankonstruktionen für den Einsatz als Sonnenschutz-, Wärmeschutz- und Blendschutzelement sowie zur gezielten Steuerung des solaren Energieeintrags.
- Entwicklung von energieeffizienten Gebäudekomponenten mit einem hohem Grad an Trennbarkeit und Recyclingfähigkeit.
- Wirtschaftlich und ökologisch nachhaltige Begrünungskonzepte für Gebäudehüllen zur Reduzierung des Heiz- und Kühlbedarfs von Gebäuden und zur Erhöhung der Luftqualität in urbanen Bereichen

T5: Multifunktionale Gebäudehülle

- Neue Ansätze hinsichtlich Ästhetik / Optik
- (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 Standardisierung von BIPV und somit Kostensenkung
- Gesamtheitliche Gebäudesimulationen neuartiger Komponenten mit energetischer Betrachtung in Neubau und Sanierung
- Demonstration und Monitoring von Gebäudehüllen mit multifunktionalen Gebäudekomponenten durch aktive Komponenten
- Entwicklung kostengünstiger Schaltbarer Wärmedämmsysteme mit langer Nutzungsdauer

7.3 Gebäudesystemtechnik

T6 Gebäudeautomation

- Netzdienlichkeit von Gebäuden, da die die Gebäudeautomation die Schlüsseltechnologie für die Sektorkopplung im Gebäudebereich darstellt. Damit ist die Entwicklung im Bereich Energiespeicherung verknüpft (Power-to-X, E-Mobility als Stromspeicher).
- Entwicklung von Gebäudeautomationstechnologien zur Netzdienlichkeit von Quartieren (SmartGrid).

- Präemptive Automation (unter Berücksichtigung von Wetter-/Nutzungs- und Lastprognosen), selbstlernende Systeme sowie themenübergreifende Systemintegration
- Vereinheitlichung von Schnittstellen zum Datenaustausch. Damit wird auch die Herstellerunabhängigkeit gefördert. Durch das Etablieren von herstellerunabhängigen Lösungen kann das Marktwachstum beschleunigt werden.
- Vereinheitlichung von Übertragungsprotokollen (drahtgebunden und drahtlos)
- Analyse des Eigenenergieverbrauchs durch die Gebäudeautomationskomponenten

T7 Wärmespeicher

- Weiterentwicklung von Hochleistungsdämmungen zur Raumoptimierung
- Optimierung von Speichermaterialien zur Erhöhung des Speichervermögens
- Integration der Gebäudestruktur in Wärmespeicherkonzepte (insbesondere im Gebäudebestand)
- Entwicklung geeigneter Steuer- und Regelalgorithmen (Smart Grid Fähigkeit)

T8 Stromspeicher

- Entwicklung zyklenstabiler Stromspeicher
- Erforschung und Entwicklung von Redox-Flow-Batterien
- Weiterentwicklung von Superkondensatoren (Supercaps) für den Einsatz in Gebäuden

T9 HLK-Systeme (Low-Ex)

- Entwicklung neuartiger und optimierter Materialien (z. B. Sorption, PCM)
- Entwicklung effizienter Komponenten (z. B. Speicher, Pumpen)
- Entwicklung niederexergetischer Systemkonzepte auf Grundlage von Umweltwärme/Solarthermie
- Optimierung von Komplettsystemen (z. B. Regelstrategien, Monitoring)

T10 Kunstlicht (LED, OLED)

- Materialforschung zur Vermeidung von Schwermetallen in OLED bei gleichbleibenden oder verbesserten Eigenschaften
- Erforschung der physiologischen Wechselwirkung des eingesetzten Lichtspektrums auf den Menschen
- Verbesserte Herstellungstechnologien, Verkapselungen (Kosteneinsparung) und Fertigung auf flexiblen Substraten

7.4 Planung und Gebäudebetrieb

T11: Informationsmanagement (BIM)

- Einbringung von Angaben zur Nachhaltigkeit (Graue Energie)
- Schnittstellenentwicklung zwischen dem BIM-Core und den momentan verfügbaren Anwendungsprogrammen

T12: Life Cycle Assessment

- Einführung eines unabhängigen dauerhaften ökologischen Bewertungssystems zur eindeutigen Vergleichbarkeit von Gebäuden (vergleichbar zur Energieeffizienz von Gebäuden)
- Einbindung von ökologischen Datensätzen für den zukünftigen Energie- und Strommix zur korrekten Bewertung der Gewichtung zwischen Konstruktion und Lebensdauer von Gebäuden (Berichtigung der unzutreffenden Untergewichtung der Gebäudekonstruktion)
- Methodenentwicklung für die fortlaufende Aktualisierung und der grundlegende Ausbau der LCA-Datenbank (Ökobaudat), Schließung von Datenlücken und Trennung von Datenkategorien
- Einfach zu bedienende und zuverlässige, in der Vorplanungsphase einsetzbare LCA-Tools, für den Einsatz bei Neubauten und in der Sanierung

T13: Monitoring und Diagnose

- Weiterentwicklung Monitoring: intelligentes und automatisiertes Auswerten der erfassten Daten (z. B. selbstlernende Systeme, Betriebsmustererkennung, Fehlererkennung) sowie das Ableiten neuer Regelstrategien daraus
- Hybridmonitoring: Simultanes Monitoring von physikalischen Gebäudemessdaten und Nutzerkomfort (bisher nur Regelung auf empirisch ermittelte Sollwerte). Hier besteht eine Verzahnung mit T14 Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen
- Entwicklung von neuer Monitoringhardware (mit möglichst geringem Eigenenergieverbrauch und geringen Kosten)
- Entwicklung von Schnittstellen zum Austausch von Monitoring-Daten
- Vereinheitlichung von Übertragungsprotokollen (drahtgebunden und drahtlos)
- Qualitätssicherung über alle Prozesse von der Planung, über die Ausführung bis zum Betrieb des Gebäudes, unabhängig ob Neubau oder Sanierung.

T14: Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen

- Verbessertes Verständnis des Zusammenhangs zwischen Sollwerten der Gebäudeautomation und dem Nutzerkomfort (Nutzeransprüchen bzw. -erwartungen) aufgrund der Zusammenführung von Gebäude- und Nutzermonitoring
- Optimierung der Gebäudeautomation/Raumautomation unter Berücksichtigung der Nutzerzufriedenheit, um dauerhaft eine hohe Energieeffizienz zu erreichen.
- Aufklärung von Nutzern über energetisch sinnvolles Verhalten
- Feedback sowohl für den Betreiber bei anlagentechnischen Veränderungen als auch für den Nutzer über den Einfluss seines Verhaltens auf den Energiebedarf

7.5 Quartiere

Bereits im Forschungsnetzwerk Energie in Gebäuden und Quartieren wurden F&E-Empfehlungen erarbeitet (PTJ 2015). Ein wesentliches Ziel der F&E-Anstrengungen in diesem Zusammenhang ist die Erarbeitung und Umsetzung von Energiekonzepten für Quartiere mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und ihre Einbindung in ein übergeordnetes Stromsystem unter Nutzung von Strom, Wärme und Mobilität. Die in einem Quartierskonzept zusätzlich zu Gebäuden zu betrachtenden Komponenten eines Energiesystems (Wärme- und Stromnetze, Speicher, Elektro-

mobilität) und Wechselwirkungen werden in anderen Kapiteln im Detail behandelt und entsprechende Förderempfehlungen an dortiger Stelle angegeben. An dieser Stelle werden Empfehlungen für technologieübergreifende F&E-Aktivitäten gegeben, wie sie auch von der Expertengruppe angeführt wurden (PTJ 2015):

- 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.

7.6 Zusammenfassung

Wie bereits im Vorgängerbericht (Wietschel et al. 2010) richtig dargestellt, ist eine strikte Priorisierung für die Notwendigkeit einer öffentlichen Förderung von F&E Aufwendungen im Technologiefeld Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik nicht sinnvoll. Die betrachteten Anwendungsbereiche Gebäudehülle und Bautechnik, Gebäudesystemtechnik und Planung und Gebäudebetrieb bilden eine synergetische Einheit und jedes dieser Felder beinhaltet ein hohes Innovations- und Effizienzpotential. Die Herausforderung ist, diese Potenziale unter wirtschaftlichen, ökologischen und gesellschaftlichen Gesichtspunkten bis zum Jahr 2050 zu erschließen. Gelingt dies, würde man 2050 rund 60 % des Endenergiebedarfs bezogen auf den Durchschnitt der Jahre von 2011-2015, entsprechend etwa 1.700 PJ/a, einsparen. Für die Umsetzung würde eine durchschnittliche energetische Sanierungsrate von 2,5 %/a benötigt werden. Die jährliche inländische Wertschöpfung beträgt in diesem Zusammenhang rund 34 Mrd. Euro und kumuliert bis 2050 rund 1.120 Mrd. Euro.

Eine qualitative Einordnung der betrachteten Technologien in das Spannungsfeld Förderbedarf und Marktpotenzial ist abschließend in Abb. 7-1 und Abb. 7-2 dargestellt.

Bei der Betrachtung des Marktpotenzials müssen aufgrund multipler Zielstellungen verschiedene Ansätze betrachtet werden. Zum einen der monetäre Aspekt, der die Wertschöpfung und zu erwartende Umsätze betrachtet (Abb. 7-1). Dabei nehmen die Technologien T11 Informationsmanagement, T12 Monitoring und Diagnose und T14 Nutzer-Gebäude Beziehung und Schnittstellen eine Sonderrolle ein, da sie auf der einen Seite ein geringes monetäres Marktvolumen aufweisen, auf der anderen Seite führen ebendiese Technologien zu bemerkenswerten Einsparungen der CO_2-Emissionen - ein notwendiger Bestandteil auf dem Weg zu einem klimaneutralen Gebäudebestand (Abb. 7-2).

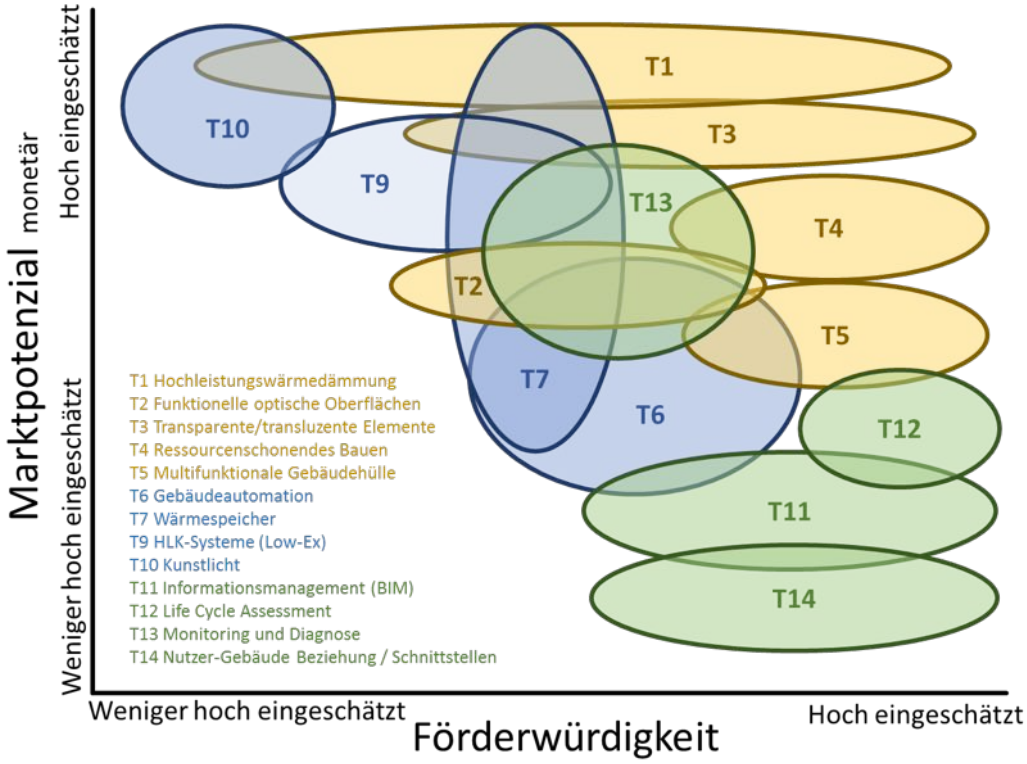


Abb. 7-1 Einschätzung des Förderbedarfs und des monetären Marktpotenzials

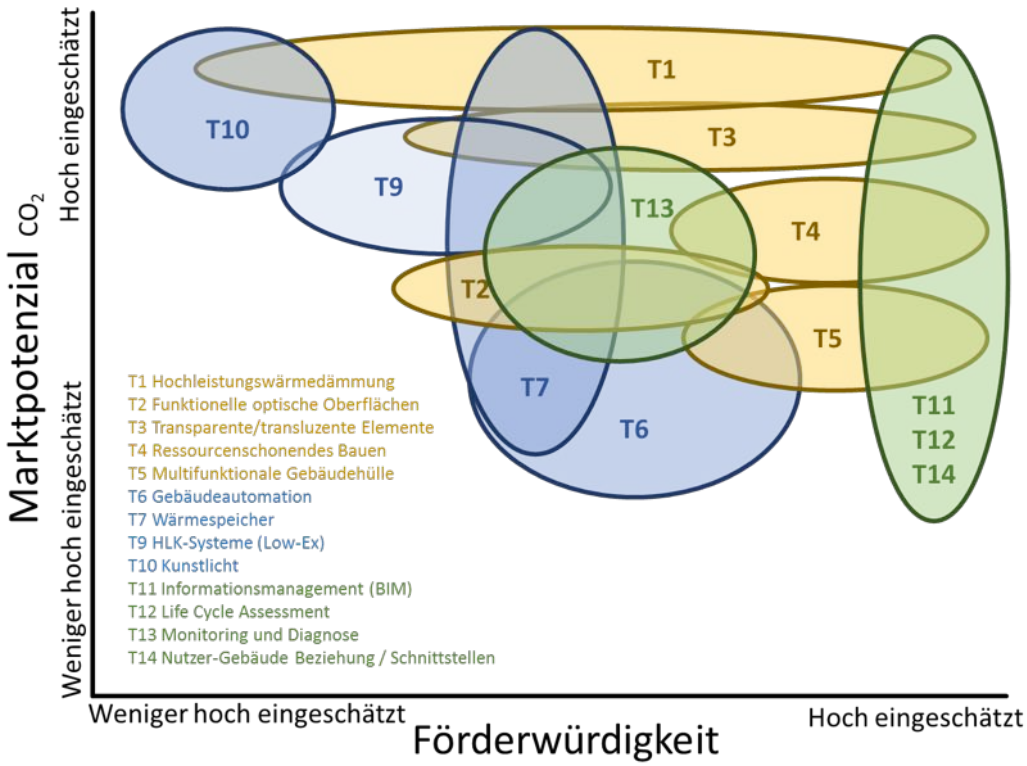


Abb. 7-2 Einschätzung des Förderbedarfs und des Marktpotenzials hinsichtlich CO_2-Einsparung

Literaturverzeichnis

Ackermann, T. (2016): Ressourceneffiziente Erzeugung ultra-transparenter Elektroden durch perkolierende Nanostrukturen. Universität Stuttgart.

adelphi und Borderstep (2013): Treiber und Hemmnisse für die Transformation der deutschen Wirtschaft zu einer„Green Economy“. B. f. B. u. F. (BMBF).

Alisch, M. (2002): Soziale Stadtentwicklung. Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.

Arnold, D. (2005): Entwicklung einer Methodik für Innovationsprozesse im Wohnungsbau. Kassel, Kassel.

Bachor A., et al. (2013): Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen - Status und Perspektiven. VDI-Statusreport des Fachausschusses „Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen“ (Mikro-KWK) der VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (GEU).

BDI, B. d. D. I. e. V. (2016). Prioritäten für die Energieforschung in Deutschland - Empfehlungen für eine wettbewerbsorientierte Technologie- und Standortpolitik in Zeiten der Energiewende. BDIPublikations-Nr. 044. Berlin, Industrie-Förderung GmbH.

Bettgenhäuser, K. et al. (2011): Klimaschutz durch Reduzierung des Energiebedarfs für Gebäudekühlung, UBA.

Binz, A. (2000): Ökologische Nachhaltigkeit im Wohnungsbau.

BMAS (2013): Arbeitsmarktprognose 2030, Bundesministerium für Arbeit und Soziales.

BM Online (2004): Fenstermarkt weltweit: Asien hat das größte Potenzial. http://www.bm-online.de/allgemein/asien-hat-das-groesste-potenzial/

BMUB (2015): Bericht der Baukostensenkungskommission. N. Bundesministerium für Umwelt, Bau und Reaktorsicherheit.

BMVBS (Hrsg.) (2013): Indiaktoren zur Innovationstätigkeit am Bau im internationalen Vergleich. BMVBS-Online-Publikation 08/2013. B. u. S. B. Bundesministerium für Verkehr. Berlin.

BMWi (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

BMWi: Forschung Energiespeicher. http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gebaeude

BMWi (2017): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi.

BMWi (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

BMWi: Forschung für energieoptimierte Gebäude und Quartiere. http://www.enob.info/fileadmin/media/Forschungsfelder/Begleitforschung_EnOB/Materialien_fuer_Projektteams/141021_EnOB_Leitfaden_Monitoring_x.pdf

Brandhorst, J. (2014): Grundlagen der Bauphysik begrünter und unbegrünter Wände. Bau- und vegetationstechnische Grundlagen. 7. FBB-Symposium Fassadenbegrünung, Berlin, Fachvereinigung Bauwerksbegrünung e.V. (FBB).

Breuer B.; Schmell R. (2012): Neue Stadtquartiere. BBSR-Analysen Kompakt.

Bundesarchitektenkammer (2009): Leitbild Bau - Zur Zukunft des Planens und Bauens in Deutschland eine gemeinsame Initiative der deutschen Bauwirtschaft. .

Bundestag, D. (2016): Drucksache 18/9322. D. Bundestag. Berlin.

dena (2012): dena - Gebäudereport 2012.

Diefenbach, N. et al. (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Forschungsbericht des Instituts Wohnen und Umwelt und der Bremer Energie Instituts, Darmstadt. www.iwu.de, IWU 26 (2016).

DIW (2014): Steigerung der Energieeffizienz. DIW Wochenbericht, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. .

DLR (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

ELC; CELMA (2011): The European Lighting Industry's Considerations Regarding the need for an EU Green Paper on Solid State Lighting.

EU (2008): Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien.

EU (2010): Richtlinie 2010/31/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden. Amtsblatt der Europäischen Union.

FG Bauwerkintegrierte Photovoltaik (2012): Bauwerkintegrierte Photovoltaik-Systeme - Positionspapier.

futureTEX (2016): Ein Zukunftsmodell für Traditionsbranchen in der vierten industriellen Revolution.

GDW (2014): Wohnungswirtschaftliche Daten und Trends 2 014/2015, GdW Bundesverband deutscher Wohnungsund Immobilienunternehmen e. V.

Grand View Research (2016): Insulation Market Report Insulation Market Analysis by Product (Fiberglass, Foamed Plastic, Mineral Wool), by Application (Residential Construction, Industrial, HVAC and OEM, Nonresidential Construction) and Segment Forecast to 2024

Group, E. A.-h. i. A. (2010): Energy-Efficient Buildings PPP - Multi-Annual Roadmap and Longer Term Strategy. E. Union, Publications Office of the European Union, 2010.

Hacke, U.; Lohmann, G. (2007): Akzeptanz energetischer Maßnahmen im Rahmen der nachhaltigen Modernisie-rung des Wohnungsbestandes. Abschlussbericht

Bau- und Wohnforschung, Institut Wohnen und Umwelt GmbH -IWU-, Darmstadt. F 2497.

Haug, S.; Vernim, M. (2014): Soziale Aspekte der energetischen Gebäudesanierung – „Sozialstudie“, Abschlussbericht zum Projekt „Erweiterungsprogramm Nachhaltige Modernisierung Historischer Stadtquartiere (NaMoHis 2)“ Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Institut für Sozialforschung und Technikfolgenabschätzung.

Henning, H.-M. (2014): Vortrag bei der FVEE-Tagung "Forschung für die Energiewende – Phasenübergänge aktiv gestalten".

Hoelscher, M. T. et al. (2016): Quantifying cooling effects of facade greening: Shading, transpiration and insulation. Energy and Buildings 114 (2016) 283-290.

HTSM, T. S. (2013): Lighting Roadmap 2013. Lighting the Future.

Huhn, P (2017). SMART HOME Market report 2017, Statista.

IEA (2011): Technology Roadmap: Energy-efficient Buildings: Heating and Cooling Equipment. OECD/IEA.

IEA (2012): World Energy Outlook 2012. 328.

IEA (2014): Energy Technology Perspectives 2014 - Harnessing Electricity's Potential.

IEA (2016): Energy Technology Perspectives 2016 - Towards Sustainable Urban Energy Systems.

IÖW (2014): Kommunale Wertschöpfungseffekte durch energetische Gebäudesanierung (KoWeG). Weiß J., Prahl A., Neumann A. and Schröder A., Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.

ISE, F. (2013): Energiesysteme Deutschland 2050. Sektor-und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.

IW Consult (2008): Wertschöpfungskette Bau. Insitut der deutschen Wirtschaft Köln Consult GmbH.

IWU (2012): Typology Approach for Building Stock Energy Assessment. Main Results of the TABULA project - Final Report.

IWU (2015): Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand. Bericht im Rahmen des europäischen Projekts EPISCOPE.

Kaltschmitt, M. et al. (2006): Erneuerbare Energien. Springer.

Kienzlein, V. et al. (2014): Über den Sinn von Wärmedämmung. KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH.

Klebsch, W. (2017): Zertifizierungsprogramm Smart Home + Building. http://www.zertifizierungsprogramm-

smarthome.de/smarthome/programm/Seiten/default.aspx. Letzter Zugriff: 15.02.2017

Kleiner, W. et al. (2016): Erarbeitung eines innovativen Energie-, Ökologie- und Informationskonzepts für die Umweltstation der Stadt Würzburg. Abschlussbericht des von der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem AZ: 33520/01-35 geförderten Projekts. Würzburg.

Knecht, P. (2006): Technische Textilien, Edition Textiltechnik. 1. Auflage, Frankfurt am Main.

Knippers, J. (2010): Atlas Kunststoffe+ Membranen: Werkstoffe und Halbzeuge, Formfindung und Konstruktion, Inst. f. Internat. Arch.-Dok.

Krauß, O.; Werner, T. (2016): Kurzanalyse Nr. 8: Potenziale eines hochwertigen Recyclings im Baubereich. VDI Technologiezentrum GmbH.

Krus, M. et al. (2013): Neuer tragfähiger und dämmender Baustoff aus Rohrkolben. greenbuilding 7-8 (2013) 44-47.

Lang, W. et al. (2012): New envelopes for old buildings–the potential of using membrane systems for the thermal retrofitting of existing buildings. Life-Cycle and Sustainability of Civil Infrastructure Systems: Proceedings of the Third International Symposium on Life-Cycle Civil Engineering (IALCCE'12), Vienna, Austria, October 3-6, 2012, CRC Press.

LfU (2009): Natürlich bauen - Baumaterialien aus nachwachsenden Rohstoffen. B. L. f. Umwelt.

MeGA, Fachverband Gebäudeautomationsplaner (2013): MARKTSTUDIE GEBÄUDE- AUTOMATION SCHWEIZ 2012. http://www.mega-planer.ch/fadaladdondlz/files/.addonpublikationeintragfile/publikationen/63.pdf /Marktstudie %20Geb %C3 %A4udeautomation %20Schweiz %202012.pdf

NanoMarkets LC (2009): Building Integrated Photovoltaic Markets 2009 and Beyond.

Neitzel, M. et al. (2015): Bündnis für bezahlbares Wohnen und Bauen: Bericht der Baukostensenkungskommission, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsciherheit.

OECD/IEA (2016): Energy Efficiency Market Report.

Öko-Inst.; F. ISI (2016): Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Gebäudesektor und Stromverbrauch Privathaushalte.

Öko-Institut (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Hg. v. Öko-Institut e. V. Berlin.

Pfoser; N. et al. (2013): Gebäude, Begrünung und Energie: Potenziale und Wechselwirkungen. Abschlussbericht TU Darmstadt Fachbereich Architektur, Forschungsinitiative Zukunft Bau des BBSR.

Photonics21 (2010): 2nd Strategic Research Agenda.

Pressebox (2013): VDMA: Markt für Gebäudeautomation gewinnt an Fahrt https://www.pressebox.de/inaktiv/vdma-verband-deutscher-maschinen-und-anlagenbau-ev/VDMA-Markt-fuer-Gebaeudeautomation-gewinnt-an-Fahrt/boxid/821696

PTJ (2015): Expertenempfehlungen aus den Arbeitsgruppen: Forschungsnetzwerk Energie in Gebäuden und Quartieren, Projektträger Jülich.

Quurck, L (2014): Elektrische Energiespeicher in Wohngebäuden. Nutzen, Auslegung, Technologie und Förderung, Technische Universität Darmstadt.

Rein, S.; C. Schmidt (2016): Bestandsleistungen im Wohnungs- und Nichtwohnungsbau im Jahr 2014. BBSR-Analysen Kompakt 1.

Riviere, P. et al. (2008): Preparatory study on the environmental performance of residential room conditioning appliances (airco and ventilation)-economic and market analysis. European Commission.

Roland Berger GmbH; UniCredit Bank AG (2016): Bauwirtschaft im Wandel – Trends und Potenziale bis 2020.

Sawyer, K. (2014): Windows and Building Envelope Research and Development: Roadmap fro Emerging Technologies. U.S. Department of Energy, Building Technologies Office.

SCCR (2015): Future Energy Efficient Building & District - Resarch and Innovation Roadmap.

Schubert, S et al. (2014): Mini-/Mikro-KWK im Kontext derdeutschen Energiewende. Lokale Innovationsimpulse zur Transformation des Energiesystems, TU Darmstadt, IER, Universität Stuttgart, Universität Münster.

Skön JP (2015): Intelligent Information Processing in Building Monitoring Systems and Applications. University of Oulu.

Sorrell, S. et al. (2009): Empirical estimates of the direct rebound effect: A review. Energy policy 37 (4) 1356-1371.

Statista, I. (2016): Auftragseingang der deutschen Bauindustrie aus dem Ausland in den Jahren 1995 bis 2015.

Statistisches Bundesamt (2013): Zensus 2011 - Erste Ergebnisse des Zensus 2011 für Wohnungen und Gebäude. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2015): Gebäude und Wohnungen - Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden, Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden, Lange Reihe ab 1969 - 2013. Wiesbaden.

Stevenson, F. ; Leaman, A. (2010): Evaluating housing performance in relation to human behaviour: New challenges. BUILDING RESEARCH & INFORMATION 38 (5) 437-441.

Stinson, J. et al. (2015): Visualising energy use for smart homes and informed users. Energy Procedia 78 (2015) 579-584.

Susorva I. (2015): Green facades and living walls: vertical vegetation as a construction material to reduce building cooling load. Eco-Efficient Materials for Mitigating Building Cooling Needs, Elsevier Ltd. 127-153.

Thamling, N. et al. (2015): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Prognos, ifeu, IWU.

UBA (2011): Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland.

UBA (2012): Anpassung an den Klimawandel – Hitze in der Stadt eine kommunale Gemeinschaftsaufga-be. THEMENBLATT: Anpassung an Klimaänderung in Deutschland, Kompetenzzentrum Klimafolgen und Anpassung (KomPass) im Umweltbundesamt. Dessau.

UBA (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013.

UNEP (2016). Towards zero-emission efficient and resilient buildings, . GLOBAL STATUS REPORT

U.S. Department of Energy (2010): cool roof fact sheet.

vbw (2012): Energetische Gebäudesanierung in Bayern. V. d. B. W. e. V. München.

VFF and BF (2014): Mehr Energie sparen mit neuen Fenstern, Verband Fenster + Fassade, Bundesverband Flachglas.

Vollrath O. (2014): Energieeffizienz in Deutschland. Switzerland + Global Enterprise, Switzerland Global Enterprise.

Voss, K.; Künz, C. (2012): Klimadaten und Klimawandel – Untersuchungen zum Einfluss auf den Energiebedarf, den Leistungsbedarf und den thermischen Komfort von Gebäuden. Bauphysik 34 (5) 8.

Weiß, J.; Dunkelberg, E. (2010): Erschließbare Energieeinsparpotentiale im Ein- und Zweifamilienhausbestand. Berlin, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. https://www.energietechnologien2050.de

Wortmann, K. (2010): Spezifische Umwelten und umweltbezogenes Handeln. Enzyklopädie der Psychologie. Linneweber V., Lantermann E.-D. and Kals E., Hogrefe Verlag GmbH & Co. KG.

Wünsch, M. et al. (2014): Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014.

Wünsch; M. et al. (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem, Prognos, BDEW, AGFW.

Xiao, F.; Fan, C. (2014): Data mining in building automation system for improving building operational performance. Energy and Buildings 75 (2014) 109-118.

Yu S., E. M. (2010): China's R&D for Energy Efficient Buildings: Insights for U.S. co-operation with China. P. N. N. Laboratory, U.S. Department of Energy.

Yu S., E. M. (2010): India's R&D for Energy Efficient Buildings: Insights for U.S. co-operation with India. P. N. N. Laboratory, U.S. Department of Energy.

Zirnzak W. (2011): Aktuelle Situation der deutschen Textilindustrie in Zahlen – Entwicklung in der Krisenzeit – Krisenbewältigung mit technischen Textilien. Business-Forum Technical Textiles 23.-24.03.2011, Frankfurt/M.

Technologiebereich 6 - Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI |
v2 vom 29. März 2018

Technologiebericht 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Tim Hettesheimer

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Fraunhofer ISI

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Hettesheimer, T. (2018): Technologiebericht 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Tim Hettesheimer
Tel.: +49 721/ 6809 – 448
Fax: +49 721 / 689 – 152
E-Mail: tim.hettesheimer@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Review durch:
Clemens Schneider (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **385**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **386**

Tabellenverzeichnis **387**

Abbildungsverzeichnis **389**

Zusammenfassung (Steckbrief) **390**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **392**

1.1 Motivation und Auswahl der Technologien 392
1.2 Eisen- und Stahlherstellung 393
1.3 Papierherstellung 394
1.4 Zementherstellung 395

2 Stand F&E in Deutschland **396**

2.1 Eisen- und Stahlherstellung 396
2.2 Papierherstellung 397
2.3 Zementherstellung 398
2.4 Ausweisung und Systemgrenzen der Technologien in den relevanten Energieszenarien 399

3 Relevanz öffentlicher Förderung **402**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 402
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 404

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **410**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 410
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 418
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 422
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 423
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 427
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 428
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 431
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 432
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 434
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 434

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **436**

Literaturverzeichnis **438**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AMS	Aktuelle-Maßnahmen-Szenario
BAU	Business-as-usual
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DME	Dimethylether
DRI	Direct Reduced Iron
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KS	Klimaschutzszenario
ORC-Verfahren	Organic-Rankine-Cycle-Verfahren
TGR	Top Gas Recycling
TK	Technologiekomponente
TRL	Technology Readiness Level
ULCOS	Ultra Low CO_2 Steelmaking
WZ	Wirtschaftszweig

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
kg	Kilogramm
kWh	Kilowattstunden
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
MWh	Megawattstunden
PJ	Petajoule
t	Tonne
TWh	Terawattstunde

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1 Übersicht ausgewählter Langfristszenarien und Betrachtung der Fokustechnologien in den jeweiligen Studien. ---- 400

Tab. 2-2 Vergleich der berücksichtigten Wirtschaftszweige in den relevanten Studien ---- 401

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1 Hisarna und TK 2 Wasserstoffbasierte Direktreduktion ---- 402

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1Black liquor gasification und TK 2 Chemische Fasermodifikation ---- 403

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1Low-carbon Zement und TK2 Oxyfuel ---- 403

Tab. 3-4 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Eisen- und Stahlherstellung ---- 405

Tab. 3-5 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Papierherstellung ---- 406

Tab. 3-6 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Zementherstellung ---- 407

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Eisen- und Stahlherstellung ---- 408

Tab. 3-8 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Papierherstellung ---- 408

Tab. 3-9 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Zementherstellung ---- 409

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Rohstahlproduktion ---- 411

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Rohstahlherstellung ---- 411

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Pulp-and-Paper-Produktion ---- 412

Tab. 4-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Pulp-and-Paper-Produktion ---- 412

Tab. 4-5 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Zementherstellung ---- 413

Tab. 4-6 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Zementherstellung ---- 413

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Eisen-undStahlherstellung ---- 414

Tab. 4-8 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Eisen- und Stahlherstellung ---- 415

Tab. 4-9 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Papierherstellung ---- 416

Tab. 4-10 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Papierherstellung ---- 416

Tab. 4-11 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Zementherstellung ---- 417

Tab. 4-12 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Zementherstellung ---- 418

Tab. 4-13 Ermittlung der Wachstumsraten für die Technologien ---- 418

Tab. 4-14 Entwicklung zentraler Einflussgrößen in den Szenarien ---- 420

Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Eisen-und Stahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 421

Tab. 4-16 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Papierherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 421

Tab. 4-17 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Zementherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 421

Tab. 4-18 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Eisen- undStahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)---------- 422

Tab. 4-19 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Papierherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)---------- 422

Tab. 4-20 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Zementherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)---------- 423

Tab. 4-21 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Eisen- und Stahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) ---------- 424

Tab. 4-22 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Papierherstellung inDeutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)---------- 424

Tab. 4-23 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Zementherstellung inDeutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)---------- 425

Tab. 4-24 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der TechnologieEisen- und Stahlherstellung ---------- 428

Tab. 4-25 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der TechnologiePapierherstellung---------- 428

Tab. 4-26 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der TechnologieZementherstellung ---------- 429

Tab. 4-27 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld energieeffiziente Prozesstechnologien – Input-Orientierung ---------- 430

Tab. 4-28 Bewertungsraster für die Akzeptanz von energieeffizienten Prozesstechnologienzum Status Quo (2015)---------- 431

Tab. 4-29 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Eisen- und Stahlherstellung ---------- 433

Tab. 4-30 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Zementherstellung ---------- 433

Tab. 4-31 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Papierherstellung---------- 434

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Anwendungsbilanz Brennstoffe und Strom nach Branchen in Deutschland 2015 ---------- 392
Abb. 1-2 Gliederungsebenen des Technologiefeldes ---------- 393
Abb. 4-1 Entwicklung ausgewählter Prozesse der Eisen-Stahlherstellung ---------- 414
Abb. 4-2 Entwicklung der Prozesse in der Papierherstellung ---------- 415
Abb. 4-3 Entwicklung ausgewählter Prozesse der Zementherstellung---------- 417
Abb. 4-4 Diffusion ausgewählter Effizienzmaßnahmen ---------- 419
Abb. 4-5 Annualisierte Differenz-Fixkosten---------- 426
Abb. 4-6 Annualisierte Differenz-Energiekosten ---------- 426

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 6.1
Energieeffiziente Prozesstechnologien

Fraunhofer ISI

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Energieeffiziente Prozesstechnologien:
– Technologie A: Eisen- und Stahlherstellung (inkl. vertiefender Betrachtung von Wasserstoff-Direktreduktion DRI und Hisarna)
– Technologie B: Papierherstellung (inkl. vertiefender Betrachtung von Black-liquor Vergasung und Chemischen Fasermodifikation)
– Technologie C: Zementherstellung (inkl. vertiefender Betrachtung von Low-Carbon Zementen und Oxyfuel Verfahren)

Technologische Reife:
Es existieren eine Vielzahl von Ansätzen mit unterschiedlichen TRL-Level, weshalb hier nur eine beispielhafte Aufführung von innovativen Ansätzen für die oben genannten Technologien erfolgt:
- Eisen- und Stahlherstellung: H_2-DRI – Technologieentwicklung (TRL=4) und Hisarna – Demonstration (TRL=6)
- Papierherstellung: Black-liqour gasification – Demonstration (TRL=8) und Chem. Fasermodifikation – Demonstration (TRL=7)
- Zementherstellung; Low-Carbon Zemente – Demonstration (TRL=6) und Oxyfuel Verfahren – Demonstration (TRL=6)

Entwicklungsziele

– Eisen und Stahlherstellung: Ersatz von Kohlenstoff durch H_2; Möglichkeiten zur Einbindung von erneuerbarer Energie; Einbindung in bestehendes integriertes Hüttenwerk.
– Papierherstellung: Vermehrter Einsatz von biogenen Brennstoffen und Verbesserung der innerbetrieblichen Wärmeflüsse.
– Zementherstellung: Erhöhung der thermischen Energieeffizienz, Reduktion der CO_2-Emisionen durch neuen Produkte, Verbesserung des Klinkerfaktors und verbesserte Abwärmenutzung.

Technologie-Entwicklung - Marktpotenzial

Die Entwicklung des Marktpotenzials für energieeffiziente Prozesstechnologien steht in direktem Zusammenhang mit der Entwicklung der damit gefertigten bzw. verbundenen Produktionsmengen (hier Mittelwert über Min 80 % und Max 95 %).

Deutschland [Mt/a]	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Eisen-und Stahlherstellung	44	42	39	39
Papierherstellung	24	24	23	24
Zementherstellung	31	29	28	28
International [Mt/a]	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Rohstahl	1.915	2.120	2.280	2.435
Pulp und Paper	525	660	775	895
Zement	4.475	4.675	4.845	5.015

F&E-Bedarf

Es besteht überwiegend nur noch ein geringes Effizienzpotenzial durch inkrementelle Prozessverbesserungen, da die Prozesse über Jahrzehnte hinweg optimiert wurden und entsprechend nahe des physikalischen Minimums betrieben werden. Es werden daher neue radikale Ansätze mit zum Teil erheblichen Vorlaufzeiten benötigt, z. B. elektrolytische Stahlerzeugung.

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
Insgesamt hohes Minderungspotenzial, vor allem bei der Eisen-und Stahlherstellung durch den Übergang vom Hochofen-/Konverterprozess zur H_2-Direktreduktion mit nachgeschalteter Elektrostahlerzeugung (CDA, Carbon Direct Avoidance). In der Papierherstellung besteht Potenzial vor allem bzgl. des Energiebedarfs beim Herstellungsprozess von Papier und bei der Zementherstellung bei der Klinkerproduktion.
Kosteneffizienz
Langfristig sehr hohes Kostensenkungspotenzial bei der Eisen- und Stahlherstellung überwiegend durch Einsparungen von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen und CO_2. Langfristig hohes Potenzial bei der Papierherstellung bei Strom und kohlenstoffhaltigen Brennstoffen. Langfristig hohes Potenzial bei der Zementherstellung (überwiegend durch CO_2-Einsparungen).
Inländische Wertschöpfung
– Der Technologiebereich und die Technologiefelder sind stark heterogen, so dass keine detaillierte Analyse für alle drei Technologien möglich bzw. das Potenzial nicht quantifizierbar ist. – Generell besteht jedoch aufgrund der Struktur der deutschen Wirtschaft ein hohes Wertschöpfungspotenzial auf Seiten des Maschinen- und Anlagenbaus und der Komponentenzulieferer.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Deutschland ist mit Blick auf energieeffiziente Prozesstechnologien in der Eisen- und Stahlherstellung sowie Zementherstellung wettbewerbsfähig bis Technologieführer und bei der Papierherstellung wettbewerbsfähig. – Das Förderbudget im Bereich der Energieeffizienz in der Industrie steigt in Deutschland stetig an in den letzten Jahren.
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Eher hohe Marktakzeptanz (ggf. eingeschränkt durch hohe Investitionen oder Amortisationszeiten) – Hohe sozialpol. Akzeptanz und eher hohe lokale Akzeptanz (ggf. beeinträchtigt durch CCU oder CCS vor Ort)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Auf Ebene einzelner Technologiekomponenten bestehen reale Nutzungsdauern von über 20 Jahren (Stahl- und Papierherstellung) und länger (Zementherstellung). –Teilweise hohe Investitionen notwendig (z. B. Oxyfuel Verfahren 330-360 Mio. €/(Mt./a), für Retrofitting immer noch 100 €/(Mt./a)).
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Generell eher geringe Infrastrukturabhängigkeit – Je nach Technologiekomponenten ggf. durch CCU/CCS oder den Ausbau der Anbindung an das Strom- und Erdgasnetz z. B. zur dezentralen Erzeugung von Wasserstoff für H_2-Direktreduktion).
Systemkompatibilität
Anpassungsbedarf überwiegend eher gering. Rückwirkungen und Wechselwirkungen liegen vielseitig vor, können jedoch nicht umfänglich adressiert werden. Beispielsweise führt auf Technologieebene der Wechsel vom Hochofen hin zur H_2-Direktreduktion mit nachgeschalteter Elektrostahlerzeugung zu Wechselwirkungen bzgl. des Strom- und Brennstoffbedarfs. H_2-DRI kann dabei ggf. auch zum Lastausgleich genutzt werden, wenn der Wasserstoff vor Ort produziert wird. Zudem besteht bei allen drei Technologien die Konkurrenz um Biomasse (Reststoffe) für einen Fuel-Switch.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Motivation und Auswahl der Technologien

Der Industriesektor besteht aus vielen unterschiedlichen Branchen, in denen die verschiedensten Prozesse Anwendung finden. Entsprechend unterschiedlich ist auch der Energieverbrauch in den einzelnen Branchen. Wie sich der Endenergieverbrauch bzgl. Brennstoffen und Strom konkret zusammensetzt, ist in Abb. 1-1 dargestellt. Einen maßgeblichen Anteil am Endenergieverbrauch des Industriesektors besitzen dabei die Metallerzeugung, das Papiergewerbe sowie die Verarbeitung von Steinen und Erden. Alle zusammen machen in etwa 37 % des Endenergiebedarfs aus. Neben den genannten Branchen besitzt zudem die Grundstoffchemie mit ca. 19 % einen relativ hohen Anteil. Sie wird jedoch an dieser Stelle von der Betrachtung ausgeklammert, da deren Komponenten (Ammoniak, Ethylen etc.) teilweise im Rahmen anderer Technologiefelder (z. B. *Technologiefeld 4.3: Power-to-liquids/chemicals*) adressiert werden. Zudem besitzen noch andere Branchen einen großen Anteil am Endenergiebedarf, darunter zählen beispielsweise die NE-Metalle, -gießereien, die sehr stromintensiv sind, oder beispielsweise auch die brennstoffintensive Herstellung von Glas und Keramik. Aufgrund der umfangreichen multikriteriellen Bewertung im Rahmen dieses Berichts können jedoch nicht alle Branchen behandelt werden, weshalb der Fokus im Folgenden auf den drei genannten Branchen *Metallerzeugung*, *Papiergewerbe* sowie die *Verarbeitung von Steinen und Erden* liegt. Zusammengenommen werden somit über 55 % des Endenergieverbrauchs des Industriesektors in Deutschland durch die Betrachtung abgedeckt. Im Fokus stehen dabei folgende Prozesse (Technologiegruppen):

- Eisen- und Stahlherstellung
- Papierherstellung
- Zementherstellung

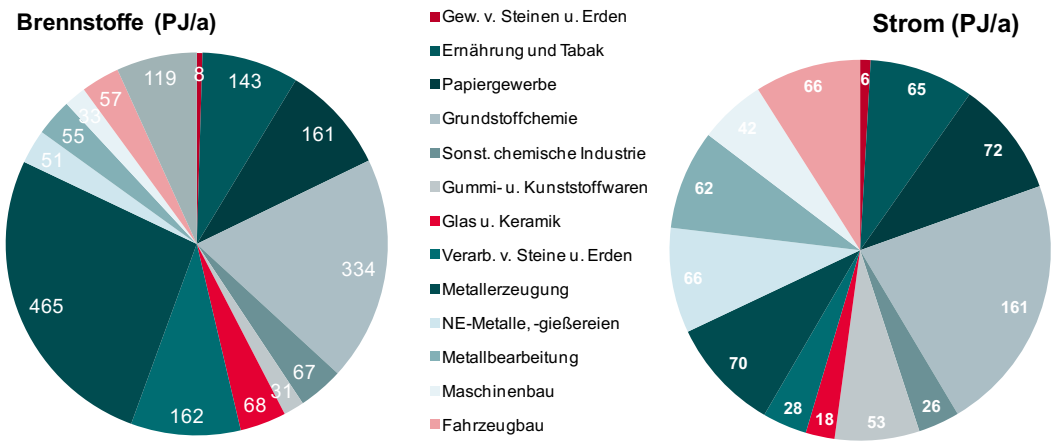


Abb. 1-1 Anwendungsbilanz Brennstoffe und Strom nach Branchen in Deutschland 2015

Quelle: Rohde (2016)

Zur Reduktion des Endenergieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen in diesen Branchen kommt daher den energieeffizienten bzw. CO_2-armen Prozesstechnologien eine entscheidende Rolle zu. Der Begriff „Energieeffiziente Prozesstechnologie“ wird

dabei im Rahmen dieses Technologieberichts bewusst um „CO_2-arme Prozesstechnologien erweitert, da Prozesse, die drastisch die CO_2-Emissionen senken, unter Umständen mehr Energie verbrauchen als derzeitige Prozesse[1].

Im Vergleich zu anderen Technologiefeldern sind die energieeffizienten Prozesstechnologien dabei in ihrer Zahl und somit auch Ausprägung wesentlich vielseitiger, weshalb sich nur bedingt verallgemeinerbare Aussagen treffen lassen. Aufgrund der großen Heterogenität des Technologiefeldes und auch der drei fokussierten Technologiegruppen ist es daher oftmals notwendig, den Aspekt der Energieeffizienz sehr differenziert zu diskutieren, was eine weitere Untergliederung der Technologien in eine Ebene der Teilkomponenten bedingt. Die sich daraus ergebende Gliederung des Technologiefeldes ist in nachfolgender Abb. 1-2 dargestellt[2]. Teilweise kann nur auf Informationen zurückgegriffen werden, die auf Branchenebene vorliegen. Aus diesem Grund sind auch diese nochmals ergänzend für die jeweilige Technologie aufgeführt. Zudem wird im Fall der Papierherstellung nochmals exemplarisch angedeutet, dass den einzelnen Technologiekomponenten noch Effizienzmaßnahmen untergeordnet sind.

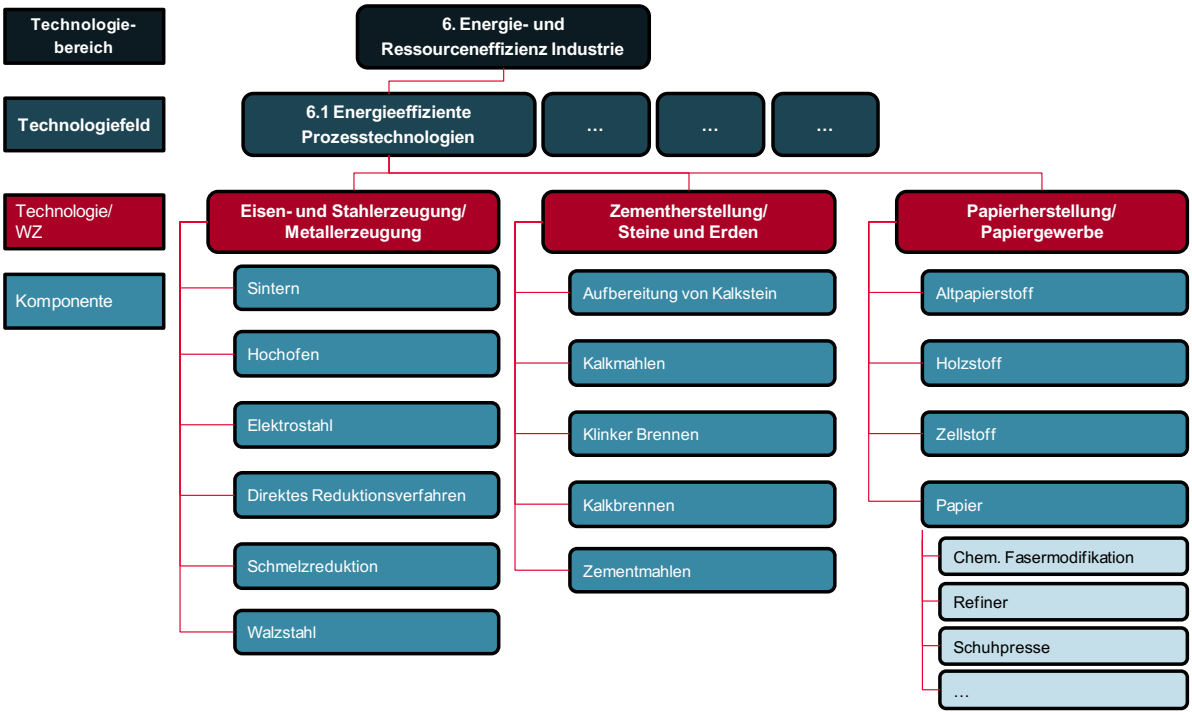


Abb. 1-2 Gliederungsebenen des Technologiefeldes

1.2 Eisen- und Stahlherstellung

In Deutschland besitzt die Eisen- und Stahlindustrie mit 21 % den größten Anteil am Endenergiebedarf des Industriesektors. Da sie weitestgehend auf fossilen Energieträgern beruht, trägt sie auch maßgeblich zum CO_2-Ausstoß bei. Im Jahr 2014 wur-

1 So verbraucht beispielsweise die H_2-DRI mehr Energie als die herkömmliche Hochofenroute, setzt aber deutlich weniger CO_2 frei.

2 Die Prozessstruktur der Komponenten orientiert sich dabei an der Struktur, wie sie auch in der Studie von Öko und ISI 2014 verwendet wird, die im Rahmen der Technologieberichte vielfach als Referenz herangezogen wird. Da die Studie zudem eine bedeutende Datenquelle für diese Technologie darstellt, wird hier dieselbe Prozessstruktur zugrunde gelegt.

den 42,9 Mio. t Rohstahl hergestellt (UBA 2014). Der Energiebedarf hierzu betrug 193,8 TWh an Brennstoffen und 13,8 TWh Strom. Als Rohstoffe wurden im Jahr 2015 in Deutschland u. a. 43 Mio. t Eisenerz, 11,3 Mio. t Kokskohle, 8,4 Mio. t Zuschlagstoffe und 4,2 Mio. t Einblaskohle für die Stahlproduktion verwendet (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015).

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. Die Umwandlung von Eisenerz zu Eisen im Hochofen ist der energieintensivste Schritt in der Eisen- und Stahlherstellung.

Das *Sekundärverfahren* recycelt mit dem Elektrolichtbogenofen Schrott zu Rohstahl. Dieses Verfahren verbraucht im Vergleich zur Hochofenroute deutlich weniger Energie, da im Schrott das Eisenerz bereits umgewandelt vorliegt. Allerdings benötigt dieses Verfahren Stahlschrott, welcher zuvor mit der Primärroute hergestellt wurde.

Die Elektrostahlroute macht in Deutschland ungefähr 30 % der Stahlproduktion aus. Hierzu wurden 2014 ca. 14 Mio. t Schrott verarbeitet. Dieser Anteil könnte jedoch langfristig mit zunehmender Stahlmenge auf 20 Mio. t ansteigen (UBA 2014). Weltweit wurden im Jahr 2014 ca. 1.665 Mio. t Stahl hergestellt. Der Anteil der Elektrostahlroute lag dabei bei ca. 26 %. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil, der über die Elektrostahlroute produziert wird, zukünftig noch weiter anwächst (Worldsteel Association 2017).

Eine dritte Verfahrensroute ist die *Direktreduktion* von Eisenerz mit Erdgas. Diesem Verfahren kommt in Deutschland – und auch in Europa – aufgrund hoher Erdgaspreise nur eine untergeordnete Rolle zu (DRI-Produktion in Deutschland: 0,4 Mio. t in 2014 (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015)).

1.3 Papierherstellung

Die Papierindustrie gehört neben der Eisen- und Stahlherstellung mit einem Energiekostenanteil von über 10 % zu einem der energieintensivsten Industriezweige in Deutschland (Wietschel et al. 2010). Der Papiersektor hatte 2015 einen Endenergieverbrauch von ca. 233 PJ (Rohde 2016). Deutschland nimmt in der Papierproduktion im europäischen Vergleich mit 24,9 % der gesamten europäischen Papierproduktion die Spitzenposition ein (CEPI 2015). Im Jahr 2016 wurden laut Verband Deutscher Papierfabriken e.V. in Deutschland insgesamt 22,63 Mio. t Papier, Pappe und Karton produziert (VDP 2016).

Als Energieträger werden insbesondere Erdgas (36 %), Strom (31 %), Fernwärme (13 %), Biomasse (12 %) und Kohle (6 %) eingesetzt (Rohde 2016). THG-Emissionen sind bei der Papierproduktion vorrangig auf die Verwendung von Strom und Brennstoffe zurückzuführen. Prozessbedingte THG-Emissionen spielen kaum eine Rolle (UBA 2014) .

Bei der Papierproduktion in Deutschland stammt mit ca. 73 % und 16,9 Mio. t (im Jahr 2016) der überwiegende Anteil der Faserstoffe aus Altpapier (Sekundärfasern). Primärfaserstoffe machen somit nur 27 % bzw. 5,9 Mio. t (im Jahr 2016) der eingesetzten Faserstoffe aus. Der Anteil der Zellstoffe unter den Primärfasern ist hierbei deutlich höher (~ 80 %) als der der Holzstoffe (VDP 2017b).

Die Herstellung von Papier erfolgt in zwei Schritten: der Gewinnung von Fasermaterial und der anschließenden Produktion des Produkts. Zunächst werden im ersten Schritt aus den Rohstoffen Holz und Altpapier Faserstoffe hergestellt (Wietschel et al. 2010):

- Meist direkt am Ort der Papierherstellung wird mithilfe eines mechanischen Verfahrens Holzstoff erzeugt.
- Zudem kann durch die Aufbereitung von Altpapier der sog. Altpapierstoff hergestellt werden.

Zusätzlich zum Zellstoff, dem Holzstoff und dem Altpapierstoff fließen noch weitere Füll- und Hilfsstoffe in die Produktion mit ein. Das Papierprodukt wird durch die Stoffaufbereitung und die anschließende Papiermaschine hergestellt. In der Stoffaufbereitung werden die Faserstoffe nach der Suspension mit Wasser in einem Refiner gemahlen, was je nach Fabrik und Papiersorte sehr energieintensiv sein kann. In der Papiermaschine wiederum wird die Fasersuspension (bestehend aus 1 % Feststoffgehalt) innerhalb weniger Sekunden zu einer Papierrolle transformiert. Die Transformation erfolgt durch die Schritte Stoffauflauf, Pressenpartie, Trockenpartie und Aufrollung. Insbesondere die Handhabung der Entwässerung und der Trocknung tragen wesentlich zu einer energieeffizienten Papiermaschine bei (Wietschel et al. 2010).

Die Jahresproduktion großer Papiermaschinen beträgt dabei bis zu 600.000 Tonnen (70 Tonnen pro Stunde). Mit einem Gewicht von bis zu 5.000 Tonnen, einer Bahnbreite bis zu 12 m und bis zu 250 m Länge gehören Papiermaschinen zu den größten Industriemaschinen (Wietschel et al. 2010).

1.4 Zementherstellung

Die Zementindustrie ist charakterisiert durch einen vergleichsweise hohen Anteil der Brennstoffe am Endenergieverbrauch. Dieser betrug im Jahr 2015 ca. 25 TWh, während der Anteil des Stroms bei vergleichsweise geringen 3,5 TWh lag (VDZ 2016b). Die weltweite Zementindustrie ist für fünf Prozent der anthropogenen CO_2-Emissionen verantwortlich (Wietschel et al. 2010). Dabei sind in etwa 70 % (12,65 Mio. t in 2014) der gesamten CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie rohstoffbedingt (VDZ 2016a).

Zement wird in vier Verfahrensschritten hergestellt. Zunächst wird das Rohmaterial (Kalkstein, Kalkmergel, Ton und Sand) gewonnen und anschließend zu Rohmehl mit einer definierten Zusammensetzung unter Verwendung von elektrischer Energie aufbereitet. Im dritten Schritt wird das Rohmehl mithilfe von Brennstoffen zu Zementklinkern gebrannt. Dieser wird abschließend, ggf. mit Zusätzen, ebenfalls unter Aufwendung von elektrischer Energie, gemahlen (Wietschel et al. 2010).

Die Nachfrage nach Zement ist abhängig von den Bautätigkeiten der jeweiligen Länder. China beispielsweise produziert mehr als die Hälfte (51,3 %) der weltweiten Zementnachfrage, während die Zementproduktion innerhalb Europas seit 2007 kontinuierlich gesunken ist (CEMBUREAU 2016).

Zwar konnten die spezifischen CO_2-Emissionen innerhalb von 20 Jahren (1990-2010) von etwa 350 kg CO_2/t Zement auf 175 kg CO_2/t Zement reduziert werden, jedoch seitdem nicht mehr merklich weiter gesenkt werden (VDZ 2017).

2 Stand F&E in Deutschland

Im Folgenden wird kurz der Stand der Technologieentwicklung für die fokussierten Technologiegruppen erläutert. Eine umfassende Abhandlung ist an dieser Stelle jedoch nicht möglich und es wird auf weiterführende Literatur (wie beispielsweise Fleiter et al. 2013 oder UBA 2014) verwiesen. In der vorliegenden Studie werden vielmehr solche Verfahren hervorgehoben, denen eine relevante Rolle im Rahmen der energieeffizienten Prozesstechnologien zukommen dürfte, allerdings ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Weiterhin wird hierzu auch die nationale Perspektive um eine internationale Perspektive erweitert.

2.1 Eisen- und Stahlherstellung

Verschiedene Studien zeigen, dass das Potenzial von Effizienzmaßnahmen in der Eisen- und Stahlindustrie begrenzt ist (Arens et al. 2016; Fleiter et al. 2013). Solche Maßnahmen umfassen beispielsweise die Abwärmenutzung am Elektrolichtbogenofen und der Hochofenschlacke oder das Dünnbrammengießen. Auch der Hüttengasverbund kann energetisch optimiert werden. Maßnahmen wie die Gichtgasrückführung oder die stoffliche Nutzung von Hüttengasen gehen jedoch über eine reine Energieeffizienzverbesserung hinaus, da die Gase damit nicht mehr (wie heute) zur Verstromung zur Verfügung stehen. Anstelle der sehr CO_2-intensiven Hüttengasverstromung könnte der Eigenstrombedarf der Hüttenwerke über erneuerbare Quellen gedeckt werden, so dass CO_2-Emissionen im Gesamtsystem vermieden würden. Das Schmelzreduktionsverfahren verzichtet im Gegensatz zur Hochofenroute auf die energieintensiven Prozesse der Koksofen- und der Sinteranlage, indem Kohle und Erze direkt in den Reaktor gegeben werden. Das Corex- und Finex-Verfahren sind kommerzielle Anlagen, die dieses Ziel verfolgen (Hasanbeigi et al. 2014). Das Schmelzreduktionsverfahren Hisarna wird derzeit im Rahmen von europäischen Förderprogrammen entwickelt (Ulcos 2017).

Weiterreichende CO_2-Reduktionen lassen sich nur über neue Prozesstechnologien erzielen, die nicht mehr auf Kohle als Reduktionsmittel basieren, sondern CO_2-arme Alternativen nutzen. Dies können zum einen Wasserstoff und zum anderen Strom sein, sofern sie CO_2-arm erzeugt wurden. Die Stahlherstellung mit Wasserstoff ist über die Direktreduktion möglich (H_2-DRI). Dieses Verfahren ist bereits kommerziell verfügbar. Forschungsbedarf besteht aber im Bereich der Versorgung dieser Anlage mit Wasserstoff, der aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Stahlerzeugung mit Strom über die Elektrolyse ist ebenfalls eine CO_2-arme Prozesstechnologie, sofern der Strom aus Erneuerbaren Energien stammt. Dieses Verfahren befindet sich noch am Beginn der Entwicklung. Problematisch ist derzeit u. a. der zu erwartende hohe Flächenverbrauch sowie die notwendige Umwandlung von Eisen in Stahl durch einen notwendigen Kohlenstoffgehalt im Stahl von etwa 2 %. Für dieses Verfahren wird der Markteintritt für etwa 2050 erwartet. Weiterreichende CO_2-Emissionen in der Stahlherstellung werden voraussichtlich zu einem erhöhten Energiebedarf führen. Die Erzeugung von Stahl auf Basis von Wasserstoff wird mehr Energie verbrauchen, da die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ein zusätzlicher energieintensiver Schritt ist. Die Rückführung des Gichtgases in den Hochofen (TGR-BF) erfordert u. a. eine zusätzliche energieintensive Gasreinigung (Wietschel et al. 2010; Weigel et al. 2016; Pardo und Moya 2013).

Im europäischen Ulcos-Projekt wurden vier Technologien erforscht (TGR-BF, Ulcored, eine Direktreduktion auf Erdgasbasis, Hisarna, und die Elektrolyse von Eisenerz), von denen drei Technologien für die anschließende Abscheidung und Speicherung des entstandenen CO_2 (CCS) vorgesehen waren (Ulcos 2017).

Für die weitere Betrachtung der Technologie Eisen- und Stahlherstellung wird alkalische Elektrolyse aufgrund ihrer späten Verfügbarkeit ausgeklammert, während Hisarna und H_2-DRI teilweise explizit als Technologiekomponente bei der Bewertung einzelner Kriterien angeführt werden.

2.2 Papierherstellung

Bei der Papierherstellung bieten sich verschiedene Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung. So liegt der Schwerpunkt bei der Weiterentwicklung der Papiermaschinen vor allem auf einer Erhöhung der Produktionskapazität und -geschwindigkeit. Zur Energieeffizienzsteigerung bei der Stoffaufbereitung bzw. der Mahlung des Faserstoffes im Refiner, bei dem üblicherweise ein sehr hoher Energieverbrauch zu verzeichnen ist, kann die Kompressionsmahlung eingesetzt werden (Fleiter et al. 2013).

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. Ein Beispiel für eine Innovation im Bereich der Trocknung in der Papiermaschine ist die Schuhpresse (Wietschel et al. 2010).

Innovationen bei elektrischen Antrieben sind darüber hinaus auch denkbar und werden im entsprechenden *Technologiefeld 6.2: Energieeffiziente Querschnittstechnologien* näher diskutiert. Neben den technischen Verbesserungen reduziert das Recycling von Papier ebenfalls stark den Energieverbrauch (Wietschel et al. 2010; Fleiter et al. 2013).

Auch hier bedarf es zudem weiterer „Breakthrough"-Technologien, um die Reduktionsziele zu erreichen. Hierbei werden unterschiedliche Ansätze verfolgt, wie z. B. innovative Trockenverfahren, Deep eutetic solvents, Biorefinery-Konzepte oder auch wiederum die Einbindung von CCS. Nachfolgend soll nochmals auf zwei Ansätze etwas detaillierter eingegangen werden. Die Black liquor gasification, die auch bereits in IEA (2009) „Energy transitions industry" und EC (2013) „Best practice in pulp and paper" als vielversprechende Technologie genannt wurde, sowie die chemische Fasermodifikation, der ebenfalls ein hohes Effizienzpotenzial innewohnt. Die beiden Ansätze werden zudem stellenweise zur späteren Bewertung der Kriterien herangezogen.

1 | Black liquor Vergasung

Black liquor wird auch als Schwarzlauge bezeichnet und ist ein energiereiches Nebenprodukt der Zelluloseherstellung in der Papierindustrie. Es entsteht bei der Bildung der Papierfaser durch Trennung des Lignins vom Zellstoff. 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 (Bajpai 2014; IEA Bioenergy 2007).

2 | Fasermodifikation

Die Fasermodifikation ermöglicht höhere Anforderungen in Bezug auf Dimensionsstabilität und Feuchteaufnahme bei Verpackungs- und Spezialpapieren. 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 dabei bis zu 100 kWh/t Papier betragen (Erhard et al. 2010; Fleiter et al. 2013).

Langfristig kann die Energieeffizienz vor allem durch ein wasserloses Herstellungsverfahren und durch die Wärmerückgewinnung gesteigert werden. Zudem wird an Möglichkeiten des Einsatzes von Wasseralternativen für die Faser-Wasser-Suspension geforscht (Wietschel et al. 2010; Fleiter et al. 2013).

2.3 Zementherstellung

Zur Steigerung der Energieeffizienz und Verringerung des CO_2-Ausstoßes gibt es bei der Herstellung von Zement bisher drei wesentliche Möglichkeiten:

- Reduzierung des Klinkeranteils im Zement durch Erhöhung des Anteils an Zumahlstoffen (z. B. die granulierte Hochofenschlacke oder Kalksteinmehl) – dadurch kann thermische Energie eingespart werden, die das Klinkerbrennen benötigt. Der Anteil an Zumahlstoffen im Zement ist allerdings abhängig von den Eigenschaften der Zementsorten und der Akzeptanz von Seiten der Verbraucher (Fleiter et al. 2013; Wietschel et al. 2010; UBA 2014).
- Verstärkter Einsatz von Sekundärbrennstoffen (aus Abfall wie z. B. Kunststoffe oder Hausmüll und biogenen Brennstoffen) zur Schonung fossiler Energieträger wie z. B. Steinkohle oder Erdgas (Fleiter et al. 2013; Wietschel et al. 2010).
- Einsatz energieeffizienter und prozessoptimierter Maschinen und Anlagen, wie beispielsweise durch den Bau von größeren Ofeneinheiten sowie kleineren Durchmessern (z. B. durch Verwendung einer Tertiärluftleitung) und kürzeren Öfen (z. B. durch Verlagerung eines Teils der Entsäuerung des Rohmehls in den Calcinator), zur Reduktion spezifischer Wärmeverluste. Der Einbau eines Calcinators spart ca. 8 % des spezifischen thermischen Energieverbrauchs ein, bei einem modernen Rostkühler mit sich selbst einstellendem Kühlluftverteilungssystem sind es sogar 9 % (Fleiter et al. 2013; Wietschel et al. 2010).

Weitere Einsparungen können durch die Vorwärmung des Rohmaterials, Brennstoffs und der Verbrennungsluft durch die Nutzung von Abwärme erzielt werden. Durch das Organic-Rankine-Cycle-Verfahren (ORC-Verfahren) kann die Abwärme aus der Klinkerkühlerabluft auch zur Stromerzeugung verwendet werden. Beim Mahlen des Rohmaterials, Brennstoffs und Klinkers kann weiterhin Energie durch den Einsatz von Vertikal-Walzmühlen und Gutbett-Walzmühlen anstatt der üblichen Kugelmühlen eingespart werden (Fleiter et al. 2013; Wietschel et al. 2010).

Neben den genannten Ansätzen wird insbesondere auch den nachfolgenden Ansätzen ein sehr hohes Reduktionspotenzial zugesprochen: dem Post-Combustion CO_2

capture und Oxyfuel-Verfahren, wie es beispielsweise im CEMCAP-Projekt Anwendung findet, sowie den low-carbon Zementen.

1 | Post Combustion capture im Rahmen des CEMCAP-Projekts

Bei CEMCAP handelt es sich um ein im Rahmen von Horizon 2020 gefördertes EU-Projekt, das sich mit dem Auffangen und Speichern des während der Zementherstellung entstehenden CO_2 beschäftigt (Sintef 2017). Beim Post-Combustion-Verfahren wird das CO_2-haltige Abgas nach dem Verbrennungsvorgang durch chemische Absorption gebunden und vom Abgas getrennt.

2 | Oxyfuel-Verfahren

Beim Oxyfuel-Verfahren wird zuerst der Stickstoff in der Luft vom Sauerstoff abgetrennt. Anschließend erfolgt dadurch eine sauerstoffreiche Verbrennung von Kohle. Das dabei entstehende Abgas ist sehr CO_2-reich und kann eingelagert oder auch industriell weiterverwendet werden.

3 | Low-carbon Zement

Beim low-carbon Zement handelt es sich, wie beispielsweise im Fall von Celitement, um einen neuartigen Zement, der in Bezug auf Anwendungen und Eigenschaften mit herkömmlichem Portlandzement vergleichbar ist, jedoch bei der Herstellung nur 50 % der Energie benötigt und 50 % des CO_2 ausstößt (UBA 2014; Celitement 2017). Neben dem genannten CELITEMENT gibt es noch weitere solcher Ansätze, wie ECOBinder, Novacem oder Zeobond, wobei derzeit noch nicht absehbar ist, ob alle auch die Marktreife erreichen werden (UBA 2014).

Für die Diskussion einzelner Kriterien wird im späteren Verlauf nochmals näher auf das Oxyfuel-Verfahren und die Low-carbon Zemente eingegangen.

2.4 Ausweisung und Systemgrenzen der Technologien in den relevanten Energieszenarien

Für die nachfolgende Untersuchung und Bewertung der Kriterien wurden im Rahmen des Projekts relevante Studien ausgewählt und aufgelistet, die als entsprechende Grundlage für die Bewertung der Technologiefelder herangezogen werden sollen. Zur Bewertung der darin enthaltenen quantitativen Aussagen wurde vorab untersucht, inwieweit die Technologien für das betrachtete Technologiefeld darin behandelt werden. Einen Überblick über das Ergebnis dieser Literaturschau liefert die nachfolgende Tab. 2-1.

In der BMU-Leitstudie werden die Technologien nur am Rande genannt, ohne Angaben bzgl. deren zukünftiger Entwicklung zu machen. Die Studie „Treibhausgasneutrales Deutschland“ liefert unter anderem konkret für die drei Branchen einen Ausblick zum Endenergieverbrauch und zu THG-Emissionen für das Jahr 2050. Für die zwischengelagerten Jahre wird jedoch keine Aussage getroffen. Prognos et al. (2013) beinhaltet ebenfalls Aussagen über den Energieverbrauch in den drei Branchen im Rahmen einer Referenz- und Trendprognose. Die Informationen liegen jedoch aggregiert auf Ebene der Sektoren (z. B. Industrie) vor und es werden keine dezidierten Angaben zu den THG-Emissionen gemacht. Die Klimaschutzszenarien 2050 von Öko und ISI beinhalten die beiden Szenarien KS 80 und KS 95, in denen ebenfalls Aussa-

gen zur Entwicklung der Energieverbräuche in den drei Branchen getroffen werden. Es werden Informationen sowohl auf Branchen-Ebene gegeben als auch Produktionsmengen für einzelne Prozesse darin. Angaben zu den THG-Emissionen werden für die relevantesten prozessbedingten Emissionen gelistet, insgesamt werden sie jedoch nur auf Sektorenebene ausgewiesen.

Auf internationaler Ebene befassen sich die Energy Technology Perspectives 2016 (IEA 2016b) mit den Energiebedarfen in den drei Fokusbereichen, ohne Auskunft über die Produktionsmengen zu geben. Eine solche Information findet sich jedoch in der Vorgängerversion (IEA 2014). In allen weiteren gelisteten Studien finden die fokussierten Technologien keine explizite Nennung. Einzig der World Energy Outlook 2016 (IEA 2016a) befasst sich teilweise noch mit der Eisen- und Stahlherstellung, jedoch lediglich im Kontext mit dem Bedarf an hierzu benötigter Kohle.

Tab. 2-1 Übersicht ausgewählter Langfristszenarien und Betrachtung der Fokustechnologien in den jeweiligen Studien.

Autoren (Jahr)	Kurztitel	TG A	TG B	TG C
Deutschland				
DLR et al. (2012)	BMU Leitstudie 2011	☐	☐	☐
UBA (2014)	Treibhausgasneutrales Deutschland	☒	☒	☒
Prognos et al. (2014)	Entwicklung der Energiemärkte	☒	☒	☒
Fraunhofer IWES et al. (2015)	Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr	☐	☐	☐
Öko und ISI (2015)	Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht	☒	☒	☒
Fraunhofer ISE (2013)	Energiesystem Deutschland 2050	☐	☐	☐
ÜNB (2016)	Netzentwicklungsplan Strom / Gas 2030	☐	☐	☐
International				
IEA (2016a)	World Energy Outlook 2016	☐	☐	☐
IEA (2016b)	Energy Technology Perspectives 2016	☒	☒	☒
Greenpeace International et al. (2015)	Energy [R]evolution	☐	☐	☐
World Energy Council (2016)	World Energy Scenarios 2016	☐	☐	☐
Technologiegruppen A: Eisen- und Stahlherstellung, B: Papierherstellung, C: Zementherstellung				

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass sich auf Basis der ausgewiesenen Energieszenarien nur eine bedingt differenzierte Aussage treffen lässt, da es teilweise an alternativen Szenarien, der zeitlichen Auflösung oder dem notwendigen Detaillierungsgrad für die Technologien mangelt. Dadurch ist es notwendig, auf weitere Quellen zurückzugreifen, um dennoch eine quantitative Aussage zu den Kriterien treffen zu können. Aus diesem Grund werden ergänzend die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland von ISI et al. (2017) mitbetrachtet. Die Langfristszenarien umfassen zwei relevante Szenarien: ein *Referenzszenario*,

das die Klimaziele verfehlt und dessen vorrangiger Zweck es ist, als Referenz für das Basisszenario zu fungieren. Entsprechend werden bereits etablierte Standards und Ordnungspolitiken beibehalten und bleiben auf dem derzeitigen Niveau bestehen, werden aber nicht mehr verschärft. Das *Basisszenario* basiert grundsätzlich auf den Annahmen des Referenzszenarios, unterstellt jedoch eine ambitioniertere Handlungsweise bzgl. Anlagenaustausch, Materialeffizienz usw. Ziel des Szenarios ist es zu untersuchen, wie die energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Kosten erreicht werden können. Die Langfristszenarien weisen dabei die Entwicklung der Produktionsmengen für einzelne Prozesse aus sowie, im Gegensatz zu obigen Studien, auch die THG-Emissionen für einzelne Technologien nicht auf Sektorebene, sondern auch für Branchen. Zudem liefert die Studie eine Betrachtung der Differenzkosten zwischen beiden Szenarien, was insbesondere für Kriterium 6 von Vorteil ist, da in obigen Studien keine Informationen zu Investitionen gegeben werden.

Um die übergreifende Vergleichbarkeit der Aussagen in den einzelnen nationalen Studien beurteilen zu können, werden diese nachfolgend nochmals etwas detaillierter bzgl. der Systematik betrachtet, wie sie die einzelnen Technologien bzw. Branchen abgrenzen.

Tab. 2-2 Vergleich der berücksichtigten Wirtschaftszweige in den relevanten Studien

	Öko und ISI (2015)	UBA (2014)	Prognos et al. (2014)	ISI et al. (2017)
Papier	Papiergewerbe (WZ 21)	Papier- und Zellstoffindustrie	Papiergewerbe (WZ 17)	Papiergewerbe (WZ 17)
Metall	Metallerzeugung (WZ 27.1)	Stahlherstellung	Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen (WZ 24.1)	Metallerzeugung (WZ 24.1)
Zement	Verarbeitung v. Steinen u. Erden (WZ 26 ohne 26.1, 26.2 und 26.3)	Zementindustrie, Kalkindustrie	Verarbeitung v. Steinen u. Erden (WZ 23 ohne 23.1, 23.2, 23.31, 23.32 und 23.4)	Verarbeitung v. Steinen u. Erden (WZ 23 ohne 23.1, 23.2, 23.31 und 23.4)

WZ = Wirtschaftszweig

Insgesamt orientieren sich die Studien an der Definition der Wirtschaftszweige (2003 oder 2008). Die berücksichtigten WZ bei Öko und ISI 2015 sowie ISI et al. 2017 sind dabei gleich. Auch Prognos et al. 2014 basiert auf dieser Einordnung, mit der Ausnahme, dass im Fall der Verarbeitung von Steinen und Erden die Ziegel (WZ 23.32) explizit ausgegrenzt werden. Somit entsteht hier eine Abweichung, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden muss. UBA (2014) orientiert sich ebenfalls an der WZ-Klassifizierung, wobei dann in einem weiteren Schritt daraus nochmals die relevantesten Branchen ausgewählt wurden.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Der Bereich der energieeffizienten Prozesstechnologien umfasst als Sammelbegriff eine Vielzahl an unterschiedlichen Prozesstechnologien, die sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien befinden. Eine Bewertung auf der Ebene der Technologiegruppe energieeffiziente Prozesstechnologien oder der Technologien wie z. B. der Eisen- und Stahlherstellung wäre an dieser Stelle daher wenig repräsentativ und aussagekräftig, weshalb nochmals eine weitere Ebene tiefer auf die einzelnen Technologiekomponenten (TK) eingegangen wird. Während hierbei bei den bereits kommerziell verfügbaren Lösungen eine kontinuierliche Verbesserung der Prozesse angestrebt wird, soll im Folgenden der Fokus verstärkt auf neuere Ansätze mit einem hohen Effizienzpotenzial gelegt werden und diese exemplarisch betrachtet werden. Diese Ansätze wurden bereits im vorherigen Kapitel kurz erläutert. Die Auswahl wird im anschließenden Kriterium 2 ebenfalls wiederum aufgegriffen.

Eisen- und Stahlherstellung

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1 Hisarna und TK 2 Wasserstoffbasierte Direktreduktion

Hisarna-Schmelzreduktion: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☒	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Wasserstoff Direktreduktion: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☒	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☒	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Papierherstellung

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1Black liquor gasification und TK 2 Chemische Fasermodifikation

Black liquor gasification: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Chemische Fasermodifikation: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Zementherstellung

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiekomponente TK1Low-carbon Zement und TK2 Oxyfuel

Low-carbon Zement: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Oxyfuel: Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Insgesamt spiegeln die obigen Einschätzungen die ungefähre Marktreife wieder. Ob diese Technologien letztendlich jedoch auch alle in Deutschland Verwendung finden werden, hängt natürlich auch immer von den unternehmenspolitischen Entscheidungen der Akteure ab.

Eine kommerziell verfügbare Anlage mit Schmelzreduktion entsprechend dem Hisarna-Prozess wird voraussichtlich noch zehn Jahre und mehr benötigen. Zuvor müssen noch erfolgreich Tests an den Pilotanlagen und Demonstratoren durchgeführt werden (Eurofer 2013). Die Errichtung einer Demoanlage ist für das Jahr 2020 geplant (Ghenda 2017). Im Fall der wasserstoffbasierten Direktreduktion ist eher mit

einem Markteintritt ab 2040 zu rechnen, da hierzu Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien in großen Mengen benötigt wird.

Die Verfahren aus dem Bereich der Papierherstellung sind bereits weit fortgeschritten, dürften bis zum Jahr 2020 verfügbar sein (CEPI 2011). Low-carbon Zemente und Oxyfuel im Bereich der Zementherstellung dürften voraussichtlich eher mittelfristig um das Jahr 2025 verfügbar sein.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Wie bereits in der Erläuterung zu Kriterium 1 geschildert, gilt es auch hier der großen Heterogenität energieeffizienter Prozesstechnologien gerecht zu werden. Aus diesem Grund erfolgt an dieser Stelle ebenfalls eine vertiefende Betrachtung einzelner Technologiekomponenten.

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Nachfolgend erfolgt die Betrachtung für die drei Technologiegruppen der Eisen- und Stahlherstellung, Papierherstellung und Zementherstellung.

Eisen- und Stahlherstellung

Tab. 3-4 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Eisen- und Stahlherstellung

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TK1	TK2
Grundlagenforschung			
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☒
Demonstration		☐	☐
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☐
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐
Kommerzialisierung			
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

Technologiekomponenten TK1: Hisarna, TK2: H_2-Direktreduktion

Die Einordnung der Technologiekomponenten entsprechend der TRL-Klassifikation zeigt, dass im Bereich der Technologien Eisen- und Stahlherstellung die TRL-Level zwischen 4 und 6 liegen. Dabei befindet sich die Hisarna-Schmelzreduktion bereits in der Phase der Demonstration im niederländischen Ijmuiden, während die wasserstoffbasierte Direktreduktion noch demonstriert werden muss. State-of-the-art bildet hier derzeit die Erdgas-DRI (ohne CCS).

Papierherstellung

Tab. 3-5 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Papierherstellung

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TK1	TK2
Grundlagenforschung			
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐
Demonstration		☐	☐
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☒
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☐
Kommerzialisierung			
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

Technologiekomponenten TK1: Black-liquor gasification, TK2: Chemische Fasermodifikation

Im Bereich der Technologie der Papierherstellung befinden sich sowohl die Black liquor gasification als auch die chemische Fasermodifikation in der Demonstration. Die Vergasung der Schwarzlauge wird dabei erfolgreich von Chemrec beispielsweise in Piteå in Schweden betrieben (NETL o.A.).

Zementherstellung

Tab. 3-6 Aktuelles Entwicklungsstadium der Technologiekomponenten zur energieeffizienten Zementherstellung

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TK1	TK2
Grundlagenforschung			
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐
Demonstration		☐	☐
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐
Kommerzialisierung			
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

Technologiekomponenten TK1: Low-carbon Zement, TK2: Oxyfuel

Die Einordnung der Technologiekomponenten im Bereich der Zementherstellung zeigt, dass sich der Low-carbon Zement derzeit noch in der Demonstration befindet. So existiert beispielsweise in Schwenk ein Demonstrator zur Produktion verschiedenster Celitement-Varianten und einer Kapazität von ca. 150 kg/d. Die Oxyfuel combustion befindet sich ebenfalls ungefähr auf TRL 6 und muss noch demonstriert werden (Hoenig 2017).

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Im Folgenden werden die drei Technologiegruppen Eisen- und Stahlherstellung, Papierherstellung und Zementherstellung in Bezug auf die fokussierten Technologiekomponenten bezüglich des damit verbundenen technischen und wirtschaftlichen Risikos bewertet.

Eisen- und Stahlherstellung

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Eisen- und Stahlherstellung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
TK 1 Hisarna						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
TK 2 H_2-Direktreduktion						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Auf Seiten der Eisen- und Stahlherstellung ist das technische Risiko beim Hisarna-Prozess als eher geringer einzuschätzen. Die wasserstoffbasierte Direktreduktion basiert im Kern auf der bekannten Direktreduktion, weshalb das technische Risiko gering ist. Mit Blick auf das wirtschaftliche F&E-Risiko sind beide Prozesse allein schon aufgrund der hohen Investitionen von mehreren 100 Mio. € als eher riskant einzustufen. Zudem besteht bei der H_2-DRI noch das wirtschaftliche Risiko bzgl. der Wasserstoffkosten bzw. der Kosten und Auslastung eines Elektrolyseurs, sofern der Wasserstoff selbst produziert werden soll.

Papierherstellung

Tab. 3-8 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Papierherstellung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
TK 1 Black liquor gasification						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
TK 2 Chemische Fasermodifikation						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Bei der Black liquor gasification bestehen nur geringe technische Hürden, die es zu überwinden bzw. zu beachten gilt. Dies betrifft beispielsweise das Feuerfest-System zum Schutz des Vergasers sowie die Reinheit des Synthesegases. Wirtschaftliche Risiken bestehen durch die fehlende Bereitstellung von Geldern und die hohen Kosten des Feuerfest-Systems. Die chemische Fasermodifikation kann dagegen, was sich auch im zugehörigen TRL-Level widerspiegelt, bezüglich des technischen und wirtschaftlichen Risikos als eher gering eingeschätzt werden.

Zementherstellung

Tab. 3-9 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe Zementherstellung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
TK 1 Low-carbon Zement						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
TK 2 Oxyfuel						
Das technische Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das wirtschaftliche Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

Das technische Risiko für die low-carbon Zemente kann ebenso wie das wirtschaftliche Risiko als eher hoch eingeschätzt werden. Dies betrifft zum einen die Produktqualität und die Zertifizierung; zum anderen die hohen Investitionen für Entwicklung solch neuer Zementarten und die Produktionsstätten zu deren Produktion sowie deren unklare Marktdurchdringung. Das Oxyfuel combustion besitzt dagegen ebenfalls ein eher geringes technisches Risiko, während das wirtschaftliche Risiko für die F&E-Tätigkeiten wiederum aufgrund der hohen Investitionen als eher hoch eingeschätzt werden kann.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Die Rohstoffe, die im Bereich der energieeffizienten Prozesstechnologien als kritisch zum Betrieb der Anlagen anzusehen sind, betreffen überwiegend die Rohstoffverfügbarkeit von Materialien zur Eisen- und Stahlherstellung, wie beispielsweise die Verfügbarkeit von Roheisen oder von Schrott zur Herstellung von Elektrostahl. Zudem sind Rohstoffe relevant, die zur Herstellung von legierten Stählen verwendet werden, wie beispielsweise Nickel oder Chrom.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die Bestimmung des internationalen Marktpotenzials erfolgt auf Basis der Szenarien aus IEA 2014. Eine weitere differenzierte Betrachtung ist hier jedoch aufgrund fehlender Informationen in den fokussierten Studien nicht möglich.

Das Marktpotenzial für energieeffiziente Prozesstechnologien ergibt sich durch deren Diffusion im Anlagenbestand im Zuge vom Neuaufbau oder Austausch von Produktionsanlagen. Somit kann die Produktionsmenge von Eisen und Stahl, Papier und Zement als Indikator für die Größe des Marktpotenzials aufgefasst werden. Hierzu werden zuerst die Bandbreiten der in der Studie hinterlegten Szenarien für die Jahresproduktionsmenge in Mt ausgewiesen und in einem weiteren Schritt das Marktpotenzial, das sich zum einen aus den sich daraus ableitenden Neuanschaffungen aufgrund eines Marktwachstums und zum anderen aus notwendigen Ersatzinvestitionen ergibt. Als Anlagenlebensdauer werden hierzu für die Eisen-und Stahlherstellung sowie Papierherstellung 25 Jahre angenommen und für die Zementherstellung 30 Jahre (obwohl diese auch zum Teil deutlich höher liegen können).

Eine monetäre Quantifizierung des Marktpotenzials kann für die energieeffizienten Prozesstechnologien weder auf internationaler noch auf nationaler Ebene in sinnvoller und konsistenter Weise gegeben werden. Der Grund hierfür liegt zum einen in der hohen Anzahl der Effizienztechnologien[3], die in manchen Studien in die Berechnungen einfließen, und zum anderen darin, dass deren genaue Diffusion und Investitionen nicht erkennbar und somit auch nicht auf andere Studien übertragbar sind.

Die Szenarien der IEA gehen sowohl im 2°-Szenario als auch im >2°-Szenario von gleichbleibenden minimalen und maximalen Produktionsmengen aus. Aus diesem Grund sind die Angaben für beide Szenarien identisch. Diese minimalen und maximalen Produktionsmengen sollen dabei in den jeweiligen Szenarien nochmals eine Unterscheidung nach geringer und hoher Nachfrage nach dem Produkt darstellen.

[3] So werden allein in Repenning et al. (2015) in den drei fokussierten Technologiebereichen mehr als 50 Effizienztechnologien eingesetzt.

Eisen- und Stahlherstellung

Tab. 4-1 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Rohstahlproduktion

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2020	1.840	1.990	1.840	1.990
2030	2.020	2.220	2.020	2.220
2040	2.160	2.400	2.160	2.400
2050	2.300	2.570	2.300	2.570

Die globale Produktion von Rohstahl wird von der IEA bis zum Jahr 2050 mit maximal 2.570 Mt. angegeben. Unter Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung und evtl. Ersatzinvestitionen ergibt sich daraus für den Zeitraum 2041-2050 ein maximales Marktpotenzial von ca. 1.200 Mt.

Tab. 4-2 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Rohstahlherstellung

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2011-2020	1.060	1.270	1.060	1.270
2021-2030	990	1.120	990	1.120
2031-2040	1.000	1.140	1.000	1.140
2041-2050	1.060	1.200	1.060	1.200

Papierherstellung

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Technologie Pulp-and-Paper-Produktion

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2020	500	550	500	550
2030	600	720	600	720
2040	680	870	680	870
2050	760	1.030	760	1.030

Die globale Pulp-and-Paper-Produktion wird von der IEA bis zum Jahr 2050 mit maximal 1030 Mt. angegeben. Unter Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung und evtl. Ersatzinvestitionen ergibt sich daraus für den Zeitraum 2041-2050 ein maximales Marktpotenzial von 570 Mt.

Tab. 4-4 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Technologie Pulp-and-Paper-Produktion

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2011-2020	300	370	300	370
2021-2030	340	460	340	460
2031-2040	350	500	350	500
2041-2050	380	570	380	570

Zementherstellung

Tab. 4-5 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für die Zementherstellung

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2020	4.390	4.560	4.390	4.560
2030	4.360	4.990	4.360	4.990
2040	4.420	5.270	4.420	5.270
2050	4.480	5.550	4.480	5.550

Die globale Zementproduktion weist von den drei Technologiebereichen die größten Produktionsmengen auf. Diese werden von der IEA bis zum Jahr 2050 mit maximal 5550 Mt. angegeben. Unter Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung und evtl. Ersatzinvestitionen ergibt sich daraus für den Zeitraum 2041-2050 ein maximales Marktpotenzial von ungefähr 2130 Mt.

Tab. 4-6 Analyse des globalen Marktpotenzials für die Zementherstellung

Jahr	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	Mt		Mt	
	Min	Max	Min	Max
2011-2020	2.220	2.450	2.220	2.450
2021-2030	1.420	2.090	1.420	2.090
2031-2040	1.530	2.040	1.530	2.040
2041-2050	1.550	2.130	1.550	2.130

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Zur Bestimmung des nationalen Marktpotenzials kann auf eine detailliertere Datenbasis zurückgegriffen werden. Hier bieten insbesondere die Studien von Öko und ISI (2015), des UBA (2014) und die ergänzte Studie ISI et al. (2017) dezidierte Angaben zur Entwicklung der Produktionsmengen auf Prozessebene. Deren Entwicklung bildet in den Studien Öko und ISI (2015) und ISI et al. (2017) die Basis für die Bottom-up-Bestimmung der Energiebedarfe und THG-Emissionen mithilfe des FORECAST-Modells. Im Fall der Studie des UBA (2014) liegen diese Angaben teilweise ebenfalls vor, jedoch beschränkt auf das Jahr 2050. Die der Bewertung der Marktpotenziale zugrundeliegenden Min- und Max-Angaben für ausgewählte Prozesse in den jeweiligen Technologiebereichen aus den Studien werden nachfolgend vor Darstellung der

Marktpotenziale abgebildet. Die Darstellung der sich daraus ergebenden Marktpotenziale erfolgt anschließend auf aggregierter Ebene der Gesamtproduktion (beispielsweise an Papier) und nicht mehr auf Prozessebene. Das methodische Vorgehen bzgl. der Berechnung der Marktpotenziale ist dabei identisch zu der Bestimmung der internationalen Marktpotenziale.

Eisen- und Stahlherstellung

Das nationale Marktpotenzial für die Eisen- und Stahlherstellung wird überwiegend durch die Hochofen- und Elektrostahlroute bestimmt. Die eingangs erwähnte H_2-DRI oder der Hisarna-Prozess werden in den Studien nicht berücksichtigt bzw. explizit ausgewiesen. UBA (2014) berücksichtigt dagegen im Jahr 2050 auch DRI mit regenerativ erzeugtem Methan. In den Studien von Öko und ISI (2015) und ISI et al. (2017) wird lediglich der Weiterbestand der Erdgas-DRI Anlage in Hamburg abgebildet.

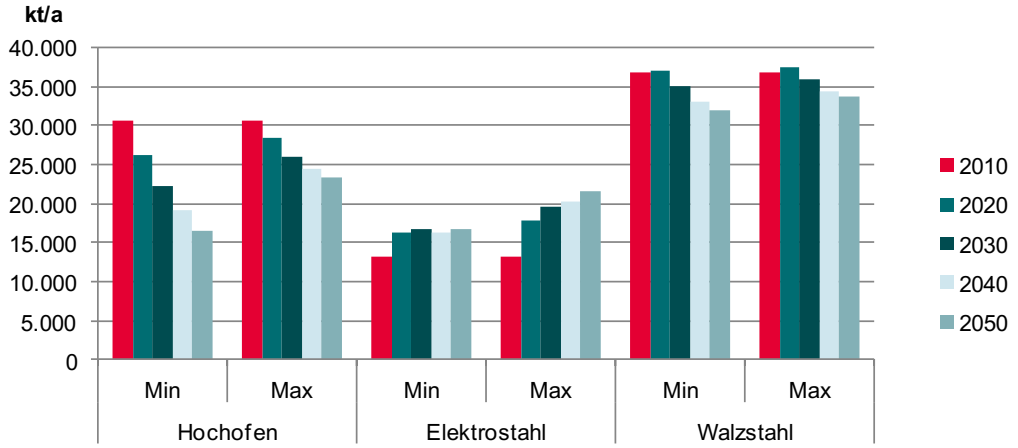


Abb. 4-1 Entwicklung ausgewählter Prozesse der Eisen-Stahlherstellung

Tab. 4-7 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Eisen-undStahlherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2020	44.160	44.720	44.160	
2030	41.722	42.791	41.721	
2040	39.434	40.970	39.434	
2050	38.104	40.109	38103	45.000

Die Studien gehen weitestgehend von einer sinkenden nationalen Eisen- und Stahlherstellung auf ca. 38 bis 40 Mio. t aus. Einzige Ausnahme bildet hier die Studie UBA (2014). Dort wird auch für das Jahr 2050 von einer Produktion um die 45 Mio. t. ausgegangen. Das maximale Marktpotenzial liegt in den 2040er Jahren bei ca. 14 Mio. t beziehungsweise 23,6 Mio. t im Falle des Studie UBA (2014).

Tab. 4-8 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Eisen- und Stahlherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	12.695	13.412	13.238	
2021-2030	14.220	15.480	14.280	
2031-2040	13.460	14.400	13.460	
2041-2050	13.940	15.140	13.800	23.600

Papierherstellung

Für die Papierherstellung zeichnet sich eine stetige Zunahme der Produktionsmenge ab, wobei der Anteil der Altpapierstoffe ebenfalls stetig zunimmt.

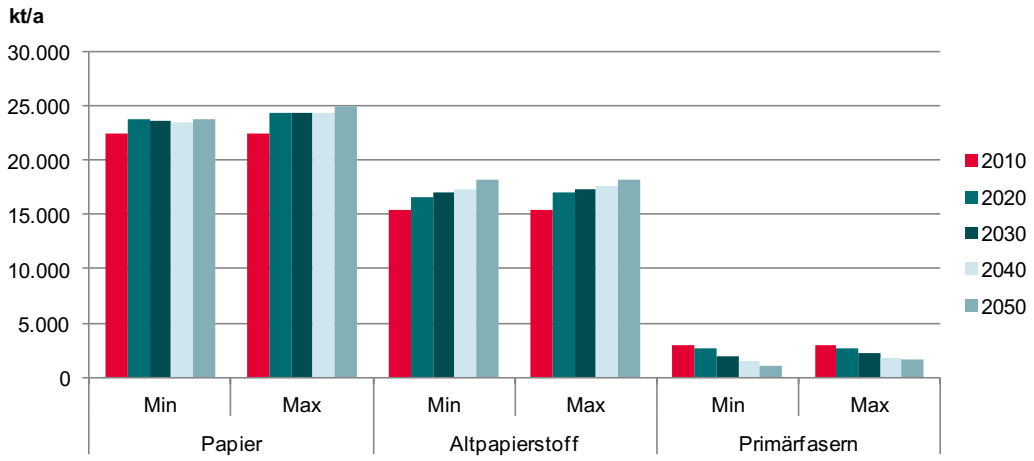


Abb. 4-2 Entwicklung der Prozesse in der Papierherstellung

Im Gegenzug reduziert sich der Anteil der produzierten Primärfasern über den Betrachtungszeitraum hinweg.

Tab. 4-9 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Papierherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2020	23.700	24.000	23.700	
2030	23.700	24.300	23.700	
2040	23.500	24.400	23.450	
2050	23.700	25.000	22.600	23.700

Die Papierherstellung ist die einzige betrachtete Technologie, bei der die Studien von einer steigenden Produktionsmenge auf nationaler Ebene ausgehen. Diese wird für das Jahr 2050 auf 22 bis 25 Mio. t geschätzt. Das entsprechende Marktpotenzial dürfte somit in den 2040er Jahren bei 8 - 11,5 Mio. t liegen.

Tab. 4-10 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Papierherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	7.830	8.200	7.830	
2021-2030	9.480	10.020	9.480	
2031-2040	9.200	9.860	9.130	
2041-2050	9.680	10.600	8.190	9.730

Zementherstellung

Für die Zementherstellung lässt sich auf Basis der Studien ein Rückgang der Produktionsmenge beobachten. Ebenfalls in Abb. 4-3 kann der Rückgang der hierzu benötigten Menge an Klinkern abgelesen werden. Neben einer sinkenden Produktionsmenge kann dies auch auf den ebenfalls sinkenden Klinkerfaktor[4] zurückgeführt werden.

[4] Dieser Anteil kann für ausgewälte Szenarien in Tab. 4-14 nachgesehen werden.

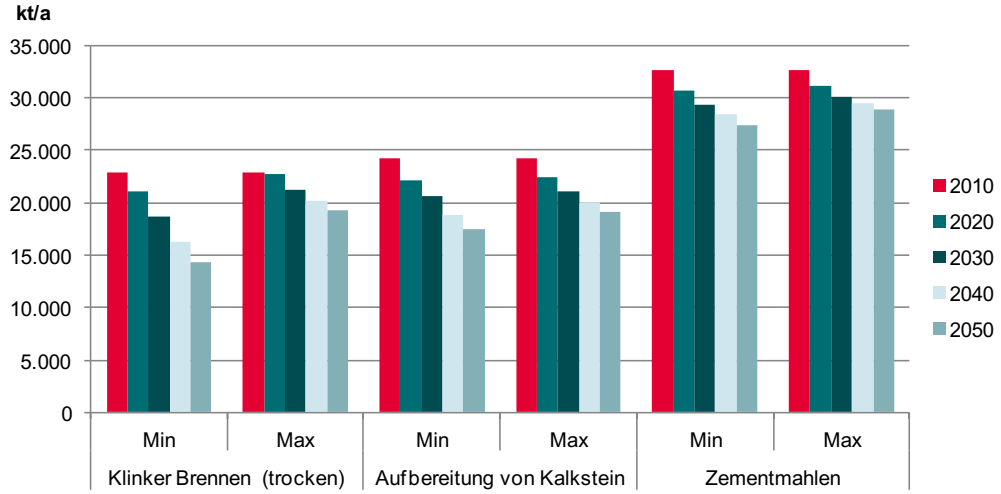


Abb. 4-3 Entwicklung ausgewählter Prozesse der Zementherstellung

Der Effekt des Klinkerfaktors auf den Bedarf an Klinkern wird in obiger Abbildung besonders für das Jahr 2050 durch die große Differenz zwischen den beiden Min- und Max-Werten deutlich.

Tab. 4-11 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für die Technologie Zementherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2020	30.700	31.000	30.700	
2030	29.400	30.200	29.400	
2040	28.400	29.500	284.00	
2050	27.500	29.000	27.470	30.600

Auf Basis der Studien zeichnet sich ein Rückgang der Zementproduktion bis zum Jahr 2050 ab. Zu diesem Zeitpunkt dürfte die Produktion zwischen 27,5 und 30,5 Mio. t liegen. Das zugehörige Marktpotenzial in der Zeitspanne von 2041 bis 2050 ergibt sich damit zu 8,2 bis 9,2 Mio. t.

Tab. 4-12 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologie Zementherstellung

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	kt		kt	
	Min	Max	Min	Max
2014-2020	5.140	5.510	5.140	
2021-2030	8.500	9.270	8.500	
2031-2040	8.470	9.130	8.470	
2041-2050	8.270	9.170	8.230	8.270

Auch wenn das Marktpotenzial nicht zusätzlich monetär bewertet werden konnte, so lässt sich doch erkennen, dass insgesamt ein großes Marktpotenzial besteht. Dieses Ergebnis auf Basis der ausgewerteten Studien spiegelt sich auch wieder in den Ergebnissen aus einer ergänzenden Onlineumfrage im Rahmen des Projekts zum Marktpotenzial der energieeffizienten Prozesstechnologien (für die Bereiche Fertigungstechnik, Thermoprozesse und chemische Prozesstechnik). Das Marktpotenzial wurde dort auch durchgehend als eher groß bis groß eingestuft (ifo Institut 2017).

Implizierte nationale Wachstumsrate der Technologien

Nachfolgend aufgeführt sind die Wachstumsraten für die drei Technologien. Die Zahlen spiegeln dabei nochmals wieder, was bereits in vorangegangenen Tabellen ersichtlich war.

Tab. 4-13 Ermittlung der Wachstumsraten für die Technologien

Technologie	CAGR (2030)	CAGR (2050)
Eisen- und Stahlherstellung	- 0,2	- 0,3
Papierherstellung	0,3	0,1
Zementherstellung	- 0,5	- 0,4

Für die Eisen- und Stahlherstellung sowie die Zementherstellung wird entsprechend der ausgewerteten Studien mit einem negativen CAGR gerechnet, während die Papierherstellung einen leicht positiven CAGR aufweist.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Ausgehend von dem zuvor in Kriterium 3 ermittelten Marktpotenzial werden in Kriterium 4 die Potenziale zur Verringerung der Treibhausgasemissionen ermittelt. Grundlage für die Bewertung stellen die Studien und Szenarien von ÖKO und ISI (2014), Prognos et al. (2014) und ISI et al. (2017) dar. Als Referenzszenario dient das AMS-Szenario, das im Rahmen der Klimaschutzszenarien als BAU-Szenario fungiert

(Repenning et al. 2015). Das Referenzszenario umfasst somit die dort aufgeführten Produktionsstrukturen, -mengen und Diffusion der Effizienztechnologien. Somit handelt es sich bei der Referenz nicht um eine spezifische Technologie, sondern vielmehr um einen Technologiemix. Das Vermeidungspotential ergibt sich somit anhand der Differenz zwischen den betrachteten Szenarien und dem Referenzszenario.

In den Szenarien werden dabei nicht per se alle zur Verfügung stehenden Effizienzmaßnahmen implementiert, sondern die Entscheidung hierfür findet unter der Prämisse einer gewissen Wirtschaftlichkeit statt. Die theoretischen Einsparpotenziale dürften somit höher ausfallen. Die unterschiedliche Diffusion von Effizienzmaßnahmen ist in nachfolgender Abb. 4-4 für die drei fokussierten Technologien beispielhaft anhand zweier Szenarien aus ISI et al. (2017) abgebildet. Durch den Diffusionsgrad der Maßnahmen werden somit der Energiebedarf und somit auch die THG-Emissionen in den Szenarien unterschiedlich stark beeinflusst.

Neben der Diffusion der einzelnen Effizienzmaßnahmen gibt es in den jeweiligen Technologien zentrale Einflussgrößen[5], die den Energiebedarf oder die THG-Emissionen ebefalls sehr stark beeinflussen. Im Fall der Eisen- und Stahlherstellung ist dies beispielsweise der Anteil an Elektrostahl[6], im Fall der Papierherstellung der Anteil an Recyclingfaserstoffen und bei der Zementherstellung der bereits genannte Klinkerfaktor. Tab. 4-14 bietet hierzu eine Übersicht, wie sich diese Größen im Laufe der Zeit in den Szenarien aus Öko und ISI (2014) und ISI et al. (2017) entwickeln. In Prognos et al. (2014) sind hierzu keine Angaben ausgewiesen.

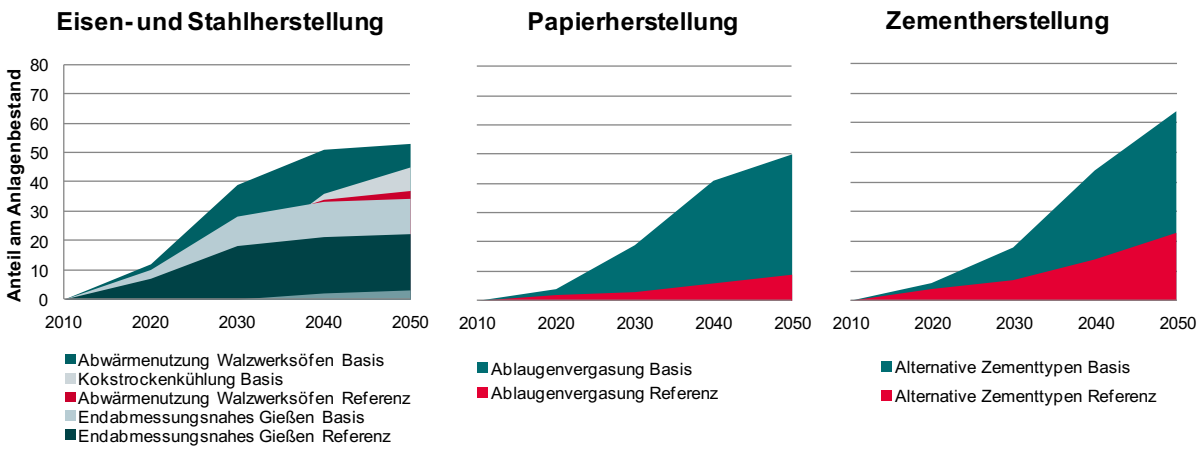


Abb. 4-4 Diffusion ausgewählter Effizienzmaßnahmen

Quelle: basierend auf ISI et al. (2017)

5 Hierbei kann es sich auch um eine Technologiekomponente handeln.

6 Dieser ist zudem von der Verfügbarkeit von Schrott abhängig.

Tab. 4-14 Entwicklung zentraler Einflussgrößen in den Szenarien

Prozent	2010	2030				2050				
		Ref	Basis	AMS/ KS80	KS95	Ref	Basis	AMS/ KS80	KS 95	UBA
Stahl: Anteil Elektrostahl	30	39	47	39	42	42	57	45	45	100
Papier: Anteil Recyclingfaserstoff	85	89	90	89	90	92	95	92	95	83
Zement: Klinkerfaktor	77	70	63	69	64	67	54	61	52	60

Letztlich werden die Treibhausgasemissionen noch dadurch stark determiniert, ob und in welchem Umfang CCS angewendet wird. Hier unterscheiden sich die Studien im Umgang bzw. bei der Berücksichtigung der Option von CCS/CCU. Während beispielsweise UBA (2014) und Prognos et al. (2014) diese Option ausschließen, findet sie bei Öko und ISI (2015) im KS 95 Szenario Verwendung. Der Anteil der von CCS erfassten Emissionen steigt dabei von 20 % im Jahr 2030 auf 100 % im Jahr 2050 an. In den Langfristszenarien von ISI et al. (2017) wird im Basisszenario ebenfalls CCS als Option angesehen und im Industriesektor für bestimmte Prozesse zugelassen. In den Studien werden mit Ausnahme von ISI et al. (2017) keine Angaben zu den CO_2-Emissionen auf Technologieebene gemacht, sondern nur für den Gesamtsektor Industrie. Zur Bestimmung der Emissionen wurde daher folgendes Vorgehen verfolgt:

In einem ersten Schritt wurden die Strom- und Brennstoffbedarfe in den unterschiedlichen Szenarien erhoben. Zur Bestimmung der energiebedingten Emissionen wurden anschließend für den Strom die in der Methodik vorgegebenen Emissionsfaktoren herangezogen. Für die Brennstoffe wurde der den drei Technologien spezifisch unterliegende Brennstoffmix berücksichtigt und Emissionsfaktoren entsprechend der Studie UBA 2017 verwendet. In einem weiteren Schritt wurden dann noch ggf. zusätzlich die prozessbedingten Emissionen wie in den Studien angegeben ergänzt und ggf. noch der Effekt von CCS in den Szenarien berücksichtigt[7].

Aufgrund der Struktur der Studien beziehen sich die nachfolgenden Angaben zu den Treibhausgas-Emissionen und zur Energie- und Ressourceneffizienz (Kriterium 5) auf die in Tab. 2-2 ausgewiesenen Wirtschaftszweige. Es handelt sich somit nicht ausschließlich um die Prozesse der Eisen-und Stahlherstellung, Papierherstellung oder Zementherstellung.

Entsprechend der beschriebenen Vorgehensweise konnten für die drei Technologien folgende Treibhausgas-Emissionen im Vergleich zum Referenzfall vermieden werden:

[7] Für das KS 95 Szenario aus Öko und ISI (2014) wurde hierbei ein ähnlicher Effekt durch die Abscheidung wie im Basisszenario von ISI et al. (2017) unterstellt.

Tab. 4-15 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Eisen-und Stahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a		Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	1	1	3	5
2030	1	3	8	11
2040	1	5	12	17
2050	1	5	12	19

Tab. 4-16 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Papierherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a		Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	0	3	2	3
2030	2	6	3	6
2040	2	7	6	8
2050	1	4	6	10

Tab. 4-17 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Technologie Zementherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a		Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	2	12	8	12
2030	4	12	5	12
2040	5	12	8	13
2050	6	11	10	11

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Der Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz fokussiert, im Gegensatz zu Kriterium 4, die eingesparte Primärenergie. Hierbei wird sowohl das Einsparpotenzial an Strom als auch an Brennstoffen berücksichtigt. Als Grundlage für deren Berechnung werden, wie bereits bei Kriterium 4, wiederum die szenariospezifischen Strom- und Brennstoffbedarfe herangezogen. Zur Ausweisung der eingesparten Primärenergie wird der Strombedarf anschließend mit den methodisch vorgegebenen Primärenergiefaktoren multipliziert. Für die kohlenstoffbasierten Brennstoffe wird vereinfachend für den gesamten Betrachtungszeitraum ein Primärenergiefaktor von 1,1 angesetzt. Das Einsparpotenzial bildet hierbei wiederum die Differenz zum AMS-Szenario.

Auf Basis dieser Vorgehensweise ergeben sich folgende vermiedene Primärenergieeinsätze:

Tab. 4-18 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Eisen- und-Stahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	PJ/a		PJ/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	13	14	40	65
2030	10	40	85	125
2040	50	60	110	145
2050	40	60	120	150

Tab. 4-19 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Papierherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	PJ/a		PJ/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	14	27	40	45
2030	25	40	75	80
2040	30	70	90	110
2050	20	80	60	130

Tab. 4-20 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Technologie Zementherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	PJ/a		PJ/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	0	15	0	20
2030	5	25	10	35
2040	20	40	25	60
2050	10	40	2	45

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Zur Bestimmung der Kosteneffizienz werden die systemischen Kosten herangezogen. Diese sind in den relevanten Studien jedoch mit Ausnahme von ISI et al. (2017) nicht ausgewiesen. Eine rechnerische Bestimmung der systemischen Kosten bedingt es, die Investitionen und Betriebskosten einer Technologie hinreichend quantifizieren zu können. Dies ist jedoch im Falle der energieeffizienten Prozesstechnologien aufgrund der großen Anzahl an Optionen[8] sowie deren szenarioabhängiger Diffusion in den drei fokussierten Technologien im Rahmen dieses Technologieberichts nicht zu leisten. Stattdessen erfolgt die Bewertung der Kosteneffizienz anhand der eingesparten bzw. vermiedenen Kosten, was auch dem auf „Vermeidung“ ausgerichteten Charakter des Technologiefeldes entspricht. Um dennoch, wenn auch nicht in der ganzen Breite über alle Szenarien hinweg, eine Einordnung zu den systemischen Kosten zu ermöglichen, erfolgt abschließend noch die Darstellung der Differenz-Energiekosten und Differenz-Fixkosten zwischen dem Basisszenario und dem Referenzszenario aus ISI et al. (2017).

Zur Berechnung der vermiedenen Kosten werden die drei Komponenten Stromkosten, Brennstoffkosten und Kosten für CO_2-Zertifikate berücksichtigt. Die jeweils zugrundeliegenden Mengen wurden in den vorangegangenen Kriterien bereits bestimmt. Für die Berechnung der eingesparten Stromkosten werden zudem die Börsenpreise und Netzentgelte, wie sie in der Methodik festgelegt wurden, herangezogen. Grundlage für die Bestimmung der eingesparten Strommenge bildet Kriterium 5. Ebenfalls auf Kriterium 5 beruht die eingesparte Menge an Brennstoffen. Die Brennstoffzusammensetzung basiert auf den Angaben für das AMS-Szenario (Öko und ISI 2014; Tabelle 5-28), das KS 80-Szenario (Öko und ISI 2014; Tabelle 5-31) und das KS 95-Szenario (Öko und ISI 2014; Tabelle 5-31). Die jeweiligen Energieträgerkosten wurden aus Fleiter et al. (2013) übernommen[9]. Die Kosten für emittiertes CO_2 werden auf Basis der vermiedenen Treibhausgase aus Kriterium 4 und den CO_2-

[8] Im Fall der Klimaschutzszenarien und Langfristszenarien sind es über 50 Maßnahmen.

[9] Die Energieträgerpreise sind dort nur bis zum Jahr 2035 gelistet. Für die nachfolgenden Jahre wurden die Werte vereinfachend als konstant angenommen.

Zertifikatspreisen aus der projektinternen Methodikvorgabe (*Teilbericht* 1) berechnet.

Unter den geschilderten Prämissen ergeben sich für die drei Technologien folgende Kostenersparnisse im Vergleich zur Referenz.

Tab. 4-21 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Eisen- und Stahlherstellung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mrd. €/a		Mrd. €/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	0,2	0,8	0,2	0,8
2030	0,2	0,9	0,2	0,9
2040	0,0	1,2	0,0	1,2
2050	1,1	1,5	1,1	1,5

Tab. 4-22 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Papierherstellung inDeutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mrd. €/a		Mrd. €/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	0,1	0,4	0,4	0,5
2030	0,0	0,6	0,9	1,0
2040	0,6	1,5	1,1	1,3
2050	0,6	1,9	1,0	2,3

Tab. 4-23 Jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Technologie Zementherstellung inDeutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	Mrd. €/a		Mrd. €/a	
	Min	Max	Min	Max
2020	0,2	0,4	0,2	0,3
2030	0,4	0,7	0,3	0,6
2040	0,8	1,4	0,7	0,9
2050	1,0	1,8	0,7	0,9

Der Vergleich der Kosteneinsparpotenziale zwischen den drei Bereichen zeigt, dass sich auf Seiten der Eisen- und Stahlherstellung rein rechnerisch die größte Kostenersparnis ergibt, gefolgt von der Papierherstellung und der Zementherstellung. Die größten Treiber sind dabei im Fall der Zementherstellung die Reduktion der Treibhausgasemissionen und somit der damit verbundenen CO_2-Zertifikatskosten. Bei der Papierherstellung rühren die Einsparungen überwiegend von den Brennstoff- und Stromkosten her, während bei der Eisen- und Stahlherstellung die Reduktion der Brennstoffkosten maßgeblich für die Kostenersparnis ist. An dieser Stelle soll jedoch nochmals erwähnt werden, dass diese Ersparnisse auch stets mit Investitionen für die entsprechenden Prozesstechnologien verbunden sind. Aus diesem Grund sind die dargestellten Kostenersparnisse auch nicht alleine aussagekräftig. Hierfür ist die Ausweisung der systemischen Kosten besser geeignet. Da, wie bereits eingangs erläutert, hierzu jedoch nur in einer Studie Aussagen getroffen wurden, kann hier keine differenzierte Betrachtung erfolgen. Stattdessen werden die Ergebnisse der in ISI et al. (2017) aufgeführten Fixkosten-Differenz und Energiekosten[10]-Differenz nachfolgend wiedergegeben.

[10] Somit werden etwaige Einsparungen durch CO_2-Zertifikate hierin nicht berücksichtigt.

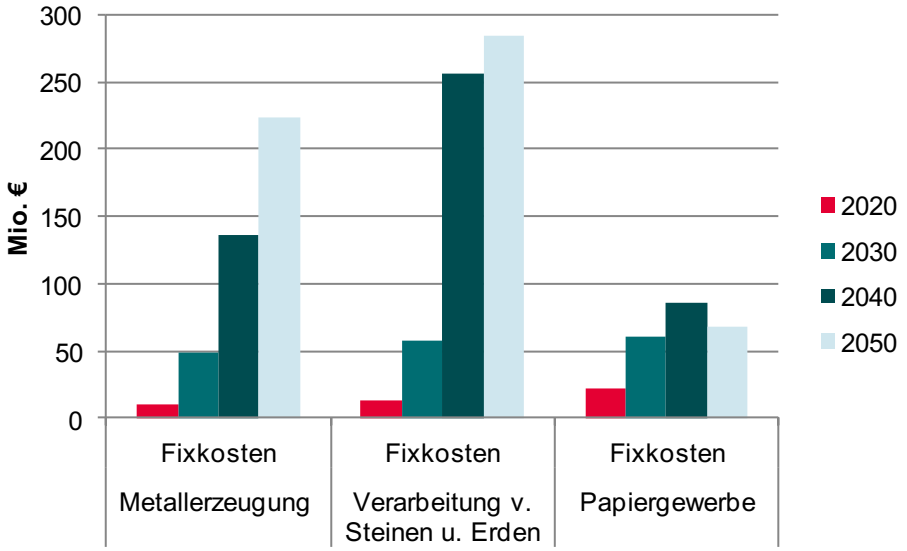


Abb. 4-5 Annualisierte Differenz-Fixkosten

Quelle: Basierend auf ISI et al. (2017)

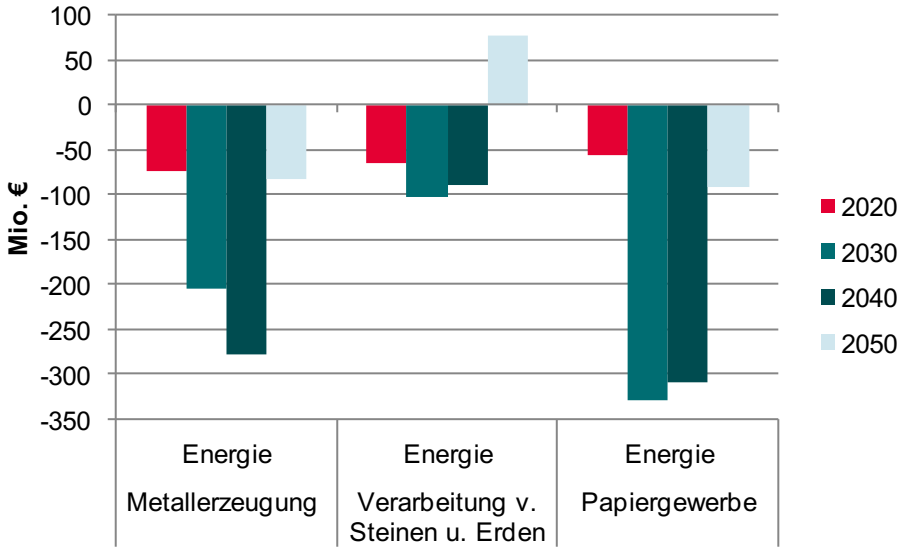


Abb. 4-6 Annualisierte Differenz-Energiekosten

Quelle: Basierend auf ISI et al. (2017)

Aus den beiden Diagrammen geht hervor, dass die Fixkosten im Bereich der Papierherstellung deutlich geringer sind als in den beiden anderen Fällen. Dennoch lässt sich hier die größte Einsparung an Energie verwirklichen. Für die Metallerzeugung sind die Fixkosten vergleichsweise hoch, was ebenso für die Verarbeitung von Steinen und Erden zutrifft. Der starke Anstieg in den Jahren 2040 und 2050 dürfte hierbei ein Indiz sein, dass ein Teil dieser Fixkosten auf Investitionen für CCS zurückzuführen sind. Die Einsparung an Energiekosten im Fall der Verarbeitung von Steinen und Erden fällt vergleichsweise gering aus und verursacht um das Jahr 2050 sogar

Mehrkosten. Dies unterstreicht nochmals die Vermutung, dass die Investitionen nicht primär getätigt wurden, um Energiekosten einzusparen, sondern um die THG-Emissionen zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund soll auch an dieser Stelle nochmals auf die Notwendigkeit hingewiesen werden, den Begriff der energieeffizienten Prozesstechnologien im Rahmen dieses Technologieberichts erweitert auch als „CO_2-arme Prozesstechnologien“ zu verstehen.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Der Beitrag zur inländischen Wertschöpfung durch energieeffiziente Prozesstechnologien lässt sich aufgrund der bereits genannten Heterogenität ohne eine ausgiebige Analyse nur schwer quantifizieren. Bestehende Studien verbleiben zudem auf einer eher aggregierten Ebene. So wird etwa das Effizienzpotenzial für die gesamte Industrie auf 450 Mrd. € beziffert. Aufgrund dieser schwierigen Datengrundlage werden das Kriterium und die Bedeutung der energieeffizienten Prozesstechnologien für die inländische Wertschöpfung daher eher qualitativ anhand ihrer direkten und indirekten Effekte diskutiert.

Energieeffiziente Prozesstechnologien liefern einen direkten Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit der Branchen, in denen sie verwendet werden. Alle drei fokussierten Branchen sind sehr energieintensiv und die Energiekosten machen einen nicht unerheblichen Anteil der Herstellkosten aus. Dieser liegt bei der Papierherstellung bei mehr als 10 % und bei der Zementherstellung bei ca. 16 % des Bruttoproduktionswertes. Eine entsprechende Verringerung dieser Kosten wirkt sich somit direkt auf die Herstellungskosten aus.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht kommt den drei Branchen eine wichtige Rolle zu. Die Papierindustrie erwirtschaftete im Jahr 2016 einen Umsatz von ca. 14,2 Mrd. €, wobei mit 10,1 Mio. Tonnen ungefähr 45 % der Produktion exportiert werden. Zudem beschäftigt sie 39 950 Personen (VDP 2017a). Der Umsatz der Zementindustrie war im Jahr 2015 mit 2,49 Mrd. € geringer. Generiert wird dieser von 22 Unternehmen, die 55 Zementwerke betreiben. Die Produktion dieser Werke liegt bei ca. 31,2 Mio. t und bietet Arbeit für 7.810 Beschäftigte (VDZ 2016b). Im Fall der Metallerzeugung und -verarbeitung (WZ 24) sowie der Herstellung von Metallerzeugnissen (WZ 25) lag der Umsatz im Jahr 2015 bei etwa 31,2 Mrd. € und es wurden 74.172 Personen beschäftigt (Statistisches Bundesamt 2017). Konkret für den Bereich der WZ24.1-Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen liegt die Bruttowertschöpfung bei ca. 6 Mrd. €.

Neben der Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit dieser Branchen bergen energieeffiziente Prozesstechnologien zudem das Potenzial, auch direkt auf lokaler Ebene einen Beitrag zur Beschäftigung zu liefern (Weigel et al. 2016).

Letztlich liefern die energieeffizienten Prozesstechnologien indirekt über die entsprechenden Technologien einen Beitrag zur Sicherung von Industriezweigen, die maßgeblich sind für die inländische Wertschöpfung und Exportstärke Deutschlands. So findet der produzierte Stahl beispielsweise direkte Verwendung in der Automobil- oder Maschinenbauindustrie (Lemken et al. 2008).

Für die Stahlherstellung liefert Limbers 2016 eine Abschätzung dieser wertschöpfungskettenübergreifenden Effekte. Hierbei wird die Entwicklung der Wertschöp-

fung und der Beschäftigung in der deutschen Stahlindustrie (WZ 24.1) untersucht. Dies erfolgt anhand eines Referenzszenarios, in dem keine CO_2-bedingten Kosten anfallen und entsprechend eines Belastungsszenarios, in dem der CO_2-Preis bis 2030 auf 40,7 €/t ansteigt. Im Basisszenario bleibt die Bruttowertschöpfung in etwa bei 6 Mrd. €, während sie im Belastungsszenario um 3,7 Mrd. € im Vergleich zu 2010 sinkt. In diesem Szenario wird weiterhin der Effekt auf den Industriesektor (exkl. WZ24.1) mit -8 Mrd. €, für die Baubranche mit -1 Mrd. € und auf gesamtwirtschaftlicher Ebene mit -30 Mrd. € beziffert (Limbers 2016).

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass, auch wenn sich der Beitrag von energieeffizienten Prozesstechnologien nicht exakt bestimmen lässt, es außer Frage steht, dass sie sowohl einen wesentlichen Einfluss auf die Wertschöpfung und Beschäftigung der sie verwendenden Branchen haben als auch auf deren nachgelagerte Branchen. Zudem profitieren natürlich auch die vorgelagerten Branchen wie der Maschinen- und Anlagenbau[11], die die entsprechenden Prozesstechnologien entwickeln und vertreiben.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Die Bewertung der deutschen Industrie bezüglich der fokussierten Technologien erfolgt an dieser Stelle unter Berücksichtigung der vorherrschenden Heterogenität in aggregierter Form.

Tab. 4-24 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologie-Eisen- und Stahlherstellung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☒ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Tab. 4-25 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologie-Papierherstellung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefelds weltweit?		
Technologiefeld	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

[11] (z. B. Siemens, ThyssenKrupp Industrial Solutions, SMS Siemag, etc.)

Tab. 4-26 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologie-Zementherstellung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☒ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Im Bereich der Eisen- und Stahlhersteller gibt es einige Akteure, die im Bereich der F&E sehr aktiv sind: Beispielsweise verfolgt ThyssenKrupp im Rahmen des Carbon2Chem-Projekts einen Ansatz abgeschiedenes CO_2 im Sinne eines CCU weiterzuverarbeiten. Die Salzgitter AG dagegen geht hier einen anderen Weg und plant im Rahmen des Projekts Salcos schrittweise mittels DRI von einer kohlenstoffbasierten Stahlproduktion zu einer wasserstoffbasierten Produktion zu wechseln. Hierzu wird die H_2-Direktreduktion mit einer nachgeschalteten Elektrostahlerzeugung gekoppelt (Ghenda 2017).

Im Fall der Zementherstellung ist HeidelbergCement der dominante deutsche Akteur. Das Unternehmen hat in den letzten 10 Jahren 800 Mio. € in Forschung und Entwicklung investiert. Entsprechend breit ist auch die Beteiligung des Unternehmens an Projekten. In Brevik erfolgt ein Projekt zur Erforschung von Möglichkeiten zum Carbon Capture. Zudem ist HeidelbergCement im Oxyfuel-Project von ECRA beteiligt und stellt direkt oder über Italcementi Prototypen wie beispielsweise den Kalzinator zur Verfügung. Weiterhin sind sie auch im Konsortium des Projekts LEILAC vertreten. Im Rahmen des CEMCAP-Projekts wurden im Werk in Hannover die Tests einer Klinkerkühlung durchgeführt (van der Meer 2017).

Mit Blick auf die Papierherstellung kann vermutlich weniger von einer Technologieführerschaft gesprochen werden, da hier überwiegend skandinavische Unternehmen dominant sind. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die deutsche Industrie in den fokussierten Technologien durchweg wettbewerbsfähig bis Technologieführer ist. Dabei soll jedoch an dieser Stelle nochmals betont werden, dass dieses Bild auf Einzelunternehmensebene auch abweichen kann. Zwar gibt es mit Unternehmen wie beispielweise ThyssenKrupp in der Eisen- und Stahlherstellung oder HeidelbergCement in der Zementherstellung globale Technologieführer, denen stehen jedoch mitunter auch eine Vielzahl an kleineren KMU gegenüber, deren Leistungsfähigkeit nicht auf einem solchen Niveau rangiert.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Tab. 4-27 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für das Technologiefeld energieeffiziente Prozesstechnologien – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	34,1
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	+3,46
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	+13,95
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	14.569
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	0,23
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	+16,66
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene im jeweiligen Technologiefeld – Internationaler Vergleich mit USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	159,2
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ Mio. €/a	1,53
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	0,98
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	14.569
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	1,09
Zeitlicher Trend (Veränderung über mindestens die letzten 5 Jahre)	+ %/a	+3,39

Die Datengrundlage basiert auf der in der Projektmethodik vorgeschlagenen Datenbank der IEA zu F&E-Budgets. Die Werte betreffen hierbei die Gruppe 1: „Energy Efficiency“. Aufgrund der unvollständigen Datenbasis für Deutschland wird die komplette Untergruppe 1.1 „Industry“ berücksichtigt, um eine vergleichende Aussage treffen zu können. Zudem erlaubt die Datenbasis für einen direkten internationalen Vergleich nur den Benchmark gegen die USA, da beispielsweise auch auf EU-Ebene keine Daten hinterlegt sind, die einen Vergleich über die vergangenen fünf Jahre erlauben würden. Zudem sei erwähnt, dass die Gruppe 1.1 „Industry“ ebenfalls die Querschnittstechnologien umfasst, die im *Technologiebericht 6.3: Energieeffiziente Querschnittstechnologien* adressiert werden. Entsprechend sind die Ergebnisse an dieser Stelle identisch.

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Eine Ausweisung des F&E-Outputs anhand von Publikationen oder Patenten gestaltet sich im Bereich der energieeffizienten Prozesstechnologien äußerst schwierig. Die Analysen könnten einerseits auf der aggregierten Ebene der Technologien Eisen-und Stahlherstellung, Papierherstellung und Zementherstellung erfolgen, was jedoch auf-

grund der hohen Granularität und Unschärfe bzgl. der dadurch berücksichtigten Publikationen und Patente keine belastbare Schlussfolgerung zulassen würde oder auch zu Fehlinterpretationen führen könnte. Dieses Problem könnte durch eine feinere Auflösung bzw. der Definition einschlägiger Suchbegriffe gelöst werden. Hierzu müssten diese jedoch für die einzelnen Effizienzmaßnahmen definiert werden, was im Rahmen dieses Projektes nicht geleistet werden kann.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Für die energieeffizienten Prozesstechnologien ist insbesondere die Ebene des Marktes ausschlaggebend. Akzeptanzrelevante Effekte wie eine zunehmende Anlagengröße oder -verteilung werden in diesem Kontext als eher nebensächlich erachtet, da es sich in Deutschland im Grunde um die Substitution bereits bestehender Technologien handelt und sich der Kreis der Betroffenen zumeist auf das Unternehmen und das direkte Umfeld beschränkt.

Tab. 4-28 Bewertungsraster für die Akzeptanz von energieeffizienten Prozesstechnologienzum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		**Sozialpol. Akzeptanz**		**Lokale Akzeptanz**	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		**Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image**		**Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie**	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Eisen- und Stahlherstellung	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Sofern die Wirtschaftlichkeit gegeben ist und keine neg. Einflüsse auf Prozesse bestehen	*hohe Akzeptanz (1)*	Keine negativen Auswirkungen. Energieeffizienz wird als positiv erachtet	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Keine negativen Auswirkungen. Ggf. eingeschränkt durch direkte Nähe
Papierherstellung	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Sofern die Wirtschaftlichkeit gegeben ist und keine neg. Einflüsse auf Prozesse bestehen	*hohe Akzeptanz (1)*	Keine negativen Auswirkungen. Energieeffizienz wird als positiv erachtet	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Keine negativen Auswirkungen. Ggf. eingeschränkt durch direkte Nähe
Zementherstellung	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Sofern die Wirtschaftlichkeit gegeben ist und keine neg. Einflüsse auf Prozesse bestehen	*hohe Akzeptanz (1)*	Keine negativen Auswirkungen. Energieeffizienz wird als positiv erachtet	*eher hohe Akzeptanz (2)*	Keine negativen Auswirkungen. Ggf. eingeschränkt durch direkte Nähe

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Die Akzeptanz von energieeffizienten Prozesstechnologien kann übergeordnet sowohl lokal, gesellschaftlich als auch aufseiten des Marktes als gegeben angesehen

werden. Auf Ebene der einzelnen Technologiekomponenten kann es jedoch zu Abweichungen kommen. So fällt die gesellschaftliche Akzeptanz im Bereich der Eisen- und Stahlherstellung beispielsweise im Fall des Hochofens in Kombination mit CCS deutlich ab (Weigel et al. 2016). Die wasserstoffbasierte Technologie der H_2-DRI dürfte im Gegenzug eine hohe Akzeptanz erfahren, sofern die notwendigen Sicherheitsstandards gewahrt bleiben. Auf lokaler Ebene könnte es jedoch durch die großen Mengen an Wasserstoff in direkter Nähe bei der Bevölkerung nur zu einer mittleren Akzeptanz kommen.

Bei der Papierherstellung beschränken die ambitionierten Amortisationszeiten von 2-3 Jahren die Marktakzeptanz neuer Effizienztechnologien, zudem besteht die Befürchtung, dass es durch Eingriffe in die bestehende Produktion zu Ausfällen oder Qualitätseinbußen kommen kann (Fleiter et al. 2013).

Lange Amortisationszeiten und hohe Investitionen stellen auch ein Hemmnis für die Marktakzeptanz bei der Zementherstellung dar. So benötigt allein das Retrofitting eines Werkes mit Post Combustion capture-Technologie beispielsweise Investitionen von 100 bis 300 Mio. $. Zudem erhöhen sich hierdurch die Betriebskosten deutlich (CEMBUREAU 2013). Weiterhin ist bisher noch weitestgehend unklar, wie die Marktakzeptanz für die neuartigen Low-carbon Zemente ist (UBA 2014).

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Die unternehmerische Pfadabhängigkeit kann auf der Einzelunternehmensebene als groß angesehen werden. Die technischen Anlagen haben eine reale Nutzungsdauer von mehr als 20 Jahren, im Fall der Zementherstellung sogar noch deutlich mehr. Diese Pfadabhängigkeit in Kombination mit der teils sehr hohen Kapitalintensität schränkt die Reaktionsfähigkeit der Unternehmen mitunter stark ein (Wietschel et al. 2010).

Nach dieser zusammenfassenden und übergeordneten Bewertung für die energieeffizienten Prozesstechnologien im Allgemeinen sind in nachfolgender Tab. 4-29 bis Tab. 4-31 nochmals die spezifischen Investitionen sowie die ungefähren ökonomischen und technischen Nutzungsdauern der bereits zuvor fokussierten Technologiekomponenten aufgelistet. Da es sich hierbei überwiegend um Technologien handelt, über deren tatsächliche technische Nutzungsdauer noch keine Erfahrungswerte vorliegen, handelt es sich hierbei um Schätzungen. Die reale Nutzungsdauer eines Hochofens liegt beispielsweise in etwa zwischen 40 und 50 Jahren (Arens et al. 2016), die eines Zementofens zwischen 30 und 50 Jahren, wobei nach 20 bis 30 Jahren die Originalkomponenten in der Regel ausgetauscht werden (CEMBUREAU 2013).

Tab. 4-29 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Eisen- und Stahlherstellung

Variable	Einheit	Wert
Hisarna (Demonstrator auf industriellem Maßstab)		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	10 / > 20
Spezifische Investition	Mio. €/Demonstrator	300-350
Gas Direktreduktion (nur DRI)		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	20
Spezifische Investition	Mio. €/(Mt/a)	230

Quelle: Ghenda (2017) (Hisarna) und Eurofer (2013) (DRI)

Derzeit können die Investitionen einer H_2-DRI nicht exakt beziffert werden. Da diese jedoch weitestgehend auf der gleichen Technologie wie die Erdgas-DRI beruhen wird, wurden zur Näherung hierzu deren Kosten angegeben.

Tab. 4-30 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Zementherstellung

Variable	Einheit	Wert
Black liquor gasification		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	10 / > 20
Differenzkosten zum Standardverfahren	€/t	440
Chem. Fasermodifikation		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	10 / > 20
Differenzkosten zum Standardverfahren	€/t	4,1

Quelle: Fleiter et al. (2012)

Tab. 4-31 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der Technologiekomponenten der Papierherstellung

Variable	Einheit	Wert
Low-carbon Zement		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	k. A.
Spezifische Investition	Mio. €/(Mt/a)	k. A.
Oxyfuel		
Geschätzte ökonomische / technische Nutzungsdauer	Jahre	10 / 20 - 30
Spezifische Investition	Mio. €/(Mt./a)	330-360 100 (Retrofitting)

Quelle Investitionen: CEMBUREAU (2013)

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Bewertung der Abhängigkeit von Infrastrukturen ist im Falle der energieeffizienten Prozesstechnologien aufgrund der bereits erwähnten großen Heterogenität sehr stark abhängig von der betrachteten Technologiekomponente und ist für die energieeffizienten Prozesstechnologien nur schwer verallgemeinerbar und abhängig von dem Ausmaß der ergriffenen Effizienzmaßnahme. Handelt es sich beispielsweise nur um eine inkrementelle Optimierung, ist kein Ausbau notwendig.

Prinzipiell ist die Nutzung von energieeffizienten Prozesstechnologien nicht unabhängig von Infrastruktur möglich. Der Betrieb dieser Prozesse erfordert stets das Vorhandensein einer entsprechenden Energieversorgung oder auch einer Produktionsanlage, in die sie implementiert werden kann. Diese Implementierung 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 dürfte ebenfalls mit keinen großen Änderungen der Infrastruktur machbar sein. Zu berücksichtigen wäre hierbei jedoch im Falle einer Kombination mit CCS die Schaffung einer Möglichkeit zur Speicherung oder dem Transport des abgeschiedenen CO_2. 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, wäre dies mit großen Auswirkungen verbunden, da eine entsprechende Infrastruktur geschaffen werden muss, um den Prozess mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff und auch Strom zu versorgen.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Rückwirkungen beschreiben die eher negativ konnotierten Auswirkungen auf benachbarte Systeme. Insgesamt dürften diese negativen Rückwirkungen durch die Nutzung energieeffizienter Prozesstechnologien auf benachbarte Technologien eher gering sein und sich in erster Linie durch eine Verminderung des Strom- und Brenn-

stoffbedarfs ergeben. Diese müssen entsprechend 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 H_2-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 CO_2 muss an geeigneter Stelle gespeichert werden und steht somit in Konkurrenz um diese Kapazitäten mit anderen Technologiefeldern. Der große Wasserstoffbedarf bei der H_2-DRI steht ebenfalls in Konkurrenz mit der Verwendung etwa im Stromverkehr.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Die Anpassungsbedarfe bezeichnen den Umfang an Änderungen, der bei angrenzenden Systemen aufgrund von energieeffizienten Prozesstechnologien erforderlich ist. Diese dürften auf übergeordneter Ebene eher minimal sein. Lokal und regional kann es durch die Schaffung der benötigten Infrastruktur (z. B. Schaffung einer Wasserstoffversorgung, Ausbau des Stromnetzes für die Elektrostahlproduktion) jedoch auch zu vergleichsweise größeren Anstrengungen kommen.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Die Wechselwirkungen umfassen im Vergleich zu den Rückwirkungen sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf angrenzende Systeme. In der Eisen- und Stahlherstellung ergeben sich potenzielle Wechselwirkungen etwa 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 durch Katalyse Produkte wie DME oder auch Methanol zu erzeugen, die dem Technologiefeld Power-to-fuel/chemicals zuzuordnen sind. Letztlich zeigt sich bei der Zementherstellung sowie auch bei den anderen Technologien die Konfliktsituation um die Verwendung von Biomasse zur Brennstoffsubstitution. Mit Blick auf die Abscheidung von CO_2 könnte auch dessen Nutzung im Sinne von CCU eine Alternative zum CCS darstellen.

Zusammenfassend lässt sich jedoch für die energieeffizienten Prozesstechnologien, insbesondere im Vergleich zu anderen Technologiefeldern, eine relativ hohe Systemkompatibilität postulieren.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Forschungsprogramme der Bundesregierung zu energieeffizienten Prozesstechnologien sind zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit und Erreichung der Klimaziele für die Industrie von zentraler Bedeutung und sollten auch zukünftig weitergeführt werden.

Auf übergeordneter Ebene betrifft dies aus technologischer Perspektive die Förderung von Forschung und Entwicklung, Pilot- und Demonstrationsanlagen im Bereich der energieeffizienten Produktionsprozesse. Zudem bieten vor dem Hintergrund der aufgezeigten Kapitalintensität und Sensitivität bezüglich der Amortisationszeiten von energieeffizienten Prozesstechnologien finanzielle Anreize (im Rahmen von Fördermaßnahmen, aber auch beispielsweise durch Steuervergünstigungen) einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos.

Weiterhin bietet der Anreiz zur Implementierung von Energiemanagementsystemen oder Energieaudits eine Möglichkeit, bestehende Einsparmöglichkeiten transparent aufzuzeigen. Diesen kommt große Bedeutung zu, um bestehende Einsparpotenziale aufzuzeigen. Kombiniert mit zinsgünstigen Investitionskrediten könnte es somit gelingen auch energieeffiziente Prozesstechnologien mit längeren Amortisationszeiten attraktiv zu gestalten. Dies betrifft insbesondere kapitalintensive Effizienztechnologien wie bspw. die genannte Black liquor gasification.

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. Der Bedarf für weitere Forschung und Entwicklung im Bereich des industriellen CCS und CCU existiert dabei in allen betrachteten Branchen.

F&E-Empfehlungen für die Eisen- und Stahlherstellung konzentrieren sich zum einen auf die Weiterentwicklung und Demonstration der zuvor in Kapitel 2.1 beschriebenen neuartigen Verfahren: H_2-DRI, Hisarna-Schmelzreduktion und elektrolytische Stahlerzeugung, da diese einen großen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele liefern können. Zum andern bieten nach wie vor Technologien wie das endabmessungsnahe Gießen bei der Walzstahlherstellung oder die Nutzung der Abwärme zur Vorwärmung des Stahlschrotts bei der Elektrostahlherstellung auch weiterhin Forschungspotenzial.

Bei der Papierherstellung besitzen radikale Ansätze wie die wasserlose Papierherstellung ein großes Potenzial und deutlichen Forschungsbedarf. Weiterhin können neue effiziente Trocknungsverfahren und Mahlverfahren weiter erforscht werden. Die Demonstration der Anwendbarkeit von neuen 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 des Klinker-zu-Zement-Verhältnisses oder der Substitution von Klinkern. Hierbei sollte das Augenmerk auch darauf gelegt werden, dass die gleiche Qualität des Produkts erreicht wird. 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 CO_2 stellen bei-

spielsweise das „looping“ zur Steigerung der CO_2-Konzentration dar oder aber auch direkte Nutzung vor Ort zum Beispiel für die Algenzucht.

Insgesamt lässt sich somit festhalten, dass der Forschungsbedarf im Bereich der energieeffizienten Prozesstechnologien nach wie vor hoch ist. Diese Einschätzung wird auch nochmals durch die Ergebnisse der flankierenden Onlineumfrage untermauert, in der der Forschungsbedarf ebenfalls mit eher groß bis groß eingeschätzt wird (ifo Institut 2017).

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GMBH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hrsg.) (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2050. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Arens, M.; Worrell, E.; Eichhammer, W.; Hasanbeigi, A.; Zhang, Q. (2016): Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany. Journal of Cleaner Production.

Bajpai, P. (2014): Black Liquor Gasification. Burlington: Elsevier Science. http://gbv.eblib.com/patron/FullRecord.aspx?p=1647480.

Celitement (2017): Celitement. http://www.celitement.de/. Letzter Zugriff: 03.04.2017.

CEMBUREAU (2013): The role of CEMENT in the 2050 low carbon economy. Brüssel.

CEMBUREAU (2016): Activity Report 2015. Brüssel.

CEPI (2011): The Forest Fibre Industry. 2050 Roadmap to a low-carbon bioeconomy, 2011.

CEPI (2015): Key Statistics 2015. European pulp & paper industry. Brüssel.

DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg.) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow.

Erhard, K.; Arndt, T.; Miletzky, F. (2010): Einsparung von Prozessenergie und Steuerung von Papiereigenschaften durch gezielte chemische Fasermodifizierung. Eur. J. Wood Prod. 68 (3) 271–280.

Eurofer (2013): A Steel Roadmap for a Low Carbon Europe 2050. Brüssel.

Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry ? A model-based assessment of saving potentials. Energy 40 (1) 84–99.

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (2013): Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Verlag.

Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht (Hrsg.) (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ablei-

tung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor.

Ghenda, J. T. (2017): Finance for Innovation: Towards the ETS Innovation Fund. Workshop 1: Ferrous and Non-ferrous metals, 2017.

Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (Hrsg.) (2015): energy [r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook 2015. 100 % Renewable Energy for All.

Hasanbeigi, A.; Arens, M.; Price, L. (2014): Alternative emerging ironmaking technologies for energy-efficiency and carbon dioxide emissions reduction. A technical review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 33 (2014) 645–658.

Hoenig, V. (2017): ECRA's CCS Oxyfuel Project. Finance for Innovation: Towards the ETS Innovation Fund. ECRA. Brüssel, 2017.

IEA (Hrsg.) (2014): Energy Technology Perspectives 2014. Paris: OECD/IEA.

IEA (Hrsg.) (2016a): World Energy Outlook 2016. Paris: OECD/IEA.

IEA (Hrsg.) (2016b): Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. Paris: OECD/IEA.

IEA Bioenergy (2007): Black Liquor Gasification. Summary and Conclusions from the IEA Bioenergy ExC054 Workshop. Rotorua, Neuseeland.

ifo Institut (2017): Auswertung der online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken. Teilbereich TF_Energiewende. München.

ISI; Consentec GmbH; IFEU; TU Wien; M-Five; TEP Energy GmbH (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Referenzszenario und Basisszenario. Karlsruhe.

Lemken, T.; Liedtke, C.; Bienge, K.; Salzer, C. (2008): Stahl – ein Werkstoff mit Innovationspotenzial. Wuppertal.

Limbers, J. (2016): Volkswirtschaftliche Folgen einer Schwächung der Stahlindustrie in Deutschland, 2016.

NETL (Hg.) (o. A.): Black Liquor Gasification. National Energy Technology Laboratory. https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/blackliquor. Letzter Zugriff: 20.06.2017.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (Hrsg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

Pardo, N.; Moya, J. A. (2013): Prospective scenarios on energy efficiency and CO2 emissions in the European iron & steel industry. Energy 54 (2013) 113–128.

Prognos; EWI; GWS (Hrsg.) (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht. Projekt Nr. 72/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Repenning, J.; Matthes, F. C.; Blank, R.; Emele, L.; Döring, U.; Förster, H. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. In Öko-Institut e. V. Berlin (Hrsg.): Modellie-

rungsrunde. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

Rohde, C. (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Karlsruhe.

Sintef (2017): CEMCAP. https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/. Letzter Zugriff: 07.04.2017.

Statistisches Bundesamt (2017): Survey of investments in manufacturing, mining. https://www-gene-sis.destatis.de/genesis/online/logon?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=42231-0001&zeitscheiben=3&language=en.

UBA (Hrsg.) (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2015. Umweltbundesamt (Für Mensch & Umwelt).

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau.

UBA (2017): Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2015. Dessau-Roßlau.

Ulcos (Hg.) (2017): Überblick. http://www.ulcos.org/de/about_ulcos/home.php. Letzter Zugriff: 14.04.2017.

Van der Meer, Rob (2017): CCS and CCU in cement industry Some projects. Heidelberg Cement. Brüssel, 2017.

VDP (2016): Aktuelle Statistik. Verband Deutscher Papierfabriken e.V. https://www.vdp-online.de/industrie/statistik.html

VDP (2017a): Kennzahlen deutscher Zellstoff- und Papierfabriken. Verband Deutscher Papierfabriken e.V. Bonn, 2017.

VDP (2017b): Papier Kompass 2017. Verband Deutscher Papierfabriken e.V. Bonn, 2017.

VDZ (2016a): Tätigkeitsbericht 2012 -2015. Verein Deutscher Zementwerke. Düsseldorf.

VDZ (2016b): Zementindustrie im Überblick 2016/2017. Verein Deutscher Zementwerke.

VDZ (2017): Maßnahmen zur CO_2-Reduzierung. Verein Deutscher Zementwerke.

Weigel, M.; Fischedick, M.; Marzinkowski, J.; Winzer, P. (2016): Multicriteria analysis of primary steelmaking technologies. Journal of Cleaner Production 112 (2016) 1064–1076.

Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. https://www.energietechnologien2050.de

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2015): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland. Düsseldorf.

World Energy Council (Hrsg.) (2016): World Energy Scenarios 2016. The Grand Transition.

Worldsteel Association (2017): Steel Statistical Yearbook 2016. Brüssel.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung |
15. Dezember 2017

Technologiebericht
6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Simon Hirzel

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Fraunhofer ISI

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Hierzel, S. (2017): Technologiebericht 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Simon Hirzel
Tel.: +49 721/6809 – 405
Fax: +49 721/6809 – 272
E-Mail: simon.hirzel@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Review durch:
Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **445**

Verzeichnis der Abkürzungen, Einheiten und Symbole **446**

Tabellenverzeichnis **447**

Abbildungsverzeichnis **449**

Zusammenfassung (Steckbrief) **450**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **452**

1.1 Auswahl der betrachteten industriellen Querschnittstechnologien 452
1.2 Fokustechnologie A: Elektromotoren 454
1.3 Fokustechnologie B: Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen 456
1.4 Fokustechnologie C: Generative Fertigungsverfahren 459
1.5 Ausweisung der Fokustechnologien in Energieszenarien 462

2 Stand F&E in Deutschland **464**

2.1 Elektromotoren 464
2.2 Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen 467
2.3 Generative Fertigungsverfahren 470

3 Relevanz öffentlicher Förderung **473**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 473
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 474

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **479**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 479
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 485
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 487
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 489
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 491
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 495
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 498
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 500
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 500
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 501

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **504**

5.1 Fokustechnologie Elektromotoren 504
5.2 Fokustechnologie Wärmepumpen 505
5.3 Fokustechnologie Generative Fertigungsverfahren 508

Literaturverzeichnis **510**

Verzeichnis der Abkürzungen, Einheiten und Symbole

Abkürzungen

BAU	Business-As-Usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAD	Computer-Aided Design
CAx	Computer-Aided X
EG	Europäische Gemeinschaft
EU	Europäische Union
F&E	Forschung und Entwicklung
IE	International Efficiency
IEC	International Electrotechnical Commission
k. A.	keine Angabe
LED	Light-Emitting Diode
Mrd.	Milliarde(n)
Mio.	Million
NdFeB	Neodym-Ferrit-Bor
KMU	Kleine und Mittlere Unternehmen
PRODCOM	Production Communautaire
SLS	Selektives Lasersintern
TRL	Technology Readiness Level
UN	United Nations
UV	Ultraviolett
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VO	Verordnung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
$CO_{2\text{-äq}}$	Kohlendioxidäquivalent
GW	Gigawatt
K	Kelvin
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
PJ	Petajoule
t	Tonne
TWh	Terrawattstunde

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Wechselstrommotortechnologien und ihr Potenzial zum Erreichen verschiedener Energieeffizienzklassen (niedrigste Effizienzklasse IE1 bis höchste Effizienzklasse IE5) (eigene Übersetzung nach Doppelbauer 2011, Anmerkungen gekürzt nach Almeida et al. 2014f). ---------- 455

Tab. 1-2 Kommerziell etablierte generative Fertigungsverfahren und die mit ihnen bearbeitbaren Werkstoffe (mit Änderungen entnommen aus VDI 3405) ---------- 459

Tab. 1-3 Übersicht ausgewählter Langfristszenarien und Betrachtung der Fokustechnologien in den jeweiligen Studien ---------- 462

Tab. 2-1 Inkrafttreten von Mindestanforderungen für Elektromotoren gemäß VO 640/2009 ---------- 466

Tab. 2-2 Techno-ökonomische Kenndaten der Fokustechnologie Elektromotoren ---------- 467

Tab. 2-3 Techno-ökonomische Kenndaten der Fokustechnologie große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen einschließlich Weiterentwicklungspfade bis 2050 ---------- 469

Tab. 2-4 Auszug aus den Forschungsempfehlungen für generative Fertigungsverfahren gemäß Allison und Scudamore (2014) für die Bereiche Produktivität, Materialien, Prozess und Stabilität sowie Produktqualität (eigene, gekürzte Übersetzung) ---------- 471

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Fokustechnologien im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien ---------- 474

Tab. 3-2 Einordnung des aktuellen Entwicklungsstadiums der jeweiligen Technologien anhand der dargestellten Entwicklungsziele im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien ---------- 475

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken zum Erreichen der Entwicklungsziele im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien ---------- 477

Tab. 4-1 Weltweit überschlägig installierte Leistung von Elektromotoren (GW) und auf diese Motoren zurückgehende Energieverbräuche (TWh) in den jeweiligen Jahren ---------- 479

Tab. 4-2 Weltweite überschlägige Marktpotenziale von Elektromotoren ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), der jährlichen Energieverbräuche dieser Anlagen (TWh) sowie des für sie notwendigen Investitionsbedarfs (Mrd. Euro) ---------- 480

Tab. 4-3 Weltweit überschlägig installierte thermische Ausgangsleistung industrieller Wärmepumpen (GW) und durch diese Wärmepumpen bereitgestellte thermische Energiemenge (TWh) in den jeweiligen Jahren (3.500 Volllaststunden pro Jahr) ---------- 481

Tab. 4-4 Weltweite überschlägige Marktpotenziale industrieller Wärmepumpen ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), durch diese Anlagen bedingte Änderung der bereitgestellten thermischen Ausgangsleistung (TWh) sowie als Investitionsbedarf (Mrd. Euro) in den jeweiligen Perioden ---------- 481

Tab. 4-5 Angaben zu deutschlandweit überschlägiger installierter Leistung (GW) und Energieverbrauch (TWh) durch Elektromotoren ---------- 482

Tab. 4-6 Nationale überschlägige Marktpotenziale von Elektromotoren ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), des jährlichen Energieverbrauchs dieser Anlagen (TWh) sowie als Investitionsbedarf (Mrd. Euro) in den jeweiligen Perioden ---------- 482

Tab. 4-7 National überschlägig installierte thermische Ausgangsleistung industrieller Wärmepumpen (GW) und durch diese Wärmepumpen bereitgestellte thermische Energiemenge (TWh) in den jeweiligen Jahren ---------- 484

Tab. 4-8 Nationale überschlägige Marktpotenziale für industrielle Wärmepumpen unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz in unterschiedlichen Perioden ---------- 484

Tab. 4-9 Ermittlung der Wachstumsrate für die installierte Leistung im Bestand der Fokustechnologien im Zeitraum 2014-2050 ---------- 485

Tab. 4-10 Durchdringung der Motorenklassen im deutschen Motorenbestand ---------- 486

Tab. 4-11 Im jeweiligen Jahr vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014 ---- 486

Tab. 4-12 Im jeweiligen Jahr vermiedene Treibhausgasemissionen durch den Ersatz konventioneller Brennertechnik durch industrielle Wärmepumpen in Deutschland ---- 487

Tab. 4-13 Im jeweiligen Jahr vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014 ---- 488

Tab. 4-14 Im jeweiligen Jahr vermiedener Primärenergieeinsatz durch den Ersatz konventioneller Brennertechnik durch industrielle Wärmepumpen in Deutschland ---- 488

Tab. 4-15 Direkte jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014 ---- 489

Tab. 4-16 Direkte jährliche Kosteneinsparpotenziale durch den Einsatz von Wärmepumpen (50 % elektrisch / 50 % thermisch angetrieben) in Deutschland im Vergleich zur Referenztechnologie Gaskessel (Anteil zertifikatshandelspflichtiger Anlagen: 50 %) ---- 490

Tab. 4-17 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Industrielle Querschnittstechnologien ---- 496

Tab. 4-18 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für die Industrie anhand von Angaben der IEA-Datenbank – Input-Orientierung ---- 497

Tab. 4-19 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Industrielle Energieeffizienz zum Status Quo (2015) ---- 500

Tab. 4-20 Abhängigkeit des Technologiefeldes Industrielle Querschnittstechnologien von Infrastrukturen aus energiewirtschaftlicher Perspektive ---- 501

Tab. 4-21 Kritikalität der Einzelaspekte zur Systemkompatibilität für das Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien aus energiewirtschaftlicher Perspektive ---- 503

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Aufschlüsselung des industriellen Endenergieverbrauchs (verarbeitendes Gewerbe und sonstiger Bergbau) in Deutschland 2015 nach Anwendungsbereichen und unterschieden nach Strom (oben; 100 % = 832 PJ) und Brennstoffen (unten; 100 % = 1.743 PJ) (Angaben nach Rohde 2016) ---------- 453

Abb. 1-2 Aufbauskizze sorptionsbasierter Wärmepumpen (links: Absorptionswärmepumpe; rechts: Adsorptionswärmepumpe) nach Wolf et al. (2012)---------- 458

Abb. 1-3 Aufbauskizze eines Pulverbettverfahrens ---------- 460

Abb. 4-1 Monetäre Angaben zur Produktion, zu Exporten und Importen für Elektromotoren in Deutschland---------- 492

Abb. 4-2 Exporteure für elektrische Motoren und Generatoren im Jahr 2015 für Länder mit positiver Gesamtexportbilanz (100 % entsprechen ca. 13,5 Mrd. US-Dollar)---------- 493

Abb. 4-3 Zeitliche Entwicklung der Top5-Netto-Exporteure für elektrische Motoren und Generatoren des Jahres 2015---------- 493

Abb. 4-4 Monetäre Angaben zur Produktion, zu Exporten und Importen für Wärmepumpen in Deutschland---------- 494

Abb. 4-5 Durchschnittlicher Anteil Deutschlands, Schwedens und Frankreichs in den Perioden 2013 bis 2015 am Produktionswert für Wärmepumpen (ohne Klimageräte) in den EU-28 ---------- 494

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 6.2 Energieeffiziente Querschnittstechnologien	Fraunhofer ISI
A) Technologiefeld und F&E-Bedarf	
Beschreibung des Technologiefelds	
Konzentration auf drei für Energienachfrage/Entwicklungspotenzial wichtige Technologien: A: Elektromotoren (Schwerpunkt: Dauerläufer) B: Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen (Schwerpunkt: ab 100 kW_{th}) C: Generative Fertigungsverfahren (Schwerpunkt: Metallische Verfahren)	
Technologische Reife: A: Elektromotoren (IE 5+): Grundsätzlicher Funktionsnachweis (TRL=4) B: Wärmepumpen (bis 200 °C): Grundsätzlicher Funktionsnachweis (TRL=4) C: Generative Verfahren (seriennah): Funktionsnachweis Labor/Anwendung (TRL=5)	
Kritische Komponenten/Aspekte: A: Elektromotoren: magnetische Materialien; Design; Systemintegration B: Wärmepumpen: Kältemittel; Verdichter; Wärmetauscher C: Generative Verfahren: Systemdesign; Einzelkomponenten; Prozesssteuerung; Planungstools	
Entwicklungsziele & Technologie-Entwicklung	
A: Elektromotoren: Effizienzverbesserung (IE5+); verbesserte Kleinmotoren; Systemintegration (Entwicklung nationale Stromnachfrage: 2010: ca. 159 TWh; 2050: ca. 107 TWh) B: Wärmepumpen: Temperaturbereiche bis 200 °C bei hoher Temperaturspreizung (100 K) C: Generative Verfahren: Steigerung Materialaufbaurate; Kostensenkung; Prozesssteuerung	
F&E-Bedarf	
A: Elektromotoren: Komponenten: Hochtemperatursupraleitung (Leiter, Kühlung); günstige hochdichte magnetisch Materialien (wenig seltene Erden); Komponentendesign (bzgl. Lager, Kühlung) Systemintegration: Optimierung nachgelagerter Anwendungen, bedarfsgerechte Motorsteuerung, „Intelligente“ Integration ins Gesamtsystem B: Wärmepumpen: Komponenten: neue Kältemittel; verbesserte Verdichter; optimiertes Design (Kühltechniken, Wärmetauscher, Anlagenkonstruktion) Systemintegration: Regelungskonzepte und Integration in Lastmanagementsysteme; Automatisierung Einbindung in den Systemverbund (Bindeglied Wärmequelle, Wärmesenke) C: Generative Verfahren: Komponenten: erweitertes Materialspektrum; Leistungsfähigkeit (Geschwindigkeit, Material-und Oberflächeneigenschaften, Prozessführung); Kostensenkungen (Anlagen, Materialien) Systemintegration: verbesserte CAx-Instrumente (komplexe Geometrien/Materialwechsel); Prozessautomatisierung; Prozesskettenintegration (Einbindung in Industrie 4.0-Umgebung); Untersuchungsmethoden	

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
A: Elektromotoren: infolge hoher Energienachfrage (ca. 70 % industrieller Strombedarf) hohe Potenziale B: Wärmepumpen: zusätzliche Deckung von Teilen der Wärmenachfrage im Bereich 100 bis 200 °C (u. a. Abwärmenutzung als Ersatz für konventionelle thermische Anlagen) C: Generative Verfahren: Energie- und Ressourceneffizienzpotenziale (Material, Gewicht)
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
A: Elektromotoren: erhebliches Energieeinsparpotenzial (Verlustminimierung, Systemintegration), aber teilweise kritische Rohstoffe für Permanentmagnete (u. a. Neodym, Dysprosium) notwendig B: Wärmepumpen: Potenziale rechnerisch vorhanden, bislang sehr begrenzt in Praxis eingesetzt C: Generative Verfahren: insbesondere durch Leichtbau für Ressourceneffizienz von Interesse; energetische Vorteilhaftigkeit variiert mit Produkt/Einsatzgebiet/Prozesskette
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
A: Elektromotoren: aktuelle hocheffiziente Standardmotoren bei Bestandserneuerung wirtschaftlich, Perspektiven für weiterentwickelte Motoren von künftiger Kostendegression abhängig B: Wärmepumpen: vergleichsweise hohe Investitionen und Konkurrenz durch konvent. thermische Technik C: Generative Verfahren: Wirtschaftlichkeit stark abhängig von den Produkten und Menge, Generalisierung schwierig; bereits attraktiv für Direkt Manufacturing in speziellen Bereichen
Inländische Wertschöpfung
Gute Gesamtaufstellung; bei Elektromotoren steigender Druck durch asiatische Marktteilnehmer; hohes Wachstum bei generativen Verfahren (Metall)
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Gute Aufstellung insbesondere bei Elektromotoren und generativen Verfahren (Metall)
Gesellschaftliche Akzeptanz
Überwiegend hoch, aber geringe Relevanz (da vergleichsweise kleinskalige und unauffällige Interventionen); insbesondere Markt- bzw. Nutzerakzeptanz für Technologiefeld ausschlaggebend
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
Bestandsumwälzung (Nutzungsdauer) prägt Reaktionsfähigkeit; bei Wärmepumpen ist potentielle Verstetigung von Abwärmequellen zu beachten (zuerst Abwärmevermeidung, dann -verwertung)
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Insgesamt kaum Abhängigkeiten; Wärmepumpen: Erschließbarkeit der Wärmequelle Voraussetzung
Systemkompatibilität
Generell hoch; ggf. auf einzeltechnologischer Ebene relevant (z. B. Platzbedarfe), ggf. Wärmepumpen einsetzbar als flexible (steuerbare) Verbraucher (in Verbindung mit Speicher)

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Als industrielle Querschnittstechnologien werden verschiedene Technologien zusammengefasst, die sich von den in *Technologiefeld 6.1: Energieeffiziente Prozesstechnologien* betrachteten Technologien dahingehend unterscheiden, dass sie über die Grenzen einzelner Branchen hinweg eingesetzt werden, während Prozesstechnologien branchenspezifisch sind. Ein Vorteil dieser „querliegenden" Betrachtung in Form von Querschnittstechnologien besteht darin, dass ähnliche und in mehreren Branchen nutzbare Technologien in einer gemeinsamen Analyse untersucht werden können, ohne eine Vielzahl von Einzelbetrachtungen erforderlich zu machen.

Während die Unterscheidung in Querschnittstechnologien und Prozesstechnologien auf den ersten Blick unproblematisch erscheint, zeigt sich mitunter bei Detailbetrachtungen, dass eine eindeutige Abgrenzung schwierig sein kann, da die Grenzen zwischen beiden Technologiearten fließend sind und Prozesstechnologien auch Querschnittstechnologien beinhalten (Fleiter et al. 2013).

Insgesamt umfassen die industriellen Querschnittstechnologien vielfältige Technologien, die unterschiedlich gegliedert werden können. Rohde (2016) unterscheidet beispielsweise anhand der Anwendungsbereiche Querschnittstechnologien zur Bereitstellung von:

- Raumwärme,
- Warmwasser,
- Prozesswärme,
- Klima- und Prozesskälte,
- mechanischer Energie,
- Beleuchtung sowie zur
- Information und Kommunikation.

Um eine fundierte Analyse im Rahmen dieser Studie durchführen zu können, ist eine Fokussierung auf besonders wesentliche Technologien innerhalb des Technologiefelds erforderlich.

1.1 Auswahl der betrachteten industriellen Querschnittstechnologien

Für diese Auswahl der zu betrachtenden Technologien kann ihre Relevanz für den Energieverbrauch sowie ihr potentieller Beitrag zum Erreichen der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen herangezogen werden. Eine einführende Aufschlüsselung der industriellen Energienachfrage hilft, wesentliche Technologien mit Blick auf den Energieverbrauch zu identifizieren.

In Deutschland belief sich der Endenergieverbrauch 2015 im verarbeitenden Gewerbe (einschließlich übriger Bergbau) in Summe auf 2.576 PJ (Abb. 1-1). Davon entfallen rund zwei Drittel auf den Einsatz von Brennstoffen und ein Drittel auf den Einsatz von elektrischer Energie.

Im Bereich der elektrischen Energie ist aus Sicht des Gesamtverbrauchs die Bereitstellung mechanischer Energie ein sehr bedeutender Bereich: Knapp 70 % des Energieeinsatzes entfallen auf dieses Anwendungsfeld. Dem folgen in anteilsmäßig absteigender Reihenfolge Prozesswärme, Beleuchtung, Klima- und Prozesskälte und Informations- und Kommunikationstechnologien. Im Bereich des Brennstoffeinsat-

zes dominiert die Bereitstellung von Prozesswärme, gefolgt von der Raumwärmebereitstellung.

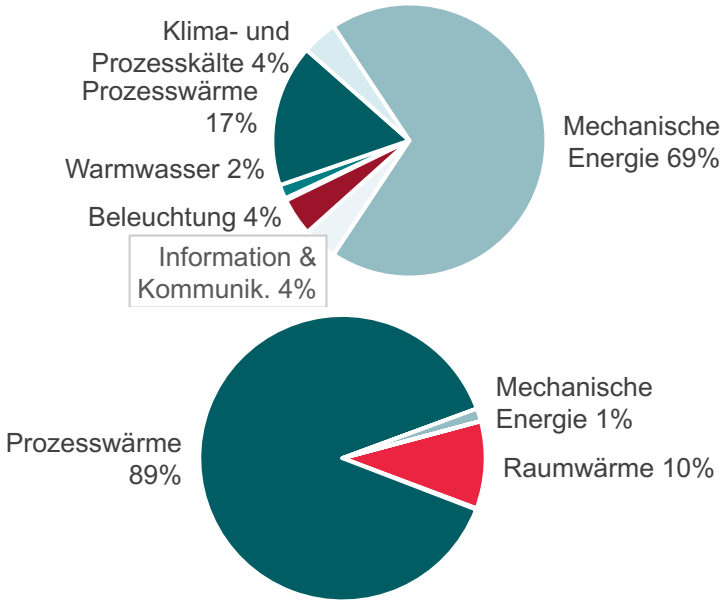


Abb. 1-1 Aufschlüsselung des industriellen Endenergieverbrauchs (verarbeitendes Gewerbe und sonstiger Bergbau) in Deutschland 2015 nach Anwendungsbereichen und unterschieden nach Strom (oben; 100 % = 832 PJ) und Brennstoffen (unten; 100 % = 1.743 PJ)

Quelle: Angaben nach Rohde (2016)

Aus stromseitiger Sicht ist besonders die Bereitstellung mechanischer Energie, d. h. die Umwandlung elektrischer in mechanische Energie durch *Elektromotoren* interessant, da sie mehr als zwei Drittel der Stromnachfrage verursacht. Da Elektromotoren gleichzeitig ein bedeutendes wirtschaftliches Energieeinsparpotenzial zugeschrieben wird, ist diese Technologie als Fokustechnologie für eine weitergehende Betrachtung von besonderem Interesse.

Ferner zeigt sich, dass die Bereitstellung von Prozesswärme aus energetischer Sicht sowohl strom- als auch brennstoffseitig sehr wichtig ist. Generell wird die Prozesswärmebereitstellung im Rahmen der Studie unter anderem im Kontext von *Technologiefeld 1.4: Solare Wärme und Kälte*, für ausgewählte Prozesse im Rahmen der Prozesstechnologien (*Technologiefeld 6.1: Energieeffiziente Prozesstechnologien*) sowie im Rahmen des *Technologiefelds 6.3: Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung* behandelt. Um die Verwertbarkeit von Wärmequellen weiter zu verbessern und aufgrund des hohen Wärmebedarfs in der Industrie ist ergänzend zu den Betrachtungen in diesen Feldern die Untersuchung *großer industrieller Hochtemperaturwärmepumpen* als weitere Technologie besonders interessant. Dies begründet sich damit, dass sich durch Wärmepumpen die Nutzung von Wärmeströmen, insbesondere Abwärme, weiter verbessern lässt, deren Temperaturniveau für eine unmittelbare Verwertung ansonsten zu niedrig ist.

Ein dritter Bereich, der sich in den vergangenen Jahren besonders dynamisch entwickelt hat, ist die *Nutzung generativer Fertigungsverfahren*. Zwar lässt sich dieser

Bereich nicht innerhalb der obigen Aufschlüsselung der Energienachfrage verorten und er wird bisher hauptsächlich aus produktionstechnischer Sicht beleuchtet. Perspektivisch erscheint eine Betrachtung dieses Bereichs aus energiewirtschaftlicher Sicht jedoch interessant, da er in der Breite Potenziale für eine Verbesserung der Energieeffizienz bieten könnte, die in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Wärmebedarf steht: Einerseits könnten dadurch aufwändige und teilweise energieintensive Bearbeitungsprozesse reduziert werden, andererseits wird den Verfahren die Möglichkeit zugesprochen, durch einen zielgerichteten Materialeinsatz (Leichtbau) die Ressourceneffizienz zu steigern, wodurch sich indirekt Energie für die Bereitstellung von Ausgangsmaterialien einsparen ließe.

Im Folgenden werden die drei genannten Fokustechnologien näher untersucht. Legt man die Energienachfrage zugrunde, ist anzumerken, dass in dieser Studie einige in Abb. 1-1 dargestellte Bereiche nicht näher betrachtet werden. Hierzu zählt die Beleuchtung, da in den vergangenen Jahren durch den Übergang auf LED-basierte Leuchtmittel ein deutlicher Effizienzsprung erreicht werden konnte; die Rolle von Informations- und Kommunikationstechnologien wird – wenn auch nicht mit einem spezifischen Fokus auf künftige Einsparpotenziale – im querliegenden *Technologiefeld B.2: Informations- und Kommunikationstechnologien* aufgegriffen; Anlagen für die Bereitstellung von Warmwasser, Raumwärme und Kälte für Gebäude sind hingegen Bestandteil des *Technologiefelds 5.1: Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik*. Nachstehend wird einleitend eine kurze Grundlagenbeschreibung der drei Fokustechnologien gegeben.

1.2 Fokustechnologie A: Elektromotoren

Elektromotoren werden zur Umwandlung elektrischer in mechanische Energie für eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungen eingesetzt. Typische Beispiele dafür umfassen Druckluftkompressoren, Ventilatoren, Pumpen, Förderzeuge, Werkzeuge, Kräne, Mischwerke, Zentrifugen, Brecher u. ä. (z. B. Ferreira 2008).

Im Rahmen dieser Studie werden die Elektromotoren in der Regel „an sich“ betrachtet, d. h. die Peripherie der Motoren (Frequenzumrichter, Getriebe) sowie deren nachgelagerten Anwendungen werden insbesondere für die abschließenden Forschungsempfehlungen aufgegriffen. Die Ausführungen in diesem Abschnitt beziehen sich auf die industriell überwiegend dauerhaft betriebenen rotierenden Elektromotoren. Linearmotoren oder Motoren im Start-Stopp-Betrieb werden nicht erfasst.

Rotierende Elektromotoren bestehen generell aus einem fest stehenden Stator und einem beweglich gelagerten Rotor. Wenn elektrischer Strom durch den Motor fließt, werden abstoßende bzw. anziehende Kräfte zwischen Stator und Rotor so gestaltet, dass sie den Rotor in eine Drehbewegung versetzen und eine damit verbundene Welle antreiben, die mechanische Energie bereitgestellt.

Abhängig von Kriterien wie Stromversorgung, Bauart oder Synchronizität von Feld und Rotor lassen sich verschiedene Arten von Elektromotoren unterscheiden. Bei der Motorenwahl spielen auch viele technologische Parameter wie beispielsweise Drehmomente, Rotationsgeschwindigkeiten oder Baugrößen eine Rolle.

Rund 96 % der in Europa verkauften Elektromotoren sind Wechselstrommotoren (Plötz und Eichhammer 2011). Tab. 1-1 zeigt verschiedene Technologien für Wechsel-

strommotoren, die mit einer sinusförmigen Spannung betrieben werden können, sowie die mit ihnen erreichbaren Energieeffizienzklassen.

Eine wichtige Gruppe bei den Wechselstrommotoren sind die Induktionsmotoren. Ihre Bezeichnung ist darauf zurückzuführen, dass infolge des Stromflusses durch den Stator in den Wicklungen des Rotors eine Spannung bzw. ein Strom induziert wird. Dadurch bildet sich um den Rotor ein elektromagnetisches Feld aus, das sich vom Feld des Stators abstößt und den Rotor in eine Drehbewegung versetzt. Da der Rotor langsamer als das Feld dreht und ihm nachläuft, werden Induktionsmotoren auch als Asynchronmotoren bezeichnet.

Tab. 1-1 Wechselstrommotortechnologien und ihr Potenzial zum Erreichen verschiedener Energieeffizienzklassen (niedrigste Effizienzklasse IE1 bis höchste Effizienzklasse IE5)[1].

	Netzanlauf	IE1	IE2	IE3	IE4	IE5
Asynchronmotoren						
(1) Dreiphasen-Kurzschlussläufermotoren	Ja	Ja	Ja	Ja	Schwer	Nein
(2) Dreiphasen-Schleifringläufermotoren	Ja	Ja	Ja	Ja	Schwer	Nein
(3) Einphasen-Induktionsmotoren (ein Kondensator)	Ja	Ja	Schwer	Nein	Nein	Nein
(4) Einphasen-Induktionsmotoren (zwei schaltbare Kondensatoren)	Ja	Ja	Ja	Schwer	Nein	Nein
Synchronmotoren						
(5) Permanentmagnet-Synchronmotoren	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Schwer
(6) Netzanlauffähige Permanentmagnet-Synchronmotoren	Manche	Ja	Ja	Ja	Ja	Schwer
(7) Stromerregte Synchronmaschinen	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Schwer
(8) Sinusfeld-Reluktanzmotoren	Manche	Ja	Ja	Ja	Schwer	Nein

Ja: Mit kommerziell verfügbarer Technologie erreichbar, ggf. in einigen Fällen nicht wirtschaftlich

Schwer: Mit kommerziell verfügbarer Technologie zum Teil erreichbar, aber nicht für alle Leistungsklassen oder nicht innerhalb der Baugrößenvorgaben

Nein: Mit kommerziell verfügbarer Technologie nicht erreichbar

Netzanlauf: Motor läuft ohne Frequenzumrichter am Netz an

Quelle: eigene Übersetzung nach Doppelbauer 2011, Anmerkungen gekürzt nach Almeida et al. 2014f

Zur Gruppe der Induktionsmotoren zählen als Bauformen der Kurzschlussläufermotor sowie der Schleifringläufermotor. Beim Dreiphasen-Kurzschlussläufermotor (1) besteht der Rotor aus aneinander gereihten Blechpaketen mit längslaufenden Nuten. In diese Nuten werden in der Regel Aluminiumlegierungen gegossen und diese Leiter an den Seiten miteinander kurzgeschlossen. Die daraus resultierende Form des

[1] Für Details zu den Effizienzklassen, siehe Abschnitt 2.1.

Rotors (vorgestellt als Variante ohne Blechpakete) gibt diesen Motoren ihre Bezeichnung als Käfigläufermotor. Beim Dreiphasen-Schleifringläufermotor (2) besteht die Rotorwicklung hingegen aus Drähten, die im Vergleich zum Kurzschlussläufer nicht kurzgeschlossen, sondern in Sternschaltung verkettet sind und auf drei Schleifringen nach außen geführt werden. Im Gegensatz zum Kurzschlussläufer kann der Schleifringmotor durch eine Verschaltung der Schleifringanschlüsse mit Widerständen hohe Anlaufmomente bei niedrigem Anlaufstrom erreichen. Durch den Einsatz von Frequenzumrichtern können die Vorteile des Schleifringmotors ohne die nachteiligen Schleifringe heute auch bei Kurzschlussläufern erreicht werden. Daher besitzen die Schleifringmotoren heute eine geringe Relevanz.

Neben den beiden dreiphasigen Induktionsmotoren gibt es auch einphasige Varianten. Hier besteht die Statorwicklung aus zwei zueinander versetzt stehenden Wicklungen: eine Hauptwicklung und eine Hilfswicklung. Um eine Drehbewegung zu erreichen, ist im Einphasenbetrieb eine Phasenverschiebung zwischen den beiden Wicklungen notwendig. Dazu wird ein Kondensator in Reihe mit einer Wicklung geschaltet (3) oder es werden zwei schaltbare Kondensatoren (4) eingesetzt.

Neben den Induktions- bzw. Asynchronmaschinen kommen auch Synchronmotoren zum Einsatz, bei denen Rotor und Drehfeld die gleiche Geschwindigkeit besitzen. Eine aus Effizienzgesichtspunkten wichtige Gruppe sind hier die Permanentmagnetmotoren (5). Bei ihnen werden statt einer Rotorwicklung im Rotor Dauermagnete eingesetzt. Im Gegensatz zu den Induktionsmotoren wird also kein Magnetfeld für den Rotor induziert. Varianten dieser Motoren (6) verfügen über einen zusätzlichen Käfig für den Netzanlauf und können dadurch unmittelbar aus dem Netz gestartet werden. Bei stromerregten Synchronmaschinen (7) besitzt der Rotor eine stromdurchflossene Rotorwicklung. Bei Synchron-Reluktanzmotoren (8) hat der Stator eine Wicklung wie eine Asynchronmaschine, der Rotor weist jedoch ausgeprägte Pole auf. Durch die Konstruktionsweise des Motors muss er mit einem Frequenzumrichter betrieben werden.

1.3 Fokustechnologie B: Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen

Wärmepumpen können unter Einsatz von Antriebsenergie thermische Energie von einer Wärmequelle mit einem niedrigen Temperaturniveau auf eine Wärmesenke mit einem höheren Temperaturniveau übertragen. Ziel dieser Temperaturerhöhung ist es, die thermische Energie besser für den jeweiligen Nutzungszweck zu erschließen bzw. sie überhaupt erst dafür einsetzbar zu machen. Dadurch kann beispielsweise Abwärme besser genutzt werden.

In der Industrie sind Wärmesenken typischerweise Industrieprozesse, die ein bestimmtes Temperaturniveau erfordern. Wärmequellen sind hier neben Luft, Erdreich oder Grundwasser insbesondere Abwärmeströme aus anderen Prozessen, z. B. in Form von Kühlmedien-, Abluft- oder Abgasströmen.

Spezielle Anforderungen für den industriellen Bereich umfassen insbesondere a) die Nutzung von Abwärmeströmen als Wärmequelle, b) ein zumeist hohes Temperaturniveau beim Wärmebedarf und c) die häufig größere Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf (Wolf et al. 2014).

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten großen industriellen Wärmepumpen werden hinsichtlich Leistung und Temperaturniveau folgendermaßen näher eingegrenzt: In Anlehnung an Lambauer et al. (2008) wird als Größenklasse eine Leistungsuntergrenze von 100 kW_{th} festgelegt. Ferner wird hinsichtlich des Temperaturbereichs von einer Vorlauftemperatur über 100 °C ausgegangen.

Technisch gesehen können Wärmepumpen unterschiedlich realisiert werden. Im Folgenden werden in Anlehnung an Wolf et al. (2014) als wichtige Wärmepumpentechnologien

- Kompressionswärmepumpen,
- Absorptionswärmepumpen,
- Adsorptionswärmepumpen sowie
- Brüdenverdichter

kurz beschrieben.

Bei *Kompressionswärmepumpen* wird ein Kältemittel in einem geschlossenen Kreisprozess geführt. Auf der Seite der Wärmequelle nimmt das Kältemittel in einem Verdampfer thermische Energie auf und geht in einen gasförmigen Zustand über. Das nun gasförmige Kältemittel durchläuft danach einen mechanischen Verdichter, der es komprimiert und dadurch den Druck und die Temperatur des Gases erhöht. Auf der Seite der Wärmesenke kondensiert das Gas in einem Verflüssiger und gibt dabei Wärme an die Senke ab. Im Anschluss daran durchläuft das Kältemittel ein Expansionsventil, gelangt zum Verdampfer und durchläuft erneut den Kreisprozess. Neben der thermischen Energie aus der Wärmequelle benötigt eine Kompressionswärmepumpe mechanische Energie für den Verdichter. Diese mechanische Energie kann über elektrische oder thermische Motoren bereitgestellt werden.

Ein anderes Funktionsprinzip nutzen die *Sorptionswärmepumpen* (Abb. 1-2). Statt einer einzelnen Wärmequelle sind für den Betrieb der sorptionsbasierten Wärmepumpen zwei Wärmeströme notwendig: Eine Wärmequelle auf niedrigerem Temperaturniveau, deren Temperaturniveau angehoben werden soll und eine Quelle für Antriebswärme auf höherem Niveau, die die notwendige Antriebsenergie bereitstellt. Insoweit verfügbar können beide Wärmequellen aus Abwärme gedeckt oder die Antriebswärme kann auch durch Zufeuerung bereitgestellt werden.

Bei *Absorptionswärmepumpen* handelt es sich wie bei Kompressionswärmepumpen zwar um Systeme mit einem geschlossenen Kältemittelkreislauf, jedoch unterscheiden sie sich von ihnen in ihrem Verdichtungsprozess. Das gasförmige Kältemittel wird in einem Absorber in einer Flüssigkeit gelöst. Kältemittel und Flüssigkeit bilden dabei ein Stoffpaar mit einer leicht und einer schwer siedenden Komponente. Im Absorber wird durch die Lösung Wärme frei, die sich auf eine Wärmesenke übertragen lässt. Um die Lösung wieder in ihre Bestandteile zu trennen, wird sie über einen Wärmeübertrager geleitet und in einen Austreiber gepumpt, in dem unter Zufuhr von Antriebswärme die leichtsiedende Komponente verdampft. Die verbleibende schwersiedende Komponente wird über den Wärmeübertrager zurück in den Absorber geleitet, die leichtsiedende Komponente wird einem Verflüssiger zugeführt. Dort gibt sie Wärme ab, durchläuft wie bei der Kompressionskältemaschine ein Expansionsventil und geht dann erneut in den Kreisprozess ein. Bei Absorptionswärmepum-

pen verbreitete Stoffpaare sind Lithiumbromid/Wasser und Wasser/Ammoniak. Der thermische Verdichter kann durch Wärmeenergie aus Verbrennungsprozessen oder mittels Abwärme angetrieben werden.

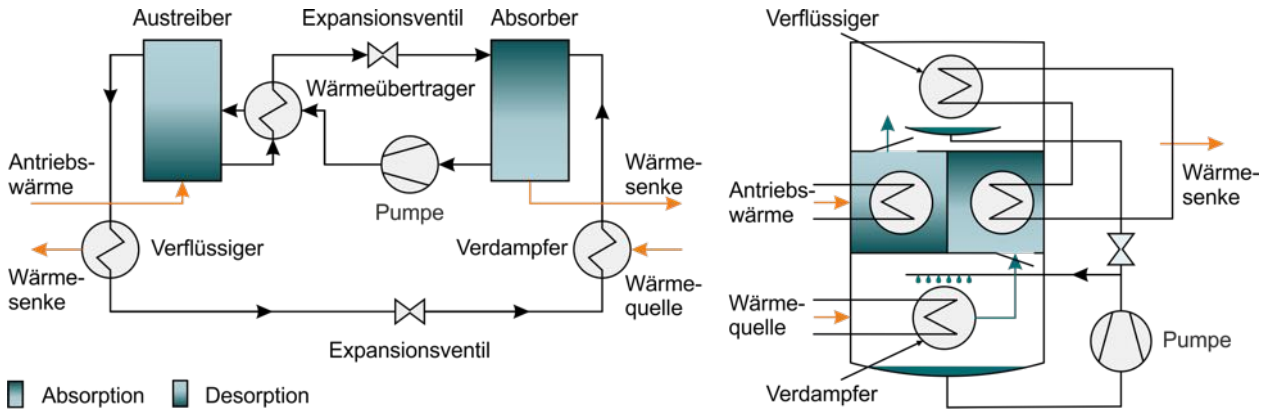


Abb. 1-2 Aufbauskizze sorptionsbasierter Wärmepumpen (links: Absorptionswärmepumpe; rechts: Adsorptionswärmepumpe)

Quelle: Wolf et al. (2012)

Bei Adsorptionswärmepumpen wird verdampftes Kältemittel hingegen in einer Sorptionskammer an einen Feststoff angelagert. Bei diesem Vorgang wird Wärmeenergie abgegeben, die an eine Wärmesenke geleitet werden kann. Da die Anlagerungsfähigkeit des Feststoffs nach einiger Zeit erschöpft ist, werden zwei Sorptionskammern im Wechsel genutzt, um einen kontinuierlichen Betrieb sicher zu stellen. Dabei wird stets in einer Kammer das Kältemittel adsorbiert und in einer zweiten Kammer parallel das Kältemittel unter Wärmezufuhr wieder ausgetrieben. Das ausgetriebene Kältemittel kondensiert in einem Verflüssiger und gibt dabei ebenfalls Wärme ab, die einer Wärmesenke zugeführt werden kann. Bei Adsorptionskältemaschinen häufig genutzte Kombinationen aus Feststoff und Kältemittel sind Zeolith/Wasser, Silicagel/Wasser und Aktivkohle/Methanol. Wie bei den Absorptionswärmepumpen können auch hier Wärmeströme aus unterschiedlichen Quellen genutzt werden.

Brüdenverdichter sind analog zu Kompressionswärmepumpen aufgebaut, basieren allerdings auf einem offenen Kreisprozess. Hierbei sind das Medium der Wärmequelle und das im Kreis geführte Medium identisch. Das Medium der Wärmequelle muss als Gas vorliegen. Das Gas wird dabei über einen mechanischen oder einen Dampfstrahlverdichter komprimiert. Die Wärme des verdichteten Gases kann danach abgeleitet werden.

Neben diesen Hauptformen gibt es weitere Spezialformen und Funktionsprinzipien. Beispielsweise wird in Rotationswärmepumpen statt durch einen Verdichter der Hoch- und Niedrigdruckbereich durch zentrifugale Kräfte erreicht (Wolf et al. 2014). Bei chemischen Wärmepumpen wir eine reversible chemische Reaktion genutzt, bei der bei niedrigen Temperaturen eine endotherme und bei hohen Temperaturen eine exotherme Reaktion stattfindet (z. B. Zhang et al. 2016). Daneben lassen sich alternative Verdichtungsprinzipien wie thermoakustische Systeme auf Basis akustischer Schwingungen (z. B. Spoelstra und Tijani 2005; Kleefkens und Spoelstra 2014), elektrothermische und magnetokalorische Wärmepumpen nennen.

1.4 Fokustechnologie C: Generative Fertigungsverfahren

Generative Fertigungsverfahren sind Fertigungsverfahren, bei denen ein Bauteil auf der Grundlage eines Computermodells durch Anfertigen und Verbinden einzelner Materialmengen, häufig in Form einzelner Schichten, schrittweise aufgebaut wird. Da bei diesen gegenüber abtragenden Verfahren Material hinzugefügt wird, werden sie auch als additive Verfahren bezeichnet. Im Sprachgebrauch werden generative Verfahren häufig auch als 3D-Druck bezeichnet. Generell ist anzumerken, dass die Begrifflichkeiten im Bereich der generativen Verfahren nicht einheitlich abgegrenzt und verwendet werden (VDI 2014b). Ferner werden einzelne Verfahren auch unter verschiedenen Begrifflichkeiten geführt.

Tab. 1-2 Kommerziell etablierte generative Fertigungsverfahren und die mit ihnen bearbeitbaren Werkstoffe

Verfahren	Metalle	Kunststoff	Keramik	Formsand	Papier
(1) Laser-Sintern	X	X	X	X	
(2) Laser-Strahlschmelzen	X				
(3) Elektronen-Strahlschmelzen	X				
(4) 3D-Drucken	X	X	X	X	
(5) Layer Laminated Manufacturing	X	X	X		X
(6) Stereolithographie		X	X		
(7) Digital Light Processing		X			
(8) Thermotransfer-Sintern		X			
(9) Fused Layer Modelling		X			
(10) Multi-Jet-Modelling		X			
(11) Poly-Jet-Modelling		X			

Quelle: mit Änderungen entnommen aus VDI 3405

Gegenüber den klassischen materialabtragenden Verfahren werden den generativen Verfahren verschiedene Vorteile zugeschrieben wie größere konstruktive Freiheiten, hohe Flexibilität bei der individuellen Anpassung der Produkte, ein weitgehender Verzicht auf Werkzeuge, die Möglichkeit der dezentralen Produktion, eine kürzere Prozesskette, eine kürzere Zeitspanne vom Design zum gefertigten Produkt, aber auch höhere Effizienz durch Einsparungen an Material und Gewicht. Im Vergleich zu traditionell in Serie oder in Masse gefertigten Produkten sind die Fertigungszeiten für den reinen Fertigungsprozess jedoch vergleichsweise langwierig, die erreichbaren Geometrien sind auf die häufig beschränkten Bauraumvolumina begrenzt, die Produkte unterliegen materialtechnischen Beschränkungen und Maschinen und Material sind vergleichsweise teuer.

Mit generativen Fertigungsverfahren lassen sich verschiedene Werkstoffe wie Metalle, Kunststoffe, Keramiken oder auch Papier bearbeiten. Tab. 1-2 zeigt eine Reihe unterschiedlicher kommerziell etablierter Verfahren.

In Anlehnung an Gebhardt (2013) und VDI (2014b) lassen sich die Verfahren wie folgt beschreiben: Ausgangspunkt zahlreicher generativer Verfahren ist ein Bett pulverförmiger Werkstoffe (Abb. 1-3). Beim Laser-Sintern (1) handelt es sich dabei um ein geringfügig vorverdichtetes Pulverbett aus Körnchen mit einem typischen Durchmesser von 20 bis 50 µm, dessen oberste Schicht durch einen über ein Umlenksystem gezielt geführten Laserstrahl angeschmolzen wird. Dadurch verschmelzen die einzelnen Pulverkörnchen im oberen Bereich des Pulverbetts miteinander und bilden durch die Wärmeleitung an den so erhitzten Stellen rasch eine feste, dünne Materialschicht. Das Pulverbett wird geringfügig abgesenkt und mit einer neuen Schicht Pulver überstrichen. Diese neue Schicht wird wiederum an ausgewählten Stellen dem Laserstrahl ausgesetzt, schmilzt an und verbindet sich dabei auch mit der vorherigen Materialschicht. Durch Wiederholen dieses Vorgangs bildet sich bei geänderter Führung des Lasers nach und nach schichtweise im Pulverbett ein vollständiges Bauteil. Zum Ausgleich von Spannungen und zur Positionierung des Bauteils werden bei Metallen häufig Stützstrukturen eingebracht. Während des Gesamtprozesses wird der Bauraum beispielsweise bei Kunststoffen möglichst bis knapp unter der Schmelztemperatur des Pulvers aufgeheizt, sodass nur wenig zusätzliche Schmelzenergie durch den Laser eingebracht werden muss. Eine Schutzatmosphäre kann hier zur Vermeidung der Oxidation des Pulvers eingebracht werden. Das nicht aufgeschmolzene Pulver verbleibt während des Prozesses im Pulverbett und kann – abhängig von der Geometrie des Körpers – nach dem Abkühlen des Gesamtkörpers und der Entnahme aus dem Pulverbett entfernt werden. Nach Abschluss des Prozesses müssen etwaige Stützstrukturen entfernt und je nach Anforderungen an das Bauteil Nachbearbeitungsschritte wie Schleifen oder Sandstrahlen erfolgen.

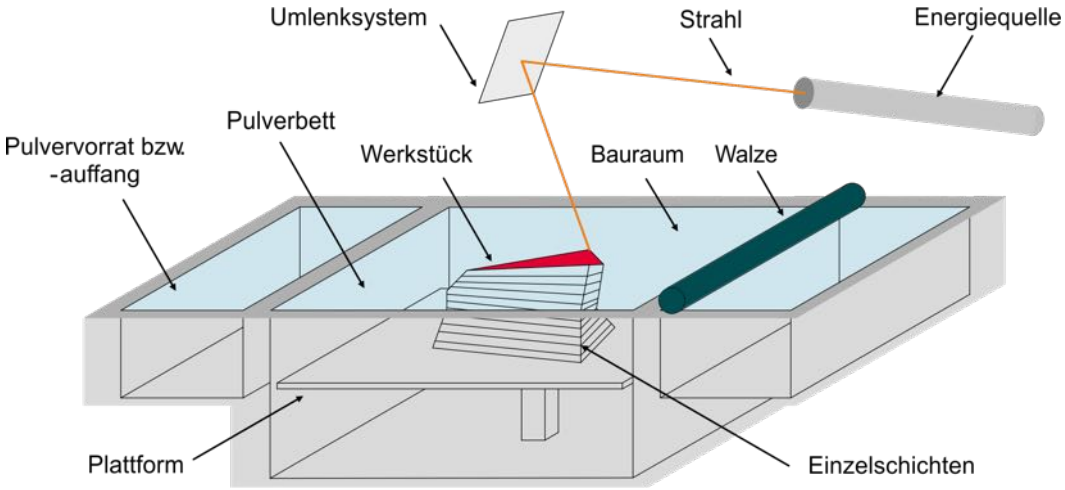


Abb. 1-3 Aufbauskizze eines Pulverbettverfahrens

Zum Laser-Sintern gibt es eine Reihe eng verwandter Verfahrensvarianten. Beim Laser-Strahlschmelzen (2) wird bei der Herstellung metallischer Bauteile das Pulver vollständig aufgeschmolzen. Beim Elektronen-Strahlschmelzen (3) wird statt eines Lasers ein gelenkter Elektronenstrahl als Energiequelle genutzt. Auch das 3D-

Drucken (4) als Verfahren funktioniert grundsätzlich ähnlich. Ausgangspunkt ist auch hier ein Pulverbett. Statt das Material schichtweise zu schmelzen, wird jedoch hier über einen Druckkopf gezielt eine Binderflüssigkeit hinzugegeben, die das Pulvermaterial an den entsprechenden Stellen verfestigt und analog zu den bisherigen Verfahren einen schichtweisen Aufbau des Bauteils erlaubt. Beim Layer Laminated Manufacturing (5) wird ein anderer Weg eingeschlagen Hier werden vorgefertigte Schichten eines Ausgangsmaterials wie Folien eingesetzt, übereinander gefügt und schichtweise mittels eines Werkzeugs, Wasserstrahls oder Lasers in die gewünschte Form geschnitten. Die einzelnen Schichten werden dabei durch Prozesse wie Kleben oder Schweißen miteinander verbunden.

Neben den zuvor genannten Verfahren, die sich generell für metallische Werkstoffe eignen, gibt es im Bereich der generativen Verfahren diverse Ansätze, mit denen sich insbesondere Kunststoffe verarbeiten lassen. Die Stereolithographie (6) beruht darauf, dass flüssige Harze wie Acryl- oder Epoxidharze unter Einfluss von UV-Licht zu einem festen Kunststoff aushärten. Um dies für die generativen Verfahren zu nutzen, wird Licht oder ein Laserstrahl auf die Oberfläche eines Harzbades geleitet und prinzipiell analog zu den obigen Verfahren vorgegangen, indem schichtweise neues Harz aufgebracht und verfestigt wird und sich dadurch sukzessive ein gesamter Körper samt Stützstrukturen bildet. Das Digital Light Processing (7) funktioniert analog, allerdings wird als Lichtquelle eine Lampe verwendet, deren Licht durch eine Maske so gesteuert wird, dass die relevanten Teile einer gesamten Materialschicht auf einmal belichtet werden. Beim Thermotransfer-Sintern (8) kommt hingegen wiederum ein Pulverbett zum Einsatz, bei dem über einen beheizten Druckkopf einzelne Schichten gesintert werden. Beim Fused Layer Modelling (9) handelt es sich um ein Verfahren, bei dem statt der Bearbeitung eines „vorbereiteten“ Materialvolumens das Material durch einen beheizten Druckkopf oder eine beheizte Düse extrudiert wird und durch eine Positionsänderung der Düse zu einer Schicht einschließlich Stützstrukturen geformt wird. Folgeschichten werden auf den jeweiligen Vorgängerschichten abgelegt. Beim Multi-Jet Modelling (10) wird das Material über eine Reihe von Düsen linienweise zu einer Schicht geformt, beim Poly-Jet Modelling (11) wird ein UV-sensitives Flüssigharz über Düsen ausgetragen und unmittelbar über UV-Strahler gehärtet.

Neben der beschriebenen Verarbeitung der Materialien umfasst die Fertigungskette für generative Verfahren weitere Prozessschritte. Da die Erstellung der Produkte auf digitalen Daten beruht, ist vorgelagert eine Aufbereitung des zugrundeliegenden Computermodells erforderlich. Hierbei müssen Material- und Prozessspezifika (z. B. Abkühlverhalten, Geometrieausrichtung, Stützen) berücksichtigt werden. Im Anschluss an die Fertigung folgen Reinigungs-, Nachbehandlungs- und Qualitätssicherungsprozesse.

Für die industrielle Produktion als Querschnittstechnologie besonders interessant erscheinen besonders die für metallische Werkstoffe geeigneten Verfahren, da metallische Werkstoffe einerseits in der Herstellung und andererseits in der Bearbeitung besonders viel Energie benötigen.

1.5 Ausweisung der Fokustechnologien in Energieszenarien

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden an verschiedenen Stellen die in *Teilbericht* 1 vorgegebenen nationalen und internationalen Energieszenarien als Grundlage für die Bewertung herangezogen. Im Folgenden wird eingehender dargestellt, inwieweit die betrachteten Fokustechnologien in den jeweiligen Szenarien explizit quantitativ untersucht werden.

Tab. 1-3 zeigt, dass bei den auf erneuerbare Energien, Entwicklungskorridore oder Zielerreichung fokussierten Studien nachfrageseitige Technologien nur zum Teil detaillierter analysiert und ausgewiesen werden. Zum Beispiel werden nachfrageseitige Technologien in der Stromnachfrageentwicklung subsumiert oder große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen gehen in eine allgemeine Gruppe Wärmepumpen (einschließlich Umweltwärme als Wärmequelle und Anwendungen im Haushaltssektor) ein.

Tab. 1-3 Übersicht ausgewählter Langfristszenarien und Betrachtung der Fokustechnologien in den jeweiligen Studien

Autoren (Jahr)	Kurztitel	FF A	FF B	FF C
Deutschland				
DLR et al. 2012	BMU Leitstudie 2011	☐	☐	☐
UBA 2014	Treibhausgasneutrales Deutschland	☐	☐	☐
Prognos et al. 2014	Entwicklung der Energiemärkte	☒	☐	☐
Fraunhofer IWES et al. 2015	Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr	☐	☐	☐
Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015	Klimaschutzszenario 2050: 2. Endbericht	☐	☒	☐
Fraunhofer ISE 2013	Energiesystem Deutschland 2050	☐	☐	☐
50Hertz Transmission GmbH et al. 2016	Netzentwicklungsplan Strom / Gas 2030	☐	☐	☐
International				
IEA 2016c	World Energy Outlook 2016	☒	☐	☐
IEA 2016a	Energy Technology Perspectives 2016	☐	☐	☐
Greenpeace International et al. 2015	Energy [R]evolution	☐	☐	☐
World Energy Council 2016	World Energy Scenarios 2016	☐	☐	☐
Fokusfelder FF A: Elektromotoren, FF B: HT-Wärmepumpen, FF C: Fertigungsverfahren				

Mit Blick auf eine Aufschlüsselung der Fokustechnologien wird hinsichtlich der *Elektromotoren* im nationalen Bereich in Prognos et al. (2014) für das Zielszenario die Entwicklung der mechanischen Energie als Teil der industriellen Endenergienachfrage ausgewiesen. Da mechanische Energie gemäß der oben gezeigten Statistik nur zu einem Bruchteil durch den Einsatz von Brennstoffen bereitgestellt wird, kann dieser Energiebedarf näherungsweise als Energienachfrageentwicklung für Elektro-

motoren angesetzt werden. Auf internationaler Ebene wird in IEA (2016c) das Thema elektromotorische Antriebssysteme als Fokusbereich dezidiert mit internationalen Potenzialen analysiert. *Große industrielle Hochtemperaturwärmpumpen* werden mittelbar in Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) behandelt, indem das technische Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in der Industrie anhand unterschiedlicher Temperaturniveaus ausgewiesen wird. Ferner werden Annahmen getroffen, inwieweit dieses Potenzial in den Szenarien ausgeschöpft wird. Der Bereich der *generativen Verfahren* wird in keiner Studie näher betrachtet. Dies ist nicht überraschend, da es sich um eine relativ junge Technologie mit relativ geringer Verbreitung und mittelbarem Bezug zur Energienachfrage handelt.

Insgesamt ist die explizite Ausweisung von Angaben zu den Fokustechnologien in den genannten Szenarien damit relativ begrenzt. Dadurch muss bei quantitativen Darstellungen im Rahmen der Bewertung teilweise auf andere Quellen bzw. Abschätzungen zurückgegriffen werden und es können nur zum Teil Korridore für Maxima und Minima ausgewiesen werden.

2 Stand F&E in Deutschland

Im Folgenden wird kurz der Stand der Technologieentwicklung für die Fokustechnologien dargestellt, wobei neben der nationalen Betrachtung auch die internationale Perspektive einbezogen wird.

2.1 Elektromotoren

Elektromotoren wurden als Technologie im 19. Jahrhundert erfunden, haben heute breiten Einzug in industrielle Anwendungen gefunden und tragen zu einem erheblichen Teil zur Stromnachfrage in der Industrie bei. Der Rückgriff auf magnetische Felder wie bei den derzeit genutzten Elektromotoren wird zurzeit als einzige auch längerfristig aussichtsreiche Methode zur Umwandlung von elektrischer in mechanische Energie angesehen. Verwandte Prozesse auf Basis elektrischer Felder oder Ultraschallverfahren sind absehbar nicht kompetitiv (Mecrow und Jack 2008).

In der Vorgängerstudie (Wietschel et al. 2010) wurde der Bereich Elektrischer Antriebssysteme als Teil der Querschnittstechnologien analysiert. Als Forschungsempfehlungen wurde hier festgehalten, dass sich die Förderung auf die Weiterentwicklung in Richtung von Motoren mit der damals höchsten Effizienzklasse IE4 konzentrieren sollte. In diesem Zusammenhang wurden neben Permanentmagnetmotoren insbesondere Motoren auf Basis von Hochtemperatursupraleitung genannt. Als zweiter Bereich wurde die Verbesserung mit Umrichter betriebener Antriebe gesehen, wobei hier insbesondere kompaktere, besser integrierte Systeme mit hocheffizienten Umrichtern und mögliche Direktantriebe im Vordergrund standen. Drittens wurde die weitergehende ganzheitliche Optimierung von elektrischen Antriebssystemen als wichtiges Thema hervorgehoben.

Um die Entwicklungen bei der Verbesserung der Effizienz von Elektromotoren in den letzten Jahren einordnen zu können, ist zunächst eine Betrachtung des normativen und politischen Umfelds hilfreich. Auf der normativen Seite wurden für die verbreitet eingesetzten Induktionsmotoren in verschiedenen Regionen der Welt unterschiedliche lokale Energieeffizienzstandards entwickelt (Almeida et al. 2008b). Um den Aufwand für die Einhaltung, Umsetzung und Nutzung bei weltweit agierenden Herstellern und Nutzern zu minimieren, wurde 2008 mit dem Standard IEC 60034-30 eine international einheitliche Norm zur Bestimmung der Effizienz bestimmter Elektromotorvarianten geschaffen. Im Rahmen dessen wurden drei Energieeffizienzklassen IE1 (Standardeffizienz) bis IE3 (Premiumeffizienz) für verbreitete Motoren im Leistungsbereich von 0,75 bis 375 kW festgelegt. 2014 wurde eine aktualisierte Fassung veröffentlicht, bei der unter anderem der Anwendungsbereich auf Motoren im Bereich von 0,12 bis 1.000 kW erweitert wurde. Zusätzlich wurde als neue Effizienzklasse IE4 (Superpremium-Effizienz) spezifiziert und noch eine weitere IE5-Klasse (Ultrapremium-Effizienz) indikativ mit einer weiteren Reduzierung der Verluste um 20 % gegenüber der IE4-Klasse angegeben (Almeida et al. 2014e).

Abb. 2-1 veranschaulicht die Energieeffizienzklassen für 4-polige und mit 50 Hz betriebene Motoren. Wie erkennbar ist, steigen die Mindesteffizienzwerte bei höherer Leistung deutlich an und sehr hohe Effizienzwerte sind bei kleineren Nennleistungen schwieriger erreichbar. Insbesondere im Bereich kleiner Leistungsklassen gibt es hingegen deutliche Unterschiede zwischen den Effizienzklassen. Beispielsweise be-

trägt der Unterschied in der Effizienz zwischen IE1 und IE4 bei einem 1,1 kW-Motor 12,2 %-Punkte, bei einem 110 kW-Motor hingegen nur 3 %-Punkte. Damit wird auch deutlich, dass die generellen Potenziale zur weiteren Verbesserung von Motoren im großen Leistungsbereich aufgrund der bereits hohen Wirkungsgrade, z. B. 96 % bei IE3, nur sehr wenige Prozentpunkte umfassen können.[2]

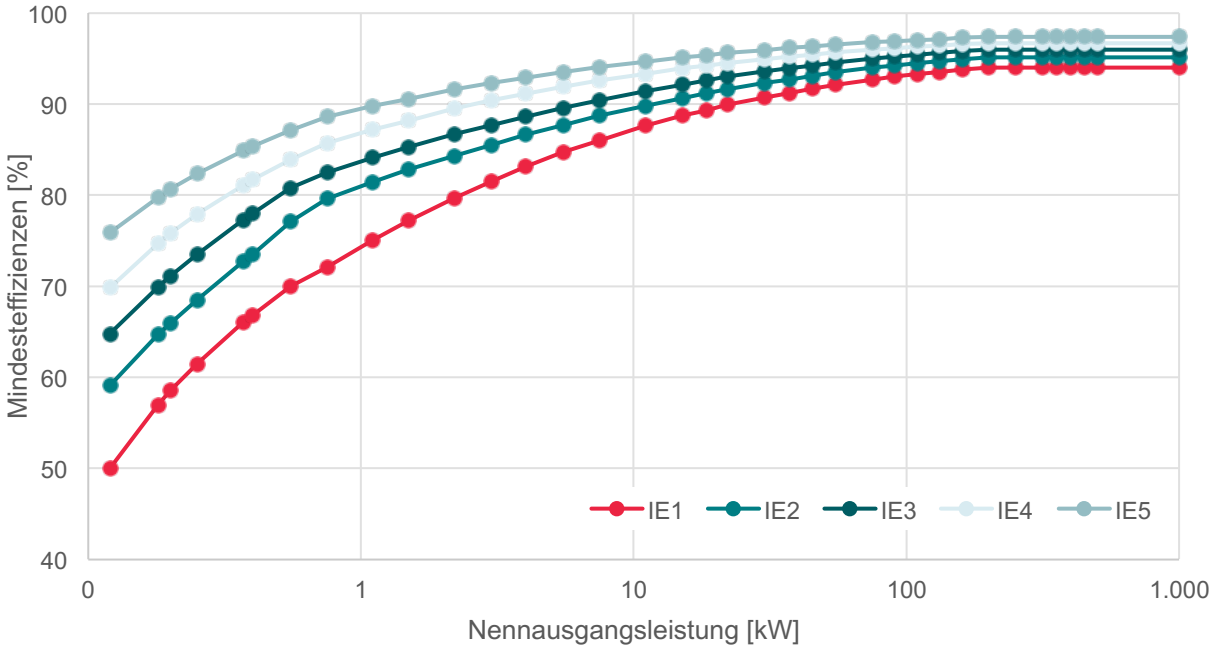


Abb. 2-1 Darstellung der Energieeffizienzklassen für das Beispiel von 4-poligen 50 Hz-Motoren

Quelle: Werte der Klassen IE1 bis IE4 übernommen aus ABB 2014; IE5 dargestellt als IE4 mit 20 % geminderten Verlusten

Eng an die Norm geknüpft sind die politischen Vorgaben für die Verbesserung bei Elektromotoren in Europa. Insbesondere in den vergangenen zehn Jahren wurde das Thema durch politische Vorgaben stark vorangetrieben, nachdem eine in den Vorjahren währende Selbstverpflichtung der Industrie nur zu einer langsamen Verbreitung hocheffizienter Motoren auf dem Markt geführt hat. Ausgehend von den Regelungen der Ökodesignrichtlinie (Richtlinien 2005/32/EG, 2009/125/EU) wurde das Thema insbesondere mit einer europäischen Durchführungsverordnung zu Elektromotoren (VO 640/2009) vorangetrieben. Deren Vorgaben knüpfen an die erste Fassung der IEC 60034-30 an und legen für bestimmte Motoren im Leistungsbereich zwischen 0,75 und 375 kW Mindestanforderungen an die Effizienz von Motoren fest. Motoren, die diese Mindeststandards nicht erfüllen, dürfen auf dem europäischen und damit auch auf dem deutschen Markt nicht mehr in Verkehr gebracht werden. Die Umsetzung der Mindestanforderungen folgt einem mehrstufigen Konzept, dessen derzeit letzte Stufe Anfang 2017 in Kraft getreten ist. Daran anschließend wurden

[2] Von dieser Überlegung sind jedoch die Einsparpotenziale durch den flächendeckenden Einsatz dieser Motoren zu unterscheiden, da effiziente Motoren aufgrund der langen Nutzungsdauern nur langsam in den Gesamtbestand vordringen.

im Rahmen der erweiterten Ökodesignvorstudie zu Motoren außerhalb der Verordnung 640/2009 (Lot 30, Almeida et al. 2014a) von den Autoren der Studie verschiedene Vorschläge zur Weiterführung formuliert, darunter unter anderem eine mögliche Anhebung der Mindeststandards auf das Niveau IE4 im Jahr 2022.

Tab. 2-1 Inkrafttreten von Mindestanforderungen für Elektromotoren gemäß VO 640/2009

Inkrafttreten	Leistungsbereich	Mindestniveau
16. Juni 2011	0,75 bis 375 kW	IE2
1. Januar 2015	7,5 bis 375 kW	IE3 oder IE2 mit Drehzahlregelung
1. Januar 2017	0,75 bis 375 kW	IE3 oder IE2 mit Drehzahlregelung

Legt man Tab. 1-1 zu Grunde, so zeigt sich, dass perspektivisch mit der derzeitigen Technologieentwicklung nicht mit allen Motortechnologien das Effizienzniveau der IE4-Klasse erreicht werden kann. Ausführungen in Almeida et al. (2014e) unterstreichen jedoch, dass der Übergang zu IE5-Motoren prinzipiell möglich ist.

Trotz der Vielzahl unterschiedlicher Elektromotorarten sind Dreiphasen-Käfigläufermotoren mit deutlichem Abstand am weitesten verbreitet. Seit 2012 ist bekannt, dass auch mit diesen Motoren unter Beibehaltung von Baugrößenrestriktionen und Wirtschaftlichkeit die IE4-Klassifikation realisierbar ist (Almeida et al. 2014e). Daneben wurden auch netzanlauffähige Permanentmagnet-Synchronmotoren, frequenzumrichter-gestützte und geschaltete Reluktanzmotoren im IE4-Segment auf den Markt gebracht (Almeida et al. 2014e). Gerade Permanentmagnet-Synchronmotoren gelten in Verbindung mit einem Frequenzumrichter als reife Technologie zum Erreichen der IE4-Klassifikation, insbesondere wenn für die magnetischen Materialien seltene Erden eingesetzt werden (Almeida et al. 2014e). Mit der Fortentwicklung der Käfigläufermotoren wird allerdings der Einsatz netzanlauffähiger Permanentmagnetmotoren im IE4-Segment aufgrund ihrer höheren Kosten sowie des nachteiligen Anlauf- und Laufverhaltens eher für höchsteffiziente Anwendungen im IE5-Segment und in kleineren Leistungsklassen gesehen (Almeida et al. 2014e).

Mit Blick auf die Weiterentwicklungsbedarfe werden in der Literatur verschiedene Vorschläge formuliert. Bei Käfigläufermotoren wird die bereits in der Vorgängerstudie genannte Möglichkeit gesehen, durch den Einsatz von Kupfer statt Aluminium im Rotor die Gesamtverluste weiter zu reduzieren, wobei hier die dadurch erhöhten Kosten für Material- und Herstellungsprozess durch die Effizienzgewinne kompensiert werden müssten. Ähnliches gilt für die Möglichkeit, eine größere Bauform für den Motor zu wählen und durch mehr aktives, d. h. magnetisierbares Material die Verluste zu reduzieren. Eine weitere Möglichkeit ist es, Eisenverluste durch den Einsatz optimierter Einzelbleche und amorpher Metalle zu reduzieren. Weitere Verbesserungen betreffen die Optimierung des Designs von Rotor und Stator, präziserer Produktionsprozesse zur Verringerung von Spaltmaßen, das Design der Kühlsysteme und der Lager sowie die Verbesserung des Teillastverhaltens (Almeida et al. 2014e).

Daneben bestehen Möglichkeiten in der Verwendung anderer Motortechnologien, u. a. Permanentmagnetmotoren, Synchronmaschinen oder alternative Designs wie Axi-

alflussmotoren auf Permanentmagnet/Ferrit-Basis. Mit einem Frequenzumrichter betriebene Permanentmagnetmotoren und Synchron-Reluktanzmaschinen werden als aussichtsreiche effiziente Motortechnologien in Verbindung mit geschwindigkeitsvariablen Antrieben genannt (Almeida et al. 2014e).

Einige orientierende techno-ökonomische Kenndaten zur Fokustechnologie Elektromotoren mit perspektivischem Ausblick sind in Tab. 2-2 zusammengestellt (Leistung: 75 kW). Hierbei wurde anhand der oben dargestellten Ausführungen angenommen, dass ein Übergang zum IE5-Standard in den kommenden 15 Jahren erreichbar sein sollte und längerfristig insbesondere bei kleineren Motorleistungen weitere Fortschritte erzielbar sein sollen. Almeida et al. (2014e) zufolge liegen die Kosten für IE4-Käfigläufer etwa 15 % über den Werten für IE3-Motoren. Für die Entwicklung der künftigen Investitionen wird angenommen, dass ein ähnlicher Sprung bei IE5 auftreten wird, zuvor aber die Kosten für IE4 auf das IE3-Niveau sinken werden. Als Lebensdauer werden konstant durchschnittliche 15 Jahre für einen Motor mittlerer Größe unterstellt (Almeida et al. 2008a; Almeida et al. 2014b).

Tab. 2-2 Techno-ökonomische Kenndaten der Fokustechnologie Elektromotoren

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Mindesteffizienzklasse[1]	Klasse	IE4	IE4	IE5	IE5+	IE5+
Durchschnittliche Effizienz	%	96,0	96,0	96,8	96,8	96,8
Lebensdauer	a	15	15	15	15	15
Investition[2]	€/kW	100-130	95-120	100-130	90-120	85-115

[1] Für die Zeit nach 2030 wird von einer weiteren Steigerung über IE5 ausgegangen, wobei dies insbesondere Motoren kleinerer Leistungsklassen (unter 30 kW) betrifft. Dies wird hier als IE5+ bezeichnet.

[2] Die spezifischen Investitionen für hocheffiziente Motoren fallen mit steigender Motorgröße besonders stark.

Quelle: u. a. Almeida et al. 2014e, eigene Annahmen.

2.2 Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen

Mit Blick auf den Einsatz großer industrieller Wärmepumpen ist die durch die Wärmepumpe erreichbare Vorlauftemperatur ein wesentlicher Parameter für die technisch realisierbaren Einsparpotenziale in der Industrie. Die Vorlauftemperatur von Wärmeverteilsystemen orientiert sich in industriellen Prozessen typischerweise am Wärmeverbraucher mit der höchsten Betriebstemperatur. Gibt es mehrere Prozesse mit ähnlichen Temperaturbedarfen oder einzelne Prozesse mit sehr hohen Wärmebedarfen, werden zumeist separate Wärmeverteilsysteme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus betrieben (Wolf et al. 2014).

Wärmepumpen können aktuell bei Vorlauftemperaturen bis 100 °C eingesetzt werden, wobei derzeit im Prototypenbau Temperaturen bis 125 °C erreicht werden. Darüber hinausgehende Vorlauftemperaturen wurden derzeit nur durch einzelne Laboranlagen realisiert und sind derzeit noch Gegenstand der Forschung (Wolf et al. 2014).

In den vergangenen Jahrzehnten konnten deutliche Verbesserungen der Leistungszahlen erreicht werden. Nach Wolf et al. (2014) ließen sich bei den Kleinwärmepumpen für den Haushaltsbereich deutliche Verbesserungen der Leistungszahlen erreichen. Dort werden je nach Messmethode für Sole/Wasser-Wärmepumpen in 2012 Leistungszahlen von 4,4 bzw. 4,8 und für Luft/Wasser-Wärmepumpen von 3,7 bis 4,1 angegeben. Für den Zeitraum ab 2005 wurde ein jährlicher Anstieg der Leistungszahl von 0,5 % für Sole/Wasser-Wärmepumpen bzw. 1,6 % für Luft/Wasser-Wärmepumpen ausgewiesen, die auf spezialisierte Komponenten und ein verbessertes Technikverständnis zurückgeführt werden. Ähnliche Entwicklungen werden dort auch für Großwärmepumpen erwartet, wobei von geringfügig höheren Leistungszahlen ausgegangen wird, da einige Grundverbräuche nicht linear mit der Größe der Anlage anwachsen.

Hinsichtlich des Leistungsbereichs industrieller Großwärmepumpen ist eine deutliche Weiterentwicklung des Marktangebots abzulesen: Während Lambauer et al. (2008) mit der Ausnahme eines Herstellers einen thermischen Leistungsbereich von 100 bis etwa 1.500 kW_{th} als Stand der Technik angeben, wird das Leistungsspektrum später bei Wolf et al. (2014) auf 20.000 kW_{th} ausgeweitet.

Aktuelle Entwicklungsaktivitäten konzentrieren sich unter anderem auf die Weiterentwicklung im Bereich von Hochtemperaturkältemitteln. Ausschlaggebend für den Einsatz von Kältemitteln sind technische, wirtschaftliche sowie sicherheits- und umwelttechnische Erwägungen. Aus technischer Sicht gilt, dass sich das Kältemittel bei realisierbaren Drücken verflüssigen und auf dem Temperaturniveau der Wärmequelle verdampfen lassen muss und dass typischerweise die aus thermodynamischer Sicht kritischen Bereiche außerhalb der Betriebsbedingungen liegen müssen. Ausnahmen hiervon sind überkritische Kältemittel wie Kohlendioxid. Weitere Erwägungen betreffen unter anderem die erreichbaren Leistungszahlen. Wirtschaftliche Aspekte umfassen die Verfügbarkeit und die Preise der Kältemittel und die volumetrische Kälteleistung als Bestimmungsgröße für den Kältemittelverdichter. Sicherheits- und umwelttechnische Erwägungen beinhalten unter anderem Gesundheitsgefährdungen sowie das Erderwärmungspotenzial oder die Verweildauer in der Atmosphäre (Wolf et al. 2014). Die Ermangelung geeigneter Kältemittel wird als einer der Hauptgründe für die derzeitige Beschränkung der Vorlauftemperaturen auf bis zu 100 °C genannt (Kleefkens und Spoelstra 2014).

Weitere Entwicklungsaktivitäten betreffen den Verdichter, für den neben der Effizienz auch Aspekte wie Lebensdauer, Geräuschemissionen und Abdeckung der technischen Anwendungserfordernisse wie das erreichbare Druckniveau relevant sind.

Weitere Aktivitäten fokussieren sich auf die Gestaltung von Wärmepumpen (vgl. Wolf et al. (2014), S. 36ff.) zur Anpassung an spezifische Anforderungen wie die hohen Temperaturspreizungen, die im industriellen Umfeld angetroffen werden. So konnten anhand von Prototypen bei Vorlauftemperaturen von rund 120 bis 125 °C und Temperaturspreizungen bis 60 K Leistungszahlen über 3 bei zuverlässigem Betrieb nachgewiesen werden. Weiterhin wurden mehrstufige Prototypen entwickelt, die darüber hinausgehende Temperaturspreizungen über 80 K bei einer Temperatur der Wärmesenke über 100 °C erreichen konnten. Weitere vermarktete Konzepte sind Hybridwärmepumpen, die kompressionsbasierte und sorptive Verfahren kombinie-

ren, wodurch hohe Drücke in den Anlagen vermieden und Verluste an Arbeitsfähigkeit minimiert werden.

Einen perspektivischen Ausblick für die Fortentwicklung von Wärmepumpen speziell für den industriellen Bereich in Europa geben Sanner et al. (2013). In kurzfristiger Hinsicht bis 2020 wird dort für Kompressionswärmepumpen Verbesserungsbedarf bei der Entwicklung neuer klimafreundlicher und natürlicher Kältemittel, die Verbesserung von Verdichtern und Schmiermethoden für Temperaturen bis 100 °C sowie Verbesserungsbedarf bei Wärmetauschern zur direkten Nutzung von kondensierenden Abgasen gesehen. Hierbei sollten Vorlauftemperaturen von 150 °C erreichbar werden. Weitere Kurzfristziele betreffen die Prozessintegration, die Optimierung und Steuerung von Wärmepumpen, das hydraulische Design, das dynamische Verhalten sowie die Auswahl geeigneter Komponenten.

Tab. 2-3 Techno-ökonomische Kenndaten der Fokustechnologie große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen einschließlich Weiterentwicklungspfade bis 2050

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Maximale Vorlauftemperatur im kommerziellen Produkt	°C	125	160	200	200	200
Temperaturhub	K	60	80	100	100	100
Lebensdauer	Jahre	15	15	15	15	15
Investition Wärmepumpe	$€_{2014}/kW_{th}$	200-250	190-240	180-230	180-220	170-210
Leistungszahl Bestand KS 80/KS 95	-	3,0 / 3,0	3,0 / 3,1	3,2 / 3,4	3,3 / 3,7	3,4 / 4,0

Quelle: u. a. Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, Wolf et al. 2014, eigene Annahmen

Mittelfristig bis 2030 und langfristig wird darüber hinaus Entwicklungsbedarf in Richtung neuer Wärmepumpenkonzepte gesehen. Hierbei soll einerseits das Anwendungspotenzial verbessert werden, indem Temperaturniveaus erhöht, Kosten gesenkt, Toxizität und Entflammbarkeit von Kältemitteln vermindert und die Zuverlässigkeit der Systeme erhöht werden. Da die Anwendungsbereiche einzelner Technologien begrenzt sind, wird hier die Notwendigkeit gesehen, verschiedene Technologien parallel weiterzuentwickeln. Hier wird insbesondere Bedarf gesehen, das Vorlauftemperaturniveau auf bis zu 200 °C und die Temperaturspreizung auf über 70 K anzuheben sowie eine Verbesserung der Leistungszahl von über 20 % zu erzielen. Als Variante werden in diesem Zusammenhang auch thermoakustische Wärmepumpen genannt.

Tab. 2-3 zeigt einige techno-ökonomische Kenndaten großer industrieller Hochtemperaturwärmepumpen mit Entwicklungsperspektive. Angaben zu Investitionen und Lebensdauer sind Wolf et al. (2014) entnommen. Für die Integration der Wärmepumpe sind zusätzliche Aufwendungen in Höhe von 60 bis 100 % des Wärmepumpenpreises hinzuzurechnen. Für die Fortschreibung bis 2050 wurde hier von einer moderaten Kostendegression von 0,5 % pro Jahr ausgegangen und der Wert gerundet.

2.3 Generative Fertigungsverfahren

Aus historischer Sicht haben sich generative Fertigungsverfahren mit der zunehmenden Verbreitung computergestützter Designsoftware (CAD-Technik) seit den späten 1980er Jahren neben den klassischen subtraktiven Fertigungsverfahren etabliert (z. B. Beyer 2014). Zunächst lag der Schwerpunkt der Verfahren auf der Fertigung von Modellen und Prototypen. In den letzten Jahren haben die Verfahren aber durch immer breitere Anwendungsmöglichkeiten und durch Kostensenkungen bei der technischen Infrastruktur (EFI 2015) auch für die Herstellung industriell gefertigter Endprodukte zunehmend an Bedeutung gewonnen .

Derzeit werden generative Fertigungsverfahren mit variierendem Reifegrad in unterschiedlichen Branchen und Bereichen eingesetzt. Hierzu zählen der Fahrzeugbau, die Luft- und Raumfahrtindustrie, der Maschinenbau, chemische Erzeugnisse, medizinische Geräte und Produkte sowie Instrumente und Messtechnik (EFI 2015). 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 (VDI 2014a).

Die generativen Fertigungsverfahren gelten insbesondere bei kleinen Stückzahlen gegenüber konventionellen Verfahren als wirtschaftlich, da Kosten für Werkzeugbau und Ähnliches entfallen und neu entwickelte Produkte in kleinen Stückzahlen sehr flexibel gemäß den Kundenwünschen, kurzfristig und weitgehend ortsunabhängig hergestellt werden können. In einigen industriellen Bereichen werden generative Fertigungsverfahren bereits als etablierte Technik eingestuft; dabei werden sie insbesondere für komplexe Einzelteile, Prototypen und Kleinserien genutzt (EFI 2015).

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird als allgemeines, längerfristiges Entwicklungsziel angesehen, dass sich die Anwendungsbereiche der generativen Fertigungsverfahren weiterentwickeln sollten und diese Verfahren „seriennah“ in der Produktion eingesetzt werden sollen. Da im Unterschied zu den anderen betrachteten Energietechnologien neben der technologischen Vielfalt der Verfahren bei allen Betrachtungen die „Anwendungsseite“ der Endprodukte als komplexer Bestimmungsfaktor hinzukommt, wird hier keine weitergehende Eingrenzung von „seriennah“ anhand einzelner Parameter wie beispielsweise Effizienz oder Bauvolumen je Zeit gegeben. Stattdessen werden hier generelle Entwicklungsbereiche dargestellt.

Für die Weiterentwicklung generativer Fertigungsverfahren wurden in Allison und Scudamore (2014) Empfehlungen für unterschiedliche Bereiche formuliert. Ansatzpunkte für die technisch orientierte Weiterentwicklung mit Blick auf Produktivität, Materialien, Prozesse und Stabilität sowie Produktqualität sind in Tab. 2-4 wiedergegeben.

Tab. 2-4 Auszug aus den Forschungsempfehlungen für generative Fertigungsverfahren gemäß Allison und Scudamore (2014) für die Bereiche Produktivität, Materialien, Prozess und Stabilität sowie Produktqualität (eigene, gekürzte Übersetzung)

Bereich	Empfehlungen
Produktivität	▪ Steigerung der Baugeschwindigkeit ▪ Reduzierte Schichtherstellungsdauer, reduzierte Zeiten zwischen zwei Schichten und für Start- und Abschluss ▪ Unterstützung größerer Produktionsvolumina ▪ Entwicklung spezifischer Messverfahren ▪ Entwicklung neuer fortschrittlicher Maschinenkonzepte, z. B. Mehrfachlaser-Anlagen
Materialien	▪ Entwicklung in Richtung von Materialeigenschaften wie bei klassisch gefertigten Guss- und Halbzeugen ▪ Entwicklung einheitlicher und gleichförmig nutzbarer Materialien ▪ Übertragbarkeit der Prozessparameter zwischen unterschiedlichen Anlagen ▪ Analyse- und Prüftechniken für Eigenschaften unterschiedlicher Materialien und Mehrfachmaterialien ▪ Entwicklung neuer halb-kristalliner und amorpher Polymere ▪ Analyse und Entwicklung neuer Materialien ▪ Einsatz maßgeschneiderter Materialien ▪ Verbesserung der Materialnutzung
Prozesse und Stabilität	▪ Verbesserte Verarbeitbarkeit, Qualität und Leistung von Material ▪ Methodenentwicklung für unmittelbar richtige Prozessführung ▪ Bessere Steuerung von Toleranzen ▪ Werkzeuge für bessere Temperatursteuerung im Prozess ▪ Verbesserte Oberflächenqualität ▪ Verbesserte geometrische Stabilität ▪ Verbesserte Prozessüberwachung und Steuerung ▪ Methoden zur Überwachung und Reduzierung des Energieverbrauchs ▪ Weiterentwicklung von Lasern mit höherer Effizienz und verbesserter Steuerung ▪ Entwicklung von Multi-Material-Verfahren ▪ Reduzierung von Spannungen ▪ Intensivere Softwarenutzung ▪ Reduzierung von Abfall und verbesserte Wiederholbarkeit ▪ Bessere Handhabung von Material, Teilen und Komponenten ▪ Ansätze zur erleichterten Nutzung neuer Pulver und zur Integration der Supply Chain ▪ Identifizierung neuer und Ausbau bestehender Supply Chain Potenziale ▪ Analyse der Stabilität der Fertigungsverfahren zur Verbesserung der Systeme
Produktqualität	▪ Prozess-integrierte Überwachungs- und Steuerungssysteme und Reduzierung von Nachbearbeitungsbedarfen ▪ Entwicklung von In-Situ-Sensoren für zerstörungsfreie Prüfmethoden und zur Fehlerfrüherkennung ▪ Entwicklung von Arbeitsabläufen für hybride Herstellmethoden, um Anforderungen an Geometrien und Oberflächen zu erfüllen ▪ Verbessertes Verständnis für Interaktion von Energiestrahl (Laser- oder Elektronenstrahl) und Material und die daraus resultierenden Änderungen für Kleinteile und Oberfläche ▪ Entwicklung von Materialkatalogen ▪ Entwicklung eines Online-Portals mit Materialvergleichsmöglichkeiten

Ähnlicher Weiterentwicklungsbedarf wird auch in VDI (2014a) hinsichtlich der Werkstoffverfügbarkeit und -eigenschaften (u. a. für Spezialanwendungen, Brandschutz, elektrische Isolation), der Fertigungsmaschinen (Prozessgeschwindigkeit, Temperaturverteilung, Multi-Werkstoff-Einsatz, Bauraum), der Prozessführung (Datenaufbereitung, Rüstzeiten, Kosten, Stabilität, Reproduzierbarkeit, Bedienerfreundlichkeit), der Verbesserung der Oberflächeneigenschaften (reduzierter Nachbearbeitungsbedarf, weiterentwickelte Oberflächenbehandlung) und hinsichtlich der Produktqualität (Oberflächengüte, mechanische Eigenschaften) gesehen. Daneben betrifft der Bedarf aber auch im Umfeld den Bereich der Konstruktion (spezialisierte Softwareumgebungen, Schulung, Wissenstransfer) sowie der Prozessintegration und -automatisierung. In Bundesregierung (2013) genannte weitere Aspekte umfassen unter anderem die Langzeitbeständigkeit der Produkte, die Verbesserung der Prozesssicherheit, die Senkung der Fertigungskosten einschließlich Endbearbeitung, die Einbindung generativer Verfahren in eine durchgängige Datenkette, Verfahren zur angepassten Bauteilauslegung, optimale Partikelgrößenverteilungen für Pulverbettverfahren und optimale Fließeigenschaften.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

Die nachfolgende Bewertung des Technologiefelds erfolgt anhand von 12 Einzelkriterien. Abhängig von der Art des Kriteriums wird dabei das gesamte Technologiefeld nach Möglichkeit aggregiert betrachtet. Bei vielen Kriterien ist jedoch eine Aufschlüsselung anhand der unterschiedlichen Fokustechnologien naheliegender.

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Das Kriterium Vorlaufzeiten spiegelt die Dauer bis zur Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlagen für ein Technologiefeld wider (Tab. 3-1).

Bei den hocheffizienten *Elektromotoren* werden mit Blick auf die Vorlaufzeiten in IEA (2016c) Motoren oberhalb der IE3-Klassifizierung im New Policies Scenario erst ab etwa 2030 die Energienachfrage mitbestimmen. Im 450-Szenario wird hingegen davon ausgegangen, dass bereits 2025 zahlreiche OECD-Länder und China den IE4-Standard als Mindeststandard einführen. Da wie oben beschrieben erste IE4-Modelle bereits heute vertrieben werden und da sich die Effizienz der Motoren im davorliegenden Jahrzehnt deutlich verbessert hat, erscheint eine kommerzielle Einführung von IE5-Motoren trotz des Weiterentwicklungsbedarfs bis zum Jahr 2030 umsetzbar. Aufgrund der hohen Bedeutung effizienter Motoren für die Reduzierung der Energienachfrage und der politisch getriebenen Fortentwicklung durch Mindeststandards scheint die Entwicklung in beiden Szenarien zeitlich ähnlich zu verlaufen.

Ein wichtiges Entwicklungsziel im Bereich der *großen industriellen Hochtemperaturwärmepumpen* ist das Erreichen des höheren Temperaturniveaus bis zu 200 °C bei einer möglichst breiten Temperaturspreizung und einer hohen Leistungszahl. Der zeitliche Zielkorridor für diese Entwicklung ist das Jahrzehnt zwischen 2030 und 2040. Aufgrund des Beitrags entsprechender Wärmepumpen zur Reduzierung der Energienachfrage ist für das ambitioniertere Szenario eher von einer Entwicklung im Umfeld von 2030 auszugehen.

Generative Fertigungsverfahren werden bereits heute in verschiedenen Industriezweigen insbesondere für die Fertigung komplexer und individualisierter Bauteile eingesetzt. Dennoch besteht in einer Vielzahl von Punkten noch technischer Weiterentwicklungsbedarf, um die Verfahren stärker in der Breite seriennah einzusetzen, auch wenn eine spezifische Angabe aufgrund der Vielfalt verschiedenster Einflussparameter, Verfahren und Anwendungsbereiche sowie vor dem Hintergrund eines rapiden Marktwachstums in den letzten Jahren problematisch erscheint. Indikativ wird in der entsprechenden Tabelle als Vorlaufzeit für den breiten Einsatz eine Entwicklungszeit bis etwa 2030 angegeben. Da produktionstechnische Gründe eher als energiewirtschaftliche Überlegungen den Einsatz bestimmen, ist die Angabe für beide Szenarien identisch.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der Fokustechnologien im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
A: Elektromotoren					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
B: Große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☒	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
C: Generative Fertigungsverfahren					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Die Forschungs- und Entwicklungsrisiken spiegeln wider, inwieweit die künftig erforderliche Weiterentwicklung der Technologien mit Risiken behaftet ist. Um diese Risiken zu bewerten, werden Entwicklungsstadium, technisch-wirtschaftliche F&E-Risiken sowie Rohstoffrisiken betrachtet.

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Das Entwicklungsstadium der unterschiedlichen Fokustechnologien ist in Tab. 3-2 dargestellt.

Mit Blick auf *Elektromotoren* umfasst der Stand der Technik derzeit erste Modelle der IE4-Klassifizierung. Die Realisierung der IE5-Klassifikation gilt übergreifend über die unterschiedlichen Motortechnologien derzeit noch als schwierig zu realisieren. In etwa lässt sich der derzeitige Entwicklungsstand den Stufen 3 bis 4 zuordnen.

Der Entwicklungsstand der unterschiedlichen *großen industriellen Hochtemperaturwärmepumpen* umfasst aufgrund der unterschiedlichen zugrundeliegenden Komponenten und Funktionsprinzipien ein breiteres Spektrum der TRL-Skala. Insbesondere bei vergleichsweise hohen Vorlauftemperaturen über 160 °C kann eher noch von einem komponentenbezogenen Entwicklungsstand (TRL 3 bis 4) ausgegangen werden. Dies wird für die Einordnung zugrunde gelegt. Demgegenüber werden allerdings Hochtemperaturwärmepumpen bis 100 °C und geringfügig darüber hinaus bereits kommerziell vertrieben (TRL 9), auch wenn heute von keiner breiten Diffusion dieser Wärmepumpen ausgegangen werden kann.[3]

[3] Nach Wolf et al. (2014) wird die Verbreitung von Wärmepumpen in der Industrie als eher gering angesehen. Einerseits wird dies auf die Suche nach geeigneten Wärmequellen und -senken zurückgeführt,

Tab. 3-2 Einordnung des aktuellen Entwicklungsstadiums der jeweiligen Technologien anhand der dargestellten Entwicklungsziele im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	FF A	FF B	FF C
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung		☐	☐	☐
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☒	☐
Demonstration		☐	☐	☐
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☐	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐

TRL= Technology Readiness Level

Fokusfelder FF A: Elektromotoren, FF B: HT-Wärmepumpen, FF C: Fertigungsverfahren

Eine Einordnung *generativer Fertigungsverfahren* kann ebenfalls relativ heterogen ausfallen und hängt auch stark vom Anwendungsfeld ab. So wird beispielsweise in einer der TRL-Klassifikation ähnlichen Untergliederung des Reifegrades mit 10 Stufen in Peters (2015) für die Automobilindustrie von einem Reifegrad von 4 bis 6, für die Luft- und Raumfahrtindustrie von 5 bis 7, für den Werkzeugbau von 7 bis 9 und für die Medizintechnik von 9 bis 10 ausgegangen. In einigen Branchen, z. B. der Medizintechnik, werden generative Verfahren bereits für die seriennahe individualisierte Produktion eingesetzt, für Anwendungen in anderen Branchen ist eine weitere

andererseits auf die hohen Investitionen. In einer detaillierten Untersuchung von in der Praxis eingesetzten konventionellen Wärmepumpen konnten für 14 Wärmepumpen, die Abwärme als Wärmequelle nutzen, Amortisationszeiten von 2 bis 10 Jahren ermittelt werden. Damit liegen diese Zeiten prinzipiell unterhalb der erwarteten Lebensdauer der Anlagen, allerdings auch über der häufig von Unternehmen geforderten Amortisationsdauer bis zu 3 Jahren.

Verbesserung der Prozessparameter erforderlich. Insgesamt wird indikativ hier die TRL-Stufe 5 angegeben.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Eine Übersicht der technisch-wirtschaftlichen Risiken, die in Verbindung mit den Fokustechnologien bestehen, gibt Tab. 3-3.

Die Verbesserung der Energieeffizienz von *Elektromotoren* konnte in den vergangenen Jahren durch inkrementelle technologische Optimierung deutlich vorangetrieben werden. Weitere Verbesserungen können durch ähnliche Weiterentwicklungen erreicht werden, wobei das Erreichen der IE5-Klasse zwar generell als herausfordernd gilt, das technische Entwicklungsrisiko allerdings als vergleichsweise gering einzuordnen ist. Mit einem höheren Risiko behaftet ist jedoch das Erreichen der Wirtschaftlichkeit der so entwickelten Lösungen, da die Mehrkosten für den Effizienzgewinn die dadurch erzielten Einsparungen überwiegen müssen und diese Mehrkosten auch vom Markt akzeptiert werden müssen.

Bei der Entwicklung von *großen industriellen Hochtemperaturwärmepumpen* ist angesichts der deutlichen Entwicklungsfortschritte in den letzten Jahren ebenfalls von einem geringen technischen F&E-Risiko auszugehen. Demgegenüber ist festzustellen, dass der Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung in der Industrie im Vergleich zu konventionellen Systemen für die Wärmebereitstellung mit vergleichsweise hohen Investitionen einhergeht. Die derzeitige Nachfrage von Wärmepumpen für industrielle Anwendungen ist zumindest in Deutschland eher mäßig einzuordnen. Entsprechend kann das wirtschaftliche Risiko als hoch eingeordnet werden.

Mit Blick auf *generative Fertigungsverfahren* ist festzuhalten, dass diese bereits in verschiedenen Branchen kommerziell eingesetzt werden. Mit Blick auf das technische Risiko bei einer Fortentwicklung ist daher kaum zu erwarten, dass neue entwickelte Verfahren grundsätzlich nicht einsetzbar sind. Daher wird das technische Risiko analog zu Elektromotoren und Wärmepumpen als gering eingestuft. Da bereits Anlagen kommerziell vertrieben werden und sich die Nachfrage sehr stark entwickelt, wird das wirtschaftliche Risiko bei der Technologiefortentwicklung als eher gering eingestuft.

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken zum Erreichen der Entwicklungsziele im Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
A: Elektromotoren						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
B: Industrielle Großwärmepumpen						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
C: Generative Fertigungsverfahren						
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Traditionell wurden bei günstigen *Elektromotoren* mit Permanentmagneten Ferritmagnete eingesetzt. Durch den technologischen Fortschritt und ihre hohe Magnetdichte wurden zunehmend Legierungen auf Basis seltener Erden attraktiv, die sich durch ihre hohe Magnetdichte und ein günstiges Gewichts-Volumenverhältnis bzw. höhere Drehmomente bei gleicher Baugröße auszeichnen. Hierzu zählen Samarium-Kobalt-Verbindungen sowie später verstärkt Neodym-Ferrit-Bor-(NdFeB)-Legierungen (Almeida et al. 2014c) (Tabelle 3-1). Letztere wurden auch deshalb intensiver eingesetzt, um eine Knappheit bei Kobalt zu überwinden (Moss et al. 2013). Daneben kommen auch Dysprosium oder Terbium zum Einsatz, die zur Stabilisierung der magnetischen Eigenschaften bei höheren Temperaturen eingesetzt werden (Almeida et al. 2014c; Moss et al. 2013).

Für 2013 wird der Anteil Chinas am weltweiten Bergbau für die Versorgung mit Seltenerdmetallen mit 96 % angegeben; gleichzeitig ist China mit einem Anteil von 93 % das größte der Raffinadeländer für seltene Erden (DERA 2016). Neodym und Dysprosium werden weitestgehend von China auf den Weltmarkt gebracht und es konnten dort zeitweise deutliche Preisanstiege beobachtet werden (Almeida et al. 2014d). Zwischenzeitlich (Februar 2017) hat sich die Preissituation allerdings zumindest zeitweise entspannt und die Preise liegen deutlich unter dem Preishoch von August 2011: Die Kilogrammpreise von Dysprosium fielen von knapp über 3.000 Dollar auf rund 250 Dollar, die Preise von Neodym von rund 500 auf etwa 50 Dollar pro Kilogramm (Müller 2017). Untersuchungen des Rohstoffbedarfs für ausgewählte Zu-

kunftstechnologien unterstreichen jedoch, dass der Bedarf an seltenen Erden zumindest für diese Anwendungen bis 2035 deutlich steigen wird (DERA 2016).

Strategien für die Verringerung eines Einsatzes von Neodym und Dysprosium liegen im reduzierten Einsatz in Permanentmagnetmotoren, in der Verwendung alternativer magnetischer Materialien oder in der Nutzung alternativer Motortechnologien. Zur Vermeidung wird beispielsweise Dysprosium durch neu entwickelte Produktionsprozesse gezielter eingesetzt, ohne die magnetischen Eigenschaften zu verringern, beispielsweise indem Dysprosium gezielt auf der Oberfläche der Legierung und nicht in der Legierung an sich eingesetzt wird. Als Alternative für bestimmte Anwendungen, aber weniger leistungsfähig, ist auch der Rückgriff auf Materialien mit geringeren Preisanstiegen in der Vergangenheit wie z. B. Samarium-Kobalt (Moss et al. 2013). Gerade dort, wo Platzbedarf oder Gewicht nicht entscheidend sind, können statt hochdichter Materialien auch günstigere Ferritmagnete eingesetzt werden (Almeida et al. 2014d). Beispielsweise berichten Moss et al. (2013) über Forschungsansätze zur Verbesserung der Eigenschaften ferritbasierter Materialien für den Einsatz in der Elektromobilität, allerdings mit unklaren Perspektiven. Als dritte Variante kommt der Rückgriff auf andere Motortechnologien ohne Permanentmagnete wie Induktionsmotoren in Frage. Beispielsweise wird berichtet, dass einige Hersteller in der Lage sind, durch den Einsatz innovativer Rotor- und Statorgeometrien auch kostengünstige Ferritlösungen einzusetzen, die ähnliche Leistungsparameter wie teurere Permanentmagnetmotoren aufweisen (Almeida et al. 2014c).

Mit Blick auf den Einsatz kritischer Rohstoffe konnten für *große industrielle Wärmepumpen* an sich keine auffälligen Kritikalitäten identifiziert werden. Zu beachten sind aber etwaige Wirkungen der Komponenten (z. B. die bereits genannte Problematik bei Elektromotoren). Für *generative Fertigungsverfahren* liegen ebenfalls keine spezifischen Erkenntnisse vor.

Tabelle 3-1 Auswahl kritischer Rohstoffe in Verbindung mit Hochleistungspermanentmagnetmaterialien bei Elektromotoren

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
Neodym Dysprosium Terbium	Entwicklung von Hochleistungs-Permanentmagneten mit vergleichbaren Eigenschaften zu NdFeB-Magneten unter Verzicht auf seltene Erden auf absehbare Zeit als schwierig eingeschätzt (DERA 2016); abhängig von den technologischen Anforderungen ggf. Einsatz alternativer Motortechnologien oder Weiterentwicklung des Motordesigns	Derzeit keine getrennte Sammlung von NdFeB-Magneten in Deutschland, da in Europa Recyclinganlagen nicht vorhanden sind; Weiterentwicklung des Know-hows und Schaffung von Sammelinfrastruktur wird als Voraussetzung für Recycling genannt (DERA 2016).

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Das Kriterium soll eine Einschätzung vermitteln, wie sich die künftige Nachfrage im betrachteten Technologiefeld entwickeln wird, wenn alle Kunden im Rahmen ihrer Kaufkraft ihren Bedarf decken würden. Es untergliedert sich in das globale und das nationale Potenzial. Beide Größen werden jeweils so quantifiziert, dass der Energieverbrauch sowie die installierte Leistung der jeweiligen Technologien einmal in absoluten Größen dargestellt wird sowie die Veränderungen dieser Größen in einzelnen Zeiträumen unter Berücksichtigung des Ersatzbedarfes.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Die Ermittlung des globalen Potenzials für *Elektromotoren* erfolgt ausgehend von Angaben zur Energienachfrage der Motoren. Auf Basis der in Kapitel 1.4 dargestellten Szenarien lassen sich Angaben zur Energienachfrage der Motoren nur auf Basis weniger Szenarien aufschlüsseln. Für die Angaben im internationalen Umfeld werden in Tab. 4-1 Angaben für die weltweite Energienachfrage aus IEA (2016c) für die Referenz sowie das 2 °C-Szenario übernommen und – da nur Angaben aus einer Quelle vorliegen – diese Angaben nicht als Bandbreite ausgewiesen. Zur komplementären Angabe der installierten Leistung wurden gemittelte Angaben zu durchschnittlichen Betriebsstunden nach Plötz und Eichhammer (2011) in Höhe von 3.200 Volllaststunden angenommen und die daraus resultierenden Werte gerundet. Bei der Ausweisung handelt es sich um Angaben aus Sicht einer Bestands- bzw. Energieverbrauchsperspektive.

Tab. 4-1 Weltweit überschlägig installierte Leistung von Elektromotoren (GW) und auf diese Motoren zurückgehende Energieverbräuche (TWh) in den jeweiligen Jahren

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW	TWh	GW	TWh	GW / TWh
2014	1.900	6.000	1.900	6.000	k.A.
2020	2.500	8.000	2.100	6.700	k.A.
2030	2.800	9.000	2.400	7.800	k.A.
2040	3.400	10.800	2.700	8.600	k.A.
2050	3.900	12.600	3.000	9.700	k.A.

Die globalen Marktpotenziale werden in Tab. 4-2 angegeben. Die dort genannte neue installierte Leistung umfasst den Zubau in der jeweiligen Periode, also beispielsweise für die Periode 2014 bis 2020 die Differenz zwischen den Werten von 2020 und 2014, sowie den Ersatzbedarf für Bestandsanlagen. Hier wird also im Gegensatz zu vorher eine absatzorientierte Perspektive für die jeweiligen Perioden angenommen. Hinsicht des Ersatzbedarfs wird näherungsweise die oben genannte durchschnittli-

che Lebensdauer von 15 Jahren zugrunde gelegt und anteilig für die Periodendauer der Ersatzbedarf im mittleren Anlagenbestand der Periode ermittelt. Daneben wird der mit der neu installierten Leistung einhergehende Energiebedarf dargestellt. Hinsichtlich der installierten Leistung wurden wie oben 3.200 Volllaststunden zugrunde gelegt und die Werte auf zwei Vorkommastellen gerundet. Ferner wird auf Basis der in Tab. 2-2 genannten Preise ein überschlägiges Marktpotenzial für die neu installierte Leistung in Euro ausgewiesen.

Da gemäß der methodischen Vorgaben hier auf Basis von Energieverbräuchen bzw. installierten Leistungen gerechnet wird, fällt das globale Potenzial im ambitionierten Szenario kleiner als im Referenzszenario aus. Bei einer Betrachtung in Stückzahlen wird der Unterschied jedoch kleiner ausfallen, da nicht per se weniger, sondern prinzipiell nur effizientere und - sofern Effizienzmaßnahmen der angrenzenden Systeme ausgeschöpft werden - auch leistungsschwächere Motoren installiert werden. Das monetär ausgewiesene Potenzial liegt mit durchschnittlich 28 Mrd. Euro pro Jahr in einer ähnlichen Größenordnung wie die Angaben gemäß Plötz und Eichhammer (2011), die eine Weltmarktgröße von rund 35 Mrd. Dollar für 2010 angeben.

Tab. 4-2 Weltweite überschlägige Marktpotenziale von Elektromotoren ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), der jährlichen Energieverbräuche dieser Anlagen (TWh) sowie des für sie notwendigen Investitionsbedarfs (Mrd. Euro)

Periode	Referenz (BAU)			Szenarienbereich INT_2°C			Szenarienbereich INT_besser_2°C
Einheit	GW	TWH	;rd. Euro	GW	TWh	Mrd. Euro	GW/TWh/Mrd. Euro
2014-2020	1.700	5.300	190	1.200	3.700	130	k.A.
2021-2030	2.100	6.700	230	1.800	5.900	200	k.A.
2031-2040	2.600	8.400	290	2.000	6.300	220	k.A.
2041-2050	3.000	9.600	310	2.300	7.200	240	k.A.

Die Ermittlung der internationalen Potenziale für *industrielle Wärmepumpen* beruht als Näherung auf einer Hochrechnung der später dargestellten nationalen Potenziale Deutschlands, da in den betrachteten internationalen Szenarien keine Detailangaben zur Entwicklung industrieller Wärmepumpen vorliegen. Zur Abschätzung der internationalen Potenziale wurden die Zahlen aus der nationalen Analyse für den internationalen Markt anhand des industriellen Endenergieverbrauchs Deutschlands (industrieller Endenergieverbrauch ca. 707 TWh für 2014 gemäß AGEB 2016) auf das internationale Umfeld (ca. 40.565 TWh gemäß IEA 2016b) hochskaliert. Zu beachten ist, dass unter anderem dadurch vereinfachend implizit eine weltweit zur deutschen Industrie ähnliche Industriestruktur, ein ähnliches Diffusionsverhalten und ähnliche Preise unterstellt werden. Die daraus resultierenden Angaben für industrielle Wärmepumpen sind in Tab. 4-3 und Tab. 4-4 dargestellt.

Tab. 4-3 Weltweit überschlägig installierte thermische Ausgangsleistung industrieller Wärmepumpen (GW) und durch diese Wärmepumpen bereitgestellte thermische Energiemenge (TWh) in den jeweiligen Jahren (3.500 Volllaststunden pro Jahr)

Jahr	Referenz (BAU)	Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW / TWh	GW	TWh	GW	TWh
2014	k.A.	20	70	20	70
2020	k.A.	40	130	90	300
2030	k.A.	110	400	370	1.300
2040	k.A.	190	660	770	2.700
2050	k.A.	280	1.000	1.200	4.300

Tab. 4-4 Weltweite überschlägige Marktpotenziale industrieller Wärmepumpen ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), durch diese Anlagen bedingte Änderung der bereitgestellten thermischen Ausgangsleistung (TWh) sowie als Investitionsbedarf (Mrd. Euro) in den jeweiligen Perioden

Periode	Referenz (BAU)	Szenarienbereich INT_2°C			Szenarienbereich INT_besser_2°C		
Einheit	GW / TWh / Mrd. Euro	GW	TWh	Mrd. Euro	GW	TWh	Mrd. Euro
2014-2020	k.A.	20	60	6	60	230	11
2021-2030	k.A.	100	340	23	310	1.090	63
2031-2040	k.A.	130	450	29	600	2.090	120
2041-2050	k.A.	210	730	40	880	3.100	172

Mit Blick auf *generative Fertigungsverfahren* weisen Marktforschungsdaten das weltweite Marktvolumen 2013 anwenderseitig mit schätzungsweise 3 Mrd. US-Dollar aus, wobei davon ungefähr eine Hälfte auf Güter wie Anlagen, Material und Zubehör entfällt und die andere Hälfte auf Dienstleistungen, die sich auf generative Verfahren beziehen. Für den Zehn-Jahres-Zeitraum von 2004 bis 2013 entspricht dies einer mittleren jährlichen Wachstumsrate von 17,7 %. Perspektivisch wird für 2020 ein Umsatz in Höhe von 21 Mrd. US-Dollar prognostiziert; dies entspräche einem mittleren jährlichen Wachstum von 31,6 % im Zeitraum 2013 bis 2020. Kenntnisse zu anwenderseitigen Umsätzen mit additiv gefertigten Produkten liegen nicht vor (EFI 2015).

Durchgängige und umfassende quantitative Analysen zu Marktpotenzialen im Sinne installierter Leistungen oder des Energieverbrauchs, zu Emissionsminderungen und zu Energieeinsparungen für generative Fertigungsverfahren liegen derzeit nicht vor. Auch Untersuchungen für einzelne Branchen bzw. Technologien (z. B. Huang et al.

2016, Hettesheimer et al. 2016) sind bereits komplex, da zahlreiche Einflussfaktoren mit großen Unsicherheiten berücksichtigt werden müssen. Daher werden die Kriterien 3 bis 6 für generative Fertigungsverfahren nicht ausgewiesen.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Angaben zu nationalen Potenzialen für *Elektromotoren* sind wie bei den internationalen Potenzialen nur in wenigen Quellen verfügbar. Die Angaben zum nationalen Potenzial gemäß Tab. 4-5 erfolgen auf Basis des Zielszenarios von Prognos et al. (2014). Die Werte lassen sich dem 80 %-Treibhausgas-Minderungsziel zuordnen. Darüber hinausgehende Angaben für das 95 %-Ziel sind nicht verfügbar. Die Angaben für das Jahr 2014 sind Rohde (2016) entnommen. Auf Basis dieser Daten wird zur Ermittlung des in Tab. 4-6 dargestellten nationalen Marktpotenzials analog wie beim internationalen Potenzial vorgegangen.

Tab. 4-5 Angaben zu deutschlandweit überschlägiger installierter Leistung (GW) und Energieverbrauch (TWh) durch Elektromotoren

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %
Einheit	GW	TWh	GW / TWh
2014	50	159	k.A.
2020	44	140	k.A.
2030	41	130	k.A.
2040	37	118	k.A.
2050	33	107	k.A.

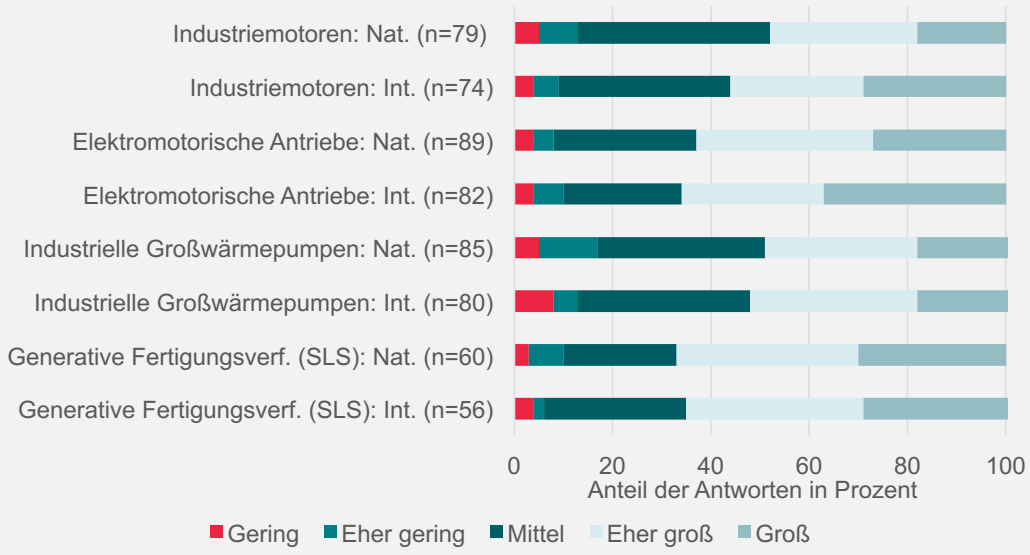
Tab. 4-6 Nationale überschlägige Marktpotenziale von Elektromotoren ausgedrückt als installierte Leistung unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz (GW), des jährlichen Energieverbrauchs dieser Anlagen (TWh) sowie als Investitionsbedarf (Mrd. Euro) in den jeweiligen Perioden

Periode	Szenarienbereich DE_80 %			Szenarienbereich DE_95 %
Einheit	GW	TWh	Mrd. Euro	GW / TWh / Mrd. Euro
2014-2020	16	51	1,8	k.A.
2021-2030	25	80	2,8	k.A.
2031-2040	22	71	2,4	k.A.
2041-2050	20	64	2,1	k.A.

Exkurs: Einschätzung zu den nationalen und internationalen Marktpotenzialen innerhalb der Forschungsnetzwerke Energie

Im Frühjahr 2017 wurden unabhängig von der vorliegenden Analyse die Teilnehmer der Forschungsnetzwerke Energie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter anderem zu ihrer Einschätzung zu Marktpotenzialen und öffentlichem Förderbedarf befragt (ifo Institut 2017). Abgedeckt wurden diverse Technologien in verschiedenen Technologiebereichen. Im Bereich „Energieeffiziente Querschnittstechnologien in Industrieverfahren“ umfassen die Technologien als eng mit den Fokustechnologien verwandte Bereiche „Industrielle Großwärmepumpen“, „Industriemotoren“, „Elektromotorische Antriebe“ sowie „Generative Fertigungsverfahren (SLS)“.

Die Teilnehmer der Umfrage wurden um Einschätzungen zu nationalen und internationalen Marktpotenzialen („Wie schätzen Sie das künftige nationale und internationale Marktpotenzial der nachfolgenden Technologien ein?“) anhand einer qualitativen Fünf-Punkte-Skala („gering“ bis „hoch“) gebeten. Insgesamt haben an der Befragung 760 Mitglieder der Netzwerke teilgenommen, wobei jeder Teilnehmer nur für einen Teil der Technologien eine Einschätzung abgegeben hat. Die Zahlen schwanken daher zwischen 56 und 89 Antworten je Frage.



Generell ist zu beobachten, dass die Marktpotenziale für die betrachteten Technologien insgesamt als eher groß bzw. groß wahrgenommen werden. Mit Blick auf eine Unterscheidung der Einschätzungen zu den nationalen und internationalen Marktpotenzialen innerhalb der Technologien sind nur relativ geringe Unterschiede zu beobachten. Da eine qualitative Einordnung von Potenzialen für mehrere Technologien vorgenommen wurde, ist weiterhin ein Vergleich der Technologien untereinander naheliegend. Dabei zeigt sich, dass die Potenzialschätzung für elektromotorische Antriebe gegenüber Industriemotoren positiver ausfällt. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die Teilnehmer ein höheres Potenzial bei den Antrieben in ihrer Gesamtheit als allein bei Motoren sehen. Die Einschätzungen zu den Potenzialen für Wärmepumpen fallen ähnlich zur Einschätzung für Elektromotoren aus. Die Potenzialangaben für generative Fertigungsverfahren spiegeln wiederum ein ähnliches bzw. auch geringfügig höheres Potenzial als bei elektromotorischen Antrieben wider.

Für den Bereich der *industriellen Wärmepumpen* wurde auf Basis der Angaben in Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015) die Mengen an bereitgestellter thermischer Energie durch industrielle Wärmepumpen sowie die dafür notwendige installierte Leistung anhand der methodischen Vorgaben ermittelt. Dabei wurde ergänzend zu den Angaben in der genannten Quelle unterstellt, dass über die dort betrachteten 140 °C hinaus längerfristig auch ein Teil des Temperaturbereichs bis 200 °C durch Wärmepumpen abgedeckt werden kann. Die Zielwerte für das Jahr 2050 für die Durchdringung der Wärmepumpen wurden aus der Quelle übernommen und anteilig auf die Vorjahre umgelegt. Ferner waren zur Ermittlung der installierten Leistung Annahmen zu den Volllaststunden notwendig. Diese werden sich in Abhängigkeit des Anwendungsfalls voraussichtlich deutlich unterscheiden. Für die hier betrachteten großen Wärmepumpen wurden im Schnitt 3.500 Stunden unterstellt. Aus diesen Zahlen lassen sich in Verbindung mit der durchschnittlichen Lebensdauer von 15 Jahren die in Tab. 4-7 dargestellten Werte für industrielle Wärmpumpen und die in Tab. 4-8 dargestellten Marktpotenziale ableiten.

Tab. 4-7 National überschlägig installierte thermische Ausgangsleistung industrieller Wärmepumpen (GW) und durch diese Wärmepumpen bereitgestellte thermische Energiemenge (TWh) in den jeweiligen Jahren

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GW	TWh	GW	TWh
2014	0,3	1,2	0,3	1,2
2020	0,7	2,3	1,5	5,2
2030	2	6,9	6,4	22,4
2040	3,3	11,5	13,4	46,8
2050	4,9	17,3	221,4	74,8

Tab. 4-8 Nationale überschlägige Marktpotenziale für industrielle Wärmepumpen unter Berücksichtigung von Zubau und Ersatz in unterschiedlichen Perioden

Periode	Szenarienbereich DE_80 %			Szenarienbereich DE_95 %		
Einheit	GW	TWh	Mrd. Euro	GW	TWh	Mrd. Euro
2014-2020	0,3	1,1	0,1	1,1	4	0,2
2021-2030	1,7	5,9	0,4	5,4	19	1,1
2031-2040	2,3	7,9	0,5	10,4	36,4	2,1
2041-2050	3,6	12,7	0,7	15,4	54	3

Aus den zuvor dargestellten Angaben lassen sich die in Tab. 4-9 genannten durchschnittlichen Wachstumsraten für die internationale und nationale Entwicklung er-

mitteln. Da das internationale Potenzial für Wärmepumpen aus dem nationalen Potenzial hochskaliert ist, sind die Wachstumsraten im nationalen und internationalen Bereich identisch. Auffällig ist das besonders hohe Wachstum bei Wärmepumpen, dass insbesondere darauf zurückzuführen ist, dass der Bestand großer industrieller Wärmepumpen zu Beginn der Betrachtung sehr gering ist.

Tab. 4-9 Ermittlung der Wachstumsrate für die installierte Leistung im Bestand der Fokustechnologien im Zeitraum 2014-2050

Technologie	Szenario	CAGR
A: Elektromotoren	International / BAU	2,0 % / Jahr
	International / INT_2°C	1,3 % / Jahr
	National / DE_80 %	-0,9 % / Jahr
B: Wärmepumpen	International / INT_2°C bzw. National / DE_80 %	8,1 % / Jahr
	International / INT_besser_2°C bzw. National / DE_95 %	12,6 % / Jahr

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Ziel des Kriteriums ist es, Minderungen bei klimawirksamen und sonstigen Emissionen durch den Einsatz der verbesserten Technologien zu ermitteln.

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Zur Ermittlung der reduzierten Treibhausgasemissionen durch *hocheffiziente Elektromotoren* liegen in den Szenarien keine Angaben dazu vor, inwieweit der veränderte Energieverbrauch auf Änderungen der Aktivitätsgrößen, sprich der Anzahl und Nutzung der eingesetzten Elektromotoren, zurückzuführen ist, wie stark Effizienzverbesserungen am Motor an sich ausschlaggebend sind und inwieweit Verbesserungen elektromotorischer Gesamtsysteme relevant sind.

Da im vorliegenden Fall nur die Verbesserung der Motoren an sich betrachtet wird, sind weitergehende Annahmen zum Beitrag weiterentwickelter Motoren zu treffen. Der Methodik folgend ist bei Effizienztechnologien die Verbesserung gegenüber dem durchschnittlichen Anlagenbestand anzugeben. Wie Angaben zur Durchdringung effizienter Motoren in CEMEP (2010) zeigen, sind IE1-Motoren insbesondere ab dem Jahr 2000 auf den europäischen Markt gelangt. Gleichermaßen sind die politischen Vorgaben zum Einsatz von IE2 bzw. noch effizienteren Motoren seit einiger Zeit in Kraft. Auf Basis dieser Angaben in Verbindung mit Annahmen zur Lebensdauer sowie unter Zugrundelegung künftiger Mindeststandards bei Elektromotoren lässt sich ein Bestandsmodell entwickeln, dessen Ergebnisse in Tab. 4-10 zusammengefasst sind. Diese Angaben dienen als Grundlage für die Bewertung der Kriterien 4 bis 6. Durch die Bestandsumwälzung verändert sich der durchschnittliche Wirkungsgrad der Motoren im Gesamtbestand unter den genannten Annahmen von durchschnittlich 89,9 im Jahr 2014 auf 95,4 Prozent im Jahr 2050.

Tab. 4-10 Durchdringung der Motorenklassen im deutschen Motorenbestand

Klasse	2014	2020	2030	2040	2050
Unter IE1	10 %	1 %	0 %	0 %	0 %
IE1	63 %	36 %	0 %	0 %	0 %
IE2	27 %	40 %	15 %	0 %	0 %
IE3	0 %	23 %	44 %	0 %	0 %
IE4	0 %	0 %	41 %	59 %	0 %
IE5	0 %	0 %	0 %	41 %	100 %

Ermittlung auf Basis eines Bestandsmodells u. a. mit Daten von CEMEP (2010) zur Marktentwicklung zwischen 1998 und 2009, unter Berücksichtigung der Vorgaben der VO 640/2009, unter der Annahme einer Einführung aktualisierter Mindeststandards auf IE4- und IE5-Niveau in den Jahren 2025 bzw. 2035, konstanter Verkaufszahlen sowie einer einheitlichen Lebensdauer von 15 Jahren.

Unter Berücksichtigung der methodisch festgelegten Emissionsfaktoren für konventionellen Strom ergeben sich mit Blick auf die Minderungen von Kohlendioxidemissionen im konventionellen Kraftwerkspark durch Stromeinsparungen von hocheffizienten Elektromotoren gegenüber dem Bestandsdurchschnitt von 2015 als Referenztechnologie die in Tab. 4-11 dargestellten Werte.

Tab. 4-11 Im jeweiligen Jahr vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	1,62	k.A.
2030	4,21	k.A.
2040	5,32	k.A.
2050	5,38	k.A.

Die breite Nutzung *großer industrieller Wärmepumpen* ist im Vergleich zu Elektromotoren zurzeit noch auf ein relativ kleines Marktsegment beschränkt. Zur Ermittlung der reduzierten Treibhausgasemissionen bietet es sich deshalb an, im Vergleich zu Elektromotoren nicht gegen den Anlagenbestand zu rechnen, sondern gegen konventionelle Technologien der Wärmebereitstellung. Diese können je nach abgedeckter Temperatur der Wärmesenke u. a. Fernwärme, Gaskessel oder Dampferzeuger umfassen. Effizienz und Kosten der Energiebereitstellung vor Ort hängen unter anderem auch davon ab, inwieweit das Heizsystem zentral oder dezentral vor Ort betrieben wird.

Für die Ermittlung der Auswirkungen der Wärmepumpen auf die Emissionsbilanz ist einerseits zu bestimmen, inwieweit durch den Ersatz des konventionellen Systems

eine Emissionsminderung erreicht wird. Dem sind die zusätzlichen Emissionen durch den Einsatz der Wärmepumpe gegenüberzustellen. Zur Bestimmung des Emissionsniveaus wird als Referenz ein Gas-Kessel mit einer thermischen Effizienz von 90 % und Investitionen in Höhe von 120 €/kW_{th}, ein Emissionsfaktor von rund 0,2 kg CO_2/kWh Erdgas (UBA 2017) sowie ein Primärenergiefaktor für Erdgas von 1,1 zu Grunde gelegt. Mit Blick auf das Emissionsniveau der Wärmepumpen wird davon ausgegangen, dass diese je zur Hälfte mit den in Tab. 2-3 genannten Leistungszahlen elektrisch und als thermische Anlagen (z. B. durch Abwärme) ohne nennenswerte elektrische Leistungsaufnahme betrieben werden. Unter diesen Annahmen ergeben sich die in Tab. 4-12 gezeigten Einsparungen.[4]

Tab. 4-12 Im jeweiligen Jahr vermiedene Treibhausgasemissionen durch den Ersatz konventioneller Brennertechnik durch industrielle Wärmepumpen in Deutschland

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,2	0,4
2030	0,6	2,1
2040	1,1	5,2
2050	1,8	9,1

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Da *Elektromotoren* durch Strom betrieben werden, sind Änderungen bei anderen Schadstoffemissionen nur mittelbar durch Emissionsänderungen im Kraftwerkspark relevant. Ähnliches gilt für die *Wärmepumpen*. Hier ergeben sich die Emissionsminderungen durch die Substitution konventioneller Brennertechnik; entsprechend ändern sich gegebenenfalls auch sonstige am Ort der Energiebereitstellung anfallende Emissionen.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Anhand des hier betrachteten Kriteriums sollen die Primärenergieeinsparungen[5] gegenüber den Referenztechnologien sowie weitere wichtige Beiträge zur Ressourceneffizienz angegeben werden.

4 Mit Blick auf die Einsparungen ist zu beachten, dass im Rahmen der methodischen Vorgaben bei Energieeinsparungen der Emissionsfaktor von konventionellem Strom mit einem Wert im Bereich von 800 bis 900 g CO_2/kWh anzusetzen ist. Für den Mehrverbrauch durch elektrisch betriebene Wärmepumpen muss aus Konsistenzgründen der gleiche Emissionsfaktor genutzt werden. Legt man weiterhin ein gasbetriebenes Heizsystem mit einem Emissionsfaktor von rund 200 g CO_2/kWh zugrunde, so erschließt sich, dass elektrisch betriebene Wärmepumpen überhaupt erst zu einer Emissionsminderung führen würden, wenn deren Leistungszahl einen Wert von 4 erreicht. Während der hohe Emissionsfaktor für Strom so zu einer Ausweisung vergleichsweise hoher Emissionsminderungen bei Elektromotoren führt, fallen die Einsparungen bei Wärmepumpen niedrig aus.

5 Primärenergiefaktor Strom gemäß vorgegebener Methodik (*Teilbericht 1*), Emissionsfaktor Gas ergänzend 1,1.

Die Reduzierung des Primärenergieeinsatzes für *Elektromotoren* auf Basis der im vorhergehenden Kriterium beschriebenen Annahmen zeigt Tab. 4-13. Die analogen Angaben für *industrielle Wärmepumpen* sind in Tab. 4-14 angegeben.

Tab. 4-13 Im jeweiligen Jahr vermiedener Primärenergieeinsatz durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014

PJ/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	18,4	k.A.
2030	47,7	k.A.
2040	60,6	k.A.
2050	61,4	k.A.

Tab. 4-14 Im jeweiligen Jahr vermiedener Primärenergieeinsatz durch den Ersatz konventioneller Brennertechnik durch industrielle Wärmepumpen in Deutschland

PJ/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	1,7	4
2030	5,5	18,3
2040	9,4	40,4
2050	14,5	67,1

Mit Blick auf eine Änderung der Ressourceneffizienz sind für *Elektromotoren* und *industrielle Wärmepumpen* keine wesentlichen Anmerkungen zu treffen. Für Motoren gelten jedoch mit Blick auf Permanentmagnetmotoren die in Kapitel 3.2 (Teilkriterium 2.3) stehenden Hinweise zum Einsatz seltener Erden.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Durch das Kriterium Kosteneffizienz werden die systemanalytischen Kostenersparnisse oder Mehrkosten im Vergleich zur Referenztechnologie ermittelt.

Tab. 4-15 Direkte jährliche Kosteneinsparpotenziale durch die Verbesserung von Elektromotoren in Deutschland im Vergleich zur Fortschreibung des Bestands mit der Zusammensetzung von 2014

Mio. Euro$_{2015}$/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	32	k.A.
2030	70	k.A.
2040	104	k.A.
2050	109	k.A.

Verallgemeinerte Schätzungen der zusätzlichen Investitionen für Änderungen der Effizienzklassen bei *Elektromotoren* sind generell schwierig und unter anderem auch von der Motortechnologie und der Leistung abhängig (z. B. Almeida et al. 2014e). In der Betrachtung in Almeida et al. (2008b) wird beispielsweise von den Übergang von IE1 zu IE2 bzw. von IE2 zu IE3 für einen 1,1 kW-Motor einer Preiserhöhung von 30 % bzw. 23 % und für einen 110 kW-Motor analog von 20 % bzw. 17 % ausgegangen. Für die Betrachtung der Kosteneffizienz wird hier angenommen, dass mit jedem Klassensprung der Motoren diese im Schnitt 15 % teurer als ein Motor gleicher Leistung der nächsten niedrigeren Klasse ist, da hier auch noch längerfristige Kostensenkungen durch Verbesserungen der Technologie angenommen werden. Weiterhin ist es notwendig, im Referenzfall durch die geringere durchschnittliche Effizienz der Motoren eine höhere Eingangsleistung zu installieren. Dies wird bei der Berechnung der zusätzlichen Investitionen ebenfalls berücksichtigt. Mit Blick auf die jährlichen variablen Kosten sind insbesondere die Energieeinsparungen für die Motoren zu berücksichtigen. Als Industriestrompreise werden hier die Industriestrompreise gemäß KS80-Szenario zuzüglich Netzentgelte für die Mittelspannung zugrunde gelegt. Der Strompreis beträgt damit in 2014 im Schnitt 9,9 ct/kWh und 18,5 ct/kWh in 2050. Die auf dieser Grundlage ermittelten Kosteneinsparungen sind in Tab. 4-15 dargestellt.

Für die Betrachtung der *Wärmepumpen* werden die in Tab. 2-3 dargelegten Annahmen zur Preisentwicklung zugrunde gelegt und die Strompreise von oben übernommen. Für den Vergleich mit der Referenztechnologie wird näherungsweise ein durchschnittlicher Gaspreis in Höhe von ein Drittel des Strompreises unterstellt. Durch den Ersatz konventioneller Brennertechnik können Minderungen des Emissionsniveaus erreicht werden, die je nach Größe der lokal installierten Leistungen der Feuerungsanlagen und der künftigen Entwicklung der Rahmenbedingungen dem Emissionshandel unterliegen. Um dies zu berücksichtigen wird für die Analyse der Kosteneinsparpotenziale angenommen, dass die Hälfte der installierten Wärmepumpenleistung emissionshandelspflichtige Brenneranlagen ersetzt. Die daraus resultierenden Kosteneinsparpotenziale zeigt Tab. 4-16.

Tab. 4-16 Direkte jährliche Kosteneinsparpotenziale durch den Einsatz von Wärmepumpen (50 % elektrisch / 50 % thermisch angetrieben) in Deutschland im Vergleich zur Referenztechnologie Gaskessel (Anteil zertifikatshandelspflichtiger Anlagen: 50 %)

Mio. Euro$_{2015}$/Jahr	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	50	130
2030	190	780
2040	400	2.400
2050	710	5.200

Die genannten Zahlen für Wärmepumpen variieren deutlich mit den jeweils zugrundeliegenden Rahmenannahmen, insbesondere mit Blick auf den Anteil der Wärmepumpen, die elektrisch betrieben werden. Abb. 4-2 zeigt daher neben dem in Tab. 4-16 aufgelisteten Basisfall die bei einer Variation des Anteils strombetriebener Wärmepumpen sowie der durch den Emissionshandel abgedeckten Referenzsysteme resultierenden Kosteneinsparpotenziale.

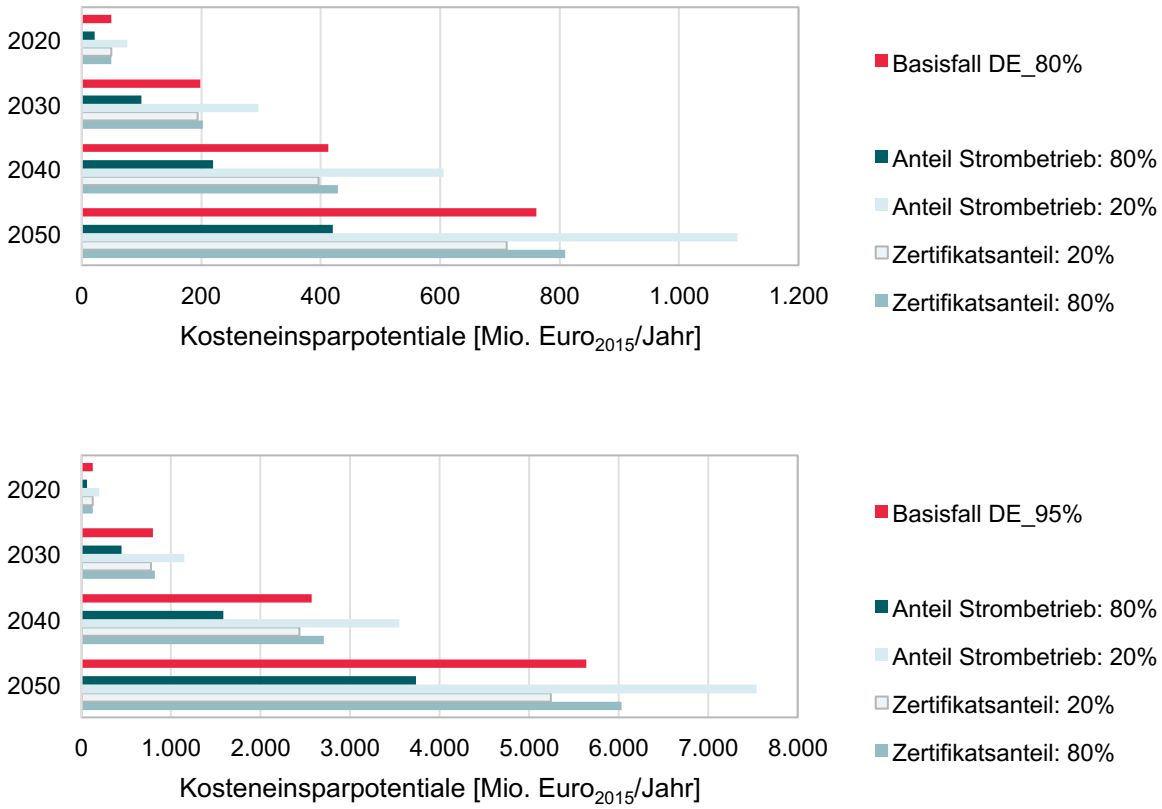


Abb. 4-1 Sensitivitätsdarstellung für die jährlichen Kosteneinsparpotenziale durch den Einsatz von Wärmepumpen im DE_80 %-Szenario (oben) und DE_95 %-Szenario (unten) bei Variation des Anteils strombetriebener Wärmepumpen sowie des Anteils konventioneller Brenneranlagen, die dem Emissionshandel unterliegen

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für *generative Fertigungsverfahren* und daraus abgeleitete Aussagen sind sehr schwierig zu treffen, da im Unterschied zu anderen betrachteten Technologien die Wirtschaftlichkeit nicht von einem relativ homogenen Input bzw. Output abhängt, sondern mit generativen Verfahren eine ganze Palette unterschiedlichster Produkte hergestellt werden kann, die wiederum sehr unterschiedliche Erlöse erzielen können. Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens gegenüber konkurrierenden Verfahren unter anderem von den Stückzahlen ab, in denen die jeweiligen Produkte gefertigt werden (z. B. VDI 2014a).

Hinsichtlich externer Kosten liegen für die drei betrachteten Fokustechnologien keine Erkenntnisse vor.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Anhand der inländischen Wertschöpfung soll bewertet werden, inwieweit der Ausbau des betrachteten Technologiefelds zur Entwicklung der inländischen Wertschöpfung beitragen kann.

Der Markt für die „Energieeffizienzbranche“ im Allgemeinen wird für Deutschland im Jahr 2015 in DENEFF 2016 grob auf rund 135 Mrd. Euro Umsatz mit 535.000 Beschäftigten beziffert, wobei dem Bereich Energieeffizienz ein überdurchschnittliches Wachstum gegenüber anderen Geschäftsfeldern zugeschrieben wird. Der Anteil des innerhalb des deutschen Bundesgebiets erwirtschafteten Umsatzes der Branche im Zeitraum 2015 bis 2020 beträgt Prognosen zufolge 80 bis 90 % (DENEFF 2016).

Eine eingehende Quantifizierung der inländischen Wertschöpfung durch energieeffiziente Technologien im Allgemeinen und industrielle Querschnittstechnologien im Besonderen ist herausfordernd. Dies ist dadurch begründet, dass energieeffiziente Anwendungstechnologien in der Regel nicht für eine Einsparung an Energie bzw. zur Verbesserung der Energieeffizienz an sich beschafft werden, sondern um bestimmte andere Dienstleistungen zu erbringen, die möglichst energieeffizient bereitgestellt werden sollen. Damit sind sie anders einzuordnen als viele Technologien der Energiebereitstellung, die primär auf die Bereitstellung von Energie ausgerichtet sind. Entsprechend schwierig ist die Differenzierung, inwieweit ein Anteil des Umsatzes auf die Verbesserung der Energieeffizienz an sich zurückzuführen ist und wie viel davon letztlich auf die Technologie entfällt. Bei einer weitergehenden Betrachtung der Wertschöpfung müssen zudem noch Aufwendungen für Vorleistungen berücksichtigt werden. Eine eingehende Analyse hierzu ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Um eine generelle Orientierung zu bieten, lassen sich der PRODCOM-Datenbank[6] einige Hinweise zu Produktion, Exporten und Importen für Deutschland entnehmen. Abb. 4-2 gibt einen Eindruck zur generellen Struktur der Wertschöpfung für *Elektromotoren*. In Summe über alle Motorklassen[7] hinweg beläuft sich in 2015 den Angaben zufolge wertmäßig die gesamte Produktion auf rund 5 Mrd. Euro bei Exporten von etwa 5,4 Mrd. Euro und Importen in Höhe von circa 3,6 Mrd. Euro.

6 Die PRODCOM-Datenbank (http://ec.europa.eu/eurostat/de/web/prodcom) ist eine europäische Datenbank mit Produktionsdaten für rund 3.900 Kategorien unterschiedlichster Güter.

7 Im Detail wurden hier die Produktcodes 27111010 bis 27112590 zusammengefasst. Die Produktcodes für Gleichstrommotoren umfassen dabei neben Motoren auch Generatoren.

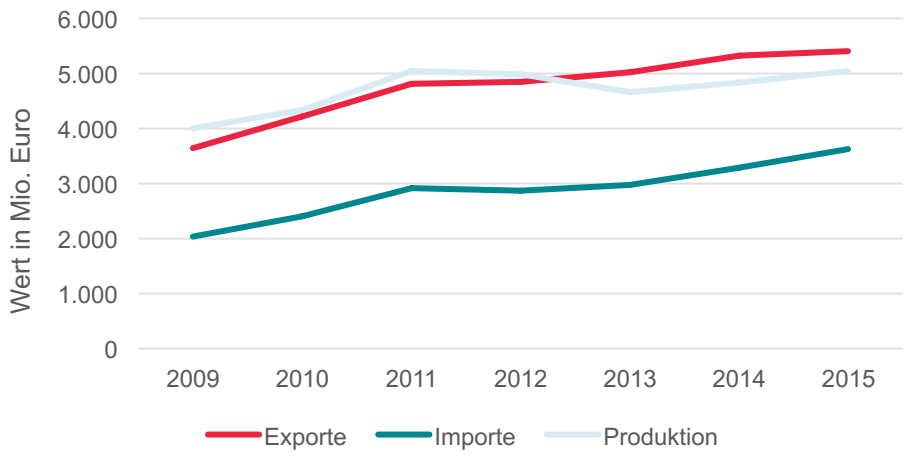


Abb. 4-2 Monetäre Angaben zur Produktion, zu Exporten und Importen für Elektromotoren in Deutschland

Quelle: Angaben auf Basis der PRODCOM-Datenbank für verschiedene Arten Elektromotoren, teilweise einschließlich Generatoren (Produktcodes 27111010 bis 27112590). Fehlende Angaben (41 von 378 Angaben) wurden durch Fortschreibung umliegender Werte ergänzt.

Eine darüber hinausgehende Analyse des Welthandels für Elektromotoren und -generatoren zeigt, dass bei einer Betrachtung der Netto-Exporteure[8] Deutschland mit einem Anteil von 14 % auf Rang 2 hinter dem dominierenden China mit 43 % im Welthandel folgt (Abb. 4-3). Dem folgen Mexiko, Hong Kong und Japan.

Betrachtet man die genannten Länder genauer (Abb. 4-4), so zeigt sich, dass in den letzten Jahren insbesondere für China ein deutlicher Aufwuchs des Volumens zu verzeichnen ist, während sich die übrigen Länder auf nahezu gleichem Niveau fortentwickeln.

8 Hier verstanden als alle Länder, die einen positiven Netto-Export besitzen, der sich als Summe aus Exporten und Re-Exporten abzüglich der Importe und Re-Importe ergibt.

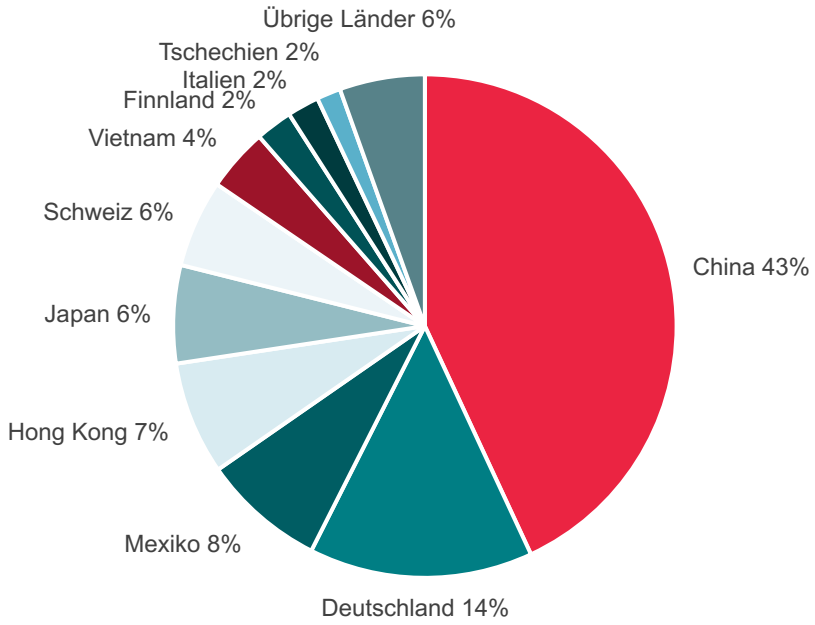


Abb. 4-3 Exporteure für elektrische Motoren und Generatoren im Jahr 2015 für Länder mit positiver Gesamtexportbilanz (100 % entsprechen ca. 13,5 Mrd. US-Dollar)[9]

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der in der UN Comtrade Database gelisteten Umsätze für den Klassifikationsschlüssel 8501.

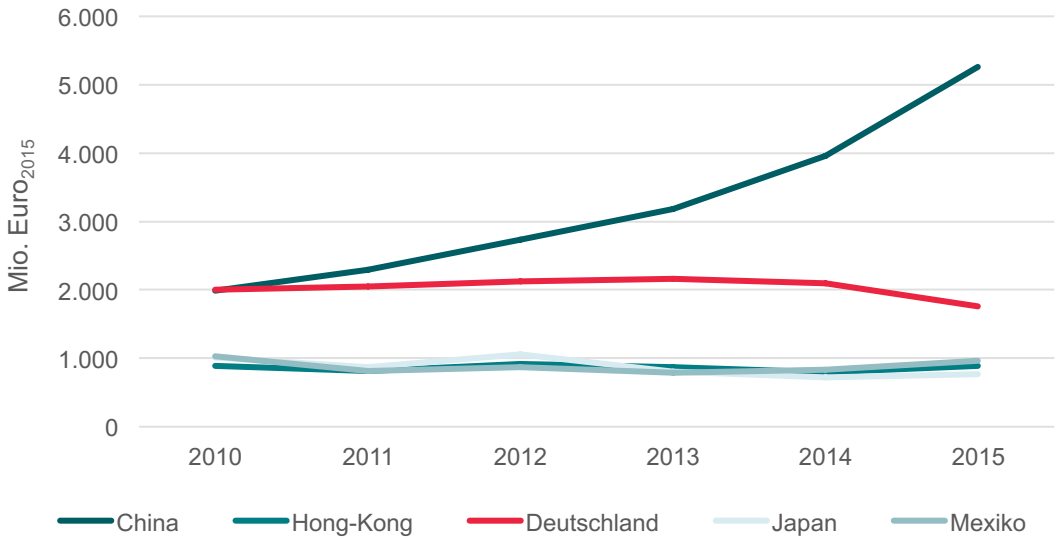


Abb. 4-4 Zeitliche Entwicklung der Top5-Netto-Exporteure für elektrische Motoren und Generatoren des Jahres 2015

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der in der UN Comtrade Database gelisteten Umsätze für den Klassifikationsschlüssel 8501.

9 Bei einer Gegenüberstellung mit dem in Abschnitt 0 genannten Angaben ist zu beachten, dass unterschiede in der Abgrenzung des Betrachtungsbereichs vorliegen und hier ausschließlich der Bilanzsaldo der Netto-Export-Nationen unter Berücksichtigung von Exporten, Importen, Re-Exporten und Re-Importen ausgewiesen wird.

Analog zur Aufschlüsselung der nationalen Produktion für Elektromotoren können die Werte für *Wärmepumpen*[10] ausgewiesen werden. Der Produktionswert in 2015 lag für Deutschland demgemäß bei rund 380 Mio. Euro (Abb. 4-5).

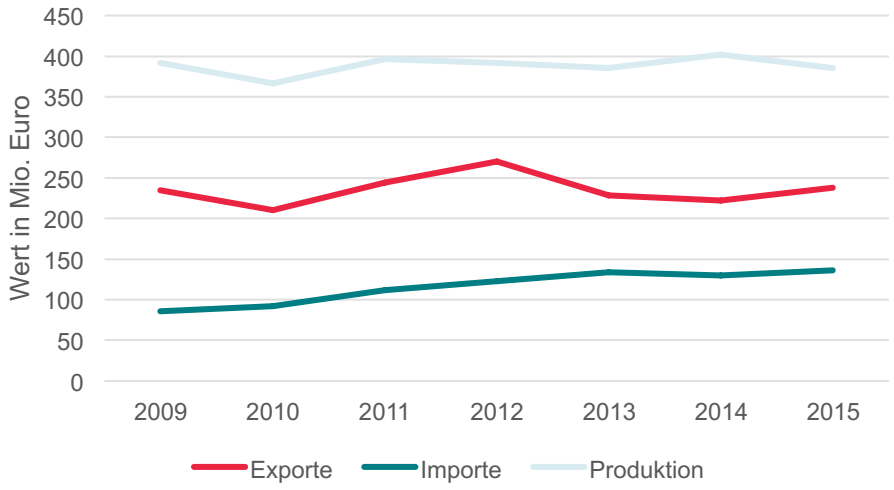


Abb. 4-5 Monetäre Angaben zur Produktion, zu Exporten und Importen für Wärmepumpen in Deutschland

Quelle: Angaben auf Basis der PRODCOM-Datenbank für Wärmepumpen außerhalb der Kategorie HS 8415 (Produktcodes 28251380)

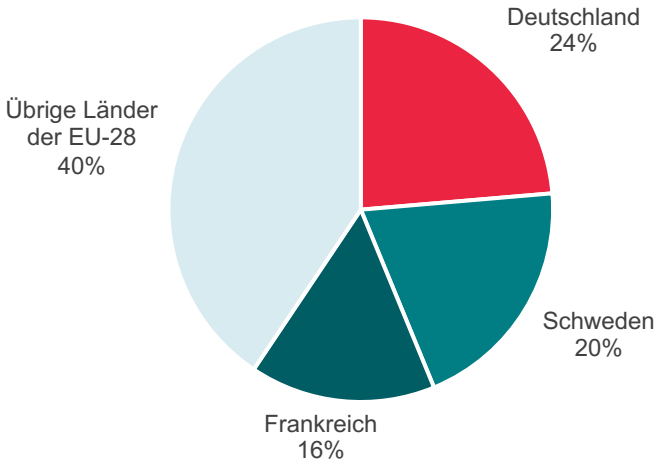


Abb. 4-6 Durchschnittlicher Anteil Deutschlands, Schwedens und Frankreichs in den Perioden 2013 bis 2015 am Produktionswert für Wärmepumpen (ohne Klimageräte) in den EU-28

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der PRODOM-Datenbank für die Kategorie „28251380 - Heat pumps other than air conditioning machines of HS 8415". Der gesamte Produktionswert für die Betrachtungsperiode in den EU-28 beziffert sich auf rund 1,65 Mrd. Euro.

10 Hierbei wird auf den Produktcode 28251380 für „Wärmepumpen, die nicht in Klimageräten der Kategorie HS 8415 genutzt werden" zurückgegriffen.

Um einen Eindruck von der Stellung Deutschlands im europäischen Umfeld zu erhalten, kann ein Blick auf den allgemeinen Wärmepumpenmarkt geworfen werden, dessen Schwerpunkt derzeit insbesondere auf gebäudebezogenen Anwendungen liegt. Eine Aufschlüsselung des Produktionswerts aller Wärmepumpen (ohne Klimageräte) in Europa zeigt, dass Deutschland neben Schweden und Frankreich zu den größten Produzenten zählt.

Für den gesamten Bereich der *generativen Fertigungsverfahren* insgesamt wurde der Anteil deutscher Unternehmen am weltweiten Umsatz mit generativ gefertigten Gütern und Dienstleistungen im Jahr 2010 in Höhe von 1,3 Mrd. US-Dollar auf etwa 15 bis 20 % bzw. ein Volumen von rund 200 bis 250 Mio. US-Dollar geschätzt. Bei einer breiteren Abgrenzung von generativ gefertigten Gütern wird davon ausgegangen, dass zu diesem Zeitpunkt in Deutschland rund 1.000 Unternehmen tätig waren und einen Umsatz von 8,7 Mrd. Euro erzielt haben. In den entsprechenden Untersuchungen wurde bei einem jährlichen Umsatzwachstum von 15 % dieser Wert grob auf rund 35 Mrd. Euro in Deutschland für 2020 ermittelt (EFI 2015).[11] Die Struktur der deutschen Unternehmen zeichnet sich ähnlich zur Größenstruktur der Industrie: Rund 90 % der Unternehmen werden als KMU klassifiziert mit bis zu 250 Mitarbeitern, 50 % der Unternehmen haben weniger als 25 Mitarbeiter (EFI 2015). Mit Blick auf die inländische Wertschöpfung ist anzumerken, dass generativen Fertigungsverfahren das Potenzial zugesprochen wird, arbeits- und personalintensive Herstellungsprozesse zu automatisieren und somit Kosten zu senken; ferner wird darauf hingewiesen, dass durch stärker individualisierte und flexibel anpassbarere Produkte näher an den Märkten der Käufer agiert werden könnte, was mittelfristig zu Rückverlagerungen von Produktionsprozessen nach Deutschland führen könnte (EFI 2015).

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Anhand von Kriterium 8 soll eine Analyse der internationalen Aufstellung der deutschen Industrie und hinsichtlich der Forschung und Entwicklungsoutputs vorgenommen werden.

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Eine grobe Einordnung der Aufstellung der deutschen Industrie in den unterschiedlichen Bereichen der Fokustechnologien ist in Tab. 4-17 gegeben.

Mit Blick auf *Elektromotoren* wurde der internationale Handel im Jahr 2010 im Bereich Elektromotoren wertmäßig von China dominiert (vgl. Abb. 4-3), dicht gefolgt von Deutschland auf dem zweiten Handelsplatz (Plötz und Eichhammer 2011). Die in Abb. 4-4 dargestellte Entwicklung bis 2015 zeigt, dass China seitdem seine Umsätze deutlich erhöhen konnte. Währenddessen ist der Netto-Export Deutschlands relativ konstant geblieben. Dennoch ist davon auszugehen, dass Deutschland insgesamt weiterhin zu den Ländern mit technologischer Führerschaft im Bereich von Elektromotoren zählt, insbesondere hinsichtlich Wechselstrommotoren. Zahlreiche große Hersteller im Bereich von Elektromotoren sind in Deutschland ansässig, beispiels-

11 Zu beachten ist, dass die eingangs dargestellte, für den Zeitraum 2013 bis 2020 genannte Wachstumsrate sich allerdings auf den engeren Markt bezieht und auf über 30 % geschätzt wird.

weise die Firmen Siemens, Bosch-Rexroth, Lenze, SEW Eurodrive oder ABB (Plötz und Eichhammer 2011).

Tab. 4-17 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Industrielle Querschnittstechnologien

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Elektromotoren	☒ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen
Großindustrielle Wärmepumpen	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen
Additive Fertigungsverfahren	☒ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Mit Blick auf *Wärmepumpen* allgemein gilt Deutschland neben Frankreich und den nordischen Ländern Schweden, Finnland und Norwegen als Early Adopter der Technologie. Bekannte Hersteller in Deutschland im Bereich Wärmepumpen allgemein sind neben anderen Bosch Thermotechnik, Vaillant und Viessmann (Frost & Sullivan 2016). Mit Blick auf die Erlöse auf dem europäischen Wärmepumpenmarkt sind die drei größten Firmen Bosch Thermotechnik (9 % des Volumens), die Vaillant Gruppe (8 %) sowie Stiebel Eltron (7,5 %). Speziell bei industriellen Hochtemperaturwärmepumpen waren im Jahr 2014 insgesamt zehn Hersteller aus unterschiedlichen Ländern mit Vorlauftemperaturen über 80 °C und drei mit Vorlauftemperaturen von 100 °C und darüber hinaus (Wolf et al. 2014) auf dem noch jungen Markt.

Mit Blick auf *generative Fertigungsverfahren* wird darauf hingewiesen, dass sie insbesondere mit Blick auf die Konkurrenz durch Massenfertigung in Asien eine besondere Bedeutung besitzen, um hochwertige Kleinserien zu fertigen, schnelle Produktentwicklungsprozesse zu sichern und Know-how im eigenen Betrieb zu halten (VDI 2014a). Hinsichtlich der Aufstellung deutscher Hersteller für generative Fertigungsverfahren wird deutschen Herstellern insbesondere im industriell wichtigen Bereich metallischer Werkstoffe eine führende Position zugeschrieben (Bundesregierung 2013). Ähnlich wird auch an anderer Stelle (EFI 2015) davon ausgegangen, dass viele weltmarktorientierte Technologieproduzenten mit guter Wettbewerbsposition und Innovationsfähigkeiten aktiv sind. In VDI (2014a) wird ebenfalls auf die gute Position im metallischen Bereich, gleichzeitig aber auch auf den wachsenden internationalen Wettbewerb hingewiesen. Demgegenüber gelten im Bereich von Kunststoffen US-Firmen als führend. Gleichzeitig wird im Umfeld der Anlagenbauer Firmen beispielsweise für Lasertechnik, 3D-Messtechnik und CAx-Software-Entwickler sowie in Deutschland ansässigen Endanwendern eine gute Position zugeschrieben. Als deutsche Anlagenhersteller im Metallbereich werden beispielsweise EOS, SLM Solutions, Concept Laser und Realizer genannt (Bundesregierung 2013).

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Hinweise für die Entwicklung der F&E-Budgets für industrielle Querschnittstechnologien sind aufgrund der schwer erreichbaren Abgrenzung zwischen F&E speziell zur Energieeffizienz sowie zur F&E für andere technologische Aspekte schwer zu erlangen.

Um ein allgemeines Bild zu den Budgets für Forschung, Entwicklung und Demonstration zu vermitteln, wird der Methodik folgend wie im *Technologiefeld 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien* hier die Forschungsleistung Deutschlands im Vergleich zu den Vereinigten Staaten von Amerika ausgewiesen (Tab. 4-18). Analog wird hierbei in der Gruppe 1 „Energieeffizienz“ auf die komplette Untergruppe 1.1 „Industrie“ zurückgegriffen, um die industriellen Anwendungen abzudecken. Entsprechend umfassen die Angaben auch die Aktivitäten in anderen im Rahmen dieser Studie betrachteten Technologiefelder, unter anderem des genannten Technologiefeldes 6.1.

Tab. 4-18 Bewertung des Standes von Forschung und Entwicklung für die Industrie anhand von Angaben der IEA-Datenbank – Input-Orientierung

	Einheit	Wert
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene - Deutschland		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	34,1
Durchschnittlicher jährlicher Anstieg (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ Mio. €/Jahr	+3,46
Mittlere Wachstumsrate (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ %/Jahr	+13,95
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	14.569
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	%	0,23 %
Mittlere Wachstumsrate (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ %/Jahr	+16,66
Entwicklung des öffentlichen F&E-Budgets auf Bundesebene - USA		
Absolutangabe der öffentlichen F&E-Förderung der jeweiligen Technologie Status Quo (2015)	Mio. €	159,2
Durchschnittlicher jährlicher Anstieg (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ Mio. €/Jahr	+1,53
Mittlere Wachstumsrate (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ %/Jahr	+0,98
Gesamtes öffentliches Energie-F&E-Budget nach IEA Status Quo (2015)	Mio. €	14.569
Relativer Anteil am gesamten öffentlichen Energie-F&E-Budget nach IEA	%	1,09 %
Mittlere Wachstumsrate (Zeitraum 2011 bis 2015)	+ %/Jahr	+3,39

In einer Auswertung der Forschungsaktivitäten zu *Wärmepumpen* allgemein in Deutschland weisen Wolf et al. (2014) darauf hin, dass die Forschungsaktivitäten aus historischer Sicht dem Energiepreisniveau folgen. Dabei ist ein zeitweiser Anstieg von Projekten und Fördervolumina im Zeitraum zwischen 1975 und 1985 zu erkennen. Ein erneuter deutlicher Anstieg zu Wärmepumpen lässt sich seit 2007 beobach-

ten. Dabei ist generell auffällig, das die Aktivitäten im Bereich der Forschungsförderungen speziell für industrielle Wärmepumpen und Großwärmepumpen bis 2007 mit einem jährlichen Volumen um ein konstantes Niveau von überschlägig 1 Mio. Euro pro Jahr pendelten, während seit 2007 ein besonderer Anstieg zu verzeichnen ist und etwa die Hälfte der Projekte bzw. des Budgets nun auf dieses Segment entfällt.

Im Zusammenhang mit *generativen Fertigungsverfahren* wird in EFI (2015) auf die Förderung dieser Verfahren in den Vereinigten Staaten von Amerika hingewiesen und es wird auch in China eine starke Unterstützung der entsprechenden Industrie vermutet. Als Ziele der US-amerikanischen Bestrebungen werden genannt, durch die Förderung generativer Fertigungsverfahren verlorene Kapazitäten der Industrieproduktion wiederaufzubauen sowie den Transfer der Technologien in den produzierenden Sektor zu beschleunigen, um die Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Für China wird angenommen, dass dort eine starke private Unternehmenslandschaft für generative Fertigungsverfahren aufgebaut werden soll. In Europa wurden generative Fertigungsverfahren durch Förderung im Rahmen allgemeiner übergeordneter Förderprogramme (z. B. Horizont 2020) bereitgestellt sowie Standardisierungsinitiativen vorangetrieben. In Deutschland basiert die Förderung auf der Finanzierung außeruniversitärer Forschungseinrichtungen in diesem Themenfeld sowie durch Projektförderung. Für den Zehnjahreszeitraum bis 2013 wird die Höhe der Projektförderung des Bundes für generative Verfahren mit etwa 21,2 Mio. Euro angegeben (Bundesregierung 2013).

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Mit Blick auf die gesellschaftliche Akzeptanz ist bei den industriellen Querschnittstechnologien bei einer Unterscheidung von lokaler Akzeptanz, sozio-politischer Akzeptanz und Markt- bzw. Nutzerakzeptanz insbesondere der Aspekt der Markt- und Nutzerakzeptanz von Bedeutung. Dies lässt sich damit begründen, dass der Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien einerseits häufig relativ „kleinskalig“ erfolgt und andererseits deren Einsatz wenige von außen „sichtbare“ Wirkungen entfaltet, welche die Lebensumwelt erheblich beeinflussen oder Risiken für Natur und Mensch bergen.

Die Diskussion zum Einsatz entsprechender Technologien bei Nutzern industrieller Systeme wird im wissenschaftlichen Kontext generell mit dem Thema „Hemmnisse für Energieeffizienz“ verknüpft. Hierbei wird entlang der neoklassischen ökonomischen Theorie als Ausgangspunkt postuliert, dass für den Einsatz energieeffizienter Technologien deren Wirtschaftlichkeit ausschlaggebend sein sollte. Der zögerliche Einsatz der Technologien wird auf sogenannte Hemmnisse zurückgeführt, die definitorisch ein Verhalten behindern, das gleichzeitig energie- und ökonomisch effizient erscheint.[12] Eine Orientierung an den entsprechenden Konzepten scheint bei der Betrachtung der Akzeptanz daher sinnvoll.

12 In der neueren Literatur wird darüber hinaus verstärkt untersucht, inwieweit umgekehrt auch fördernde Faktoren den Einsatz von Technologien beschleunigen können.

Der Klassifizierung von Sorrell et al. (2011) lassen sich folgende Arten mikroökonomischer Hemmnisse unterscheiden:

- Risiken: Befürchtete negative Konsequenzen infolge des Technologieeinsatzes.
- Versteckte Kosten: Zunächst nicht erkennbare Nutzenminderungen oder Aufwendungen.
- Unvollständige Informationen: Informationsdefizite bei Entscheidungsträgern infolge unbekannter, unzureichender oder unsicherer Informationen.
- Geteilte Anreize: Unterschiede in der Verteilung von Anreizen und Aufwendungen bei der Umsetzung.
- Budgetbeschränkungen: Finanzierungsengpässe in Unternehmen.
- Begrenzte Rationalität: Verhaltensweisen, die sich nicht aus einem Wirtschaftlichkeitskalkül, sondern aus anderen Gründen ergeben.

Bei einer Betrachtung der Nutzerakzeptanz erscheinen insbesondere die drei zuerst genannten Aspekte relevant, da Risiken, Befürchtungen versteckter Kosten und unzureichend bekannte technologische Eigenschaften insbesondere die Markt- bzw. Nutzerakzeptanz beeinflussen können. Geteilte Anreize betreffen demgegenüber die Anreizstrukturen bei Einbindung mehrerer Akteure, Budgetbeschränkungen die Finanzierung und begrenzte Rationalität Verhaltensaspekte. Sie sind damit für die Akzeptanz eher zweitrangig.

Hinsichtlich des Einsatzes *hocheffizienter Elektromotoren* handelt es sich um standardisierte Produkte, deren technologische Parameter durch normierte Festlegungen beschrieben werden. In der Vergangenheit konnten unter Beibehaltung zentraler Technologieparameter deutliche Verbesserungen der Energieeffizienz erreicht und demonstriert werden. Insgesamt ist die Akzeptanz hocheffizienter Elektromotoren daher als hoch einzuschätzen. Mit Blick auf die Verbreitung hocheffizienter Elektromotoren sind statt Akzeptanzfragestellungen älteren Untersuchungen zufolge eher Marktstrukturen (Almeida 1998) und höhere Anfangsinvestitionen ausschlaggebend. Mit Blick auf *große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen* fallen hinsichtlich der Umsetzung die vergleichsweise hohen Investitionen sowie die Problematiken der Identifikation geeigneter Abwärmequellen/-senken ins Gewicht. Bei ihrem Einsatz ist zu beachten, dass durch die Technologien Systeme verkoppelt werden, dass für die Wärmepumpen neben Ersatzsystemen für die Wärmezufuhr und -abfuhr etwaig zusätzlicher Bauraum benötigt wird, dass die Anlagen in bestehende Systeme eingepasst werden müssen und dass vorhandene Wärmepumpentypen bislang nur begrenzt in der Industrie Einzug gehalten haben. Gleichermaßen wird auf Informations- und Erfahrungsdefizite im Bereich von Wärmepumpen in der Industrie hingewiesen (Lambauer et al. 2008; Wolf et al. 2012).

Insgesamt lässt sich bei Interventionen, die auf bewährter Technik wie die Motoren aufbauen, die Marktakzeptanz als hoch einschätzen, soweit deren Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Mit steigender Komplexität und geringerer Erfahrung/höherem Risiko wie bei den Wärmepumpen ist von einer darunter liegenden Akzeptanz auszugehen (Tab. 4-19). Bei *generativen Fertigungsverfahren* werden stärker die produktionstechnischen Überlegungen den Einsatz der Technologien vorantreiben.

Tab. 4-19 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Industrielle Energieeffizienz zum Status Quo (2015)

Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
Marktakzeptanz		Soziopolitische Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
Bewertung	Begründung	Bewertung	Begründung	Bewertung	Begründung
Mittlere bis hohe Akzeptan (2 bis 4)	Soweit wirtschaftlich und nachweislich zuverlässig in der Nutzung	Akzeptanzfrage kaum relevant	Kleinskaligkeit der Technologien sowie geringe Sichtbarkeit auf soziopolitischer Ebene	Akzeptanzfrage kaum relevant	Kleinskaligkeit der Technologien sowie geringe Sichtbarkeit auf lokaler Ebene

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Dieses Kriterium deckt ab, inwieweit durch den Einsatz der Technologien Strukturen in der Energieversorgung festgelegt und wie schnell diese verändert werden können.

Hinsichtlich der Pfadabhängigkeit ist anzumerken, dass es sich bei den Technologien des Technologiefelds zumeist um „verbesserte Basistechnologien“ handelt, die letztlich Energie und Ressourcen besonders effizient verwerten, aber meist keine grundsätzlichen Änderungen von Anbindungen, Schnittstellen oder Funktionalitäten besitzen. Da die entsprechenden Technologien in jedem Fall eingesetzt werden, sind generell keine übergreifenden Pfadabhängigkeiten zu erwarten. Hersteller und Nutzer der Technologien werden ihre Produktion bzw. ihre Anwendungen naheliegenderweise auf entsprechend gestaltete Produktlinien ausrichten. Dies lässt sich jedoch nicht als Pfadabhängigkeit im Sinne des hier betrachteten Kriteriums werten, da eine entsprechende Ausrichtung auch ansonsten erfolgen würde. Mit Blick auf *Wärmepumpen*, die mit Abwärme aus Prozessen betrieben werden, ist allerdings anzumerken, dass Pfadabhängigkeiten vorliegen können, wenn dadurch die Nutzung vorhandener Abwärmequellen verstetigt wird (Hirzel et al. 2013). Planungs- und Bauzeiten als Indikator für die Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit liegen - je nach Rahmenbedingungen - im Bereich von wenigen Tagen bis Monaten und sind im betrachteten Technologiefeld von nachrangiger Bedeutung.

Dominant mit Blick auf die Reaktionsfähigkeit sind insbesondere Lebens- bzw. Nutzungsdauern der Technologien bzw. die damit einhergehende Umwälzung des Technologiebestands. Bei einer exemplarischen und einheitlichen Lebensdauer von 15 Jahren dauert es beispielsweise eben diese Zeitspanne, bis der vollständige Technologiebestand umgewälzt wurde.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Anhand dieses Kriteriums soll dargestellt werden, ob das Technologiefeld bei der Marktdurchdringung von externen Infrastrukturen abhängig ist (Tab. 4-20). Insgesamt ist das Technologiefeld als weitgehend unabhängig von Infrastrukturen einzuordnen.

Bei *Elektromotoren* gibt es neben der notwendigen - aber im Referenzfall ohnehin vorhandenen - Stromversorgung keine Abhängigkeit von Infrastrukturen. Mit Blick auf *Wärmepumpen* ist zu beachten, dass deren Einsatz das Vorhandensein von Wärmequellen voraussetzt. Häufig sind diese Wärmequellen bereits auf Betriebsgeländen in Form von Abwärme vorhanden. Zumindest technisch denkbar wäre auch eine Anbindung an Nah- und Fernwärmenetze als Quelle für Wärmeenergie, sofern sich diese als wirtschaftlich darstellbar erweist. Alternativ könnte auch die Energie solarthermischer Kollektoren genutzt werden. Gegenüber den Elektromotoren ist die Infrastrukturabhängigkeit von Wärmepumpen durch die Notwendigkeit einer im Vergleich zu Strom schwerer zugänglichen Energiequelle geringfügig höher. Der Vollständigkeit halber ist anzumerken, dass die Nutzung insbesondere elektrisch betriebener Wärmepumpen aus gesamtbilanzieller Sicht dann sinnvoll ist, wenn der für die Wärmebereitstellung notwendige Energiebedarf für den Betrieb der Wärmepumpe und die Bereitstellung der Wärme aus der Senke geringer ist als der Energieaufwand, den ein vor Ort eingesetztes konventionelles Wärmebereitstellungssystem hätte. Beim Einsatz *generativer Verfahren* ist zu beachten, dass die Technologie an sich zwar keine außergewöhnlichen infrastrukturellen Anforderungen stellt, dass jedoch die Anwendung der Verfahren die breite und kostengünstige Verfügbarkeit der entsprechenden Pulvermaterialien für die generativen Herstellungsprozesse voraussetzt. Eine derartige Bereitstellung sollte im Sinne des hier betrachteten Kriteriums jedoch keinen gesonderten Infrastrukturausbau im energiewirtschaftlichen Sinne erforderlich machen.

Tab. 4-20 Abhängigkeit des Technologiefeldes Industrielle Querschnittstechnologien von Infrastrukturen aus energiewirtschaftlicher Perspektive

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologien ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologien ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologien müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologien müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Anhand des Kriteriums Systemkompatibilität wird betrachtet, inwieweit bei einem Einsatz der Technologien Rückwirkungen, Wechselwirkungen und daraus resultierende Anpassungsbedarfe bei benachbarten Systemen bestehen und daraus Risiken und Anpassungsbedarfe erwachsen.

Rückwirkungen werden als negativ konnotierte Auswirkungen auf benachbarte Systeme verstanden. Generell sind diese bei den industriellen Querschnittstechnologien als nachrangig anzusehen. Abhängig vom konkreten Fall können jedoch vereinzelt Rückwirkungen auftreten. So kann der Betrieb drehzahlvariabler *Elektromotoren* beispielsweise den Einsatz von Netzfiltertechnik erforderlich machen, um Störungen

durch eine Veränderung der Netzqualität zu vermeiden. Hinsichtlich des Einsatzes von *Wärmepumpen* ist zu beachten, dass eine Wärmepumpe als zusätzliches Bindeglied zwischen Wärmesenke und Wärmequelle funktioniert. Durch den Einsatz der Wärmepumpen werden Senke und Quelle miteinander verknüpft. Diese Verzahnung bedingt erst den eigentlichen Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz, führt allerdings auch dazu, dass ein Ausfall bei Quelle oder Senke auch den jeweils anderen Teil der Prozesskette betreffen kann. Dies ist allerdings eine generelle Problematik der systemischen Integration und nicht speziell ein Aspekt von Wärmepumpen an sich. Ein Energiespeicher kann beispielsweise helfen, derartige Abhängigkeiten zeitweise zu mindern und auch erlauben, Wärmepumpen als flexibel steuerbare Verbraucher einzusetzen. Bei einem sehr intensiven Einsatz elektrisch betriebener Wärmepumpen können durch den zusätzlichen Strombedarf gegebenenfalls weitere Stromversorgungskapazitäten und dafür notwendige Infrastrukturen erforderlich werden.

Anpassungsbedarfe zeigen auf, in welchem Umfang Änderungen bei angrenzenden Systemen erforderlich sind. Auch diese sind übergreifend von nachrangiger Bedeutung und insbesondere auf einzeltechnologischer Ebene relevant. Beispielhaft kann hier im Bereich von *Elektromotoren* die Problematik des Erreichens bestimmter kleiner Motorbaugrößen bei hocheffizienten Motoren genannt werden. Ein Beispiel für die Betrachtung von *Wärmepumpen* ist, dass neben den Aggregaten an sich noch die entsprechenden Schnittstellen für die Wärmeübertragung, sprich Wärmetauscher, erforderlich sind, die in das Quell- sowie das Senkensystem integriert werden müssen. *Generative Fertigungsverfahren* beruhen im Vergleich zu konventionellen Fertigungsverfahren auf einem anderen Fertigungsparadigma. Entsprechend müssen darauf die jeweiligen Produktionsprozessketten aus produktionstechnologischer Sicht ausgerichtet werden, da Bearbeitungsschritte entfallen und andere hinzukommen können.

Wechselwirkungen umfassen sowohl positive als auch negative Auswirkungen auf angrenzende Systeme. Wie bei den Rückwirkungen und Anpassungsbedarfen sind auch die Wechselwirkungen im betrachteten Technologiefeld generell als unkritisch einzustufen. In Einzelfällen sind Rückwirkungen denkbar. So ist es beispielsweise vorstellbar, dass sich beim Einsatz von *Wärmepumpen* und der Verwendung von Abwärme aus Abgasen als Wärmequelle beispielsweise als positiver Effekt der Energiebedarf für die Rückkühlung senken lässt, da die Temperatur der Wärmequelle vermindert wird. Andererseits ist es bei entsprechender Anlagenkonfiguration auch denkbar, dass es durch das Absenken des Temperaturniveaus gegebenenfalls zu frühzeitigem Ausfall von korrosivem Kondensat im Abgasstrom kommen könnte.

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 (Tab. 4-21).

Tab. 4-21 Kritikalität der Einzelaspekte zur Systemkompatibilität für das Technologiefeld Industrielle Querschnittstechnologien aus energiewirtschaftlicher Perspektive

		Erheblich	Unerheblich
Rückwirkungen:	Negative Auswirkungen auf angrenzende Systeme.	☐	☒
Anpassungsbedarfe:	Umfang der notwendigen Anpassungsbedarfe in angrenzenden Systemen.	☐	☒
Wechselwirkungen:	Positive sowie negative Auswirkungen auf angrenzende Systeme.	☐	☒

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Ausgehend von den vorangehenden Ausführungen können für die einzelnen Technologiebereiche F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand formuliert werden. Im Folgenden werden dabei jeweils Verbesserungen bei *Komponenten, Werkstoffen bzw. Anlagen* sowie hinsichtlich der *Optimierung und Integration* von Gesamtsystemen unterschieden.[13]

5.1 Fokustechnologie Elektromotoren

In den vergangenen Jahren konnten im Markt deutliche Verbesserungen der Effizienz von Elektromotoren erreicht werden. Hierbei sind insbesondere im Bereich kleiner Motorleistungen noch vergleichsweise hohe Verbesserungspotenziale erreichbar, während große Motoren nur wenige Prozentpunkte unter dem theoretisch maximal erreichbaren Wirkungsgrad liegen. Ein essentieller Bereich für die künftige Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz liegt insgesamt weniger auf Motoren an sich, sondern vielmehr in einer integrativen Sichtweise auf Gesamtsysteme, darunter Druckluft-, Pumpen-, Ventilations- oder Transportsysteme. Hier müssen hocheffiziente Motoren integriert werden, aber es muss auch eine Optimierung und Weiterentwicklung der Systeme an sich erfolgen. Nichtsdestotrotz ist auch die Komponentenforschung für hocheffiziente Elektromotoren ein Bereich, der aufgrund des breiten Einsatzes von Motoren nicht außer Acht gelassen werden sollte. Hierzu lassen sich folgende F&E-Themen nennen:

- Hochtemperatursupraleitung
  Die Hochtemperatursupraleitung ist weiterhin eine mögliche Option, um Verlustleistungen in Elektromotoren zu reduzieren. Hierbei stehen insbesondere die Entwicklung von Leitern sowie deren Kühlung bei der Nutzung in Motoren im Vordergrund.[14]
- Magnetische Materialien
  Die Permanentmagnettechnik beruht heute insbesondere auf seltenen Erden. Forschungsbedarf besteht dahingehend, den Einsatz von seltenen Erden durch geeignete Designstrategien zu minimieren bzw. durch günstige alternative magnetische Materialien zu ersetzen.
- Komponentendesign
  Im Bereich des Komponentendesigns können an unterschiedlichen Stellen Verbesserungen erreicht werden. Dies betrifft beispielsweise die Lager, die Kühlung sowie die Gestaltung von Stator und Rotor.
- Verbesserte und kostengünstigere Produktionsprozesse
  Die Weiterentwicklung der Motortechnik bedingt eine Fortentwicklung der dafür

13 Ein Teilnehmer des Workshops in Berlin (Wuppertal InstitutWuppertal Institut 2017) merkte an, dass über eine technologiefokussierte Betrachtung hinaus zu prüfen sei, wie die Diffusion und Umsetzung von Effizienzmaßnahmen bzw. neuen Technologien in Unternehmen begünstigt werden könnten. Aufgrund der technologiebezogenen Betrachtungsweise wurden solche instrumentellen Aspekte hier – trotz ihrer Relevanz für die energie- und klimapolitischen Ziele – nicht thematisiert.

14 Ein Workshopteilnehmer (Wuppertal InstitutWuppertal Institut 2017) merkte an, dass die Verortung der Hochtemperatursupraleitung im Bereich der Elektromotoren im Rahmen einer potentiellen Forschungsförderung zu prüfen sei, da diese primär in anderen Forschungsfeldern stattfände. Da die Hochtemperatursupraleitung als Maßnahme zur Verbesserung für einige Elektromotoren relevant sein kann, wird sie hier dennoch aufgeführt.

notwendigen Produktionsprozesse (z. B. Verbesserung neuer Verfahren wie Kupferguss, präzisere Fertigungsmethoden) sowie die Senkung der Kosten für aufwändigere Produktionsprozesse bei komplexeren Motoren.

- Optimierung der Komponenten bei kleinen Leistungsklassen
  Gerade bei den kleineren Leistungsklassen ist die Effizienz der Motoren vergleichsweise gering. Weiterentwicklungen in diesem Bereich können auf den jeweiligen Motor bezogen zu deutlicheren Effizienzfortschritten führen als bei großen Motoren.
- Motordesign
  Neben der Verbesserung der Komponenten ist deren Design bzw. Gesamtzusammenspiel als System ein wichtiger Faktor.

Darüber hinaus ist aber auch Forschungsbedarf bezogen auf die Verbesserung von gesamtmotorischen Systemen erforderlich:

- Optimierung nachgelagerter Anwendungen
  Die Systemintegration der Motoren ist ein wichtiger Aspekt. Hier müssen Motorsysteme und Anwendungen so weiterentwickelt werden, dass eine optimalere Auswahl bzw. eine Abstimmung zwischen Motor und Anwendung möglich werden.
- Bedarfsgerechte Motorsteuerung
  Gerade bei nicht dauerhaft gleichförmig betriebenen Anwendungen spielt neben der Effizienz des Motors im Nominalfall die Effizienz des Motors im Teillastbetrieb eine wichtige Rolle. Mit dem verstärkten Einzug von Leistungselektronik in Form von Frequenzumrichtern bieten sich Möglichkeiten, deutliche Energieeinsparungen zu erzielen. Hier sind Weiterentwicklungen im Bereich der Kosten, der Effizienz und der Integration dieser Technologien notwendig.
- Intelligente Integration ins Gesamtsystem
  Ein weiteres Entwicklungsgebiet betrifft die verstärkte Einbindung IT-basierter Systeme, um den Motor hinreichend intelligent zu machen, dass er weitgehend unabhängig seinen Betrieb optimieren kann. So könnte beispielsweise ein intelligent betriebener Motor wissen, wie sich die Verfügbarkeit von Strom (Demand Side Management) oder die Nachfrage nach mechanischer Leistung (z. B. eine Fördermenge) entwickeln werden und schon im Vorfeld den energieoptimalen Betriebspunkt wählen, um die Energienachfrage auf den besten Zeitpunkt zu legen oder um die gewünschte Menge unter Einhaltung von Restriktionen energieoptimal bereitzustellen.

5.2 Fokustechnologie Wärmepumpen

Generell erscheinen unterschiedliche technologische Varianten einsetzbar, um künftig *große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen* zu realisieren. Im Rahmen einer Förderung sollte die technologische Vielfalt in diesem Bereich weitergetragen werden, auch da die Wärmepumpen eine wichtige Rolle spielen können, um Teile des Prozesswärmebedarfs bei geringen Emissionen effizient bereitzustellen. Als generelle Fokusbereiche bietet es sich neben einer Ausweitung der Abdeckungs- bzw. Temperaturbereiche durch technologische Weiterentwicklungen an, bei der Förderung die Verbesserung der Leistungszahlen sowie die Senkung von Kosten im Fokus zu behalten.

Im Bereich der Komponentenforschung lassen sich daran angelehnt folgende F&E-Themen nennen:

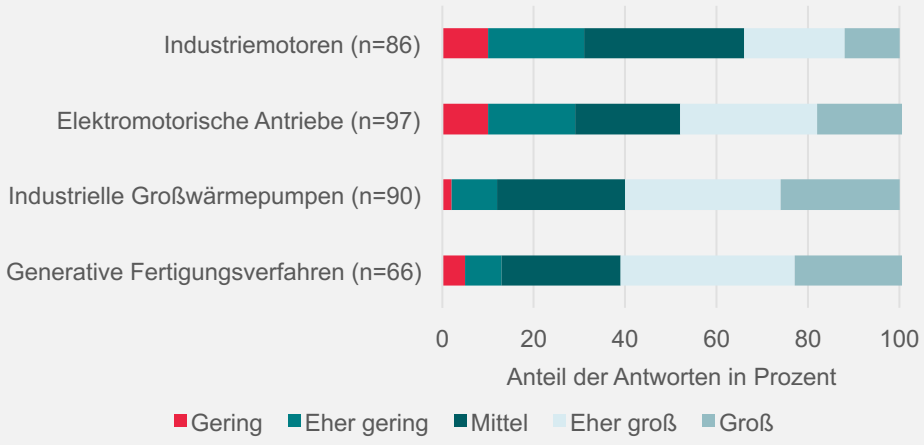
- Neue Kältemittel
  Um höhere Temperaturniveaus mit den Wärmepumpen abzudecken, ist eine Weiterentwicklung der Kältemittel erforderlich. Hier gilt unter anderem, dass sich Kältemittel auf dem Temperaturniveau der Wärmequelle verdampfen lassen müssen, dass sie bei erreichbaren Drücken verflüssigbar sind und dass von ihnen möglichst keine Gefährdung von Mensch und Umwelt ausgeht. Auch für sorptionsbasierte Systeme bietet sich eine weitergehende Erforschung geeigneter Materialien bzw. Stoffkombinationen an.
- Verbesserte Verdichter
  Um höhere Betriebstemperaturen und Betriebsdrücke bei Wärmepumpen erreichen zu können, müssen bestehende Verdichterkonzepte für den Einsatz in den erforderlichen Druck- und Temperaturbereichen weiterentwickelt und optimiert werden. Dies betrifft neben dem Verdichter an sich auch weitere Komponenten, beispielsweise die Ventiltechnik.
- Optimiertes Design
  Um höhere Temperaturbereiche und Arbeitszahlen zu erreichen, müssen Kühltechniken, Wärmetauscher optimiert und die Anlagenkonstruktion insgesamt weiterentwickelt werden.

Neben der komponentenbezogenen Weiterentwicklung sind auch systembezogene Fortentwicklungen erforderlich. Hierzu zählen:

- Regelungskonzepte und Integration in Lastmanagementsysteme
  Mit Blick auf Verbesserungen ist es ebenfalls notwendig, die Integration von Wärmepumpen ins Lastmanagement zu verbessern. In diesem Zusammenhang ist unter anderem zu untersuchen, inwieweit der Wärmebedarf industrieller Prozesse in Verbindung mit Wärmepumpen flexibilisiert werden kann und ob bzw. wann das Zusammenspiel mit etwaigen Wärmespeichern zur zeitlichen Entkopplung von Wärmebedarf und Wärmebereitstellung eine aussichtsreiche Option darstellt.
- Automatisierte Systemintegration
  Mit Blick auf den Betrieb industrieller Wärmepumpen müssen diese Systeme so optimiert werden, dass sie intelligent im Energiesystemverbund agieren können, beispielsweise flexibel auf Laständerungen reagieren oder insbesondere dann eingesetzt werden, wenn die Rahmenbedingungen (z. B. Verfügbarkeit von Strom, Abwärme, solarer Wärme) besonders günstig sind. Mit dem Anstieg der realisierbaren Temperaturbereiche wird sich auch die Aufgabe stellen, automatisch zu steuern, inwieweit Wärmepumpen gegebenenfalls auch mit einer hohen Temperaturspreizung und damit mit einer geringen Leistungszahl betrieben werden sollten, z. B. auch um thermische Speicher optimal zu befüllen.
- Senkung der Systemkosten
  Generell erreichen große industrielle Hochtemperaturwärmepumpen im Vergleich zu konventionellen Technologien der Wärmebereitstellung heute nur bedingt die zum Teil in der Industrie geforderten sehr kurzen Amortisationszeiten. Daher ist für die Systeme in ihrer Gesamtheit eine Senkung ihrer Kosten notwendig.

Exkurs: Einschätzung zum Förderbedarf

Über die im Exkurs zu Kapitel 4.1 dargestellte Fragestellung zum Marktpotenzial hinaus wurden die Teilnehmer der Forschungsnetzwerke gebeten, für ausgewählte Technologien eine Einschätzung zum Förderbedarf („Wie schätzen Sie den öffentlichen Forschungsbedarf der nachfolgenden Technologien ein?“) anhand einer qualitativen Fünf-Punkte-Skala („gering“ bis „hoch“) zu geben (ifo Institut 2017). Die Anzahl der Antworten erreicht auch hier eine Größenordnung von 66 bis 90.



Insgesamt zeigen die Angaben der Teilnehmer, dass der öffentliche Förderbedarf im Bereich von Industriemotoren als eher mittelmäßig eingeschätzt wird: Die Einschätzungen zu geringem und großem Förderbedarf halten sich hier tendenziell die Waage. Diese Einschätzung könnte darauf zurückzuführen sein, dass infolge der Fortentwicklung der Technik in bestimmten Motorsegmenten bereits sehr hohe Effizienzwerte erreicht werden können. Betrachtete man elektromotorische Antriebe, so wird hier ein höherer Förderbedarf gesehen. Geht man hier wiederum davon aus, dass die „elektromotorischen Antriebe“ als Antriebssysteme aufgefasst wurden, so könnte sich dieser höhere Bedarf auf die Notwendigkeit von öffentlicher Forschung für die Effizienzsteigerung gesamter Antriebsstränge beziehen. Sowohl für industrielle Großwärmepumpen als auch für generative Fertigungsverfahren wird den Teilnehmern der Umfrage zufolge der vergleichsweise höchste öffentliche Förderbedarf gesehen. Hier sind die Teilnehmer, die einen eher großen oder großen Förderbedarf sehen, deutlich in der Mehrheit und nur ein kleiner Anteil der Befragten sieht einen geringen öffentlichen Mittelbedarf.

Neben der Befragung fand am 2. Mai 2017 im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ein Workshop mit ausgewählten Teilnehmern statt (Wuppertal Institut 2017). Dort wurden Technologiesteckbriefe als vorläufige Zusammenfassungen der im Rahmen des Projekts erstellten Technologieberichte diskutiert. Die Teilnehmer des Workshops wurden gebeten, für das gesamte Technologiefeld eine Einschätzung zu geben, wie das Marktpotenzial und die zentrale Forschungsnotwendigkeit mit Bundesmitteln einzuschätzen wäre (graphische Skala von „gering“ bis „hoch“). Neun Teilnehmer haben hier Einschätzungen bereitgestellt: Ihnen zufolge sind sowohl Marktpotenzial als auch Fördernotwendigkeit als jeweils mittel bis hoch zu verorten.

5.3 Fokustechnologie Generative Fertigungsverfahren

Die hier als Querschnittstechnologien betrachteten generativen Fertigungsverfahren spielen als Fertigungstechnologien eine Sonderrolle. Prinzipiell ist ihre Weiterentwicklung dem Bereich der industriellen Produktionsforschung zuzuordnen. Demgemäß werden sie häufig bei energiewirtschaftlichen bzw. energietechnologischen Überlegungen nur am Rande betrachtet. Nichtsdestotrotz können die Verfahren bei passender Nutzung durch Einsparungen bei Materialien und Bearbeitungsschritten auf der Nachfrageseite einen wichtigen Beitrag zu den energie- und klimapolitischen Zielen leisten.

Unabhängig von der konkreten Zuordnung zu einer Forschungslinie können im Bereich der Werkstoff- und Prozessforschung für generative Fertigungsverfahren mit Blick auf einen seriennahen Technologieeinsatz folgende F&E-Themen genannt werden:

- Weiterentwicklung des Materialspektrums
  Für die Ausweitung der Anwendungsbereiche und einen auf die Anwendung weiter abgestimmten Materialeinsatz ist eine Weiterentwicklung der zur Verfügung stehenden Materialien erforderlich. Ein weiteres damit im Zusammenhang stehendes Thema ist der parallele Einsatz mehrerer unterschiedlicher Materialien in den Fertigungsprozessen.
- Leistungsfähigkeit der Prozesse, Prozesssteuerung und -überwachung
  Ein limitierender Faktor für einen seriennahen Einsatz generativer Verfahren ist deren Leistungsfähigkeit, die beispielsweise durch kürzere erreichbare Prozesszeiten oder höhere Oberflächenqualitäten verbessert werden kann. Dabei besteht ein Bedarf, Produkte mit gleichförmig hoher Qualität und gezielt eingebrachten Materialeigenschaften und Materialstrukturen (z. B. Poren) herzustellen. Hierfür sind Verbesserungen an bestehenden Prozessmodellen, der Prozessführung und der Prozessüberwachung notwendig.
- Kostensenkung
  Für den breiteren wirtschaftlichen Einsatz generativer Fertigungsanlagen müssen die Kosten für die Anlagen sowie die dafür genutzten Materialien weiter reduziert werden.

Neben einer Fokussierung auf die Werkstoffe sowie die unmittelbaren Prozessanlagen sind Verbesserungen im Bereich der umliegenden Prozessschritte und der Systemintegration notwendig. Diese betreffen die:

- Weiterentwicklung der Designinstrumente
  Derzeit verfügbare computergestützte Designtechniken basieren auf Abwandlungen bestehender Instrumente für konventionelle Fertigungsverfahren. Neuentwicklungen für generative Fertigungsverfahren können beispielsweise Prozessspezifika wie die komplexen erreichbaren Geometrien, Multi-Materialprozesse oder die Einarbeitung einzelproduktindividueller Eigenschaften stärker aufgreifen.
- Prozessautomatisierung
  Generative Fertigungsverfahren besitzen mit Blick auf ihre Automatisierung im Vergleich zu konventionellen Verfahren einen vergleichsweise hohen Bedarf an manuellen Eingriffen. Hier kann verstärkte Automatisierung ein Ansatzpunkt zur

Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit sein. Eng damit verknüpft ist auch die stärkere Einbettung in die Industrie 4.0-Umgebung.

- Prozesskettenintegration
  Sowohl additive wie auch generative Fertigungsverfahren ergänzen sich in Abhängigkeit der jeweiligen Produkte und der Fertigungssituation. Prozessplanungsinstrumente müssen dahingehend unterstützen können, dass die für die jeweilige Zielstellung am besten geeignetsten Bearbeitungsverfahren passend kombiniert werden.
- Untersuchungsmethoden
  Durch die Art des Fertigungsprozesses besitzen die hergestellten Güter spezielle Materialeigenschaften. Klassische Untersuchungsmethoden sind häufig auf konventionell gefertigte Güter ausgerichtet und müssen unter anderem mit Blick auf die Untersuchung mechanischer Eigenschaften wie Steifigkeit, Schwingfestigkeit oder Gasdichtheit angepasst werden.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GMBH; Tennet TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hrsg.) (2016): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2050. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

ABB (Hrsg.) (2014): Technical note. IEC 60034-30-1 standard on efficiency classes for low voltage AC motors. https://library.e.abb.com/public/1018a82e36b29462c1257d41002b3470/TM025 %20EN %2008-2014 %20IEC60034-30-1_lowres.pdf. Letzter Zugriff: 13.04.2017.

AGEB (Hrsg.) (2016): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2014. Stand: 11.05.2016. AGEB.

Allison, A.; Scudamore, R. (Hrsg.) (2014): 2014 Additive Manufacturing: Strategic Research Agenda. AM SRA Final Document. AM Platform.

Almeida, A. T. de; Ferreira, F. J. T. E.; Fong, J.; Fonseca, P. (2008a): EUP Lot 11 Motors. Final. Coimbra.

Almeida, A. T. de; Ferreira, F. J. T. E.; Fong, J. A. C.; Brunner, C. U. (2008b): Electric motor standards, ecodesign and global market transformation.

Almeida, A. de; Falkner, H.; Fong, J. A. C. (2014a): EuP Lot 30: Electric Motors and Drives. Task 8: ENER/C3/413-2010.

Almeida, A. de; Falkner, H.; Fong, J. (2014b): EuP Lot 30: Electric motors and Drives. Task 4: Technical analysis existing products. ENER/C3/413-2010 Final June 2014.

Almeida, A. de; Falkner, H.; Fong, J. (2014c): EuP Lot 30: Electric Motors and Drives. Task 6: Technical analysis of Best Available Technologies (BAT). ENER/C3/413-2010. Final. ISR - University of Coimbra; Atkins.

Almeida, A. de; Falkner, H.; Fong, J.; Jugdoyal, K. (2014d): EuP Lot 30: Electric Motors and Drives. Task 2: Economic and Market Analysis. ENER/C3/413-2010. Final. ISR - University of Coimbra; Atkins.

Almeida, A. T. de; Ferreira, F. J. T. E.; Baoming, G. (2014e): Beyond Induction Motors - Technology Trends to Move Up Efficiency. In: IEEE Transactions on Industry Applications 50 (3) 2103–2114.

Almeida, A. T. de; Ferreira, F. J. T. E.; Duarte, A. Q. (2014f): Technical and Economical Considerations on Super High-Efficiency Three-Phase Motors. In: IEEE Transactions on Industry Applications 50 (2) 1274–1285.

Almeida, E. L. F. de (1998): Energy efficiency and the limits of market forces: The example of the electric motor market in France. In: Energy Policy 26 (8) 642–653.

Beyer, C. (2014): Strategic Implications of Current Trends in Additive Manufacturing. In: Journal of Manufacturing Science and Engineering (136).

Bundesregierung (Hrsg.) (2013): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordnete René Röspel, Andrea Wicklein, Dr. Ernst Dieter Ross-

mann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD - Drucksache 17/13586 - Stand und Perspektiven der Erforschung und des Einsatzes von 3D-Druckern.

CEMEP (Hrsg.) (2010): Market share of EFF-motors in the scope of the Voluntary Agreement of CEMEP. European Committee of Manufacturers of Electrical Machines and Power Electronics.

DENEFF (Hrsg.) (2016): Branchenmonitor Energieeffizienz 2016. Berlin.

DERA (Hrsg.) (2016): Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016. DERA Rohstoffinformationen 28. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/Studie_Zukunftstechnologien-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Zugriff: 12.06.2017.

DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (Hrsg.) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow.

Doppelbauer, M. (2011): The new EU-Mandate M/470 EN and IEC 60034-30 Energy Efficiency Classes. In: Proceedings of EEMODS'2011.

EFI (Hrsg.) (2015): Gutachten 2015. Gutachten zu Forschung, Innovation und Technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands. Expertenkommission Forschung und Innovation. Berlin.

Ferreira, F. J. T. E. (2008): Strategies To Improve The Performance of Three-Phase Induction Motor Driven Systems. Dissertation submitted for obtainment of the degree of Doctor in Electrical Engineering. Coimbra.

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hrsg.) (2013): Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; ifeu; Stiftung Umweltenergierecht (Hrsg.) (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor.

Frost & Sullivan (Hrsg.) (2016): European Heat Pumps Market. Technology Innovation and Shifting Customer Requirements Drive New Wave of Growth.

Greenpeace International; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope (Hrsg.) (2015): energy [r]evolution. A Sustainable World Energy Outlook 2015. 100 % Renewable Energy for All.

Hettesheimer, T.; Roß, H. B.; Hirzel, S. (2016): Quantifying the overall impact of additive manufacturing on energy demand: the case of selective laser-sintering processes for automotive and aircraft components. In: Proceedings of the eceee industrial summer study (2016) 267–279.

Hirzel, S.; Rohde, C.; Sontag, B. (2013): Industrielle Abwärmenutzung. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe. http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-270678.html. Letzter Zugriff: 06.03.2017.

Huang, R.; Riddle, M.; Graziano, D.; Warren, J.; Das, S.; Nimbalkar, S. et al. (2016): Energy and emissions saving potential of additive manufacturing: the case of lightweight aircraft components. In: Journal of Cleaner Production 135 (2016) 1559–1570.

IEA (Hrsg.) (2016a): Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. OECD/IEA.

IEA (Hrsg.) (2016b): Key World Energy Trends. Excerpt from: World energy balances 2016. IEA.

IEA (Hrsg.) (2016c): World Energy Outlook 2016. Paris: OECD/IEA.

ifo Institut (Hrsg.) (2017): Auswertung der online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017, Teilbereich TF_Energiewende. München.

Kleefkens, O.; Spoelstra, S. (2014): R&D on Industrial Heat Pumps. Energy reserach Center of the Netherlands. https://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-M--14-039.

Lambauer, J.; Fahl, U.; Ohl, M.; Blesl, M.; Voß, A. (2008): Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. In: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

Mecrow, B. C.; Jack, A. G. (2008): Efficiency trends in electric machines and drives. In: Energy Policy 36 (2008) 4336–4341.

Moss, L.R; Zimas, E.; Willis, P.; Arendorf, J. et al. (2013): Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector. Assessing Rare metals as Supply-Chain Bottlenecks in Low-Carbon Energy Technologies. Report EUR 25994 EN. European Commission - Joint Reserach Centre - Institute for Energy and Transport.

Müller, B. (2017): Seltene Erden - nicht mehr selten? In: Neue Energie (3) 58–61.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (Hrsg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.

Peters, S. (Hrsg.) (2015): Additive Fertigung. Der Weg zur individuellen Produktion. Band 25 der Schriftenreihe der Technologielinie Hessen-Nanotech des Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. http://www.hessen-

nanotech.de/mm/mm001/Volume_025_Additive_Manufacturing_web.pdf- Letzter Zugriff: 21.03.2016.

Plötz, P.; Eichhammer, W. (2011): Zukunftsmarkt Effiziente Elektromotoren. Fallstudie im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, öknomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“. FKZ 03KSW016A und B. Karlsruhe.

Prognos; EWI; GWS (Hrsg.) (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Endbericht. Projekt Nr. 72/12. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Rohde, C. (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.

Sanner, B.; Angelino, L.; De Gregorio, M.; Février, N.; Haslinger, W.; Kujbus, A. et al. (2013): Strategic Research and Innovation Agenda for Renewable Heating & Cooling. European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling. Renewable Heating & Cooling - European Technology Platform. Secretariat of the European Technology Platform. https://setis.ec.europa.eu/system/files/RHC_SRA_epo_final_lowres.pdf.

Sorrell, S.; Mallet, A.; Nye, S. (2011): Barriers to industrial energy efficiency: A literature review. Development Policy, Statistics and Research Branch Working Paper 10/2011. United Nations Industrial Development Organization. Wien.

Spoelstra, S.; Tijani, M.E.H. (2005): Thermoacoustic heat pumps for energy savings. ftp://130.112.2.101/pub/www/library/report/2005/rx05159.pdf.

UBA (Hrsg.) (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2015. Umweltbundesamt (Für Mensch & Umwelt).

UBA (Hrsg.) (2017): Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990-2015. Umweltbundesamt. Dessau.

VDI (2014a): Statusreport. Additive Fertigungsverfahren. September 2014. Verein Deutscher Ingenieure e. V.

VDI (2014b): VDI 3405. Additive Fertigungsverfahren. Grundlagen, Begriffe, Verfahrensbeschreibungen. Dezember 2014. Verein Deutscher Ingenieure e. V. Berlin.

Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P. et al. (Hrsg.) (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologiebericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Jakobs, R. (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Forschungsbericht. In: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart.

Wolf, S.; Lambauer, H.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012): Industrial heat pumps in Germany: Potentials, technological development and market barriers. In: Pro-

ceedings of the eceee 2012 Summer Study on Energy Efficiency in Industry. 543–550.

World Energy Council (Hrsg.) (2016): World Energy Scenarios 2016. The Grand Transition.

Wuppertal Institut (Hrsg.) (2017): Auswertung des Interaktiven Workshops TF_Energiewende im Rahmen der BMWi-Konferenz - Zukunft der Energieforschung in Deutschland vom 02. Mai 2017. Wuppertal.

Zhang, J.; Zhang, H.-H.; He, Y.-L.; Tao, W.-Q. (2016): A comprehensive review on advances and applications of industrial heat pumps based on the practices in China. In: Applied Energy 178 (2016) 800–825.

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH |

v2 vom 29. März 2018

Technologiebericht
6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Bodo Groß

Hannah Manns

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Groß, B.; Manns, H. (2018): Technologiebericht 6.3 Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr. Bodo Groß
Tel.: +49 681 / 844 972 51
Fax: +49 681 / 7617999
E-Mail: gross@izes.de

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH
Altenkesseler Straße 17A
66115 Saarbrücken

Review durch:
Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **517**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **518**

Tabellenverzeichnis **519**

Zusammenfassung (Steckbrief) **522**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **524**

1.1 Thermoelektrische Generatoren 524
1.2 ORC-Prozess 525
1.3 Kalina-Prozess 526

2 Stand F&E in Deutschland **528**

2.1 Thermoelektrische Generatoren 528
2.2 ORC-Prozess 529
2.3 Kalina-Prozess 529

3 Relevanz öffentlicher Förderung **530**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 530
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 531

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **536**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 536
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen 546
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 548
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 549
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 551
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 554
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 558
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 560
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 562
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 563

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **567**

5.1 Thermoelektrische Generatoren 567
5.2 ORC-Prozess 567
5.3 Kalina-Prozess 568

Literaturverzeichnis **569**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
DPMA	Deutsches Patent- und Markenamt
EE	Endenergie
EEV	Endenergieverbrauch
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Kalina	Kalina-Prozess
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ORC	Organic Rankine Cycle
PE	Primärenergie
PEV	Primärenergieverbrauch
TEG	Thermoelektrischer Generator
TEM	Thermoelektrisches Modul
THG	Treibhausgas
ZT	Thermoelektrische Gütezahl

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	Jahr
BiTe	Wismuttellurid
CoAs	Cobaldarsenid
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PbTe	Bleitellurid
TW	Terrawatt
TWh	Terrawattstunde

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten von TEG ---- 525

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten von ORC-Anlagen ---- 526

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung Thermoelektrischer Generatoren ---- 530

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von ORC-Anlagen ---- 531

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Kalina-Anlagen ---- 531

Tab. 3-4 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---- 532

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei Thermoelektrischen Generatoren ---- 533

Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei ORC-Anlagen ---- 534

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei Kalina-Anlagen ---- 534

Tab. 3-8 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---- 535

Tab. 4-1 Analyse des globalen industriellen Abwärmepotenzials für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in TWh_{th} ---- 537

Tab. 4-2 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in TWh_{el} ---- 538

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in GW_{el} ---- 538

Tab. 4-4 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in TWh_{el} ---- 539

Tab. 4-5 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in GW_{el} ---- 539

Tab. 4-6 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in TWh_{el} ---- 540

Tab. 4-7 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in GW_{el} ---- 540

Tab. 4-8 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in TWh_{el} ---- 540

Tab. 4-9 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in GW_{el} ---- 541

Tab. 4-10 Analyse des nationalen industriellen Abwärmepotenzials für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in TWh_{th} ---- 541

Tab. 4-11 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in GWh_{el} ---- 542

Tab. 4-12 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in MW ---- 542

Tab. 4-13 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in GWh ---- 543

Tab. 4-14 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in MW ---- 543

Tab. 4-15 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in GWh ---- 543

Tab. 4-16 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in MW ---- 544

Tab. 4-17 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in GWh ---- 544

Tab. 4-18 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in MW ---- 544

Tab. 4-19 Ermittlung Wachstumsrate für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---- 546

Tab. 4-20 Monetarisierung des Marktpotenzials ---------- 546

Tab. 4-21 Jährlich vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung der Technologien TEG und ORC des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 547

Tab. 4-22 Jährlich vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung von TEG zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 547

Tab. 4-23 Jährliche vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung von ORC-Anlagen zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 548

Tab. 4-24 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---------- 549

Tab. 4-25 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr) ---------- 550

Tab. 4-26 Jährlich vermiedene externe Kosten in Deutschland durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme im 80 %-Szenario für den Schadstoff CO_2 ---------- 551

Tab. 4-27 Jährlich vermiedene externe Kosten in Deutschland durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme im 95 %-Szenario ---------- 551

Tab. 4-28 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---------- 552

Tab. 4-29 Globales und nationales Marktpotenzial für Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---------- 552

Tab. 4-30 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes ---------- 553

Tab. 4-31 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Bereich Thermoelektrischer Generatoren innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---------- 555

Tab. 4-32 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ---------- 555

Tab. 4-33 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich Thermoelektrische Generatoren innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung ---------- 556

Tab. 4-34 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung ---------- 557

Tab. 4-35 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich Kalina-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung ---------- 557

Tab. 4-36 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme zum Status Quo (2015) ---------- 559

Tab. 4-37 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme (TEG) ---------- 561

Tab. 4-38 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme (ORC) ---------- 562

Tab. 4-39 Abhängigkeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme von Infrastrukturen ---------- 563

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 6.3
Technologien zur Abwärmenutzung

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefelds

- A: Thermoelektrische Generatoren (TEG)
- B: Organic Rankine Cycle (ORC)-Anlagen
- C: Kalina- Anlagen (nur am Rand betrachtet, da derzeit sehr wenig Aktivitäten und Anlagen)

Technologische Reife:
TEG: Technologieentwicklung – Kommerzialisierung (TRL=2-9)
ORC: Demonstration – Kommerzialisierung (TRL=6-9)

Kritische Komponenten:
- TEG: derzeit verwendete Materialien wie Tellur, Dauerhaltbarkeit der Verbindungstechnik
- ORC: Wärmeübertrager, Expansionsmaschinen mit kleiner Leistung, eingesetzte Kältemittel

Entwicklungsziele

- TEG: Steigerung des Wirkungsgrades auf > 13 %, Kostensenkung auf ~ 1 €/W
- ORC: Steigerung des Wirkungsgrades auf > 20 %, absolut, Kostensenkung auf ~ 1 €/W

Technologie-Entwicklung

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Marktpotential Deutschland *	MW	100	220	550	1.220	2.050
Marktpotential global *	GW	5	10	25	55	88
Durchschnittliche Nennleistung	kW	10^{-4}–10.000	10^{-4}–10.000	10^{-4}–15.000	10^{-4}–15.000	10^{-4}–20.000
Volllaststunden	h/a	4.400–6.000	4.400–6.000	4.400–6.000	4.400–6.000	4.400–6.000
Lebensdauer	a	5–15	8–15	10–20	15–20	20
Investition	€/kW	1.000–40.000	1.000–10.000	1.000–5.000	750–2.500	750–1.500
Variable Betriebskosten (TEG)	$€_{ct}$/kWh	k.A., aufgrund der Wartungsfreiheit ist von 0 auszugehen				
Variable Betriebskosten (ORC)	$€_{ct}$/kWh	2,5–2,0	2,0	2,0–1,5	2,0–1,5	1,5
Stromgestehungskosten	$€_{ct}$/kWh	182–4,5	28,4–2,8	11,4–2,3	4,1–1,1	2,8–0,9

* Szenarienbereich DE_80 % bzw. INT_2 °C (Durchschnittlicher Zubau pro Dekade)

F&E-Bedarf

- A & B: Hohes technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko.
- A: Verbindungstechnik, Materialentwicklung im Temperaturbereich 200 – 400 °C, großserientaugliche Produktionskonzepte, Substitution von kritischen Rohstoffen, Erhöhung der Lebensdauer
- B: Speziell auf ORC ausgelegte Wärmeübertrager, Entwicklung neuer klimaneutraler Kältemittel

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
– Nettoeinsparung von THG (TEG + ORC): 2030: 1,46 – 1,91 Mio. t/a, 2050 4,04 – 4,29 Mio. t/a, da vorhandene Abwärme bei Nichtnutzung verloren geht bzw. nicht extra für Nutzung produziert werden muss. – Keine negativen Auswirkungen erkennbar.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
– Nettoeinsparung von Primärenergie (TEG + ORC): 2030: 1,09 – 1,36, 2050 2,3 – 3,0 PJ/a da vorhandene Abwärme bei Nichtnutzung verloren geht bzw. nicht extra zur Nutzung produziert wird. – Ggf. erheblicher Verbrauch kritischer Rohstoffe (Blei, Tellur, halogenierte Kohlenwasserstoffe)
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
– A & B: Kostensenkung bis 2030: 3,1 – 15,2 Mio. €/a, 2050 108 – 136 Mio. €/a. – A: Betriebskosten sehr gering, da nahezu wartungsfrei.
Inländische Wertschöpfung
– A: Gute Voraussetzungen für einen Anstieg der inländischen Wertschöpfung im Falle der erfolgreichen Entwicklung von Halb-Heusler-, Skutterudit- und Silizid und Nanomaterialien – B: Im Bereich Turbinen eher gering, im Sub-MW Bereich gute Möglichkeiten.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– A: Wettbewerbsfähig bei der Entwicklung neuer Materialien, Notwendigkeit der Entwicklung einer automatisierten industriellen Herstellung für den Breitenmarkt. Patente rund 10 % – B: Wettbewerbsfähig im kleinen Leistungsbereich sowie im Bereich Hubkolbenmaschinen. – A (B): Rate der Patente mit deutscher Beteiligung liegt bei rund 10 % (4 %)
Gesellschaftliche Akzeptanz
– A: Sehr geringes Risiko für gesellschaftliche Akzeptanz da emissions- und geräuschlos, Marktakzeptanz abhängig von der Wirtschaftlichkeit/den Kosten; derzeit hohes, zukünftig niedriges Risiko. – B: Sehr geringes Risiko für gesellschaftliche Akzeptanz da emissionslos; Marktakzeptanz abhängig von der Wirtschaftlichkeit/den Kosten; derzeit eher niedriges, zukünftig niedriges Risiko.
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
A & B: Planungszeiten mittel, Nutzungsdauer lang Bauzeit abhängig von der Komplexität des Wärmeübertragers, da dieser individuell auf die jeweilige Abwärmequelle angepasst werden muss.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
A & B: Für beide Technologien müssen bestehende Infrastrukturen angepasst werden. Dies betrifft insbesondere die Integration der Wärmeübertrager in bestehende Strukturen
Systemkompatibilität
A & B: Die Systemkompatibilität ist unter derzeitigen Bedingungen ohne Anpassungsbedarf gegeben, Risiken ergeben sich hinsichtlich der vorhandenen Abwärmequellen, speziell hinsichtlich langfristiger Verfügbarkeit bei einem gleichbleibendem Temperaturniveau etc.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Dieses Technologiefeld beinhaltet die Technologien Thermoelektrische Generatoren, ORC- und Kalina-Maschinen. Eine allgemeine Beschreibung des Technologiefelds ist aufgrund der extremen Heterogenität der unterschiedlichen Technologien schwierig und beinhaltet aus diesem Grund auch bei der Beschreibung der einzelnen Kriterien eine gewisse Unschärfe.

1.1 Thermoelektrische Generatoren

Der Überbegriff Thermoelektrik beschreibt einen Vorgang, bei dem Wärme 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. Dazwischen befinden sich thermoelektrische Module (TEM). Diese wandeln die sie durchfließende Wärme teilweise in elektrische Energie um. Je nach eingesetztem Halbleitermaterial können TEG in unterschiedlichen Temperaturbereichen eingesetzt werden. Die direkte Wandlung von Strom in ein Temperaturgefälle ist ebenfalls möglich. Dieser Effekt entspricht der Umkehrung des Seebeck-Effekts und wird als Peltier-Effekt bezeichnet.

Derzeit sind im Niedrigtemperaturbereich < 250 °C BiTe-Module kommerziell erhältlich. Der Wirkungsgrad beträgt bei dieser Materialklasse derzeit bis zu 5 %. 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. Ein erhebliches Forschungspotenzial bieten insbesondere die Materialklasse der Skutterudite (abgeleitet von Mineral Skutterudit $CoAs_3$), Halb-Heusler-Legierungen, Silizide sowie modifizierte BiTe-Module, die eine erweiterte Temperaturstabilität haben. Kaskadierte Module konnten im Laborversuch bereits Wirkungsgrade von bis zu 20 % erreichen (Fraunhofer IPM 2016).

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 (Wietschel et al. 2010: 859). Eine wirtschaftliche, kommerzielle und breite Anwendung auch in Haushalten wird bei Materialien mit einem ZT-Wert ab 3 erwartet (Forschungszentrum Jülich 2017).

Eingesetzt werden TEG derzeit hauptsächlich zur Verstromung von Abwärme aus Verbrennungsabgasen aus Biomasseheizkraftwerken, aber auch aus Automobilabgasen (IZES 2016). Abseits davon 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. In Entwicklungs- und Schwellenländern werden TEG verwendet, um Ventilatoren anzutreiben, die Verbrennungsvor-

gänge bei Biomassekochstellen verbessern und dadurch die entstehenden Emissionen verringern (Forschungszentrum Jülich 2017).

Die techno-ökonomischen Kenndaten von TEG, sowohl von heute als auch bis 2050 prognostiziert, werden in Tab. 1-1 dargestellt. Die Volllastbetriebsstunden für TEG werden mit 4.400 h/a angesetzt. Aufgrund der extremen Heterogenität der Materialien erfolgt die Angabe des Wirkungsgrades eher am unteren Bereich der Erwartungen. Einzelne in der Entwicklung befindliche Materialien haben zum Teil einen deutlich höheren Wirkungsgrad (Fraunhofer IPM 2016). Je nach Beschaffenheit und Qualität/Reinheit der genutzten Abwärmequelle kann eine periodische Reinigung der Heißseite des Wärmeübertragers notwendig werden, woraus ggf. zusätzliche sehr geringe variable Betriebskosten entstehen können. In der folgenden Tabelle werden diese vernachlässigt.

Tab. 1-1 Techno-ökonomische Kenndaten von TEG

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche Nennleistung	W	$<10^{-4}$-1.000	$<10^{-4}$-2.000	$<10^{-4}$-10.000	$<10^{-4}$-50.000	$<10^{-4}$-100.000
Lebensdauer	h	>22.000	>35.200	>44.000	>66.000	>88.000
Lebensdauer (@ 4.400 h/a)	a	5	8	>10	>15	>20
Wirkungsgrad (ΔT=200 K)	%	5	7	8	11	13
Temperaturniveau	°C	25-900	25-900	25-900	25-900	25-900
Investition	€/kW	40.000-1.000	10.000-1.000	5.000-750	1.500-750	1.000-500
Variable Betriebskosten	$€_{ct}$/kWh	k. A., aufgrund der Wartungsfreiheit ist von 0 auszugehen				
Stromgestehungskosten	$€_{ct}$/kWh	182-4,5	28,4-2,8	11,4-2,3	2,3-1,1	1,1-0,9

Quelle: IZES (2016), Fraunhofer IPM (2016), BINE Informationsdienst (2014)

1.2 ORC-Prozess

Der ORC-(Organic Rankine Cycle)-Prozess ist ein thermodynamischer Kreisprozess, wie er in konventionellen Wasserdampfkraftwerken angewandt wird. Im Unterschied dazu wird dieser jedoch nicht mit Wasserdampf, sondern mit einem organischen Arbeitsfluid angetrieben. Meist wird ein Thermoölkreislauf durch die Wärmequelle erwärmt und diese Wärme an das Arbeitsfluid abgegeben. Dieses verdampft und treibt so eine Turbine, einen Schraubenverdichter oder eine Hubkolbenmaschine an. Durch die Wahl eines organischen Arbeitsfluids wie beispielsweise Silikonöle, Kohlenwasserstoffe (Butan, Hexene, Pentan, Ethanol etc.) oder Kältemittel wie fluorierte Kohlenwasserstoffe kann die Betriebstemperatur so weit heruntergesetzt werden, dass die Verstromung von Abwärme bereits ab 85 °C möglich ist (Conpower 2017). Dabei können derzeit elektrische Leistungen zwischen 5 kW (Enogia 2017) und 15 MW (Cryostar 2017) erzeugt werden. ORC-Anlagen werden 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. des eher moderaten Temperaturni-

veaus der vorhandenen Abwärme nicht wirtschaftlich zur Abwärmeverstromung genutzt werden.

Abseits der industriellen Abwärmenutzung werden ORC-Anlagen von Siemens bereits als Technologie zur Stromerzeugung aus Abwärme auf Containerschiffen beispielsweise der dänischen Firma Maersk installiert. So kann deren Treibstoffverbrauch um bis zu zehn Prozent, die CO_2-Emissionen um bis zu zwölf Prozent reduziert werden (Siemens 2013; Stadtwerke Kempen 2017; Bosch KWK Systeme 2017) oder die Nachverstromung des Abgases von Biomasse Heizkraftwerken (STEAG New Energies 2017).

Die techno-ökonomischen Kenndaten von ORC-Anlagen sowohl von heute, als auch bis 2050 prognostiziert, werden in Tab. 1-2 dargestellt. Die Volllastbetriebsstunden für ORC-Anlagen werden mit 6.000 h/a angesetzt. Die Wirkungsgrade gelten für ORC Turbinen > 500 kW_{el} Leistung. Für die weiteren Expansionstechnologien (Schraubenverdichter, Hubkolbenmaschinen etc.) variieren die Wirkungsgrade je nach Temperaturniveau etwa zwischen 8 und 20 %. Das sinnvoll nutzbare Temperaturniveau liegt etwa zwischen 80 und 350 °C. Höhere Temperaturen können auch genutzt werden, jedoch gibt es in diesem Temperaturbereich eine zunehmende Konkurrenz zu konventionellen Wasserdampfkraftwerken.

Tab. 1-2 Techno-ökonomische Kenndaten von ORC-Anlagen

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Durchschnittliche Nennleistung (elektrisch)	kW	5-15.000	5-15.000	5-15.000	5-15.000	5-20.000
Lebensdauer (Turbinen)	h	>90.000	>90.000	>120.000	>120.000	>120.000
Lebensdauer (@ 6.000 h/a)	a	>15	>15	>20	>20	>20
Wirkungsgrad (Turbinen, ΔT=300 K)	%	20	20	22	23	24
Temperaturniveau	°C	80-350	80-350	80-350	80-350	80-350
Investition	€/kW	8000-3000	6000-2500	4000-2000	2500-1500	1500-1000
Variable Betriebskosten	$€_{ct}$/kWh	2,5-2,0	2,0	2,0-1,5	2,0-1,5	1,5
Stromgestehungskosten	$€_{ct}$/kWh	11,4-6,4	9,8-5,3	5,3-3,2	4,1-2,8	2,8-2,3

Quelle: IZES (2016)

1.3 Kalina-Prozess

Ebenso wie der ORC-Prozess basiert der Kalina-Prozess auf dem Kreisprozess, welcher in Wasserdampfkraftwerken angewendet wird. Der Unterschied zu ORC-Prozessen und Wasserdampf-Kreisprozessen 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 (Forschungszentrum Jülich 2017). Ein weiterer 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, was den Investitionspreis erhöht (Wietschel et al., 2010, S. 876f). Ferner ist das enthaltene Ammoniak toxisch und korrosiv, wodurch die Komponenten einer Kalina-Anlage aus besonders hochwertigem Material aufgebaut werden müssen (beispielsweise hochlegierte Stähle oder Titan). Dadurch verteuern sich die Kosten für eine auf dem Kalina-Prozess basierende Anlage erheblich. Das Arbeitsmedium erfordert zusätzlich besondere Beachtung während des Betriebs und der Wartung einer Anlage, da dieses aufgrund der Toxizität nicht entweichen darf (IZES 2016).

Kalina-Anlagen arbeiten in einem Temperaturbereich zwischen 80 °C und 200 °C bei Leistungen ab 0,5 MW_{el} (IZES 2016).

Der Kalina-Prozess wurde aufgrund der Ölkrise der Siebzigerjahre von Alexander Kalina entwickelt. Nachdem dieser Prozess zur Nutzung von industrieller Abwärme im Niedertemperaturbereich vorgestellt wurde, stabilisierten sich die Ölpreise, und auch die Abwärmemengen konnten durch Prozessoptimierungen reduziert werden, wodurch der Kalina-Prozess auf dem Markt an Bedeutung verlor. Durch die Entwicklung von Geothermieanlagen gewinnt die Kalina-Technik jedoch wieder an Relevanz (Janzing 2004).

In Deutschland wurden dadurch bisher lediglich drei Anlagen installiert, welche nach dem Kalina-Prinzip im unteren Megawatt-Leistungsbereich arbeiten (Geothermie Unterhaching 2017; Enerchange 2017; EnBW Energie Baden-Württemberg 2017). Weltweit existieren weniger als zehn Anlagen (Wietschel et al. 2010: 875 f.).

Aufgrund der wenigen existierenden Anlagen, ist eine tabellarische Aufstellung der techno-ökonomischen Kenndaten nicht möglich. Aus gleichem Grund erfolgt auch nur eine eingeschränkte Beschreibung der Kriterien für Kalina-Anlagen.

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Thermoelektrische Generatoren

Thermoelektrische Generatoren sind derzeit als Wismuttelluride (BiTe), welche bereits im Kilogramm-Maßstab erhältlich sind (Fraunhofer IPM 2016), für Temperaturen < 250 °C und für elektrische Leistungen bis 40 Watt vereinzelt am Markt verfügbar (Wietschel et al. 2010: 865). Deren Wirkungsgrad beträgt bis zu 5 % (Fraunhofer IPM 2016). Durch Segmentieren von Modulen, bei denen beispielsweise Wismuttelluride und Bleitelluride kombiniert werden, können bisweilen höhere Wirkungsgrade bei Temperaturen bis 540 °C erzielt werden. Aufgrund der Giftigkeit von Bleitellurid wird jedoch nach Alternativen in der Materialauswahl geforscht. Derzeit betrifft dies besonders Materialien wie Skutterudite, Halb-Heusler-Verbindungen, Silizide sowie modifizierte BiTe-Module, die eine erweiterte Temperaturstabilität haben. Silizide sind ungiftig, stehen jedoch noch vor thermoelektrischen und mechanischen Herausforderungen. Insbesondere müssen die Eigenschaften der n- und p-Halbleiter noch besser aufeinander abgestimmt werden. Halb-Heusler-Module und Skutterudite hingegen sind bereits im Kilogramm-Maßstab erhältlich, wobei Skutterudite höhere Güteziffern erreichen. Andererseits haben Halb-Heusler-Module eine höhere chemische sowie mechanische Stabilität (Fraunhofer IPM 2016). In Laborversuchen konnte bereits eine Gütezahl von 1,2 realisiert werden (Bartholomé und Fraunhofer 2013). Eine Kaskadierung unter Kombination von Nieder- und Hochtemperaturmaterialien kann die Effizienz eines Thermoelektrischen Moduls derzeit in Laborversuchen auf bis zu 20 % erhöhen (Fraunhofer IPM 2016).

Bei Fraunhofer konnte erstmals eine geeignete Löttechnik zur Verbindung der elektrischen Kontakte erarbeitet werden, welche den erforderlichen hohen Temperaturunterschieden standhalten, langlebig sind und gleichzeitig einen niedrigen elektrischen Widerstand haben (Bartholomé und Fraunhofer 2013).

Einen weiteren Forschungsschwerpunkt stellen nanostrukturierte Materialien dar. An der Universität Duisburg-Essen wird derzeit beispielsweise an der Herstellung Thermoelektrischer Generatoren aus nanokristallinem Silizium geforscht, wodurch im Erfolgsfall nicht nur giftige Materialien wie Blei und Tellur ersetzt werden könnten, sondern auch der Wirkungsgrad der TEG gesteigert werden würde (Universität Duisburg-Essen 2015).

Anwendung im Abwärmebereich finden TEG derzeit nur vereinzelt, beispielsweise in den Raumsonden Voyager 1 und 2. Dort erzeugen diese bereits seit mehreren Jahrzenten aus der Abwärme der Radioisotopenbatterien an Bord elektrische Energie (Fraunhofer IPM 2016). Zukünftig soll die Thermoelektrik vor allem in der Automobilindustrie Anwendung finden. In Testfahrzeugen konnte durch die Umwandlung der Abgaswärme in elektrische Energie eine Treibstoffeinsparung von fast vier Prozent erreicht werden sowie eine CO_2-Ersparnis von 9,6 g/km (Siemens 2013: 65). BMW berichtet von Treibstoffeinsparungen von bis zu fünf Prozent (Frick 2012). Weitere interessante Anwendungsfälle für TEG sind die Nutzung von BHKW-Abwärme, siehe dazu beispielsweise Fraunhofer IPM (2017), sowie der Einsatz in der Stahlindustrie, siehe dazu beispielsweise Ebling (2017) und EnEff: Industrie (2015).

2.2 ORC-Prozess

ORC-Anlagen sind die am weitesten entwickelte Technologie zur Stromerzeugung aus Abwärme. Sie können mit Wirkungsgraden zwischen 10 % und 18 % (Forschungszentrum Jülich GmbH, 2017), elektrischen Leistungen von 5 kW (Enogia 2017) bis 15 MW (Cryostar 2017), in Temperaturbereichen zwischen 85 °C (Conpower 2017) und 530 °C (Trigon 2016) installiert werden, siehe dazu Tab. 1-2. Demnach decken ORC-Anlagen bereits einen sehr großen Leistungs- und auch Temperaturbereich ab. Noch 2009 wurden ORC-Anlagen erst ab einer Leistung von 300 kW installiert (Wietschel et al. 2010: 874). Derzeit gelten ORC-Anlagen in unteren Leistungsbereichen noch als unwirtschaftlich (Forschungszentrum Jülich 2017). In Deutschland werden bei orcan Energy derzeit ORC-Module in der Leistungsklasse 20 kW elektrische Nettoleistung entwickelt (Orcan Energy 2017).

Die allgemeine Forschung, wie beispielsweise im Forschungsprojekt ORCent, konzentriert sich weitestgehend auf die Entwicklung neuer Wärmeübertrager, Arbeitsmittel und Expander (TIB Hannover 2017).

2.3 Kalina-Prozess

Kalina-Anlagen sind weitestgehend aus der Forschung und Entwicklung verdrängt. Erst langsam scheint das Interesse an dieser Technologie zuzunehmen (vgl. Kapitel 1.3), sodass der Bau von Demonstrationsanlagen möglich wird. Installierte Anlagen wurden im Temperaturbereich zwischen 80 °C und 200 °C errichtet. Ihr Leistungsbereich beginnt bei etwa 0,5 MW (IZES 2016).

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Thermoelektrische Generatoren

Thermoelektrische Generatoren sind derzeit lediglich im Niedertemperaturbereich (< 250 °C) und für kleine Leistungen kommerziell erhältlich (IZES gGmbH, 2016). Die im Temperaturbereich zwischen 200 °C und 500 °C eingesetzten Bleitelluride sind zwar ebenfalls bereits teilweise kommerziell erhältlich, jedoch ist es aus ökologischen Gründen für eine breite Anwendung erforderlich, Blei zu substituieren. Skutterudite, Silizide und Halb-Heusler-Legierungen könnten Bleitelluride ersetzen, befinden sich derzeit jedoch noch im Forschungs-, Prototyp- und Einzelanfertigungsstadium (Wietschel et al. 2010: 877). Hier sind vor allem preisliche Risiken zu beachten, die eine breite Markteinführung und Kommerzialisierung behindern. Derzeit ist eine Investition von bis zu 400 €/W erforderlich (IZES 2016). Des Weiteren sollte der ZT-Wert als Effizienzindikator mindestens 1,5 (derzeit im Durchschnitt rund 1,0) über alle Temperaturbereiche betragen, damit eine wirtschaftliche Verstromung von Abwärme und somit eine Kommerzialisierung möglich ist. Eine Massenproduktion von Thermoelektrischen Generatoren mit diesen Eigenschaften wird frühestens 2023 erwartet (König 2009).

Daher ergibt sich für die kommerzielle Markteinführung der Thermoelektrik in allen Temperaturbereichen eine Vorlaufzeit von bis zu 10 Jahren, siehe dazu Tab. 3-1. Thermoelektrische Generatoren für kleine elektrische Leistungen im Niedertemperaturbereich sind in dieser Betrachtung ausgeschlossen, da diese bereits kommerziell verfügbar sind.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung Thermoelektrischer Generatoren

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

ORC-Prozess

Die ORC-Technologie ist im Bereich der Stromerzeugung aus Abwärme bereits kommerziell verfügbar. Bislang wurden rund 180 ORC-Anlagen zur Abwärmenutzung in einem Leistungsbereich von 5 kW_{el} bis 7.500 kW_{el} vor allem für Temperaturen zwischen 80 °C und 300 °C installiert. ORC-Anlagen im niedrigen Leistungsbereich zwischen 20 kW_{el} und 60 kW_{el} befinden sich in den Industriezweigen der Metallverarbeitung, Glasherstellung und in der Landwirtschaft im Probebetrieb. Jedoch sind auch diese bereits in serienreifer Ausführung am Markt erhältlich (ORC-Fachverband 2017; Orcan Energy 2017). Daher ergibt sich für ORC-Anlagen keine Vorlaufzeit bis zur ersten kommerziell erhältlichen Anlage (s. dazu Tab. 3-2).

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von ORC-Anlagen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Kalina-Prozess

Der Kalina-Prozess wurde erstmals in den 1990er Jahren von der Firma Ebara in Japan umgesetzt, die erste Anlage in Deutschland wurde im Februar 2009 in Unterhaching installiert. Derzeit ist aufgrund des eher mäßigen Interesses an dieser Technologie die Vorlaufzeit bis zur Kommerzialisierung nicht seriös bestimmbar.

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Kalina-Anlagen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme befinden sich allgemein in jedem Entwicklungsstadium von der Technologieentwicklung (TRL 2) bis zum kommerziellen Systemeinsatz (TRL 9). Dies liegt vor allem daran, dass TEG durch verschiedene Materialeinsätze (siehe hierzu Kapitel 1.1 und 3.1), welche verschiedene Temperaturbereiche bzw. Anwendungsbereiche abdecken sollen, untersucht und eingesetzt werden. Beispielsweise können Materialien auf nanostrukturierter Basis (wie beispielsweise nanokristallines Silizium), Skutterudite und Halb-Heusler-Legierungen durch Funktionsnachweise und Demonstrationsanlagen ihre grundsätzliche Funktionstüchtigkeit bereits unter Beweis stellen, werden jedoch zur Erhöhung des Wirkungsgrades und Verbesserung der Eigenschaften weiterentwickelt (vgl. Kapitel 2.1). Lediglich Wismuttelluride sowie Bleitelluride, welche es aufgrund der Toxizität zu ersetzen gilt, sind bereits kommerziell verfügbar. Noch 2014 befanden sich TEG, welche nicht mit direktem Kontakt arbeiten, sondern auch Strahlungswärme umwandeln können, in der Ideenfindung (Universität Duisburg-Essen 2014). 2015 berichtet die Plattform EnEff: Industrie bereits von Laborversuchen und Demonstrationsanlagen, welche sich mit der Nutzung von Strahlungsabwärme, vor allem in der Stahlindustrie befassen (EnEff: Industrie 2015).

ORC-Anlagen werden, wie in Kapitel 3.1 bereits beschrieben, lediglich auf Basis des Kreislaufprozesses von Wasserdampfkraftwerken weiterentwickelt. Hauptsächlich wird, wie das Verbundprojekt ORCent der DeVeTec GmbH, Steag New Energies und

Evonik Industries AG zeigt, nach neuen Arbeitsfluiden, Motoren und Wärmeübertragern (bzw. geeigneten und/oder optimierten Materialien für Wärmeübertrager) geforscht (TIB Hannover 2017). Daher befinden sich ORC-Anlagen bereits in höheren Entwicklungsstadien bzw. sind kommerziell verfügbar.

Kalina-Anlagen werden derzeit kaum weiterentwickelt bzw. erforscht. Weltweit wurden seit den 1990er Jahren nur wenige Anlagen errichtet, welche teilweise bis heute in Betrieb sind, wodurch lediglich von Anlagen mit Demonstrationscharakter gesprochen werden kann. Kalina-Anlagen zur Stromerzeugung aus Abwärme sind nur in Japan bekannt (Wietschel et al. 2010: 875 f.).

Tab. 3-4 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TEG	ORC	Kalina
Grundlagenforschung				
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung		☒	☐	☐
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☒	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☒	☐	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒	☐	☐
Demonstration		☒	☐	☐
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☒	☒	☐
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☐	☒
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☒	☒	☒
Kommerzialisierung				
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☒	☒	☐

TRL= Technology Readiness Level

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Thermoelektrische Generatoren

Thermoelektrische Generatoren sind aufgrund ihrer bisher geringen Wirkungsgrade von 5-8 % (und niedrigen ZT-Werten) einem hohen technischen Risiko ausgesetzt.

Es ist von erheblicher Bedeutung, dass geeignete Materialien zur thermoelektrischen Nutzung erforscht werden und TEG auf diese Weise vor allem auch in höheren Leistungsklassen und Temperaturbereichen zur Verfügung gestellt werden. Außerdem mangelt es derzeit noch an Möglichkeiten einer automatisierten bzw. standardisierten Herstellung (Wietschel et al. 2010: 881), wodurch sich der Preis einzelner Module erheblich verteuert. Beispielsweise wird bei Fraunhofer IPM in Freiburg derzeit an einer automatisierten Produktionstechnologie gearbeitet. Für die derzeit in der Erforschung befindlichen Materialien auf nanostrukturierter Basis, Skutterudite und Halb-Heusler-Legierungen muss die Zyklen- und Temperaturstabilität noch nachgewiesen bzw. bestätigt werden. Aus den genannten Gründen ergeben sich daher für Thermoelektrische Generatoren sowohl in wirtschaftlicher als auch in technischer Hinsicht hohe Forschungs- und Entwicklungsrisiken.

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei Thermoelektrischen Generatoren

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

ORC-Prozess

ORC-Anlagen werden kaum neu entwickelt, sondern die bereits bewährte Wasserdampfprozesstechnik auf den jeweiligen Anwendungsfall, hier die Stromerzeugung aus Abwärme, angepasst und optimiert. Insgesamt erreichen ORC-Anlagen im Abwärmebereich einen Wirkungsgrad von bis zu 24 % im Hoch- und von 10 % im Niedertemperaturbereich (GETEC heat&power 2017). Forschungsaktivitäten sind hauptsächlich auf dem Gebiet der eingesetzten Fluide sowie der Wärmeübertrager festzustellen, beispielsweise in dem Verbundprojekt ORCent, in dem gleich mehrere Fluide identifiziert, entwickelt und getestet wurden (TIB Hannover 2017). Dadurch, dass die verwendete Technik aus mehreren Einzelkomponenten (Wärmeübertrager, Turbine, Hubkolben- oder Schraubenexpander sowie Generator) besteht, und durch die vergleichsweise geringeren Forschungsaktivitäten in diesen Bereichen ist das technische Entwicklungsrisiko, wie in Tab. 3-6 dargestellt, als eher hoch einzustufen. Vor allem bei der Nutzung der Abwärme in Abgasen spielen die Qualität des Abgases und die Robustheit der verwendeten Einzelkomponenten eine entscheidende Rolle, wodurch häufig auf teure Materialien zurückgegriffen werden muss (Ormatic 2017). Aufgrund der bisher hohen Kosten der Gesamtanlage, der moderaten Energiepreise und der langfristigen Abhängigkeit von Qualität und Verfügbarkeit des Abgases ist das wirtschaftliche Risiko als hoch einzustufen, siehe Tab. 3-6. Die Abgasqualität wirkt sich zudem direkt auf Wartungsarbeiten und damit Unterhaltungskosten aus. Dennoch tragen ORC-Anlagen zur Nutzung von bisher als nicht wirtschaftlich nutzbare Wärmeenergie bei und können somit den individuellen Strombezug in Industriebetrieben senken (Eisebraun 2013: 21).

Tab. 3-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei ORC-Anlagen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐

Kalina-Prozess

Die technischen sowie wirtschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsrisiken werden als eine Stufe höher als beim ORC-Prozess abgeschätzt. Demnach wird, aufgrund der erst wenigen installierten Anlagen, das technische Entwicklungsrisiko als hoch eingestuft. Da Kalina-Anlagen durch die Notwendigkeit der größeren Wärmeübertragungsfläche ein höheres Investitionsvolumen haben, ist das wirtschaftliche Risiko nicht als hoch, sondern als sehr hoch einzustufen. Zur Senkung dieser beiden Risiken ist vor allem die Materialforschung von hoher Bedeutung.

Tab. 3-7 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken bei Kalina-Anlagen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☒	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☐	☐	☒

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Tab. 3-8 zeigt die verwendeten kritischen Rohstoffe der betrachteten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme (TEG, ORC- und Kalina-Anlagen). Aufgeführt sind lediglich diejenigen Rohstoffe, welche nach der DERA-Rohstoffliste 2014 als Rohstoffe mit hohem Risiko bewertet werden. Die Arbeitsfluide von ORC- und Kalina-Anlagen werden hier nicht betrachtet, da überwiegend Kohlenwasserstoffe bzw. Ammoniak und Wasser eingesetzt werden. Außerdem werden aufgrund zukünftiger Beschränkungen die heute eingesetzten Halogenkohlenwasserstoffe durch andere Fluide wie beispielsweise Ethanol ersetzt. Alle betrachteten Rohstoffe sind rezyklierbar. Informationen über Substitutionsmöglichkeiten konnten nicht gefunden werden. Einzig bei der Verwendung von Blei in Thermoelektrischen Generatoren ist aufgrund der Toxizität des Elements ein Substitutionsbestreben bekannt. Um die Verwendung von Bleitelluriden zu vermeiden, werden derzeit Skutterudite, Silizide und Halb-Heusler-Legierungen entwickelt und erforscht (vgl. Kapitel 0).

Tab. 3-8 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
TEG		
Cobalt	Es sind noch keine Informationen zu Substitutionsmöglichkeiten der Materialien in Thermoelektrischen Generatoren vorhanden	Ja [i]
Antimon		Ja [i]
Zinn		Ja [i]
Blei		Ja [i]
Germanium		Ja [i]
Magnesium		Ja [ii]
Silizium		ja [i ii]
ORC/Kalina		
Wolfram	Es sind noch keine Informationen zu Substitutionsmöglichkeiten der Materialien in ORC-/Kalina-Anlagen vorhanden	Ja [iv]
Cobalt		Ja [i]
Vanadium		Ja [v]

Quelle: [i] umicore (2014), [ii] international magnesium association (2017), [iii] Kempkens (2013), [iv] Deutsche Rohstoffagentur DERA (2013), [v] innova recycling (2017)

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Das Gesamtpotenzial der zur Verfügung stehenden Abwärme für das Technologiefeld wird in TWh angegeben. Für die ausgewählten Einzeltechnologien TEG und ORC wird daraus ein Marktpotenzial abgeleitet. Diese Angaben werden jeweils in TWh und zusätzlich in GW installierter Leistung sowie sowohl in kumulierter als auch in Form von Potenzialen je Zeitscheibe angegeben.

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Das globale Gesamtabwärmepotenzial wird unter Zuhilfenahme der folgenden Studien, Statistiken und Annahmen abgeschätzt:

- BMWi Energiedaten: Gesamtausgabe, Stand: Februar 2017 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2017)
- Abwärmeatlas Deutschland (FKZ 03ET1208 A bis C) (Fraunhofer IPM 2016)

Die angegebenen industriellen Abwärmepotenziale beziehen sich auf den Endenergieverbrauch. An dieser Stelle muss jedoch angemerkt werden, dass die folgenden Abschätzungen lediglich dazu dienen, die Größenordnung des vorhandenen globalen und des nationalen Abwärmepotenzials zu bestimmen, bzw. dass die gemachten Angaben deshalb einer gewissen Unschärfe unterliegen. Diese Unschärfe beinhaltet insbesondere den ggf. notwendigen Ersatzbedarf bzw. den Wegfall aufgrund von Effizienzmaßnahmen und/oder Prozessänderungen.

In Deutschland beträgt der Faktor zwischen Primärenergie (PE) und Endenergie (EE) etwa 0,67. Vom gesamten Endenergieverbrauch entfallen etwa 29 % auf den Industriesektor. Im Rahmen der Bearbeitung des Verbundvorhabens „Abwärmeatlas“ wurde das nutzbare Abwärmepotenzial in der deutschen Industrie, unabhängig von Temperaturniveau und temporärer Verfügbarkeit, auf rund 35 % der in der Industrie eingesetzten EE abgeschätzt (siehe IZES 2016). Diese Faktoren wurden auf das international nutzbare Abwärmepotenzial übertragen. Der globale Primärenergieverbrauch wurde den Angaben der International Energy Agency entnommen (International Energy Agency 2017). Große Teile des heute vorhandenen Potenzials werden zukünftig mit hoher Wahrscheinlichkeit im Rahmen von Prozessoptimierungen genutzt und/oder durch den Einsatz von effizienteren Geräten/Anlagen gemindert. Diese Annahme ist in der moderaten Steigerung des globalen Endenergieverbrauchs von 2 %/a im Industriesektor berücksichtigt.

Mit diesen Faktoren wurde das nachfolgend angegebene global nutzbare industrielle Abwärmepotenzial berechnet. Die Werte für das minimale bzw. maximale Potenzial entsprechen -/+ 5 % des berechneten Potenzials. Hier ist zu beachten, dass bewusst auf die Auf- oder Abrundung der berechneten Werte verzichtet wurde und deshalb die Angaben eine höhere Genauigkeit vortäuschen als tatsächlich vorhanden ist.

Tab. 4-1 Analyse des globalen industriellen Abwärmepotenzials für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in TWh_{th}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	11.619	12.842	10.457	11.558	9295	10.274
2030	14.164	15.655	12.747	14.089	11.331	12.524
2040	17.265	19.228	15.539	17.305	13.812	15.383
2050	21.046	23.262	18.942	20.936	16.837	18.610

Ausgehend von diesen Basisdaten wird nachfolgend das nutzbare globale Abwärmepotenzial auf die Einzeltechnologien TEG und ORC-Anlagen übertragen. Hier wird der Tatsache Rechnung getragen, dass große Teile der verfügbaren Abwärme im Temperaturbereich < 250 °C vorliegen und somit (derzeit) zur Erzeugung von Strom weniger gut geeignet sind. Eine in der Zukunft zunehmende Nutzung dieses Temperaturniveaus zur Stromerzeugung wird jedoch durch Erhöhung des prozentual zur Verfügung stehenden Anteils berücksichtigt.

Die Nutzung *Thermoelektrischer Generatoren* im industriellen Großeinsatz wurde mit Stand 2015 noch nicht untersucht (EnEff: Industrie 2015). Deshalb wurde bei der Abschätzung des globalen Marktpotenzials für TEG für das Jahr 2020 von keiner bzw. einer sehr geringen Nutzung dieser Technologie ausgegangen bzw. auf 0 gesetzt. Die Abschätzungen für das BAU-Szenario wurden unter folgenden Annahmen durchgeführt: 2030 werden in BAU-Szenario von TEG maximal 30 % (2040: 40 % / 2050: 50 %) des vorhandenen industriellen Abwärmepotenzials für die Produktion von Strom genutzt. Davon werden 10 % (20 % / 35 %) auch tatsächlich umgesetzt. Für die durchschnittlichen Wirkungsgrade der TEG wurden 8 % (11 % / 13 %) angenommen. Zur Berechnung der Leistung wurde eine Volllastbetriebsstundenzahl von 4.400 h/a angenommen. Das „2 °C“ bzw. „besser 2 °C“-Szenario geht von einer um 10 % bzw. 30 % erhöhten Nutzung der Technologie aus. Tab. 4-2 und Tab. 4-3 beziffern das globale kumulierte Abwärmepotenzial, jeweils für die beim Einsatz von TEG zu erwartende elektrische Energiemenge und für die daraus berechnete Leistung.

Tab. 4-2 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in TWh_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	34	38	37	41	44	49
2040	152	169	167	186	198	220
2050	479	529	527	582	622	688

Tab. 4-3 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in GW_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW		GW		GW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	8	9	8	9	10	11
2040	35	38	38	42	45	50
2050	109	120	120	132	141	156

Tab. 4-4 und Tab. 4-5 beziffern die beim Einsatz von TEG pro Zeitscheibe zu erwartende elektrische Energiemenge und die daraus berechnete Leistung.

Tab. 4-4 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in TWh_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0	0	0	0	0	0
2021-2030	34	38	37	41	44	49
2031-2040	118	132	130	145	153	171
2041-2050	327	360	360	396	425	468

Tab. 4-5 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in GW_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW		GW		GW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0	0	0	0	0	0
2021-2030	8	9	8	9	10	11
2031-2040	27	30	29	33	35	39
2041-2050	74	82	82	90	97	106

Aufgrund unterschiedlicher Anforderungen der Technologien TEG und ORC an die Abwärmequelle werden hier im Gegensatz zu TEG abweichende maximale Potenziale angenommen. Die Abschätzung des globalen Potenzials für ORC-Anlagen im BAU-Szenario wurde unter den folgenden Annahmen durchgeführt: 2020 werden von ORC-Anlagen im BAU-Szenario maximal 40 % (2030: 50 % /2040: 60 % / 2050: 70 %) des vorhandenen Abwärmepotenzials für die Produktion von Strom genutzt. Davon werden 10 % (20 % / 25 % / 50 %) auch tatsächlich umgesetzt. Als Wirkungsgrade wurden 13 % (16 % / 19 % / 22 %) angesetzt. Zur Berechnung der installierten elektrischen Leistung wurde eine Volllastbetriebsstundenzahl von 6.000 h/a angenommen. Das „2 °C“ bzw. „besser 2 °C“-Szenario geht von einer um 10 % bzw. 30 % erhöhten Nutzung der Technologie aus. Tab. 4-6 und Tab. 4-7 beziffern das globale kumulierte Abwärmepotenzial, jeweils für die durch Anwendung der ORC-Technologie zu erwartende elektrische Energiemenge und für die daraus berechnete Leistung.

Tab. 4-6 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in TWh_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	60	67	66	73	79	87
2030	227	250	249	276	295	326
2040	689	767	758	844	896	997
2050	1621	1791	1783	1970	2107	2329

Tab. 4-7 Bandbreite des globalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in GW_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW		GW		GW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	10	11	11	12	13	14
2030	38	42	42	46	49	54
2040	115	128	126	141	149	166
2050	270	299	297	328	351	388

Tab. 4-8 und Tab. 4-9 beziffern die beim Einsatz von ORC-Anlagen pro Zeitscheibe zu erwartende elektrische Energiemenge und die daraus berechnete Leistung.

Tab. 4-8 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in TWh_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	60	67	66	73	79	87
2021-2030	166	184	183	202	216	239
2031-2040	462	517	508	568	601	672
2041-2050	932	1024	1025	1126	1211	1331

Tab. 4-9 Globales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in GW_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C	
Einheit	GW		GW		GW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	10	11	11	12	13	14
2021-2030	28	31	30	34	36	40
2031-2040	77	86	85	95	100	112
2041-2050	155	171	171	188	202	222

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Die Abschätzung des nationalen Abwärmepotenzials wurde auf der Grundlage der Ergebnisse des Verbundvorhabens Abwärmeatlas durchgeführt (IZES 2016). Die Werte für das minimale bzw. maximale Potenzial entsprechen auch im nationalen Szenario -/+ 5 % des berechneten Potenzials. Ebenso wie die globalen Potenziale unterliegt auch die Abschätzung des nationalen Potenzials einer gewissen Unschärfe, welche auch hier den ggf. notwendigen Ersatzbedarf bzw. den Wegfall aufgrund von Effizienzmaßnahmen und/oder Prozessänderungen beinhaltet. Folgende Tab. 4-10 gibt einen Überblick bezüglich des dort bestimmten gesamten verfügbaren Abwärmepotenzials in Deutschland.

Tab. 4-10 Analyse des nationalen industriellen Abwärmepotenzials für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in TWh_{th}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh_{th}		TWh_{th}		TWh_{th}	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	218	241	196	217	174	193
2030	206	228	186	205	165	182
2040	199	220	179	198	159	176
2050	194	214	174	193	155	171

Ausgehend von diesen Daten wird nachfolgend das nutzbare nationale Abwärmepotenzial auf die Einzeltechnologien TEG und ORC-Anlagen übertragen. Die Berechnungen werden mit denselben Annahmen bzw. derselben Systematik wie bei der Bestimmung des globalen Marktpotenzials durchgeführt. Auch hier wird der Tatsache Rechnung getragen, dass große Teile der verfügbaren Abwärme im Temperaturbereich < 250 °C vorhanden sind und somit (derzeit) zur Erzeugung von elektrischer Energie weniger gut geeignet ist, jedoch in der Zukunft mit einer zunehmenden Nut-

zung dieses Temperaturniveaus zur Stromerzeugung zu rechnen ist. Die folgenden Tabellen geben einen entsprechenden Überblick für die beiden Technologien Thermoelektrische Generotoren (Tab. 4-11 - Tab. 4-14) und ORC-Anlagen (Tab. 4-15 - Tab. 4-18).

Tab. 4-11 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in GWh_{el}

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GWh		GWh		GWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	495	547	544	601	643	711
2040	1748	1932	1923	2125	2272	2511
2050	4408	4872	4849	5359	5730	6333

Tab. 4-12 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für Thermoelektrische Generatoren in MW

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	MW		MW		MW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	0	0	0
2030	112	124	124	137	146	162
2040	397	439	437	483	516	571
2050	1002	1107	1102	1218	1302	1439

Tab. 4-13 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in GWh

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GWh		GWh		GWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0	0	0	0	0	0
2021-2030	495	547	544	601	643	711
2031-2040	1253	1385	1378	1524	1629	1801
2041-2050	2660	2940	2926	3234	3458	3822

Tab. 4-14 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für Thermoelektrische Generatoren in MW

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	MW		MW		MW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	0	0	0	0	0	0
2021-2030	112	124	124	137	146	162
2031-2040	285	315	313	346	370	409
2041-2050	605	668	665	735	786	869

Tab. 4-15 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in GWh

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GWh		GWh		GWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	1133	1252	1246	1378	1473	1628
2030	3298	3645	3628	4009	4287	4738
2040	7925	8759	8717	9635	10.302	11.387
2050	14.919	16.489	16.410	18.138	19.394	21.436

Tab. 4-16 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für ORC-Anlagen in MW

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	MW		MW		MW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	189	209	208	230	246	271
2030	550	607	605	668	715	790
2040	1321	1460	1453	1606	1717	1898
2050	2486	2748	2735	3023	3232	3573

Tab. 4-17 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in GWh

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	GWh		GWh		GWh	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	1133	1252	1246	1378	1473	1628
2021-2030	2165	2393	2381	2632	2814	3110
2031-2040	4627	5114	5090	5626	6015	6648
2041-2050	6994	7730	7693	8503	9092	10.049

Tab. 4-18 Nationales Marktpotenzial je Zeitscheibe für ORC-Anlagen in MW

	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	MW		MW		MW	
Jahr	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	189	209	208	230	246	271
2021-2030	361	399	397	439	469	518
2031-2040	771	852	848	938	1003	1108
2041-2050	1166	1288	1282	1417	1515	1675

Verifizierung der implizierten nationalen und internationalen Wachstumsraten

Die Verifizierung der ermittelten Marktpotenziale erfolgt mittels der Berechnung der mittleren jährlichen Wachstumsraten nach CAGR=(N(t‘)/N(t))^(1/(t‘-t))-1

mit N(t) = Anzahl der Neuzulassungen zum Zeitpunkt t

N(t‘) = Anzahl der Neuzulassungen zum Zeitpunkt t‘

t = Anfangsjahr

t‘ = Endjahr.

Für die betrachteten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme konnte weder national noch international eine konkrete Anzahl der bisher installierten Anlagen ermittelt werden. Zur Berechnung der Wachstumsratenwurde wurde nicht die Anzahl der Neuanlagen eingesetzt, sondern das zuvor berechnete Zuwachspotenzial an produzierter elektrischer Energie (vgl. Tab. 4-4 und Tab. 4-8 (international) sowie Tab. 4-13 und Tab. 4-17 (national)). Zusätzlich zu den in Tab. 4-19 dargestellten Wachstumsraten wurden die mittleren jährlichen Wachstumsraten pro Zeitscheibe für die Technologien TEG und ORC-Anlagen berechnet. Der Kalina-Prozess wird bei dieser Betrachtung aufgrund der geringen nationalen und internationalen Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten nicht betrachtet.

Da für TEG bis 2020 keinerlei Potenziale zu erwarten sind, kann für die Entwicklung bis 2030 keine Wachstumsrate angegeben werden. In der Zeitscheibe 2030 bis 2040 erreichen sie national eine jährliche mittlere Wachstumsrate von rund 10 % und in der darauffolgenden Zeitscheibe bis zum Jahr 2050 von rund 8 %. International ergibt sich zwischen 2030 und 2040 eine jährliche mittlere Wachstumsrate von 13 %, in den darauffolgenden zehn Jahren von 11 %. Diese Wachstumsraten gelten nicht nur für das BAU-Szenario, sondern für alle Szenarien (1: BAU, 2: 2 °C/80 %, 3: besser 2 °C/95 %). Für die Energiepotenziale wurde im Szenario 2 generell ein um 10 %, in Szenario 3 ein um 30 % höheres Potenzial angenommen als in Szenario 1. Daher ist die konstante Wachstumsrate über alle Szenarien plausibel. Dennoch ist zu beachten, dass die in Tab. 4-4 (internationales Zuwachspotenzial) sowie in Tab. 4-13 (nationales Zuwachspotenzial) dargestellten absoluten Potenziale aufgrund des höheren Basispotenzials für die Szenarien 2 und 3 deutlich höher sind, als im BAU-Szenario.

Gleiches gilt für die über die Szenarien konstante Entwicklung des Zuwachspotenzials für ORC-Anlagen. Dieses ist in den Tab. 4-8 und Tab. 4-17 dargestellt. Die jährliche mittlere nationale Wachstumsrate beträgt zwischen den Jahren 2020 und 2030 7 %, zwischen 2030 und 2040 8 % und zwischen 2040 und 2050 4 %. International beträgt diese zwischen 2020 und 2040 11 % und zwischen 2040 und 2050 7 %. Damit sind die Wachstumsraten der betrachteten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme als gering einzustufen. Übliche Wachstumsraten für neue Technologien betragen zwischen 10 % und 30 %. Diese steigen über die Zeit zunächst exponentiell an, da die Nachfrage für neue Technologien für gewöhnlich zu Beginn sehr gering ist. Nach überzeugender Demonstration und Markteinführung sowie Ausstattung der Unternehmen nimmt die Wachstumsrate jedoch wieder ab. Da dieser Trend in den implizierten Zuwachsraten von ORC-Anlagen und ansatzweise auch für TEG

zu erkennen ist, kann von realistischen Angaben der Marktentwicklung bis 2050 ausgegangen werden.

Tab. 4-19 Ermittlung Wachstumsrate für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Technologie	Zeitraum	CAGR
Thermoelektrische Generatoren	2030 national	10 %
	(2030,2050) national	9 %
	2030 global	15 %
	(2030,2050) global	13 %
ORC-Anlagen	(2014,2050) national	6 %
	(2014,2050) global	11 %

In Tab. 4-20 erfolgt die Monetarisierung des Marktpotenzials. Die angegebenen Beträge leiten sich ab aus den in Tab. 1-1 und Tab. 1-2 angegebenen Investitionen. Die zugrunde gelegten Potenziale sind Tab. 4-5, Tab. 4-9, Tab. 4-14 und Tab. 4-18 entnommen.

Tab. 4-20 Monetarisierung des Marktpotenzials

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	33	86	39	101	0,6	1,6	0,7	1,9
2021-2030	69	182	82	214	0,9	2,4	1,1	2,9
2031-2040	149	286	176	338	1,5	2,9	1,8	3,4
2041-2050	232	372	274	439	1,8	2,9	2,1	3,4

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgasemissionen

Zur Bestimmung der vermiedenen Treibhausgasemissionen aufgrund des Einsatzes der betrachteten Technologien zur Stromerzeugung aus industrieller Abwärme wird als Referenztechnologie der Deutsche Strommix angesetzt bzw. wird auf dessen Emissionsfaktor bezüglich der CO_2-Emissionen je kWh zurückgegriffen. Bei der Nutzung von Abwärmepotenzialen kann in der Regel davon ausgegangen werden, dass durch die Erzeugung von elektrischer Energie aus sonst ungenutzter Abwärme die

dementsprechende Menge Strom nicht mehr aus dem Netz bezogen werden muss. Dabei werden für den Referenzfall die energiebezogenen CO_2-Emissionen, basierend auf den Daten des Umweltbundesamts, ab 2015 jährlich um 1,5 % und ab 2040 jährlich um 3 % abgesenkt (Umweltbundesamt 2017). Die so generierten Daten entsprechen in etwa dem derzeitigen Trend nach (Henning 2013: 8). Für das 80 %- und das 95 %-Szenario werden die Emissionswerte bis 2050 nochmals um 1,5 % jährlich und für das 95 %-Szenario ab 2040 zusätzlich nochmals um 2 % jährlich abgesenkt. Tab. 4-21 bis Tab. 4-24 zeigen die mittels der beschriebenen Annahmen berechneten vermiedenen CO_2-Emissionen gemeinsam für beide betrachteten Technologien sowie für die Einzeltechnologien TEG und ORC. An dieser Stelle werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Tab. 4-21 Jährlich vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung der Technologien TEG und ORC des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,59 – 0,65	0,70 – 0,77
2030	1,46 – 1,61	1,72 – 1,91
2040	2,74 – 3,03	3,24 – 3,58
2050	4,04 – 4,47	3,88 – 4,29

Tab. 4-22 Jährlich vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung von TEG zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	0,19 – 0,21	0,23 – 0,25
2040	0,50 – 0,55	0,59 – 0,65
2050	0,92 – 1,02	0,88 – 0,98

Tab. 4-23 Jährliche vermiedene THG-Emissionen durch Nutzung von ORC-Anlagen zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,59 – 0,65	0,70 – 0,77
2030	1,27 – 1,40	1,50 – 1,66
2040	2,25 – 2,48	2,66 – 2,94
2050	3,12 – 3,45	2,99 – 3,31

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Durch die Nutzung von industriellen Abwärmepotenzialen zur Erzeugung von Elektrizität wird Strom entsprechend dem Deutschen Strommix verdrängt. Das bedeutet, dass alle weiteren Emissionen im Zusammenhang mit der Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen in gleichem Maße gemindert werden wie die oben berechneten Werte für CO_2.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Die beiden hier detailliert betrachteten Technologien erhöhen die Energieeffizienz industrieller Anlagen, indem sie einen Teil der sonst ungenutzten Abwärme zur Herstellung von Elektrizität verwerten. Dadurch wird die Gesamtenergiebilanz der jeweiligen industriellen Anlage erhöht. Zur Berechnung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes im Bezugsjahr wird hier der deutsche Kraftwerkspark bzw. dessen durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad als Referenztechnologie angesetzt. Der durchschnittliche Wirkungsgrad der eingesetzten Kraftwerkstypen Braun- und Steinkohle sowie Gas-Kraftwerke lag im Jahr 2016 gewichtet nach den geleisteten Volllaststunden laut UBA bei 43,2 % (Umweltbundesamt 2016). Zur Berechnung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes werden die Daten aus Tab. 4-13 und Tab. 4-17 genutzt. In Tab. 4-24 wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr innerhalb der jeweiligen Zeitscheibe, wobei die Berechnung des vermiedenen Primärenergieeinsatzes innerhalb der betrachteten Zeitscheiben linear erfolgt. Die im Deutschen Strommix enthaltenen Energiemengen aus noch aktiven Kernkraftwerken und aus regenerativer Erzeugung wurden entsprechend ihren Anteilen berücksichtigt. Die zu erwartenden Veränderungen des Kraftwerkparks, dessen durchschnittlicher Wirkungsgrad sowie der zukünftige Strombedarf gemäß AMS-Szenario wurden ebenfalls berücksichtigt.

Tab. 4-24 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,47 – 0,52	0,56 – 0,62
2030	1,09 – 1,20	1,23 – 1,36
2040	2,13 – 2,35	2,35 – 2,60
2050	2,30 – 2,54	2,71 – 3,00

Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.

Bei einem Einsatz der TEG und/oder kleiner ORC-Anlagen besteht die Möglichkeit, auch im Verkehrssektor die Gesamteffizienz zu erhöhen. Dadurch könnte gemäß der Automobilhersteller bei entsprechend ausgerüsteten Fahrzeugen etwa 5 % Energie eingespart werden.

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Durch den Einsatz von Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme werden im Betrieb keine zusätzlichen Ressourcen verbraucht. Der Bedarf an Rohstoffen zur Herstellung der auf den betrachteten Technologien basierenden Anlagen wird an dieser Stelle nicht betrachtet. Die kritischen Elemente zur Herstellung werden in Tab. 3-8 angegeben. Jedoch ist aus heutiger Sicht, insbesondere für TEG, nicht klar, welche Elementkombinationen im Jahr 2050 zum Einsatz kommen. An dieser Stelle ist ein erhöhter Aufwand in der Materialforschung erforderlich.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Sowohl TEG als auch ORC-Anlagen erzeugen derzeit Strom zu deutlich höheren Kosten als konventionelle Kraftwerke. Die Kosten für TEG betragen je nach Expertenmeinung bis zu 40 €/Watt, bei ORC-Anlagen bis zu 4 €/W. Heutige Prognosen sagen erreichbare Kosten von 0,50 – 1,00 €/W voraus. Damit könnten beide Technologien mit großer Wahrscheinlichkeit, in Abhängigkeit individueller Faktoren wie Laufzeit, Lastprofil, Betriebskosten und Lebensdauer, die Markt- und Wettbewerbsfähig erreichen. Im Vergleich dazu liegen die Kosten für eine komplett aufdach installierte und elektrisch angeschlossene PV-Anlage bei rund 1,40 €/W_{peak}. Dieser Preis muss bei der Installation bzw. der Integration von TEG oder ORC-Anlagen in bestehende Systeme ebenfalls erreicht werden, um eine vermarktbare Breitentechnologie zu erhalten. Bestandteile der kompletten Anlage sind insbesondere: Thermoelektrische Generatoren bzw. ORC-Anlage, Wärmeübertrager, Hilfssysteme und Kühlung sowie die Kosten für die hydraulische und elektrische Installation/Einbindung.

Teilkriterium 6.1 Einsparung direkter und indirekter Kosten

Beim Einsatz von Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme fallen keine Brennstoffkosten an, da hier davon ausgegangen werden kann, dass die genutzte

Abwärme ansonsten ohne weitere Wandlung/Verwertung an die Atmosphäre abgegeben wird. Durch die Produktion von Strom wird eine dementsprechende Einsparung bezüglich der Brennstoffkosten erzielt.

Mehrkosten entstehen durch Investitionen für die betrachteten Abwärmeverstromungstechnologien TEG und ORC, deren Einbau/Integration in bestehende oder neue Systeme sowie für deren Wartung und Instandhaltung.

In Tab. 4-25 werden die jährlichen Kosteneinsparpotenziale bzw. Mehrkosten anhand der Stromgestehungskosten aus Tab. 1-1 (TEG) und Tab. 1-2 (ORC) sowie anhand der Marktentwicklungen aus Tab. 4-13 und Tab. 4-17 in den jeweiligen Basisjahren in Millionen €/a dargestellt. Als Referenz wurde der Börsenstrompreis des AMS-Szenarios genutzt. Dabei bedeuten positive Werte Mehrkosten und negative Werte Kosteneinsparungen gegenüber dem Referenzstrompreis.

Tab. 4-25 Jährliche direkte und indirekte Kosteneinsparpotenziale durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (nicht abgezinst auf ein Basisjahr)

Mio. $€_{2015}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0,7 bis 6,9	0,8 bis 8,1
2030	-3,1 bis -12,9	-3,6 bis -15,2
2040	-68,7 bis -70,5	-81,1 bis -83,3
2050	-108,0 bis -115,0	-127,7 bis -135,9
Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrkosten)		

Teilkriterium 6.2 Externe Kosten

Zur Berechnung der vermiedenen externen Kosten wurden die Ansätze bezüglich der CO_2-Zertifikatspreise aus (Ökoinstitut und Fraunhofer ISI 2015) angesetzt. Die Berechnung erfolgt hier nur für die vermiedenen CO_2-Emissionen für die Basisjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 sowohl für das 80 %-Szenario (Tab. 4-26) als auch für das 95 %-Szenario (Tab. 4-27).

Tab. 4-26 Jährlich vermiedene externe Kosten in Deutschland durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme im 80 %-Szenario für den Schadstoff CO_2

Schadstoff:CO_2	**Spezifische externe Kosten**	**Vermiedene Emissionen nach** Tab. 4-21	**Vermiedene externe Kosten**
Jahr/Einheit	€/t CO_2	Mio. t CO_2/a	Mio. €/a
2020	23	0,059 – 0,065	1,4 – 1,5
2030	50	0,102 – 0,113	5,1 – 5,7
2040	90	0,167 – 0,184	15,0 – 16,6
2050	130	0,202 –0,223	26,2 – 29,0

Tab. 4-27 Jährlich vermiedene externe Kosten in Deutschland durch das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme im 95 %-Szenario

Schadstoff CO_2	**Spezifische externe Kosten**	**Vermiedene Emissionen nach** Tab. 4-21	**Vermiedene externe Kosten**
Jahr/Einheit	$€_{2015}$/t Schadstoff	Mio. t Schadstoff/a	Mio. $€_{2015}$/a
2020	30	0,070 – 0,077	2,1 – 2,3
2030	87	0,121 – 0,134	10,5 – 11,6
2040	143	0,197 – 0,218	28,7 – 31,1
2050	200	0,194 – 0,214	38,7 – 42,8

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Über die bisherigen Marktanteile des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme sind keine Daten vorhanden. Im Rahmen des Verbundprojekts „Abwärmeatlas Deutschland“ der Partner IZES gGmbH (2016), dem Institut für Demoskopie Allensbach und des Fraunhofer IPM (2016) wurde das vorhandene Abwärmepotenzial in Deutschland im Industriesektor erstmals bundesweit abgeschätzt. Aus dieser Potenzialbestimmung lässt sich jedoch nicht ermitteln, wie viel Abwärme bereits zur Verstromung bzw. überhaupt genutzt wird. Die in Tab. 4-4, Tab. 4-8, Tab. 4-13 und Tab. 4-17 ermittelten absoluten Marktpotenziale je Zeitscheibe für TEG und ORC ab 2020 können jedoch zur Prognose des zukünftigen Marktanteils in der Stromerzeugung verwendet werden. Als Basisdaten für die prognostizierten Endenergieverbräuche in Deutschland wurden die Daten der Energieflussbilder der AG Energiebilanzen (AGEB) (2017) und Schlesinger et al. (2011) verwendet, die Basisdaten für die internationale Prognose wurden der Statistik der International Energy Agency (2017) entnommen. Die jeweiligen Anteile an der nationalen und globalen Bereitstellung von Endenergie in Form von Strom werden in Tab. 4-28 dargestellt. Demnach könnten bis 2050 ca. 6,0 % des Endenergieverbrauchs bezogen auf Strom

in Deutschland sowie 6,7 % weltweit durch die Nutzung von industrieller Abwärme erzeugt werden.

Tab. 4-28 Analyse des bisherigen Marktanteils für das Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2030	2040	2050
%-Anteil an Strom in TWh (national)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0,31	1,07	2,87	6,04
%-Anteil an Strom in TWh (global)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0,35	1,23	3,27	6,67

Für das zukünftige Marktpotenzial des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme lassen sich durch Addition der Potenziale für TEG und ORC die Marktpotenziale für deutsche Unternehmen in Deutschland sowie international prognostizieren, siehe dazu Tab. 4-29. Dargestellt ist das nationale sowie internationale, Marktpotenzial für die Stromerzeugung aus Abwärme je Zeitscheibe.

Tab. 4-29 Globales und nationales Marktpotenzial für Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	TWh		TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	66	73	79	87	1,2	1,4	1,5	1,6
2021-2030	220	243	260	288	2,9	3,2	3,5	3,8
2031-2040	638	713	754	843	6,5	7,1	7,6	8,4
2041-2050	1384	1522	1636	1799	10,6	11,7	12,5	13,9

Die inländische Wertschöpfung für die Nutzung der Technologien TEG und ORC ist in Tab. 4-30 dargestellt. Die angegebenen Beträge beziehen sich auf die in Tab. 1-1 und Tab. 1-2 angegebenen Investitionen. Die zugrunde gelegten Potenziale sind Tab. 4-5, Tab. 4-9, Tab. 4-14 und Tab. 4-18 entnommen. Die Ermittlung des Gesamtinvestitionsvolumens wurde unter der Annahme gemacht, dass 40 % des nationalen und 15 % des internationalen Potenzials von deutschen Firmen ausgeführt werden können.

Tab. 4-30 Inländische Wertschöpfung basierend auf Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme hinsichtlich des globalen und des nationalen Absatzmarktes

Jahr	International				National			
	Szenarienbereich INT_2 °C		Szenarienbereich INT_besser_2 °C		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a		Mrd. $€_{2015}$/a	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014-2020	5	13	6	15	0,3	0,8	0,4	0,9
2021-2030	10	25	12	29	0,4	1,2	0,5	1,4
2031-2040	21	41	25	48	0,7	1,4	0,9	1,6
2041-2050	32	51	38	61	0,8	1,4	1,0	1,6

Thermoelektrische Generatoren

In Deutschland sind die technischen Kompetenzen zur Entwicklung und zum Einsatz von TEG durch den hoch entwickelten Maschinen- und Anlagenbau, die Halbleiterindustrie, die Automobilindustrie und die gute technische Ausbildung gegeben (IZES 2016). Studien zum Abwärmepotenzial in Deutschland geben weiteren Aufschluss darüber, wo der Einsatz von TEG wirtschaftlich sinnvoll ist.

Das Förderprogramm „Thermopower" des Bundesforschungsministeriums berichtet bereits 2012 von 41 Unternehmen und 26 Forschungseinrichtungen, die thermoelektrische Materialien und auch TEG entwickeln. Vor allem die Automobilindustrie, zum Beispiel BMW, arbeitet an der Anwendung von Thermoelektrik zur Verstromung von Abgaswärme zur Entlastung der Lichtmaschine (Frick 2012).

Die Thermoelektrik wird in Form von Peltier-Elementen jedoch ebenso bereits zur Kühlung eingesetzt. Diese erzeugen aus Strom auf direktem Weg Kälte und nutzen somit den umgekehrten Effekt eines Thermoelektrischen Generators zur Verstromung von Wärme. Know-how, Technik und Produktionsverfahren dieser Firmen könnten auf die entsprechenden Prozesse zur Herstellung von Thermoelektrischen Generatoren übertragen werden.

ORC-Prozess

Der Wasserdampfkreislauf wird bereits seit Jahrzehnten in der Energieerzeugung angewandt. Nicht zuletzt durch diese Anwendung ist die deutsche Industrie in der Lage, auf dieser Grundlage ORC-Anlagen zu entwickeln, herzustellen und zu betreiben. Der ORC-Prozess zur Stromerzeugung ist dabei der am weitesten entwickelte Prozess zur Nutzung von industrieller Abwärme. Die Anlagen werden inländisch von Firmen wie Bosch, DeVeTec, Orcan und Siemens entwickelt und eingesetzt (IZES 2016). Zu den Weltmarktführern zählen jedoch vor allem Turboden aus Italien mit Sitz in Brescia im Bereich der Biomassekraftwerke und Ormat aus den USA mit Sitz in Rino, Nevada im Bereich der Niedertemperaturanwendungen. Deutsche Unter-

nehmen können hier jedoch eine starke Position aufbauen (Wietschel et al. 2010: 874 f.).

Forschungs- und Entwicklungsprojekte sind hauptsächlich auf neue Arbeitsfluide, Wärmeübertrager, Expander sowie Anwendungen im kleineren Leistungsbereich konzentriert. So zum Beispiel das Projekt ORCent, welches vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert wurde (TIB Hannover 2017).

Kalina-Prozess

Die technische Kompetenz zur Entwicklung und zum Einsatz des Kalina-Prozesses ist durch die Erfahrungen der deutschen Industrie im Bereich der Dampfkraftwerke gegeben. Da jedoch lediglich drei Anlagen in Deutschland installiert wurden, befindet sich diese Technologie noch im Demonstrationsstadium. Josef Meier vom Siemens-Bereich Industrial Solutions and Services berichtete 2004 von rund 50 Geothermieanlagen, bei denen die Installation einer Kalina-Anlage sinnvoll möglich gewesen wäre (Janzing 2004). Produktionskapazitäten sind ebenfalls durch die bereits gesammelten Erfahrungen in Entwicklung, Herstellung, Installation und Betrieb von Wasserdampfkraftwerken und auch von ORC-Anlagen zur Stromerzeugung gegeben.

Da sich jedoch trotz der hohen Erwartungen von Siemens vor mehr als zehn Jahren weltweit kein Markt für Kalina-Anlagen entwickelt hat, kann auch in diesem Technologiebereich nicht von einer Weltmarktführung gesprochen werden (Janzing 2004). Derzeit betreibt Japan die einzigen Kalina-Anlagen zur industriellen Abwärmenutzung (Wietschel et al. 2010: 875 f.). Forschungsaktivitäten bezüglich des Kalina-Prozesses gibt es kaum (vgl. Kapitel 1.3), jedoch besitzt Siemens die Lizenz des Kalina-Prozesses für ganz Europa (Janzing 2004).

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Thermoelektrische Generatoren

Anwendungen von TEG im Bereich der Abwärmenutzung sind international hauptsächlich in der Automobiltechnik zu finden. Im internationalen Vergleich ist die deutsche Industrie im Bereich Thermoelektrik zur Stromerzeugung aus Abwärme im Automobilbereich als derzeit nicht konkurrenzfähig einzustufen, da diese noch nicht marktreif sind, bzw. sich noch am Anfang der Entwicklung befinden (Brünglinghaus 2013). Im Bereich der industriellen Abwärmenutzung sind derzeit F&E- sowie Demonstrationsanlagen in Betrieb. Im Falle einer erfolgreichen Weiterentwicklung der derzeitigen Forschungsarbeiten, z.B. bei Fraunhofer IPM, kann sich ein international wettbewerbsfähiges Produkt entwickeln, siehe dazu auch Tab. 4-31.

Tab. 4-31 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Bereich Thermoelektrischer Generatoren innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how im Bereich Thermoelektrischer Generatoren innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme weltweit?		
Technologiefeld	☐ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

ORC-Prozess

ORC-Anlagen sind in Deutschland schon seit Jahrzehnten etabliert. Firmen wie DeVeTec, Bosch, Orcan und Siemens entwickeln, vertreiben und installieren ORC-Anlagen innerhalb eines großen Leistungsbereichs. Daher ist die deutsche Industrie im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme als international wettbewerbsfähig einzustufen, siehe dazu auch Tab. 4-32.

Tab. 4-32 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme weltweit?		
Technologiefeld	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E Budgets

Bezüglich der spezifischen F&E Budgets in Deutschland für die beiden betrachteten Technologien zur Abwärmeverstromung liegen explizit keine Daten vor. Die Technologien werden nicht einzeln gefördert wie beispielsweise PV-Analgen oder Brennstoffzellenheizungen. In den vergangenen 5-7 Jahren wurden im Bereich ORC-Anlagen einige Verbundvorhaben gefördert. Aus dieser einfachen Betrachtungsweise ergeben sich Budgeterhöhung von rund 500.000 € zu Beginn des Jahrzehnts auf rund 1 Mio.€ in den vergangenen drei Jahren. Das deutet auf eine Zunahme insbesondere im Bereich angewandter F&E hin. Die Förderbudgets für TEG lagen Anfang des Jahrzehnts bei rund 2 Mio. € und sind gesunken auf rund 1 Mio. € in den letzten drei Jahren. Diese einfache Recherche wurde mittels der enargus Datenbank mit den Begriffen „ORC“ und „thermoelektrisch“ durchgeführt.

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Als Suchmaschine für wissenschaftliche Publikationen wurde das online Wissenschaftsportal ScienceDirect verwendet. Bei dieser Recherche kann allerdings keine Differenzierung nach Ursprungsland vorgenommen werden. Patente wurden über die Ikofax-Recherche des Deutschen Patent- und Markenamtes (DPMA) im DEPA-

TISnet (siehe Deutsches Patent- und Markenamt) recherchiert. Dort wurde beispielsweise folgender Code verwendet: (*thermoelectric(w)generator)/TI,AB AND DE/PA AND 2005/AY*. Dabei wurden die gesuchten Parameter Suchbegriff, Patentstaat und Veröffentlichungsjahr variiert. Die Analysen wurden ab dem Jahr 2005 durchgeführt.

Thermoelektrische Generatoren

Sowohl bei der Recherche wissenschaftlicher Publikationen als auch bei der Patentanalyse wurden folgende Begriffe verwendet:

- thermoelectric generator,
- thermoelectric module,
- thermoelectricity,
- thermoelectric element

Tab. 4-33 zeigt, dass zwar die weltweiten Publikationen in der Zeit von 2006 bis 2015 im jährlichen Mittel zugenommen haben, die Anzahl der Patentanmeldungen jedoch rückläufig sind. Demnach kann von einer vermehrten anwendungsnahen Forschungsaktivität ausgegangen werden, wobei die schutzrechtsfähigen Neuentwicklungen etwas zurückgehen. Mit 10 % Anteil an allen im betrachteten Zeitraum registrierten Patenten, welche unter den genannten Suchbegriffen recherchiert werden konnten, trägt Deutschland maßgeblich zur Weiterentwicklung dieser Technologie bei.

Tab. 4-33 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich Thermoelektrische Generatoren innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung

	relativ	absolut
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	k.A.	k.A./13.756
Zeitlicher Trend (2006-2015, weltweit)	12 %/a	169
Patente als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	10 %	787/7904
Zeitlicher Trend (2006- 2015, weltweit)	5 %/a	18

ORC-Prozess

Sowohl bei der Recherche wissenschaftlicher Publikationen als auch bei der Patentanalyse wurden folgende Begriffe verwendet:

- ORC process,
- organic rankine cycle,
- ORC plant

Tab. 4-34 zeigt eine jährliche Steigerung der weltweit verfassten Patente in der Zeit von 2006 bis 2015 von 15 % und der Publikationen um 17 %. Dies zeigt das vermehrte Interesse an der Nutzung dieser Technologie und der Forschungsarbeit in diesem Bereich. Mit 4 % Anteil an allen verfassten Patenten, die unter den genannten Suchbegriffen recherchiert werden konnten, trägt Deutschland zur Entwicklung dieser Technologie in moderatem Maße bei.

Tab. 4-34 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich ORC-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung

	relativ	absolut
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	k.A.	k.A./7733
Zeitlicher Trend (2006-2015, weltweit)	17 %/a	125
Patente als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	4 %	207/5507
Zeitlicher Trend (2006-2015, weltweit)	15 %/a	63

Kalina-Prozess

Sowohl bei der Recherche wissenschaftlicher Publikationen als auch bei der Patentanalyse wurden folgende Begriffe verwendet:

- Kalina process,
- Kalina plant

Tab. 4-35 Bewertung von Stand und Trends der Forschung und Entwicklung im Bereich Kalina-Anlagentechnik innerhalb des Technologiefelds Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme – Output-Orientierung

	relativ	absolut
Akademische Publikationen als Forschungsindikator		
Relativer Anteil der in Deutschland geschriebenen Publikationen am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	k.A.	k.A./1910
Zeitlicher Trend (2006- 2015, weltweit)	16 %/a	29
Patente als Entwicklungsindikator		
Relativer Anteil der von deutschen Firmen/Privatpersonen und Institutionen eingereichten Patente am weltweiten Aufkommen beim Status Quo (2015)	86 %	6/7
Zeitlicher Trend (2006- 2015, weltweit)	k.A.	k.A.

Tab. 4-35 zeigt, dass die Forschungsarbeiten zu Kalina-Prozessen weitestgehend eingestellt sind. In der Zeit von 2006 bis 2015 wurden lediglich sieben Patente verfasst, welche durch die Suchbegriffe recherchiert werden konnten. Alle sieben Patente stammen aus dem Jahr 2009! Sechs dieser Patente wurden in Deutschland verfasst, wodurch Deutschland den weitaus größten Anteil an den internationalen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in diesem Technologiefeld geleistet hat. Im Bereich der wissenschaftlichen Publikationen ist jedoch ein Zuwachs von 16 % pro Jahr zu vermerken. Demnach scheint die Kalina-Technologie im Bereich der angewandten F&E zunehmend interessant zu werden.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Im betrachteten Themenfeld muss vor allem zwischen industrieller Abwärme und Abwärme im Bereich Transport und privater Haushalte differenziert werden. Dabei werden derzeit sowohl ORC- als auch Kalina-Anlagen aufgrund ihrer Leistungsgröße und dem notwendigen finanziellen Aufwand überwiegend zur Verstromung industrieller Abwärme genutzt. Der Bereich Geothermie, vergleiche dazu *Technologiebericht 1.2*, wird an dieser Stelle nicht betrachtet. TEG können durch die unterschiedlichen Größen und möglichen elektrischen Leistungen sowohl im Privatbereich als auch im industriellen Bereich sowie im Transportsektor – zur Energierückgewinnung und einhergehenden Kraftstoffeinsparung – eingesetzt werden.

Die Akzeptanz-Bewertung Thermoelektrischer Generatoren erfolgt daher für den Bereich Industrie, Transport und privat getrennt voneinander. ORC-Anlagen und Kalina-Anlagen werden nur im Bereich der Industrie eingesetzt und daher auch nur für diesen Bereich bewertet. Für alle Technologien wird nur der Bereich der Stromerzeugung aus Abwärme betrachtet. Weitere Anwendungsfelder wie beispielsweise Geothermie werden nicht zur Bewertung der gesellschaftlichen Akzeptanz herangezogen. Eine Zusammenfassung der Akzeptanzbewertung ist in Tab. 4-36 dargestellt.

Auf Marktebene sind TEG in allen Anwendungsbereichen derzeit mit einer eher niedrigen Akzeptanz zu bewerten, da diese bislang nur aus als toxisch eingestuften Materialien wie Wismuttellurid und/oder Bleitellurid kommerziell erhältlich sind und derzeit noch nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Durch diese Einstufung wird auch durch Ausnahmeregelungen keine steigende Akzeptanz für Elemente, welche auf diesen Materialien basieren, erwartet (BINE Informationsdienst 2014). In der Industrie werden TEG zur Verstromung von Abwärme derzeit, insbesondere aufgrund des geringen Wirkungsgrades und des vergleichsweise hohen Preises, nur vereinzelt in Demoprojekten eingesetzt. Auf dem Gebiet der Abgaswärmeverstromung in Fahrzeugen befinden sie sich jedoch bereits in der Testphase (Stiewe 2015). Im privaten Bereich finden TEG vor allem im Bereich Campingausrüstung, eingesetzt als Kühlelemente für Kühlschränke sowie als Stromgenerator zur Nutzung von Koch(ab)wärme, Anwendung (Forschungszentrum Jülich 2017).

TEG werden auf Gesellschaftsebene trotz der Toxizität der derzeit noch eingesetzten Bleiverbindungen mit einer eher hohen Akzeptanz bewertet. Im Gegensatz zu den Kreislaufprozessen können diese beispielsweise aktiv zur Effizienzsteigerung des eigenen Fahrzeuges und so zur Kostenersparnis in Ausgaben für Treibstoff beitragen. Außerdem ist durch den eher einfachen Aufbau der TEG kein Installationsaufwand –

bis auf die Integration des TEG bzw. dessen Wärmeübertrager in den Abwärmestrom – notwendig, wodurch der breite Zugang zu diesem Anwendungsfall zukünftig erleichtert werden sollte. Auch im Freizeitbereich können TEG sinnvoll zur Stromerzeugung sowie Kühlung von Lebensmitteln, zur Rückgewinnung von Koch(ab)wärme beim Camping beitragen und somit zur Effizienzsteigerung in diesem Bereich beitragen.

Tab. 4-36 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Thermoelektrische Generatoren (Industrie / Transport / privat)	5 / 4 / 3	+ Wartungsfreiheit + Nutzung diskontinuierlicher Abwärmeströme - Preis - geringer Wirkungsgrad - Toxizität	o / 1 / 2	+ kaum Installationsaufwand + Effizienzsteigerung durch Energierückgewinnung + autarkes System + keine Flüssigkeiten - Toxizität	1 / 1 / 2	+ geräuschlos + platzsparend + keine Flüssigkeiten - mögliche Bedenken bei als toxisch eingestuften Materialien (wie bspw. Bleitellurid)
ORC-Prozess	3	+ Wirkungsgrad + große elektrische Leistungen + große Temperaturbereiche - Preis - Notwendigkeit hoher Abwärmeströme	o	durch Anwendung in der Industrie sind auf Gesellschaftsebene weder Akzeptanz noch Ablehnung zu erwarten	2	- Größe
Kalina-Prozess	5	+ Wirkungsgrad + große elektrische Leistungen + Anpassung an Temperaturschwankungen - Preis - Komplexität des Systems - int. wenige Anlagen	o	durch Anwendung in der Industrie sind auf Gesellschaftsebene weder Akzeptanz noch Ablehnung zu erwarten	4	- Größe - Bedenken durch Verwendung von Ammoniak als Arbeitsmittel (besondere Anforderungen bei Anlagenwartung)

Bewertung: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5), Akzeptanz nicht relevant bzw. nicht einschätzbar (o)

Auch auf lokaler Ebene können TEG mit ihrem einfachen Aufbau und der platzsparenden Bauweise punkten. Sie arbeiten emissions- und geräuschlos, sodass weder Mensch noch Umwelt durch diese Technik gefährdet/gestört werden. Einzig die Verwendung von zwar schwer löslichen aber dennoch als toxisch eingestuften Materialien wie beispielsweise Bleitellurid könnte vor allem im privaten Bereich zu Akzeptanzproblemen führen.

ORC-Anlagen werden zur Verstromung industrieller Abwärme bereits kommerziell genutzt. Gegenüber TEG haben sie vergleichsweise hohe Wirkungsgerade. Ein Nachteil ist jedoch, dass zur Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition große und möglichst stetig vorhandene Abwärmeströme vorhanden sein müssen. ORC-Anlagen werden aus diesen Gründen auf Marktebene mit einer mittleren Akzeptanz bewertet. Auf gesellschaftlicher Ebene ist die Akzeptanzeinschätzung von ORC- und Kalina-Anlagen eher irrrelevant, da die Bevölkerung/die Gesellschaft von diesen Anlagen weder direkt noch indirekt (zum Beispiel durch Emissionen) betroffen ist. Lokal betrachtet bestimmt das Platzangebot die Möglichkeiten bezüglich einer wirtschaftlichen Installation einer Anlage. Da diese hauptsächlich in bestehende Industrieprozesse nachgerüstet werden, sind weder durch Geräusche noch durch Landschaftszerstörungen Akzeptanzhemmnisse zu erwarten. Wird eine ORC-Anlage in einen Neubau eingeplant, ist ebenfalls mit keinen Akzeptanzschwierigkeiten zu rechnen, da sich diese eher auf die Gesamtanlage und nicht auf die effizienzsteigernde Maßnahme, welche nur einen geringen Anteil des Gesamtbaus ausmacht, konzentriert.

Der Kalina-Prozess findet – ähnlich wie die Thermoelektrik - kaum Anwendung in der Stromerzeugung mittels Abwärme. Dies ist hauptsächlich der Komplexität des Systems und den hohen Investitionen geschuldet, siehe dazu insbesondere Kapitel 0, wodurch der Kalina-Prozess mit einer niedrigen Akzeptanz auf Marktebene bewertet werden muss. Auch auf lokaler Ebene ist die Installation der Anlagen durch Bedenken bezüglich des Arbeitsmediums Ammoniak im Ammoniak-Wasser-Gemisch gehemmt. Weitere Gründe zur Akzeptanzbewertung sind der Evaluierung von ORC-Anlagen zu entnehmen.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Im Folgenden wird die Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit der beiden betrachteten Stromerzeugungstechnologien zur Abwärmenutzung beschrieben.

TEG- und ORC-Anlagen zur Verstromung von Abwärme sind im Rahmen der Effizienzsteigerung bestehender/neu zu bauender Anlagen flexibel einsetzbar. Durch einen Ausbau dieser eher dezentralen Anlagen, werden aufgrund des zu erwartenden Eigenverbrauchs sowie der absoluten produzierten Strommenge der Einzelanlagen das vorgelagerte Stromversorgungsnetz nicht maßgeblich beeinflusst wodurch auch spätere Umplanungen ohne Schwierigkeiten durchgeführt werden können. Aufgrund der Dezentralität können die Anlagen zurückgebaut bzw. leicht durch andere Technologien ersetzt werden. Da die Indikatoren zur Bewertung dieses Kriteriums für die zu bewertenden Technologien unterschiedlich sind, erfolgt die Einstufung nicht auf Technologiefeldebene, sondern auf Technologieebene.

Thermoelektrische Generatoren

Da TEG derzeit noch nicht bzw. nur in wenigen Demonstrationsvorhaben zur Abwärmeverstromung genutzt werden, sind weder die tatsächlichen Planungs- noch Bauzeiten bekannt. Für die Zukunft sind dennoch relativ kurze Planungszeiten von zwei bis sechs und Bauzeiten von drei bis vier Monaten anzunehmen, welche über die Zeit durch Erfahrungsgewinn und eventuelle Automatisierung verkürzt werden können. TEG müssen lediglich für den anfallenden Abwärmestrom ausgelegt und die Integration des Wärmeübertragers in die Abwärmequelle geplant und realisiert werden. Zusätzlich muss die Anbindung an das bestehende Stromnetz erfolgen. Die ökonomische Nutzungsdauer sowie spezifische Investitionen sind Tab. 1-1 zu entnehmen. Die derzeit hohen spezifischen Investitionen sind vor allem dem Umstand geschuldet, dass derzeit noch keine bzw. kaum geeignete Verfahren zur seriellen und kostengünstigen Herstellung von TEG existieren. Ein halbautomatisches Herstellungsverfahren, im Juli 2016 vom Fraunhofer IPM vorgestellt, konnte die Produktionskosten der dort entwickelten TEG um den Faktor 10 verringern (Fraunhofer IPM 2016). Es ist davon auszugehen, dass vollautomatische Produktionsketten die Kosten noch weiter senken können.

Tab. 4-37 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme (TEG)

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	k.A.	2-6	1-4	1-3	1-3
Bauzeit	Monate	k.A.	3-4	3-4	2-3	2-3
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	4-5	8	>10	>15	>20
Spezifische Investition	$€_{2015}$/kW	1000-40.000	1000-10.000	750-5.000	750-1.500	500-1.000

ORC-Prozess

Die Planungsdauer für ORC-Anlagen ist ähnlich einzustufen wie die von TEG. Für die Zukunft sind jedoch, insbesondere im Zusammenhang mit der Anlagengröße und dem individuellen Einbauort, relativ kurze Planungs- und Bauzeiten von zwei bis sechs bzw. drei bis sechs Monaten mit fallender Tendenz anzunehmen. Die Planung sowie der Aufbau von ORC-Anlagen sind aufgrund des flüssigen Arbeitsmediums, der einzelnen Komponenten, der Größe und der Überwachungsnotwendigkeit deutlich aufwendiger als bei TEG. Da ORC-Anlagen jedoch bereits als modulare Komplettanlagen erhältlich sind, ist es bei Anwendungsfällen, bei denen eine Installation dieser Anlagen möglich ist, lediglich nötig, diese für den anfallenden Abwärmestrom auszulegen sowie die Integration des Wärmeübertragers in die Abwärmequelle zu planen und zu realisieren. Zusätzlich muss auch bei ORC-Anlagen die Anbindung an das bestehende Stromnetz erfolgen. In einer Pressemitteilung von ÖKOBIT wird für eine nachgerüstete ORC-Anlage an eine Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk von einer Bauzeit von sechs Monaten berichtet (Nottinger 2017). Überwachungseinrichtungen und Arbeitsschutzmaßnahmen (bspw. wegen der Arbeitsfluide) können den Planungsprozess sowie die Bauphase von ORC-Anlagen jedoch verlängern. Daher

wird die obere Grenze der Planungs- und Bauzeit bis 2050 nur in geringem Maße abnehmen, was insbesondere aufgrund von Erfahrungsgewinn und eventuellen Automatisierungsmöglichkeiten begründet werden kann. Die ökonomische Nutzungsdauer sowie spezifische Investitionen sind Tab. 1-2 zu entnehmen.

Tab. 4-38 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme (ORC)

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	2-6	2-6	2-5	1-5	1-5
Bauzeit	Monate	3-6	3-6	2-5	2-5	3
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	>15	>15	>15	>20	>20
Spezifische Investition	$€_{2015}$/kW	8.000-3.000	6.000-2.500	4.000-2.000	2.500-1.500	1.500-1.000

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Thermoelektrische Generatoren können ein System unter der Voraussetzung einer Mindestwärmestromdichte von 10 W/cm² autark ohne Stromnetzanbindung mit Energie versorgen (König 2009). Zur Einspeisung des erzeugten Stroms ist jedoch ein Zugang zum Stromnetz notwendige Voraussetzung. Die Anbringung/Installation kann aufgrund der variablen Größen (Menge der geschalteten Thermoelektrischen Module/Elemente) fast überall erfolgen.

ORC- und Kalina-Anlagen hingegen 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 betrachteten Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme sogar ausgeglichen werden (Wietschel et al. 2010: 884).

Tab. 4-39 Abhängigkeit des Technologiefeldes Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme von Infrastrukturen

	TEG		ORC/Kalina	
	Ja	Nein	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒	☐	☒

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Systemkompatibilität der Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme ist unter derzeitigen Bedingungen ohne Anpassungsbedarf gegeben. Risiken für die Technologien ergeben sich insbesondere hinsichtlich der vorhandenen industriellen Abwärmequellen. Bei der Planung zum Einsatz von Technologien zur Abwärmeverstromung ist insbesondere 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 wurden.

Thermoelektrische Generatoren

Die Thermoelektrik zeichnet sich vor allem durch ihre Wartungsfreiheit, da keinerlei bewegliche Teile vorhanden sind, ihre Autarkie, ihre Langlebigkeit und ihre Kompaktheit aus. Dadurch können Thermoelektrische Generatoren auch an Stellen implementiert werden, die sehr schwer zu erreichen sind.

Folgend werden die Anwendungsbereiche in der Automobilindustrie, der Sensor- und Regelungstechnik und der industriellen Abwärmenutzung vorgestellt, da diese Bereiche den größten Erfolg hinsichtlich einer sinnvollen, wirtschaftlichen und effizienten Anwendung von Thermoelektrischen Generatoren versprechen.

Weitere Anwendungsgebiete sind in Bereichen zu finden, die am Anfang der Forschung oder noch in der Phase der Ideenfindung stehen. Darunter fallen beispielsweise Anwendungen in der Solarthermie, der Körperwärmeverstromung und somit auch der Medizintechnik (König 2009).

Anwendungsfall 1: Automobilindustrie

Durch die Anwendung Thermoelektrischer Generatoren im Transportbereich wird Strom, der sonst über die Lichtmaschine eines Fahrzeuges erzeugt wird, mithilfe von

TEG aus der Abgasabwärme des Fahrzeugs erzeugt. Dadurch wird die Lichtmaschine entlastet, wodurch laut BMW eine Kraftstoffverbrauchsminderung von bis zu 5 % erreicht und somit auch die entsprechenden Schadstoffemissionen verringert werden können (Frick 2012). Sonstige Rückwirkungen auf weitere Technologien sind hierbei nicht zu erwarten.

Zur Systemkompatibilität ist kein besonderer Aufwand nötig. TEG müssen elektrisch mit den zu versorgenden Komponenten verbunden werden. Da das Abwärmepotenzial eines Transportmittels mit der Nutzungszeit zunimmt und zu Beginn sehr gering ist, muss eventuell eine Regelungseinheit hinzugefügt werden, um eine Kommunikationsmöglichkeit mit der Lichtmaschine herzustellen.

Konkurrenzen mit anderen Technologien in Bezug auf die Kraftstoffeinsparung sind beispielsweise mit Luftverdichtern in LKW zu erwarten. Diese erhöhen ebenso die Energieeffizienz des Fahrzeugs und verringern den Kraftstoffverbrauch und somit dessen CO_2-Emissionen (vgl. Voith Turbo 2017). Dennoch ist zu beachten, dass diese Systeme aufgrund ihres Gewichts bisher lediglich in Bussen und LKW eingebaut werden. TEG hingegen könnten auch im privaten Personenverkehr bzw. im PKW sinnvoll und wirtschaftlich eingesetzt werden. Aufgrund des prognostizierten Zuwachses an Elektrofahrzeugen, insbesondere im Individualverkehr, ist davon auszugehen, dass das nutzbare Potenzial im Verkehrsbereich mittel- bis langfristig deutlich abnimmt.

Anwendungsfall 2: Sensor- und Regelungstechnik

Thermoelektrische Generatoren können und werden teilweise bereits zur autarken Energieversorgung von Messsensoren in der Wissenschaft und im Haushalt (großes Potenzial bietet hier die Heizungsregelung) eingesetzt. Durch die Verwendung von TEG in der Wissenschaft kann die dort eingesetzte Messtechnik unabhängig von äußeren Einflüssen zuverlässig, insbesondere auch an abgelegenen Orten betrieben werden. Durch die Verwendung von TEG im Haushaltsbereich kann beispielsweise durch die Implementierung in ein Heizsystem eine autarke Messeinrichtung eingerichtet werden, welche eine Verbindung zur Regelungseinheit herstellt und so automatisch Heizungsventil und Vorlauftemperatur einstellen kann. Andere Anwendungsfelder im Haushalt, wie eine autarke Messeinrichtung zur Temperaturerfassung im Kochtopf, benötigen zur Systemkompatibilität ebenfalls eine Regelungseinheit, welche die erfassten Messdaten auf das System überträgt und dieses an die Gegebenheiten anpasst. Beim Kochen zum Beispiel kann so eine Energieverbrauchsreduzierung von bis zu 50 % erreicht werden (Frick 2012). Zu anderen Technologien besteht derzeit auch in diesem Anwendungsfall keine Konkurrenz.

Anwendungsfall 3: industrielle Abwärmenutzung

Im Anwendungsfall „industrielle Abwärmenutzung“ besteht keinerlei Rückwirkung auf angrenzende Teilsysteme oder das Gesamtsystem, da lediglich die Abwärme eines Systems genutzt wird, um diese in elektrische Energie zu wandeln. Bei konstantem Abwärmestrom ist auch eine konstante Stromausbeute zu erwarten. Hier wird durch die Nutzung der Strombezug aus dem öffentlichem Stromnetz verringert.

Es ist nötig, die vorliegenden Abwärmeströme vor der Installation des Thermoelektrischen Generators zu analysieren, um einen größtmöglichen Wirkungsgrad zu erreichen. Weitere Anforderungen zur Systemkompatibilität bestehen nicht.

Thermoelektrische Generatoren werden derzeit nur für niedrige Leistungsbereiche kommerziell angeboten. Momentan stehen TEG daher nicht in Konkurrenz zu anderen Technologien zur Stromerzeugung aus Abwärme. Synergieeffekte könnten jedoch auftreten, wenn TEG Systeme beispielsweise ORC- und Kalina-Anlagen nachgeschaltet werden, um so die „Restabwärme“ zusätzlich zu nutzen. Erst im höheren Temperaturbereich und bei kommerziellen Angeboten in höheren Leistungsbereichen stehen TEG in Konkurrenz zu anderen Systemen.

ORC-Anlagen

ORC-Anlagen arbeiteten bislang in höheren Leistungsbereichen, sind mittlerweile jedoch bereits für Leistung ab 5 kW_{el} entwickelt. Der nutzbare Temperaturbereich liegt bei Temperaturen größer 85 °C (Conpower 2017). Durch die relativ aufwendige Funktionsweise, das flüssige Arbeitsmedium/die flüssigen Arbeitsmedien und die teils sehr großen Komponenten, wie beispielsweise die Wärmeübertrager, haben ORC-Anlagen einen gewissen Platzbedarf, so dass sie nicht an jedem beliebigen Ort installiert werden können.

Im Bereich der Kreislaufprozesse ist es vor allem aus diesem Grund sinnvoll, nur den Anwendungsbereich der industriellen Abwärmenutzung und der Abwärmenutzung auf Containerschiffen zu betrachten. Anwendung finden ORC-Anlagen darüber hinaus im Bereich der Geothermie und Biomassefeuerung (ORC-Fachverband 2017). Diese werden in den *Technologiefeldern 1.2: Geothermie* und *1.1: Bioenergie* erläutert.

Anwendungsfall 1: industrielle Abwärmenutzung

Beim ORC-Prozess sind – ebenso wie bei den TEG – nur in begrenztem Maße Rückwirkungen auf angrenzende Teilsysteme oder das Gesamtsystem zu erwarten, da lediglich die Abwärme eines Systems genutzt und in elektrische Energie umgewandelt wird. Es ist zu erwarten, dass der zusätzlich aus Abwärme produzierte Strom zumeist intern genutzt wird bzw. genutzt werden kann und die Strommenge in Bezug auf den Gesamtbedarf des Industriebetriebs eher gering ist. Deshalb ist auch im Falle einer Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz davon auszugehen, dass die vorgelagerte Netzinfrastruktur die produzierte Strommenge problemlos aufzunehmen kann. Generell wird die Effizienz des Gesamtsystems durch die Verwendung einer ORC-Anlage verbessert. Zur Installation und Systemkompatibilität ist ein geeigneter Wärmetransport bzw. Wärmeübertrager notwendig, welcher die Abwärmequelle von der ORC-Anlage entkoppelt.

ORC-Prozesse stehen in direkter Konkurrenz zum Kalina-Prozess, da diese nach dem gleichen Grundprinzip arbeiten. ORC-Prozesse sind jedoch deutlich besser erforscht und aufgrund der Auswahl an verschiedenen (in Zukunft auch halogenfreien) Arbeitsmedien gegenüber dem Kalina-Prozess im Vorteil. Dies ist insbesondere aufgrund des Einsatzes von Ammoniak als Arbeitsmedium beim Kalina-Prozess begründet, da Ammoniak sowohl toxisch als auch korrosionsfördernd ist.

Anwendungsfall 2: Abwärmenutzung auf Containerschiffen

Die Anwendung von ORC-Anlagen auf Containerschiffen erzeugt Strom aus der Abgasabwärme der Schiffsmotoren. Dadurch kann laut Siemens eine Kraftstoffverbrauchsminderung von bis zu 10 % erreicht und somit auch eine entsprechende Menge an CO_2-Emissionen eingespart werden (Siemens 2013: 65 f.). Sonstige Rückwirkungen auf weitere Technologien in diesem Bereich sind nicht zu erwarten.

Zur Installation von ORC-Anlagen auf Containerschiffen ist ebenso wie bei der industriellen Abwärmenutzung darauf zu achten, dass ein geeigneter Wärmetransport bzw. Wärmeübertrager eingesetzt wird, welcher auch bei dieser Anwendung die Abwärmequelle von der ORC-Anlage entkoppelt.

Auch hier ist der Kalina-Prozess im Temperaturbereich bis etwa 200 °C derzeit die einzige identifizierbare Konkurrenztechnologie.

Kalina-Prozess

Die bisher installierten Kalina-Prozesse arbeiten in Leistungsbereichen ab 0,5 MW. Der nutzbare Temperaturbereich liegt bei Temperaturen zwischen 80 °C und 200 °C. Durch ihre relativ aufwendige Funktionsweise, das flüssige Arbeitsmedium bzw. Zweistoffsystem und die ebenfalls teils großen Komponenten hat auch eine Kalina-Anlage eine gewisse Größe, weshalb sie – ebenso wie ORC-Anlagen – nicht überall installiert werden kann. Kalina-Anlagen finden derzeit überwiegend Anwendung im Zusammenhang mit Geothermie. Die Beschreibung dieser Anwendung erfolgt im Technologiefeld 1.2 Geothermie.

Im Bereich der Kreislaufprozesse ist es vor allem aus diesem Grund sinnvoll, nur den Anwendungsbereich der industriellen Abwärmenutzung zu betrachten.

Anwendungsfall 1: industrielle Abwärmenutzung

Beim Kalina-Prozess sind – ebenso wie bei den TEG und dem ORC-Prozess – keinerlei Rückwirkungen auf angrenzende Teilsysteme oder das Gesamtsystem zu erwarten. Es wird lediglich die Abwärme eines Systems genutzt und in elektrische Energie umgewandelt, wodurch weder das Gesamtsystem noch ein angrenzendes Teilsystem beeinträchtigt wird. Die Kalina-Anlage kann zur Effizienzsteigerung in bestehenden Systemen nachgerüstet werden. Zur Installation und Systemkompatibilität ist ein geeigneter Wärmetransport bzw. Wärmeübertrager notwendig. Auch hier dient der Wärmeübertrager der Entkopplung von Abwärmequelle und Kalina-Anlage.

Der Kalina-Prozess steht in direkter Konkurrenz zum ORC-Prozess. Jedoch arbeitet eine Kalina-Anlage bei niedrigen Temperaturen um 100 °C deutlich effizienter als derzeit bekannte ORC-Anlagen (Forschungszentrum Jülich 2017). Zusätzlich sind Kalina-Anlagen durch Anpassung des Wasser-Ammoniak Gemischs imstande, den Siedepunkt/-bereich des Arbeitsmediums zu verschieben, um damit auch diskontinuierliche bzw. nicht temperaturstabile Abwärmeströme bestmöglich zu nutzen.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Thermoelektrische Generatoren

Eines der größten Entwicklungshemmnisse bei Thermoelektrischen Generatoren ist die Entwicklung geeigneter Materialien. Dies schließt zum einen die Entwicklung von Materialien zur Substituierung des toxischen sowie rohstoffkritischen Bleis und Tellurs und zum anderen Materialien für die verschiedenen Temperaturbereiche ein. Vor allem im Bereich der Nutzung von Abwärme im niedrigen Temperaturbereich gibt es kaum eine Alternativen zu Wismuttelluriden. Doch genau in diesem Temperaturbereich fällt die meiste Abwärme an. Daher sind vor allem für dieses Temperaturniveau geeignete Materialen zur Abwärmeverstromung zu entwickeln. Im mittleren Temperaturbereich stellen Skutterudite, Halb-Heusler-Module und Silizide eine gute Alternative zu Bleitellurid dar. Diese Materialien müssen jedoch weiter erforscht, der Preis gesenkt, die Güteziffer erhöht und die chemisch physikalischen sowie mechanischen Eigenschaften verbessert werden. Auf den Erfolgen der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten der Universität Duisburg-Essen (siehe Kapitel 2.1) 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 der Thermoelektrik in diesen Bereichen unter Beweis zu stellen. Um TEG auch finanziell attraktiv zu gestalten, müssen diese automatisiert hergestellt werden können. Somit ist die Entwicklung von geeigneten Herstellungsverfahren für einen wirtschaftlichen Erfolg bzw. eine breite Marktverfügbarkeit unabdingbar.

Ein grundsätzliches Problem stellt derzeit noch die Verbindung der elektrischen Kontakte dar. Hier sind vor allem Langlebigkeit, die Resistenz gegenüber hohen Temperaturunterschieden und ein niedriger elektrischer Widerstand von Bedeutung. Das Fraunhofer IPM hat zur Lösung dieses Problems bereits eine neue Löttechnik entwickelt (Bartholomé und Fraunhofer 2013). Dennoch sollte diese Problematik im Bereich der TEG-Entwicklung berücksichtigt und weitere Verfahren zur Verbindungstechnik in Verbindung mit der Materialentwicklung erforscht werden.

5.2 ORC-Prozess

ORC-Anlagen werden derzeit hauptsächlich im mittleren Leistungsbereich und bei großen Abwärmeströmen installiert. Im Bereich des kleineren Leistungsbereichs unter 200 kW und des höheren Leistungsbereichs ab 2.500 kW sind derzeit nur wenige seriell hergestellte ORC-Anlagen auf dem Markt verfügbar (Althaus et al. 2013: 53). Lange Entwicklungs- und Planungszeiten sowie Bauzeiten für individuell angefertigte ORC-Anlagen treiben die Investitionskosten der Anlage deutlich in die Höhe. Daher ist auch für diese Bereiche eine serielle Herstellung zur Preissenkung der Anlagen erforderlich.

Ebenfalls von Bedeutung ist diesbezüglich die Entwicklung effizienter Wärmeübertrager. Dabei sind vor allem preisgünstige Materialien zu untersuchen, welche zusätzlich den Verschmutzungen von Abgasen standhalten. Fraunhofer UMSICHT berichtet bei ihren Feldversuchen ebenfalls von Problemen hinsichtlich des Wärme-

überträgers und einzelner Komponenten aufgrund der Betriebsbedingungen (Althaus et al. 2013: 39, 56). Die Entwicklung geeigneter und hochleistungsfähiger Wärmeübertrager wird auch in Wietschel et al. (2010: 887) als eine der relevantesten Forschungsschwerpunkte hervorgehoben, da diese maßgeblich den Wirkungsgrad und die entstehenden Investitionskosten beeinflussen.

Außerdem gilt es in Zukunft geeignete Arbeitsfluide für verschiedene Temperaturbereiche zu entwickeln und zu identifizieren. Dies gilt insbesondere für den Bereich halogenfreier Verbindungen. Weiterhin könnten neue ORC-Verfahrenskonzepte, wie beispielsweise ohne zwischengeschaltete Thermoölkreisläufe, untersucht werden.

5.3 Kalina-Prozess

Wie bereits Wietschel et al. (2010: 888) festgestellt hat, sollten für Kalina-Anlagen vor allem neue Arbeitsmittelpaarungen 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. Außerdem sollten Untersuchungen für die Anwendung von Kalina-Prozessen in höheren Temperaturbereichen sowie die Materialforschung im Bereich der Wärmeübertrager gefördert werden.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2017): ag-energiebilanzen.de. http://www.ag-energiebilanzen.de/9-0-energieflussbilder.html

Althaus, D.-I. W., Paucker, D.-I. R., Bülten, D.-I. B., Grob, M.-I. J., Hunstock, D.-I. B., & U. F. (2013): Entwicklungs-/Demonstrationsprojekt mit Feldversuch "ORC-Prozesse zur Abwärmenutzung an BHKW-Motoren". Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT.

Bartholomé, D. K., & Fraunhofer, I. (2013): fraunhofer.de. https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2013/dezember/thermoelektrik.html. Letzter Zugriff: 02.12.2013

BINE Informationsdienst (2014): bine.info. http://www.bine.info/themen/publikation/thermoelektrik-strom-aus-abwaerme/vielversprechende-te-materialien/?cHash=15efd04a70887366c87f6c8775b1eeff&type=333

Bosch KWK Systeme GmbH. (2017): bosch-kwk.de. https://www.bosch-kwk.de/de/kompetenz/referenzen/referenzen-orc-systeme-bosch-kwk-systeme.html. Letzter Zugriff: 27.05.2017

Brünglinghaus, C. (2013): springerprofessional.de. https://www.springerprofessional.de/motorentechnik/thermodynamik---thermomanagement/strom-aus-abgasen-thermoelektrische-generatoren/6560916. Letzter Zugriff: 15.01.2017

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Energiedaten: Gesamtausgabe. Letzter Zugriff: 02/2017

Conpower (2017): dlr.rlp.de. http://www.dlr.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/53a6931a0e609213c1257afd002b2348/$FILE/Abwaermeverstromung_conpower.pdf. Letzter Zugriff: 22.03.2017

Cryostar (2017): cryostar.com. http://www.cryostar.com/web/power-electricity.php. Letzter Zugriff: 22.03.2017

Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2013): deutsche-rohstoffagentur.de. http://www.deutsche-rohstoffagen-tur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-19.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff: 10/2013

Deutsches Patent- und Markenamt: depatisnet.dpma.de. https://depatisnet.dpma.de/DepatisNet/depatisnet?action=ikofax

Ebling, D. D. (2017): izes.de. http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/Veranstaltungen/BMUB_Abwaermenutzung_Ebling.pdf. Letzter Zugriff: 27.05.2017

Eisebraun, T. (2013): Dokumente: Universität der Bundeswehr München. https://dokumente.unibw.de/pub/bscw.cgi/d8017270/Vortrag%20Eisebraun.pdf.

En:Eff Industrie (2015): eneff-industrie.info. http://eneff-industrie.info/projekte/2015/thermoelektrische-generatoren-zur-stromerzeugung/. Letzter Zugriff: 03.02.2015

EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2017): enbw.com. https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/projekte-erneuerbare-energien/geothermie/.

EnEff Industrie (2015): eneff-industrie.info. http://eneff-industrie.info/projekte/2015/thermoelektrische-generatoren-zur-stromerzeugung/. Letzter Zugriff: 03.02.2015

Enerchange (2017): tiefengeothermie.de http://www.tiefegeothermie.de/projekte/taufkirchen. Letzter Zugriff: 17.03.2017

Enogia (2017): enogia.com. http://www.enogia.com/lang/de/references.html. Letzter Zugriff: 22.03.2017

Forschungszentrum Jülich GmbH (2017): enargus.de. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1712335-2/*/*/Thermoelektrik.html?op=Wiki.getwiki&scope=all&search=Thermoelektrik

Fraunhofer IPM (2017): ipm.fraunhofer.de. https://www.ipm.fraunhofer.de/de/gf/funktionelle-materialien-systeme/anw/abwaerme-nutzung-verstromung.html. Letzter Zugriff: 27.05.2017

Fraunhofer IPM (2016): Projekt Abwärmeatlas. Freiburg, Baden-Württemberg.

Frick, F. (2012): wissenschaft.de. http://www.wissenschaft.de/archiv/-/journal_content/56/12054/1560648/Thermo-Power/. Letzter Zugriff: 15.05.2012

Geothermie Unterhaching GmbH Co KG (2017). geothermie-unterhaching.de. http://www.geothermie-unterhaching.de/cms/geothermie/web.nsf/id/pa_daten_fakten.html. Letzter Zugriff: 17.03.2017

GETEC heat&power AG (2017): getec-heat-power.de. http://www.getec-heat-power.de/de/technologien/orc-prozess/index.html#Entwicklung_ORC_Prozess. Letzter Zugriff: 06.04.2017

Henning, H.-M.; Palzer, A. (2013): Energiesystem Deutschland 2050. Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

innova recycling GmbH (2017): innova-recycling.de. http://www.innova-recycling.de/verkauf/refraktaermetalle/vanadium/

International Energy Agency (2017): iea.org. https://www.iea.org/Sankey/#?c=World&s=Final %20consumption

international magnesium association (2017): intlmag.org. http://www.intlmag.org/page/sustain_recycle_ima

IZES gGmbH (2016): Projekt Abwärmeatlas. Saarbrücken.

Janzing, B. (2004): ingenieur.de. http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Kalina-Prozess-erlebt-spaete-Renaissance. Letzter Zugriff: 08.10.2004

König, J. (2009): Studie zur Energietechnologie „Thermoelektrik“. Fraunhofer IPM.

Kempkens, W. (2013): ingenieur.de. http://www.ingenieur.de/Fachbereiche/Verfahrenstechnik/Recycling-Silizium-Herstellungskosten-fuer-Solarzellen-senken. Letzter Zugriff: 07.11.2013

Nottinger, R. (2017): oekobit-biogas.com. http://www.oekobit-biogas.com/wp-content/uploads/orc_de.pdf. Letzter Zugriff: 10.04.2017

Ökoinstitut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe.

Orcan Energy (2017): orcan-energy.com. http://www.orcan-energy.com/de/faq. Letzter Zugriff: 04.04.2017

ORC-Fachverband (2017): orc-fachverband.de. http://www.orc-fachverband.de/verbreitung.html. Letzter Zugriff: 10.02.2017

Ormatic (13.. Februar 2017). ORC-Anwendung. Von http://www.ormatic.de/de/orc-energy/orc-anwendung.html abgerufen

Schlesinger, M. et al. (2011). Energieszenarien 2011. Basel/Köln/Osnabrück.

Siemens (2013): siemens.com. https://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/customer-magazine/old-mam-assets/print-archiv/2/industry-journal/industry-journal-2-2013-de.pdf. Letzter Zugriff: 08/2013

Stadtwerke Kempen (2017): stadtwerke-kempen.de. http://www.stadtwerke-kempen.de/de/Kopfnavigation/Unternehmen/Unser-BHKW-Oekologische-Verantwortung/Oekologische-Verantwort/de/Kopfnavigation/Unternehmen/Unser-BHKW-Oekologische-Verantwortung/Oekologische-Verantwortung-und-saubere-Produkte.html. Letzter Zugriff: 27.05.2017

STEAG New Energies GmbH (2017): steag-newenergies.com. https://www.steag-newenergies.com/uploads/pics/STEAG_Broschuere-Warndt_04-12_web_01.pdf. Letzter Zugriff: 27.05.2017

Stiewe, C.; Müller, E. (2015): Anwendungspotential thermoelektrischer Generatoren in stationären Systemen - Chancen für NRW. Düsseldorf.

TIB Hannover (2017): tib.eu. https://www.tib.eu/de/suchen/?tx_tibsearch_search[number]=0327436E&tx_tibsearch_search[st]=ex&tx_tibsearch_search[searchspace]=tn. Letzter ZUgriff: 29.05.2017

Trigon (2016): triogen.nl. http://www.triogen.nl/upload/files/productflyer WB-1 Biomass application.pdf. Letzter Zugriff: 12/2016

Umicore (2014): umicore.com. http://www.umicore.com/en/about/elements/

Umweltbundesamt (2016): umweltbundesamt.de. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/konventionelle-kraftwerke-erneuerbare-energien#textpart-5. Letzter Zugriff: 12/2016

Umweltbundesamt (2017): umweltbundesamt.de. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen#textpart-1. Letzter Zugriff: 01/2017

Universität Duisburg-Essen (2014): uni-due.de. https://www.uni-due.de/nst/News/news.html. Letzter Zugriff: 05.03.2014

Universität Duisburg-Essen (2015): uni-due.de. https://www.uni-due.de/nst/News/news.html. Letzter Zugriff: 26.08.2015

Voith Turbo GmbH & Co. KG (2017): voith.com. http://www.voith.com/de/produkte-leistungen/antriebstechnik/luftkompressoren-lkw-10167.html. Letzter Zugriff: 06.04.2017

Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P. et al. (Hrsg.) (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Technologiebericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

Wilming, W. (2017): ikz.de. http://www.ikz.de/nc/news/article/grosse-zukunft-fuer-orc-und-kalina-mit-orc-und-k-0056288.html. Letzter Zugriff: 14.03.2017

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH |
v2 vom 29. März 2018

Technologiebericht
6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Clemens Schneider (I Low-carbon Kunststoffe)

Dietmar Schüwer (II Power-to-heat)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Wuppertal Institut

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Schneider, C.; Schüwer, D. (2018): Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Clemens Schneider
Tel.: +49 202 / 2492 – 160
Fax: +49 202 / 2492 – 198
E-Mail: clemens.schneider@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Review durch:
Patrick Selzam (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 575
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 577
Tabellenverzeichnis 578
Abbildungsverzeichnis 580
Zusammenfassung (Steckbrief) 582
Berichtsaufbau 584
I Low-carbon Kunststoffe 585
1 Beschreibung des Technologiefeldes 585
1.1 Steam Cracking-Prozess 585
1.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen 586
2 Stand F&E in Deutschland 587
2.1 Steam Cracking 587
2.1.1 Stand der Forschung in Deutschland 587
2.1.2 Laufende Forschung und Entwicklung 587
2.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen 588
2.2.1 Stand der Forschung in Deutschland 588
2.2.2 Laufende Forschung und Entwicklung 589
3 Relevanz öffentlicher Förderung 590
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 590
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 590
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes 594
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 594
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen 607
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 609
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 610
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 612
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 616
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 619
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 620
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 622
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 622
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 625
5.1 Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture 625
5.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen 625
5.3 Ergebnis der Online-Umfrage 626
II Power-to-heat 629
1 Beschreibung des Technologiefeldes 629
1.1 Power-to-Heat – Definition und Abgrenzung 629
1.2 Physikalische PtH-Verfahren und ihre Anwendungen 630

2 Stand F&E in Deutschland 634

2.1 Projekte und Forschungscluster 634
2.2 Technologiespezifische Entwicklungspotenziale 635

3 Relevanz öffentlicher Förderung 636

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 636
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 637

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes 642

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 642
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen 652
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz 654
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz 655
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 656
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich 656
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 658
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 660
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 660
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität 661

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand 664

5.1 Einzeltechnologien 664
5.2 Gesamtes Technologiefeld PtH und Wechselwirkungen mit anderen Klimaschutzstrategien 665
5.3 Ergebnis der Online-Umfrage 666

Literaturverzeichnis 668

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

BAT	Best available technology (beste verfügbare Technologie)
BAU	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAGR	compound annual growth rate (mittlere jährliche Wachstumsrate)
EE	Erneuerbare Energien
FCC	fluidized bed catalytic cracker
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
MTA	Methanol-to-aromatics
MTO	Methanol-to-olefins
PtH	Power-to-Heat
WI	Wuppertal Institut
WISEE	WI Systemmodellinstrumentarium für Energie- und Emissionsszenarien

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
CC	Carbon Capture (Abtrennung von CO_2)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Usage

Tabellenverzeichnis

Tab. I-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Hocheffizienten Steam Crackernmit Carbon Capture ---- 590

Tab. I-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Anlagen zum Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen ---- 590

Tab. I-3 Aktuelles Entwicklungsstadium von Hocheffizienten Steam Crackern mit CarbonCapture ---- 591

Tab. I-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Hocheffizienten Steam Crackern mit Carbon Capture ---- 592

Tab. I-5 Aktuelles Entwicklungsstadium des Chemischen Recyclings von Kunststoffabfällen ---- 592

Tab. I-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen ---- 593

Tab. I-7 Anlagenbestand Steam Cracker in Deutschland (nach Baujahr geordnet) ---- 598

Tab. I-8 Investitionsvolumen und Marktpotenzial der Technologie „Hocheffiziente SteamCracker mit Carbon Capture“ in Deutschland gegenüber dem gesamten Markt für Ersatzinvestitionen und Neubau von Steam Crackern (SC) ---- 600

Tab. I-9 Investitionsvolumen und Marktpotenzial der Technologie „Hocheffiziente SteamCracker mit Carbon Capture“ gegenüber dem gesamten Markt für Ersatzinvestitionen und Neubau von Steam Crackern (SC) weltweit ---- 602

Tab. I-10 Obergrenze des für Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland im Szenario KS80 ---- 606

Tab. I-11 Obergrenze für Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland im Szenario KS95 ---- 606

Tab. I-12 Marktpotenziale für chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland ---- 606

Tab. I-13 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 607

Tab. I-14 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Gasifizierung von Kunststoffabfällen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 608

Tab. I-15 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Hocheffiziente Steam Crackermit Carbon Capture in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 609

Tab. I-16 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gasifizierung von Kunststoffabfällen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall ---- 609

Tab. I-17 Vergleich zum Kostendeckungsgrad unterschiedlicher Verfahren des rohstofflichen Recyclings im Vergleich zur thermischen Verwertung in einer Müllverbrennungsanlage (MVA) ---- 611

Tab. I-18 Anteile deutscher Unternehmen am Markt für Hocheffiziente Steam Cracker mitCarbon Capture in Deutschland ---- 614

Tab. I-19 Anteile deutscher Unternehmen am Markt für Hocheffiziente Steam Cracker mitCarbon Capture weltweit ---- 615

Tab. I-20 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich HocheffizientenSteam Crackern mit Carbon Capture ---- 617

Tab. I-21 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen ---- 618

Tab. I-22 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture ---- 620

Tab. I-23 Investitionsvolumina für Projekte zum Rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen ---- 621

Tab. I-24 Abhängigkeit des Technologiefeldes Hocheffiziente Steam Cracker mit CarbonCapture von Infrastrukturen ---- 622

Tab. II-1 Gliederung, technische Kenndaten und Anwendungsbeispiele für PtH-Technologien ---------- 631

Tab. II-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung am Beispiel der Stahl- (Elektroschmelzverfahren) und der Zementindustrie (elektrisch beheizter Drehrohrofen) ---------- 637

Tab. II-3 Aktuelle Entwicklungsstadien für PtH-Anwendungen für elektrisch erzeugten Dampf (T0) und als Brennstoffersatz für fünf beispielhafte Branchen (T1 bis T5) ---------- 638

Tab. II-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Power-to-Heat ---------- 640

Tab. II-5 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Power-to-Heat (Auswahl) ---------- 641

Tab. II-6 Technische Elektrifizierungspotenziale industrieller Branchen für unterschiedliche Temperaturbereiche ---------- 645

Tab. II-7 Übersicht über den tatsächlichen und den (teil-)modellierten industriellen Energiebedarf in TWh/a für Strom, Brennstoffe und Dampf und daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale ---------- 648

Tab. II-8 Übersicht über technische Elektrifizierungspotenziale nach Branchen ---------- 648

Tab. II-9 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (TWh Endenergie Dampf) ---------- 651

Tab. II-10 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (absolute Werte der Dampferzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---------- 651

Tab. II-11 Mittlere jährliche Wachstumsrate für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger ---------- 652

Tab. II-12 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel) ---------- 653

Tab. II-13 Spezifische THG-Emissionsfaktoren für den Strommix ---------- 653

Tab. II-14 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel) ---------- 654

Tab. II-15 Primärenergiefaktoren (PEF) für den Strommix und für Erdgas in den Klimaschutzszenarien ---------- 655

Tab. II-16 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Power-to-Heat ---------- 657

Tab. II-17 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Power-to-Heat zum Status Quo (2015) für hybride und monovalente Ausführung ---------- 659

Tab. II-18 Abhängigkeit des Technologiefeldes Power-to-Heat von Infrastrukturen ---------- 661

Abbildungsverzeichnis

Abb. I-1 Szenario zur Entwicklung der Nachfrage nach Basischemikalien weltweit ---------- 595

Abb. I-2 Produktionspfade für Ethen ---------- 596

Abb. I-3 Entwicklung der Nettowertschöpfung bzw. der Tonnage im Bereich der Petrochemie ---------- 597

Abb. I-4 In Scopus verzeichnete Veröffentlichungen zu ausgewählten Suchbegriffen im Technologiefeld Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture ---------- 618

Abb. I-5 In Scopus verzeichnete Veröffentlichungen zu ausgewählten Suchbegriffen im Bereich Rohstoffliche Verwertung von Kunststoffabfällen ---------- 619

Abb. I-6 Abbildung der Einbindung von (hocheffizienten) Steam Crackern und von Konzepten zur rohstofflichen Verwertung von Kunststoffabfällen in den Stoffstromkreislauf der Olefin- (bzw. Polymer-)Produktion ---------- 624

Abb. I-7 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“ – A) Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture ---------- 626

Abb. I-8 Ergebnis der Online-Befragung zum Forschungsbedarf im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“ ---------- 627

Abb. I-9 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“ – B) Gasifizierung von Reststoffen und Erzeugung von Synthesegas ---------- 628

Abb. II-1 Technologien für elektrische Wärmeerzeugung in verschiedenen Sektoren ---------- 630

Abb. II-2 Metaanalyse zur Identifizierung der Bandbreite der Potenziale an positiver (links) und negativer (rechts) Regelenergiebereitstellung für verschiedene industrielle Branchen ---------- 643

Abb. II-3 Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale (TEP), differenziert nach Industriebranchen ---------- 644

Abb. II-4 Reduktion des PtH-Potenzials durch Ausschluss von Produktionsverbünden mit Brenngasüberschüssen ---------- 647

Abb. II-5 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche (links) sowie daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts) ---------- 650

Abb. II-6 Kosten-Potenzial-Kurve für spezifische Differenzkosten der Elektrifizierung von Prozesswärme für die Industriesegmente Papier, Stahl, Flachglas, Raumwärme & Warmwasser, Milchprodukte, Zucker und Behälterglas (v.l.n.r.) in 2050 ---------- 656

Abb. II-7 Anzahl nationaler und globaler Treffer einer Scopus-Publikationsrecherche für die Begriffe *(„power to heat" oder "electrification") und („industry" oder „process heat")* ---------- 658

Abb. II-8 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld Power-to-Heat für Industrieprozesse (Dampferzeugung, Industrieöfen etc.) ---------- 667

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 6.4
Low-carbon- und ressourceneffiziente Industrie

Wuppertal Institut

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefelds

- A: **Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture** mit den Komponenten *Ofenwandbeschichtung*, *Katalytisches Cracken* und *Carbon Capture*
- B: **Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen** mit den Komponenten *Pyrolyse* und *Gasifizierung*
- C: **Power-to-Heat** (industrielle Prozesswärme) mit den Komponenten *Dampferzeugung* und *Sonstige Hochtemperaturwärmeerzeugung* in hybrider (elektrischer *und* fossiler) bzw. monovalenter (rein elektrischer) Ausführung

Technologische Reife: A: Technologieentwicklung (TRL=4); B: Demonstration (TRL=7), mehrere Demoanlagen; C: Technologieentwicklung (TRL=3 bei Zement) bis Kommerzialisierung (TRL=9 bei Stahl und Glas)

Kritische Komponenten: A: Materialforschung, CO_2-Abtrennung (siehe Technologiefeld 2.3); A & B: Katalysatorenauswahl; C: (keine, eigentliche Aufgabe ist Prozessintegration)

Entwicklungsziele

- A: Effizienzverbesserung (geringerer Brennstoffeinsatz, höhere Produktausbeute)
- B: Effizienzverbesserung (höhere Produktausbeute), Anwendung auf weitere Kunststoffe
- C: Flexibilisierung und hybride Elektrifizierung von Prozessen via DSM, Reduktion der Investitionskosten (PtH allgemein) / gezielter Einsatz einer Strömungsbewegung oder -Dämpfung in konduktiven Erwärmungsprozessen (Bsp. Metallindustrie)

Technologie-Entwicklung

Technologie	Bestands-Potenzial*	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
A	Deutschland	Mt/a**	0	0	0-0,7	0,1-1,3	0,1-4,2
	international	Mt/a**	0	0	1-12	5-68	15-192
B	Deutschland	Mt/a**	0	0	0-0,2	0-1,2	0-2,4
	international	Mt/a**	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
C	Deutschland	TWh***	0	0	5 - 9	18 - 41	41 - 77
	international	TWh	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

* Szenario: Bandbreite KS80 bis KS95 **Jahreskapazität installierter Anlagen (A: Erzeugungskapazität Ethylen, B: Verarbeitungskapazität Kunststoffabfälle) ***nur Potenziale für elektr. Dampferzeugung (TWh Endenergie Dampf)

F&E-Bedarf

- A: Verbesserung der Selektivität (verminderte Koksbildung) im katalytischen Cracker und Entwicklung haltbarer und kostengünstiger Keramik zur Auskleidung der Rohröfen
- B: Verbesserung der Selektivität, Anwendung auf gemischte Kunststoff-Abfälle und –Verbundmaterialien
- C: Je nach Prozess eher geringe (allg.) bis höhere (Bsp. Chemie und Zementindustrie) technische Entwicklungsrisiken bei insgesamt höherem wirtschaftlichem Risiko (aufgrund preisgünstiger fossiler Referenzenergieträger Erdgas, Kohle und Ersatzbrennstoffe); F&E-Bedarf: Entwicklung branchen- und produktspezifischer Elektrifizierungslösungen (Prozess- und Systemintegration)

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
Alle Technologien verfügen bis 2050 über ein mittleres bis sehr hohes THG-Minderungspotenzial gegenüber ihren Referenztechnologien (A: 0,09 - 3,8; B: 0 - 2,4 / C: 5,9 - 17,3 Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a)
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
Gegenüber Referenztechnologien bis 2050 nur relativ geringe Einsparungen (A: 1,5 - 61 / B: 0 - 14 / C_{hybrid}: 31,2 - 59,0 PJ/a) bzw. Mehrbedarf an Primärenergie ($C_{monovalent}$: 28,2 - 8,4 PJ/a)
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
A, B, C: Relativ hohe Kostensenkungspotenziale (wenige Demo-Anlagen und mögliche Lernraten im Anlagenbau); C: hohe Betriebskosten durch Stromeinsatz; Kosteneinsparungen durch Co-Benefits
Inländische Wertschöpfung
– A: Marktanteil von 100 % in Deutschland und 25 % international möglich bis 2030 – B & C: zum jetzigen Zeitpunkt keine belastbaren Angaben möglich
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– A: wettbewerbsfähig – B: geringe Wettbewerbsfähigkeit (sinkender Trend bei Anteil wiss. Veröffentlichungen) – C: deutsche Unternehmen aktiv im Bereich PtH-Anwendungen und im Ofenbau
Gesellschaftliche Akzeptanz
– A & B: Geringes Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz – C Hybrid: Mittlere bis hohe (Markt-) bis sehr hohe (sozialpolitische & lokale) Akzeptanz C Monovalent: sehr niedrige (Markt-) bis mittlere bzw. offene (sozialpolitische & lokale) Akzeptanz
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– A: sehr hohe Pfadabhängigkeit – B: geringe Pfadabhängigkeit – C: mittlere Pfadabhängigkeit und hohe Reaktionsfähigkeit (hybrid) bis sehr hohe Pfadabhängigkeit und sehr niedrige Reaktionsfähigkeit (monovalent)
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– A: Ggf. Aufbau einer CO_2-Infrastruktur – B: kaum Infrastrukturabhängigkeit, ggf. Zwischenspeicherung von Synthesegas – C: Abhängigkeit vom Ausbau von Übertragungsnetzen und EE-Erzeugungskapazitäten
Systemkompatibilität
– A & B: Für zukünftige Bereitstellung und Recycling von Kunststoffen mehrere Pfade denkbar, die teilweise auch parallel verfolgt werden können. Systemkompatibilität der Steam Cracker ist in hohem Maße von der Entwicklung der Kraftstoffmärkte/Erdölpreise abhängig, während rohstoffliche Verwertung von Kunststoffen insb. mit einer thermischen Verwertung konkurriert (im zukünftigen Stromsystem ebenfalls systemstabilisierende Rolle). – C: Bei hoher Durchdringung an PtH-Anlagen Rückwirkungen auf gesamtes Stromnetz; Ausmaß davon abhängig, ob in flexibler Fahrweise auf Stromangebot (Über- oder Unterdeckung) im Netz reagiert werden kann; PtH-Anlagen in der Grundlast erfordern zwingend überproportionalen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten.

Berichtsaufbau

Im Technologiefeld „Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie“ sind verschiedene, technisch sehr unterschiedliche Technologien zusammengefasst. Ihnen gemeinsam ist, dass sie eine sehr weitgehende Dekarbonisierung des Industriebereichs ermöglichen sollen. Sie stellen somit eine Ergänzung insbesondere zu den *Technologiefeldern 2.4: CO_2-Nutzung*, 4.*3: Power-to-liquids/chemicals* und *6.1: Energieeffiziente Prozesstechnologien* dar.

Im vorliegenden Bericht werden

- die hocheffizienten *Steam Cracker mit Carbon Capture*,
- das Chemische *Recycling von Kunststoffabfällen*
- sowie die Verwendung von *Power-to-Heat (PtH)* in industriellen Prozessen

untersucht. Aufgrund der Heterogenität des Technologiefeldes ist der Bericht in zwei Teile (Oberkapitel) unterteilt:

- *Oberkapitel I:* Die ersten beiden Technologien zielen insbesondere auf eine energie- und ressourceneffiziente Herstellung von Kunststoffen und sind deshalb unter dem *Oberkapitel I „Low-carbon Kunststoffe“* zusammengefasst.
- *Oberkapitel II: PtH* stellt eine industrielle Querschnittstechnologie dar, die quer über alle Industrie-Branchen in unterschiedlicher technologischer Ausprägung zum Einsatz kommen kann.

I Low-carbon Kunststoffe

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Steam Cracking-Prozess

Kunststoffe, ihre Herstellung, ihre Verwendung sowie ihre Entsorgung machen einen bedeutenden Teil des industriellen Metabolismus aus. Es handelt sich dabei um synthetisch hergestellte Kohlenwasserstoffe, in der Regel auf Erdölbasis. Die hierfür notwendigen Basischemikalien Ethen (Ethylen) und Propen (Propylen) werden in einem Steam Cracker gewonnen – zu einem kleineren Anteil auch direkt aus Raffinerieprozessen (FCC-Prozess). Aufgrund der Struktur der Treibstoffnachfrage mit einem strukturellen Überhang an Nachfrage nach Mitteldestillaten sind die Steam Cracker in Europa ganz überwiegend auf einen Einsatz von Naphtha (Rohbenzin) als Edukt ausgelegt. Um Naphtha zu spalten wird es im Spaltofen schlagartig erhitzt. Als Brennstoff kommen hierfür ökonomisch niederwertige Brenngase zum Einsatz, die als Nebenprodukte des Steam Cracking entstehen. Durch die Verbrennung dieser Kohlenwasserstoffe entsteht Kohlendioxid. Steam Cracker stellen als Einzeltechnologie die größte Emissionsquelle im Bereich der chemischen Industrie dar (Fraunhofer ISI et al. 2011). Sie werden allerdings statistisch nicht vollständig erfasst, da ein Teil der Steam Cracker statistisch unter den Raffinerien erfasst wird, die auch im Europäischen Emissionshandelssystem Emissionen nur für die Gesamtheit der Anlagen ausweisen. Unter Bezugnahme auf die teilweise veröffentlichten Emissionsmenge, die Gesamtproduktion in Deutschland sowie die Produktionskapazitäten aller Steam Cracker in Deutschland dürfte das Gesamtemissionsniveau 2015 bei etwa 8 Mio. Tonnen gelegen haben.

Der spezifische Energiebedarf eines Steam Crackers ist neben der verwendeten Technologie außerdem von der Qualität des Edukts sowie von der gewünschten Produktausbeute abhängig. Die Effizienz wird in der Literatur üblicherweise in Bezug auf die Ausbeute des Hauptprodukts Ethen in Tonnen (GJ/t Ethen) oder aber in Bezug auf die Summe der ökonomisch hochwertigen Produkte (high value chemicals, abgekürzt HVC) ebenfalls in Tonnen (GJ/t HVC) angegeben.

Olefine und Aromaten können jedoch auch auf anderem Wege produziert werden. Eine inzwischen teilweise marktfähige Technologie stellen die MTO (methanol-to-olefins)- und MTA (methanol-to-aromatics)-Prozesse dar, die im *Technologiefeld 4.3: Power-to-Liquids/Chemicals* untersucht werden. Hierbei wird als Edukt Methanol verwendet, das aus Wasserstoff und Kohlendioxid bzw. Kohlenmonoxid synthetisch gebildet werden kann. Es ist jedoch zu betonen, dass der Steam Cracking-Prozess selbst dann noch eine Berechtigung haben könnte, wenn kein Erdöl mehr als Grundstoff verwendet würde. Z. B. könnten Wachse aus einem Fischer-Tropsch-Prozess (der wie Methanol auf einem Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid aufbaut) im Steam Cracker gecrackt werden, um Olefine und Aromaten zu gewinnen (siehe *Technologiefeld 4.3: Power-to-Liquids/Chemicals*). Aus heutiger Sicht ist ungeklärt, ob in einem dekarbonisierten Energiesystem die Methanol- oder die Fischer-Tropsch-Route günstiger wäre, da das wiederum auch vom Umfang und der Struktur der Nachfrage nach Kraftstoffen (des Verkehrs) abhängt.

1.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Aus Ethen und Propen (siehe oben) werden u. a. die Kunststoffe (Polymere) Polyethylen und Polypropylen gewonnen. Andere wichtige Ausgangsstoffe für Polymere sind Aromaten (insbesondere Toluol und Benzol), die ebenfalls als Produkte des Steam Cracking entstehen.

Nach Ablauf ihrer Produktlebenszeit, die je nach Verwendung als Verpackung oder Haushaltsgerät von wenigen Monaten bis zu mehreren Jahren dauern kann, werden Kunststoffe in Deutschland gesammelt. Das Aufkommen an Plastikmüll in Deutschland betrug im Jahr 2015 zwölf Mio. Tonnen (Plastics Europe 2016). Ein Teil der Reststoffe wird exportiert (insbesondere nach China), ein anderer Teil wird mechanisch rezykliert, der Rest in Müllverbrennungsanlagen verbrannt.[1] Letztere Option stellt eine Letztverwertung der Kohlenwasserstoffe dar, als Reststoff verbleiben hier insbesondere Wasserdampf und Kohlendioxid.

Die Pyrolyse ermöglicht demgegenüber eine Zerlegung der Polymere in Monomere bzw. eine Erzeugung von Brennstoffen. Die Zerlegung geschieht meist thermisch (durch Cracken), es werden jedoch auch katalytische Verfahren erforscht.

Eine Gasifizierung bietet darüber hinaus jedoch die Möglichkeit, Wasserstoff und Kohlenmonoxid zu gewinnen, um somit ein Synthesegas zu erhalten, das als Edukt wiederum für die Kunststoffherstellung verwendet werden kann. Somit stellt die Gasifizierung von Reststoffen eine wichtige Technologie im Rahmen einer energie- und ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft dar.

Pyrolyse und Gasifizierung der Reststoffe werden heute nur im Rahmen von Demonstrationsprojekten betrieben, am Ende steht bei den heute betriebenen Anlagen aber meist auch eine thermische Nutzung des Gases.

[1] Die Deponierung von Reststoffen ist in Deutschland verboten und auch innerhalb der EU nicht mehr vorgesehen. Sie ist in einigen Mitgliedsstaaten jedoch noch gängige Praxis (vgl. Plastics Europe 2016).

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Steam Cracking

2.1.1 Stand der Forschung in Deutschland

Für Deutschland sind den Autoren keine konkreten aktuellen öffentlich geförderten Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bereich neuer Verfahren des Naphtha-Steam Cracking bekannt. Das Interesse der Petrochemischen Industrie hat sich im vergangenen Jahrzehnt von Naphtha- hin zu Ethan-Steam Cracking verlagert.

Die vormalige Lurgi AG mit Sitz in Frankfurt war ein sehr innovatives Unternehmen im Bereich des Anlagenbaus für die Petrochemie, wurde aber von Air Liquide übernommen. Es ist unklar, welche Kompetenzen bei Air Liquide in F&E in Deutschland im Bereich der Olefin-Technologien noch vorhanden sind.

Die Linde AG ist ein Anbieter konventioneller (thermischer) Steam Cracker-Technologie und auch im Bereich Gastrennung, im Besonderen auch Carbon Capture, tätig.

Japan ist inzwischen führend bei der Entwicklung katalytischer Crack-Verfahren. Dort gibt es mehrere laufende Forschungsvorhaben.

In Bezug auf Carbon Capture gibt es mehrere F&E-Projekte in Deutschland – jedoch nicht spezifisch in Anwendung auf Steam Cracker. Hier sei auf die Ausführungen zu Technologiefeld 2.3 (CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)) verwiesen.

2.1.2 Laufende Forschung und Entwicklung

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 damit den Wärmetransfer behindert. Neuartige Beschichtungen der Rohrwände aus Keramik sollen die Verkokung vermindern und damit zu einer verbesserten Produktausbeute und niedrigerem Brennstoffbedarf führen (Ren 2009).

Die Integration einer Gasturbine ist ebenfalls noch nicht State-of-the-Art, hier besteht aber allenfalls Entwicklungsbedarf. In der Gasturbine sollen nicht marktfähige Gase verbrannt werden, um Strom und Dampf bereitzustellen. Der Dampf kann zur Vorwärmung des Produkts eingesetzt werden. Entscheidend für die Emissionsbilanz dieser Maßnahme ist also auch, inwieweit überhaupt fossiler Strom hierdurch verdrängt werden kann. Gasturbinen können zwar sehr flexibel eingesetzt werden und sind insofern prinzipiell geeignet, als Backup in Stromsystemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu dienen. Allerdings beschränkt eine solche Betriebsweise die Nutzungsstunden, erfordert entsprechende Speicher und müsste dementsprechend als Systemdienstleistung vergütet werden.

Darüber hinaus sind weitere Verbesserungen im Bereich der Stofftrennung des Produktmixes möglich. Dabei handelt es sich jedoch nicht um Steam-Cracking-spezifische Technologien, sondern um *Querschnittstechnologien* innerhalb der chemischen Industrie wie Kompression (Tiefkühlung), Gastrennung (z. B. Membranverfahren) und Destillation.

Eine sehr viel weitergehende Maßnahme wäre die Senkung der Betriebstemperatur im Bereich des thermischen Crackens durch die Verwendung von Katalysatoren. Hier wird in der Literatur zwischen Oxiden, Zeolith-basierten Nano-Kohlenstoffröhren (carbon nano tubes) sowie SAPO-34 basierten Katalysatoren unterschieden (Sadrameli o. J.). Dabei handelt es sich um Materialien, die teilweise im Bereich des katalytischen Crackens von Raffinerieströmen (FCC) und im Bereich von MTO-Verfahren (siehe *Technologiefeld 4.3: Power-to-Liquids/Chemicals*) bereits kommerziell eingesetzt werden.

Mit katalytischen Verfahren lässt sich die Selektivität stark verbessern, d. h. die Bildung unerwünschter Beiprodukte wie Wasserstoff, LPG (Flüssiggas) etc. kann vermindert und das Verhältnis der Bildung von Ethylen und Propylen den Bedürfnissen angepasst werden. Auch entsteht damit eine größere Flexibilität hinsichtlich des Einsatzstoffes (Edukt). Im Ergebnis steigt die Energieeffizienz an, da der Energiebedarf in Bezug auf das angestrebte Produkt (und nicht in Bezug auf die Menge an Edukt) anzugeben ist. Die Grundlagen zum katalytischen Cracken von Naphtha wurden im Rahmen von Experimenten und Prozessmodellierungen erforscht. Da sie jedoch großtechnisch noch nicht angewendet wurden, besteht weiterer Entwicklungsbedarf.

In Bezug auf Carbon Capture, d. h. der Abtrennung von CO_2 aus Abgasströmen, sind den Autoren keine bestehenden Projekte speziell mit Bezug zu Steam Crackern bekannt. Durch die relativ geringe CO_2-Konzentration im Abgas handelt es sich hierbei auch nicht um *low hanging fruits*. Der CO_2-Emissionsfaktor für die im Steam Cracker eingesetzten Gase liegt bei deutschen Crackern etwa bei 54 t/TJ und spiegelt somit eine Mischung aus Methan, LPG und auch Wasserstoff wieder. Der Abgasstrom aus dem Pyrolyseofen ist somit am ehesten mit dem eines Erdgas-Dampfkraftwerkes vergleichbar (56 t CO_2/TJ). Bei Dampferzeugung aus Erdgas wird in der Literatur eine CO_2-Konzentration von 11-12 Vol. % angegeben (Görner et al. 2015). Zum Stand der Forschung zur CO_2-Abtrennung im Allgemeinen sei auf die Ausführungen zum *Technologiefeld 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)* verwiesen.

2.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

2.2.1 Stand der Forschung in Deutschland

Auf der Forschungsprojektplattform *enargus* des BMWi konnten keine Projekte zur Pyrolyse oder Gasifizierung von Kunststoffabfällen identifiziert werden. Einzelne Anlagen sind jedoch in Betrieb, so Pyrolyseanlagen in Schkopau und Trostberg (Lindner und Hoffmann 2015). Die in den 1980er Jahren errichtete Pyrolyse-Demonstrationsanlage der BASF in Ludwigshafen sowie eine Anlage in Ebenhausen sind dagegen heute außer Betrieb. Auch die Wirbelschichtvergasungs-Demonstrationsanlage in Schwarze Pumpe (Sachsen) sowie eine 1986 errichtete Fließbettvergasungsanlage von Rheinbraun und ThyssenKrupp Uhde[2] bei Köln, in denen neben Kohle auch Kunststoffabfälle vergast wurden, laufen nicht mehr.

[2] Die davor gebaute Demonstrationsanlage wurde vom damaligen Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) gefördert.

ThyssenKrupp Industrial Solutions ist heute Inhaber des Patents für die Fließbettvergasung nach dem Hochtemperatur-Winkler-Verfahren (HTW).

Die Universität Hamburg war in den 1980er und 1990er Jahren maßgeblich an der Weiterentwicklung der Pyrolyse von Kunststoffen beteiligt.

2.2.2 Laufende Forschung und Entwicklung

Das chemische Recycling von Kunststoffabfällen mittels Pyrolyse ist ein Forschungsgegenstand, der weltweit bearbeitet wird. Bei der (ggf. katalytischen) Pyrolyse von Plastikabfällen entstehen als Produkt Alkane und Alkene (Al-Salem et al. 2009; Brems et al. 2012). Nur die Alkene (C_nH_n) lassen sich über Polymerisation in Kunststoffe verarbeiten, während die Alkane (C_nH_{n+2}) als Brennstoff bzw. Treibstoff verwendet werden können oder zunächst gecrackt werden müssten (z. B. in einem Steam Cracker) um Alkene zu erhalten.

Eine weitergehende Behandlung stellt die Gasifizierung dar: Bei der Gasifizierung wird das Polymer weitgehend in seine Grundbausteine, d. h. Kohlenstoff (als gasförmiges Kohlenmonoxid) und Wasserstoff zerlegt. Die Gasmischung kann als (fossiler) Brennstoff eingesetzt werden oder als Synthesegas in verschiedenen Syntheseprozessen (siehe *Technologiefeld 4.3: Power-to-Liquids/Chemicals*) zum Einsatz kommen. Auch hier entstehen in der Regel Beiprodukte.

Beide chemischen Recyclingverfahren sind geeignet, um Kohlenstoffkreisläufe am Ende der Nutzung von Kunststoffprodukten zu schließen.

Während es für die Pyrolyse im Bereich der Abfallverwertung weltweit relativ viele Forschungs- und Entwicklungsvorhaben gibt, in der Anlagenkonzepte und Katalysatoren erforscht werden, gibt es wenig Projektbeispiele für die Gasifizierung von Kunststoffabfällen. Hier sind nur wenige Demonstrationsanlagen in Betrieb (Brems et al. 2013).

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Als Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der hocheffizienten Steam Cracker mit Carbon Capture wird je nach Szenarioumfeld eine Dauer bis in die 2020er oder sogar 2030er Jahre angesetzt (siehe Tab. I-1). Grund hierfür sind einerseits technische Entwicklungsbedarfe, andererseits Infrastrukturbedarfe sowie ökonomische Randbedingungen.

Tab. I-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Hocheffizienten Steam Crackern- mit Carbon Capture

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☒	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Als Vorlaufzeit bis zu einer Kommerzialisierung wird für Pyrolyse und Gasifizierung ein Zeitraum bis 2030 angesetzt (siehe Tab. I-2). Je nach eingesetzter Abfallsorte wird die Beurteilung dabei auf der Zeitachse unterschiedlich ausfallen. Eine Kommerzialisierung ist in hohem Maße vom Erdöl- bzw. Naphthapreis (bzw. auch Ethan in den USA) sowie den Emissionszertifikatekosten abhängig.

Tab. I-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Anlagen zum Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☒	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Tab. I-3 gibt die Einschätzung zur technologischen Reife wieder. Die einzelnen Komponenten (also katalytisches Cracken und Carbon Capture-Technologie mit post-combustion) werden jeweils mit dem Level 4 bewertet; eine integrierte Pilot-Anlage, die beide Komponenten vereint, gibt es jedoch noch nicht.

Tab. I-3 Aktuelles Entwicklungsstadium von Hocheffizienten Steam Crackern mit Carbon Capture

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF
Grundlagenforschung		
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐
Technologieentwicklung		
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☒
Demonstration		
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐
Kommerzialisierung		
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

Die Wirkungsweise der einzelnen Komponenten der neuartigen Verfahren ist gut erforscht. Hier bestehen nur geringe technische Risiken, um solche Anlagen zur Anwendung zu bringen. Die wirtschaftlichen Risiken sind demgegenüber als höher einzuschätzen aufgrund der Rahmenbedingungen wie Energiepreise, CO_2-Zertifikatepreise sowie den Strombezugskosten. Auch die Erschließung von geeigneten CO_2-Senken stellt ein wirtschaftliches Risiko dar (Tab. I-4).

Tab. I-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Hocheffizienten Steam Crackern mit Carbon Capture

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Abb. I-5 gibt eine Einschätzung des aktuellen Entwicklungsstandes für das rohstoffliche Recycling wieder. T1 steht dabei für die Pyrolyse, T2 für die Gasifizierung.

Tab. I-5 Aktuelles Entwicklungsstadium des Chemischen Recyclings von Kunststoffabfällen

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2
Grundlagenforschung				
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐
Technologieentwicklung				
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☐
Demonstration				
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☒
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☐	☐
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☒	☐
Kommerzialisierung				
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

T1 = Technologie Pyrolyse, T2 = Technologie Gasifizierung

Obwohl bereits einige Demonstrationsanlagen weltweit in Betrieb sind, ist es bisher nicht gelungen, die energetische Verwertung von Kunststoffabfällen im kommerziellen Betrieb durch eine rohstoffliche Verwertung abzulösen.

Auch für den Bereich des rohstofflichen Recyclings besteht nur ein geringes technisches Entwicklungsrisiko, während die ökonomischen Risiken aufgrund der Konkurrenz durch Erdölprodukte und der insgesamt geringen Marktdynamik für Kunststoffvorprodukte in Europa als höher einzuschätzen sind (Tab. I-6).

Tab. I-6 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit dem Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Hocheffiziente Steam Cracker

Aus den im Projekt verwendeten Szenarien (siehe *Teilbericht 1*) können keine Angaben zu Marktpotenzialen für die hier betrachteten Technologiefelder entnommen werden, so dass diese abgeleitet wurden. Hierfür wurden zunächst bestehende Szenarien zur Entwicklung der Nachfrage nach Basischemikalien analysiert. Die entsprechenden (Re-)Investitionsbedarfe wurden für Deutschland und die Welt gemäß Annahmen zur technischen Lebensdauer der Anlagen aus der Literatur abgeleitet. Eigene Annahmen zum Marktanteil der innovativen Technologien an den jeweiligen Investitionen bilden die abschließende Grundlage für die Diffusionspfade.

Nur wenige Szenarien weisen die Nachfrage nach chemischen Produkten im Einzelnen aus. Insofern wird für die weltweite Nachfrage hier eine andere Quelle genutzt, und zwar die Technologie-Roadmap „Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes“ der IEA (IEA 2013) . Dort wird ein stetig steigenden Bedarf bis 2050 ausgewiesen (siehe Abb. I-1), es ist jedoch einschränkend darauf hinzuweisen, dass die Werte nach 2030 lediglich extrapoliert wurden. Weiterhin ist zur Einordnung zu sagen, dass das Szenario eher bestehende Trends abbildet, die Dekarbonisierung des Energiesystems jedoch nicht zum Szenariorahmen gehört.

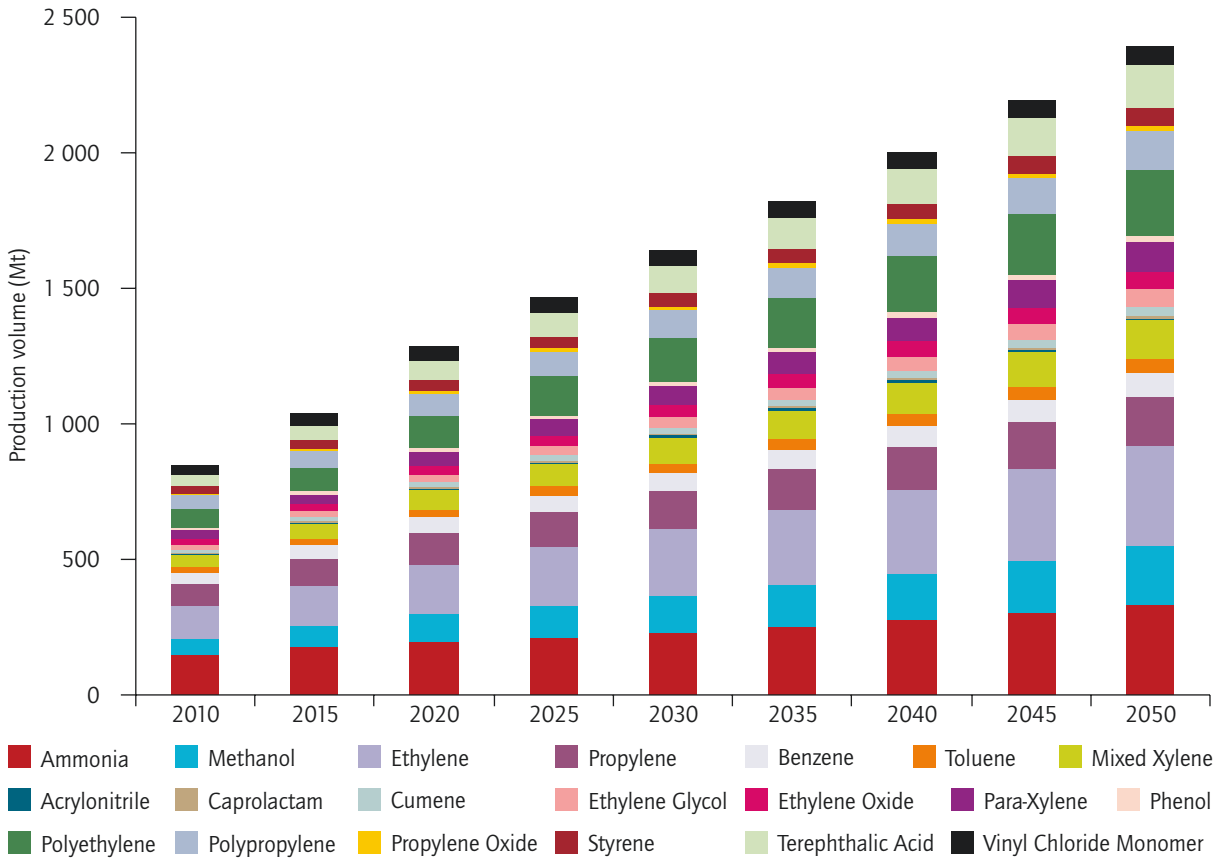


Abb. I-1 Szenario zur Entwicklung der Nachfrage nach Basischemikalien weltweit

Quelle: IEA - International Energy Agency (2013)

Für Deutschland weisen das Öko-Institut und Fraunhofer ISI (ÖI und FH ISI 2015) im Bericht „Klimaschutzszenario 2050“ ein Szenario zur Ethylenproduktion für die beiden Szenarien KS80 und KS95 aus (siehe Abb. I-2). Die anderen für Deutschland im Projekt ausgewerteten Energieszenarien weisen keine Daten hierzu aus. In der Energiereferenzprognose (Prognos AG et al. 2014) sind (für das Trendszenario) Pfade für die Bruttowertschöpfung auf Branchenebene angegeben. Da (ÖI und FH ISI 2015) die Bruttowertschöpfung auf Branchenebene dagegen nicht dokumentieren, ist hier kein qualitativer Abgleich zwischen den Szenarien möglich.

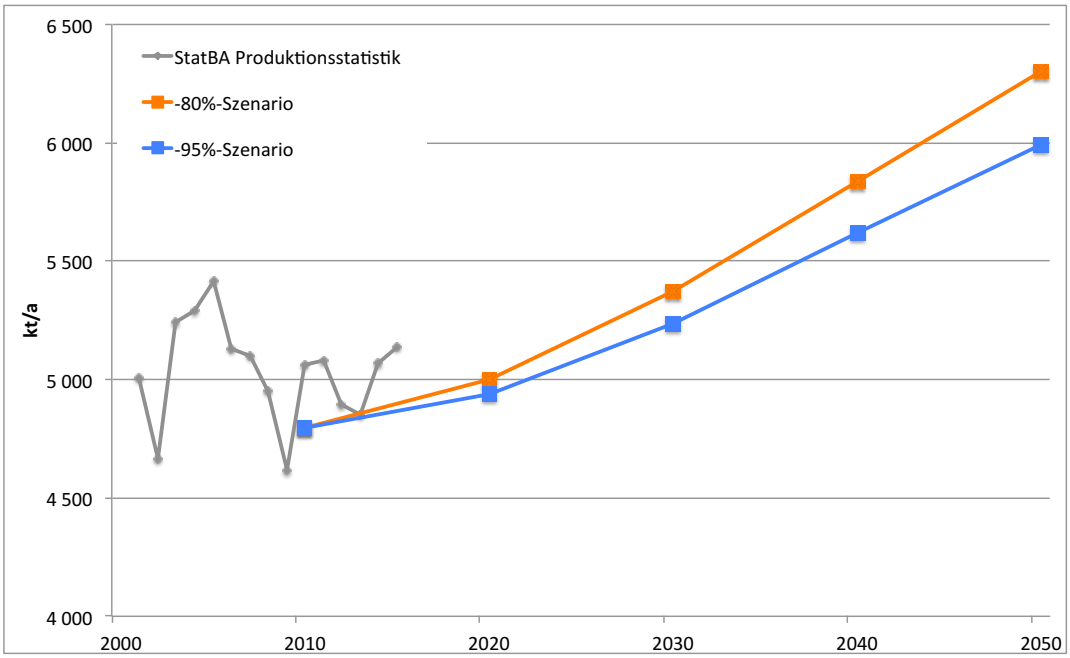


Abb. I-2 Produktionspfade für Ethen

Quelle: ÖI und FH ISI (2015), StatBA (2017), eigene Darstellung

Angesichts der heutigen Auslastung der Steam Cracker in Deutschland ließe sich das dargestellte Wachstum über eine leichte Kapazitätserhöhung im Rahmen von Retrofitmaßnahmen realisieren (siehe unten). Der Unterschied zwischen den beiden Produktionspfaden ist bezogen auf die Gesamtmenge gering.

Zur Einordnung ist jedoch zu sagen, dass der Branchenverband CEFIC für Europa insgesamt zu einer eher ungünstigeren Einschätzung kommt. Abb. I-3 weist die mittleren jährlichen Wachstumsraten (CAGR) für die laufende und kommende Dekade sowie den Zeitraum 2030-2050 für die vier Szenarien der CEFIC-Studie und die beiden Szenarien von Öko-Institut und Fraunhofer ISI aus[3]. Einschränkend hierzu ist zu sagen, dass CEFIC Umsätze (Nettowertschöpfung) ausweist, während Öko-Institut und Fraunhofer ISI Produktionsmengen (in Tonnen) verwenden. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass sich das Verhältnis von Bruttowertschöpfung zu Tonnage maßgeblich ändert, da es sich bei den hier untersuchten Produkten um homogene Produkte handelt, die hinsichtlich ihrer Produkteigenschaften nicht verbesserungsfähig sind. Da Ethen zudem als pars pro toto der Petrochemie angesehen werden kann, sei der Vergleich der CAGR zur groben Einordnung hier gestattet.

[3] Für die beiden Szenarien von Öko-Institut und Fraunhofer ISI bezieht sich der CAGR auf die Jahresproduktionsmenge an Ethen in Tonnen.

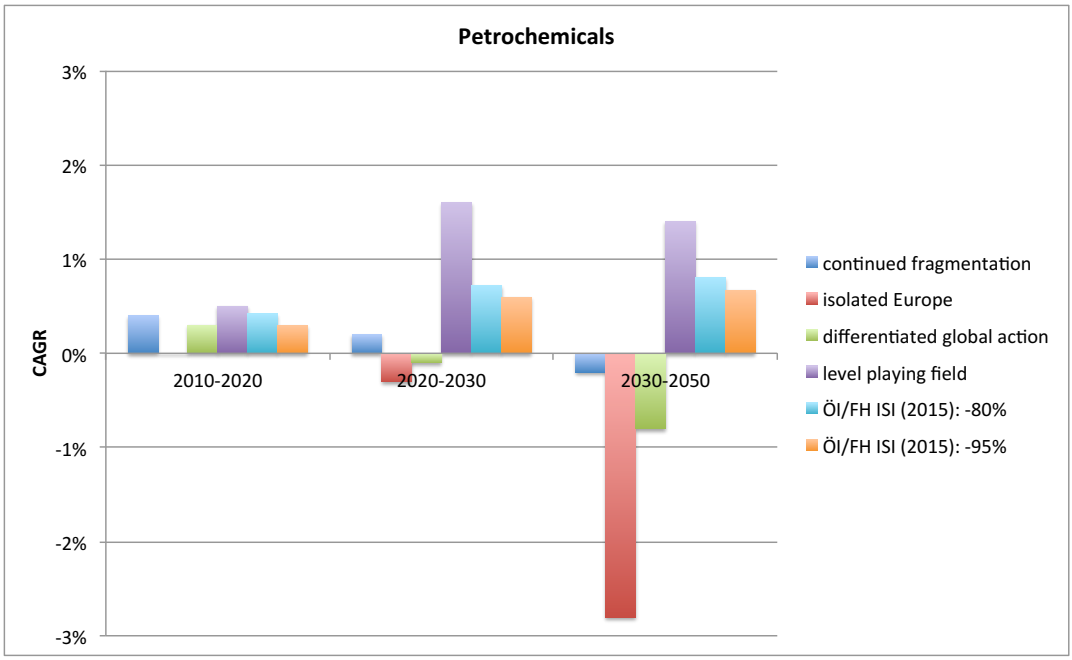


Abb. I-3 Entwicklung der Nettowertschöpfung bzw. der Tonnage im Bereich der Petrochemie

Quelle: Cefic (2013), ÖI und FH ISI (2015), eigene Darstellung

Nur das CEFIC-Szenario „level playing field“, das von einer kostenoptimalen Verteilung von „Klimaschutzlasten“ weltweit (!) ausgeht und Europa langfristig höhere Wachstumschancen einräumt, weist für die Petrochemie langfristig höhere Wachstumsraten aus als die Szenarien von Öko-Institut und Fraunhofer ISI. Letztere können somit als solche eingeordnet werden, in denen Deutschland auch langfristig Standort der energieintensiven Industrie bleibt und am weltweiten Produktionswachstum zumindest teilweise partizipiert.

Um zukünftige Marktumfänge für die hier zu untersuchende Technologie der hocheffizienten Steam Cracker abzubilden, wurde zunächst der bestehende Anlagenpark analysiert. In der Literatur geht man von 50 bis 60 Jahren technischer Lebensdauer von Steam Crackern aus (Fraunhofer ISI et al. 2011). Bezogen auf den heutigen Anlagenbestand bedeutet dies, dass in den 2020er bzw. 2030er Jahren der Großteil der Anlagen, der aus den 1970er Jahren stammt (siehe Tab. I-7), zur Erneuerung anstünde.

Tab. I-7 Anlagenbestand Steam Cracker in Deutschland (nach Baujahr geordnet)

Betreiber	Ort	Baujahr	Kapazität (kt Ethen/Jahr)
Raffinerie Heide	Heide	n.b.	100
Rheinland Raffinerie	Köln	1952	240
BASF	Ludwigshafen	1965	220
INEOS	Köln	1970	500
Basell Polyolefine	Münchsmünster	1970	320
RUHR OEL	Gelsenkirchen	1973	580
Dow	Böhlen	1975	565
INEOS	Köln	1978	830
Basell Polyolefine	Wesseling	1980	305
Rheinland Raffinerie	Köln	1980	260
BASF	Ludwigshafen	1980	400
RUHR OEL	Gelsenkirchen	1984	480
Basell Polyolefine	Wesseling	2001	738
OMV	Burghausen	2008	450

Quelle: WISEE Datenbank des Wuppertal Instituts

Diffusionspfade für die Technologie mit ausgewiesenen Marktanteilen bei Ersatzinvestitionen liegen nicht explizit ausformuliert vor. In der (Cefic 2013) Studie wurden jedoch Pfade abgeleitet, deren aggregierte Ergebnisse als Validierung für die im Folgenden abgeleiteten Annahmen dienen können.

Im Folgenden wird hypothetisch davon ausgegangen, dass Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture durch verstärkte F&E ab Mitte der 2020er-Jahre zur Verfügung stehen. Ob sie eingesetzt werden, hängt jedoch von der erwarteten Entwicklung über zukünftige Energieträger- und CO_2-Zertifikatspreise sowie von der Lösung der mit CCS in Zusammenhang stehenden offenen Fragen ab (Transport, geeignete Lagerstätten, Akzeptanz, ...). Des Weiteren könnte diese Technologie seitens der Genehmigungsbehörden als best-verfügbare Technologie (BAT) aufgefasst und entsprechend zum Einsatz bei Neu- und Ersatzinvestitionen vorgeschrieben werden. Von letzterem günstigen Fall geht das hier entworfene *Max-Szenario* (ab der 2030er-Dekade) aus. Dabei werden die während der 2020er-Jahre nicht auf Carbon Capture umgerüsteten Steam Cracker außerdem während der 2040er Jahre nachgerüstet.

Weltweit wird aufgrund des hohen Anteils des Kapazitätsaufbaus in Entwicklungs- und Schwellenländern eine niedrigere Diffusionsgeschwindigkeit angenommen. Die

während der 2030er-Jahre vorgenommenen Neuinvestitionen und Nachrüstungen ohne Carbon Capture werden im KS95 während der 2040er Jahre nachgerüstet.

Im Falle des KS80 wird dagegen angenommen, dass Carbon Capture erst während der 2040er Jahre bei Investitionen vorgeschrieben wird, weil die Minderungsziele bis 2050 voraussichtlich durch andere Maßnahmen kostengünstiger erreicht werden können. Weltweit erreicht die Technologie inkl. CO_2-Abscheidung hier nur Anteile von 10 % an den Gesamtinvestitionen.

Im ungünstigeren Fall (*Min-Szenario*) werden die Steam Cracker nach einer einmal erfolgten Nachrüstung (ohne CO_2-Abscheidung) nicht weiter verändert. In diesem Fall würde ein Großteil der Cracker bereits während der 2020er mit State-of-the-Art-Technologie erneuert.

Die in den Szenarien errechneten Gesamtmarktumfänge (d. h. der Umfang der Ersatz- und Neuinvestitionen in den gesamten Anlagenpark inkl. State-of-the-Art-Technologie) sowie die Marktpotenziale für die Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture sind in Tab. I-8 wiedergegeben.

Tab. I-8 Investitionsvolumen und Marktpotenzial der Technologie „Hocheffiziente SteamCracker mit Carbon Capture“ in Deutschland gegenüber dem gesamten Markt für Ersatzinvestitionen und Neubau von Steam Crackern (SC)

Szenario		Einheit	Zeitraum 2015 - 2020	Dekade 2020 - 2030	Dekade 2030 - 2040	Dekade 2040 - 2050
Min	Ersatzinvestition SC	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
	Neubau SC	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	0	0
	gesamter Marktumfang	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
	Marktanteil Technologie	%	0	0	20	100
	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	105,6	0
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mio. EUR)	0	0	169	0
	Marktumfang kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	4.752	5.280	5.280
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	106	106
KS80	Ersatzinvestition SC	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
Max	Neubau SC	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	0	0
	gesamter Marktumfang	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
	Marktanteil Technologie	%	0	2	20	100
	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	74	106	0
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mio. EUR)	0	118	169	0
	Marktumfang kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	4.752	5.280	5.280
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	0	74	180	180

Min	Ersatzinvestition	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
	Neubau	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	0	0
	gesamter Marktumfang	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	0
	Marktanteil Technologie	%	0	20	50	100
	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	264	0
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mio. EUR)	0	1.180	421	0
	Marktumfang kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	4.752	5.280	5.280
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	1.003	1.003
KS95	Ersatzinvestition	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	2.957
Max	Neubau	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	0	0
	gesamter Marktumfang	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	3.696	528	2.957
	Marktanteil Technologie	%	0	20	100	100
	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	528	2.957
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mio. EUR)	0	1.180	843	4.719
	Marktumfang kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	1.056	4.752	5.280	8.237
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	1.267	4.224

Quelle: eigene Berechnungen

Tab. I-9 Investitionsvolumen und Marktpotenzial der Technologie „Hocheffiziente SteamCracker mit Carbon Capture“ gegenüber dem gesamten Markt für Ersatzinvestitionen und Neubau von Steam Crackern (SC) weltweit

Szenario		Einheit	Zeitraum 2015 - 2020	Dekade 2020 - 2030	Dekade 2030 - 2040	Dekade 2040 - 2050
Min	Ersatzinvestition SC	Mio. t/a (Kapazität)	15	31	14	33
	Neubau SC	Mio. t/a (Kapazität)	47	89	67	67
	gesamter Marktumfang	Mio. t/a (Kapazität)	63	120	80	100
	Marktanteil Technologie	%	0	1	5	10
	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	4	10
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mrd. EUR)	0	2	6	16
	Marktumfang kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	63	183	263	363
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	5	15
KS80	Ersatzinvestition SC	Mio. t/a (Kapazität)	15	31	14	57
	Neubau SC	Mio. t/a (Kapazität)	47	89	67	67
	gesamter Marktumfang	Mio. t/a (Kapazität)	63	120	80	124
Max	Marktanteil Technologie	%	0	1	5	10
	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	4	12
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mrd. EUR)	0	118	169	0
	Marktumfang kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	63	183	263	387
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	5	18

Min	Ersatzinvestition SC	Mio. t/a (Kapazität)	15	31	14	33
	Neubau SC	Mio. t/a (Kapazität)	47	89	67	67
	gesamter Marktumfang	Mio. t/a (Kapazität)	63	120	80	100
	Marktanteil Technologie	%	0	10	70	100
	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	56	100
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mrd. EUR)	0	19	90	159
	Marktumfang kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	63	183	263	363
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	68	168
KS95	Ersatzinvestition SC	Mio. t/a (Kapazität)	15	31	14	57
	Neubau SC	Mio. t/a (Kapazität)	47	89	67	67
	gesamter Marktumfang	Mio. t/a (Kapazität)	63	120	80	124
Max	Marktanteil Technologie	%	0	10	70	100
	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	56	124
	Marktpotenzial Technologie	Investition (Mrd. EUR)	0	19	90	197
	Marktumfang kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	63	183	263	387
	Marktpotenzial Technologie kumuliert	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	68	192

Quelle: eigene Berechnungen

Daraus abgeleitet sind die Investitionen in die neue Technologie (in monetären Größen). Zur Ableitung der spezifischen Investitionskosten vgl. die Ausführungen zum Kriterium *Kosteneffizienz* in Kapitel 4.4.

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Die Marktentwicklung für das chemische Recycling von Kunststoffabfällen ist abhängig von verschiedenen Faktoren:

- nachgefragte Menge an Kunstoffen
- Struktur der Kunststoffnachfrage
- Produktlebensdauer
- Abfallsammelrate (Mikro-Kunststoffe in Abwässern, marine litter etc.)
- Anteil mechanisches Recycling
- Anteil Monomer-Recycling
- Import-/Exportbilanz für Kunststoffabfälle
- Anteil der thermischen Verwertung
- Anteil der Deponierung

Die nachgefragte Kunststoffmenge bestimmt in Zusammenhang mit der Produktlebensdauer und der Sammelrate das tatsächlich „zur Verfügung stehende“ Abfallaufkommen. Die Potentiale zum mechanischen Recycling sowie zum Monomer-Recycling (als prinzipiell vorzuziehende, weil energetisch günstigere Optionen) hängen mit der Struktur des Kunststoffabfallaufkommens und der Import-/Exportbilanz zusammen. PET-Flaschen lassen sich beispielsweise recht gut recyceln (im Downcycling zu Gewebestrukturen), andere Kunststoffe weniger gut. Hierfür ungeeignete Kunststoffe können prinzipiell einer chemischen Verwertung zugeführt werden. Auch hierfür sind die unterschiedlichen Kunststoffarten unterschiedlich geeignet: Aufgrund seines Chloranteils bedarf PVC einer aufwändigeren Behandlung als die Polyolefine PE und PP. Das ist bei der Potenzialermittlung zu berücksichtigen.

Statt eines chemischen Recyclings werden die Kunststoffe heute in Deutschland in der Regel einer thermischen Verwertung in Müllverbrennungsanlagen zugeführt (Referenztechnologie). In einigen EU-Ländern werden Kunststoffabfälle teilweise auch noch deponiert, obwohl die EU-Gesetzgebung ein Verbot der Deponierung vorsieht.

Aufgrund des Fehlens geeigneter Potenzialstudien erfolgt eine stark vereinfachte Marktabschätzung. Die hierdurch ermittelten quantitativen Potenziale sind nur als indikativ anzusehen.

Für die Projektion der Kunststoffnachfrage wurde die Studie (Wilts et al. 2015) zugrunde gelegt, die in einem Referenzszenario im wesentlichen bekannte Trends bezogen auf die verschiedenen Einsatzzwecke von Kunststoffen anhand der jeweiligen historischen Umsatzentwicklung und der Entwicklung der Kunststoffintensitäten bis 2030 fortschreibt. Fraglich ist, ob eine solche Entwicklung konsistent mit einer Dekarbonisierung der Wirtschaft wäre. Deshalb wurde für das Szenario KS95 zusätzlich ein „Einsparszenario“ aus selbiger Studie berücksichtigt, das die Realisierung von Kunststoffeinsparungen durch „low hanging fruits“ unterstellt. Da hier nur der Kunststoffeinsatz und nicht die Nachfrage nach Neu-Kunststoffen aus der Petrochemie interessiert, wurden die beiden Einsparoptionen „Substitution durch erneuerba-

re Rohstoffe“ und „Einsatz von Kunststoff-Rezyklaten“[4] zur Ableitung der Kunststoffnachfrage nicht berücksichtigt.

Die Berücksichtigung eines weiteren Szenarios, das weitergehende Einsparungen untersucht, ist hier nicht explizit notwendig, da der Minimal-Fall darin besteht, dass die Technologie-Entwicklung stagniert. Eine Nichtanwendung der Pyrolyse und/oder Gasifizierung von Kunststoffabfällen könnte folgende Gründe haben:

Szenario KS80:

Im Szenario KS80 (mit verbleibenden Emissions-„Budgets“) könnte den Abfallkraftwerken, also der thermischen Verwertung von Kunststoffen, eine gewisse Rolle zur Stromsystemstabilisierung zukommen. Die daraus folgenden fossilen CO_2-Emissionen in einer Größenordnung von 4,1 Mio. Tonnen CO_2 jährlich, die höher liegen als bei der alternativen Verstromung von Erdgas (2,8 Mio. t CO_2), würden dabei akzeptiert.

Szenario KS95:

Eine stark sinkende Kunststoffnachfrage speziell im Bereich der Verpackungen würde zu einem geringeren Anfall an Abfällen führen, wenn Kunststoff vermehrt in langlebigeren Produkten verwendet würde. Aufgrund der geringeren Mengen und höherer Margen beim Endkunden könnte sich ein spezifischer Markt für Biokunststoffe ergeben. Entsprechend wäre eine thermische Verwertung der Kunststoffe durch Verbrennung nicht mit direkten fossilen CO_2-Emissionen verbunden. Auch wenn das Feedstock-Recycling somit nicht zwingend notwendig für den Aufbau eines vollständig CO_2-neutralen Systems wäre, könnte sich eine solche zusätzliche CO_2-Senke als ressourcenschonend und ökonomisch gegenüber anderen Alternativen erweisen. Dies hängt jedoch von zahlreichen Randbedingungen ab (siehe Kapitel 4.10 zum Kriterium 12: Systemkompatibilität).

Auch wenn eine Nicht-Anwendung der Technologie im Rahmen der Szenario-Logik des KS95 nicht als die *wahrscheinlichste* Variante anzusehen ist, besteht darin doch auch für dieses Szenario die untere Grenze (Minimal-Fall) für die Potenzialabschätzung.

Da somit der Minimal-Fall ein Potenzial von Null aufweist, wird im Folgenden lediglich die Abschätzung zur Obergrenze dargestellt (Tab. I-10, Tab. I-11, Tab. I-12).

[4] Mit dem Einsatz von „Kunststoffrezyklaten“ sind in der zitierten Studie nicht chemische, sondern mechanisch gewonnene Rezyklate gemeint.

Tab. I-10 Obergrenze des für Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland im Szenario KS80

kt/a	2020	2030	2040	2050
Abfallaufkommen	6.086	6.967	6.967	6.967
Nettoexport	1.408	895	179	0
Mechanisches Recycling	220	2.580	2.580	2.580
Thermisches Recycling	2.458	3.317	3.787	3.071
Feedstock-Recycling	0	175	421	1.316
Kapazität *)	7	19	59	186

*) Jahresverarbeitungskapazität der im Jahr installierten Anlagen (kt/a)

Tab. I-11 Obergrenze für Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland im Szenario KS95

kt/a	2020	2030	2040	2050
Abfallaufkommen	3.897	3.729	3.729	3.729
Nettoexport	901	479	96	0
Mechanisches Recycling	1.372	1.329	1.329	1.329
Thermisches Recycling	1.542	1.729	1.152	0
Feedstock-Recycling	81	192	1.152	2.400
Kapazität *)	7	56	112	128

*) Jahresverarbeitungskapazität der im Szenariojahr installierten Anlagen (kt/a)

Tab. I-12 Marktpotenziale für chemisches Recycling von Kunststoffabfällen in Deutschland

kt/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2015 - 2020	0 – 33	0 – 33
2021 - 2030	0 – 142	0 – 159
2031 - 2040	0 – 246	0 – 960
2041 - 2050	0 – 928	0 – 1.281

Quelle: eigene Berechnungen

Für eine Bewertung der weltweiten Potenziale zum rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen lagen keine Szenariodaten vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Potenziale auch weltweit sehr hoch sind.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Der Beitrag zu THG-Minderungszielen wurde unter Bezugnahme auf die in Kriterium 3 ermittelten Marktpotenziale ermittelt. Der mögliche Beitrag zur Erreichung von Klimaschutzzielen durch *Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture* liegt je nach Szenario im Bereich einer Vermeidung von 90.000 Tonnen bis maximal 3,8 Mio. Tonnen CO_2 jährlich (siehe Tab. I-13). Bei der Berechnung wurde als Referenz der heutige Bestand berücksichtigt (entsprechend Cefic 2013; Ren 2009). Es ist jedoch zu betonen, dass bereits ein Investment in State-of-the-Art-Technologie einen deutlichen Minderungsbeitrag gegenüber dem heutigen Anlagenbestand bedeuten würde.

Tab. I-13 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	0 – 0,06	0,6
2040	0,09 – 0,2	0,9 – 1,1
2050	0,09 – 0,2	0,9 – 3,8

Quelle: eigene Berechnungen

Die Anwendung von Carbon Capture hat einen erhöhten Strombedarf zu Folge, der bei der Bewertung berücksichtigt wurde.[5] Für die CO_2-Abtrennung im Steam Cracker wurde eine Abtrennungsrate von 90 % angenommen. Es wurde darüber hinaus angenommen, dass weitere 5 % CO_2 auf dem Transportweg verloren gehen.

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Im Rahmen der Bewertung der Minderungspotenziale der Technologie wird hier ausschließlich die Gasifizierung betrachtet, da die Bewertung der Vielzahl an Produkten einer Pyrolyse relativ komplex ist, d. h. einer Vielzahl von Annahmen bedarf, um die Gutschriften zu bestimmen.[6]

5 Für die Abscheidung wurde ein spezifischer Strombedarf von 300 kWh pro Tonne abgeschiedenes CO_2 angesetzt, für die Kompression auf 110 bar zusätzlich 129 kWh/t. Die angesetzten Emissionsfaktoren für Strom sind Tab. II-13 zu entnehmen.

6 Auch für die Bewertung der Beiprodukte müssen szenariospezifische Referenzprodukte festgelegt werden.

Als Referenz wird eine rein thermische Verwertung in einer Müllverbrennungsanlage (MVA) zur Wärmeerzeugung angesetzt und eine Gutschrift für die erzeugte Wärme entsprechend einer Erzeugung in einem Erdgas-Dampfkessel gegeben. Das Synthesegas, das im Fall der Gasifizierung anfällt, muss hier separat erzeugt werden, wofür Dampfreformierung von Erdgas angenommen wird.

Auch weitere alternative (heute durchaus übliche) thermische Verwendungen wie die Verwertung in einer KWK-Anlage, einer Beifeuerung im Kohlekraftwerk oder der Einsatz in einem Drehrohrofen zur Zementproduktion wären im Prinzip möglich, werden aber nicht betrachtet.

Es werden somit folgende zwei Fälle verglichen:

	Fall 1 Gasifizierung	**Fall 2 Referenz**
Herstellung Synthesegas (CO / H2)	Gasifizierung von Kunststoffabfällen	Dampfreformierung von Erdgas
Wärmebereitstellung	Erdgas-Dampfkessel	MVA (ohne KWK)

Die grauen Felder zeigen an, wo die Reststoffverwertung stattfindet, die weißen zeigen die jeweilige andere Energiedienstleistung, die dann mit Erdgas als Referenzenergieträger erbracht werden muss.

Eine Bewertung der Synthesegasproduktion gegenüber einer Referenztechnologie wird nicht vorgenommen. Wenn auch im Referenzpfad ein Synthesegas aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff erzeugt wird, so entstehen in beiden Routen keine prozessbedingten Emissionen, da der Kohlenstoff vollständig im Produkt gebunden bleibt. Letztlich bestimmt dann das benötigte CO/H2-Verhältnis downstream die Bewertung. Die energiebedingten Emissionen der Synthesegasherstellung sind gegenüber den Emissionen der Wärmeerzeugung vernachlässigbar.

Tab. I-14 zeigt die erzielbaren Treibhausgasminderungen gegenüber dem Referenzfall auf. Die Spannbreite ergibt sich durch die Spannbreiten bei den ermittelten Potenzialen.

Tab. I-14 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Gasifizierung von Kunststoffabfällen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	**Szenarienbereich DE_80 %**	**Szenarienbereich DE_95 %**
2020	-	0 – 0,08
2030	0 – 0,2	0 – 0,2
2040	0 – 0,4	0 – 1,2
2050	0 – 1,3	0 – 2,4

Quelle: eigene Berechnungen

Die Spannweite der Einsparungen reicht von 0 bis 2,4 Millionen Tonnen CO_2 im Jahr 2050 im KS95. Bezogen auf das Ambitionsniveau in diesem Szenario (CO_2-Budget in

Höhe von etwa 50 Mio. t/a im Jahr 2050) wäre auch ein Beitrag in dieser Größenordnung signifikant.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Die hocheffizienten Steam Cracker werden wiederum gegenüber der Performance des heutigen Bestandes verglichen. Die zusätzliche Effizienzverbesserung durch die neue Technologie wird nur teilweise durch den erhöhten Energieeinsatz für Carbon Capture aufgezehrt. Die dadurch erreichbaren Minderungsleistungen entsprechend der Durchdringung des Anlagenbestands zeigt Tab. I-15.

Tab. I-15 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Hocheffiziente Steam Crackermit Carbon Capture in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	-
2030	0 – 1,1	10,1
2040	1,5 – 2,6	14,5 – 18,3
2050	1,5 – 2,6	14,5 – 61,0

Quelle: eigene Berechnungen

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Die Primärenergieeinsparung der Gasifizierung (Tab. I-16) ist in erster Linie auf die unterschiedliche Effizienz bei der Bereitstellung von Wärme durch Kunststoffverbrennung in der MVA gegenüber einer Wärmebereitstellung durch Erdgas zurückzuführen.

Tab. I-16 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Gasifizierung von Kunststoffabfällen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	-	0 – 0,5
2030	0 – 1	0 – 1
2040	0 – 3	0 – 7
2050	0 – 8	0 – 14

Quelle: eigene Berechnungen

Im Referenzfall der thermischen Verwertung der Reststoffe in der MVA wird ein Wirkungsgrad von 82 % angesetzt[7], während bei der Bereitstellung von Dampf durch Erdgas im besten Fall 95 % angesetzt werden können. Würde als Referenz eine dezentrale Wärmeerzeugung mit Erdgasbrennwertkessel angesetzt, könnte der Einsparbetrag noch höher ausfallen.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Eine eingehende Bewertung der Kosteneffizienz kann an dieser Stelle aufgrund der fehlenden Kostenparameter für die neuartigen Komponenten nicht erfolgen, die Diskussion beschränkt sich somit auf qualitative Gesichtspunkte.

Referenztechnologie

Die Ofentechnologie eines Steam Crackers ist relativ aufwändig, weil die Reaktionsbedingungen sehr scharf sind (hohe Temperatur und hoher Druck). Zusätzliche Aufwendungen sind investitionsseitig für die Trenn-Technologie notwendig, da das konventionelle Steam Cracking von Naphtha zu einem relativ breiten Produktmix führt.

Für eine Anlage mit einer Erzeugungskapazität von einer Million Tonnen Ethylen jährlich nach heutigem State-of-the-Art sind 1,4 Mrd. EUR_{2015} anzusetzen (siehe auch Kriterium 10 in Kapitel 4.8).

Verbesserte Materialien zur Rohrauskleidung

Eine Verbesserung der Rohrauskleidung in der Pyrolysesektion hätte einen höheren Materialaufwand zur Folge. Durch die Erhöhung der Produktausbeute sinkt jedoch der relative Aufwand. Eine Verbesserung der Selektivität führt darüber hinaus zu geringerem Trennaufwand.

Katalytisches Cracken

Für das katalytische Cracken gelten im Prinzip die gleichen Argumente, zusätzlich muss hier der erhöhte Aufwand an Hilfsmitteln (Katalysator) in Rechnung gestellt werden, Einsparungen ergeben sich in der Ofentechnologie, da mildere Reaktionsbedingungen herrschen.

Carbon Capture

Für Carbon Capture kann ein zusätzlicher Investitionsaufwand von 218 EUR pro Tonne jährlich abgeschiedenes CO_2 angesetzt werden (Cefic 2013).[8]

Bei einer Anlagengröße von 1 Mio. Tonnen Jahreskapazität Ethylen beträgt der zusätzliche Aufwand einer hocheffizienten Anlage mit Carbon Capture gegenüber einer hocheffizienten Anlage ohne Carbon Capture somit 196 Mio. EUR_{2015}.

---

7 Gemäß Prozess-Datensatz *Verbrennung Kunststoff in MVA incl. Gutschrift* in der Datenbank ÖKOBAUDAT des BMUB.

8 Die Investitionssumme bezieht sich auf eine Abscheidung von 3 Mio. Tonnen CO_2 jährlich. Angegeben sind 200 EUR/(t*a), der Wert wurde mit dem Deflator für das BIP der EU-28 deflationiert und entsprechend für EUR_{2015} angegeben.

Zusätzliche Betriebskosten sind für zusätzlichen Brennstoffbedarf, Strombedarf sowie Hilfsmittel (z. B. Amine) anzusetzen. Die (betriebswirtschaftliche) Kosteneffizienz ist dann im Hinblick auf die eingesparten Zertifikatekosten zu beurteilen.

Weitere Kosten können für die Infrastruktur des CO_2-Transports bzw. ggf. auch zur CO_2-Einlagerung entstehen (siehe hierzu *Technologiefeld 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)*).

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Vergleichbare Kostendaten für die verschiedenen Prozesse im europäischen Umfeld sind inzwischen relativ alt und möglicherweise teilweise überholt. Die Untersuchung von (Tukker et al. 1999) gibt für verschiedene Prozesse unterschiedlich hohe Defizite („gate fee") bis zur Erreichung einer Kostendeckung an. Sie sind in Tab. I-17 wiedergegeben.

Tab. I-17 Vergleich zum Kostendeckungsgrad unterschiedlicher Verfahren des rohstofflichen Recyclings im Vergleich zur thermischen Verwertung in einer Müllverbrennungsanlage (MVA)

Prozess	Verfahren	Input	Output *)	„Gate fee" **) (EUR/t)
BASF	Pyrolyse	Plastik-Mix	Alkene, Alkane, Chlorwasserstoff	250
SVZ	Gasifizierung	Plastik-Mix	Syngas, Methanol	150?
Linde	Gasifizierung	PVC-reicher Plastik-Mix	Syngas, Chlorwasserstoff	200
Texaco	Gasifizierung	Plastik-Mix	Syngas, Ammoniumchlorid	100
MVA	Thermische Verwertung	Plastik-Mix	Fernwärme / Strom	100-150
Klinkeröfen	Thermische Verwertung	Plastik-Mix	Prozesswärme	< 100?

*) Syngas steht jeweils für einen Gasmix aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid

**) Euro-Angaben nicht inflationsbereinigt. Fragezeichen deuten auf Unsicherheiten und sind auch in der Original-Quelle angegeben.

Quelle: Tukker et al. (1999), eigene Zusammenstellung

Die Übersicht zeigt auf, dass kein Verfahren (inkl. der thermischen Verwertung) kostendeckend ist, so dass die Verwertung also „entlohnt" werden muss.

Interessanterweise wurde die thermische Verwertung in der MVA damals als nicht eindeutig kostengünstigste Option beurteilt, allerdings hat sie sich mit Einführung des Verbots der Deponierung innerhalb der EU durchgesetzt. Daneben spielt heute auch die Verbrennung in den Drehrohröfen der Zementindustrie eine bedeutende Rolle, während der Einsatz als Reduktionsmittel im Hochofen nur eine Nische darstellt. Auch der Export von Kunststoffabfällen zu Recyclingzwecken hat stark zugenommen. Diese werden in den Zielländern mechanisch rezykliert oder thermisch verwertet (Lindner und Hoffmann 2015).

Die Kostenstrukturen haben sich seit 1999 nicht unbedingt zum besseren für die rohstoffliche Verwertung gewendet, weil die chemischen Plattformprodukte trotz stark steigender Nachfrage in Ostasien durch den niedrigen Ölpreis, niedrigen Dollarkurs und die derzeit reichhaltige Verfügbarkeit von Ethan in den USA zu relativ geringen Preisen gehandelt werden.[9]

Durch die relativ stabilen Energieträgerpreise hat sich allerdings auch die Erlösseite beim Referenzprozess der thermischen Verwertung nicht stark verbessert.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Der Markt für Steam Cracker weltweit teilt sich auf fünf große Unternehmen auf:

- KBR
- Technip
- Linde
- Shaw, Stone & Webster
- Lummus

Die derzeit angebotenen Technologien unterscheiden sich im Detail vor allem im Bereich der Gastrennung, der Grad der Energieeffizienz ist aber ähnlich (vgl. Ren 2009).

Da Linde (mit Produktionsstandorten in Deutschland) auch im Bereich CO_2-Abtrennung und CO_2-Aufbereitung im Aufbau von Pilotanlagen bereits aktiv ist, wird davon ausgegangen, dass die Ausgangslage für eine zukünftige Technologieführerschaft in Deutschland für integrierte Anlagen sehr gut ist.

Aufgrund der insgesamt sehr guten Wettbewerbsposition deutscher Anlagenbauer kann zudem auf eine ausreichende Forschungsinfrastruktur im Inland geschlossen werden.

Die Linde AG fusionierte kürzlich mit dem US-Unternehmen Praxair. Das neue Unternehmen wird Presseberichten zufolge seinen Sitz nicht in Deutschland haben, es ist jedoch davon auszugehen, dass der Anlagenbau mit den bestehenden Produktionsstandorten in Deutschland bleiben wird. Konkret geht es hier um den Hauptsitz der *Linde Engineering* mit Sitz in Pullach, das Linde-Werk Schalchen in Tacherting sowie Selas-Linde in Pullach. Ein Teil des Anlagenbaus der Tochter Selas-Linde ist jedoch in den USA verortet.

Aktuelle Marktanteile der Linde AG am weltweiten Markt für Steam Cracker konnten nicht ermittelt werden; eine Quelle gibt 15 Mio. Tonnen Jahreskapazität an, die weltweit im Jahr 2005 mit Linde-Technologie betrieben wurden. Bezogen auf den damaligen Anlagenbestand von etwa 120 Mio. Tonnen entspricht das einem Weltmarktanteil von 12,5 %. Bei den jüngsten Bauprojekten in Deutschland (nach 1990) erreichte Linde bezogen auf die Steam Cracker-Jahreskapazität einen Marktanteil von 62 %.

9 Bis zum Beginn der Wirtschafts- und Finanzkrise wäre die Entwicklung jedoch anders zu beurteilen.

Tab. I-18 und Tab. I-19 zeigen das demnach erzielbare Marktvolumen für deutsche Unternehmen auf. Dabei wurde unterstellt, dass mittelfristig (und vorübergehend) durch Technologieführerschaft zumindest im Segment der Technologie „hocheffiziente Steam Cracker mit CC“ höhere Marktanteile realisiert werden können, dass die Konkurrenten bei insgesamt höheren Marktvolumina für die Technologie in den 2030er und 2040er Jahren jedoch wieder aufholen.

Tab. I-18 Anteile deutscher Unternehmen am Markt für Hocheffiziente Steam Cracker mit-Carbon Capture in Deutschland

Szenario			Einheit	Zeitraum 2015 - 2020	Dekade 2020 - 2030	Dekade 2030 - 2040	Dekade 2040 - 2050
	Min	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	106	0
		Anteil deutscher Unternehmen	%	0	0	100	62
		Inländisches Produktionsvolumen	1.000 t/a (Kapazität)	0	0	106	0
KS80	Max	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	74	105,6	0
		Anteil deutscher Unternehmen	%	0	100	62	62
		Inländisches Produktionsvolumen	1.000 t/a (Kapazität)	0	74	65	0
	Min	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	264	0
		Anteil deutscher Unternehmen	%	0	100	62	62
		Inländisches Produktionsvolumen	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	164	0
KS95	Max	Marktpotenzial Technologie	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	528	2957
		Anteil deutscher Unternehmen	%	0	100	62	62
		Inländisches Produktionsvolumen	1.000 t/a (Kapazität)	0	739	327	1833

Quelle: eigene Berechnungen

Tab. I-19 Anteile deutscher Unternehmen am Markt für Hocheffiziente Steam Cracker mit-Carbon Capture weltweit

Szenario			Einheit	Zeitraum 2015 - 2020	Dekade 2020 - 2030	Dekade 2030 - 2040	Dekade 2040 - 2050
KS80	Min	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	4	10
		Anteil deutscher Unternehmen	%	13	100	25	15
		Inländisches Produktionsvolumen	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	1	1
	Max	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	4	12
		Anteil deutscher Unternehmen	%	13	100	25	15
		Inländisches Produktionsvolumen	Mio. t/a (Kapazität)	0	1	1	2
KS95	Min	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	56	100
		Anteil deutscher Unternehmen	%	13	50	20	15
		Inländisches Produktionsvolumen	Mio. t/a (Kapazität)	0	6	11	15
	Max	Marktpotenzial Technologie	Mio. t/a (Kapazität)	0	12	56	124
		Anteil deutscher Unternehmen	%	13	50	20	15
		Inländisches Produktionsvolumen	Mio. t/a (Kapazität)	0	6	11	19

Quelle: eigene Berechnungen

Abschließend werden Hinweise auf die tatsächlichen Wertschöpfungseffekte gegeben. Für die Wertschöpfung dieser Technologie liegen keine gesonderten Quellen für Deutschland vor. Die direkten Wertschöpfungspotenziale liegen zum einen im Bau der Anlagenkomponenten, zum Anderen im Bereich der Baubranche. Für letztere

sind Auswirkungen auf die deutsche Wertschöpfung insbesondere bei Investitionen in Deutschland zu erwarten.

In der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ist die (Brutto-)Wertschöpfung definiert als die Differenz zwischen Bruttoproduktionswert (entspricht dem Umsatz) und den bezogenen Vorleistungen. Gemäß Input-Output-Rechnung des Statistischen Bundesamtes realisierte der deutsche Maschinenbau 2012 einen Wertschöpfungsanteil von 27 % bezogen auf die Herstellkosten (StatBA 2016) (Wertschöpfung nach Herstellpreisen). Darüber hinaus bezieht der Maschinenbau in etwa zwei Drittel seiner Vorleistungen aus dem Inland (ebd.). Bei einer Berechnung der Wertschöpfungseffekte wären diese Vorleistungen zusätzlich hinsichtlich ihrer indirekten Wertschöpfung in Deutschland zu berücksichtigen. Aufgrund der unvollständigen Datenlage erfolgt hierzu keine gesonderte Abschätzung.

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Eine Abschätzung der Wertschöpfungseffekte eines verstärkten rohstofflichen Recyclings ist im Rahmen der Untersuchung nicht möglich.

Auch wenn es derzeit nur wenige Projekte in Deutschland gibt, so gibt es dennoch deutsche Anlagenbauer, die entsprechende Recycling-Technologien anbieten. Ein Beispiel hierfür ist die BP-Tochter VTA, die bisher in kleinem Umfang Pyrolyse-Anlagen gebaut hat.

Ein *Entwickler* im Bereich Pyrolyse ist die NILL-TECH GmbH, die den sogenannten Syntrol®-Prozess entwickelt hat – nach eigenen Angaben bis zur Marktreife. Der Bau einer entsprechenden Anlage im Demonstrationsmaßstab (mit Jahreskapazität von 26 kt), finanziert durch einen Venture Capital Fonds, war gemäß Presseberichten aus dem Jahr 2014 in Mannheim geplant, der gegenwärtige Status des Projekts konnte jedoch nicht geklärt werden.

Abgesehen vom Anlagenbau könnte auch der Anlagen*betrieb* Wertschöpfungseffekte erbringen, vor allem für den Fall, wenn durch das inländische rohstoffliche Recycling die Abfallexporte Deutschlands sinken würden.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Angaben zu F&E-Budgets der Bundesregierung liegen auf der notwendigen Aggregationsstufe in der verwendeten Datenbank der IEA[10] nicht vor. Die tiefstmögliche Aggregation wird dort durch die Punkte „Industrial techniques and processes“ sowie „Industrial equipment and systems“ gebildet. Die CO_2-Trennung wird zwar separat aufgeführt, ist jedoch explizit Teil der Analysen zu den *Technologiefeldern 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)* und *2.4: CO_2-Nutzung*. Insofern sind zu den hier analysierten Prozessen keine belastbaren Aussagen möglich.

10 http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Insgesamt kann der deutsche Anlagenbau in diesem Bereich generell als wettbewerbsfähig angesehen werden, da Linde am weltweiten Markt erfolgreich partizipiert.

Tab. I-20 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Hocheffizienten-Steam Crackern mit Carbon Capture

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?	
☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Um die Veröffentlichungsintensität in Deutschland im internationalen Vergleich einzuschätzen (Teilkriterium F&E-Outputs), wurde eine Scopus-Recherche durchgeführt.

Die Suchbegriffe lauteten:

("Steam Cracker" OR "Steam Cracking") AND ("catalytic cracking" OR "gas turbine" OR ("coating" AND "ceramic"))[11]

Die Auswertung ergab eine vergleichsweise geringe Präsenz von neuartigen Verfahren des Steam Cracking in wissenschaftlichen Veröffentlichungen. Insgesamt ergab die Suche etwa 200 Treffer, wovon etwa 170 in der Zeit ab dem Jahr 2000 veröffentlicht worden sind. Der Anteil von Veröffentlichungen mit deutscher Beteiligung betrug im Zeitraum 2000 bis 2016 knapp 6 %, was in etwa auch dem Anteil der Artikel mit deutscher Beteiligung an *allen* englischsprachigen Artikeln entspricht.

11 Es sei darauf hingewiesen, dass trotz der stark spezifizierten Suchbegriffe Fehlzuordnungen nicht ausgeschlossen sind. So ist es durchaus möglich, dass ein Artikel sowohl „Steam Cracker“ als auch „fluidized bed catalytic crackers“ (FCC) behandelt. Bei letzterer Technologie handelt es sich um ein katalytisches Crack-Verfahren im Raffineriebereich, dessen Hauptzielprodukt Benzin ist (Olefine, vor allem Propen, sind jedoch auch Teil der Produktpalette).

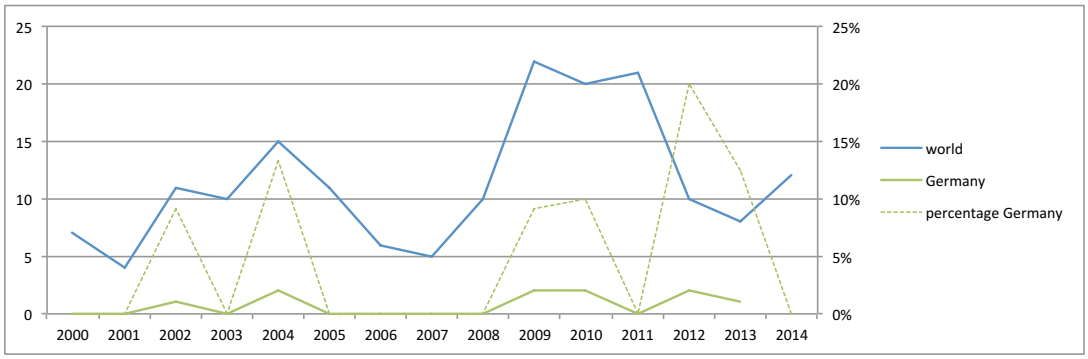


Abb. I-4 In Scopus verzeichnete Veröffentlichungen zu ausgewählten Suchbegriffen im Technologiefeld Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Es ist zu betonen, dass Carbon Capture nicht in die Analyse mit einbezogen worden ist. Hinsichtlich der dahingehenden Forschung ist auf *Technologiefeld 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)* zu verweisen.

Eine *Patentanalyse* hätte aufgrund der geringen Homogenität im Technologiefeld einen unverhältnismäßig hohen Aufwand bedeutet. Auf sie wurde deshalb verzichtet.

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Die Einschätzung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie ist in diesem Feld schwierig, da es noch keinen Markt hierzu gibt. Insgesamt ist der deutsche Anlagenbau jedoch in anderen Kontexten (Petrochemie) im Bereich der Pyrolyse und Gasifizierung erfolgreich am Weltmarkt tätig, so dass insgesamt von einer guten Ausgangsposition ausgegangen werden kann.

Tab. I-21 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich Chemischen Recycling von Kunststoffabfällen

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?	
☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Um die Veröffentlichungsintensität in Deutschland im internationalen Vergleich einzuschätzen (Teilkriterium F&E-Outputs), wurde eine Scopus-Recherche durchgeführt.

Die Suchbegriffe lauteten:

("plastic solid waste" OR "plastic waste" OR "psw") AND ("gasification" OR "pyrolysis" OR "syngas" OR "chemical recycling")

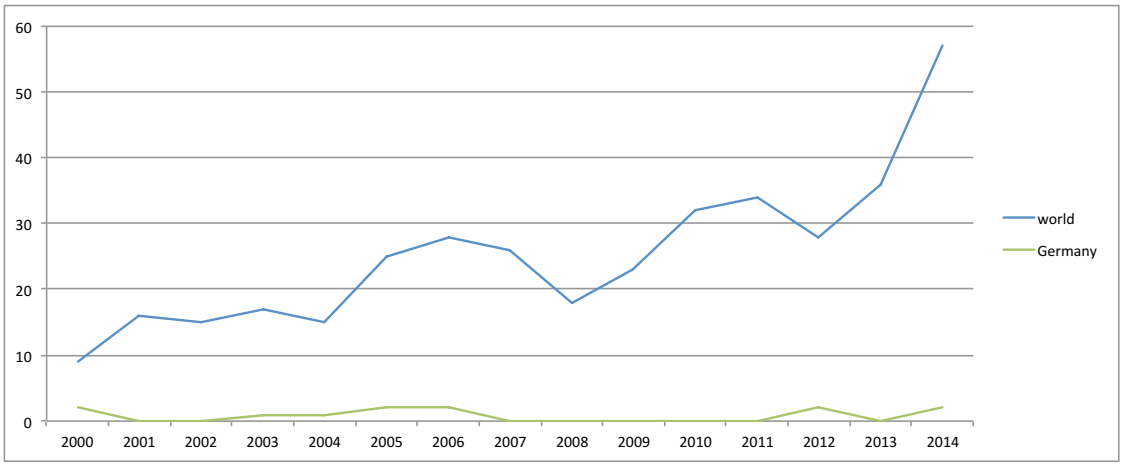


Abb. I-5 In Scopus verzeichnete Veröffentlichungen zu ausgewählten Suchbegriffen im Bereich Rohstoffliche Verwertung von Kunststoffabfällen

Der Trend der Zahl der Veröffentlichungen weltweit ist sehr klar ansteigend und hat nach 2012 noch einmal deutlich an Fahrt gewonnen.

Gleichzeitig muss jedoch konstatiert werden, dass die deutsche Forschungslandschaft an diesem Zuwachs nicht partizipiert, sondern ihre Führungsrolle abgegeben hat. Bis zur Mitte der 1990er Jahre waren deutsche Forscher an 27 % aller Veröffentlichungen weltweit zu diesem Thema beteiligt, auf die Veröffentlichungen seit 2000 bezogen liegt der Anteil nur noch bei etwa 3 % und ist damit unterdurchschnittlich (in Bezug auf alle englischsprachigen Veröffentlichungen liegt der Anteil derer mit deutscher Beteiligung bei 6 %).

An der Universität Hamburg wurde die Pyrolyse maßgeblich weiterentwickelt. An der Entwicklung des BP-Demonstrators in Grangemouth war die Universität beteiligt. Bis 2006 wurden dort einige einschlägige Dissertationen veröffentlicht. Mit der Emeritierung des ehemaligen Direktors des *Instituts für technische und makromolekulare Chemie* Prof. Dr. Walter Kaminsky hat das Thema dort jedoch deutlich an Bedeutung verloren. Derzeit gibt es keine Masterarbeiten oder Dissertationen zur Pyrolyse.

Derzeit werden Pyrolyse und Gasifizierung an der Bergakademie Freiberg (Abteilung Thermochemische Konversion) erforscht, der gegenwärtige Fokus liegt aber im Bereich der stofflichen Verwertung von Kohle und Biomasse.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Eine gesonderte Literaturrecherche zum Thema gesellschaftliche Akzeptanz erscheint aufgrund der Inhomogenität des Technologiefeldes nicht verhältnismäßig. Insofern sei auf folgende Querbezüge zu anderen Technologiefeldern verwiesen.

Steam Cracker mit CC: Technologiefeld 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen: Technologiefeld 1.1: Bioenergie

Per Analogieschluss können Erkenntnisse gegebenenfalls auf die hier besprochenen Technologien übertragen werden.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Die Planungs- und Bauzeitenangaben in Tab. I-22 beziehen sich auf ein aktuelles Projekt von Shell in den USA und dürften in Europa ähnlich sein.

Tab. I-22 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	18				
Bauzeit	Monate	36				
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	50				
Spezifische Investition	Mrd. $€_{2015}$/Anlage	1,4				

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis unterschiedlicher Quellen (siehe Fußnoten 12 und 13)

Die unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit hinsichtlich eines Investments in Steam Cracker ist sehr hoch: Die für Europa realistische Größe von 1 Mio. Jahrestonnen Kapazität („world-scale") bei einem Neuinvest bedeutet einen Kapitalbedarf in Höhe von etwa 1,4 Mrd. EUR (ohne Finanzierungskosten) pro Einheit.[12] Die Investition ist somit nur wenig skalierbar.

Die Investitionsangaben beziehen sich auf Neu-Investitionen und sind somit nur bedingt übertragbar auf die in Europa anstehenden Retrofits. Zum anderen beziehen sich die angegebenen Werte wiederum auf aktuelle Vorhaben in den USA. Da es sich hierbei um Ethan-Cracker (mit höherem spezifischen Ethylen-Output) handelt, dürften entsprechende Investitionen in Europa (immer bezogen auf den Ethylen-Output) höher ausfallen. Die jüngste Neuinvestition in Nordwesteuropa war der BASF-Cracker in Antwerpen mit heute knapp über einer Million Tonnen Jahreskapazität und einem Investitionsvolumen von inflationsbereinigt etwa 1,2 Mrd. € zu Beginn der 1990er-Jahre (Erweiterung 2005 entsprechend berücksichtigt).[13]

Jeder Steam Cracker ist darüber hinaus auf einzigartige Weise in petrochemische Komplexe mit ihrem Rohstoff-, Gas- und Wärmemanagement eingebunden. Die Anlagen sind somit „Einzelstücke" und nur wenige Komponenten der Hardware wie etwa Pumpen können bei einer Stilllegung noch anderweitig verwendet werden. Insofern sind mit dem Bau eines Steam Crackers in hohem Maße versunkene Kosten verbunden. Die in Tab. I-22 angegeben Werte beziehen sich auf heutige Anlagen und es ist nicht davon auszugehen, dass sich die für heute angegebenen Werte in der Zu-

12 Aktuelle Angaben aus der Presse für Investitionsprojekte in den USA.

13 Die ursprüngliche Investitionssumme für das 1994 abgeschlossene Projekt waren 1,3 Milliarden DM (https://www.boeckler.de/pdf/p_arbp_030.pdf), 2005 wurden zusätzlich 250 Mio. EUR in eine Erweiterung investiert. Die Summen wurden anhand des BIP-Deflators für die EU-28 auf $€_{2015}$ umgerechnet.

kunft stark ändern werden. Durch die Anwendung insbesondere der Carbon-Capture-Technologie könnte sich der Anteil versunkener Kosten in Zukunft jedoch noch etwas erhöhen.

Der Großteil des heutigen Anlagen-Stocks hat seine technische Lebensdauer noch nicht erreicht. Eine erste kleine Stilllegungswelle betraf einzelne kleine Steam Cracker in Schottland (nach ca. 50 Jahren Laufzeit), Italien und Frankreich. Vorzeitige Stilllegungen von Steam Crackern sind bisher trotz bestehender Überkapazitäten in Europa selten, obwohl Altanlagen sehr viel ineffizienter sind als State-of-the-Art-Anlagen.

In der Literatur geht man von technischen Nutzungsdauern von 50-60 Jahren aus (s.o), aufgrund der nur seltenen vorzeitigen Stilllegungen kann hier davon ausgegangen werden, dass dieser Zeitraum auch der für heute typischen tatsächlichen Nutzungsdauer entspricht.

Durch die lange Planungs- und Bauzeit von insgesamt etwa fünf Jahren wird die unternehmerische Reaktionsfähigkeit sehr stark eingeschränkt.

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Aufgrund der nur wenigen bisher realisierten Anlagen können keine allgemeingültigen Daten zu Planungs- und Bauzeiten angegeben werden. Die Demonstrationsanlagen in Grangemouth (Schottland) wurden zu Beginn der 1990er im Labormaßstab aufgebaut, ein Demonstrator ging bereits 1994 in Betrieb. Da entsprechende Anbieter verfügbar sind, ist von einer vergleichsweise geringen Planungs- und Bauzeit zumindest für die heute übliche Anlagengröße (Kapazität < 100 kt/a) auszugehen.

Für größere Anlagen mit Einbettung in petrochemische Komplexe und entsprechenden nachgelagerten Verfahrensschritten sind jedoch längere Planungshorizonte vorzusehen.

Die Nutzungsdauer der bisher errichteten Anlagen lag bei deutschen Projekten unter 10 Jahren. Die Schließung war aber auf mangelnde Kostendeckung im Betrieb zurückzuführen und nicht auf einen entsprechenden Verschleiß. Tab. I-23 gibt eine Bandbreite für Investitionsvolumina vergangener Projekte wieder.[14]

Tab. I-23 Investitionsvolumina für Projekte zum Rohstofflichen Recycling von Kunststoffabfällen

Prozess	Verfahren	Jahreskapazität	Investitionssumme
BP (Grangemouth)	Pyrolyse	25 kt/a	15-20 Mio. britische Pfund (1998), entspricht etwa 30-39 Mio. EUR_{2015}
NKT	Pyrolyse	15 kt/a	13 Mio. EUR_{2015}
Akzo Nobel	Gasifizierung	50 kt/a	33 Mio. EUR_{2015}

Quelle: Tukker et al. (1999); eigene Zusammenstellung

[14] Auch hier ist darauf hinzuweisen, dass es sich um vergleichsweise alte Daten handelt, die mit Hilfe des BIP-Deflators für die EU-28 auf $€_{2015}$ umgerechnet wurden.

Die unternehmerische Reaktionsfähigkeit ist bei gegenwärtigen Anlagengrößen nur wenig eingeschränkt.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Entsprechend der Anwendung von CCS oder ggf. CCU bedarf es Infrastrukturen zum Transport und ggf. zur (Zwischen-)Speicherung von CO_2. Ansonsten können bestehende Infrastrukturen an bisherigen Cracker-Standorten zum Transport von Rohstoffen und Produkten in Pipelines sowie für Wärme genutzt werden (siehe Tab. I-24).

Tab. I-24 Abhängigkeit des Technologiefeldes Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon-Capture von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☐	☒
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☐

Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Die Frage der Infrastrukturabhängigkeit kann nicht pauschal beantwortet werden.

Die Pyrolyse 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, um diese zu den Abnehmern aus der Chemieindustrie zu transportieren. Je nach Einbindung der Anlage in bestehende petrochemische Komplexe mit entsprechenden Infrastrukturen, kann der Aufwand hierfür jedoch relativ gering sein (z. B. zusätzliche Stichleitung).

Im Falle der Gasifizierung entsteht ein Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Auch diese müssen in Pipelines zu Anlagen der Weiterverarbeitung (z. B. Methanolsynthese) transportiert werden. Auch eine Einspeisung in bestehende lokale Wasserstoffnetze (z. B. Rhein-Ruhr, Mitteldeutschland) wäre möglich. Kohlenmonoxid-Leitungen gibt es dagegen aber nur innerhalb von Chemieparks.

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Steam Cracker sind heute physisch in ein System eingebunden, in der sie essentielle Bestandteile der Wertschöpfungskette der Petrochemie bereitstellen. Umfang und Struktur der Produktion wirkt auf die Preisstrukturen in der Petrochemie. Andererseits sind die Steam Cracker in hohem Maße abhängig von den Rohstofflieferungen der Raffinerien. Konventionelle Steam Cracker älterer Bauart in Europa können

ausschließlich Naphtha verarbeiten. Dieses Rohbenzin wird ausschließlich durch Raffinerien bereitgestellt. Die Raffinerien selbst produzieren neben sehr vielen weiteren Produkten Propen und Aromaten als Beiprodukte im Katalytischen Cracker (FCC = fluidized bed catalytic cracker) bzw. im Reformer – jedoch nur in begrenztem Umfang und bilden somit kaum Konkurrenz für die Steam Cracker. Durch die stärkere Ausrichtung der europäischen Raffinerien auf Mitteldestillate (Diesel und Kerosin) während der 1990er und 2000er Jahre wurde Naphtha in Europa ein relativ günstiger Rohstoff. Allerdings wird es inzwischen vermehrt auf den amerikanischen und ostasiatischen Markt exportiert.

Gleichzeitig kam mit dem Aufkommen von Fracking in den USA und Kanada Ethan als neuer Petrochemie-Rohstoff auf den Markt, der in den USA einen Boom an Neuinvestitionen in Steam Cracker ausgelöst hat. Durch die Erschließung von Gasvorkommen durch Fracking in den USA wurden *Natural Gas Liquids* (NGL) in höherem Maße verfügbar. Hierbei handelt es sich um den Anteil flüssiger Kohlenwasserstoffe in entsprechenden Vorkommen, meist wird aber auch das gasförmige Ethan hierzu gezählt, weil es in der Flüssigphase vom Methan abgetrennt wird. Der Anteil von NGL an der Fracking-Ausbeute beträgt häufig über 25 %, das liegt über den meisten konventionellen Erdgasvorkommen (Fattouh und Brown 2014). Ethan wiederum hat daran typischerweise einen Anteil von etwa 40 % (ebd.).

Alleine in den USA gab es 2014 laufende Investmentprojekte in einer Größenordnung von 8,4 Mio. Jahreskapazität Ethen auf Basis von Ethan als Rohstoff (Fattouh und Brown 2014). Ethan-Cracker haben eine höhere Ausbeute an Ethylen und Propylen bezogen auf die eingesetzte Rohstoffmenge als Naphtha-Steam Cracker (Ren 2009). Die europäischen Hersteller, mit ihrer starken Einbindung in die Raffinerien und oftmals alten Anlagen, die nicht flexibel auf Feedstock-Änderungen reagieren können, sind dadurch in den Jahren seit der Finanzkrise 2008/2009 unter Druck geraten.

Derzeit sind Steam Cracker noch unverzichtbar bei der Bereitstellung der Plattform-Chemikalien für Polymere. Das könnte sich in Zukunft ändern. Abb. I-6 zeigt im grau unterlegten Bereich mögliche zukünftige Pfade auf. Diese könnten die Rohöl-Naphta-Route ergänzen oder auch theoretisch ganz ablösen (Lechtenböhmer et al. 2016). 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 technologiespezifische Veränderung der Einführung von *Carbon Capture* ließen sich die Steam Cracker auch weitgehend in ein System mit Kohlenstoffkreisläufen einbinden. Somit wären die in der Abbildung dargestellten heutigen und zukünftigen Systeme parallel zu betreiben. Wasserstoff aus Elektrolyse könnte insoweit in Deutschland als Synthesegas erzeugt werden, als es der Strommarkt und die CO_2-Ströme der Steam Cracker und ggf. anderer industrieller CO_2-Quellen erlauben.

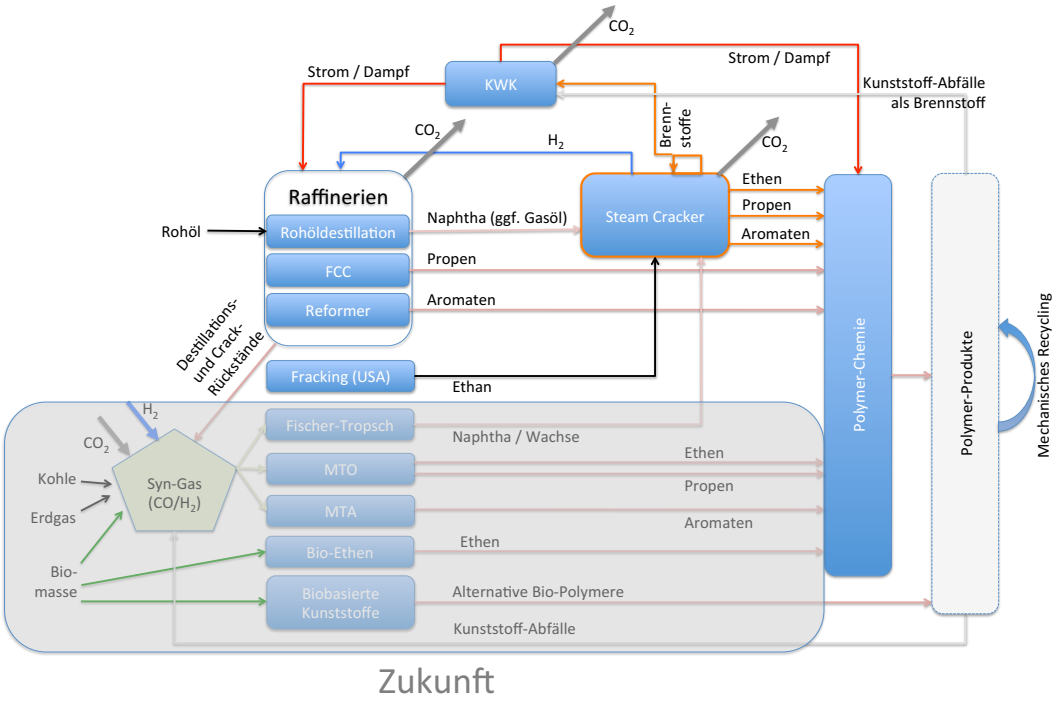


Abb. I-6 Abbildung der Einbindung von (hocheffizienten) Steam Crackern und von Konzepten zur rohstofflichen Verwertung von Kunststoffabfällen in den Stoffstromkreislauf der Olefin- (bzw. Polymer-)Produktion

Quelle: eigene Abbildung

Pyrolyse und/oder Gasifizierungskonzepte könnten zusätzlich die Kohlenstoff- und Wasserstoffkreisläufe schließen und damit die inländischen Erzeugungspotentiale erhöhen. Wie bereits dargelegt, sind diese Konzepte insbesondere in einem ambitionierten Szenarioumfeld (95 % THG-Minderung gg. 1990) relevant, denn hier müsste die Referenztechnologie selbst (Müllheizkraftwerk) mit Carbon Capture ausgestattet werden, um CO_2-Neutralität annähernd zu gewährleisten. Die beiden Szenarien einer alternativen Kunststoffverwertung durch Gasifizierung oder Verstromung (hier mit CCS) wurden für ein dekarbonisiertes Industriesystem der Zukunft im Rahmen der Studie (Samadi et al. 2016) für das Industrie-Cluster des Rotterdamer Hafens einander gegenübergestellt. Falls CCS jedoch für Deutschland ausgeschlossen bleibt, müsste der CO_2-Strom nach der Isolierung aus dem MVA-Abgasstrom aufbereitet werden, um ihn wiederum als Synthesegas (im Rahmen von CCU) nutzbar zu machen. Der Gesamtwirkungsgrad wäre damit deutlich ungünstiger als im Falle einer direkten rohstofflichen Verwertung. Als einziger Vorteil verbliebe eine zusätzliche Flexibilität der Stromerzeugung.

Über die inländisch erzeugten Produkte hinaus könnten Plattformchemikalien (z. B. Methanol) oder Polymere aus Regionen importiert werden, die über größere Potenziale zur Erzeugung von erneuerbaren Energien verfügen (MENA-Raum, Golf-Staaten).

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Die öffentliche Forschungsagenda im Bereich Petrochemie konzentriert sich derzeit auf den Bereich Power-to-Chemicals, d. h. die Herstellung von Basischemikalien auf Basis von strombasierten Plattformchemikalien wie Wasserstoff (siehe *Technologiefeld 4.3: Power-to-liquids/chemicals*).

Diese Konzentration erscheint gerechtfertigt, sind doch die Vorlaufzeiten und unternehmerischen Risiken hier bedeutend höher, während es sich bei den neuartigen Naphtha Steam Cracker Technologien um Technologien handelt, die einen vergleichsweise hohen TRL aufweisen. Zwar gibt es in Deutschland einen Anbieter von Steam Cracking-Technologie, die Forschung im Bereich neuartiger optimierter Technologie fand jedoch zuletzt außerhalb Europas statt.

Aufgrund der nur eingeschränkten Potenziale der Technologie zur Erreichung ökologischer, ökonomischer und industriepolitischer Ziele in Deutschland wird empfohlen, die öffentliche Unterstützung der Forschung im Bereich der eigentlichen Steam Cracking-Technologie nicht zu intensivieren – trotz der großen Bedeutung, die die Technologie im Rahmen einer dekarbonisierten Industrie weltweit einnehmen könnte.

Anders kann die Aussage jedoch in Bezug auf die Carbon Capture-Technologie und ihre Anwendung in Steam Crackern ausfallen. In diesem Feld bestehen inländische Wertschöpfungspotenziale durch den weltweiten Markt, gleichzeitig kann diese Technologie auch einen Beitrag zu den klimapolitischen Zielen Deutschlands leisten. Für eine endgültige dahingehende Bewertung müssen jedoch auch die differenzierteren Bewertungen zum Stand der Forschung im *Technologiefeld 2.3: CO_2-Abscheidung und Speicherung (CCS)* (bzw. auch 2.*4: CO_2 Nutzung*) berücksichtigt werden.

Die *systemanalytische* Forschung zur Integration von hocheffizienten Steam Crackern mit Carbon Capture in kohlenstoffarme bzw. kohlenstoffneutrale Industriecluster sollte intensiviert werden, um Perspektiven für die zahlreichen bestehenden petrochemischen Standorte in Deutschland bzw. Nordwesteuropa im Rahmen einer sehr weitgehenden Dekarbonisierung der Wirtschaft zu eröffnen.

5.2 Chemisches Recycling von Kunststoffabfällen

Das chemische Recycling von Kunststoffabfällen konnte sich bisher noch nicht in kommerziellen Anwendungen bewähren. Vor dem Hintergrund der Unsicherheit der Versorgung mit Öl wurden F&E in der Vergangenheit staatlich gefördert, die Unsicherheit besteht auf mittlere Frist auch weiterhin.

Die bisher mangelnde Anwendung der Technologien liegt vor allem an der fehlenden Wirtschaftlichkeit einer rohstofflichen Wiederverwertung (inkl. niedriger Ölpreise) und an der Unsicherheit über die Lieferung von Kunststoffabfällen mit einem definierten Vergütungssatz. Aus diesem Grund wurde beispielsweise das BASF-Pyrolyse-Projekt in den 1990er-Jahren gestoppt.

Auch wenn die wissenschaftlichen Grundlagen gelegt sind, so besteht weiterhin Entwicklungsbedarf im Anlagenbau. Mit der Verbesserung der katalytischen Verfahren kann die Selektivität der Pyrolyse weiter gesteigert und damit wirtschaftlicher werden. Demonstrationsprojekte sind aufgrund der unsicheren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland selten geworden, erzeugen aber die notwendigen Lerneffekte.

Insofern wird empfohlen neben der Grundlagenforschung auch integrierte Konzepte einer rohstofflichen Verwertung von Kunststoffabfällen mit Integration in die Wertschöpfungsketten zu fördern – auch wenn die THG-Minderungseffekte erst langfristig relevant werden dürften.

5.3 Ergebnis der Online-Umfrage

In den Abbildungen I-7 bis I-9 sind die Ergebnisse der Online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017 für das Technologiefeld *Low-carbon Kunststoffe* wiedergegeben. 86 % der Befragten weisen für Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture ein mittleres bis hohes nationales Marktpotential aus (Abb. I-7), für das internationale Marktpotenzial geben 82 % der Experten diese Einschätzung. Offenbar besteht ein Zusammenhang zwischen den Einschätzungen des Marktpotenzials und des öffentlichen Forschungsbedarfs, denn die Blasen in der folgenden Abbildung liegen in etwa auf der Diagonalen.

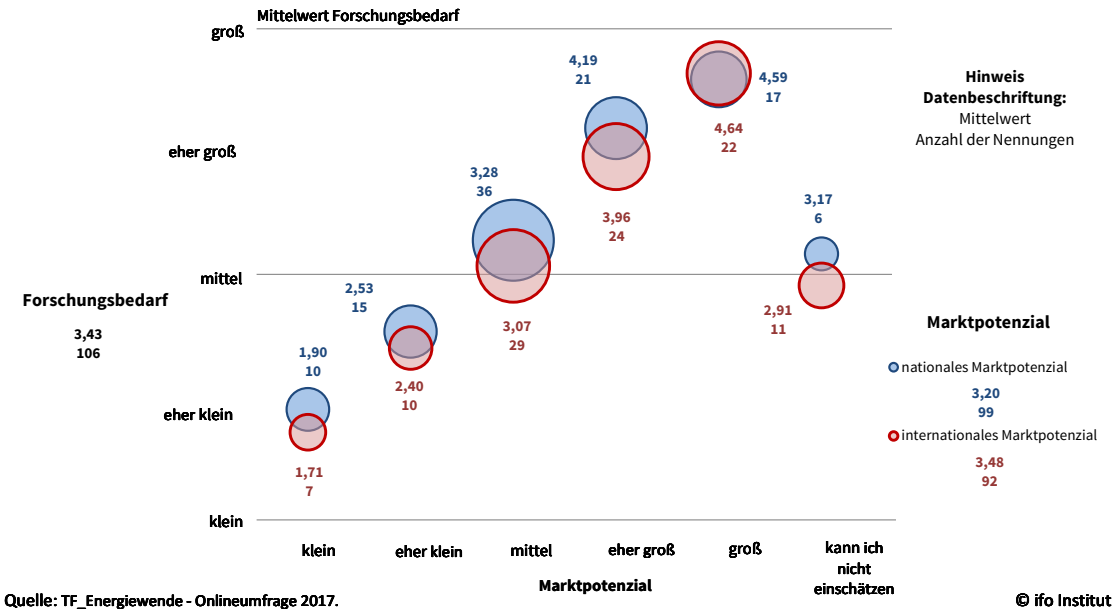


Abb. I-7 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“ – A) Hocheffiziente Steam Cracker mit Carbon Capture

Quelle: ifo Institut (2017)

Hinsichtlich der Einschätzung des öffentlichen Forschungsbedarfs liegt die häufigste Nennung mit 32 % bei „mittel“, fast die Hälfte der Befragten (48 %) hält den Bedarf für „groß“ oder „sehr groß“ (Abb. I-8).

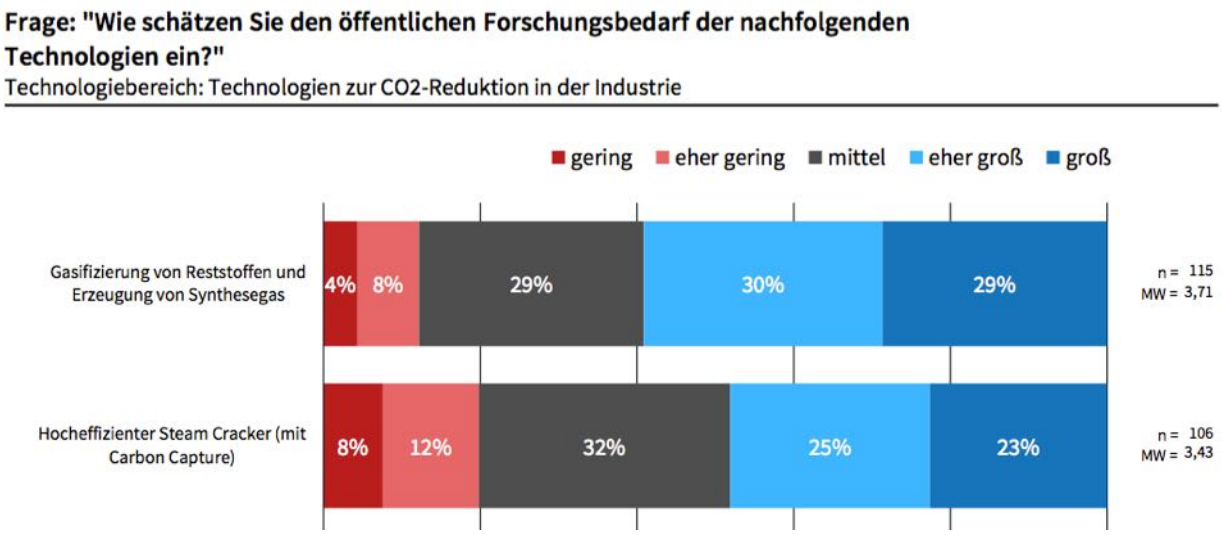


Abb. I-8 Ergebnis der Online-Befragung zum Forschungsbedarf im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“

Quelle: ifo Institut (2017)

Noch etwas höher wird der öffentliche Forschungsbedarf im Bereich der *Gasifizierung von Reststoffen* (mit Erzeugung von Synthesegas) eingeschätzt: 29 % halten hier den Bedarf für „mittel“, während 59 % hier „groß“ oder sehr „groß“ angeben.

Im Vergleich zu dem im vorliegenden Bericht getroffenen Einschätzungen zum Bereich *Chemisches Recycling von Reststoffen* muss darauf hingewiesen werden, dass Verfahren wie die Pyrolyse, die unter dem Feld „Chemisches Recycling von Reststoffen“ mit behandelt wurden, nicht unter den Begriff „Gasifizierung“ fallen. Insofern ist die Abgrenzung der Technologien hier nicht vollständig deckungsgleich.

Auch hier gibt es hinsichtlich der Einschätzung des Marktpotenzials und des öffentlichen Forschungsbedarfs einen Zusammenhang – zumindest bezogen auf das internationale Potenzial (rote Blasen in Abb. I-9 liegen auf einer Diagonalen). Dieses wird insgesamt höher eingeschätzt als das nationale Potenzial.

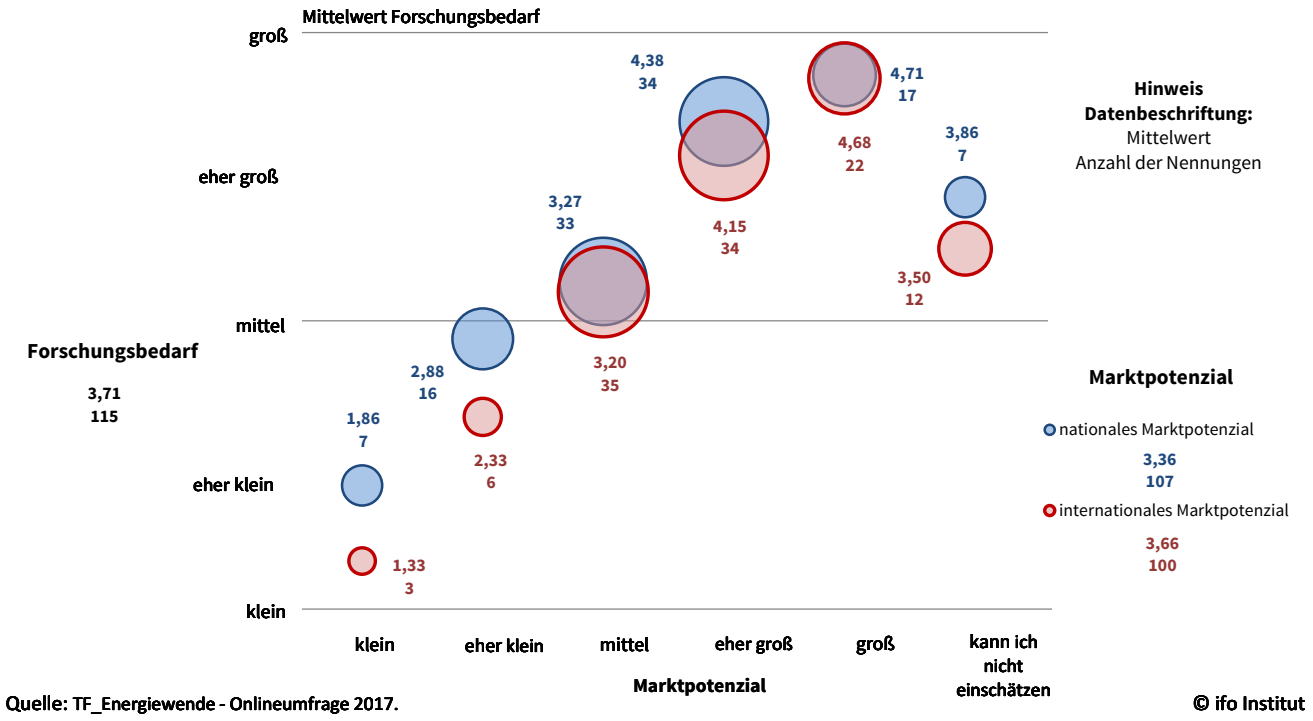


Abb. I-9 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld „Low carbon Kunststoffe“ – B) Gasifizierung von Reststoffen und Erzeugung von Synthesegas

Quelle: ifo Institut (2017)

II Power-to-heat

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Nachfolgend werden in diesem Bericht die Power-to-Heat-Technologien als industrielle Querschnittsanwendung behandelt. Da diese sehr unterschiedlich sind, können sie nur zum Teil übergreifend (z. B. bei den Kriterien Akzeptanz oder Abhängigkeit von Infrastrukturen) als Ganzes behandelt werden. In den Fällen, wo eine Einzelbetrachtung der Sub-Technologien erforderlich ist, werden beispielhaft relevante Technologien (z. B. induktive Erwärmung) bzw. Branchen (z. B. Stahlindustrie) oder Anwendungen (z. B. Dampferzeugung) analysiert. In beiden Fällen ist häufig eine Unterscheidung in hybride (elektrische *und* brennstoffbasierte) sowie monovalente (rein elektrische) Ausführung bzw. in flexibilisierte und nicht flexibilisierte (Grundlast-) Fahrweise sinnvoll.

1.1 Power-to-Heat – Definition und Abgrenzung

Als Power-to-Heat (PtH) werden Umwandlungstechnologien bezeichnet, bei denen elektrischer Strom in Wärme transformiert wird. Insofern stellt PtH eine Kopplung zwischen den Sektoren Strom und Wärme dar. Über die Art der Umwandlung ist dabei noch keine Aussage getroffen. Es kann sich um rein elektrische Verfahren handeln, die Strom als Hauptenergiequelle direkt oder indirekt in Wärme umwandeln, oder um Verfahren, bei denen Strom als Hilfsenergie dient, um vorhandene (Niedertemperatur-)Wärme (z. B. Abwärme oder Umweltwärme) auf ein höheres und somit technisch nutzbares Temperaturniveau zu heben. Das klassische Beispiel für den letzteren Anwendungsfall ist die elektrisch betriebene Wärmepumpe (WP). Aber auch ein elektrischer Brüdenverdichter kann dazu dienen, nicht mehr nutzbaren Wasserdampf auf ein wieder nutzbares Druck- und Temperaturniveau anzuheben (Wolf et al. 2012: 2; 2014: 3).

PtH-Anwendungen kommen in den Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) und Industrie vor (vgl. Abb. II-1). In diesem Kapitel werden nur die *industriellen* PtH-Anwendungen zur Erzeugung von Prozesswärme betrachtet. Als weitere Einschränkung werden hier keine Wärmepumpen behandelt, da sie bereits in den Technologiefeldern *1.7: Umweltwärme* (für nicht-industrielle Anwendungen) bzw. *6.2: Energieeffiziente Querschnittstechnologien* (industrielle Großwärmepumpen) erfasst sind.

Haushalte und Gewerbe	Industrie und Prozesswärme
▪ Widerstands-Heizsysteme – Heizstäbe – Strömungserhitzer – Flächenheizsysteme – Infrarotstrahler ▪ Elektrodenheizkessel (Gewerbe) ▪ Elektrische Wärmepumpe ▪ Bivalente (hybride) Wärmesysteme	▪ Prozesse und Verfahren – Konduktive Widerstandserwärmung – Induktive Erwärmung – Hochfrequenzerwärmung – Magnetische Gleichstrom-Erwärmung – Elektrische Infraroterwärmung ▪ Elektrodenkessel (ggf. mit KWK) ▪ Elektrische Wärmepumpen

Abb. II-1 Technologien für elektrische Wärmeerzeugung in verschiedenen Sektoren

Quelle: Kleimaier (2016: 13)

1.2 Physikalische PtH-Verfahren und ihre Anwendungen

Grundsätzlich wird zwischen direkten und indirekten elektrischen Erwärmungsverfahren differenziert. Bei den *direkten* Verfahren (induktiv / konduktiv / dielektrisch) geschieht die Umwandlung in Wärme im Werkstück selbst, ohne dass es eines Wärmeträgermediums bedarf. Bei den *indirekten* Verfahren (indirekte Widerstands- / Lichtbogen- / Infrarot-Erwärmung) findet die Umwandlung in Wärme außerhalb des Werkstücks statt. Die Wärme wird über die Werkstoffoberfläche eingetragen, entweder - mit Hilfe eines Wärmeträgermediums (Luft, Dampf, Flüssigkeitsbäder...) - über Wärmeleitung und Konvektion oder über Wärmestrahlung (Infrarot).

Es gibt eine Vielzahl von PtH-Technologien, die im Rahmen dieses Technologieberichtes nicht alle einzeln behandelt werden können. Daher sind die relevanten Technologien synoptisch in Tab. II-1 mit ihren jeweiligen physikalischen Prinzipien, Anwendungen bzw. Branchen und - soweit verfügbar - mit Angaben zur Leistungsgröße, Wirkungsgraden und Temperaturniveau zusammengestellt. Die Wärmepumpen sind nur der Vollständigkeit halber aufgeführt, werden aber - wie oben erwähnt - in anderen Kapiteln detailliert behandelt.

Als für die Elektrifizierung von Prozesswärme relevant wurden insbesondere folgende Branchen identifiziert:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- Grundstoffchemie
- Glas, Keramik
- Zement, Kalk, Ziegel
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle & Eisengießereien

Tab. II-1 Gliederung, technische Kenndaten und Anwendungsbeispiele für PtH-Technologien

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el / th Leistung	eta	Temp.-Niveau
Direkte elektrische Prozesswärme					
Konduktive Erwärmung (ohmsche Widerstandsheizung)	ohmsche Widerstandsheizung, bei der das Werkstück Teil des Stromkreises ist	Eisen-, Stahl- und Nichteisenmetallindustrie: ▪ Herstellung von Graphit und Siliciumcarbid ▪ Widerstandsschweißverfahren ▪ Erwärmung von Halbfabrikaten (Knüppeln, Stangen, Rohren, Drähten, Blechen, Bändern) vor der Umformung oder Wärmebehandlung in der Stahl- und Nichteisenmetallindustrie ▪ Schmelzen von Glas ▪ Schmelzflusselektrolyse von Aluminium	bis 1.600 kVA, 10.000 - 30.000 A Stahldrahterwärmung: bis 4,8 t/h		
Elektrodenkessel	Heißwasser- und Dampf-Erzeugung mittels an Elektroden angelegter Hochvolt-Wechselspannungen (Wasser als elektrischer Leiter)	▪ Erzeugung von Fernwärme (z. B. Nürnberg und Flensburg) ▪ Wasser wird dabei auf 100°C erhitzt und in Heißwasserspeicher eingespeist	1 bis 90 MW_{th}		
Induktive Erwärmung (Wechselstrom)	ohmsche Erwärmung durch Erzeugen eines Wirbelstroms in einem elektrischen Leiter mit Hilfe eines Wechselstrom-Magnetfeldes in einer Induktionsspule („Induktor")	▪ Induktionshärten ▪ Schmelzen von Metallen, Speziallegierungen und Nichtmetallen (z. B. von Gläsern und Oxiden) ▪ Rühren und Durchmischen von Metallschmelzen (mittels elektromagnetischer Kräfte) ▪ induktives Schweißen und Fügen ▪ Sonderverfahren (induktives Schwebeschmelzen und Zonenschmelzverfahren zur Züchtung von Silizium-Einkristallen in der Halbleiterindustrie)			
Magnetische Gleichstromerwärmung	Rotation des Werkstücks in statischem Magnetfeld mittels supraleitender Spule	z. B. schnelle Erwärmung von Extrusionsblöcken		> 80 %	
Dielektrische Erwärmung: a) Hochfrequenz-Erwärmung bis ca. 500 MHz (= Kondensatorfelderwärmung)	Prinzip der dielektrischen Erwärmung durch Anregung polarisierter Moleküle mit Hilfe eines hochfrequentem elektrischen Feldes (vgl. Mikrowelle)	Erwärmung und Trocknung von Stoffen mit polaren Moleküleigenschaften (wasserhaltige Stoffe, Gummi, Kunststoffe wie PVC, Polyester, GFK, Melaminpressharz) in der Papier-, Holz-, Möbel-, Textil-, Kunststoff und Lebensmittelverarbeitung und chem.-pharmazeutischen Industrie HF-Erwärmung: ▪ Trocknung und Verleimung von Holz- und Zellstoffproduk-		industrielles Magnetron: 80 % (zuzüglich Verluste auf Weg zum Produkt)	

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el / th Leistung	eta	Temp.-Niveau
b) Mikrowellenerwärmung ab ca. 500 MHz		ten ▪ Trocknung von Textil- und Glasfasern sowie Papierbahnen ▪ Vorerwärmung und Verschweißung von Kunststoff und Pressmassen ▪ Auftauen und Konservieren von Rohstoffen und Nahrungsmitteln		150 - 200 kWh/m^3 Spanplatte	
Indirekte elektrische Prozesswärme					
Elektro-Ofen (Indirekte Widerstandserwärmung)	Erzeugung der Wärme in metallischen oder keramischen Widerstandsheizelementen und Übertragung der Wärme über Strahlung und Konvektion auf das Werkstück oder ein Wärmemedium (Wasser, Dampf, Thermoöl, Luft...)	▪ Wärmebehandlungsöfen in der Metall-, Keramik- oder Glasindustrie, Nahrungsmittelindustrie, chem. Industrie, Elektronikindustrie ▪ Bauformen: Kammerofen Haubenofen Herdwagenofen Durchlaufofen Horizontaler Rohrofen / Diffusionsofen			1.200°C (CrNi) bis 3.000°C (keramisch)
Elektro-Kessel (Indirekte Widerstandserwärmung)	Erzeugung von Heißwasser oder Dampf über metallische oder keramische Widerstandsheizelemente (Übertragung der Wärme über Strahlung, Leitung und Konvektion)	▪ zahlreiche Anwendungen bzw. Querschnittstechnologien	einige 100 kW_{el}		
Infraroterwärmung (Strahlungswärme)	Wärmeübertragung durch elektromagnetische Strahlung von Heizelement-Oberflächen auf Werkstück-Oberflächen	▪ Trocknen und Polymerisieren von Farben und Lacken ▪ Erwärmen thermoplastischer Kunststoffe ▪ Trocknen von Textilien, Papier, Keramik oder Kunststoffen ▪ Härten von Klebstoffen ▪ Lötprozesse	kurzwellig: bis 60 kW/m^2, langwellig: bis 300 kW/m^2	50 % (im Mittel)	1.000 bis 3.000 Kelvin (kurzwellige Strahler) bis 1.000 Kelvin (langwellige Strahler)
Lichtbogenerwärmung	▪ Selbstständige Gasentladung in Form eines Plasmas, wobei elektr. Energie in Wärme umgesetzt wird ▪ Zündung des Lichtbogens durch hohen Kurzschlussstrom mit anschließendem Zurückfahren der Elektroden ▪ Wärmeübertragung vom brennenden Lichtbogen auf das Gut	▪ Elektrostahl-Recycling in Drehstrom-oder Gleichstrom-Lichtbogenöfen (ca. 1/3 weltweit) ▪ Acethylen-Herstellung Lichtbogenreduktionsöfen: Reduktion von Eisenschwamm oder Metalloxyden mittels Koks zur Gewinnung von Ferrolegierungen, Silizium, Calciumkarbid und Phosphor ▪ Elektroschlacke-Umschmelzen (ESU) / Vakuumlichtbogenumschmelzen: Produktion von hochwertigen Stählen, Superlegierungen	bis über 100 MVA Stromdichte: 1.000 A/cm2 Durchmesser Plasma-kanal: bis zu 13 cm Lichtbogenlän-	450 kWh/t (Ziel)	bis 9.000 K

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el / th Leistung	eta	Temp.-Niveau
	durch Leitung, Konvektion und Strahlung	und hochreaktiven Metallen (z. B. Titan, Zirkonium) ▪ Lichtbogenschweißen: thermisches Trennen und Spritzen von Metallen	ge: bis zu 1,2 m		
Plasma-Erwärmung	a) Plasmastrahlverfahren: Ionisation eines Gasstroms (z. B. Argon) in einem Lichtbogen oder im hochfrequenten elektrischen oder magnetischen Feld b) Plasmawärmebehandlungs- bzw. Plasma unterstützte Beschichtungsverfahren: Schichtbildung eines Arbeitsgases am Werkstück durch Ionisation im Vakuumofen c) Plasmaverbindungsschweißen	a) Plasmastrahlverfahren: ▪ Schmelzen, Schneiden oder Schweißen von hochschmelzenden Werkstoffen und Speziallegierungen (z. B. Titan, Tantal, Molybdän, Niob) ▪ insbesondere Schmelzen von Edelstahl aus Schrott (Öfen mit max. 45 Tonnen Kapazität) b) Plasmawärmebehandlung- und Beschichtungsverfahren: ▪ CVD: Chemical Vapour Deposition ▪ PVD: Physical Vapour Deposition	a) bis 28 MW_{el} (Öfen bis 45 t) Leistungsdichten bis ca. 107 W/m^2 b) Thyristor-gesteuerte Generatoren mit bis zu 1.000 kW (Behälter mit bis zu 50.000 Liter / 36 t)		7.000 K - 20.000 K (P-Strahlverfahren) 350°C - 1.200°C (P-Behandlungsverfahren)
Elektronenstrahl-Erwärmung	Elektronenstrahlkanone: Emission von Elektronen aus beheiztem Wolfram- oder Tantaldraht (2.900 K) durch Anlegen einer Beschleunigungs-Hochspannung (i.d.R. im Hochvakuum)	▪ Schmelzen, Schweißen, Beschichten, Bedampfen, Einlegieren und Oberflächen-Wärmebehandlung von metallischen Werkstoffen höchster Reinheit ▪ Luft- und Raumfahrtindustrie (Schweißen von Triebwerksteilen), Reaktorbau, Elektroindustrie (Schweißen spezieller Kontakte oder Supra-Leiter), Automobilbau (Herstellung von Kolben, Ventilen etc.)	100 KW - 1 MW (10 - 109 W/cm^2) Schmelzöfen bis 100 t		
Elektrische Wärmepumpen	thermodynamischer Kreisprozess mit Verdampfung (Wärmeaufnahme auf niedrigem Temperaturniveau), Verdichtung (elektr. Kompressor), Kondensation (Wärmeabgabe auf höherem Temperaturniveau) und Entspannung (Drossel)	▪ hocheffiziente Energiebereitstellung auf niedrigem Niedertemperaturniveau (ca. 35 - 75 °C) für Brauchwarmwasser, Prozess- und Raumwärme ▪ Nutzbarmachung von NT-Abwärme, geothermischer und Umgebungswärme durch Heben auf ein höheres Temperaturniveau ▪ Wärme-Kälte-Kopplung ▪ Vorerwärmung / Anhebung der Vorlauftemperatur (mit anschl. Nacherhitzer) ▪ Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie (insbesondere, wenn höhere Temperatur bis 140°C erschlossen werden können) ▪ Fernwärmeerzeugung (Bsp. aus Schweden und Schweiz)	ca. 1 kWth bis 34 MWth	COP = ca. 200 - 500 % (abhängig vom Temp.-Hub) > 700 % bei gleichzeitiger Kältenutzung	65 bis 75°C (einstufig) bis 80°C (mehrstufig) bis ca. 100°C (HT-WP) > 140°C (mit R245fa, in Entwicklung)

Quellen: Eigene Zusammenstellung, basierend auf Pfeifer (2013), Paar et al. (2013: 113) / www.vapec.ch / www.power-to-heat.eu/power-to-heat

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Projekte und Forschungscluster

Grundsätzlich existieren mittlerweile zahlreiche Projekte, Plattformen und Cluster bzw. Virtuelle Institute, die zu dem Thema „Power-to-Heat“ forschen, z. B.:

- Virtuelles Institut NRW - Strom zu Gas und Wärme:
  Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)
  www.strom-zu-gas-und-waerme.de
- Innovationsforum Power-to-Heat:
  Fachgebiet Energiewirtschaft der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg
  www.innovationsforum-p2h.de
- Dialogplattform Power to Heat:
  Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (efzn) / Goslar
  www.efzn.de/de/veranstaltungen/powertoheat/p2h-2016
- Power-to-Heat Vernetzungsplattform:
  NEW ENERGY Capital Invest GmbH / Wien
  www.power-to-heat.eu/power-to-heat

Teilweise werden die Themen auch am Rande von Energieeffizienzclustern behandelt, z. B. bei der Plattform „EnEff:Industrie“ (www.eneff-industrie.info). Bisher ist das Thema PtH jedoch vorwiegend relevant im Haushaltsbereich (Einsatz von Wärmepumpen, siehe Technologiefeld *1.7 Umweltwärme*) sowie bei Fernwärmenetzen (Einsatz von Heizstäben, Elektrodenkesseln oder Industrie-Wärmepumpen).

Eine systematische Analyse der PtH-Potenziale über verschiedene Industriebranchen und Technologien hinweg ist nach Kenntnis der Autoren noch nicht in der Literatur verfügbar. Eine Suchabfrage in dem zentralen Informationssystem Energieforschungsförderung EnArgus des BWMi (www.enargus.de) ergibt zwar 195 Treffer für den Begriff „Power-to-Heat“ und 119 Treffer für den Begriff „Prozesswärme“. Die UND-Verknüpfung reduziert das Ergebnis jedoch auf 2 Treffer mit geringer Relevanz für die hier betrachtete Fragestellung („CPC-Vakuumröhrenkollektor für solarthermische Großanlagen“ und „Forschung und Entwicklung eines Brenners zur thermischen Verwertung von staubförmigen (Rest-)Stoffen inklusive Prozesswärmebereitstellung“).

Insbesondere wurden bisher kaum langfristige Elektrifizierungspotenziale industrieller Prozesswärme untersucht, deren Entwicklung für eine (nahezu vollständige) Dekarbonisierung auch des Industriesektors unerlässlich ist. Häufig beschränken sich Untersuchungen auf kurz- bis mittelfristig erschließbare Flexibilisierungspotenziale mit eher ökonomisch orientiertem Fokus, z. B. unter Nutzung kostengünstigen Überschussstroms oder zur Teilnahme am Regelenergiemarkt (Krzikalla et al. 2013: 36). So ermöglicht beispielsweise die Anfahr- und Regelcharakteristik eines Elektroden-

kessels die Teilnahme am Regelenergiemarkt[15]. Diese Potenziale machen jedoch nur einen Bruchteil der gesamten technischen Elektrifizierungspotenziale aus.

2.2 Technologiespezifische Entwicklungspotenziale

Zu einzelnen Technologien können z. T. allgemeine Aussagen hinsichtlich ihrer Zukunftsaussichten und ihres Forschungsbedarfes gemacht werden. So erfordert beispielsweise das Verfahren der *Konduktiven Erwärmung* einen möglichst konstanten Werkstückquerschnitt und verliert daher wegen zunehmender geometrischen Komplexität vieler Bauteile (z. B. in der Automobilindustrie) an Bedeutung (Pfeifer 2013: 266).

Dem hingegen wird der *Induktiven Erwärmung* eine zunehmende Bedeutung beigemessen aufgrund höherer Anforderungen an die Werkstoff-Qualität und an einen möglichst wirtschaftlichen, umweltfreundlichen und rohstoffsparenden Ressourceneinsatz. Dieses Verfahren weist einen Zusatznutzen dadurch auf, dass eine (steuerbare) Rührwirkung und Durchmischung von Metallschmelzen aufgrund elektromagnetischer Felder erzielt wird. Ein rasches Einrühren an der Schmelzoberfläche reduziert unerwünschte Materialverluste durch Abbrand. Durch die homogene Durchmischung werden neue oder verbesserte Eigenschaften von Werkstoffen (z. B. beim Strangpressen, bei der Erstarrung spezieller Legierungen und bei der Halbleiterkristallzüchtung für Mikro- und Leistungselektronik oder Photovoltaik) möglich. Hier besteht noch weiteres erhebliches Entwicklungspotenzial bezüglich des gezielten Einsatzes einer Strömungsbewegung oder -Dämpfung (Pfeifer 2013: 266).

Bei der *Dielektrischen Erwärmung* (Hochfrequenz-Erwärmung bis ca. 500 MHz bzw. Mikrowellenerwärmung ab ca. 500 MHz) wird ebenfalls noch großes Entwicklungspotenzial gesehen, z. B. bei der thermischen Behandlung von keramischen Werkstoffen (mikrowellenunterstütztes Sintern von Keramiken und Entbindern beim Spritzgießen keramischer Massen) (Pfeifer 2013: 266).

Bei der *Lichtbogen-Erwärmung* werden für die Stahlindustrie in der Literatur folgende Entwicklungsziele genannt: durchschnittliche Chargenzeiten von 30 Minuten, Senkung des elektrischen Energiebedarfs auf etwa 450 kWh/t und des Graphitverbrauchs auf 1 kg/t Stahl sowie die Nutzung der Abgasenthalpie zur Schrottvorwärmung (Pfeifer 2013: 311).

Die *Elektronenstrahl-Erwärmung* bietet noch Potenzial bei der Reduzierung der Investitionskosten und der Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit (Pfeifer 2013: 326).

15 Nach eigenen Angaben werden z. B. ca. 70 MW Regelleistung durch Hochspannungs-Elektrokessel eines Herstellers am deutschen Regelenergiemarkt bereitgestellt [Quelle: www.vapec.ch].

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Bezogen auf einzelne PtH-Technologien wurde in Kapitel 2.2 beispielhaft eine grobe Einschätzung ihrer Zukunftsaussichten und ihres Forschungsbedarfes vorgenommen. Auch wenn es, wie dort geschildert, noch F&E-Bedarf in den vielversprechenden Technologien wie beispielsweise induktive, dielektrische, Lichtbogen-, Plasma- und Elektronenstrahl-Erwärmung gibt, so sind diese Technologien an sich bereits kommerziell verfügbar. Ihr Einsatz ist jedoch bisher in der Regel auf Anwendungen beschränkt, wo andere Erwärmungstechnologien prinzipbedingt z. B. keine hinreichende Produktqualität oder Verarbeitungsgeschwindigkeit bieten. Legt man den Fokus jedoch - im Sinne einer langfristigen Dekarbonisierung - auf die Elektrifizierung an sich, so sind durchaus noch große Anwendungspotenziale zu erwarten. Die eigentliche Herausforderung besteht dabei in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Dabei ist sowohl eine monovalente (rein elektrische), aber insbesondere für Bestandsanlagen und für eine Übergangszeit auch eine hybride bzw. parallele (elektrische *und* brennstoffbasierte) Prozessführung denkbar:

1 | Monovalent-elektrisch betriebener Prozess:

- Diskontinuierlicher Batch-Prozess mit Kapazitätserhöhung und Produktspeicher (Lager)
- Kontinuierlicher (teillastfähiger) Prozess

2 | Hybrider Produktionsprozess (mit zwei Heizsystemen):

- Bypass: Zweites (elektrisch beheiztes) Zuführungssystem (z. B. zusätzliche Zuleitung mit Widerstandsheizung)
- Zweites Heizsystem im gleichen Aggregat (z. B. zusätzliche Widerstandsheizung im brennstoffbeheizten Ofen)

3 | Parallele Produktionsprozesse (zwei unterschiedliche Produktionslinien):

- Kapazitätserhöhung durch (zusätzlichen) vollständig elektrisch betriebenen Produktionsprozess (Bsp. brennstoffbeheizter Ofen + zusätzlichem Mikrowellenofen)

Da der Aufwand für die oben beschriebene Prozessintegration branchen- und produktspezifisch sehr unterschiedlich ausfällt, kann keine allgemein verbindliche Aussage zu den Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung getroffen werden. Während beispielsweise in der Stahlbranche bereits heute kommerziell Elektroschmelzverfahren eingesetzt werden, ist in der Zementindustrie (beispielhaft in Tab. II-2 ausgeführt) nicht zu erwarten, dass in den kommenden Jahren elektrisch betriebene Drehrohröfen im industriellen Maßstab verfügbar sein werden. Der Grund für diese Einschätzung liegt darin, dass thermodynamisch und prozesstechnisch ein völlig neues Anlagendesign entwickelt werden müsste, dazu nur Neuanlagen in Frage kämen und – in Konkurrenz zu den heutzutage eingesetzten sehr billigen Ersatzbrennstoffen – große Mengen günstigen Stroms zur Verfügung stehen müssten.

Tab. II-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung am Beispiel der Stahl- (Elektroschmelzverfahren) und der Zementindustrie (elektrisch beheizter Drehrohrofen)

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Elektroschmelzverfahren					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☒	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐
Elektrisch beheizter Drehrohrofen					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☐	bis 2050 ☐	nach 2050 ☒
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 ☐	bis 2030 ☐	bis 2040 ☒	bis 2050 ☐	nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, sind die PtH-Technologien an sich bereits kommerziell verfügbar, auch wenn sie noch z. T. erhebliches Optimierungspotenzial aufweisen.

Die Einstufung des Entwicklungsstadiums wird daher nachfolgend beispielhaft anhand prozesstechnischer PtH-Anwendungen in repräsentativen, energieintensiven Branchen vorgenommen. Dabei wird zwischen elektrischer Dampferzeugung (T0) unterschieden, die quer zu den Branchen angewandt werden kann, und PtH-Anwendungen, die brennstoffbeheizte Systeme (Brenner bzw. Öfen) in den jeweiligen Branchen ersetzen (T1 bis T5).

- T0: elektrische Dampferzeugung (Querschnittstechnologie)
- T1: Papier und Pappen
- T2: Grundstoffchemie
- T3: Glas, Keramik
- T4: Zement, Kalk, Ziegel
- T5: Eisen & Stahl

Tab. II-3 Aktuelle Entwicklungsstadien für PtH-Anwendungen für elektrisch erzeugten Dampf (T0) und als Brennstoffersatz für fünf beispielhafte Branchen (T1 bis T5)

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T0 Da.	T1 Pa.	T2 Ch.	T3 Gl.	T4 Ze.	T5 Ei.
Grundlagenforschung							
	TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐	☐	☐	☐	☐	☐
Technologieentwicklung							
	TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐	☐	☐	☐	☐	☐
	TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐	☐	☐	☐	☒	☐
	TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Demonstration							
	TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐	☒	☐	☐
	TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐	☐	☐	☐	☐	☐
	TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung	☒	☐	☐	☐	☐	☐
	TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Kommerzialisierung							
	TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐	☐	☐	☒	☐	☒

TRL= Technology Readiness Level

T0: elektrische Dampferzeugung (Querschnittstechnologie), T1: Papier und Pappen, T2: Grundstoffchemie, T3: Glas, Keramik, T4: Zement, Kalk, Ziegel, T5: Eisen & Stahl

Die Einschätzungen in Tab. II-3 basieren auf Literaturangaben und Expertengesprächen zu den Elektrifizierungspotenzialen mit Vertretern ausgewählter energieintensiver Branchen und werden im Folgenden begründet.

T0 - Elektrische Dampferzeugung (Querschnittstechnologie): TRL 7

Elektrische Dampferzeuger im kleinen Leistungsbereich stehen bereits kommerziell zur Verfügung, z. B. für Sterilisatoren in Krankenhäusern oder im produzierenden Gewerbe. Im großen Maßstab, als Ersatz für brennstoffbetriebene Dampfkessel oder Dampfkraftwerke (KWK-Anlagen), werden sie jedoch noch selten kommerziell eingesetzt. Es gibt jedoch z. B. in einem Chemiepark erste positive Erfahrungen mit einem Elektrodenkessel in einer parallel hybriden Dampferzeugungsanlage, der vom

Betreiber als „gut integriert“ und „mit schnellen Ansprechzeiten“ beschrieben wird. Weitere Einsatzbeispiele sind in (Bechem et al. 2015: 116 ff.) dokumentiert.

T1 - Papier und Pappe: TRL 8

Die Papier- und Pappenindustrie weist einen sehr hohen Dampfbedarf auf, der grundsätzlich (aus technischer Sicht) mehr oder weniger vollständig elektrisch bereitgestellt werden könnte (vgl. T0). Die hier vorgenommene Einschätzung bezieht sich jedoch auf ein anderes Beispiel, nämlich die *Mikrowellentrocknung* bei der Papierverarbeitung. Sie sorgt für eine selektive, homogene, schonende, schnelle und energieeffiziente Erwärmung mit Tiefenwirkung und ist besonders geeignet bei Trocknungsprozessen. Gründe dafür sind kürzere Trocknungszeiten, geringerer Energieverbrauch und Selbstregeleffekte (Levelling, keine Überhitzung von trocknen Stellen) und somit insgesamt eine höhere Produktqualität sowie ein geringerer Flächenbedarf der Hochfrequenzanlage (bis zu Faktor 10 im Vergleich zur Konvektionstrocknung). Aufgrund dieser Vorteile gibt es bereits erste marktnahe Anwendungen. Das Ausbaupotenzial ist jedoch noch sehr groß.

T2 - Grundstoffchemie: TRL 4

Für die Chemieindustrie gilt, ähnlich wie für die Papierindustrie, dass sie einen relativ hohen Dampfbedarf hat, der - siehe oben - technisch durch Elektrifizierung gedeckt werden könnte. Schwieriger sind jedoch direkte Eingriffe in die Produktionsprozesse selber. Optimal ist ein kontinuierlicher und homogener Prozessbetrieb, der so gefahren werden kann, dass maximale Energieeffizienz erreicht wird bei (gerade noch) Einhaltung der Produktqualität. Je weniger Schwankungen der Prozess aufweist, desto näher kann an das Energie-Maximum heran gefahren werden. Daher ist eine flexibilisierte Fahrweise mit Strom schwierig sowohl hinsichtlich der Energieeffizienz als auch der Produktqualität. Aufgrund dieser Hindernisse wird die Technologieentwicklung auf ein niedriges Niveau eingeschätzt.

T3 - Glas, Keramik: TRL 5 (induktiv / indirekt resistiv) und TRL 9 (konduktiv)

Strom kann in der Glas- und Keramikindustrie sowohl in monovalenten als auch in hybriden Heizsystemen zum Einsatz kommen. Dabei kommen das konduktive (geschmolzenes Glas als elektrischer Leiter = direkte Widerstandsheizung), das induktive (über ein Magnetron) und die Einbringung von elektrischen Heizelementen (indirekte Widerstandsheizung) in Betracht. Die konduktive Erwärmung ist die einzige PtH-Technologie, die in dieser Branche bisher kommerziell angewandt wird (Joint Research Centre (JRC) 2013: 46). Nach wie vor deckt Erdgas mit 85 % den Hauptteil des Energieeinsatzes (BINE 2014).

T4 - Zement, Kalk, Ziegel: TRL 4

Hier wird Bezug genommen auf die Kalzinierung im Kalkofen bzw. die gekoppelte Kalzinierung und Sinterung im Zementofen (Drehrohrofen) bei der Zementherstellung. Grundsätzlich ist auch hier eine Elektrifizierung vorstellbar: entweder durch eine hybride elektrische Luftvorwärmung im bestehenden Systemen (mit Anpassun-

gen) z. B. durch Einblasen elektrisch erhitzter Luft oder durch den direkten Einsatz von Widerstandsheizelementen oder durch eine monovalente Ausführung, die eine komplette Neukonstruktion erfordern würde.

Eine Elektrifizierung würde gewisse Vorteile erbringen. Beispielsweise wird der apparative Aufwand als einfach(er) eingeschätzt, da u. a. keine Zuluft- und Brenngaskonditionierung erforderlich ist. Als Co-Benefit könnten außerdem hochreine CO_2-Ströme als Nebenprodukt der Elektrifizierung in relevanten Mengen - z. B. zur Gas-Synthese mit erneuerbarem Wasserstoff - nutzbar gemacht werden. Angesichts der sehr niedrigen Referenzbrennstoffkosten für die vorwiegend eingesetzten Ersatzbrennstoffe und angesichts der notwendigen Zuführung sehr hoher Energiemengen bzw. Leistungen ist eine solche Elektrifizierung jedoch noch weit ab von einer Kommerzialisierung. Indirekt elektrisch beheizte Drehrohröfen existieren bislang nur im Technikum-Maßstab[16] mit einem Durchsatz von bis zu 0,1 t/h.

T5 - Eisen & Stahl: TRL 9

Bei der Stahlverarbeitung haben sowohl die konduktive als auch die induktive Erwärmung (Schmelzen von Stahl, Gusseisen, Leicht- und Schwermetallen im Tiegel- oder Rinnenofen) eine große Relevanz und einen hohen Entwicklungsstand erreicht. Bei der Sekundärstahlerzeugung (Elektrostahl-Recycling) wird sie als Standardtechnologie eingesetzt. Dadurch wird insgesamt bereits ca. ein Drittel des gesamten Stahls (Primär- und Sekundärstahl) weltweit in Drehstrom-oder Gleichstrom-Lichtbogenöfen geschmolzen (Pfeifer 2013: 308). In der Weiterverarbeitung gibt es jedoch noch deutliches Ausbaupotenzial für elektrische Verfahren.

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die technischen und wirtschaftlichen F&E-Risiken werden in Tab. II-4 auf der Technologiefeld-Ebene eingeschätzt.

Tab. II-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Power-to-Heat

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

Das technische Entwicklungsrisiko wird (über die Breite aller PtH-Technologien) als eher gering angesehen, da die Technologien an sich bereits weit entwickelt sind und - wie in Kapitel 3.1 beschrieben - in verschiedenen Anwendungen auch kommerziell zum Einsatz kommen. In einigen Anwendungsfällen, beispielsweise in der Grundstoffchemie oder bei der Klinker- und Zementherstellung, sind jedoch möglicher-

16 vgl. www.ibu-tec.de/versuche-scale-up/drehrohrofen/versuchsanlagen.html

weise auch höhere technische Risiken zu erwarten, da dort z. T. Prozesse und Apparate (z. B. Drehrohröfen) komplett neu entwickelt und konstruiert werden müssten.

Das wirtschaftliche Risiko wird grundsätzlich als eher hoch angesehen, da von derzeit eher preisgünstigen Energieträgern (Erdgas, Kohle, Ersatzbrennstoffe) auf einen teureren Energieträger (Strom) umgestellt werden müsste. Dies gilt insbesondere für monovalent betriebene Anlagen, die nicht dauerhaft von günstigem Überschussstrom profitieren können. Wenn dadurch höhere Betriebskosten in Kauf genommen werden müssten, erhöht sich der Druck auf eine kostengünstige Entwicklung und Investition in PtH-Anlagen. Inwieweit die wirtschaftliche Risikobewertung in Tab. II-4 zutrifft, ist unter anderem vom Ausbau erneuerbarer Stromquellen und der zukünftigen Entwicklung des Strommarktdesigns abhängig.

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Aufgrund der Breite der einsetzbaren PtH-Technologien kann hier keine abschließende Bewertung hinsichtlich des Einsatzes kritischer Rohstoffe vorgenommen werden. Studien, die dieses Themenfeld speziell für PtH-Technologien beleuchten, sind nicht bekannt. Grundsätzlich erfordern jedoch strombasierte Technologien einen mehr oder weniger hohen Einsatz an stromleitenden Metallen. Insbesondere Kupfer kommt in Spulen (z. B. bei Induktionsöfen) in relevanten Mengen zum Einsatz. Seltene Metalle wie Wolfram oder Tantal werden beispielsweise in einer Elektronenstrahlkanone benötigt (Pfeifer 2013: 323).

Tab. II-5 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Power-to-Heat (Auswahl)

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit
Kupfer (Cu)	keine (ggf. Al)	ja
Wolfram (W)	Tantal (Ta)	ja
Tantal (Ta)	Wolfram (W)	ja

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die im Rahmen der Technologieberichte ausgewählten Szenarien gehen nicht explizit auf Potenziale industrieller Power-to-Heat-Technologien für Prozesswärme ein[17]. Daher wird ein alternatives Vorgehen gewählt und relevante Ergebnisse ausgewählter Elektrifizierungs-Studien wiedergegeben sowie eigene Potenzialabschätzungen für energieintensive Branchen in Deutschland vorgenommen. Aufgrund der wenigen verfügbaren Literatur und des erheblichen Aufwands zur Identifikation der Potenziale (zahlreiche PtH-Technologien für unterschiedliche Branchen, Prozesse und Produkte) kann eine Betrachtung internationaler Potenziale im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden. Dies sollte jedoch Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein.

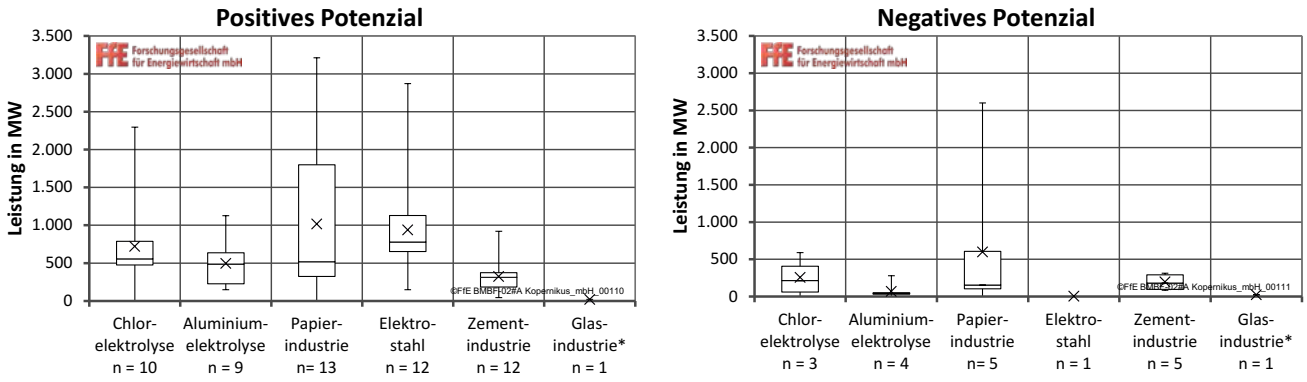
Potenzialabschätzungen aus der Literatur

Es gibt bisher nur wenige Studien in der Literatur, die sich systematisch mit den Elektrifizierungspotenzialen industrieller Prozesswärme beschäftigten. In (Gruber et al. 2015: 14 f.) wird - ausgehend von 534 TWh Endenergie für die industrielle Wärmeerzeugung im Jahr 2012 - im Szenario *Wärmepumpe & elektrothermische Verfahren* ein Elektrifizierungspotenzial von ca. *180 TWh/a* angegeben. Dies entspräche bei 6.200 Volllaststunden pro Jahr einer mittleren Elektrifizierungsleistung von etwa 29 GW und einer Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs von 520 TWh (in 2012) um 35 %.

Quaschning schätzt - unter Einbeziehung von Effizienzmaßnahmen wie Wärmerückgewinnung - den zusätzlichen Strombedarf für die Dekarbonisierung industrieller und gewerblicher Prozesswärme durch Elektrifizierung bis zum Jahr 2040 in einer Größenordnung von *250 TWh* ab (Quaschning 2016: 19).

Viele der vorliegenden Studien beschäftigen sich zunächst nur mit einem Teilaspekt der Elektrifizierung, nämlich dem Flexibilisierungspotenzial von PtH-Technologien. Solche Technologien bzw. Ansätze sind in der Regel bereits näher an der Wirtschaftlichkeit, da mit ihnen Zusatzerlöse z. B. am Regelenergiemarkt erzielt werden können. Abb. II-2 macht deutlich, wie groß die Bandbreite und somit die Unsicherheiten der in einer Metaanalyse zusammengetragenen Potenziale für verschiedene Branchen sind.

17 Ausnahme ist die Berücksichtigung von industriellen Hochtemperatur-Wärmepumpen (bis 140 °C), die jedoch in einem anderen Technologiebericht behandelt werden. In dem KS95-Szenario wird für diese z. B. ein Potenzial von 11 TWh für das Jahr 2050 ausgewiesen (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015).



n = Anzahl der ausgewerteten Studien / * nur Behälterglas-Industrie

Abb. II-2 Metaanalyse zur Identifizierung der Bandbreite der Potenziale an positiver (links) und negativer (rechts) Regelenergiebereitstellung für verschiedene industrielle Branchen

Quelle: von Roon und Dufta (2016: 6)

Eine der wenigen verfügbaren Literaturquellen, die sich mit einer vollständigen Elektrifizierung aller Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr) detaillierter auseinandersetzen, ist die Masterarbeit von Guminski (Guminski 2015) und ein in diesem Kontext veröffentlichtes Tagungspaper (Guminski und von Roon 2017).

In seiner Masterarbeit verfolgt Guminski den Ansatz einer vollständigen Elektrifizierung aller Sektoren in Deutschland zwischen 2015 und 2050. Insgesamt identifiziert er ein Elektrifizierungspotenzial von 1.880 TWh. Dies entspricht rund 74 % des Endenergieverbrauch von 2.540 TWh im Jahr 2013 (Guminski und von Roon 2017: 2 f., 10 ff.).

Für den industriellen Sektor leitet er aus dem gesamten Endenergiebedarf von 723 TWh (Stand 2013) ein *theoretisches Elektrifizierungspotenzial* von 476 TWh ab (siehe Abb. II-3). Dies entspricht einer Elektrifizierungsrate von rund 66 %. Davon entfallen *414 TWh* (87 %) auf *Prozesswärme*, die übrigen 62 TWh (13 %) auf Raumheizung und Warmwasser. *58 TWh* (12 % von 476 TWh) werden über elektrifizierte *Fernwärme* (Warmwasser und Dampf) und der Rest direkt elektrisch bereitgestellt.

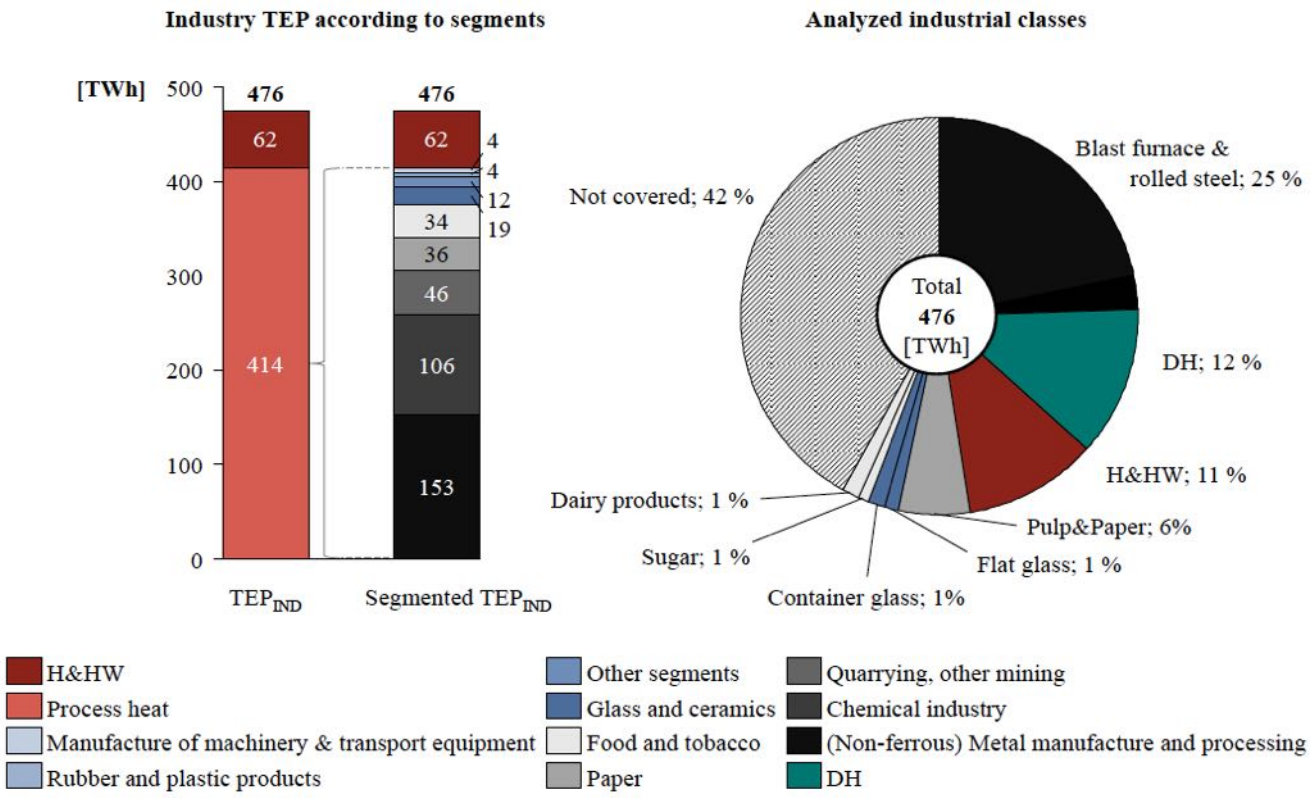


Abb. II-3 Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale (TEP), differenziert nach Industriebranchen

Quelle: Guminski (2015: 39)

Für einzelne Segmente aus dem Nieder- und Mitteltemperaturbereich (bis 240 °C) sowie aus dem Hochtemperaturbereich (über 1.000 °C) werden konkret aus den theoretischen Potenzialen die technisch realisierbaren Potenziale abgeleitet (vgl. Tab. II-6). Für die Segmente aus der ersten Kategorie (Raumwärme & Warmwasser, Papier, Zucker und Milchprodukte) sind die Potenziale vollständig elektrifizierbar, d. h. das theoretische ist mit dem technischen Potenzial identisch. In der zweiten Kategorie gilt dies nur für die Glasindustrie (Flach- und Behälterglas). Bei der Stahlindustrie (Hochofen und Warmwalzen) reduziert sich das Potenzial von rund 120 TWh auf 52 TWh, da zumindest die Primärstahlherstellung prozesstechnisch auf fossile Rohstoffe angewiesen ist und somit in der Praxis nicht elektrifizierbar ist. Insgesamt wird für die sieben untersuchten Branchen bzw. Segmente ein *technisches Elektrifizierungspotenzial* von *153 TWh/a* ermittelt.

Tab. II-6 Technische Elektrifizierungspotenziale industrieller Branchen für unterschiedliche Temperaturbereiche

Klasse	Elektrisches System	Referenzsystem	Technisches Elektrifizierungs-Potenzial [TWh]
Nieder- und Mitteltemperatur (bis 240 °C)			88,6
Raumwärme & Warmwasser	Industrie-WP (Sole)	ND-Gaskessel	51
Papier	Industrie-WP (Sole)	HD-Gaskessel	27
Zucker	Elektrodenkessel	HD-Gaskessel	4,5
Milchprodukte	Elektrodenkessel	HD-Gaskessel	6,1
Hochtemperatur (> 1.000 °C)			64,6
Stahl	Elektrolichtbogenofen	Hochofen	52
Flachglas	Elektr. Glasofen	Flachglasofen	6,0
Behälterglas	Elektr. Glasofen	Behälterglasofen	6,6
Summe			153,2

Quelle: Guminski (2015: 41 ff.), eigene Übersetzung und Ergänzungen

In einer weiteren Arbeit wird ebenfalls eine Ableitung der Elektrifizierungspotenziale im Jahr 2050 für verschiedene, nachfolgend genannte Branchen vorgenommen: Chlor, Ammoniak, Glas, Stahl, Primär- und Sekundäraluminium, Primär- und Sekundärkupfer, Primär-Zink, Lebensmittel, Druckereien, Textilindustrie, Fahrzeugbau, Gießereien, Kunststoffverarbeitung, Futtermittel, Papier und Sonstige Branchen. In der Summe wird ein Potenzial von *201,4 TWh* für Hochtemperaturprozesswärme und weitere 70,6 TWh für den Einsatz von Wärmepumpen (bis 140 °C) identifiziert (Bechem et al. 2015: 120). Das korrespondierende DSM-Potenzial wird mit 16.650 MW_{el} angegeben.

Eigene Potenzialabschätzungen für Deutschland

Um ein möglichst vollständiges Bild über die Elektrifizierungspotenziale für alle relevanten energieintensiven Branchen zu erhalten, wurden eigene Potenzialabschätzungen vorgenommen. Dazu wurden zunächst die Kapazitäten und Produktionsmengen (Stand: 2015) sowie die spezifischen Energiebedarfe für energieintensive Prozesse in Deutschland für Strom, Dampf, Brennstoffe einzeln ermittelt. Als Basis dient eine eigene Datenbank mit 105 unterschiedlichen Produktionsprozessen und 970 erfassten Einzelanlagen an 457 Standorten in Deutschland, die eine Datengrundlage des Energiesystemmodells WISEE des Wuppertal Instituts bildet.

Modellierung

Der Gesamtverbrauch der Industrie (inkl. Raffinerien und Kokereien) betrug im Bilanzjahr 2014 für Strom 235 TWh und für Brennstoffe und Dampf (aggregiert)

560 TWh (AGEB 2016). Daraus wurde folgende Auswahl an acht energieintensiven Branchen bottom-up modelliert:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- 59 Prozesse der Grundstoffchemie
- Glas (inkl. Glasfasern und Steinwolle)
- Zement
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle
- Eisengießereien

Die Modellierung deckt einen Bedarf an 84 TWh Strom (36 %), 235 TWh Brennstoffen und 91 TWh Dampf (zusammen 58 %) ab. Bei den Brennstoffen ist der Reduktionsmittelbedarf enthalten, jedoch nicht der Brennstoffeinsatz in Industriekraftwerken (IKW). Beim Dampf ist der Bezug aus IKW berücksichtigt und eine Bilanzierung von Ein- und Ausspeisungen von Dampf an einzelnen Standorten vorgenommen worden.

Technisches Substitutionspotenzial

Um das technische Elektrifizierungspotenzial zu ermitteln, wurden diejenigen Prozesse, die nicht für eine Elektrifizierung geeignet sind (bzw. einen kompletten Prozesswechsel erfordern würden) ausgeschlossen. Dazu gehört beispielsweise der Einsatz von Energieträgern als Reduktionsmittel. Des weiteren wurden brennstoffintensive Prozesse ausgeschlossen, bei denen in typischer Konfiguration prozessbedingt Brenngasüberschüsse vorliegen (Steam Cracker, Raffinerien, integrierte Hochofenwerke, vgl. Abb. II-4 – bei den in dieser Grafik ausgewiesenen Potenzialen wurde keine standortscharfe Bilanzierung von Quellen und Senken vorgenommen, so dass diese nicht mit den Gesamtpotenzialen direkt vergleichbar sind).

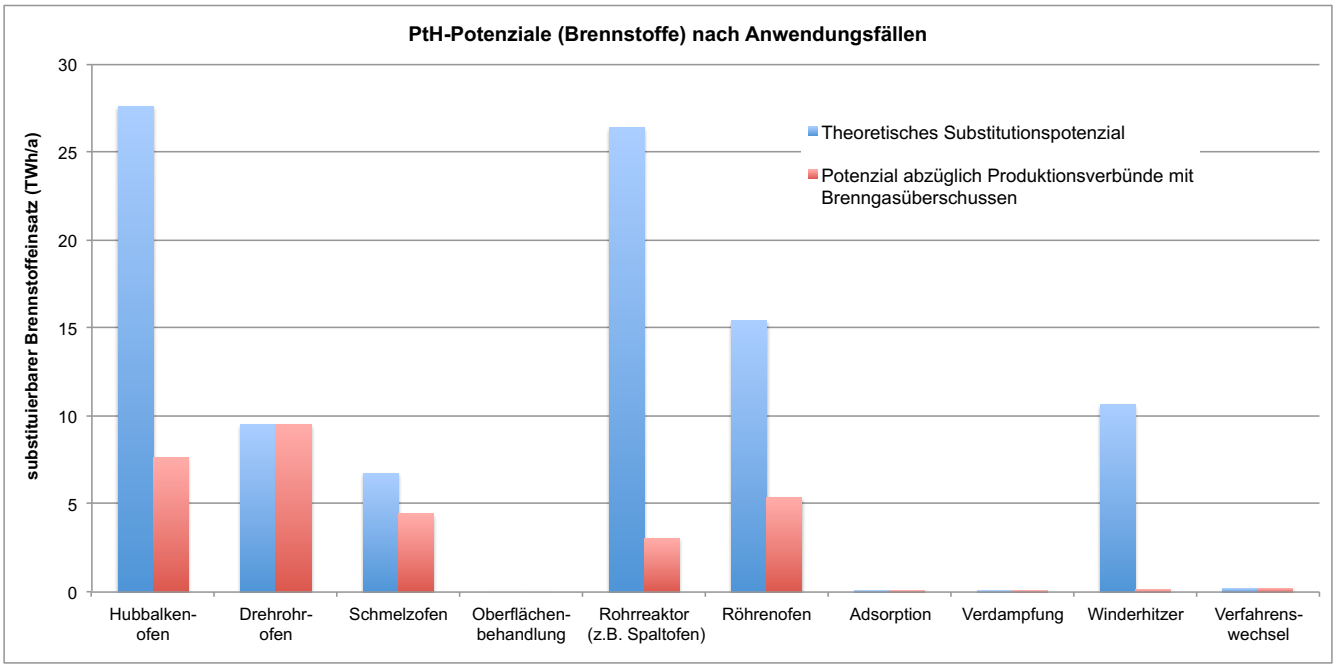


Abb. II-4 Reduktion des PtH-Potenzials durch Ausschluss von Produktionsverbünden mit Brenngasüberschüssen

Mit dieser Vorgehensweise ergibt sich ein technisches (statisches) Elektrifizierungspotenzial (siehe Tab. II-7) für

- *Brennstoffe* von *59 TWh* (= 25 % des modellierten Bedarfs) mit typischen Schwerpunkten in den Branchen:
  - Metallerzeugung und Bearbeitung
  - Einzelne Prozesse der Grundstoffchemie
  - Zementindustrie
  - Floatglas-Anlagen

sowie für

Dampf von *91 TWh* (= 100 % des modellierten Bedarfs) mit typischen Schwerpunkten in den Branchen:

- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Papier- und Zellstoffindustrie.

Tab. II-7 Übersicht über den tatsächlichen und den (teil-)modellierten industriellen Energiebedarf in TWh/a für Strom, Brennstoffe und Dampf und daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale

Energieträger	Verbrauch gesamter Industriesektor 2014 (nach AGEB)	WI-Modellierung (ausgewählte Prozesse)	Technisches Elektrifizierungs-Potenzial [TWh]
Strom	235	84	-
Brennstoffe	560 (aggregiert)	239	59
Dampf		91	91
Summe	795	414	150

Quelle: eigene Berechnungen, Verbrauchswerte nach AGEB (2016)

Die Teilpotenziale für die einzelnen modellierten Branchen können Tab. II-8 entnommen werden. Sie betragen für Dampf bis zu 41,6 TWh (Papier und Pappe) und für Brennstoffe bis zu 21,5 TWh (Zement, Kalk und Ziegel).

Tab. II-8 Übersicht über technische Elektrifizierungspotenziale nach Branchen

Abgrenzung AGEB	Abgrenzung WI	Endenergieeinsatz 2014 nach AGEB *)	WI-Modellierung		Technische Elektrifizierungs-Potenziale				
			Dampf	Brennstoff	Dampf		Brennstoff		Summe
			TWh	TWh	TWh	%	TWh	%	TWh
Papier und Pappe	Papier und Pappe	43,3	41,6	0,0	41,6	*100*	0,0	*0*	41,6
Raffinerien	Raffinerien	67,1	10,8	46,3	10,8	*100*	1,6	*4*	12,4
Grundstoffchemie	59 Prozesse der Grundstoffchemie	103,5	34,5	24,2	34,5	*100*	6,9	*28*	41,4
Glas, Keramik	Glas (inkl. Glasfasern und Steinwolle)	18,7	0,0	14,7	0,0	*0*	11,2	*76*	11,2
Zement, Kalk, Ziegel	Zement	45,7	0,0	21,5	0,0	*0*	21,5	*100*	21,5
Eisen & Stahl	Eisen & Stahl	137,8	3,9	123,5	3,9	*100*	8,4	*7*	12,3
NE-Metalle & Eisengießereien	NE-Metalle	13,7	0,0	3,9	0,0	*100*	3,9	*100*	3,9
	Eisengießereien		0,0	5,3	0,0	*0*	5,3	*100*	5,3
Summe		429,7	90,8	239,4	90,8		58,8		149,6

*) inkl. Brennstoffeinsatz zur Erzeugung von Dampf in Dampfkesseln und KWK-Anlagen

Quelle: eigene Berechnungen, Verbrauchswerte nach AGEB (2016)

Der Vergleich des ermittelten *technischen Elektrifizierungspotenzials* von insgesamt rund *150 TWh* (von 414 TWh modellierter Endenergie des Jahres 2014) für die ausgewählten industriellen Prozesse mit den weiter oben dargestellten Potenzialab-

schätzungen aus der Literatur zeigt, dass die eigenen Berechnungen nahe an dem von *Guminski* ausgewiesenen Wert von *153 TWh* liegen (siehe Tab. II-6, bezogen auf einen gesamten Endenergiebedarf von 723 TWh im Jahr 2013). Das von *Gruber et al.* im Szenario „Wärmepumpe & elektrothermische Verfahren" hergeleitete Elektrifizierungspotenzial von ca. *180 TWh* liegt 20 % höher. Es ist bezogen auf 534 TWh Endenergie für die industrielle Wärmeerzeugung im Jahr 2012. Bechem et al. leiten ein Elektrifizierungspotenzial für das Jahr 2050 für verschiedene industrielle Branchen von insgesamt *201 TWh* für Hochtemperaturprozesswärme (und weitere 70,6 TWh für den Einsatz von Wärmepumpen bis 140 °C) ab. Das höchste Potenzial nennt *Quaschning* mit einem zusätzlichen Strombedarf für die Dekarbonisierung industrieller und gewerblicher Prozesswärme durch Elektrifizierung bis zum Jahr 2040 in einer Größenordnung von *250 TWh*. Hierbei handelt es sich jedoch eher um eine grobe Abschätzung als eine fundierte, bottom-up vorgenommene Branchen- oder Prozessanalyse.

Die Unterschiede in den Potenzialberechnungen bzw. -abschätzungen liegen insbesondere in der Fokussierung auf bestimmte Branchen bzw. (z. B. energieintensive) Prozesse[18]. Weitere Gründe für Abweichungen liegen in der unterschiedlichen Detailtiefe sowie in unterschiedlichen Basis- und Endjahren.

Abb. II-5 zeigt die räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche sowie die daraus abgeleiteten technischen Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme.

[18] Eine einfache - und daher mit Unsicherheiten verbundene - Hochrechnung der mit dem WISEE-Modell ermittelten Potenziale auf *alle* industriellen Prozesse ergäbe ein Gesamtpotenzial von 150/(239+91)*560 TWh = 254 TWh.

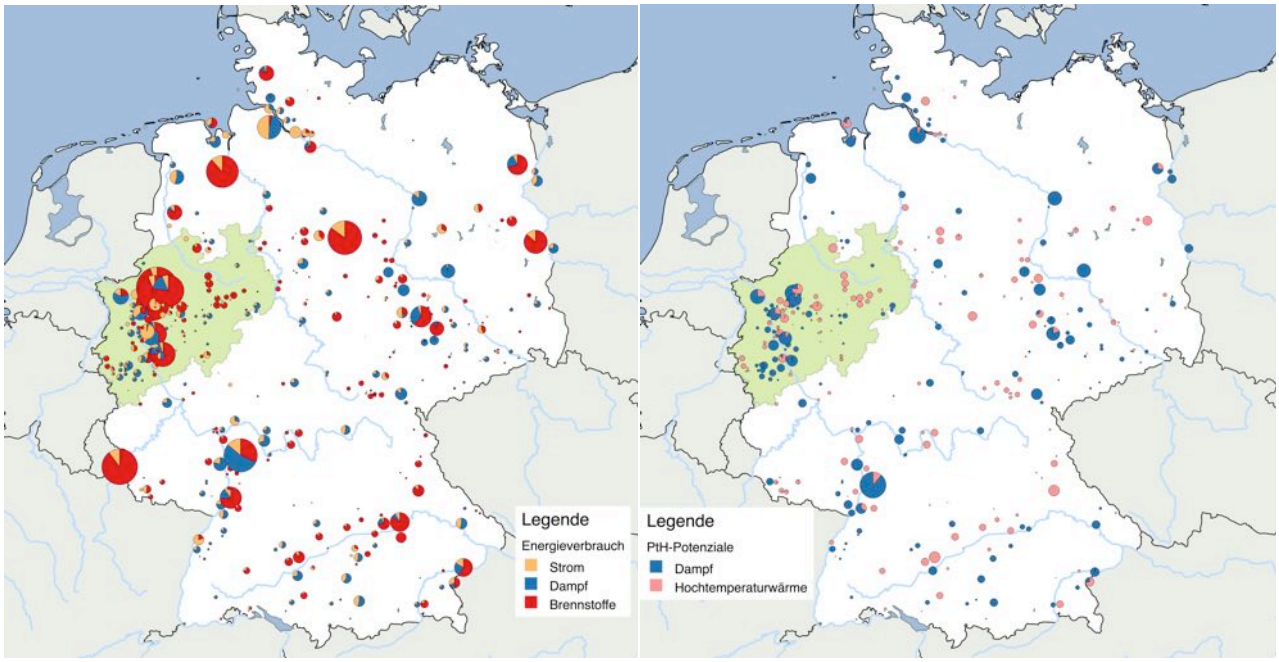


Abb. II-5 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche (links) sowie daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts)

Marktpotenziale

Aus technischer Sicht am einfachsten ist die Substitution von Brennstoffen zur Dampferzeugung (Gesamtpotenzial 91 TWh Endenergie). Aufgrund der hohen Unsicherheiten und der notwendigen branchen- bzw. prozessdetaillierten Untersuchungstiefe für eine verlässliche Beurteilung möglicher Entwicklungen der übrigen Brennstoff-Substitutionspotenziale (59 TWh) beschränken sich die nachfolgenden Untersuchungen zu den Marktpotenzialen auf die Elektrifizierung von Dampf. Unter der Annahme, dass in den kommenden Jahrzehnten beim Zubau Marktanteile von 10 % bis 60 % (in einem nationalen 80 %-Klimaschutz-Szenario) bzw. 20 % bis 100 % (in einem nationalen 95 %-Klimaschutz-Szenario) erreicht werden können, ergeben sich ab 2020 die in Tab. II-9 gezeigten Zubaupotenziale von 5 bis 27 TWh (DE_80 %) bzw. 9 bis 45 TWh (DE_95 %) pro Dekade. Bei dieser Berechnung wurde eine Lebensdauer der Dampferzeuger von 20 Jahren unterstellt. Bezogen auf das Gesamtpotenzial von 91 TWh bedeutet dies in der Summe eine mittlere jährliche Ersatzinvestition an konventionellen und elektrischen Anlagen mit einer Dampferzeugung von 4,54 TWh/a.

Tab. II-9 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (TWh Endenergie Dampf)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Anteil Zubau (Annahme)	Zubau	Anteil Zubau (Annahme)	Zubau
Einheit	%	TWh	%	TWh
2014 - 2020	0	0	0	0
2021 - 2030	10	5	20	9
2031 - 2040	30	14	70	32
2041 - 2050	60	27	100	45

Ausgehend von einem konventionellem Bestand von 91 TWh fossiler Dampferzeuger (Elektrifizierungsgrad 0 %) in 2020 ergeben sich mit Hilfe der Zubauwerte aus Tab. II-9 die in Tab. II-10 dargestellten Bestände elektrischer Dampferzeuger für die jeweiligen Stützjahre. Im Zieljahr 2050 könnten demnach im DE_80 %-Szenario 45 % (41 TWh) und im DE_95 %-Szenario 85 % (77 TWh) der technischen Dampfpotenziale realisiert werden.

Tab. II-10 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (absolute Werte der Dampferzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
Einheit	TWh	Ausschöpfung Potenzial in %	TWh	Ausschöpfung Potenzial in %
2020	0	0	0	0
2030	5	5	9	10
2040	18	20	41	45
2050	41	45	77	85

Verifizierung des Marktpotenzials mittels implizierter Wachstumsraten (CAGR)

Zur Plausibilitätsprüfung der oben angegebenen Marktpenetrationsraten wird die mittlere jährliche Wachstumsrate CAGR (engl. compound annual growth rate) verwendet:

$$CAGR\ (t,t') = (N(t')/N(t))\ ^\wedge\ (1/(t'-t)) - 1$$

mit jährlichen Neuinstallationen N im Startjahr t und im Endjahr t'. Als Jahr der voraussichtlichen Markteinführung (Startjahr) wird das Jahr 2020 gewählt, als Endjahr im ersten Fall 2030 und im zweiten Fall 2050.

Für die erste Dekade nach der Markteinführung ergibt sich somit eine mittlere jährliche Wachstumsrate von 11,6 % für das 80 %-Szenario und 13,3 % für das 95 %-Szenario. In den beiden darauffolgenden Dekaden schwächt sich die Wachstumsrate auf 3,5 % pro Jahr bzw. 1,8 % pro Jahr ab.

Tab. II-11 Mittlere jährliche Wachstumsrate für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger

Zeitraum	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
	CAGR in %/a	CAGR in %/a
2020 - 2030	11,6	13,3
2030 - 2050	3,5	1,8

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Basierend auf der in Tab. II-10 genannten Bandbreite des nationalen PtH-Einsatzes am Beispiel elektrischer Dampferzeuger werden in Tab. II-12 die daraus resultierenden jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen (THG) ausgewiesen. Dabei wurden die spezifischen THG-Emissionsfaktoren für den Strommix der beiden nationalen Klimaschutzszenarien (Tab. II-13) aus den Quotienten der absoluten Emissionsmengen und der Nettostromerzeugung hergeleitet. Als Referenztechnologie wurde ein Erdgaskessel mit 90 % Wirkungsgrad (EU 2016: 58) und ein spezifischer Emissionsfaktor für die Verbrennung von Erdgas von 55,944 kg/TJ (201,4 g/kWh) angenommen (UBA 2016: 22). Für die Dampferzeugung in einem Elektrodenkessel wird ein Wirkungsgrad von 99 % angesetzt (Guminski 2015: 69).

Die negativen Werte für das Jahr 2030 (grau hinterlegt) bedeuten, dass mindestens bis zu diesem Zeitpunkt durch eine *monovalente Elektrifizierung* der Dampferzeugung Mehremissionen entstehen (0,2 bis 0,6 bis Mio. t/a). Dies liegt an den - verglichen mit Erdgas - spezifisch höheren THG-Emissionen der Stromerzeugung, die auch nicht durch die höheren Kesselwirkungsgrade kompensiert werden können. Im Jahr 2040 herrscht hinsichtlich der THG im 80 %-Szenario Parität zwischen der Dampferzeugung aus Strom und Erdgas, während im 95 %-Szenario bereits eine Emissionsminderung von 3,8 Mio. t/a CO_2-Äquivalente erzielt werden kann. Dies unterstreicht noch einmal die wichtige Tatsache, dass hohe erneuerbare Ausbauziele im Stromsektor Voraussetzung für eine sinnvolle und früh einsetzende Elektrifizierungsstrategie sind. Im Jahr 2050 können - unter der Annahme eines entwickelten PtH-Potenzials von 77 TWh/a - maximal Einsparungen von *15,9 Mio. t/a* erreicht werden. Würde bis 2050 das gesamte technische Potenzial für industriellen Prozessdampf von 90,1 TWh/a realisiert, entspräche dies einer Einsparung von 18,7 Mio. t/a. Zusätzlich wäre bei vollständiger Realisierung auch des prozesstechni-

schen Brennstoff-Substitutionspotenzials von 50,9 TWh/a (vgl. Tab. II-7) eine weitere Reduktion von maximal 10,8 Mio. t/a möglich[19].

Tab. II-12 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	vs. Strommix (monovalent)	vs. EE-Mix *) (hybrid)	vs. Strommix (monovalent)	vs. EE-Mix *) (hybrid)
2020	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	- 0,6	1,0	- 0,2	2,0
2040	0,0	4,1	3,8	9,2
2050	5,9	9,2	15,9	17,3

*) Theoretische Einsparungen unter der Voraussetzung ausreichend verfügbarer EE-Überschussstrommengen

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehremissionen)

Für den Fall einer *hybriden Elektrifizierung*, die sich flexibel alleine aus erneuerbaren Stromüberschüssen speist, werden alternativ die Emissionswerte für den EE-Mix auf (annähernd) Null gesetzt. Dadurch ergeben sich bereits im Jahr 2030 THG-Einsparungen von 1 bis 2 Mio. t/a und im Jahr 2050 maximale Einsparungen von 17,3 Mio. t/a (3. und 5. Spalte in Tab. II-12). Zu beachten ist jedoch, dass dies theoretische Werte sind, da im Rahmen dieses Technologieberichtes nicht geprüft werden konnte, ob in den jeweiligen Jahren überhaupt ausreichend EE-Stromüberschüsse zur Verfügung ständen, die andernfalls abgeregelt werden müssten.

Tab. II-13 Spezifische THG-Emissionsfaktoren für den Strommix

$CO_{2\text{-äq}}$	DE_80 %-Strommix	DE_95 %-Strommix
	g/kWh	g/kWh
2020	464	428
2030	361	240
2040	221	130
2050	79	17

Quelle: eigene Berechnungen mit Emissionsdaten aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)

19 Hier wurde vereinfachend und konservativ zugrunde gelegt, dass für die elektrischen Ersatzprozesse die gleichen Wirkungsgrade wie für die fossil basierten Referenzprozesse gelten. Inwieweit das technische Potenzial jedoch tatsächlich umsetzbar ist, müsste für die einzelnen Branchen und Prozesse noch vertiefend analysiert werden.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Die Vorgehensweise zur Berechnung der Energieeinsparung durch die Elektrifizierung der Dampferzeugung ist prinzipiell die gleiche wie in Kapitel 4.2 für die Herleitung der THG-Einsparungen beschrieben. Im Unterschied dazu werden jedoch anstelle der spezifischen Emissionsfaktoren die Primärenergiefaktoren für den Strommix bzw. für Erdgas (Tab. II-15) mit den jeweiligen Strom- (Elektrifizierung) bzw. Erdgasmengen (Referenz) multipliziert. Da die Wirkungsgradverluste in der Vorkette der Stromerzeugung deutlich höher sind als in der Vorkette zur Bereitstellung von Erdgas, führt die monovalente Elektrifizierung in allen Stützjahren und in beiden Szenarien zu einem Mehrverbrauch an Primärenergie von bis zu 28,2 PJ (80 %-Szenario im Jahr 2050, grau hinterlegte Werte). Lediglich im 95 %-Szenario ist zumindest - trotz zunehmender elektrischer Dampferzeuger - ein Rückgang der Mehrverbräuche von 25,3 PJ in 2040 auf 8,4 PJ in 2050 zu erkennen. Dieser Rückgang ist auf die hohen EE-Anteile in dem ambitionierteren Klimaschutzszenario zurückzuführen[20]. Im Fall der hybriden Elektrifizierung ergeben sich im Jahr 2050 - unter der Annahme eines 100 %-igen Strombezugs aus erneuerbaren Quellen - Primärenergieeinsparungen von 31,2 bis 59,0 PJ/a.

Tab. II-14 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	vs. Strommix (monovalent)	vs. EE-Mix* (hybrid)	vs. Strommix (monovalent)	vs. EE-Mix* (hybrid)
2020	0	0,0	0	0,0
2030	- 11,1	3,5	- 20,2	6,9
2040	- 22,5	13,9	- 25,3	31,2
2050	- 28,2	31,2	- 8,4	59,0

* Theoretische Einsparungen unter der Voraussetzung ausreichend verfügbarer EE-Überschussstrommengen!

Grau hinterlegte Felder: negative Werte (Mehrverbrauch)

[20] Für eine fast vollständige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien konvergiert der Primärenergiefaktor gegen 1.

Tab. II-15 Primärenergiefaktoren (PEF) für den Strommix und für Erdgas in den Klimaschutzszenarien

PEF	DE_80 %-Strommix	DE_95 %-Strommix	100 %-EE-Strommix	Erdgas
	kWh/kWh	kWh/kWh	kWh/kWh	kWh/kWh
2020	2,35	2,34	1,0	1,1
2030	1,88	1,82	1,0	1,1
2040	1,55	1,38	1,0	1,1
2050	1,40	1,24	1,0	1,1

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Eine detaillierte Kostenanalyse kann im Rahmen dieses Technologieberichtes für PtH nicht durchgeführt werden, da nur wenige oder keine belastbaren Daten zu PtH-Technologien für Prozesswärme in den ausgewählten Klimaschutz-Szenarien[21] vorliegen, diese Technologien individuell branchen- und produktspezifisch untersucht werden müssten und sie sich in der industriellen Anwendung grundsätzlich noch in ein einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Es wird hier daher nur auf entsprechende Literatur verwiesen, welche Angaben zu Kosten oder Differenzkosten macht. Grundsätzlich kann gesagt werden, dass in der Regel bei hybrider und / oder flexibilisierter Betriebsweise die Kapitalkosten höher und umgekehrt die Betriebskosten - durch Bezug von günstigem Überschussstrom - niedriger ausfallen.

Guminski gibt in seiner Dissertationsarbeit Differenzkosten in ct/kWh für die Elektrifizierung von Prozesswärme in verschiedenen in Kapitel 4.1 bereits beispielhaft beschriebenen Industriesegmenten an (vgl. dort Abb. II-3 auf S. 644 und Tab. II-6 auf S. 645). Die Differenzkosten sind nur im Fall der Wärmepumpe negativ – d. h. man würde damit Kosteneinsparungen erzielen. In allen übrigen untersuchten Anwendungen liegen Mehrkosten gegenüber der fossilen Referenztechnologie vor, in einer Bandbreite von 2 bis 9 ct/kWh (siehe Abb. II-6). Die zugrunde liegenden Annahmen für die spezifischen Investitionskosten sind im Anhang der Arbeit dokumentiert (Guminski 2015: 68 ff.).

21 Ausnahme: Haushalts- und Industrie-Wärmepumpen, die jedoch - wie in Kapitel II1.1 beschrieben - in anderen Technologieberichten abgehandelt werden.

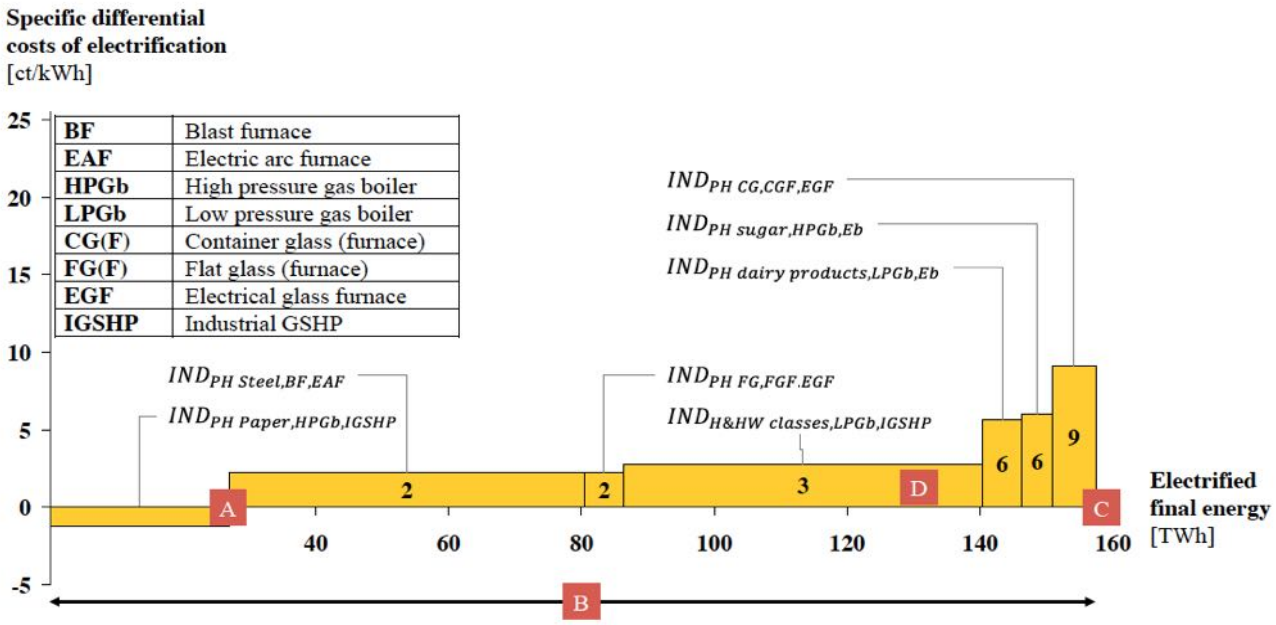


Abb. II-6 Kosten-Potenzial-Kurve für spezifische Differenzkosten der Elektrifizierung von Prozesswärme für die Industriesegmente Papier, Stahl, Flachglas, Raumwärme & Warmwasser, Milchprodukte, Zucker und Behälterglas (v.l.n.r.) in 2050

Quelle: Guminski (2015: 47)

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Grundsätzlich sind deutsche Unternehmen im Bereich Anlagenbau (z. B. Kesselbau, produktionstechnische Anlagen) gut aufgestellt, so dass zu erwarten ist, dass der nationale und/oder internationale Ausbau des betrachteten Technologiefeldes einen relevanten Beitrag zur inländischen Wertschöpfung leisten kann. Bei diesem Kriterium können jedoch aus den in Kapitel 4.4

Kriterium 6: Kosteneffizienz) genannten Gründen zum jetzigen Zeitpunkt keine belastbare quantitativen Aussagen getroffen werden. Insbesondere zur Erfassung des Wertschöpfungspotenzials der individuell erforderlichen prozess- und branchentechnischen PtH-Lösungen wären dazu eigene Studien erforderlich.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Der Status der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes „Power-to-Heat“ wird grundsätzlich als wettbewerbsfähig angesehen (Tab. II-16). Vertiefende Aussagen zu diesem Kriterium können für das technologisch sehr disperse Technologiefeld im Rahmen dieses Technologieberichtes jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht belastbar getroffen werden (vgl. Kriterien 6 und 7 in Kapitel 4.4 und Kapitel 4.5).

Tab. II-16 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Power-to-Heat

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?	
☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Für eine grobe Analyse der nationalen und internationalen Relevanz des Themenfeldes und seine zeitliche Entwicklung wurde eine Publikationsrecherche mittels Scopus (www.scopus.com) mit einer Schlagwortabfrage folgender Syntax durchgeführt:

(„power to heat" OR "electrification") AND ("industry" OR "process heat")

Das Ergebnis der Analyse in Abb. II-7 zeigt ab der Jahrtausendwende eine deutliche Zunahme der Publikationen sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. 38 von insgesamt 624 Publikationen sind aus Deutschland, entsprechend einem Anteil von 6,1 %. Eine genauere Betrachtung der Titel zeigt jedoch, dass von den 38 nationalen Veröffentlichungen lediglich vier thematisch das hier betrachtete Themenfeld der industriellen PtH-Anwendungen zur Prozesswärmeerzeugung abdecken. Die übrigen Titel sind aus den Bereichen Elektromobilität, Verkehr, Batterie- und Speicherforschung, Effizienz in der Industrie, Antriebsstränge oder sind nicht klar zuzuordnende Exoten wie z. B. ein „Survey of the brown coal industry in Germany in 2008“. Diese Einschränkung zeigt, dass bislang nur wenige Publikationen zu dem hier behandelten industriellen PtH-Technologiefeld existieren. Die steigende Anzahl der Publikationen kann dennoch als Hinweise gewertet werden, dass das Themenfeld PtH an sich nationale und international an Bedeutung gewinnt.

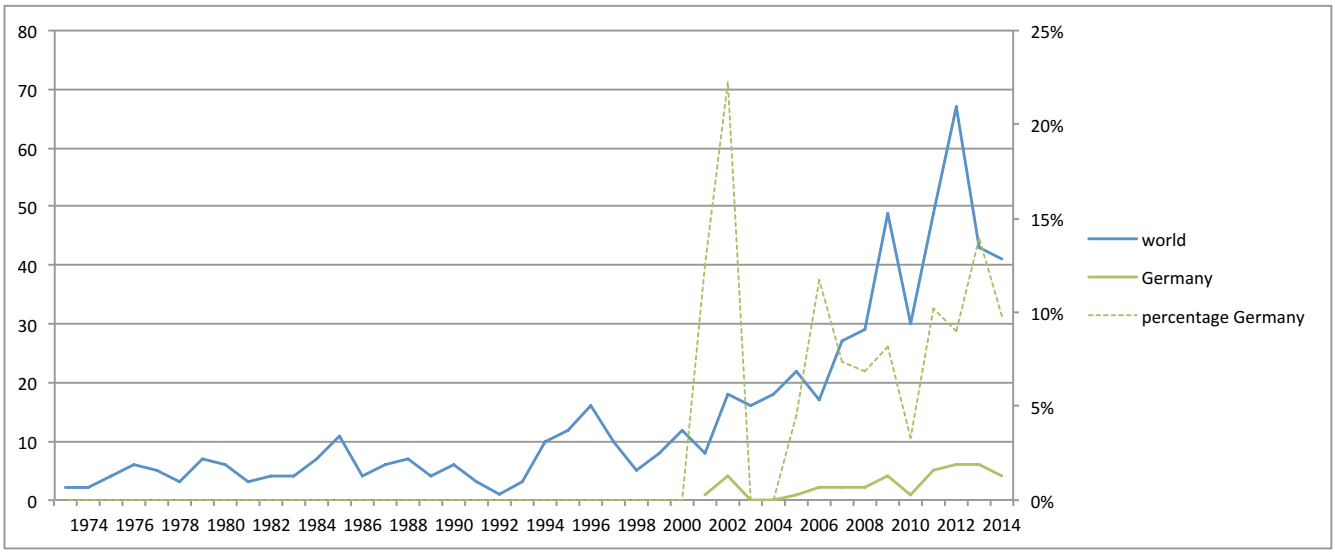


Abb. II-7 Anzahl nationaler und globaler Treffer einer Scopus-Publikationsrecherche für die Begriffe *(„power to heat" oder "electrification") und („industry" oder „process heat")*

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Angaben zu F&E-Budgets der Bundesregierung liegen auf der notwendigen Aggregationsstufe in der Datenbank der IEA[22] nicht vor. Die tiefstmögliche Aggregation wird dort durch die Punkte „Industrial techniques and processes" sowie „Industrial equipment and systems" gebildet. Insofern sind zu den hier analysierten PtH-Prozessen keine belastbaren Aussagen möglich.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

In Tab. II-17 werden die drei folgenden Betrachtungsebenen der Akzeptanz für das Technologiefeld Power-to-Heat abgeschätzt:

- *Community Acceptance*, auch lokale Akzeptanz genannt, umfasst die Wahrnehmung und Reaktion vor Ort und steht in engem Zusammenhang mit Verfahrensgerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit bei Planungs- und Entscheidungsprozessen sowie Vertrauen von Anwohnenden auf lokaler Ebene. Diese ist von besonderer Bedeutung im Zusammenhang mit der Platzierung von Anlagen.
- *Market Acceptance* stellt die Ebene der Investoren und Konsumenten dar sowie die intra-organisationale Perspektive (z. B. inwieweit sich Firmen auf erneuerbare Energien in ihrer Unternehmensstrategie einstellen). Deutlichster Indikator ist jeweils die Diffusion einer Technologie, z. B. inwieweit Elektrofahrzeuge tatsächlich gekauft werden.
- *Socio-Political Acceptance* bezieht sich auf das gesellschaftliche Klima bezüglich einer Technologie und ist beeinflusst von der breiten Öffentlichkeit, Politikern und besonders auch von weiteren Schlüsselpersonen und ist somit zugleich gewis-

22 http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx

sermaßen die Summe von und der Rahmen für Community und Market Acceptance.

Dabei wird eine Unterscheidung in hybride und monovalente Betriebsart der elektrifizierten Anlagen vorgenommen, da diese maßgeblich die Auswirkungen der Technologie beeinflusst. Eine monovalente Elektrifizierung erfordert eine Grundlastversorgung mit Strom und somit die Neu- bzw. Zusatzinstallation von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen und ggf. auch weiterer Infrastrukturen (Netze und Speicher). Dies hat möglicherweise auf der gesellschaftlichen und lokalen Ebene negative Auswirkungen auf die Akzeptanz. Bei der hybriden Nutzung kann ggf. eine solche vorgelagerte Zusatzinvestition entfallen, sofern nur EE-Strom genutzt wird, der ansonsten abgeregelt werden müsste. Jedoch können hier für den Nutzer zusätzliche Investitionen für DSM-Maßnahmen und das Vorhalten hybrider (redundanter) Infrastrukturen entstehen mit entsprechender Auswirkung auf die Marktakzeptanz.

Tab. II-17 Bewertungsraster für die Akzeptanz des Technologiefeldes Power-to-Heat zum Status Quo (2015) für hybride und monovalente Ausführung

Betriebsart	Ebene Markt (Marktakzeptanz) Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Ebene Gesellschaft (Sozialpol. Akzeptanz) Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Ebene (Lokale Akzeptanz) Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung / Bedingung	Bewertung	Begründung / Bedingung	Bewertung	Begründung / Bedingung
Hybrid	eher hohe Akzeptanz (2)	wenn Überschuss-Strom billig Produktqualität und Kapazität nicht leidet Aufwand und Investition gering / vertretbar sind	sehr hohe Akzeptanz (1)	wenn nur Überschuss-Strom aus EE-Quellen genutzt wird (Strom wird sonst verworfen)	sehr hohe Akzeptanz (1)	es gibt quasi keine (negativ) Betroffenen
Grundlast (monovalent)	sehr niedrige Akzeptanz (5)	Grundlaststrom zu teuer für Elektrifizierung (im Vergleich zur Referenz)	mittlere Akzeptanz (3)	Akzeptanzfrage offen: Verheizen fossilen Stroms (Effizienz? Ökologie?) notwendiger zusätzlicher EE-Ausbau (Kosten, Landschaftsverbrauch)?	mittlere Akzeptanz (3)	offen oder Ablehnung, sofern Zusammenhang hergestellt wird zwischen zusätzlichen EE-Anlagen und Industriestromnutzung

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Im Zeitverlauf könnte sich einerseits die sozialpolitische Akzeptanz erhöhen, wenn die Einsicht reift, dass zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele eine Elektrifizierung für industrielle Prozesse unerlässlich ist. Andererseits stößt die Akzeptanz

möglicherweise zunehmend auf lokale Widerstände, wenn die Gesellschaft erkennt, dass Elektrifizierung in Grundlast einen erheblichen EE-Ausbau erfordert.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Eine Bewertung der unternehmerisch-technischen Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit ist im Rahmen dieses Technologieberichtes für das sehr disperse Technologiefeld „Power-to-Heat“ nicht möglich, da Planungszeit, Bauzeit, Nutzungsdauer und Investition individuell von der jeweilig zu betrachteten Technologie abhängt und zudem - aufgrund des frühen Entwicklungsstandes - aus heutiger Sicht schwer abschätzbar ist.

Grundsätzlich kann jedoch gesagt werden, dass man bei einer *Hybridisierungsstrategie* an Flexibilität gegenüber dem Referenzfall gewinnt und im ungünstigsten Fall - unerwartet hoher Strompreise bzw. unerwartet geringer Mengen an EE-Überschussstrom - auf das fossile Backup-System zurückgreifen kann. Bei einer *monovalenten Elektrifizierung* legt man sich hingegen längerfristig auf diese Technologie fest und kann nicht mehr flexibel auf hohe Strompreise und / oder knappe Stromangebote reagieren. Wie hoch diese Abhängigkeit ausfällt, muss im Einzelfall beurteilt werden. Es ist jedoch eher von einer langfristigen Bindung auszugehen, beispielsweise beträgt die Lebensdauer von Dampfkesseln zwischen 20 und 30 Jahre, die von Öfen (z. B. in der Stahl-, Glas- oder Zementindustrie) auch 40 Jahre oder mehr.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Zur Beurteilung der Abhängigkeit des Technologiefeldes Power-to-Heat von Infrastrukturen wird wieder eine Unterscheidung in hybride (flexible) und monovalente (Grundlast) Betriebsweise vorgenommen (siehe Tab. II-18). Beide Fahrweisen sind von bestehenden Infrastrukturen in Form von Stromleitungen abhängig. Ob die bestehenden Infrastrukturen am Ort der Anwendung (Industriestandort) ausgebaut werden müssen, hängt vom Einzelfall ab, insbesondere davon, ob noch ausreichende Reserven an elektrischer Anschluss- und Übertragungskapazität vorhanden sind. Konventionelle Drehrohröfen in der Zementindustrie benötigen beispielsweise bei einer maximalen Anlagenkapazität in Deutschland von 2.000 - 3.000 t/d ca. 100 MW_{th} und bei bis zu 10.000 t/d (an ausländischen Produktionsstandorten) 300 bis 400 MW_{th} und werden heutzutage mit großen Mengen an Kohle und Ersatzbrennstoffen versorgt[23]. Da die Zementindustriestandorte in der Regel in der Peripherie nahe an den Kalkstein-Abbaugebieten gelegen sind (vgl. Schüwer 2016: 7 f.)) ist es sehr wahrscheinlich, dass für eine Elektrifizierung keine ausreichenden Stromkapazitäten im Bereich von mehreren hundert Megawatt vorhanden sind.

Für die Nutzung von EE-Überschussstrom sind außerdem ausreichende Übertragungskapazitäten von den Erzeugungsanlagen bis in die verschiedenen Netzebenen erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden. Diese Anforderung gilt sowohl für die hybride als auch für die monovalente Elektrifizierungsstrategie. Bei der monovalenten Elektrifizierung ist zusätzlich ein erheblicher Ausbau an erneuerbaren Stromer-

[23] Quelle: Experteninterview mit einem Hersteller von Drehrohröfen

zeugungsanlagen erforderlich, um überhaupt 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.

Tab. II-18 Abhängigkeit des Technologiefeldes Power-to-Heat von Infrastrukturen

	Hybrid		Monovalent	
	Ja	Nein	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☐	☒	☒	☐

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Bei diesem Kriterium geht es darum, Rückwirkungen und positive (Synergien) als auch negative (Konkurrenzen) Wechselwirkungen des Technologiefeldes mit den umgebenden Systemen qualitativ zu beschreiben und den daraus erwachsenden Aufwand für einen Anpassungsbedarf abzuschätzen. Dadurch sollen Risiken und Trade-offs aus Gesamt-Perspektive transparent gemacht werden, die von der Technologie bzw. dem umgebenden System ausgehen.

Um für das Technologiefeld PtH typische Anwendungsfälle zu beschreiben, ist wieder eine Unterscheidung in hybride (elektrische *und* brennstoffbasierte) und monovalente (rein elektrische) Systeme sinnvoll (vgl. ähnliche Vorgehensweise bei den Kriterien 1, 4, 9, 10 und 11).

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Für einzelne PtH-Anlagen sind potenzielle Rückwirkungen in Form von Spannungsänderung (Flickern), Phasenverschiebung und unter ungünstigen Umständen auch einer Überlastung in der Regel auf die lokale Ebene des Industriestandortes und ggf. sein vorgelagertes Stromnetz begrenzt. Diese Rückwirkungen sind einerseits abhängig von den Reserven der vorhandenen Anschlusskapazität sowie vorhandener Kompensationseinrichtungen (z. B. für Blindstrom) und andererseits von der Leistungsgröße der PtH-Anlage[24]. Hierbei ist relevant, ob ein Prozess teilweise bzw. nur ergänzend (hybrid) oder vollständig (monovalent) elektrifiziert wird. Weiterhin ist das individuelle Lastprofil des Prozesses sowie die Potenziale zur Verschiebung des Profils

[24] Hier kann der Leistungsbereich von einigen Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt (Bsp. Zement-Drehrohrofen) betragen. In letzterem Fall wären bereits bei Einzelanlagen Auswirkungen auf vorgelagerte Netze zu erwarten.

(durch Wärme- oder Stromspeicher oder durch flexible Prozessführung) zu beachten.

Bei einem großen Bestand (einer hohen Durchdringung) an PtH-Anlagen sind Rückwirkungen auf das gesamte Stromnetz zu erwarten. Das Ausmaß der Rückwirkungen hängt insbesondere davon ab, ob in hybrider (flexibler) Fahrweise auf das Stromangebot (Über- oder Unterdeckung) im Netz reagiert werden kann oder ob dies in monovalenter Fahrweise nicht oder nur begrenzt möglich ist.

Generell gilt einerseits, dass ein Zubau von PtH ohne Netzanpassung zunehmend zu Rückwirkungen und damit zu Anpassungsbedarf führen wird. Andererseits kann ein regional mit dem EE-Ausbau abgestimmter Zubau von flexiblen PtH-Anlagen auch zu Synergieeffekten mit dem Stromnetz führen, so dass der Anpassungsbedarf reduziert wird. Hier sollte es das Ziel sein, dass PtH-Anlagen auf lokaler bzw. regionaler Ebene EE-Überschussstrom nutzen, der sonst abgeregelt werden müsste. Dies kann zu vermiedenem oder herausgezögertem Netzausbau sowie zu einer Reduzierung von Netzverlusten führen.

Insgesamt ergibt sich durch die Verlagerung des Einsatzes von Brennstoffen zu Elektrizität im Industriesektor sowohl ein erhöhter (nationaler) Strombedarf als auch ein erhöhter Leistungsbedarf.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Im Einzelfall können ggf. Optimierungen bzw. Verstärkungen des lokalen Stromnetzes z. B. durch regelbare Ortnetztransformatoren, neue leistungsstärkere Betriebsmittel und etwaige Kompensationseinrichtungen oder auch ein anderer Netzanschlusspunkt erforderlich sein.

Bei der Errichtung von PtH-Anlagen im großen Maßstab (hohe Marktdurchdringung) können darüber hinaus auch Maßnahmen zur Optimierung und Kapazitätserhöhung in vorgelagerten Stromnetzen bis zur Übertragungsebene erforderlich werden. Eine Kapazitätserhöhung ist sowohl für die hybride als auch für die monovalente Betriebsweise erforderlich, da in beiden Fällen zu bestimmten Zeiten ausreichend Transportkapazität erforderlich sein muss. Bei flexibler Fahrweise kann der notwendige Ausbaubedarf eventuell geringer sein. Dies setzt jedoch zusätzlich die Errichtung und den Einsatz von (intelligenten) Regeleinrichtungen in Form von Informations-, Kommunikations- und Fernwirktechnik voraus (Smart Grids, Registrierende-Leistungs-Messung[25] bzw. Demand-Side-Management).

Für die flexible Fahrweise von PtH sind zudem entweder größere Gesamtsysteme oder zusätzliche Wärmespeicher im Vergleich zur unflexiblen Anlage vorzusehen, um die Wärmenachfrage jederzeit erfüllen zu können.

Ein Betrieb von PtH-Anlagen in der Grundlast erfordert darüber hinaus zwingend einen überproportionalen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten, sofern die Elektrifizierung zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse beitragen soll. Des Weiteren wird - insbesondere bei monovalent betriebenen Anlagen - eine Kapazitäts-

[25] Die Registrierende-Leistungs-Messung (RLM) in viertelstündlicher Auflösung wird in der Regel bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh eingesetzt.

erhöhung bei der Stromerzeugung allgemein in Form zusätzlicher (Spitzenlast-) Kraftwerke oder Speicher benötigt. Der Anstieg des Leistungsbedarfs kann jedoch zumindest bei flexibilisierten Prozessen durch Demand-Side-Management (DSM) Maßnahmen kompensiert werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Eine intelligent betriebene Nutzung von PtH-Anlagen setzt eine entsprechende Digitalisierung der Infrastrukturen voraus. Im Einzelfall können flexibilisierte industrielle PtH-Anlagen in begrenztem Umfang auch zur Reduzierung der lokalen Netzbelastung z. B. durch *Peak Shaving* genutzt werden. Sie können ggf. aber auch in Konkurrenz zu anderen lokalen DSM- und Speicher-Optionen (z. B. Elektrofahrzeugen oder Batterien) oder anderen PtH-Lösungen (z. B. Wärmepumpen oder Elektrodenkessel in der Fernwärme) stehen.

Bei einem großen Bestand an PtH-Anlagen im geregelten DSM-Einsatz kann zum einen die Netzbelastung reduziert werden. Zum anderen ist auf regionaler Ebene ggf. möglich, dass die Abregelung von fluktuierend einspeisenden regenerativen Stromerzeugern verhindert oder reduziert werden kann. Mit welcher Ausprägung sich die zuvor genannten Fälle verteilen, hängt davon ab, inwieweit die Prozesse flexibilisiert werden bzw. überhaupt flexibilisierbar sind und wie gut der räumliche Austausch über die Stromnetze funktioniert. Im ungünstigsten Fall - einer weitgehend monovalenten und inflexiblen Fahrweise auf der Nachfrageseite und einer nicht ausreichenden erneuerbaren Stromerzeugung und Speicherung auf der Angebotsseite - kann die Elektrifizierung zu einem höheren fossilen Brennstoffbedarf in konventionellen Kraftwerken und somit zu erhöhten CO_2-Emissionen führen. Dies gilt auch in dem Fall, dass ein Netzengpass die Kopplung von EE-Stromerzeugung und flexibler Nachfrage durch die PtH-Anlagen verhindert bzw. schwächt. Dieses Szenario unterstreicht die Notwendigkeit, die Elektrifizierung, den EE-Ausbau sowie den Netzausbau in einer gemeinsamen Strategie zu denken.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Die Handlungsempfehlungen werden in die Ebenen *Einzeltechnologien* und *Gesamtes Technologiefeld PtH* gegliedert. Die zweite (übergeordnete) Ebene betrachtet auch die Wechselwirkungen mit anderen Klimaschutzstrategien.

5.1 Einzeltechnologien

Einen Sonderfall stellt die *elektrische Dampferzeugung* dar, die weitgehend branchenunabhängig technisch realisierbar ist und wo bereits einzelne Demonstratoren entwickelt wurden. Hier wäre zu überlegen, ob die Entwicklung standardisierter Hybridverfahren für verschiedene Leistungsgrößen und Dampfparameter gefördert werden sollte, um den Einsatz von preisgünstigen und flexiblen PtH-Verfahren als marktfähige Querschnittstechnologie zu etablieren.

Bei der Elektrifizierung *brennstoffbezogener Prozesse* 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 grundsätzlich anwendbaren direkten (induktiv / konduktiv / dielektrisch) und indirekten Verfahren (indirekte Widerstands- / Lichtbogen- / Infrarot-Erwärmung) für sich - z. T. allerdings nur in Nischen - als erprobt angesehen werden können, so gibt es dennoch in vielen Fällen noch erheblichen Entwicklungsbedarf, um für bestimmte Branchen und deren Prozesse angepasste, effiziente und kostengünstige Elektrifizierungsverfahren zu konzipieren.

Die eigentliche Herausforderung besteht dabei in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Forschungsbedarf besteht außerdem in der Frage, wie die Prozessanwendungen technisch und organisatorisch flexibilisiert werden können und inwieweit die Flexibilisierung zu Effizienzeinbußen führt, siehe z. B. (Ecofys 2016). Als für die Elektrifizierung von Prozesswärme relevant werden insbesondere folgende Branchen angesehen:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- Grundstoffchemie
- Glas, Keramik
- Zement, Kalk, Ziegel
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle & Eisengießereien

Die (monovalente) Elektrifizierung in der Grundlast ist - bei dem gegenwärtigen und auch mittelfristig zu erwartendem Spread zwischen Gas- und Strompreisen - in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar. Aus diesem Grund beschränken sich kurz- und mittelfristig mögliche Anwendungen auf die (hybride) Flexibilisierung und auf Verfahren, die zusätzliche Vorteile z. B. hinsichtlich Produktqualität oder Produktoutput (Prozessgeschwindigkeit) versprechen. 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 (Querbezug zur nachfolgenden Empfehlung in Kapitel 5.2).

Beispielsweise wird noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial bezüglich des gezielten Einsatzes einer Strömungsbewegung oder -Dämpfung in *konduktiven Erwärmungsprozessen* in der Metallindustrie gesehen (Pfeifer 2013: 266), um neue oder verbesserte Eigenschaften von Werkstoffen (z. B. beim Strangpressen, bei der Erstarrung spezieller Legierungen und bei der Halbleiterkristallzüchtung für Mikro- und Leistungselektronik oder Photovoltaik) zu produzieren. Auch die *dielektrische Erwärmung*, die komplementär zur induktiven Erwärmung für elektrisch schwach leitfähige Materialien geeignet ist, bietet noch Entwicklungs- und Anwendungspotenziale in Richtung reduzierter Erwärmungszeiten und dadurch erheblich reduzierte Energiebedarfe (Pfeifer 2013: 266), zum Beispiel beim mikrowellenunterstütztem Sintern von Keramiken und dem Entbindern beim Spritzgießen keramischer Massen (Pfeifer 2013: 295). Die *Elektronenstrahl-Erwärmung* bietet noch Potenzial bei der Reduzierung der Investitionskosten und der Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit (Pfeifer 2013: 326).

Neben einer Effizienzverbesserung und einer Reduktion der Emissionen kann eine gezielte Forschungsförderung in die Optimierung der oben genannten Prozesse indirekt (über Co-Benefits) die Anreize zur Elektrifizierung erhöhen.

Beispielsweise wird bei der Kalzinierung im Kalkofen bzw. die gekoppelte Kalzinierung und Sinterung im Zementofen (Drehrohrofen) bei der Zementherstellung im Falle der Elektrifizierung der apparativer Aufwand als einfach(er) eingeschätzt, da u. a. keine Zuluft- und Brenngaskonditionierung erforderlich ist. Als Co-Benefit könnten außerdem hochreine CO_2-Ströme als Nebenprodukt der Elektrifizierung in relevanten Mengen - z. B. zur Gas-Synthese mit erneuerbarem Wasserstoff - nutzbar gemacht werden. Allerdings müssten hier thermodynamische und prozesstechnische Neuentwicklungen vollzogen werden, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt angesichts der sehr niedrigen Referenzbrennstoffkosten und angesichts der notwendigen Zuführung sehr hoher Energiemengen bzw. Leistungen auf dem Markt nur dort einen Abnehmer finden würde, wo (erneuerbarer) Strom in großen Mengen preisgünstig zur Verfügung steht. Alternativ könnte eine hybride elektrische Luftvorwärmung im bestehenden Systemen (mit Anpassungen) z. B. durch Einblasen elektrisch erhitzter Luft oder durch den direkten Einsatz von Widerstandsheizelementen entwickelt werden.

5.2 Gesamtes Technologiefeld PtH und Wechselwirkungen mit anderen Klimaschutzstrategien

Insgesamt gibt es in der Literatur bisher nur wenige nationale und internationale Arbeiten, die sich mit den Potenzialen einer vollständigen Elektrifizierung industrieller Prozesswärme systematisch und unter Betrachtung zukünftig möglicher Dynamiken auseinandersetzen. Hier besteht noch Forschungsbedarf, insbesondere was die Untersuchung der technischen, wirtschaftlichen und Umsetzungs- bzw. Marktpotenziale für einzelne Branchen und Prozesse betrifft. Weitere Untersuchungen sind zudem erforderlich im Bereich Flexibilisierung der Prozesse (DSM-Potenziale) und deren Auswirkungen sowie im Themenfeld Anpassung des Strommarktdesigns (Flexibilisierung der Strompreisbestandteile). Thermische Speicher können eine wichtige Aufgabe bei der Flexibilisierung und Sektorkopplung industrieller Prozesse über-

nehmen. Insbesondere auch für den bei Industrieprozessen relevanten Hochtemperaturbereich besteht hier noch F&E-Bedarf (FVEE 2017: 25).

Die Elektrifizierung ist eine wichtige Option, um (langfristig) hohe CO_2-Einsparungen auch im industriellen Sektor erreichen zu können. Wie bereits weiter oben im Bericht dargelegt, ist die Elektrifizierung an sich jedoch weder ein Garant für die Reduktion der Treibhausgase noch zur Einsparung von Primärenergie. Dies zeigen u. a. die Szenarien-Berechnungen in Tab. II-12 (THG) und Tab. II-14 (PE).

Dies unterstreicht einerseits, dass anstelle der direkten Elektrifizierung die etwa zwei bis fünfmal effizienteren Wärmepumpen überall dort zum Einsatz kommen sollten, wo es das Temperaturniveau und der Anwendungsfall erlauben. Daher wird der Forschung und Entwicklung von industriellen *Hochtemperatur-Wärmepumpen*[26] eine sehr große Bedeutung zugewiesen - insbesondere auch in Verbindung mit der Nutzung von *Abwärmequellen*.

Andererseits sei noch mal die Notwendigkeit betont, dass die Elektrifizierung und der EE-Ausbau (inklusive weiterer Infrastrukturen wie Netze und Speicher) in einer gemeinsamen Strategie gedacht werden müssen. Um diesen Entwicklungsprozess zu begleiten, sind weitere und kontinuierlich durchgeführte *systemische Forschungs- und Monitoring-Arbeiten* erforderlich.

5.3 Ergebnis der Online-Umfrage

In Abb. II-8 ist das Ergebnis der Online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017 grafisch für das Technologiefeld *Power-to-Heat* wiedergegeben. Hier ist die klare Tendenz zu erkennen, dass der Schwerpunkt der Antworten sowohl beim Marktpotenzial als auch beim Forschungsbedarf (Range: 1 bis 5, Mittelwert: 3,78) im rechten oberen Quadranten liegt: 105 von 121 (87 %) der Befragten halten für die nationale Ebene und 97 von 115 (84 %) für die internationale Ebene das Marktpotenzial für mittel bis groß. Die Einschätzung des öffentlichen Forschungsbedarfs korrespondiert hiermit weitgehend.

[26] Siehe dazu den *Technologiebericht 6.2: Energieeffiziente Querschnittstechnologien*.

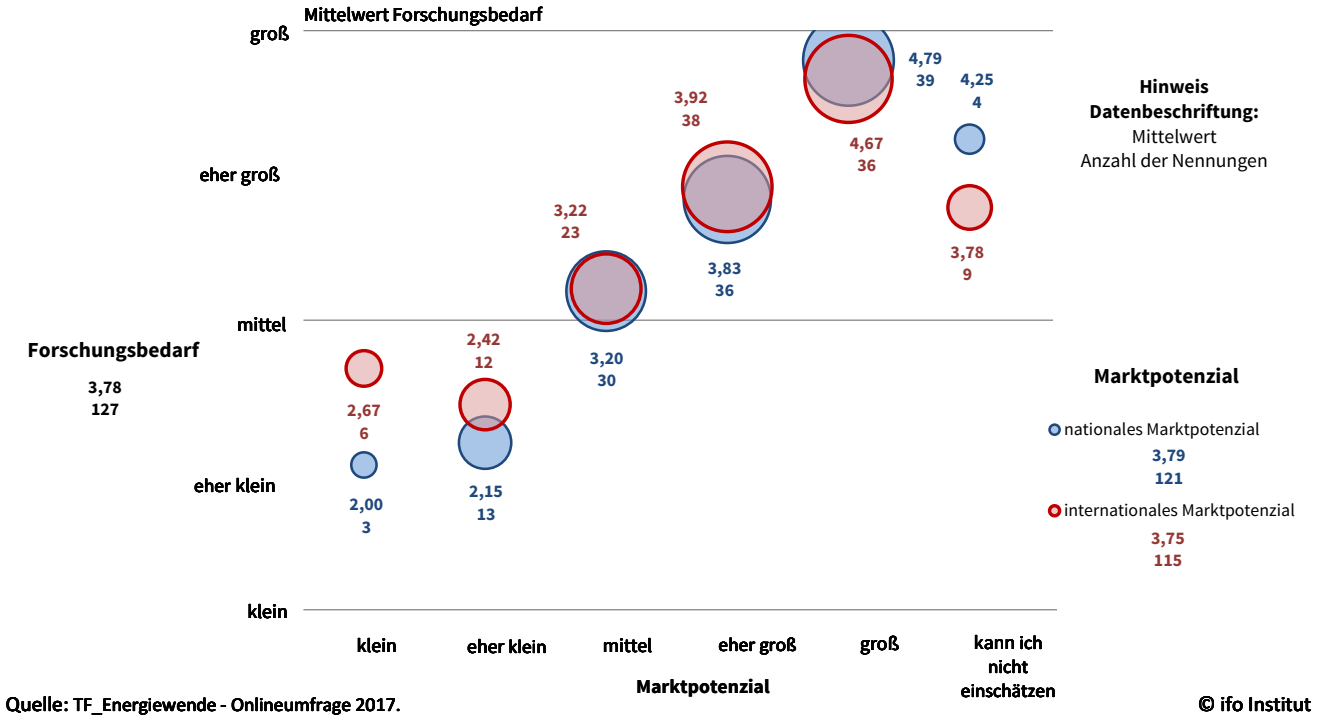


Abb. II-8 Ergebnis der Online-Befragung zu Forschungsbedarf und Marktpotenzial im Technologiefeld Power-to-Heat für Industrieprozesse (Dampferzeugung, Industrieöfen etc.)

Quelle: ifo Institut (2017)

Literaturverzeichnis

AGEB (2016): Bilanz 2014 - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2014. Excel-Datei. Berlin: Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bearbeitet von DIW Berlin und Energy Environment Forecast Analysis (EEFA). www.ag-energiebilanzen.de. Letzter Zugriff: 28. März 2017.

Al-Salem, S. M.; Lettieri, P.; Baeyens, J. (2009): Recycling and recovery routes of plastic solid waste (PSW): A review. Waste Management 29(10)2625–2643.

Bechem, H.; Blesl, M.; Brunner, M. (2015): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt a.M.: VDE - Energietechnische Gesellschaft (ETG). www.energiedialog2050.de/index.php/downloads/category/4-fruehstuecke-2015?download=6:11-06-2015-vde-studie-potenziale-fuer-strom-im-waermemarkt-bis-2050. Letzter Zugriff: 12. April 2017.

BINE (Hrsg.) (2014): BINE Projekt-Info 05/14: Spezialglas energiesparend herstellen. Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe GmbH. http://www.bine.info/themen/industrie-gewerbe/prozesswaerme/publikation/spezialglas-energiesparend-herstellen. Letzter Zugriff: 19. Juni 2013.

Brems, A.; Baeyens, J.; Dewil, R. (2012): Recycling and recovery of post-consumer plastic solid waste in a European context. Thermal Science 16(3)669–685.

Brems, A.; Dewil, R.; Baeyens, J.; Zhang, R. (2013): Gasification of plastic waste as waste-to-energy or waste-to-syngas recovery route. Natural Science 05(06)695–704.

Cefic (2013): European chemistry for growth - Unlocking a competitive, low carbon and energy efficient future. Brüssel.

Ecofys (2016): Flex-Efficiency - Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Studie. Köln: Ecofys im Auftrag von Agora Energiewende. www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/286/Flex-Efficiency/. Letzter Zugriff: 07. Juni 2017.

EU (2016): DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2015/2402 DER KOMMISSION vom 12. Oktober 2015 zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission. http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32015R2402. Letzter Zugriff: 03. April 2017.

Fattouh, B.; Brown, C. (2014): US NGLs Production and Steam Cracker Substitution : What will the Spillover Effects be in Global Petrochemical Markets? Oxford.

Fraunhofer ISI; IREES GmbH; Hassan, A. (2011): Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der

CO2-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken. Karlsruhe, Berlin: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien.

FVEE (2017): Forschungsziele 2017 - Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft. Broschüre. Berlin: ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE). www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Programmbroschuere/fz2017/fz2017.pdf. Letzter Zugriff: 08. Juni 2017.

Görner, K.; Oeljeklaus, G.; Bockhorn, H.; Pfeifer, H.; Hoenig, V.; Hoppe, H.; Fleiger, K. (2015): Umwandlungsprozesse bei fossilen Energieträgern. In M. Fischedick, K. Görner, und M. Thomeczek (Hrsg.), CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

Gruber, A.; Biedermann, F.; von Roon, S. (2015): Industrielles Power-to-Heat Potenzial. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2015). München: FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/517-iewt-2015-industrielles-power-2-heat-potenzial. Letzter Zugriff: 27. März 2017.

Guminski, A. (2015): Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System (Masterthesis). Masterarbeit. München: Technische Universität München (TUM). https://www.ffegmbh.de/images/stories/pressemeldung/634_GEE-Preis/Masterarbeit_AllElectricWorld_Guminski_GEE.pdf. Letzter Zugriff: 27. März 2017.

Guminski, A.; von Roon, S. (2017): Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System (Paper). Paper. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2017). München: Technische Universität München (TUM). www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/165_Guminski_fullpaper_2017-01-30_23-56.pdf. Letzter Zugriff: 27. März 2017.

IEA - International Energy Agency (2013): Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes. Paris Cedex, France: Corlet.

ifo Institut (2017): Auswertung der Online-Umfrage unter den BMWi-Forschungsnetzwerken vom April 2017, Teilbereich TF_Energiewende. München.

Joint Research Centre (JRC) (2013): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass (BREF Glass). No. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control). JRC Reference Report. Seville: European Commission Joint Research Centre - Institute for Prospective Technological Studies (JRC-IPTS). http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/GLS_Adopted_03_2012.pdf. Letzter Zugriff: 13. April 2017.

Kleimaier, M. (2016): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Gehalten auf der efzn-Tagung „Sektorenkopplung der Energiesysteme durch Power to Heat“, Präsentation, Goslar. https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Power_to_Heat/P2H_2016_Vortr %C3 %A4ge/02_KLEIMAIR_Dialogplattform_P2H_VDE_14-06.2016.pdf. Letzter Zugriff: 12. April 2017.

Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Aachen: BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf. Letzter Zugriff: 12. April 2017.

Lechtenböhmer, S.; Nilsson, L. J.; Åhman, M.; Schneider, C. (2016): Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand. Energy, Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems 115, Part 31623–1631.

Lindner, C.; Hoffmann, O. (2015): Analyse/Beschreibung der derzeitigen Situation der stofflichen und energetischen Verwertung von Kunststoffabfällen in Deutschland. Düsseldorf / Alzenau.

ÖI; FH ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin: Öko-Institut e.V.; Frauenhofer ISI.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin, Karlsruhe

Paar, A.; Herbert, F.; Pehnt, M.; Ochse, S.; Richter, S.; Maier, S.; et al. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. Endbericht. Heidelberg, Leimen, Frankfurt a. M.: ifeu GmbH, GEF Ingenieur AG, AGFW e.V. www.ifeu.de/energie/pdf/TRAFO_final_Endbericht.pdf. Letzter Zugriff: 01. September 2014.

Pfeifer, H. (2013): Handbuch Industrielle Wärmetechnik - Grundlagen - Berechnungen - Verfahren (5.). Essen: Vulkan-Verlag. http://d-nb.info/1038398673. Letzter Zugriff: 07. April 2017.

Plastics Europe (2016): Plastics – the Facts 2016 - An analysis of European plastics production, demand and waste data. Brüssel.

Prognos AG; EWI; gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung.

Quaschning, V. (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin: Hochschule für Technik

und Wirtschaft HTW Berlin. https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf. Letzter Zugriff: 27. März 2017.

Ren, T. (2009): Petrochemicals from oil, natural gas, coal and biomass: Energy use, economics and innovation. S.l.: [s.n.].

von Roon, S.; Dufta, C. (2016): Workshop zur Methodenentwicklung SynErgie AP „Potenzialanalyse der Grundstoffindustrien". Gehalten auf der Workshop zur Methodenentwicklung (Projekt SynErgie), Präsentation, Frankfurt a.M.

Sadrameli, S. M. (o. J.).: Thermal/catalytic cracking of hydrocarbons for the production of olefins: A state-of-the-art review I: Thermal cracking review. Fuel 140102–115.

Samadi, S.; Lechtenböhmer, S.; Schneider, C.; Arnold, K.; Fischedick, M.; Schüwer, D.; Pastowski, A. (2016): Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam. Wuppertal: Wuppertal Institut.

Schüwer, D. (2016): Abwärmenutzungspotenziale in NRW - Vorstellung der aktuellen Studie im Auftrag des MKULNV. Gehalten auf der Tagung der EA-NRW „Sektorübergreifende Transformation unseres Energiesystems“, Vortrag, Düsseldorf. https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/581. Letzter Zugriff: 05. April 2017.

StatBA (2016): Input-Output-Tabellen zur Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Berechnungen für das Jahr 2012 (Revision 2014). Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

StatBA (2017): Produzierendes Gewerbe - Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.

Tukker, A.; de Groot, H.; Simons, L.; Wiegersma, S. (1999): Chemical Recycling of Plastic Waste (PVC and other resins). Delft.

UBA (2016): Climate Change 26/2016: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf. Letzter Zugriff: 03 April 2017.

Wilts, H.; von Gries, N.; Rademacher, B.; Peters, Y. (2015): Einsparpotenziale beim Kunststoffeinsatz durch Industrie, Handel und Haushalte in Deutschland. Wuppertal.

Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Jakobs, R. (2014): Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) / Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW). www.ier.uni-stutt-gart.de/publikationen/veroeffentlichungen/forschungsberichte/downloads/141216_Abschlussbericht_FKZ_0327514A.pdf. Letzter Zugriff: 07. Juni 2017.

Wolf, S.; Lambauer, J.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A. (2012): Industrial heat pumps in Germany: Potentials, technological development and market barriers (4-082-12). ECEEE Proceeding No. 4-082-12. Stuttgart: Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER). http://proceedings.eceee.org/visabstrakt.php?event=2&doc=4-082-12. Letzter Zugriff: 07. Juni 2017.

Technologiebereich 7 - Integrative Aspekte innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik |
v3 vom 13. April 2018

Technologiebericht
7.1 Elektromobilität – Pkw/LNF (energiewirtschaftliche Aspekte) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Markus Landau

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Fraunhofer IWES

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Landau, M. (2018): Technologiebericht 7.1 Elektromobilität – Pkw/LNF (energiewirtschaftliche Aspekte). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Markus Landau
Tel.: +49 561 / 7294 - 228
Fax: +49 561 / 7294 - 200
E-Mail: markus.landau@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Königstor 59
34119 Kassel

Review durch:
Till Gnann (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **677**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **678**

Tabellenverzeichnis **679**

Abbildungsverzeichnis **680**

Zusammenfassung (Steckbrief) **682**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **685**

2 Stand der F&E in Deutschland **691**

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung **692**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 692
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 692

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **698**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 698
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 701
4.3 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 701
4.4 Kriterium 8: Stand und Trends von Forschung und Entwicklung im internationalen Vergleich 702
4.5 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 702
4.6 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 704
4.7 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 705
4.8 Kriterium 12: Systemkompatibilität 706

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **708**

Literaturverzeichnis **710**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
TWh	Terra Wattstunden
TJ	Terra-Joule (1.012 Joule)
PJ	Peta-Joule (1.015 Joule)

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1 Daten zur energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw ---------- 689

Tab. 1-2 Ausgangsdaten zur Energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw/LNF in Deutschland ---------- 690

Tab. 3-1 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF – konduktives AC- und DC-Laden ohne intelligentes Last- und Energiemanagement, individueller Zugang zu öffentlichen Ladepunkten verschiedener Betreiber ---------- 694

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF – interoperables induktives Laden, konduktive DC-Schnellladung > 150 kW , intelligentes Last- und Energiemanagement inklusive Energierückspeisung, Einbindung in effiziente DC-Netze ---------- 695

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF ---------- 697

Tab. 4-1 Ausgangsdaten zur energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw/LNF in Deutschland ---------- 699

Tab. 4-2 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Elektromobilität von E-Pkw/LNF in Deutschland ---------- 700

Tab. 4-3 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) ---------- 701

Tab.-4-4 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF ---------- 702

Tab. 4-5 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF zum Status Quo (2017) ---------- 704

Tab. 4-6 Abhängigkeit des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF von Infrastrukturen ---------- 706

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Fahrzeugbestand, Fahrleistung, Treibstoffverbrauch und CO2-Emission der Pkw in Deutschland für das Jahr 2015. 685

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 7.1 Elektromobilität – Pkw/LNF (energiewirtschaftliche Aspekte)	Fraunhofer IWES

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Elektro-Kraftfahrzeuge (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge) nutzen elektrische Energie, die sie einem im Fahrzeug verbauten Batteriespeicher entnehmen. Der Batteriespeicher wird mit Strom aus dem elektrischen Netz geladen. E-Kfz stehen in der Form des rein batterieelektrischen Fahrzeugs mit großem Batteriespeicher und in Form des Plug-in-Hybriden mit deutlich kleinerem Batteriespeicher zur Verfügung. Mit zunehmender Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers bei gleichzeitiger Senkung der Speicherkosten werden mittel- bis langfristig Plug-in-Hybride aufgrund ihres höheren technischen Aufwandes den batterieelektrischen Fahrzeugen weichen. E-Kfz besitzen Potenzial für das Lastmanagement und (mit ausreichend großem Speicher) zur Energierückspeisung (Vehicle-to-Grid – V2G).

Technologische Reife: Demonstration (TRL-5) bis Kommerzialisierung (TRL 9): Nationale und internationale Demonstrationsprojekte für Lastmanagement und Netzrückspeisung (V2G)

Kritische Komponenten: Ausbau der Ladeinfrastruktur, verbesserte Batterietechnologie und günstigere E-Kfz, komfortable und sichere Ladeverfahren inklusive Zugang und Abrechnung

Entwicklungsziele

Senkung der Batterie- und Fahrzeugkosten, Steigerung der Batterieenergiedichte (mit dem Zweck der Reichweitenerhöhung), Nutzung der Flexibilität für das Last- und Netzmanagement, komfortable einfache Netzkopplung, bedarfsgerechtes V2G (auch in Verbindung mit automatisiertem Fahren).

Technologie-Entwicklung

Deutschland	**Einheit**	**2017**	**2020**	**2030**	**2050**
Bestand Pkw/LNF	Mio.	47,3 (1.1.2016)	50	36,1– 45,6	32,2 – 44,4
Marktpotenziale E-Kfz		55 Tsd.	1 Mio.	6 – 7,3 Mio.	30,2 – 39,6 Mio.
Stromverbrauch	TWh	<< 0,1	1,3 – 1,8	17,3 – 31,9	70,8 – 104,4
Ausbau öffentliche Ladeinfrastruktur	Lade-punkte	DC: > 300 AC: > 5.800	> 5 Tsd. > 15 Tsd	k. A.	k. A.
private Ladeinfrastruktur		55 Tsd.	0,7 Mio.	4,2 – 5,1 Mio.	21- 28 Mio.

F&E-Bedarf

– Optimale Auslegung der Stromzufuhr, Ladepunkte und Ladeleistungen (auch unter regionalen Aspekten wie vielbefahrenen Straßen, Wohn- und Arbeitsquartieren, Systemintegration Erneuerbarer Energien)
– Entwicklung geeigneter Technologien und Prozesse zur weitgehend flexiblen Stromnachfrage und damit Befähigung zum Lastmanagement
– Akzeptanzanalysen bezüglich komfortabler / günstiger Ladetechnologien und Entwicklung geeigneter günstiger Techniken
- Analyse des Effizienzpotenzials durch lokale Gleichstromnetze in Verbindung mit Gleichstromquellen und Entwicklung geeigneter Techniken

B) Multikriterielle Bewertung

Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Im Jahr 2030 können von den angenommen Strommixemissionen des E-Kfz-Bestands (192 t CO_2/MWh) zwischen 30,1 und 67,6 Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a eingespart werden. Für das Jahr 2050 erhöhen sich die Einsparungen auf 90,3 bis 111,6 Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a (100 % EE-Strom, Anteil E-Pkw: 77–95%.)

Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Durch den Einsatz von E-Kfz kann der Einsatz von Öl als Brennstoff für die Pkw und leichten Nutzfahrzeuge bis 2050 nahezu vollständig entfallen.

Inländische Wertschöpfung

Aufgrund der hohen zusätzlichen Nachfrage nach Strom kann inländische Wertschöpfung im Bereich der Erneuerbaren Energien und im Stromsektor allgemein entstehen. In Deutschland wird der Ausbau des öffentlichen Ladenetzes mit öffentlichen Mitteln gefördert. Hier und durch den notwendigen Aufbau von privater Ladeinfrastruktur (derzeit nicht gefördert) entsteht (lokale) Wertschöpfung.

Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

In Deutschland und international sind vielfältige F&E-, Demonstrations- und Investitionsaktivitäten um die E-Mobilität festzustellen. China reizt den Erwerb von E-Kfz besonders an und setzt Quote. In den USA entsteht die größte Li-Ion-Batteriefabrik (Tesla), die auch Hausstromspeicher liefert. Deutsche Unternehmen forcieren die Entwicklung der Schnellladetechnik bis zu 400 kW. In Verbindung mit F&E zum autonomen Fahren werden komfortable automatisierte Schnellladeprozesse möglich.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Politische Akzeptanz gegeben: Bisher keine klare Fokussierung auf einen Kraftstoff in Deutschland. Optionen zum Ausbau der Infrastruktur für alternativer Treibstoffe (z. B. Wasserstoff) werden offen gehalten. Staaten wie die Niederlande und Norwegen setzen auf mittelfristige Zulassungsverbote von Fahrzeugen mit fossilen Brennstoffen.
Marktakzeptanz unklar: Deutscher E-Kfz-Bestand trotz finanzieller Förderung gering, hohe Fahrzeugkosten, Wertverlust unklar, wenige E-Kfz-Typen, aber Fahrdynamik und Geräuschpegel begeistern.
Vor-Ort-Akzeptanz gegeben: Kommunen räumen E-Kfz Privilegien ein (Zufahrt in Umweltzone, freie Parkplätze). Veränderung des Stadtbildes durch Ladetechnik könnte Akzeptanzprobleme fördern.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

– Abhängigkeit von Infrastruktur, Ausbau der Ladeinfrastruktur inklusive der Versorgungsnetze ist teuer und muss eine gewisse Mindestabdeckung und -auslastung erreichen.
– Reaktionsfähigkeit gering, da Ladeinfrastruktur am Wohnort und beim Arbeitgeber aufzubauen ist.

Abhängigkeit von Infrastrukturen

Geeignetes elektrisches Ladenetzwerk benötigt, dabei kann nicht mit einem schnellen und flächendeckenden Aufbau von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur gerechnet werden.

Systemkompatibilität

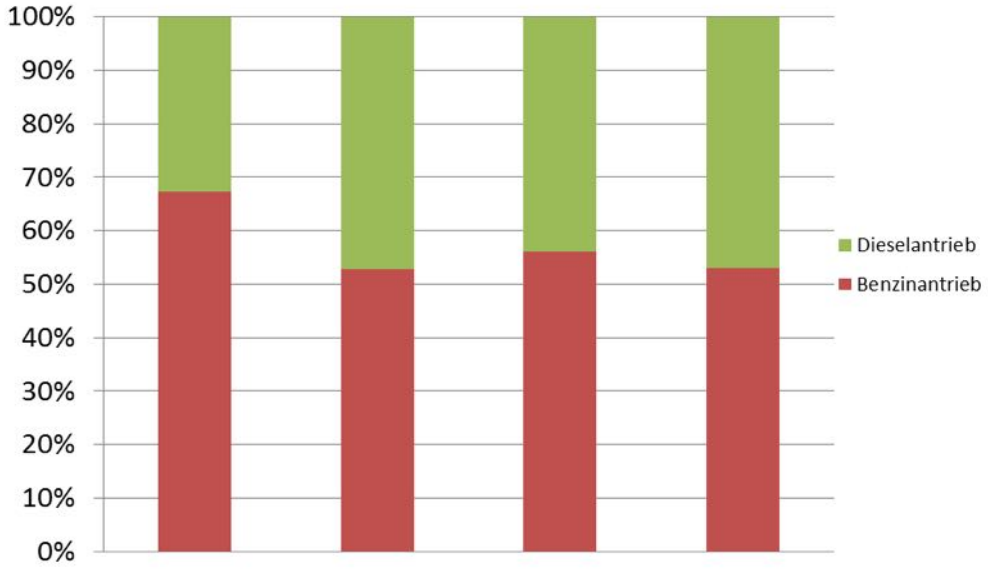
Geschickter Infrastrukturaufbau und gesteuertes Batterieladen kann eine signifikante Netzbelastung vermeiden. Die Nutzung von Schnellladestationen kann das nutzbare Flexibilitätspotenzial reduzieren.

***Vorbemerkung**: Der Verkehrssektor gehört nicht zum Untersuchungsstand dieser Studie. Allerdings sollen die energiewirtschaftlichen Auswirkungen neuer Verkehrstechnologien mit betrachtet werden. Diese werden in Anlehnung an die übliche Technologiebeschreibung durchgeführt, weichen aber in einigen Punkten wegen des besonderen Zuschnittes davon ab.*

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Im Bereich des Personenverkehrs ist nach (UBA 2017) in Deutschland der durchschnittliche Energiebedarf je Personenkilometer im Zeitraum von 1995 bis 2014 gesunken, wobei die erzielten Einsparungen seit 1995 bei den PKW 11 % betragen. Insgesamt ist der Gesamtenergiebedarf, bedingt durch die angestiegene Leistung an Personenkilometern, jedoch leicht gestiegen (BMVI 2016).

Der Pkw-Verkehr ist dabei für gut zwei Drittel der CO_2-Emission des Verkehrssektors (ca. 159 Mio. t CO_2) verantwortlich, mit steigender Tendenz. Die CO_2-Emission kommt dabei jeweils zur Hälfte von Benzin- und Dieselfahrzeugen (vgl. Abb. 1-1).



	Pkw-Bestand zum 1.1.2016	Fahrleistung	Treibstoff-verbrauch	CO_2-Emissionen
Einheit	Mio. Stück	Mrd. km	Mrd. Liter	Mio. Tonnen
Benzin *)	30,0	328,0	25,5	59,5
Diesel	14,5	294,3	20,0	52,7
Summe	44,5	622,3	45,3	112,2

*) Die Rubrik „Benzin“ beinhaltet auch Hybrid- und E-Fahrzeuge, jedoch keine Gasfahrzeuge. Der Auswertung des Statistischen Bundesamtes liegen u. a. Daten des Deutschen Institutes für Wirtschaftsforschung (DIW) zu Grunde. Das DIW rechnet bei den Ottofahrzeugen inklusive der Hybrid- und Elektrofahrzeuge und sonstiger Antriebsarten, jedoch ohne Gasfahrzeuge (Erd- und Flüssiggas).

Abb. 1-1 Fahrzeugbestand, Fahrleistung, Treibstoffverbrauch und CO2-Emission der Pkw in Deutschland für das Jahr 2015.

Quelle: Destatis (2016)

Um die Emissionen massiv zu mindern, müssen alternative Antriebe zu den heute üblichen Benzin- und Dieselmotoren eingeführt werden, die keine oder deutlich weniger klimarelevante Emissionen verursachen.

Im Pkw-Bereich sind verschiedene technische Antriebskonzepte derzeit verfügbar. Reine *batterieelektrische Pkw (BEV)* sind vom kleinsten Fahrzeugsegment der Minis bis zu leistungsstarken Sportwagen verfügbar. Die verbauten Batterien ermöglichen 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 sind Batterieladungen schnell möglich. Für die Ladung von sehr großen Batterien wird eine maximale DC-Ladeleistung von zunächst 150 kW und danach bis zu 400 kW angestrebt.

Zur Erhöhung der Reichweite bietet der Fahrzeugmarkt batterieelektrische Fahrzeuge an, die zusätzlich über einen *Range-Extender* verfügen, sogenannte REEV. Der Range-Extender ist heute ein benzinbetriebener Stromgenerator, der die Batterie während der Fahrt kontinuierlich nachlädt.

Das *Plug-in-Hybridfahrzeug (PHEV)* verfügt über zwei vollständige Antriebe: einen batterieelektrischen Antrieb und einen klassischen Verbrennungsmotor. Beide Antriebe können einzeln oder im System für den Fahrbetrieb verwendet werden. Die Normreichweite im reinen Elektrobetrieb beträgt 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 sind eine Vielzahl von täglich anfallenden Wegen (INFAS und DLR 2010) 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) weichen.

BEV benötigen zwingend eine elektrische Ladeinfrastruktur. Für elektrische Pkw wäre die Aufladung der Batterie über Nacht möglich, da die typischen Wegstrecken in dem Bereich liegen, für den die notwendige Batterieaufladung auch mit niedriger Leistung über mehrere Stunden zur Sicherstellung der Mobilität in der Regel ausreichend ist.[1] Engpässe können sich dabei bei der Umsetzung von wohnortnahen Ladepunkten ergeben, da diese in der Regel auf privaten Liegenschaften zu errichten und zu betreiben sind. Alternativ oder additiv zum wohnortnahen ist das arbeitsnahe Laden zu nennen. Für die Bewältigung langer Wege, beispielsweise Urlaubsreisen, werden Schnellladepunkte benötigt, um den für die Batterieladung erforderlichen Zeitaufwand auf ein für den Nutzer akzeptables Maß zu begrenzen.[2]

1 Dies ist im schweren Güterverkehr nicht der Fall, da Wegstrecken in der Regel länger sind und notwendige Antriebsleistungen viel höher liegen.

2 Bei einer längeren Strecke werden 10 bis 15 Minuten Pause nach jeweils zweistündiger Pkw-Lenkzeit empfohlen. Mit der Annahme einer durchschnittlichen Geschwindigkeit von 100 km/h und einem Verbrauch von 20 kWh/100 km ist eine Ladeleistung zwischen 160 und 240 kW erforderlich, um keine Reiseverzögerung durch Batterieladezeiten in Kauf nehmen zu müssen.

Der Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur wird im Zeitraum von 2017 bis 2020 mit 300 Mio. Euro vom Bund gefördert. Das Ziel ist es, öffentliche Normalladepunkte und Schnellladestationen in Deutschland aufzubauen. Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur hat die „Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ veröffentlicht und erstmals am 15.02.2017 zur Antragseinreichung aufgefordert. Darüber hinaus unterstützen auch Bundesländer mit eigenen Programmen den flächendeckenden Aufbau von Ladeinfrastruktur.

Die Bewertung der Entwicklung energiewirtschaftlicher Aspekte von Elektro-Pkw ist vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen Signale zeitlich sehr schwer möglich. Im Folgenden werden diese Signale kurz aufgegriffen:

- Deutsche Politik setzt Anreize durch Förderprogramme, aber kein Ultimatum für den Ausstieg

  Einerseits hat der Bund bereits 2008 durch den Bundesverkehrsminister das Ziel verkündet, dass bis zum Jahr 2020 in Deutschland 1 Mio. Elektrofahrzeuge zugelassen sein sollen. Im August 2009 wurde der Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität verabschiedet. Modellregionen und Schaufenster für Elektromobilität sollten den Markt vorbereiten und den Hochlauf unterstützen. Im März 2016 wurde der Umweltbonus für Elektrofahrzeuge beschlossen und im Oktober folgte die Ankündigung eines Förderprogramms für den Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur in Deutschland. Trotz dieser Maßnahmen betrug der Anteil an E-Pkw im Januar 2017 weniger als 0,1 % der in Deutschland zugelassenen Pkw.

  Andererseits gibt es kein einstimmiges Ultimatum der Politik für den Ausstieg aus der Verbrennertechnologie, wie dies die europäischen Länder Norwegen und die Niederlande bereits ab 2025 umsetzen wollen. Frankreich und Großbritannien planen ein Zulassungsverbot für Verbrennerfahrzeuge ab 2040. China plant eine gesetzliche Quote[3].

  Angesichts der europäischen Vorgaben zur Begrenzung der CO_2-Emission[4] von neuen Pkw und leichten Nutzfahrzeug besteht jedoch bereits seit mehreren Jahren eine technologieoffene Zielformulierung der Politik. Bis zum Jahr 2015 waren die Emissionen der Pkw-Fahrzeugflotte in Stufen auf 120 g/km zu reduzieren. Ab dem Jahr 2020 beträgt der Pkw-Flottenzielwert 95 g/km. Für leichte Nutzfahrzeuge liegt der CO_2-Zielwert derzeit bei 175 g/km und ist auf 147 g/km bis zum Jahr 2020 zu senken.

  In Verbindung mit dem anhaltenden Verkaufserfolg von beispielsweise schweren SUV (Sport Utility Vehicle) können diese Zielwerte jedoch nur mit einem hohen Anteil an energieeffizienten Dieselmotoren eingehalten werden. Diese wiederum erfüllen zur Zeit in großem Maßstab nicht die Anforderungen an die geltenden Stickoxyd-Grenzwerte. Elektrische Hybridfahrzeuge mit Benzinmotoren oder Mo-

[3] Weltweit wurden im Jahr 2015 über 72 Mio. Pkw erstmals zugelassen. Dabei entfiel gut ein Drittel auf China. China verfolgt den Plan eine Neuzulassungsquote für E-Pkw von 8 % ab 2019 gesetzlich vorzuschreiben.

[4] Die beiden Verordnungen EG Nr. 443/2009 (EU, 2009) und EU Nr. 510/2011 (EU, 2011) regulieren die CO_2-Emissionen von Pkw-Neuwagen und neuen leichten Nutzfahrzeugen (LNF).

toren für alternative Kraftstoffe (z. B. Erd- und Flüssiggas) sind die alternative Option, die Fahrzeug-Flottengrenzwerte zu erreichen

- Automobilhersteller bieten begrenztes Fahrzeugangebot

  Die meisten Fahrzeugmodelle sind heute ausschließlich mit einem Verbrennungsmotor verfügbar, jedoch soll das Angebot an BEV und PHEV jährlich wachsen. Bis zum Jahr 2020 haben die Fahrzeughersteller mehrere elektrische Fahrzeugmodelle angekündigt. Dies kann als konservative und abwartende Strategie der Automobilhersteller interpretiert werden.

- Aufbau der Ladeinfrastruktur

  Mit der „Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ wird der Aufbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur umgesetzt. Insgesamt soll damit der Aufbau von ca. 5.000 Schnellladestationen und 10.000 Langsamladesäulen gefördert werden.

Das Kraftfahrt-Bundesamt berichtet in (KBA 2011) von einem durchschnittlichen Pkw-Fahrzeugalter von 8,3 Jahren. Dabei werden Fahrzeuglebensdauern bis zu 20 Jahren und in geringem Maß auch darüber erreicht. Im Normalfall bedeutet dies, dass es gut 2 Jahrzehnte dauert, bis nahezu alle Pkw einmal erneuert werden. Ein deutsches Ziel, dass 2050 Pkw rein elektrisch fahren, wäre damit nur zu erreichen, wenn ab 2030 überwiegend E-Pkw zugelassen würden.

Für die Stromnachfrage ist die Anzahl der batterieelektrischen Pkw und der Plug-in-Hybriden/Range-Extender von Bedeutung. Nach (BuW 2017) ist der aufwändige Plug-in-Hybrid als Übergangslösung zu betrachten. Mittelfristig werden neben dem batterieelektrischen Pkw auch die Plug-in-Hybride/Range Extender-Fahrzeuge eine Rolle spielen, wie der Studienvergleich von (Gnann et al. 2017) nahe legt. Langfristig sollte aufgrund des deutlich geringeren Aufwandes für den Antrieb von rein elektrischen Batteriefahrzeugen ausgegangen werden, die vollständig aus erneuerbaren Energiequellen zu versorgen sind. In Tab. 1-1 sind verschiedene Ausgangsdaten für die energiewirtschaftliche Bewertung von E-Pkw zusammengefasst. Die Angaben für den Stromverbrauch und den Flexibilitätsbedarf des Netzes sind (Bundesnetzagentur 2016) entnommen. Dem Verhältnis von privater Ladeinfrastruktur zu den E-Pkw liegt eine Quote von 70 %[5] zugrunde. Der Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur wird seit 2017 mit öffentlichen Fördermitteln mit dem Ziel getrieben, den Aufbau von zusätzlich 10.000 Normal- (≤ 22 kW) und 5.000 Schnellladestationen (> 22 kW) anzureizen. Die Bundesnetzagentur erfasst dabei neue Ladeeinrichtungen und veröffentlicht den jeweils aktuellen Stand.[6]

5 Es wird angenommen, dass die Anzahl der Ladevorgänge an öffentlichen Ladepunkten perspektivisch gegenüber der 15 %-Annahme in (NPE, 2015) zunimmt. Hierfür spricht der verstärkte Aufbau von öffentlichen Schnellladepunkten.

6 Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html

Tab. 1-1 Daten zur energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw

	Einheit	2017	2020	2030	2050
Marktpotenziale Bestand Deutschland E-Kfz	Fahrzeuge im Bestand	55 Tsd.	1 Mio. [1)]	6 – 7,3 Mio.	30,2 – 39,6 Mio.
Jahresstromverbrauch / Flexibilitätsbedarf	TWh	<< 0,1	1,3 - 1,8 [2)]	17,3 – 31,9	70,8 – 104,4
Ausbau öffentliche Ladeinfrastruktur	Ladepunkte ≤ 22 kW	> 5.800	> 15.000	k. A.	k. A.
	> 22 kW	> 300	> 5.000	k. A.	k. A.
Private Ladeinfrastruktur	Ladepunkte	55 Tsd.	0,7 Mio.	4,2 – 5,1 Mio.	21 – 28 Mio.

[1)] Das Ziel eines Bestandes von einer Million in Deutschland zugelassener E-Fahrzeuge besteht weiterhin, auch wenn das Erreichen verstärkt bezweifelt wird.

[2)] Eigene Berechnungen mit Daten aus (BuW 2017, S. 163), der Annahme einer Jahresfahrleistung von 14 Tkm mit einem niedrigen Durchschnittsverbrauch von 15 kWh/100 km und einem höheren von 20 kWh/100 km.

Quellen: (Bundesnetzagentur, 2016), (BMUB, 2015), (Fraunhofer IWES/IBP, 2017) und eigene Abschätzungen

Für die weitere energiewirtschaftliche Bewertung für Pkw/LNF wurden – analog zur Technologiebewertung für schwere Nutzfahrzeuge – die Klimaschutzszenarien der Studie (BMUB 2015) ausgewählt. Diese erscheinen gerade in Hinblick auf die künftige Minderung von Verkehrsaufkommen und die Reduktion der Anzahl der Pkw/LNF sehr ambitioniert. Deswegen wurden aus dem Projekt Strom – Wärme –Verkehr zusätzlich zwei Verkehrsszenarien[7] aus der Studie Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr (Gerhardt et al. 2015), welche in (Fraunhofer IWES/IBP 2017) fortgeführt wurde, verglichen. Grundsätzlich sind alle untersuchten Szenarien im Bereich Pkw/LNF technologiekonservativ[8]. Zudem ist das aktuelle Klimaziel des Verkehrs bis 2030 aus dem Klimaschutzplan nicht berücksichtigt.

In der folgenden Tab. 1-2 sind die Ausgangsdaten für die weitere energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw und leichten Nutzfahrzeugen (LNF) zusammengefasst.

Das Szenario ISWV_83% (vgl. Gerhardt et al. 2015) berücksichtigt, dass ganz Europa mindestens das untere Klimaziel einer Reduktion von -80% THG gegenüber 1990 einhalten muss, woraus eine höhere Anrechnung für Deutschland mit einem Ziel von -83% THG resultiert. Des Weiteren ist berücksichtigt, dass auch im nicht Kyoto-relevanten internationale Flug- und Seeverkehr Emissionen reduziert werden müssen. Für den Verkehr wurde, in Anlehnung der BMVI-Verkehrsverflechtungsprognose, ein weiter ansteigendes Verkehrsaufkommen unterstellt. In Summe resultiert aus diesen Anforderungen ein relativ hoher nationaler Stromverbrauch von ca. 800 TWh in 2050.

7 Zum Vergleich werden das untere Klimaschutzziel (ISWV_83%) und das obere Klimaschutzziel (ISWV_95%) bei gleichbleibendem Pkw-Bestand aber stärkerer Verkehrsverlagerung herangezogen.

8 Die Annahmen sind, dass der Verbrennungsmotor langfristig als einziger Antrieb und in Hybridfahrzeugen zum Einsatz kommt, die Reichweite von BEV begrenzt ist und automatisches Fahren keine Anwendung findet.

Das Szenario ISWV_95% unterstellt eine vollständige Dekarbonsierung des Energiesektors einschließlich des Verkehrs bis 2050. Die restlichen Emissionen von 5 % THG fallen nur noch im nichtenergetischen Bereich an (Landwirtschaft, nicht-CO_2-Emission der Industrie). Für den Verkehr wurde, wie im Szenario ISWV_83%, ein weiter ansteigendes Verkehrsaufkommen unterstellt. Jedoch ist zur Erreichung der Klimaziele eine weitere Elektrifizierung (höhere Anteile BEV und höhere elektrische Fahranteile bei PHEV/REEV) im Verkehr notwendig. Dabei reicht das nationale Potenzial der EE-Stromerzeugung von ca. 1.000 TWh in 2050 nicht aus, um diese Ziele zu erreichen. Es sind zusätzliche Importmengen an flüssigen Kraftstoffen aus erneuerbaren Energien (Power-to-Liquid - PtL) für den Verkehr (insbesondere Flug- und Seeverkehr) notwendig.

Tab. 1-2 Ausgangsdaten zur Energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw/LNF in Deutschland

	Einheit	2015		2030	2050
Bestand	Tsd.				
PkW		45.071			
LNF		2.276			
Bestand Prognose Pkw und LNF	Mio.		KS80	40,9	39,4
			KS95	36,1	32,2
			ISWV83	45,6	44,4
			ISWV95	44,3	44,3
Jahresfahrleistung Pkw und LNF	Mio. km	618.719			
		42.568			
Jahresfahrleistung Prognose Pkw und LNF	Mrd. km		KS80	579	558
			KS95	512	456
			ISWV83	636	601
			ISWV95	601	601

Quellen: (BMUB, 2015), (Fraunhofer IWES/IPB, 2017) und (KBA, 2016a)

2 Stand der F&E in Deutschland

In den vergangenen Jahren wurde eine Vielzahl von F&E-Programmen zur Elektromobilität durchgeführt. Dies gilt sowohl für die Fahrzeugtechnologie sowie 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 Schaufenster Elektromobilität wurde Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität breit gefördert. Die Begleit- und Wirkungsforschung zum Schaufenster-Programm Elektromobilität (BuW 2017) 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 FuE-Vorhaben untersucht. Unter den heutigen Bedingungen ist V2G technisch möglich, jedoch wirtschaftlich schwierig umsetzbar, wie in (Arnold et al. 2015) ausgeführt wird. 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 batterieelektrischer Lkw und Busse.

Das bequeme 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. In dem öffentlich geförderten Forschungsvorhaben STILLE[9] arbeiten 13 internationale Unternehmen Empfehlungen für eine interoperable induktive Ladetechnik aus. Die Empfehlungen sollen in die nationale und internationale technische Standardisierungsarbeit einfließen.

[9] Vgl. elektronische Seiten:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/elektromobilitaet-positionierung-der-wertschoepfungskette.pdf?__blob=publicationFile&v=5
https://www.zu.de/lehrstuehle/cfm/assets/pdf/20160930_STILLE_PM_STILLE-erfolgreich-gestartet.pdf

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Elektromobilität mit Pkw/LNF befindet sich weltweit im Hochlauf zum künftigen Massenmarkt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es wichtig, dass geeignete Lade- und Kommunikationstechnologien zur Verfügung stehen, die den konkreten Mobilitätsbedarf des Nutzers mit einem E-Pkw/LNF zufrieden stellen können. Hierzu zählen günstige Ladepunkte für langsames Laden (z. B. wohnortnah) und Schnellladepunkte zur Sicherstellung von größeren Reichweiten. Für die geplante Nutzung von öffentlicher Ladeinfrastruktur ist es wichtig, dass freie Ladepunkte einfach gefunden, bedarfsgerecht reserviert und die bezogenen Ladedienstleistungen transparent und rechtssicher abgerechnet werden können. Ebenso ist komfortables kabelloses Laden von Bedeutung, sowohl privat als auch öffentlich, insbesondere in Innenstädten und in Verbindung mit automatischem Fahren.

In den obigen Arbeitsfeldern hat die bisherige Förderung von Forschung und Entwicklung seit 2008 wesentliche Beiträge zur Technologieentwicklung und –einführung erbracht, wie in (BuW 2017) gezeigt ist.

Große deutsche Automobilhersteller arbeiten derzeit verstärkt an der Einführung neuer elektrisch betriebener Pkw- und LNF-Modelle. Damit geht einher, dass in den nächsten Jahren deutlich erweiterte Produktionskapazitäten für E-Antriebe entstehen werden. Die Verbreiterung der Modellpalette in Kombination mit deutlich sinkenden Herstellungskosten durch Technologieentwicklung und Massenproduktion wird bereits in den nächsten 5 Jahren zu deutlich höheren Neuzulassungszahlen von E-Pkw/LNF führen, deren Stromversorgung durch das elektrische Energiesystem zu erbringen sein wird.

In dieser Zeit ist es notwendig, den Vorlauf für die sichere und günstige Systemintegration der E-Pkw/LNF in das Stromnetz und die Energiewirtschaft auch durch öffentliche Forschungsförderung zu schaffen. Dabei sind Entwicklungsthemen wie beispielsweise Hochleistungsladestationen und kabellose Ladetechnik, energieeffiziente lokale DC-Versorgungsnetze mit E-Pkw als Speicher, Mieterstrommodelle, energetische Quartierskonzepte bis hin zu den Flexibilitätsanforderungen durch die öffentlichen Netzbetreiber mit einzubeziehen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht hängt zunächst der notwendige Aufwand für den Ausbau der öffentlichen Stromnetze wesentlich davon ab, in welchem Maß das gesteuerte Laden bei der E-Mobilität umgesetzt werden kann. Weiterhin bietet gesteuertes Laden im übergreifenden Strommarkt die Möglichkeit, die fluktuierende EE-Einspeisung zu integrieren.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Aus energietechnischer Sicht sind die für den Energiefluss zwischen Fahrzeug und Stromnetz notwendigen Schnittstellen, Geräte und deren Systemintegration zu betrachten.

Heute ist es üblich, dass die verschiedenen Ladetechnologien aus einem vorgelagerten Dreh- oder Wechselstromnetz versorgt werden. Bei der kabelgebundenen Ladetechnologie sind typische Leistungen von 3,7 - 44 kW beim Wechselstromladen[10] und derzeit 50 kW beim Gleichstromladen im Stadium der Kommerzialisierung angekommen. Darüber hinaus sollen Gleichstromladesysteme mit deutlich höherer Ladeleistung bis zu 400 kW (NPE 2017) entwickelt und demonstriert werden.

Die drahtlose Ladetechnologie verspricht ein komfortables Laden der Fahrbatterie. Drahtlose induktive Ladetechnologie wurde in verschiedenen Forschungsprojekten entwickelt und demonstriert. Heute werden noch verschiedene Frequenzbänder für die Energieübertragung genutzt. Die Abstimmung eines weltweit harmonisierten Frequenzbandes ist seitens der zuständigen Gremien in Vorbereitung. In dem vom BMWi geförderten Forschungsprojekt „Standardisierung induktiver Ladesysteme über Leistungsklassen (Stille)“ werden Systeme bis 22 kW evaluiert und Empfehlungen für die nationale und internationale Normierung der Technologie erarbeitet.

Die Versorgung der Batterieladegeräte aus einem Gleichstromnetz kann energieeffizient sein, wenn in das versorgenden Stromnetz mindestens ein weiterer Gleichstromerzeuger, beispielsweise eine Photovoltaikanlage, einspeist. Durch die entfallende Wandlung des PV-Gleichstromes in Wechselstrom und dessen Gleichrichtung für die Gleichstromladung der Fahrzeugbatterie können Wandlungsverluste vermieden werden. Die Gleichstromtechnologie im Niederspannungsnetz[11] ist Gegenstand der Forschung und Entwicklung, da hierzu in verschiedenen Feldern Erfahrungswerte und technische Richtlinien fehlen.

E-Pkw/LNF können mit ihrem Energiebedarf, der zeitlich flexiblen Lastnachfrage und einer ggf. möglichen Energierückspeisung signifikante Teilnehmer am Stromnetz sein. Die Systemintegration muss dabei sowohl die Anforderungen des vorgelagerten Versorgungsnetzes als auch die Wünsche des Endnutzers bezüglich Mobilität, Eigenstromnutzung und Lastbegrenzung berücksichtigen. Lösungen, die das Ladeverhalten der E-Pkw/LNF hinsichtlich der obigen Wünsche integral optimieren, stehen derzeit nicht zur Verfügung. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungsstufen der verschiedenen Technologien sind diese getrennt in der Tab. 3-1 und der Tab. 3-2 bewertet.

10 Beim Wechselstromladen ist das Batterieladegerät im Fahrzeug verbaut, wogegen beim Gleichstromladen das Ladegerät sich außerhalb des Fahrzeugs befindet.

11 Gemäß der anerkannten technischen Regel VDE 0100 umfasst der Niederspannungsbereich Gleichspannungen größer 120 V bis 1500 V.

Tab. 3-1 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF – konduktives AC- und DC-Laden ohne intelligentes Last- und Energiemanagement, individueller Zugang zu öffentlichen Ladepunkten verschiedener Betreiber

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF
Grundlagenforschung		☐
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐
Technologieentwicklung		☐
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐
Demonstration		☐
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐
Kommerzialisierung		☒
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☒

TF = Technologiefeld, TRL = Technology Readiness Level

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF – interoperables induktives Laden, konduktive DC-Schnellladung > 150 kW , intelligentes Last- und Energiemanagement inklusive Energierückspeisung, Einbindung in effiziente DC-Netze

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF
Grundlagenforschung		☐
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	☐
Technologieentwicklung		☐
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐
Demonstration		☒
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐
Kommerzialisierung		☐
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐

TF = Technologiefeld, TRL = Technology Readiness Level

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Derzeit zeichnet sich ab, dass Pkw langfristig rein batterieelektrisch betrieben werden. Die benötigten Reichweiten können zukünftig mit größeren Batteriekapazitäten in Verbindung mit deren Schnellladung erreicht werden. Kurz- und mittelfristig könnte der Anteil der Plug-in-Hybrid Fahrzeuge stärker wachsen als die rein batterieelektrisch betriebenen Pkw. In diesem Zeitraum besteht das Risiko, dass die Anzahl an Ladepunkten und deren Nennleistung ungünstig gewählt werden.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive kann ein E-Pkw sowohl ein zeitlich flexibler als auch zeitlich inflexibler Stromverbraucher sein. Dies wird konkret durch die zu bewältigende Strecke, die verfügbare Batteriekapazität, die Ladeleistung und den möglichen Ladezeitraum sowie die Verfügbarkeit nutzbarer Ladepunkte bestimmt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht besteht das Risiko, das ein E-Pkw selten mit dem elektrischen Netz verbunden wird, und damit sein Flexibilitätspotenzial verliert. Eine Entwicklung hin zu sehr kurzen Ladezeiten mit extrem hohen Ladeleistungen bein-

haltet dieses Risiko und könnte zudem zu hohen Lastspitzen und-schwankungen führen. Um solche Spitzen zu vermeiden ist ein gesteuerter Ladeprozess notwendig, der in der internationalen Normenreihe ISO 15118 für das System „Fahrzeug – Ladepunkt“ grundsätzlich definiert Hingegen sind für die Kommunikation zwischen der Ladestation und dem Backend eine Vielzahl von Protokollen gebräuchlich. Hier besteht das Risiko, dass Entwicklungen nicht einem künftigen Standard genügen.

Für das öffentliche Ladenetz hat die EU mit der Richtlinie (EU 2014a) einheitliche Vorgaben für das kabelgebundene Laden von Fahrzeugbatterien u. a. durch Mindestvorgaben zum Ladestecker und der Kupplung gemacht. Die EU-Richtlinie wurde durch die Ladesäulenverordnung[12] in nationales Recht umgesetzt. Darin ist auch der Mindestzugang zu einem öffentlichen Ladepunkt geregelt. Nicht festgelegt ist beispielsweise eine Obergrenze für schnelles Laden. Entwicklungen von Hochleistungs-DC-Ladestationen sind somit mit einem Risiko verbunden, welches sowohl wirtschaftlich als auch technisch besteht, da diese Technik erst gemeinsam mit den Fahrzeugherstellern entwickelt und danach vom Markt für den Praxiseinsatz nachgefragt werden muss.

Ebenfalls besteht ein Risiko bei der Entwicklung von kabellosen Ladeeinrichtungen. Hier sind die dafür notwendigen technischen Rahmenbedingungen noch nicht normativ festgestellt. Es ist damit nicht sichergestellt, dass Entwicklungen in dieser Technologie interoperabel arbeiten. Kabelloses Laden ist komfortabel und könnte damit die Akzeptanz für eine häufige Netzkopplung erhöhen.

Bezüglich der Energierückspeisung in das elektrische Netz werden derzeit zwei Technologien verfolgt. Zum einen wird an einer Technologie gearbeitet, das im Fahrzeug verbaute Batterieladegerät so zu ertüchtigen, um Strom aus der Batterie in das Wechselstromnetz einspeisen zu können. Die zweite Technologie nutzt einen stationär aufgebauten Gleichstromlader der mit der Gleichstromladedose des Fahrzeuges verbunden wird.

Aus Gründen der Energieeffizienz wird der Aufbau von Niederspannungs-Gleichstrom auch in Gebäuden in Betracht gezogen. Eine potentielle Anwendung für ein solches Gleichspannungsnetz wäre das Elektrofahrzeug, beispielweise in Kombination mit einer Photovoltaikanlage und ggf. einem stationären Batteriespeicher. Bei einer solchen Technologiekombination besteht ein technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko.

Zusammengefasst hat die Technologie der E-Pkw aus energiewirtschaftlicher Sicht damit eher wirtschaftliche als technische Risiken (vgl. Tab. 3-3).

12 Vgl. „Ladesäulenverordnung vom 9. März 2016 (BGBl. I S.457), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 1. Juni 2017 (BGBl. I S. 1520 geändert worden ist“, Quelle: http://www.gesetze-im-internet.de/lsv/BJNR045700016.html, abgerufen 24.07.2017

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☒	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☐	☐

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Für die Elektromobilität mit Pkw/LNF in Deutschland ist zunächst der europäische Markt von Bedeutung. Die EU hat mit der Richtlinie (EU 2014a) den Aufbau eines einheitlichen Versorgungsnetzes für alternative Kraftstoffe inklusive Elektrizität in Gang gesetzt. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass der Transitverkehr durch Deutschland auch mit E-Pkw/LNF zukünftig möglich sein wird.

Der Pkw ist in der EU das zentrale Transportmittel für Personenmobilität. Im Mittel der 28 EU-Staaten (EU28) wurden im Jahr 2014 mit Pkw 83,4 % aller Personenkilometer (Pkm) zurückgelegt.[13] Dabei lag Deutschland mit 920,8 Mrd. Pkm an erster Stelle, gefolgt von Frankreich (815,7 Mrd. Pkm), Großbritannien (654,2 Mrd. Pkm) und Italien (642,9 Pkm).[14] Bei diesen Ländern ist der mit Pkw zurückgelegte Anteil >80 %. Diese Staaten können vom Stromverkauf profitieren, haben aber in Europa nicht die beste Ausgangsposition.15 Andere europäische Staaten wie die Niederlande (145 Mrd. Pkm | 2014) und Norwegen (63,5 Mrd. Pkm | 2014) haben noch bessere Bedingungen, da beide ab 2025 ein Zulassungsverbot für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor umsetzen wollen. In beiden Ländern wurden 2014 zudem über 87 % der Personenkilometer mit dem Pkw zurückgelegt.

Der Anteil an Fahrzeugkilometern, der von ausländischen Pkw auf deutschen Autobahnen und Schnellstraßen zurückgelegt wurde, betrug 2008 nur gut 6,6 %.[16] Damit dürfte der Stromverkauf in Deutschland vom deutschen Bestand an E-Pkw dominiert sein.

Weltweit besteht das größte Marktpotenzial für E-Pkw in China In 2016 wurden dort knapp 2/3 aller neuen Pkw zugelassen. China plant eine gesetzliche Quote für die Zulassung von E-Pkw.[17] Damit hat China die USA als Weltmarktführer verdrängt.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das Marktpotenzial von E-Pkw/LNF als zusätzliche Stromverbraucher wird bestimmt durch die zu erbringende Verkehrsleistung, die Anzahl der Fahrzeuge und die Durchdringung der E-Pkw/LNF. Die zu Beginn dieses Kapitels eingeführten Szenarien (vgl. Tab. 1-2) können gemeinsam mit den Annahmen zur Durchdringung der E-

13 Vgl. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Passenger_transport_statistics, zuletzt geprüft am 28.08.2017.

14 Vgl. https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/pocketbook2016.pdf, Seite 52, zuletzt geprüft am 28.08.2017.

15 Es wird hierbei unterstellt, dass die Durchdringung des Pkw-Bestandes mit BEV und PHEV/REEV gleich verläuft.

16 Vgl. (Randelhoff 2014)

17 Weltweit wurden im Jahr 2015 über 72 Mio. Pkw erstmals zugelassen. Dabei entfiel gut ein Drittel auf China. China verfolgt den Plan eine Neuzulassungsquote für E-Pkw von 8 % ab 2018 gesetzlich vorzuschreiben.

Pkw/LNF gemäß Tab. 3-3 verwendet werden, um das nationale Marktpotenzial zu berechnen.

Tab. 4-1 Ausgangsdaten zur energiewirtschaftlichen Bewertung von E-Pkw/LNF in Deutschland

	Einheit	2015		2030	2050
Bestand	Tsd.				
PkW		45.071			
LNF		2.276			
Bestand Prognose E-Pkw	Mio.		KS80	6,4	39,4
			KS95	7,3	30,8
			ISWV83	7,1	38,5
			ISWV95	7,3	39,6
Durchdringung Prognose Bestand BEV	%		KS80	4	51
			KS95	6	65
			ISWV83	6	35
			ISWV95	12	66
Durchdringung Prognose Bestand PHEV und REEV	%		KS80	11	26
			KS95	16	30
			ISWV83	9	52
			ISWV95	14	28

Quellen: (BMUB 2015), (Fraunhofer IWES/IBP 2017); (KBA 2016a)

Bis zum Jahr 2030 nehmen im ambitionierten Szenario KS_95% sowohl die Verkehrsleistung und der Bestand an Pkw/LNF deutlich ab. Beträgt die Fahrleistung 2015 insgesamt 661,3 Mrd. km[18], so sinkt diese auf 512 Mrd. km. Während 2015 der Bestand 47,347 Mio. Pkw/LNF[19] betrug, so nimmt dieser auf 36,1 Mio. ab, wovon 6 % rein batterieelektrisch fahren und 14 % mit Hybridantrieb oder Range Extender ausgestattet sind. Zur energetischen Versorgung werden 20,4 TWh benötigt.

Beim weniger ambitionierten Szenario KS_80% sinkt die Jahresfahrleistung weniger stark auf 579 Mrd. km und der Bestand an Fahrzeugen fällt auf 40,9 Mio. Pkw/LNF bis zum Jahr 2030. Darunter sind 4 % BEV und 11 % PHEV und REEV. Der elektrische Energiebedarf beträgt dafür 17,3 TWh.

Im Vergleich zu den KS-Szenarien gehen die ISWV-Szenarien des Projektes „Strom – Wärme –Verkehr“ von einem geringeren Rückgang der Jahresfahrleistung und des Fahrzeugbestandes aus. In dem ambitionierten Szenario ISWV_95% geht die Jahresfahrleistung auf 601 Mrd. km und der Bestand auf 44,3 Mio. Pkw bis zum Jahr 2030 zurück. Bei den Pkw beträgt der batterieelektrische Anteil 12 % und 14 % bei den

18 Der Fahranteil der Pkw dominiert mit 93,56 % deutlich gegenüber dem Anteil der leichten Nutzfahrzeuge.

19 Der Pkw-Anteil am Gesamtbestand (Pkw / LNF) betrug 95,19 %.

PHEV und REEV. Für die elektrische Versorgung werden 31,9 TWh erforderlich. 15,8 TWh hingegen sind im weniger ambitionierten Szenario ISWV_83% erforderlich. Hier sinkt die Jahresfahrleistung auf 636 Mrd. km bei einem Bestand von 45,6 Mio. Pkw/LNF mit einem Anteil von 6 % BEV und 9 % PHEV und REEV. Den Berechnungen für PHEV und REEV liegen den Szenarien für das Jahr 2030 elektrische Fahranteile von 70 % (ISWV_83%) und 85 % (ISWV_95%) zu Grunde.

Die Prognosen für das Jahr 2050 zeigen folgende Bilder: Im ambitionierten Szenario KS_95% fallen sowohl die Verkehrsleistung und der Bestand an Pkw/LNF nochmals deutlich ab. Beträgt die Jahresfahrleistung 2030 insgesamt 512 Mrd. km, so sinkt diese nochmals auf 456 Mrd. km und der Bestand nimmt von 36,1 Mio. auf 32,2 Mio. Pkw ab. Darunter sind 6 % rein batterieelektrisch und 16 % mit Plug-in-Hybridantrieb oder Range Extender ausgestattet. Der Jahresenergiebedarf dafür steigt von 20,4 TWh (2030) auf 82,2 TWh.

Beim weniger ambitionierten Szenario KS_80% sinkt die Jahresfahrleistung gegenüber der Prognose für 2030 nochmals weniger stark auf 558 Mrd. km und der Bestand an Fahrzeugen fällt nur gering auf 39,4 Mio. Pkw/LNF. Darunter sind 51 % batterieelektrisch Pkw und 26 % PHEV und REEV. Der elektrische Jahresenergiebedarf steigt von 17,3 TWh auf 77,9 TWh.

In den ISWV-Szenarien steigen die Prognosen für den Strombedarf zwischen den Jahren 2030 bis zum Jahr 2050 deutlicher an als in den KS-Szenarien. Bei relativ gleich bleibenden Fahrleistungen und Anzahl Pkw werden für die elektrische Versorgung in 2050 im 95%-Szenario 104,4 TWh notwendig. 70,8 TWh hingegen sind im weniger ambitionierten Szenario ISWV_83% erforderlich. Die angenommenen elektrischen Fahranteile bei PHEV/ REEV betragen 85 % (ISWV_83%) und 92 % (ISWV_95%). Die in den Szenarien prognostizierten Energiebedarfe sind in folgender Tab. 4-1 zusammengefasst.

Tab. 4-2 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Elektromobilität von E-Pkw/LNF in Deutschland

Jahr	Szenarienbereich KS_80%	Szenarienbereich KS_95%	Szenarienbereich ISWV_83%	Szenarienbereich ISWV_95%
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh
2030	17,3	20,4	15,8	31,9
2050	77,9	82,2	70,8	104,4

Die Szenarien unterscheiden sich insbesondere im Stromverbrauch mittel- und langfristig. Gründe hierfür sind langfristig der angenommene Pkw-Bestand und die Fahrleistungen, die Entwicklung hin zu größeren Batterien bei BEV und ein günstiger Ausbau der erforderlichen Ladeinfrastruktur welches höhere elektrische Fahranteile ermöglicht.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Mit Hilfe von E-Pkw/LNF können in Deutschland 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 (siehe Tab. 4-3). Dabei ist ein Strommix von 192 t CO_2/MWh in 2030 und 100 % EE-Strom in 2050 unterstellt. Da in den Szenarien 2050 noch ein Restbestand an Verbrennerfahrzeugen unterstellt ist, verbleiben teilweise noch Emissionen.

Tab. 4-3 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich KS_80%	Szenarienbereich KS_95%	Szenarienbereich ISWV_83%	Szenarienbereich ISWV_95%
2030 inkl. Strommix	59,3	67,6	30,1	57,4
2050 inkl. 100 % EE	102,4	111,6	90,3	107,6

Aktuell sind mit dem Klimaschutzplan sektorale Ziele und damit auch feste Vorgaben zur Emissionsreduktion des Verkehrssektors bis 2030 vorgegeben (95 – 98 Mio. t. CO_2 Gesamtverkehr ohne internationalen Verkehr). Dies ist in den Szenarien noch nicht berücksichtigt und damit auch nicht gewährleistet, ob eine Anzahl von 7,3 Mio. E-Pkw/LNF in den beiden 95 %-Szenarien im Jahr 2030 ausreichen würde, um die Ziele einzuhalten. Neben dem Bereich Pkw stellen sich hier Anforderungen im Bereich Verkehrsverlagerung und Vermeidung, der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehres und dem Einsatz von Biokraftstoffen oder ggf. der Herstellung von PtL-Kraftstoffen.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Weitere Emissionen wurden zu den energiewirtschaftlichen Auswirkungen von E-Pkw/LNF nicht betrachtet.

4.3 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Aufgrund der hohen zusätzlichen Nachfrage nach Strom kann inländische Wertschöpfung im Bereich der Erneuerbaren Energien und im Stromsektor allgemein entstehen. In Deutschland wird der Ausbau des öffentlichen Ladenetzes mit öffentlichen Mitteln gefördert. Hier und durch den notwendigen Aufbau und den Betrieb von privater Ladeinfrastruktur (derzeit nicht gefördert) entsteht (lokale) Wertschöpfung. In (NPE 2016) werden die Arbeitsplatzeffekte einer umfassenden Förderung der Elektromobilität in Deutschland untersucht. Die Studie prognostiziert unter den angenommen Bedingungen bis zum Jahr 2020 zusätzlich 30.000 Arbeitsplätze, wovon 1/6 im Bereich der Infrastruktur entstehen würden.

Für den Bereich von E-Pkw und LNF sei auf die Studie (Falck, 2017) verwiesen. Diese geht jedoch in Ihrem Szenario Business As Usual (BAU) von einer deutlich geringeren Hochlaufgeschwindigkeit für E-Pkw/LNF aus. Grundsätzlich wird ein starker Rückgang der Wertschöpfung in der Herstellung von E-Pkw/LNF im Vergleich zu aktuellen Verbrennungsmotor-Fahrzeugen diskutiert. Anderseits ist für deutsche Hersteller mit ca. 70 % der Exportmarkt bestimmend, welcher sich durch die Einführung von E-Fahrzeug-Quoten oder Zulassungsverbote im starken Wandel befinden. Ein verzögertes Reagieren der Automobilbrache auf die Entwicklung der Elektromobilität kann hier wesentliche Marktanteile kosten und die Entwicklung neuer Wertschöpfungspotenziale, beispielsweise im Bereich von Mobilitäts- und Energiedienstleistungen oder der Batterie(zell)fertigung hemmen.

4.4 Kriterium 8: Stand und Trends von Forschung und Entwicklung im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Für den energiewirtschaftlich relevanten Teil der Ladetechnologie ist die deutsche Industrie wettbewerbsfähig. An den zukünftigen Ladetechnologien für schnelles DC-Laden mit Leistungen von bis zu 400 kW und dem kabellosen Laden wird in einzelnen Projekten gearbeitet. Die für eine gute Aufstellung wichtige technische Normung wird durch themenbezogene Normungsroadmaps gebündelt und die Normung national und international aktiv betrieben (siehe Tab.-4-4).

Für die systemtechnische Integration der Elektromobilität in das Versorgungsnetz und die Energiewirtschaft bedarf es zusätzlicher Anstrengungen, damit auch ein schneller Anstieg des Bestandes an E-Pkw/LNF zu keinem Engpass oder zu erhöhtem Netzausbau führt.

Bezogen auf den Fahrzeugbereich sei wiederum auf die Studie (Falck 2017) verwiesen. Hiernach ist die Wettbewerbslage der deutschen Automobilindustrie auf der Grundlage von Patenten und Schutzrechten bei allen Fahrzeugtypen führend oder wettbewerbsfähig. Dies gilt jedoch nicht für den Bereich der Batterien und Akkumulatoren, welcher für ein batterieelektrisches Fahrzeug von zentraler Bedeutung ist.

Tab.-4-4 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☐ Technologieführerschaft	☒ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

4.5 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Das Kriterium „Gesellschaftliche Akzeptanz“ gliedert sich auf in die drei Akzeptanzbereiche: Marktakzeptanz, politische Akzeptanz und Vor-Ort-Akzeptanz (Tab. 4-5):

- Die *Marktakzeptanz* ist heute unklar: Seit Mai 2016 fördert die Bundesregierung mithilfe eines Umweltbonus die Anschaffung von Elektrofahrzeugen. Trotz dieser

nennenswerten Förderung und der hohen Fahrqualität die elektrische Fahrzeuge bieten sind Absatz und Marktanteil der E-Pkw weiterhin sehr gering.

Nach (BuW 2017, S.122) werden beispielsweise von der gewerblichen Wirtschaft folgende wesentlichen Hemmnisse für die Verbreitung der E-Mobilität im Gewerbe genannt: hohe Anschaffungskosten, begrenzte Modellvielfalt, Zuverlässigkeit der Reichweitenangabe und die mögliche elektrische Reichweite, Restwertunsicherheit, Zeitaufwand für Batterieladung und eine unzureichende öffentliche Ladeinfrastruktur.

Die anhaltende Diskussion um Fahrverbote für nicht saubere Fahrzeuge und die fortlaufenden Veröffentlichungen von Ergebnissen von Abgasmessungen an marktverfügbaren Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zeigen bisher eine wenig sichtbare Auswirkung auf den Absatz von E-Pkw. Der Electric Vehicle Index (EVI) der Unternehmensgruppe McKinsey bestätigt dies in (McKinsey 2016). Der deutsche Markt für Elektrofahrzeuge rangiert international im Mittelfeld auf dem 8. Platz. In der Reihenfolge der Herstellerländer nimmt Deutschland nach China und Japan den dritten Platz ein.

Die Preise für E-Pkw sind hoch verglichen mit Verbrenner-Fahrzeugen gleichen Typs. Auch bei einem ähnlichen relativen Wertverlust führt dies absolut gesehen zu höheren Verlusten.

Derzeit sind Elektrofahrzeuge ein Nischenmarkt. Auf den beiden großen Internetplattformen für Fahrzeuge[20] liegt das Angebot von BEV und PHEV/REEV deutlich unter einem Prozent.

- Die *politische Akzeptanz* ist gegeben: Das im Juni 2015 erlassene „Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge (Elektromobilitätsgesetz – EmoG)“ ermöglicht insbesondere Städten und Gemeinden die Privilegierung von Elektrofahrzeugen in verschiedener Form. Darüber hinaus fördert die Bundesregierung den Aufbau der Elektromobilität bei E-Pkw (BEV, PHEV, REEV, Fuel Cell EV) befristet durch eine Kaufprämie und den Verzicht auf die Kraftfahrzeugsteuer (nur bei BEV). Auch bei der Einkommenssteuer werden zeitbefristete Vorteile für das elektrische Aufladen von privaten E-Pkw beim Arbeitgeber und das Überlassen von Ladeeinrichtungen eingeräumt. Zur Unterstützung des Aufbaus von öffentlicher Ladeinfrastruktur hat die Bundesregierung ein 300-Mio.-€-Förderprogramm im März 2017 gestartet. Im europäischen Ausland ist die politische Akzeptanz ebenfalls gegeben. Beispielsweise haben die Niederlande und Norwegen angekündigt, Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor ab dem Jahr 2025 nicht mehr zulassen zu wollen. Die EU hält sich in ihrer Richtlinie für den Aufbau von Infrastruktur (EU 2014a) neben der Elektrizität auch weitere alternative Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge offen.
- Die *Vor-Ort-Akzeptanz* ist gegeben: E-Pkw werden aufgrund ihrer lokalen Emissionsfreiheit von verschiedenen Städten und Gemeinden bevorrechtigt. Kommunen räumen E-Pkw Privilegien ein, beispielsweise durch die unbeschränkte Zu-

[20] Vgl. Internetportale “mobile.de“ und „“autoscout24.de“.

fahrt in bestehende Umweltzonen oder kostenfreies Parken auf bewirtschafteten Fahrzeugstellplätzen. Ein starker Ausbau von Ladeinfrastruktur, welche im Stadtbild deutlich als zusätzliche Möblierung sichtbar wäre, könnte die Akzeptanz zukünftig mindern. Bisher sind Elektrofahrzeuge leise und erzeugen insbesondere bei niedriger Geschwindigkeit kein „hörbares" Geräusch. Dies wird als potentielles Risiko für andere Verkehrsteilnehmer wahrgenommen. Um dieses zu reduzieren hat die EU in Artikel 8 ihrer Verordnung über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen (EU 2014b) geregelt, dass künftig reine Elektrofahrzeuge und hybridelektrische Fahrzeuge ab dem 1. Juli 2021 mit einem akustischen Fahrzeugwarnsystem ausgestattet sein müssen. Mit dieser Maßnahme ist ein Akzeptanzgewinn insbesondere bei Verkehrsteilnehmer zu erwarten, die Fahrzeuge maßgeblich akustisch wahrnehmen.

Tab. 4-5 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Elektromobilität für Pkw/LNF zum Status Quo (2017)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
	3 (teils-teils)	Fahrzeugindustrie baut Produktionsanlagen und Kernkompetenz auf; viele neue E-Modelle für die nächsten Jahre angekündigt. Fahrzeugnutzer überwiegend auf Verhältnis Preis/Leistung und Verbrauchskosten fixiert.	2 (gegeben)	Großes Interesse an straßenbezogener Elektromobilität auf allen Ebenen. Einerseits Lösung für lokale Umweltprobleme, andererseits Sorge um Arbeitsplätze mit Verbrennungstechnologie dominierter Kernkompetenz	3 (teils-teils)	Eventuell Akzeptanzprobleme zu erwarten bei: kabellosem Laden aufgrund der elektromagnetischer Strahlung, störender Möblierung durch Ladesäulen, Verteilung von Mehrkosten für Anschluss und Betrieb von Ladepunkte in Liegenschaften

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

4.6 Kriterium 10: 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. Hier-

bei 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.

4.7 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die Umstellung des Pkw-Antriebs auf ein rein batterieelektrisches System erfordert ein geeignetes elektrisches Ladenetzwerk. Pkw stehen typischerweise wohnort- oder arbeitsortnah täglich jeweils über einen mehrstündigen Zeitraum. Damit sind dort die Voraussetzungen für ein langsames Batterieladen mit niedriger Leistung bei hoher Gleichzeitigkeit gegeben. Allerdings wurden die elektrischen Installationen hierfür nicht bemessen und müssen bedarfsweise ausgebaut werden. Der Ausbau kann durch klassischen Netzausbau oder durch intelligente Laststeuerung verzögert und reduziert erfolgen. Die intelligente Leistungssteuerung erfordert dabei eine aufeinander abgestimmte Mess- und Steuertechnik.

Weitere Infrastruktur ist erforderlich, um die elektrischen Pkw/LNF zur Überwindung längerer Strecken schnell laden zu können. Heute stellt ein Schnellladepunkt typischerweise bis zu 50 kW bereit. Zukünftig sind jedoch Leistungen bis zu 400 kW in Diskussion. Derartige Ladepunkte werden vorrangig an den verkehrsreichen Transitstrecken benötigt.

Damit der Nutzer eines elektrischen Pkw/LNF die öffentlich verfügbare Ladeinfrastruktur verschiedener Betreiber einfach nutzen kann, ist eine geeignete Roamingstruktur erforderlich, welche die Authentisierung, Autorisierung und Verrechnung der erbrachten Ladeleistung technisch unterstützt.

Wie der Mix von Normal- und Schnellladepunkten wirtschaftlich mittel- und langfristig optimal zu gestalten ist, lässt sich schwer prognostizieren, da sowohl die Nutzergewohnheiten als auch die technologische Weiterentwicklungen der Speichertechnik mit einfließt.

Der Aufbau der Ladeinfrastruktur ist ein langsamer Prozess. Dafür sprechen folgende Faktoren:

- Ladeinfrastruktur ist ein langlebiges Wirtschaftsgut. Die Abschreibungen der erforderlichen Erd- und Kabelarbeiten erfolgt über 25 Jahre, die der Ladesäule über

10 bis 15 Jahre in Anlehnung an die AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig Energie- und Wasserversorgung.

- Der Ausbau der für den Betrieb der Ladeinfrastruktur notwendigen Netze wird langfristig geplant. Derzeit gilt der Szenariorahmen für den Zeitraum 2017 - 2030 (Bundesnetzagentur 2016).
- Bestehende Liegenschaften sind in der Regel nicht für die Versorgung von E-Pkw/LNF geplant und die Elektroinstallation der Liegenschaft dafür bemessen. Die Versorgungsstruktur ist somit neu zu errichten und die Herstellungskosten sind mit der für das Gebäude typischen Nutzungsdauer abzuschreiben. Bei der Zustimmung zur Errichtung können sich darüber hinaus Hemmnisse durch die Eigentümerstruktur der Liegenschaft ergeben.

Zusammengefasst kann daher nicht mit einem schnellen und flächendeckenden Aufbau von privater und öffentlicher Ladeinfrastruktur gerechnet werden.

Tab. 4-6 Abhängigkeit des Technologiefeldes Elektromobilität für Pkw/LNF von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☐

4.8 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die physikalische Verbindung des E-Pkw mit dem elektrischen Netz erfolgt kabelgebunden oder zukünftig auch kabellos. Mit der europäischen Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (EU, 2014a) und den daraus folgenden nationalen Verordnungen[21] ist in Europa die Kompatibilität für den Zugang zu öffentlicher Ladeinfrastruktur und deren physikalische Nutzbarkeit im Wesentlichen sichergestellt.

Offen ist, wie das Ladenetz günstig gestaltet werden kann. Für die Bewältigung von langen Wegen ist ein verkehrsgünstiges Netz aus Schnellladestationen mit hohen Ladeleistungen erforderlich. Dieses dient vorrangig der Sicherung des Mobilitätsbedürfnisses und nachrangig dem Wunsch der Netzbetreiber nach Lastflexibilität. Zur

21 Die Umsetzung in deutsches Recht ist durch die Ladesäulenverordnung vom 9. März 2016 (vgl. BGBl. I S.457) sowie der ersten Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung vom 1. Juni 2017 (vgl. BGBl. I S.1520) erfolgt.

Sicherstellung der durchschnittlich bewältigten Tagesstrecken[22] reicht im Allgemeinen eine deutlich geringere Ladeleistung aus. Je länger der tägliche Zeitraum ist, in dem der E-Pkw mit dem Netz verbunden ist, desto besser kann der Wunsch des Netzbetreibers nach Lastflexibilität vorrangig erfüllt werden.[23]

Um die verschiedenen Bedürfnisse optimieren zu können, bedarf es der Abstimmung des Mobilitätsinteresses einerseits und den Anforderungen des Ladenetzes und der Energiewirtschaft andererseits. Die Kommunikationsfähigkeit zwischen E-Pkw und Ladepunkt wird durch die Normenreihe ISO 15118 sichergestellt. Diese bietet die Möglichkeit einen Ladefahrplan zwischen E-Pkw und dem Ladepunkt auszutauschen. Der Ladepunkt wiederum ist Teil eines Ladenetzes oder der elektrischen Infrastruktur einer Liegenschaft. Der mit dem Fahrzeug abzustimmende Ladefahrplan ist von dem Energie- und Lastmanagement zu erstellen, in dessen Verfügungsbereich der Ladepunkt liegt.

Einen wichtigen Beitrag zur Systemkompatibilität leistet die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) mit der Herausgabe der Deutschen Normungsroadmap Elektromobilität 2020 (NPE, 2017).

22 Laut der Studie „Mobilität in Deutschland – 2008“ (S. 82) beträgt die Spannweite der durchschnittlichen Tagesstrecke 24 km (Rentner) bis 65 km (Vollzeitbeschäftige).

23 Längere Fahrzeugstehzeiten ergeben sich typischerweise am Wohnort und in der Nähe des Arbeitsortes.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Das Konzept des batterieelektrischen Antriebs mit seinem hohen Wirkungsgrad erscheint 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:

1 | 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. Wie dies erreicht werden kann, in welchem Maß systemrelevante Netzdienstleistungen zu erbringen sind und wie eine energiewirtschaftliche optimale Ladestruktur inklusive der IKT-und Geschäftsprozesse zu gestalten ist, sollte in weiteren F&E-Vorhaben untersucht werden.

2 | 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.

3 | 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.

4 | Die kabellose induktive Ladetechnologie verspricht einen hohen Nutzerkomfort, der erst mit einer interoperablen Technik umfänglich zum Tragen kommt. Aufgrund der bei dieser Technik anfallenden hohen elektromagnetischen Strahlung ist zu erwarten, dass die Vor-Ort-Akzeptanz fehlen könnte und geschaffen werden muss. Hier sollten relevante Entwicklungen und Untersuchungen angestoßen werden.

5 | 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 zwi-

schen stationären und mobilen Speichern im DC-Netz zu untersuchen. Geeignete Lösungen sind national und international zu standardisieren.

Literaturverzeichnis

Arnold, G.; Brandl, R.; Degner, T.; Gerhardt, N.; Landau, M.; Nestle, D.; Portula, M.; Scheidler, A.; Schwinn, R.; Baumbusch, K.; Dörschlag, A.; Eberhardt, T.;Wacker, V.; Wesemann, A.; Führer, O.; Leifert, T.; Bäuml, G.; Bärwaldt, G.; Haupt, H.; Kammerlocher, M.; Nannen, H. (2015): Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES. Wolfsburg, Hamburg, Niestetal, Kassel: Volkswagen AG, LichtBlick SE, SMA Technology AG, Fraunhofer IWES

BMUB (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Autoren: Öko-Institut e.V.: Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Dehoust, G.; Förster, H. et al. Fraunhofer ISI: Braungardt, S.; Eichhammer, W.; Elsland, R.; Fleiter, T.; Schade, W.; Schlomann, B. et al. Berlin, Karlsruhe: Öko-Institut, Fraunhofer ISI

BMVI (2016): Verkehr in Zahlen 2016/2017. 45. Aufl.. Hamburg: DVV Media Group GmbH

Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 30.06.2016

BuW- Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität (2017): Schaufenster-Programm Elektromobilität – Abschlussbericht der Begleit- und Wirkungsforschung 2017. Ergebnispapier Nr. 30. Autoren: Bertram Harendt, B. (DDI), Schumann, D. (bIT), Wirth, M. (VDE). Frankfurt am Main: Deutsches Dialog Institut GmbH. Quelle: http://schaufenster-elektromobilitaet.org/media/media/documents/dokumente_der_begleit__und_wirkungsforschung/EP30_Abschlussbericht_2017_der_Begleit-_und_Wirkungsforschung.pdf

Destatis (2016): Weiter steigende Motorleistung der Pkw verhindert Rückgang der CO2-Emissionen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2016/12/PD16_451_85pdf.pdf;jsessionid=8205D5E0F142C9D9330A2D654C27A91A.cae1?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff: 11.08.2017

EU – Europäische Union (2009): Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen

EU – Europäische Union (2011): Verordnung (EU) Nr. 510/2011 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 11. Mai 2011 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue leichte Nutzfahrzeuge im Rahmen des Gesamtkonzepts der Union zur Verringerung der CO2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen

EU – Europäische Union (2014a): Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

EU – Europäische Union (2014b): Richtlinie 540 / 2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über den Geräuschpegel von Kraftfahrzeugen und von Austauschschalldämpferanlagen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG und zur Aufhebung der Richtlinie 70/157/EWG

Falck, O.; Ebnet, M.; Koenen, J. (2017): Auswirkungen eines Zulassungsverbotes für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Ifo Studie im Auftrag des Verbands der Automobilindustrie e.V. München, Juni 2017

Fraunhofer IWES/IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Februar 2017

Gerhardt, N.; Sandau, F.; Scholz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C.; Bergk, F.; Kämper, C.; Knörr, W.; Kräck, J.; Müller, T. et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU – Institut; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel: Fraunhofer IWES

Gnann, T.; Stephens, T.; Lin, Z.; Plötz, P.; Liu, C.; Brokate, J.: What drives the market for plug-in electric vehicles? European Electric Vehicle Congress, Geneva, Switzerland, 14th-16th March 2017. https://www.researchgate.net/publication/315132715_What_drives_the_market_for_plug-in_electric_vehicles

infas, DLR (2010.): Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht. Projekt-Nr. FE 70.801/2006, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin: Februar 2010

KBA (2011): Wir punkten mit Verkehrssicherheit - Statistik - Fachartikel: Fahrzeugalter, Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg. Letzter Zugriff: 15.04.2011

KBA (2016a): Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2016gegenüber 1. Januar 2015. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Ueberblick/2016/2016_b_ueberblick_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1, (zuletzt geprüft am 28.08.2017)

KBA (2016b): Durchschnittliche Fahrleistung auf Durchschnittsniveau. Auswertung des Kraftfahr-Bundesamtes. http://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html. Letzter Zugriff: 07.06.2017

NPE – Nationale Plattform Elektromobilität (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. Berlin: November 2015

NPE – Nationale Plattform Elektromobilität (2016):Arbeitsplatzeffekte einer umfassenden Förderung der Elektromobilität in Deutschland. Berlin: Juni 2016

NPE – Nationale Plattform Elektromobilität (2017): Die Deutsche Normungsroadmap Elektromobilität 2020. Berlin: April 2017

Randelhoff, M (2014): [Pkw-Maut in Deutschland] Vignette für Ausländer – wie viele ausländische Pkw nutzen das deutsche Automobilnetz? https://www.zukunft-mobilitaet.net/61128/analyse/pkw-maut-vignette-fuer-auslaender-wie-viele-auslaendische-pkw-nutzen-das-deutsche-autobahnnetz/. Letzter Zugriff: 28.08.2017

UBA (2017): Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs. https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#textpart-1. Letzter Zugriff: 07.06.2017

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung |
v3 vom 13. April 2018

Technologiebericht 7.2 Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-Lkw (energiewirtschaftliche Aspekte) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Till Gnann

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Fraunhofer ISI

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Gnann, T. (2018): Technologiebericht 7.2 Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-LKW (energiewirtschaftliche Aspekte). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Till Gnann
Tel.: +49 721 / 6809 – 460
Fax: +49 721 / 689152
E-Mail: till.gnann@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Review durch:
Markus Landau (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **715**

Tabellenverzeichnis **716**

Abbildungsverzeichnis **717**

Zusammenfassung (Steckbrief) **718**

1 Beschreibung des Technologiefelds **721**

2 Stand der F&E in Deutschland **724**

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung **725**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 725
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 726

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **728**

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale 728
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen 730
4.3 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung 730
4.4 Kriterium 8: Stand und Trends von Forschung und Entwicklung im internationalen Vergleich 731
4.5 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz 731
4.6 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit 732
4.7 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen 733

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **734**

Literaturverzeichnis **736**

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1: Ausgangsdaten zur Energiewirtschaftlichen Bewertung von Hybrid-Oberleitungs-Lkws ---- 723

Tab. 3-1: Aktueller Einsatz von Hybrid-Oberleitungs-Lkws ---- 725

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw ---- 726

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw ---- 726

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw ---- 727

Tab. 4-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkws (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr) ---- 729

Tab. 4-2 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten) ---- 730

Tab. 4-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw ---- 731

Tab. 4-4 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw zum Status Quo (2015) ---- 732

Tab. 4-5 Abhängigkeit des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw von Infrastrukturen ---- 733

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1 Fahrzeugbestand, Fahrleistung und CO_2-Emissionen des straßengebundenen Güterverkehrs in Deutschland 2017 ---------- 721

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 7.2
Elektromobilität – Hybrid-Oberleitungs-Lkw (energiewirtschaftliche Aspekte)

Fraunhofer ISI

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

Der **Hybrid-Oberleitungs (HO)-Lkw** (schwerer Straßengüterfernverkehr) nutzt elektrische Energie aus Oberleitungen. Ist keine Oberleitung verfügbar, so kann/muss kurz- bis mittelfristig ein Dieselaggregat (aus Kosten- und Reichweitengründen) oder langfristig eine Fahrzeugbatterie zur Energieversorgung für die Strecken abseits der Oberleitung eingesetzt werden.

Technologische Reife: Demonstration (TRL=6), Projekte in Schweden, Deutschland und den USA

Kritische Komponenten: Ausbau der Infrastruktur und Verbesserung der Batterietechnologie sind Voraussetzungen für den langfristigen Einsatz von HO-Lkws. Stromzufuhr ab Mittelspannungsnetz zur Oberleitung ist in der Aufbauphase ein wesentlicher Kostenfaktor und muss vorfinanziert werden. Grenzüberschreitende Lösungen sind anzustreben.

Entwicklungsziele

Senkung der Batteriekosten, Steigerung der Energiedichte, Ausbau der Infrastruktur

Marktentwicklung

	Einheit	Heute	2030	2050
Marktpotenziale Deutschland Lkw	Stück	0	50.000 – 70.000	250.000
Stromverbrauch Deutschland	TWh	-	9 – 12	35
Erhöhung der Spitzenlast Deutschland			Bis zu 50 % der lokalen Nachfrage	Bis 75 % der lokalen Nachfrage
Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur	km		2.000 – 4.000	4.000 – 8.000

F&E-Bedarf

- Optimale Auslegung der Stromzufuhr (auch unter regionalen Aspekten wie vielbefahrenen Autobahnen und Autobahnkreuzen sowie Systemintegration Erneuerbarer Energien)
- Umgang mit weitgehend unflexibler Nachfrage und hierdurch entstehenden neuen Flexibilitätsbedarfen an anderer Stelle
- Akzeptanzanalysen bezüglich Oberleitungen (Vor-Ort-Akzeptanz, Nutzerakzeptanz von Nutzern der Autobahnen)
- Optimale Fahrzeugauslegung (Hybridkonzepte mit Diesel vs. Batterie) unter energiewirtschaftlichen Aspekten
- Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen von autonomem Fahren

B) Multikriterielle Bewertung

Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)

Der CO_2-Ausstoß des Straßengüterverkehrs betrug 2015 rund 40 Mio. t CO_2. Im Jahr 2030 wären bei einem elektrischen Fahranteil von 60 % und dem Strommix aus den Klimaszenarien 2050 (CO_2-Emissionen des Strommix bei 192 t CO_2/MWh) CO_2-Einsparungen von 2,3 Mio. t CO_2 zu erzielen. Im Jahr 2050 wäre eine CO_2-Einsparung von etwa 32 Mio. t CO_2 pro Jahr möglich.

Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)

Durch den Einsatz von HO-Lkws könnten unter den getroffenen Annahmen 1,4 Mio. bbl Öl (223 Mio. l Öl) im Jahr 2030 und 6,1 Mio. bbl Öl (270 Mio. l Öl) in 2050 eingespart werden.

Inländische Wertschöpfung

Aktuell ist Siemens der wichtigste Akteur in diesem Forschungsfeld. Aufgrund der hohen Nachfrage nach Strom kann inländische Wertschöpfung auch im Bereich der Erneuerbaren Energien und im Stromsektor allgemein entstehen.

Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Insgesamt gibt es nur wenige Projekte zu HO-Lkws. Hier betreiben mit Siemens, Scania und Volvo derzeit drei große Technikunternehmen F&E: Deutschland hat eine nicht-öffentliche Teststrecke und der Aufbau von drei Testrecken an deutschen Autobahnen ist beschlossen. International ist Deutschland neben Schweden und den USA derzeit an der Spitze der Marktvorbereitung.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Politische Akzeptanz geteilt. Auf europäischer Ebene bislang kaum Interesse, die deutschen Ministerien sind teilweise sehr positiv, teilweise sehr kritisch dem Konzept gegenüber eingestellt.
Marktakzeptanz unklar: Logistikdienstleister auf Kosten fixiert, könnten aber bei geringen notwendigen Verhaltensanpassungen hinsichtlich der Einsatzflexibilität interessiert sein. Lkw-Fahrer von Geräuschpegel begeistert, von „Tunnelblick“ ggf. irritiert.
Vor-Ort-Akzeptanz unklar: Die meisten Autobahnen verlaufen nicht durch Siedlungen, allerdings treten beim Ausbau von oberirdischen Stromnetzen auch heute schon Akzeptanzprobleme auf.

Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

- Abhängigkeit von Infrastruktur, Ausbau ist teuer und muss eine gewisse Mindestabdeckung erreichen (über 2.000 km)
- Reaktionsfähigkeit gering, da Infrastruktursystem mit langen Amortisationszeiten

Abhängigkeit von Infrastrukturen

- Aufbau einer Mindestmenge an Oberleitungsinfrastruktur unerlässlich.
- Reaktionsfähigkeit des Systems ist gering, da die Amortisationszeiten groß sind (häufig wird von 30 Jahren für die Oberleitungsinfrastruktur der Bahn ausgegangen.

Systemkompatibilität

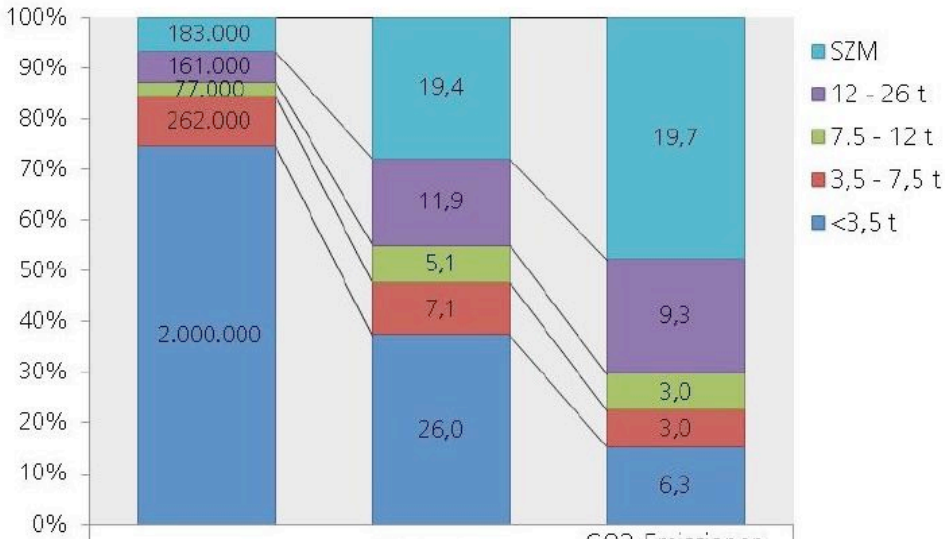
Bei Infrastrukturaufbau nahe der EE-Erzeugung kann eine Netzbelastung vermieden werden, die zusätzliche Strommenge ist bis 2030 verkraftbar. Die Nutzung einer Oberleitung führt zu einer nicht verschiebbaren Last, die jedoch zumeist tagsüber zu Phasen hoher PV-Einspeisung stattfindet. Ggf. kann eine Nutzungskonkurrenz mit anderen Anwendungen um den EE-Strom entstehen.

***Vorbemerkung**: Der Verkehrssektor gehört nicht zum Untersuchungsstand dieser Studie. Allerdings sollen die energiewirtschaftlichen Auswirkungen neuer Verkehrstechnologien mit betrachtet werden. Diese werden in Anlehnung an die übliche Technologiebeschreibung durchgeführt, weichen aber in einigen Punkten wegen des besonderen Zuschnittes davon ab.*

1 Beschreibung des Technologiefelds

Die spezifischen Energieverbräuche im Verkehr sind in den vergangenen Jahren um rund 30 Prozent zurückgegangen, jedoch ist der Gesamtenergieverbrauch aufgrund der deutlich wachsenden Verkehrsleistung leicht angestiegen (BMWi 2017).

Der Lkw-Verkehr ist dabei für etwa ein Drittel der CO_2-Emissionen des Verkehrssektors (ca. 40 Mio. t CO_2) verantwortlich, mit deutlich steigender Tendenz. Mehr als die Hälfte entfallen dabei auf knapp 250.000 Fahrzeuge mit einem zulässigen Gesamtgewicht über 12 Tonnen (vgl. Abb. 1-1).



	Fahrzeugbestand	Fahrleistung [Mrd. Fzg-km/a]	CO2-Emissionen [Mio. tCO2/a WtW]
SZM	183.000	19,4	19,7
12 - 26 t	161.000	11,9	9,3
7.5 - 12 t	77.000	5,1	3,0
3,5 - 7,5 t	262.000	7,1	3,0
<3,5 t	2.000.000	26,0	6,3

Abb. 1-1 Fahrzeugbestand, Fahrleistung und CO_2-Emissionen des straßengebundenen Güterverkehrs in Deutschland 2017

Quelle: Wietschel et al. (2017)

Um diese deutlich zu reduzieren, müssen alternative Antriebe zum heute genutzten Dieselantrieb eingeführt werden, die weniger Emissionen verursachen. Hier sind reine Batteriekonzepte mit Lademöglichkeiten über Nacht nicht möglich, da die Fahrleistungen hoch sind und ausreichend hohe Batteriekapazitäten die Nutzlast der Lkws massiv einschränken würden. Daher müssen andere alternative Fahrzeugkonzepte zum Einsatz kommen. Diskutiert werden hier der Einsatz von Erdgas, insbesondere flüssigem Erdgas, der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen sowie strombasierte Kraftstoffe (Power-to-Gas (PtG) oder Power-to-Liquid (PtL)). Der Stand und die aktuellen F&E-Themen sowie Politikmaßnahmen für die verschiedenen Kraftstoffarten und Antriebskonzepte für den schweren Straßengüterverkehr werden in BMVI (2017) analysiert. Die Herstellung von Wasserstoff, PtG-

und PtL-Kraftstoffen werden in den Technologieberichten im *Technologiebereich 4: Sektorenkopplung* behandelt.

Eine weitere wichtige Dekarbonisierungsoption für den schweren Straßengüterverkehr ist der Hybrid-Oberleitungs-Lkw (HO-Lkw), der im Folgenden im Mittelpunkt bezüglich seiner energiewirtschaftlichen Ausführungen steht. 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 Dieselkraftstoff bei Hybrid-Oberleitungs-Lkws durch PtG- oder PtL-Lösungen abgelöst werden, gerade wenn sehr ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden müssen. Gegenüber den anderen Alternativen wie Gas-Lkws, Brennstoffzellen-Lkws oder anderen strombasierten Kraftstoffen mit Verbrennungsmotoren-Lkws hat der HO-Lkw deutlich höhere Wirkungsgrade. Diese könnten langfristig aufgrund von (Flächen-)Nutzungskonkurrenzen von Erneuerbaren Energien entscheidend sein.

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. In Wietschel et al. (2017) werden die Kosten der beiden Alternativen jedoch als deutlich teurer eingeschätzt (insbesondere aufgrund des Eingriffs in den Straßenbelag). Es kommen zusätzliche Schwierigkeiten bei der Sicherheit hinzu (Rutschgefahr bei Vereisung oder Stromschlag für Fußgänger) und die Synergieeffekte durch Pkw bei einer Nutzung der rechten Fahrstreifen der Autobahn zwischen zahlreichen Lkws mit geringerer Geschwindigkeit sind als gering zu betrachten. Daher werden diese beiden Konzepte in diesem Bericht nicht weiter berücksichtigt.

Zur Ausgestaltung der Oberleitungsinfrastruktur liegen bereits detaillierte Analysen vor (Siemens 2011; Edel et al. 2015; Wietschel et al. 2017). 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 (Wietschel et al. 2017)[1]. Die Kosten der Infrastruk-

[1] Für Details zur Querung von Schildbrücken und Überführungswerken, zur Absicherung der Masten und zur Enteisung der Oberleitungen sei auf Wietschel et al. (2017) verwiesen.

tur 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 (Siemens 2011; Edel et al. 2015; Wietschel et al. 2017).

Für die Bewertung der energiewirtschaftlichen Aspekte von Hybrid-Oberleitungs-Lkws wird der Markthochlauf der HO-Lkws aus Wietschel et al. (2017) übernommen (vgl. Tab. 1-1). Die Marktdurchdringung beträgt bis 2030 etwa ein Viertel der Flotte, was bis 2050 fortgeschrieben wird. Bis 2030 wird vornehmlich von einer Durchdringung mit sogenannten Diesel-Hybrid-Fahrzeugen und einem geringeren elektrischen Fahranteil ausgegangen. Ab dann durchdringen bis zum Jahr 2050 immer mehr Batterie-Hybrid-Fahrzeuge den Markt, die Strecken abseits der Oberleitung aus der Batterie bewältigen, sodass der elektrische Fahranteil bis 2050 auf 100 % steigt. Die mittlere Jahresfahrleistung der Hybrid-Oberleitungs-Lkws nimmt dabei von 130.000 km im Jahr 2030 auf 110.000 km im Jahr 2050 ab.

Tab. 1-1: Ausgangsdaten zur Energiewirtschaftlichen Bewertung von Hybrid-Oberleitungs-Lkws

	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Marktpotenziale Deutschland Lkw	Fahrzeuge im Bestand	0	1.000	70.000 (28%)	165.000 (67%)	250.000 (100%)
Durchschnittlicher elektrischer Fahranteil	%	0	28	60	90	100
Mittlere Jahresfahrleistung	km	SZM	150.000	130.000	120.000	110.000
		GK4	n.a.	75.000	70.000	65.000
Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur	km	-	500	2.000 bis 4.000	3.000 bis 6.000	4.000 bis 8.000

Quellen: Wietschel et al. (2017) und eigene Abschätzungen

Von hoher Relevanz für die Stromnachfrage durch HO-Lkws ist der Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur. Sie bestimmt in den ersten Jahren den elektrischen Fahranteil und später bei den Batterievarianten die Größe der Batterie. In Wietschel et al. (2017) wird demnach von einem Infrastrukturausbau von 4.000 km bis 2030 und 8.000 km bis 2050 ausgegangen. Diese Werte werden für die Rechnungen im ambitionierten Szenario DE_95 angenommen. Für das Szenario DE_80 werden geringere Werte von 2.000 km im Jahr 2030 und 4.000 km im Jahr 2050 gewählt.

2 Stand der F&E in Deutschland

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 zwei geplanten Projekten (in Schleswig-Holstein und Hessen) sind auch bereits mehrere Demonstratoren in Deutschland in Umsetzung (Heise 2017). Siemens beschäftigt sich bereits seit mehreren Jahren mit diesem Thema und wurde in ersten Studien, die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) unterstützt wurden, von der Technischen Universität Dresden und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt wissenschaftlich begleitet (ENUBA 1 und ENUBA 2 (Edel et al. 2014; Siemens 2016)).

Im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, die durch das Bundesministerium für Verkehr und Infrastruktur (BMVI) koordiniert wird, war der HO-Lkw bereits seit mehreren Jahren von Relevanz. Im Jahr 2017 wurde hieraus erstmals eine Studie zur Machbarkeit einer Einführung veröffentlicht (Wietschel et al. 2017).

Zudem wurden mehrere Studien zur zukünftigen Entwicklung des Verkehrs veröffentlicht, die das Thema in unterschiedlicher Tiefe behandeln, aber nicht zum Hauptthema haben (SRU 2012; BMUB 2015; Dörr et al. 2014; Dünnebeil 2015; Gerhardt et al. 2015; Hacker et al. 2014; Hülsmann et al. 2014; Kreyenberg et al. 2015; UBA 2013; UBA 2015; UBA 2016a; UBA 2016b).

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Derzeit hängt die Entwicklung der HO-Lkw-Technologie von öffentlichen Fördermitteln ab. Aktuell ist die Teststrecke Groß Dölln in Betrieb. Die beiden Demonstrationsprojekte in Schleswig-Holstein (A1 zwischen Lübeck und Reinfeld) und Hessen (Darmstadt-Weiterstadt bis Frankfurt Flughafen) haben eine Länge von sechs Kilometern und sollen bis Ende 2018 in Betrieb gehen. Dies sind Projekte mit öffentlicher Förderung. Tab. 3-1 gibt einen Überblick über derzeit laufende und öffentlich angekündigte Projekte von HO-Lkws.

Tab. 3-1: Aktueller Einsatz von Hybrid-Oberleitungs-Lkws

	Genauer Standort	Länge	Status	Inbetrieb-nahme	Beteiligte
Teststrecke Groß Dölln (DE)	Groß Dölln	2 km	In Betrieb	2013	Siemens mit Lkw von Volvo, Scania, Daimler
Pilotprojekt Hessen (DE)	Darmstadt-Weiterstadt – Frankfurt Flughafen	6 km	In Planung	2018	Siemens
Pilotprojekt Schleswig-Holstein (DE)	A1 Lübeck – Reinfeld	6 km	In Planung	2018	Siemens
Pilotprojekt Schweden	E16 Gävle – Sandviken	2 km	In Betrieb	2016	Siemens, Scania
Pilotprojekt USA	I710 Los Angeles – Long Beach	1,6 km	In Planung	Mitte 2017	Siemens

Quellen: Spiegel (2014), Siemens (2016), Siemens (2017)

Mit einer Einführung einer kommerziellen Anlage, beispielsweise in einer Nische wie einer Anbindung von Häfen, so wie in den USA angedacht, oder im Bergbau ist erst frühestens ab 2020 zu rechnen. Erst deutlich nach 2020 ist dann mit dem Start des Ausbaus einer flächendeckenden Infrastruktur zu rechnen. Diese wird aufgrund der Unterauslastung erst einmal deutlich defizitär sein (Wietschel et al. 2017), weshalb für den Aufbau staatliche Unterstützung notwendig sein wird. Erst in einem eingeschwungenen Zustand kann diese dann wirtschaftlich betrieben werden.

Wenn HO-Lkws einen Beitrag zu den Klimaschutz- und Emissionsminderungszielen der Bundesregierung beitragen sollen, ist eine Unterstützung der Technologie durch einen Oberleitungsinfrastrukturaufbau deutlich vor 2030 notwendig (vgl. Tab. 1-1). Aufgrund der technischen Reife von Oberleitungen im Bahnbereich und der beginnenden Feldversuche ist eine Kommerzialisierung vor 2030 möglich, wenn der Oberleitungsinfrastrukturaufbau bei positiven Feldversuchen bald begonnen wird.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen …					
Szenarienbereich DE_80%	**bis 2020** ☐	**bis 2030** ☒	**bis 2040** ☐	**bis 2050** ☐	**nach 2050** ☐
Szenarienbereich DE_95%	**bis 2020** ☐	**bis 2030** ☒	**bis 2040** ☐	**bis 2050** ☐	**nach 2050** ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium einer Technologie

Die Technologie für HO-Lkws und Oberleitungsinfrastruktur ist über das Stadium der Technologieentwicklung hinaus und wird in anwendungsnaher Umgebung in Deutschland, Schweden und den USA erprobt. Mit den zwei geplanten Demonstratoren auf Autobahnabschnitten in realer Umgebung (in Schleswig-Holstein und Hessen) sind bereits die weiteren Entwicklungsstufen geplant.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF
Grundlagenforschung		☐
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	☐
Technologieentwicklung		☐
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	☐
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	☐
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	☐
Demonstration		☒
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	☒
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	☐
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	☐
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	☐
Kommerzialisierung		☐
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	☐

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Kritisch für den Einsatz der Oberleitungstechnologie stellt sich die Entwicklung der technischen Komponenten der Infrastruktur sowie der Fahrzeugkonzeption dar. Bei der Infrastruktur sind vor allem die Leistungsschalter zu nennen, die heute einer der Hauptkostentreiber sind. Die optimale Auslegung der Stromzufuhr auch unter regionalen Aspekten (Autobahnzufuhr, Autobahnkreuze, Nutzungsintensität der Autobahnen) ist ein zu entwickelndes Themenfeld. Der Aufbau der Infrastruktur stellt das wesentliche wirtschaftliche Risiko der HO-Technologie dar.

Weiter stellt aus energiewirtschaftlicher Perspektive die Nachfrage von Strom durch einen HO-Lkw einen inflexiblen Verbraucher mit hohen Nachfragen dar. Während Spitzen beim Anfahren ggf. durch Pufferbatterien ausgeglichen werden können, ist eine mehrstündige Lastverschiebung bei den Fahrzeugen nicht denkbar. Somit müssen Konzepte gefunden werden, die nicht nur eine temporale, sondern auch regionale Nutzung Erneuerbarer Energien einschließen.

Die Auslegung der Hybridsysteme zwischen Oberleitung, Batterie und Dieselaggregat kann dabei eine entscheidende Rolle spielen. Sie ist daher nicht nur aus Fahrzeugherstellersicht, sondern auch aus energiewirtschaftlicher Perspektive zu bewerten.

Gleiches gilt für das autonome Fahren, das in Lkws nicht nur zu einer Reduktion der Gesamtkosten durch verminderte Aufwendungen für den Fahrer, sondern auch zu einer Energieeinsparung durch das sogenannte Platooning führen könnte. Unklar sind dabei potenzielle Rebound-Effekte durch die Verlagerung von anderen Verkehrsträgern (z. B. der Bahn) in den Schwerlastverkehr wegen geringerer Kosten.

Im Vergleich zu den anderen Dekarbonisierungsoptionen im schweren Straßengüterverkehr ist heute noch nicht klar, welche Technologie (oder welcher Technologiemix) sich am Ende durchsetzen wird. Hier zeigen entsprechende wissenschaftliche Analysen (s. o.) ein recht uneinheitliches Bild. Die Industrie verfolgt ebenfalls unterschiedliche Entwicklungsrichtungen und die Politik hat sich ebenfalls noch nicht auf eine Lösungsstrategie festgelegt (BMWi 2017).

Ebenso relevant ist die Akzeptanz der Oberleitungen (Vor-Ort-Akzeptanz und Akzeptanz von Nutzern der Autobahnen), die heute noch wenig beforscht ist, jedoch eine entscheidende Rolle bei der Einführung spielen könnte, wenn man die Proteste gegen den Übertragungsnetzausbau bedenkt.

Zusammengefasst hat die HO-Technologie somit eher wirtschaftliche als technische Risiken (vgl. Tab. 3-4).

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das *technische* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☒	☐	☐	☐	☐
Das *wirtschaftliche* Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist …	☐	☐	☐	☒	☒	☐

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Aus internationaler Sicht ist zunächst der europäische Markt zu betrachten. Deutschland ist dabei das Land mit den meisten Fahrzeugkilometern bei Lkws über 30 t (18,5 Mrd. fkm), gefolgt von Frankreich (13,3 Mrd. fkm), Spanien (10,7 Mrd. fkm) und Polen (9,8 Mrd. fkm) (Eurostat 2017). Bei einer Übertragung der Ergebnisse des deutschen Markthochlaufs auf die weiteren europäischen Länder (gleiche Marktanteile zur vereinfachten Abschätzung) sind Deutschland und Frankreich die Hauptprofiteure beim Stromverbrauch, da diese als Transitländer mit zusätzlich großem einheimischen Lkw-Bestand Strom bereitstellen müssen. Ersten Abschätzungen zufolge könnte der Stromverbrauch einer europäischen Lösung von HO-Lkws bis 2050 etwa 80-100 TWh für die EU27 betragen.

Weltweit ist der straßengebundene Gütertransport ein wachsender Markt, der jedoch häufig nicht besonders differenziert in Statistiken erfasst wird. Da insbesondere der schwere Güterverkehr über 12 Tonnen für HO-Lkws von Relevanz ist, fehlen hier ausreichend genaue Statistiken, um quantitative Einschätzungen vorzunehmen. Der höhere Anteil von Schienengütertransport in den USA könnte das Potenzial auf dem nordamerikanischen Kontinent einschränken. Erste Projekte am Hafen von Los Angeles mit HO-Lkws sind jedoch bereits gestartet. In China als wichtigem Vertreter Asiens ist vor allem die Nutzbarkeit des Stromnetzes unklar, das die steigenden Lasten übertragen muss.

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Das Marktpotenzial von HO-Lkws als zusätzlichem Verbraucher ist abhängig von der Durchdringung der Lkws und der Verfügbarkeit ihrer Oberleitungsinfrastruktur. Die zu Beginn dieses Kapitels eingeführten Szenarien (vgl. Tab. 1-1) können verwendet werden, um das nationale Marktpotenzial zu berechnen (Tab. 4-1).

Im ambitionierten Szenario DE_95% ist mit einem Ausbau von 4.000 km Oberleitung eine Marktdurchdringung von 70.000 Lkws im Bestand im Jahr 2030 möglich. Im Jahr 2050 könnte der gesamte Güterfernverkehr (ca. 250.000 Fahrzeuge im Bestand mit einem Gewicht über 12 t) ersetzt werden. Dies würde bei durchschnittlichen elektrischen Fahranteilen von 60 % zu einem Energiemehrbedarf von 8 TWh/a im Jahr 2030 und zu ca. 35 TWh/a im Jahr 2050 führen (100 % elektrischer Fahranteil durch Batterienutzung auf nichtelektrifizierten Strecken).

Im weniger ambitionierten Szenario DE_80% ist nur die Verfügbarkeit der Infrastruktur verschieden, weshalb sich die Werte in den Jahren 2030 und 2040 unterscheiden. Bis 2050 wird davon ausgegangen, dass auch die Strecken abseits der Oberleitungsinfrastruktur mittels größerer Batterien bewältigt werden können. Entsprechend sind die Marktpotenziale und zu elektrifizierenden Strecken gleich groß.

Tab. 4-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkws (absolute Werte aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80%	Szenarienbereich DE_95%
Einheit	TWh	TWh
2020	0,07	0,07
2030	6,4	8,0
2040	18,4	22,1
2050	35	35

Hieraus ergibt sich insbesondere in den ersten Jahren ein sehr hohes Wachstum, das mittels der Compound Annual Growth Rate (CAGR) auf 60 % zwischen 2020 und 2030 berechnet werden kann. Die möglichen 1.000 Fahrzeuge im Jahr 2020 sind jedoch sehr unsicher und abhängig von der Entwicklung der Demonstrationsprojekte. Trotzdem ist dieses Marktwachstum ambitioniert und eine klare Herausforderung für die Technologie. Klar ist aber, dass die unter Kostendruck stehenden Logistikunternehmen bei einem deutlichen ökonomischen Vorteil, der bei einem geringen Investitionsrisiko realistisch ist: Wenn die Oberleitung ausgebaut ist, wird sie auch einige Jahre betrieben werden. Zudem sind die Mehrinvestitionen für den Lkw als Diesel-Hybrid-Variante vergleichsweise gering (Wietschel et al. 2017).

Die CAGR zwischen 2030 und 2050 liegt bei 5 % und ist in diesem späten Stadium noch recht hoch[2]. Methodisch ist jedoch anzumerken, dass bei diesem Marktanteil eine Sättigung zu erkennen ist, was besser durch ein logistisches Wachstum beschrieben wird. Das der CAGR zugrundeliegende exponentielle Wachstum ist in dieser Hinsicht mit Vorsicht zu bewerten.

In beiden Fällen ist der Investitionsaufwand für die Oberleitungsinfrastruktur zu nennen, der den Investitionen für die Fahrzeuge gegenübersteht. Für 4.000 km Oberleitungsausbau ist eine Investition von 8,8 Mrd. Euro zu tätigen, während für 8000 km das Doppelte zu bezahlen wäre. Unklar ist, wie groß der Unterschied in den Batteriegrößen sein müsste, aber bei einem Unterschied von 100 km in der benötigten Reichweite zwischen den beiden Optionen wären bei einem Batteriepreis von 200 EUR/kWh und der benötigten Bruttokapazität von etwa 200 kWh in einer Sattelzugmaschine für den gesamten Fahrzeugbestand Mehrinvestitionen von 10 Mrd. Euro notwendig. Je nach Entwicklung der Parameter ist also in beiden Szenarien eine langfristige Entwicklung zu ähnlichen Investitionen möglich.

2 Man beachte, dass die CAGR für die Zahl der HO-Lkws sich unterscheidet, da in die Berechnung der Energiemenge der zunehmende elektrische Fahranteil, jedoch auch die abnehmende mittlere Jahresfahrleistung und der abnehmende Energieverbrauch der Fahrzeuge eingehen.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Mit Hilfe von HO-Lkws können in Deutschland Treibhausgasemissionen vermieden werden. Diese sind jedoch abhängig vom elektrischen Fahranteil und dem Energieverbrauch der Fahrzeuge (siehe Tab. 1-1) sowie den durchschnittlichen Emissionen der Stromerzeugung, der aus den Szenarien vorgegeben ist. Alle nicht-elektrifizierten Strecken werden mit Diesel-Motoren zurückgelegt, so dass keine Emissionsminderung zu erwarten ist. Die Emissionen des Dieselantriebs sind gemäß DIN EN 16258 als Referenz berechnet (DLSV 2013). Die Effizienz des Diesel-Antriebsstrangs ist den Angaben in Wietschel et al. (2017) entnommen und die Ergebnisse dieser Rechnungen in Tab. 4-2 dargestellt.

Tab. 4-2 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t $CO_{2\text{-äq.}}$/a	Szenarienbereich DE_80%	Szenarienbereich DE_95%
2020	0,02	0,02
2030	2,0	2,5
2040	6,0	7,2
2050	12,6	12,6

Bis zum Jahr 2050 können mit dem Hybrid-Oberleitungs-Lkw CO_{2e}-Emissionen in Höhe von 12,6 Mio. t CO_{2e} eingespart werden, während bis 2030 Einsparungen von 2,0-2,5 Mio. t CO_{2e} zu erwarten sind. Die Emissionsreduktion liegt damit zwar unter den gesamten CO_{2e}-Emissionen der Größenklasse 4 und der Sattelzugmaschinen in Abb. 1-1, dies ist jedoch mit der Effizienzsteigerung des Antriebsstrangs und dem Güterstruktureffekt zu erklären (Wietschel et al. 2017). Die Emissionen zur Produktion von HO-Lkws und die Emissionen zur Errichtung und dem Betrieb der Oberleitungsinfrastruktur fallen gemäß Wietschel et al. (2017) nicht ins Gewicht.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Weitere Emissionen wurden zu den energiewirtschaftlichen Auswirkungen von Hybrid-Oberleitungs-Lkws nicht betrachtet.

4.3 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Aktuell ist Siemens der wichtigste Akteur in diesem Forschungsfeld, national wie international. Siemens kooperiert in Schweden mit Scania und Volvo, ist in diesem Bereich jedoch klar marktführend. Für den Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur bieten sich Unternehmen der Eisenbahn an, die auch in Deutschland ansässig sind. Aufgrund der hohen Nachfrage nach Strom kann inländische Wertschöpfung auch im Bereich der Erneuerbaren Energien und im Stromsektor allgemein entstehen.

Forschungsseitig sind die in Kapitel 2 genannten Einrichtungen zu nennen, die sich bislang dem Thema widmen. Diese Gruppe erscheint noch nicht groß, international gibt es zudem bislang wenig bekannte Forschungsarbeiten.

Deutschland hat die oben beschriebene nicht-öffentliche Teststrecke, und der Aufbau von zwei weiteren Demonstratoren an deutschen Autobahnen ist beschlossen. International ist Deutschland neben Skandinavien und den USA derzeit an der Spitze der Marktvorbereitung. Mit MAN und Daimler sind in Deutschland zudem zwei große Lkw-Hersteller vertreten, die das Konzept umsetzen und weiterverbreiten könnten.

4.4 Kriterium 8: Stand und Trends von Forschung und Entwicklung im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Insgesamt gibt es nur wenige Projekte zu HO-Lkws. Im Bereich HO-Lkws betreiben derzeit zwei große Technikunternehmen Forschung und Entwicklung: Siemens und Volvo. Auf der ersten HO-Lkw-Teststrecke in Schweden ist ebenfalls Siemens aktiv (Siemens 2016). Ein weiteres Pilotprojekt ist im Hafen von Los Angeles für 2017 geplant (Spiegel 2014). In Deutschland sind die oben genannten Teststrecken in Betrieb und Planung. In allen drei Ländern ist Siemens an der Entwicklung beteiligt und belegt damit seine Technologieführerschaft (siehe Tab. 3-1 und Tab. 4-3).

Tab. 4-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?		
Technologiefeld	☒ Technologieführerschaft	☐ wettbewerbsfähig
	☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig	☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Die Höhe der bisherigen Förderung ist in Deutschland auf die Projekte von Siemens (ENUBA und EBUBA 2, gefördert durch das BMUB) beschränkt. Siemens hat Fördermittel in Höhe von 2,1 Mio. Euro für ENUBA 1 (01.05.2010 bis 30.09.2011) erhalten, die Daten für ENUBA 2 sind derzeit noch nicht verfügbar (Förderkatalog 2017). Der Eigenanteil von Siemens lag vermutlich in beiden Projekten deutlich höher, jedoch ist der Anteil am F&E-Budget von Siemens wie auch des BMUB gering.

4.5 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Akzeptanz von HO-Lkws ist bislang noch wenig untersucht. Es gilt hier drei Akzeptanzbereiche zu adressieren: die politische Akzeptanz, die Marktakzeptanz von Herstellern und Logistikdienstleistern sowie die Vor-Ort-Akzeptanz (Tab. 4-4).

- Die *Marktakzeptanz* ist heute unklar: Während die Hersteller vor allem auf die Kosten achten und an geringen notwendigen Verhaltensanpassungen im Betrieb interessiert sein könnten, sind die Lkw-Fahrer vor allem vom geringen Geräuschpegel begeistert. Von einem eventuellen ständigen "Tunnelblick" (durch die Leitungsmasten) könnten ggf. Irritationen entstehen.

- Die *politische Akzeptanz* erscheint heute gering, insbesondere auf europäischer Ebene, auf der man sich europäische Konzepte wünscht, die auch in dünner besiedelten und wenig befahrenen Ländern attraktiv sind. Die deutschen Ministerien sind teilweise sehr positiv, teilweise kritisch gegenüber dem HO-Konzept eingestellt.
- Die *Vor-Ort-Akzeptanz* ist ebenfalls unklar: Die meisten Autobahnen führen nicht durch Siedlungen, jedoch könnte eine Lärmverminderung mit der neuen Technologie einhergehen. Allerdings treten auch heute schon beim Ausbau der Übertragungsnetze Akzeptanzprobleme auf, die den Ausbau und die Marktdiffusion entscheidend hemmen könnten, bei der Bahn erscheint jedoch der Oberleitungsausbau weniger problematisch, da er ohnehin an Gleistrassen stattfindet.

Tab. 4-4 Bewertungsraster für die Akzeptanz von Technologiefeld Hybrid-Oberleitungs-Lkw zum Status Quo (2015)

Technologien	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktakteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung/ Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
Technologiefeld	3 (teils-teils)	Logistikdienstleister skeptisch, Fokus aber auf Kosten. Akzeptanz Lkw-Fahrer unklar	4 (eher gering)	Bislang wenig Interesse auf EU-Ebene, geteilte Meinungen in deutschen Ministerien	3 (teils-teils)	Ähnliche Akzeptanzprobleme wie bei Stromleitungen zu erwarten, aber Bahn mit wenig Problemen

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Da die Situation schwer einzuschätzen ist und an vielen Stellen unklar, wird insbesondere hier weiterer Forschungsbedarf, beispielsweise in Form einer Stakeholderanalyse, gesehen.

4.6 Kriterium 10: 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 (Wietschel et al. 2017). Eine Erhöhung der Reichweiten mit der heutigen Batterietechnologie würde jedoch zu Verlusten beim Zuladegewicht führen, was aus Logistiksicht ein

klares KO-Kriterium wäre. Eine Verbesserung der Energiedichte ist daher von großer Relevanz, aber auch bereits in Umsetzung.

Weiterhin ist aus energiewirtschaftlicher Sicht der Netzausbau für den HO-Lkw von Relevanz. Da Netzengpässe aber zumeist durch die Stromerzeuger entstehen und seltener durch die -abnehmer, erscheint dies eher ein lokales Problem zu sein, das keine Pfadabhängigkeit darstellt.

4.7 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für die Verbreitung der HO-Lkws ist der Aufbau einer Mindestmenge an Oberleitungsinfrastruktur unerlässlich. Die Errichtung von kleinen Infrastruktureinheiten ist dabei schwieriger als bei anderen Technologien, da Nutzungs- und Betankungsort an der gleichen Stelle liegen bzw. die Dauer des Fahrens an der Infrastruktur im Verhältnis zur Gesamtstrecke direkt proportional zu den Kosten- und Emissionseinsparungen bei einem Diesel-Hybrid-Fahrzeug liegen. Zudem sind Leitungen vom Mittelspannungsnetz an die Autobahnen zu ergänzen, welche die bestehende Infrastruktur ergänzen (vgl. Tab. 4-5). Auf lange Sicht ist eine Infrastruktur- und Batteriekombination zu ermitteln, die die Bedürfnisse der Nutzer deckt. Die Reaktionsfähigkeit des Systems ist jedoch gering, da die Amortisationszeiten groß sind (häufig wird von 30 Jahren für die Oberleitungsinfrastruktur der Bahn ausgegangen (Wietschel et al. 2017).

Tab. 4-5 Abhängigkeit des Technologiefeldes Hybrid-Oberleitungs-Lkw von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist *unabhängig* von Infrastrukturen möglich.	☐	☒
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von *bestehenden* Infrastrukturen abhängig.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *bestehende* Infrastrukturen ausgebaut werden.	☒	☐
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen *neue* Infrastrukturen gebaut werden.	☒	☐

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Das Konzept des Hybrid-Oberleitungs-Lkw erscheint 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 kostenintensive Oberleitungsinfrastrukturausbau 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:

1 | 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.

2 | Weiterhin stellt der HO-Lkw einen unflexiblen Nachfrager von Strom dar, der sein Hybridsystem vermutlich nur zur kurzzeitigen Vermeidung von Lastspitzen nutzen kann. Ein Einbezug des HO-Lkw in Analysen zur Lastverlagerung mit weiteren flexiblen Nachfragern sollte in zukünftigen Studien untersucht werden.

3 | 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 schaffen, um Schwierigkeiten, wie beispielsweise beim Stromnetzausbau oder CCS-Technologien, nicht aufkeimen zu lassen.

4 | 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.

5 | 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.

6 | Die Fortschreitung der Technologieentwicklung des Autonomen Fahrens könnte eine große Änderung des Mobilitätsverhaltens (auch von Lkws) mit sich bringen. Beim Einsatz des sogenannten Platooning (Kooperation von mehreren Fahrzeugen zur Reduktion der Fahrwiderstände) können große Energiemengen eingespart werden (Krail et al. i. V.). 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. Auch hieraus ergeben sich zahlreiche energiewirtschaftliche Fragestellungen, die es zu untersuchen gilt.

Literaturverzeichnis

BMUB (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Autoren: Öko-Institut e.V.: Repenning J.; Emele L.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Dehoust, G.; Förster, H. et al.; Fraunhofer ISI: Braungardt, S.; Eichhammer, W.; Elsland, R.; Fleiter, T.; Schade, W.; Schlomann, B. et al. Berlin, Karlsruhe: Öko-Institut, Fraunhofer ISI.

BMVI (2017): Initiative klimafreundlicher Straßengüterverkehr - Fahrplan für einen klimafreundlichen Straßengüterverkehr (Antriebe und Kraftstoffe). Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) - Referat G 20 „Energie und Klimaschutz“. Unter Mitarbeit von M. Kaltschmitt (Technische Universität Hamburg), O. Weinmann (Vattenfall Europe Innovation GmbH), M. Wietschel (Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung (ISI), G. Larroque (TOTAL Deutschland GmbH), W. Schade (M-FIVE GmbH), M. Schuckert (Daimler AG) und der NOW GmbH. Berlin: BMVI.

DLSV (2013): Berechnung von Treibhausgasemissionen in Spedition und Logistik gemäß DIN EN 16258. Berlin: Deutscher Speditions- und Logistikverband e.V.

Dörr, H.; Hillen, K.; Marsch, V.; Romstorfer, A.; Toifl, Y.; Albrecht, R.; Huss, A.; Prenninger, P.; Berkowitsch, C.; Hörl, B.; Wanjek, M.; Bukold, S. (2014): Neue Fahrzeugtechnologien und ihre Effekte auf Logistik und Güterverkehr. Serviceability of Low-Emission-Vehicle-Technologies to eco-optimize Future Logistics and Freight Transport (EFLOG). Nr. 2014/09, Wien: Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg. und Auftraggeber). http://www.bmvit.gv.at/innovation/publikationen/verkehrstechnologie/downloads/eflog.pdf. Letzter Zugriff: 22.02.2017.

Dünnebeil, F.; Reinhard, C.; Lambrecht, U.; Kies, A.; Hausberger, S.; Rexeis, M. (2015): Zukünftige Maßnahmen zur Kraftstoffeinsparung und Treibhausgasminderung bei schweren Nutzfahrzeugen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Dessau-Roßlau: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH.

Edel, R.; Sommer, H.; Lehmann, M.; Birkner, M.; Sessing, G.; Lerbs, S.; et al. (2014): Ökonomische und ökologische Bewertung eines Oberleitungs-Hybrid Systems für schwere Nutzfahrzeuge. Ergebnisbericht im Rahmen des Förderprojektes ENUBA 2: „Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen“. München: Siemens AG.

Eurostat (2017): Jährlicher Straßengüterverkehr nach dem zulässigen Gesamtgewicht des Fahrzeuges (1 000 t, Mio. tkm, Mio. Veh-km, 1 000 Jrnys) [road_go_ta_mplw]. http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=road_go_ta_mplw&lang=de. Letzter Zugriff: 06.06.2017.

Förderkatalog (2017): Förderkatalog des Bundes. http://foerderportal.bund.de/. Letzter Zugriff: 04.06.2017.

Gerhardt, N.; Sandau, F.; Scholz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C.; Bergk, F.; Kämper, C.; Knörr, W.; Kräck, J.; Müller, T.; et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Fraunhofer IWES; Fraunhofer IBP; IFEU – Institut; Stiftung Umweltenergierecht. Kassel: Fraunhofer IWES.

Hacker, F.; Blanck, R.; Hülsmann, F.; Kasten, P.; Loreck, Ch.; Ludig, S.; et al. (2014): eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Gemeinsamer Endbericht zu den Vorhaben "Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung von Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität zum langfristigen Klimaschutz (FZK: UM 11 96 106) und "Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität im Güter- und öffentlichen Personenverkehr zum langfristigen Klimaschutz" (FKZ: 16 EM 1001). Berlin: Öko-Institut e.V.

Heise (2017): Elektromobilität: Praxistest von Oberleitungs-Lkw auf zwei Strecken ab Ende 2018. https://www.heise.de/newsticker/meldung/Elektromobilitaet-Praxistest-von-Oberleitungs-Lkw-auf-zwei-Strecken-ab-Ende-2018-3605961.html. Letzter Zugriff: 04.06.2017.

Hülsmann, F.; Mottschall, M.; Hacker, F.; Kasten, P. (2014): Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen – Potentiale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050. Working Paper. Berlin: Öko-Institut e.V.

Krail, M.; et al. (i.V.): „Energie- und Treibhausgaswirkungen des Autonomen Fahrens im Straßenverkehr“, Studie im Rahmen der wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Fraunhofer IML, Dortmund, PTV Transport Consult GmbH, Stuttgart, Karlsruhe, TU Hamburg-Harburg, Hamburg, M-Five, Karlsruhe 2017.

Kreyenberg, D.; Lischke, A.; Bergk, F.; Dünnebeil, F.; Heidth, C.; Knörr, W.; et al. (2015): Erneuerbare Energien im Verkehr. Potentiale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; Deutsches Biomasseforschungszentrum GmbH. Berlin: DLR.

Siemens (2017): World's first eHighway opens in Sweden. Pressemitteilung der Siemens AG. https://www.siemens.com/press/PR2016060319MOEN. Letzter Zugriff: 04.06.2017.

Siemens AG (2016): ENUBA 2 – Elektromobilität bei schweren Nutzfahrzeugen zur Umweltentlastung von Ballungsräumen. Abschlussbericht. München: Siemens AG.

Spiegel (2014): Siemens baut elektrische Autobahn in den USA. http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/siemens-baut-in-kalifornien-autobahn-fuer-elektrische-lkw-a-984646.html. Letzter Zugriff: 04.06.2017.

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

UBA (2013a): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zum Forschungsvorhaben „Verkehr 2050 – Entwicklung von Parametern und Skizzierung eines vereinfachten Energie- und Emissionsszenarios“. Autoren: Blanck, R.; Kasten P.; Hacker, F.; Mottschall, M. Berlin: Öko-Institut e.V.

UBA (2015): Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: Eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung. Texte 30/2015, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (UBA), durchgeführt von INFRAS AG und Quantis, Autoren: Schmied, M.; Wüthrich, P., Zah, R.; Althaus, H.-J.; Friedl, C. Dessau: Umweltbundesamt.

UBA (2016a): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, durchgeführt von Kasten, P.; Mottschall, M.; Köppel, W.; Degünther, Ch.; Schmied, M.; Wüthrich, P. Öko-Institut e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), INFRAS. Berlin: Öko-Institut .

UBA (2016b): Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050. Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Durchgeführt von ifeu, INFRAS AG und LBST. Berlin: UBA.

Wietschel, M.; Gnann, T.; Kühn, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Speth, D.; Stütz, S.; Schellert, M.; Rüdiger, D.; Balz, W.; Frik, W., Waßmuth, V.; Paufler-Mann, D.; Rödl, A.; Schade, W., Mader, S. (2017): „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“, Studie im Rahmen der wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Fraunhofer IML, Dortmund, PTV Transport Consult GmbH, Stuttgart, Karlsruhe, TU Hamburg-Harburg, Hamburg, M-Five, Karlsruhe, 2017.

Fraunhofer-Institut für Windenergie
und Energiesystemtechnik | v3 vom 13. April 2018

Technologiebericht
7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Reinhard Mackensen

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Fraunhofer
IWES

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Mackensen, R. (2018): Technologiebericht 7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:
Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:
Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Dr.-Ing. Reinhard Mackensen
Tel.: +49 561 / 7294 – 245
Fax: +49 561 / 7294 – 260
E-Mail: reinhard.mackensen@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer IWES
Königstor 59
34119, Kassel

Review durch:
Christof Wittwer (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **741**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **742**

Tabellenverzeichnis **743**

Abbildungsverzeichnis **743**

Zusammenfassung (Steckbrief) **744**

1 Beschreibung des Technologiefeldes **746**

2 Stand F&E in Deutschland **748**

2.1 Forschungsebenen 748
2.2 Forschungsprogramme 748
2.3 Forschungsfelder/Technologiefelder 748
2.4 Genereller Stand der Forschung 749

3 Relevanz öffentlicher Förderung **750**

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten 750
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig) 752

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes **753**

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **756**

5.1 Regulatorische Rahmenbedingungen und Experimentierklauseln 756
5.2 Anwendungsfelder 756
5.3 Interne Weiterentwicklung der IKT 757

5.3.1 Metering und Dataprocessing 757
5.3.2 Zustandsbestimmung und Prognosen - Abschätzung des Systemzustands 757
5.3.3 Anbindung und Aggregation 757

5.4 Externe Weiterentwicklung 757

Literaturverzeichnis **759**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

VK	Virtuelles Kraftwerk
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie(n)

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten Technologiefeld Zustandsbestimmung und Prognosen ---------- 750

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten Technologiefeld Anbindung und Aggregation ---------- 751

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten Technologiefeld Metering ---------- 751

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4.1 Definition des Begriffs Energieinformatik ---------- 753

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 7.3 Informations- und Kommunikationstechnologien (IuK)	Fraunhofer IWES

A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf

Beschreibung des Technologiefeldes

„Technologiefeld“ bestehend aus 4 Bereichen:
– A: Zustandsbestimmung und Prognosen (Last, Erzeugung, Zustandsprognosen wie Preise, Netzzustände)
– B: Architektur, Anbindung und Aggregation (Prosumer, Aggregatoren, Virtuelle Kraftwerke, Protokolle, Schnittstellen, Prozesse, Systemarchitekturen)
– C: Metering (Sensorik und Metering, Betriebsführung und Abrechnungsmechanismen)
– D: Dataprocessing (Big Data, Datenschutz, Resilienz, IT-Safety&Security)

Technologische Reife: Umfassende Durchdringung des Energiesystems, IuK ist an eine Vielzahl von Prozessen und Produkten gebunden. Technologien weisen unterschiedliche TRL auf.

Kritische Komponenten: IuK bildet Schlüssel zu kritischen Infrastrukturen.

Entwicklungsziele

– A: Kontinuierliche Steigerung der Prognosen, bei weiterem Ausbau erneuerbarer Energien nimmt die Wichtigkeit der Prognostizierbarkeit von Extremereignissen zu. Risikoabschätzung durch verbesserte probabilistische Prognosen
– B: Erstellung von System-, Prozess- und Datenverarbeitungsstrukturen, Weiterentwicklung von Aggregatoren (Virtuelle Kraftwerke) zur direkten Integration in Beschaffungsportfolien, automatisierte Aggregations- und Überwachungsprozesse, Effizienz und Redundanzuntersuchungen
– C: Standardisierung von Metering- und Kommunikationsmechanismen zur Datenanbindung und Steuerung von Einzelanlagen und Prosumern über Smart Meter
– D: Effiziente Verarbeitung großer Datenmengen inkl. Kommunikationsstrecken, Sicherstellung der Datensicherheit

Technologie-Entwicklung

Konkrete Roadmap der Technologien schwer definierbar, da Weiterentwicklungen meist prozessgetrieben sind und damit teilweise von der Regulatorik und Entwicklungen in anderen Bereichen abhängen.

F&E-Bedarf

– Erhöhung der Realitätsnähe der Zustandsschätzungen des Energiesystems (aktuell und Prognose)
– Standardisierung von Anbindungen für automatisierte Aggregationen und Steuerungszugriff
– Definition eines Energy-Data-Spaces, Energieinformationsnetze, Datenverarbeitungs- oder Aggregationskonzepte (Edge-, Fogg und Cloudverarbeitung)
– Mechanismen zur Sicherstellung von Datenschutz, -sicherheit, -eigentum, Sicherheit vor Angriffen

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen
– Leistet keinen eigenen Beitrag, ist aber Grundvoraussetzung für Aggregatoren und damit für die fortschreitende Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz
– Analog zum vorherigen Punkt
Kosteneffizienz
– Kosteneffizienz ist vom Einzelfall abhängig, jedoch der Haupttreiber bzw. die Grundvoraussetzung für die Integration von IKT-Systemen. Somit ist das Kriterium auf IuK nicht anwendbar bzw. irrelevant.
Inländische Wertschöpfung
– Die reale Wertschöpfung im IKT-Bereich des Energiesektors ist aufgrund der Heterogenität der Komponenten von IuK mit Studien nicht umfassend zu belegen.
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
– Hoher Entwicklungsstand bei Anlagenentwicklung (Scada-Systemen) und Netzleitsystemen, Standardisierung der Kommunikation (z. B. VHPready) – Innovationen aus anderen Bereichen müssen auf die Forschung im Kontext des Energiesystems übertragen werden
Gesellschaftliche Akzeptanz
– Im Prinzip hoch (Homeautomation mit Fokus Sicherheit) oder wenig sichtbar (Scada und Leitsysteme) – Teilweise kontrovers diskutiert (Smart Meter)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
– Eröffnung neuer Möglichkeiten durch Dynamisierung von Prozessen (Peer2Peer Handel, schneller Intradayhandel, Aktivierung von Flexibilitäten)
Abhängigkeit von Infrastrukturen
– Abhängigkeit von der allgemeinen Kommunikationsinfrastruktur und vom Energiesystem selbst (Eigenverbrauch der IuK-Komponenten)
Systemkompatibilität
– Essentieller Bestandteil des Energiesystems, Kompatibilität ist gegeben

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Die Transformation des Energiesystems von einer zentral geprägten, unidirektional orientierten und in unterschiedliche Sektoren separierten Struktur hin zu einer umfassenden, multimodalen, dezentralen und flexiblen Erzeuger- und Verbraucherlandschaft findet auf verschiedenen Ebenen statt. Randbedingung bei dieser Umwälzung ist immer die Einhaltung der Teilziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Effizienz respektive Nachhaltigkeit. Im Einzelnen schlägt sich diese Transformation in einer Diversifizierung der Akteurslandschaft durch die Mechanismen des Unbundling nieder. Weiterhin findet eine Dezentralisierung der Erzeugerlandschaft und damit eine Substitution von mehrheitlich fossil betriebener Großkraftwerkstechnologie durch eine Vielzahl dezentraler Erzeuger mit zumeist regenerativem Charakter statt. Dieser Wandel hat im Wesentlichen zwei Hauptkonsequenzen. Zum einen ergeben sich durch dezentrale, flächige Verteilung der Erzeuger neue Anforderungen an den Energieaustausch, bspw. aus der Erweiterung der Energienetze für einen bidirektionalen Energieaustausch, zum anderen werden Abstimmungsmechanismen erforderlich, welche die fluktuierende Einspeisung derart mit dem Verbrauch in Waage hält, dass sowohl elektrische Netzrestriktionen, Qualität der Versorgung und Aspekte der Energieeffizienz und damit der Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Mögliche Antworten auf die mit dieser Betrachtung einhergehenden Fragen liegen in der Konzeption eines multimodalen Energiesystems, also in der Gesamtbetrachtung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.

Eine Grundvoraussetzung verteilter, dezentraler Systeme - seien sie zentral oder dezentral organisiert - ist die Verbindung von Energie und Information. So werden erst durch eine hohe Durchdringung von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) steuerbare Systeme mit einer Vielzahl von Erzeugungs- oder Verbrauchskomponenten möglich. Damit ist die zunehmende Nutzung digitaler Medien und Komponenten, welche ein feineres Bild der einzelnen Erzeuger und Verbraucher bis hin zum sog. Prosumer entstehen lassen und welche damit in der Aggregation ein realistischeres Bild des Gesamtsystemzustands ermöglicht, gemeint. Waren Mechanismen der IKT in der Vergangenheit als Ergänzung bzw. Erweiterung der herkömmlichen Strukturen und Vorgehensweisen zu sehen, so stellen diese nach heutigem Stand eine Grundvoraussetzung dar, das System beherrschbar zu halten. Die Durchdringung des Energiesystems mit IKT oder dessen Digitalisierung ermöglicht Synergien, welche vorher nicht denkbar waren. Resultierend aus den Möglichkeiten, welche sich durch die Erhebung einer riesigen Menge an Operativdaten ergibt, entstehen Freiheitsgrade und Regelungsmöglichkeiten, die einerseits neue Nutzungsoptionen eröffnen, andererseits aber auch für den sicheren, wirtschaftlichen Betrieb des Gesamtenergiesystems zwingend notwendig sind. Dies wirkt sich stark auf die Gesamtarchitektur des Energiesystems und in der Konsequenz auf Werkzeuge, Geschäftsmodelle und Nutzungsverhalten aus.

Architektonisch können IKT-Systeme grob in zwei Klassen eingeteilt werden. Dies sind einerseits 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. Gerade im letzteren Fall besteht noch Forschungsbedarf, beispielsweise bei den Auswirkungen der Durchdringung des Energiesystems mit dezentralen, haushaltsgebundenen Speicherlösungen, deren lokalen Optimierungsstrategien und die Auswirkungen bzw. die notwendigen Anreize auf bzw. aus dem Energiesystem.

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

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Forschungsebenen

Die Digitalisierung bildet einen wichtigen Baustein bei der Integration verteilter Erzeugung und der Kopplung mit Verbrauchsstrukturen. Die Weiterentwicklung der IKT-Strukturen mit diesem Fokus ist dementsprechend ein wichtiger Themenkomplex, der im Rahmen der Förderung von Energiethemen mitgedacht werden muss (und wird).

Die F&E-Projekte lassen sich grob in verschiedene Klassen einteilen:

1 | Grundlagenorientierte Fragestellungen
2 | Anwendungsorientierte Themen und
3 | Direkte Weiterentwicklung von Produkten oder Produktportfolien

Entsprechend zur Anwendungsnähe sind unterschiedliche Player in der Forschungslandschaft beteiligt.

Zu Themen der Digitalisierung in der Energiewende oder anders bezeichnet in der Energieinformatik finden sich deutschlandweit verschiedene Lehrstühle, beispielsweise an den Universitäten Oldenburg und München. Neben diesen werden Forschungsvorhaben durch an Hochschulen angegliederten Instituten wie dem Offis, zu Forschungsverbünden gehörenden Instituten wie verschiedenen Instituten der Fraunhofer Gesellschaft und weiteren sowie freien, oft gemeinnützig organisierten Institutionen wie der Stiftung Neue Verantwortung e. V. bis hin zu spezialisierten Beratungsfirmen wie der Energynautics GmbH durchgeführt. Diese Liste hat selbstredend keinerlei Anspruch auf Vollständigkeit.

Fokus dieser Einrichtungen ist bei ersteren die grundlagenorientierte Forschung, bei Vertretern wie der Fraunhofer Gesellschaft stehen anwendungsorientierte Aspekte im Vordergrund.

2.2 Forschungsprogramme

Die Forschung bezüglich IKT 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. Im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung werden verschiedenste Fragestellungen adressiert und teils in Sonderausschreibungen wie den Smart Services thematisch gebündelt. Größer angelegte Initiativen zur Demonstration technischer Herangehensweisen wie E-Energy oder den Schaufenstern intelligente Energien (SINTEG) setzen die beforschten Felder zueinander in Kontext. Ergänzend wendet sich die Kopernikus-Initiative, im Rahmen derer ebenfalls Themen der IKT behandelt werden, direkt an die Politik. Neben der nationalen Förderung existieren entsprechende Programme auf Ebene der Bundesländer sowie auf EU-Ebene.

2.3 Forschungsfelder/Technologiefelder

Als Forschungs- und Technologiefelder wurden im Vorfeld verschiedene Bereiche identifiziert.

- *Technologiefeld Zustandsbestimmung und Prognosen*: Methodiken wie Machine Learning und Prognosemethodiken für Zustandsbestimmung und risikobasierte Planung des Betriebs von Energiesystemen, Prognosen für den Verbrauch aus Lasten, Erzeugung und Zustandsprognosen wie Preise oder Netzzustände.
- *Technologiefeld Anbindung und Aggregation*: Mechanismen und technische Spezifikationen zur Integration/Anbindung von Energiewandlern wie Protokolle, Schnittstellen und Betriebsführungsprozesse bis hin zu Fragestellungen Prosumer, Agentensysteme, Aggregatoren und Virtuelle Kraftwerke (VK) betreffend
- *Technologiefeld Metering*: Metering, Abrechnung und die dafür notwendigen Prozesse sowie Fragen zum Umgehen mit großen Datenmengen, IoT.
- *Technologiefeld Dataprocessing*: Hinzu kommen Querschnittsfragestellungen wie Resilienz, IT-Safety&Security, Datenhoheit und -Schutz.

2.4 Genereller Stand der Forschung

Insgesamt hat sich der Charakter der Forschungsprojekte in den letzten Jahren zu komplexeren Strukturen ausgebildet. 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 ist der notwendige Integrationsgrad. Die Beantwortung der Fragen hinsichtlich der Kriterien (siehe das Kriterienraster in *Teilbericht 1*) gestaltet sich durch die Tatsache, dass die Technologie und die einzelnen genannten Felder sehr unterschiedlich entwickelt sind und verschiedene Wege gewählt werden können, um IKT zu integrieren, schwierig. Auf ein Eingehen auf die Szenarien hinsichtlich der 80- oder 95-Reduktion oder auf bestimmte Limitierungen des Temperaturanstiegs muss ebenfalls verzichtet werden, da die IKT nur mittelbar zu diesen Zielen beträgt. Es wird vielmehr der Ansatz gewählt, dass für die einzelnen Technologiefelder als solche Vorlaufzeiten etc. gewählt werden. Die Belegung mit Studien entfällt ebenso, die angegebenen Zeitpunkte und Ähnliches entsprechen der Einschätzung der Verfasser.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Das Kriterium Vorlaufzeit ist auf das Technologiefeld IKT aufgrund seiner Heterogenität schwer anwendbar. Grund dafür ist die sich verändernde Energielandschaft einerseits, andererseits die fortschreitenden Anteile erneuerbarer Erzeugung an der Deckung des Gesamtenergiebedarfs. Resultierend daraus wurden in der Vergangenheit bereits große Fortschritte erzielt, es stellen sich aber in der Zukunft weitere Herausforderungen, die es zu beantworten gilt. Somit ändert sich der Forschungsgegenstand an sich über die Zeit.

Technologiefeld Zustandsbestimmung und Prognosen

Am Beispiel der Prognose der Einspeisung fluktuierender Erzeuger und beim Aufbau dementsprechender Prognosesysteme beispielsweise werden dank einer Reihe von Forschungsvorhaben bereits heute gute Ergebnisse erzielt. Bei fortschreitendem Ausbau fluktuierender Erzeugung wird die Verbesserung der Ergebnisse aber eine kontinuierliche Aufgabe der Forschung bleiben. Darüber hinaus werden künftig mehr und mehr Situationen auftreten, die der letzten Sonnenfinsternis hinsichtlich Einspeisegradienten nahe kommen. Somit hat die Entwicklung von Verfahren zur genauen Bestimmung fluktuierender Einspeisung, von Auswirkungen von Extremereignissen und von Prozessen, diese so zu steuern, dass ein Höchstmaß an Verträglichkeit für den Netzbetrieb erreicht wird, eine längere Vorlaufzeit.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten Technologiefeld Zustandsbestimmung und Prognosen

Teilfeld	Ziel/Anwendungszweck	Vorlaufzeit
Deterministische Erzeugungsprognosen	Verbesserung der Abschätzung der Einspeisung	kontinuierlich
Probabilistische Erzeugungsprognosen	Unterstützung Netzbetrieb, Optimierung Energiehandel	3-5 Jahre
Machine Learning im Prognosekontext	Unterstützung Netzbetrieb, Optimierung Energiehandel	3-5 Jahre
Automatisierte Verbrauchsprognosen	Erschließung der Möglichkeiten zur Verbrauchssteuerung	3-5 Jahre
Netzzustandsbestimmungen und Prognosen	Nutzung weiterer Datenquellen für sichern Netzbetrieb	Jahre

Technologiefeld Architektur, Anbindung und Aggregation

Auch im Bereich der Integration und den dafür benötigten technischen Entwicklungen wie Systemarchitekturen, Protokolle, Schnittstellen und Betriebsführungsprozesse, Servicemodelle bis hin zu technischen Vorgehensweisen wie Redundanzmodellen setzen sich die Forschungstätigkeiten kontinuierlich fort.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten Technologiefeld Anbindung und Aggregation

Teilfeld	Ziel/Anwendungszweck	Vorlaufzeit
Systemarchitekturen	Architekturmodelle (analog zum Smart Grid Architecture Model) mit Bezug auf das sektorübergreifende Gesamtenergiesystem sowie deren Ausdifferenzierung in praxistauglichen Funktionsmustern	kontinuierlich
Energy Data Space	Erweiterung der Datenmodelle in der Energiewirtschaft um Beschreibungslogiken und Funktionalitäten	3-10 Jahre
Servicemodelle	Erstellung von Servicemodellen unter Berücksichtigung von Datenschutz, Datenhoheit und Integrität	3-10 Jahre
Protokolle und Datenaustauschformate	Effizienz im Rahmen der Anlagenintegration	kontinuierlich
Interfacestandardisierung	Effizienz im Rahmen der Anlagenintegration	kontinuierlich
Aggregationsmethodiken (VK, Plattformen)	Verarbeitung von Anforderung aus dem Netzbetrieb	3-5 Jahre
Integrierte Konzepte (Prosumer)	Mit Bezug auf das Gesamtenergiesystem	3-10 Jahre
Agentenbasierte Steuerungsmechanismen	Methoden verteilter Entscheidungsfindung	3-10 Jahre
Automatisierte Aggregationen (Plattformen, Plug and play)	Integration beliebiger Erzeuger/Verbraucher im Kontext digitaler Plattformen	5-10 Jahre
Effizienz-/Redundanz-/Sicherheitskonzepte	Effizienzuntersuchungen von IKT und Erstellung von Sicherheitskonzepten gegen Angriffe und Datenverlust	3-10 Jahre

Technologiefeld Metering

Metering zum Zweck der Netzzustandsbestimmung, der Abrechnung und die nachfolgenden Prozesse

Tab. 3-3 Vorlaufzeiten Technologiefeld Metering

Teilfeld	Ziel/Anwendungszweck	Vorlaufzeit
Meteringtechnologien	Datenerfassung, Steuerung mittels Smart Meter	kontinuierlich
Nutzung von Massendaten	Differenzierte Betrachtungen des Netzbetriebs	3-5 Jahre
Peer2Peer Handel (Blockchain)	Direkter Austausch Prosumer zu Prosumer	3-10 Jahre
Messung und Aufbereitung von Daten hinsichtlich Frequenz, Spannungshaltung	Erweiterung von Lastflussberechnung, Identifikation und Vermeidung von Gradienten, Lastfluss in DC/AC Teilnetzen	

Technologiefeld Dataprocessing

Querschnittsfragestellungen wie Resilienz, IT-Safety&Security, Datenhoheit und -Schutz stellen sich kontinuierlich und werden mit den jeweiligen Einzelfragestellungen zusammen betrachtet.

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Den Takt der Entwicklung im IKT-Kontext geben zwei Faktoren an: die Entwicklungen in den Bereichen der Informatik und der Energiewirtschaft. Die Integration von IKT und die damit verbundenen Umstrukturierungen benötigen eine gewisse Innovationshöhe, andererseits muss durch die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen die Integration auch möglich sein. Damit sind technische Risiken geringer zu werten als wirtschaftliche, da die Integration an den Prozesskosten (Einsparungen und Kosten für die Neueinführung) zu messen sind. Hierüber kann keine generelle Aussage getroffen werden. Eine rohstoffseitige Abhängigkeit ist zu vernachlässigen.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Wie bereits in der Darstellung der ersten beiden Kriterien erwähnt, ist das Kriterienraster, welches für die Technologiefelder angelegt wird, auf den Begriff IKT schwer anwendbar. Grund hierfür ist, dass Informations- und Kommunikationstechnologien, deren Hauptaufgaben die Informationsgewinnung, Verarbeitung, Darstellung und Handlungsunterstützung sind, in unterschiedlicher Ausprägung in verschiedenen Technologiefeldern enthalten sind. Deutlich wird dies bei der Betrachtung des Begriffs „Energieinformatik“, der sich über verschiedene Elemente definieren lässt:

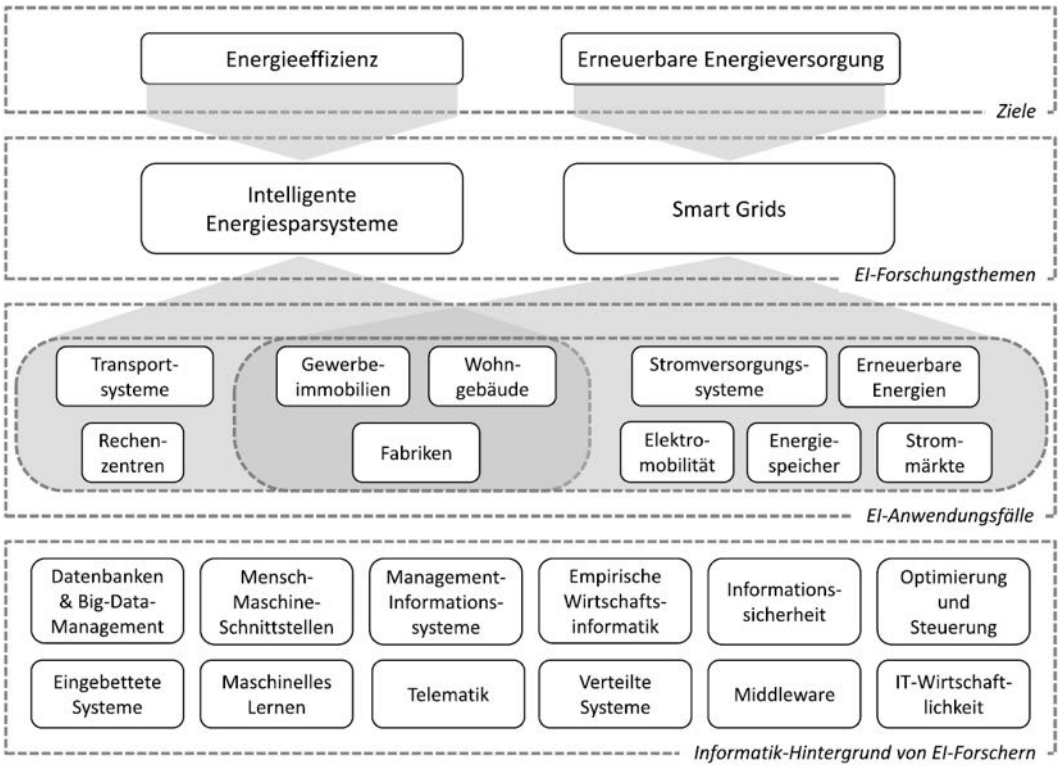


Abb. 4.1 Definition des Begriffs Energieinformatik

Quelle: Goebel et al. (2014)

IKT leistet keinen direkten Beitrag zu den Klimazielen. Vielmehr sind IKT-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. In beiden Fällen ist IKT eine Voraussetzung für das Erreichen von Klimazielen. Die in dem Schaubild auf oberer Ebene genannten Ziele Energieeffizienz und Versorgung mit erneuerbaren Energien korrespondieren mit den *Kriterien 4-6 (Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen, Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz, Kosteneffizienz)*. Diese stellen die Treiber für die Integration von IKT ins Energiesystem dar, wohingegen die Beantwortung nach *Kriterien 3 und 7 (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. Ein Gesamtpotenzial darzustellen, gestaltet sich aus diesem Grund schwierig.

Hinsichtlich der *Kriterien 11 und 12 (Abhängigkeit von Infrastrukturen, Systemkompatibilität)* ist anzumerken, dass IKT Elemente in der Vergangenheit eher stützende Funktionen ausübten, sich mit steigendem Integrationsgrad die von der energetischen Seite aus betrachteten Energieinfrastrukturen nicht mehr gedanklich von IKT-Infrastrukturen trennen lassen. Waren Mechanismen der IKT in der Vergangenheit als Ergänzung bzw. Erweiterung der herkömmlichen Strukturen und Vorgehensweisen zu sehen, so stellen diese nach heutigem Stand - aufgrund der Vielzahl von Komponenten wie Erzeugungsanlagen - eine Grundvoraussetzung dar, das Energiesystem beherrschbar zu halten. Die Durchdringung des Energiesystems mit IKT oder dessen Digitalisierung ermöglicht andererseits 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.

Das Energiesystem in Gänze ist somit sehr stark mit dem IKT-System verwoben. Dies wirkt sich stark auf die Gesamtarchitektur des Energiesystems und in der Konsequenz auf Werkzeuge, Geschäftsmodelle und Nutzungsverhalten aus. Oder anders gesagt, aus den sich aus der Digitalisierung ergebenden Möglichkeiten resultieren perspektivisch Chancen für unternehmerisches Handeln nach Kriterium 10 (Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit). Hier werden durch den Aufbau von IT-Abteilungen etablierter Player im Energiebereich, durch Erweiterung der Portfolien von informatisch geprägten Firmen wie Herstellern von Leitsystemen oder auch energiesystemfremde Player wie Provider von Datenbanklösungen oder Optimierungssoftware sowie Startups, die durch die gezielte Verbindung von Energiesystem und der Nutzung moderner IKT Strukturen neue Betätigungsfelder finden und neue Marktsegmente erschließen. So eröffnen künftig IKT-Mechanismen wie Blockchain weitere Möglichkeiten beispielsweise für einen kleinteiligeren Peer-to-Peer-Energiehandel. Je nach Fortschritt der regulatorischen Rahmenbedingungen können sich neue Wege für unternehmerisches Handeln ergeben (PWC 2016).

Diese Umbrüche, die aus der Weiterentwicklung der IKT im Energiesystem resultieren, sind aus Sicht des *Kriteriums 9 (Gesellschaftliche Akzeptanz)* aus gesellschaftlicher Sicht teils verortbar - wie am Beispiel der Smart-Meter-Einführung, des Homeautomation-Systems zu sehen - teils werden Diskussionen über Teilaspekte wie die Frage des Datenschutzes und der Datensicherheit in Expertenkreisen geführt. Die Akzeptanz, was neue Techniken angeht, kann als eher hoch eingeschätzt werden.

Gleiches gilt für die Initiativen, die im Bereich der F&E verortbar sind (*Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich*).

Deutschland als Exportland von Technologie ist auf Anlagentechnik bezogen in einer Spitzenposition. IKT als Teil dieser EE-Anlagentechnik oder der Leittechnik ist qualitativ hochwertig entwickelt. Auch hat die Entwicklung im Kontext der Energiewende

zu umfassenden Standardisierungsaktivitäten wie dem VHPready Industriestandard (VHP 2016) geführt. Innovationen aus anderen Bereichen der IKT, welche zukünftig für Energiewendethemen relevant werden, wie Edge- oder Cloudtechnologien oder Mechanismen zur Verarbeitung großer Datenmengen werden langsam im Bereich des Energiesystems und zur Integration erneuerbarer Energien adaptiert.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Wie in Kapitel 4 dargestellt, bildet die IKT ein sehr heterogenes F&E-Feld und damit einen Bereich, dem eine Querschnittsaufgabe zukommt. Dazu kommt der Umstand, dass teils Weiterentwicklungen durch schrittweise Verbesserungen und die Nutzung von Effizienzen von an Technologien gebundenen IKT-Strukturen möglich sind (interne Weiterentwicklung auf das Energiesystem bezogen). Es zeichnet sich ab, dass neue Entwicklungen in anderen Bereichen für das Energiesystem nutzbar gemacht werden können (externe Weiterentwicklung), was zu teils fundamentalen oder disruptiven Veränderungen führen kann.

5.1 Regulatorische Rahmenbedingungen und Experimentierklauseln

IKT stellt in vielen Fällen den Enabler für weitere Veränderungen dar. Anders gesagt ist die Weiterentwicklung der IKT eine notwendige Bedingung für die Weiterentwicklung signifikanter Teile des Energiesystems, jedoch keine hinreichende. Da es sich bei vielen Prozessen, die in Forschungsprojekten durch IKT realisiert werden können, um Prozesse handelt, die sich nach den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen schwer realisieren lassen (Flexibilisierung → Erhöhung des Spitzenlastbezugs → Höhere Netzentgelte → Unwirtschaftlichkeit des energetisch sinnvollen Use-Cases), sind für F&E Zwecke Experimentierklauseln und Ausnahmegenehmigungen zu erleichtern. 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 SINTEG („Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“) zu sehen, liegt hohes Potenzial in der Erstellung von komplexen IKT-Strukturen. Möchte man diese Potenziale jedoch aktivieren, gilt es zudem, regulatorische Rahmenbedingungen anzupassen, die eine Gegenfinanzierung der zu erstellenden Hard- und Softwareumgebungen und Geschäftsmodelle ermöglicht.

So lautet eine Empfehlung, das Konzept der Experimentierklauseln konsequent zu nutzen. Dies kann durch die Schaffung von Rahmenbedingungen, die es ermöglichen, externalisierte Kosten, welche aus Projekttätigkeit resultieren, umlagefähig zu gestalten, geschehen. 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.

5.2 Anwendungsfelder

Wie eingangs erwähnt, durchzieht die IKT das gesamte Energiesystem als Querschnittstechnologie von der Energieerzeugung durch dezentrale Einheiten über Energiespeicherung, Verteilung und Nutzung, beispielsweise in der Elektromobilität, Smart Cities, Smart Home Anwendungen, und steuerbaren Großverbrauchern. Ein Innovationsschub ist hier besonders durch die Weiterentwicklung der IKT-Strukturen im Kontext der Sektorkopplung Strom/Wärme/Verkehr zu erwarten.

5.3 Interne Weiterentwicklung der IKT

Die auf Energiewendemechanismen bezogene Weiterentwicklung von Informations- und Kommunikationstechnologien ist den Zielen untergeordnet, das Energiesystem beherrschbar zu halten, effizienter zu machen und bedienerfreundlich zu gestalten. Diese Aufgabe zerfällt in mehrere unterschiedliche Teilziele. Diese sind in diesem Punkt bewusst abstrakt gehalten, da sie sich in den weiter oben genannten Anwendungsfeldern wieder finden lassen.

5.3.1 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-, Fogg- und Cloudverarbeitung) zu untersuchen. Daneben sind Mechanismen zur Sicherstellung von Datenschutz, -Sicherheit, -Eigentum und Sicherheit vor Angriffen zu konzipieren.

5.3.2 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.

5.3.3 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 IKT-Strukturen. Flexibilitäten werden über automatisierte Prozesse angesteuert, die es weiterhin hinsichtlich Aggregationsmechanismen und Steuerungsverfahren zu untersuchen gilt.

So lautet eine Empfehlung analog des 6. Rahmenprogramms Prognoseverfahren, Datenanalysemethoden bezogen auf die Energiewirtschaft sowie Aggregationskonzepte bezogen auf Energieerzeuger und Lasten insbesondere bezogen auf die sektorale Integration in den Fokus zu nehmen.

5.4 Externe Weiterentwicklung

Im Fall der IKT, 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 erfolgrei-

che Konzepte auf Adaptionsfähigkeit für die Energiewirtschaft zu untersuchen (Externe Entwicklungen):

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 es 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 desruptiven Technologie dienen, die das Potenzial birgt, Energiehandel komplett anders zu organisieren, als dies in der Vergangenheit beim Börsenhandel der Fall war. Die desruptiven 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, 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.

Literaturverzeichnis

Goebel, Ch.; Jacobsen H.-A.; del Razo, V.; Doblander, Ch.; Rivera, J.; Ilg, J. et al. (2014): Energieinformatik – Aktuelle und zukünftige Forschungsschwerpunkte, Wirtschaftsinformatik 56 (1) 31-39, https://doi.org/10.1007/s11576-013-0396-9

Industrieforum VHPready e.V.: VHPready 4.0 White Paper. https://www.vhpready.de/download/vhpready-4-0-white-paper/?wpdmdl=5551. Letzter Zugriff: 29.03.2016.

PricewaterhouseCoopers GmbH (2016): Blockchain – Chance für Energieverbraucher? http://www.verbraucherzentrale.nrw/media242404A. Letzter Zugriff: 29.03.2016.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH | 29. März 2018

Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Frank Merten (WI)

Dietmar Schüwer (WI)

Juri Horst (IZES)

Patrick Matschoss (IZES)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

izes gGmbH
Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme

Wuppertal Institut

Disclaimer:
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 Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Merten, F.; Schüwer, D.; Horst, J; Matschoss, P. (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation. In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:
Frank Merten
Tel.: +49 202 / 2492 - 126
E-Mail: frank.merten@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Review durch:

Simon Hirzel (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis **763**

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen **765**

Tabellenverzeichnis **766**

Abbildungsverzeichnis **767**

Zusammenfassung (Steckbrief) **768**

1 Hintergrund **770**

2 Beschreibung des Technologiefeldes **772**

2.1 Definitionen von Systemintegration, -innovation und -transformation 772

2.1.1 Systemintegration 772
2.1.2 Systeminnovation 773
2.1.3 Systemtransformation 774

2.2 Energiewende in der Multi-Level-Perspective (MLP) 775

2.2.1 Energiewende als Transformationsprozess 775
2.2.2 Ansatzpunkte für die Anwendung der MLP auf die Energieforschung zur Energiewende 778

3 Ableitung von Forschungsbedarf am Beispiel von zwei ausgewählten Technologiefeldern **782**

3.1 „Systemischer“ F&E-Bedarf im Technologiefeld Wärmenetze 783

3.1.1 Ausgangszustand 783
3.1.2 Zielzustand 783
3.1.3 Systemtransformation 784
3.1.4 MLP und abgeleitete Forschungsfragen 786

3.2 „Systemischer“ F&E-Bedarf im Technologiefeld Windenergie 789

3.2.1 Windenergie in der Multi-Level-Perspective: Konkurrenz zum Regime 789
3.2.2 Soziotechnischer Wandel des Regimes 790
3.2.3 F&E-Bedarf Technologieentwicklung und Systemintegration 791
3.2.4 F&E-Bedarf Systeminnovation 791
3.2.5 F&E-Bedarf Systemtransformation (Systemanalyse) 792

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand **794**

4.1 Ausrichtung an Transformationsphasen der Energiewende 794
4.2 Stärkung experimenteller und umsetzungsorientierter Forschung durch Reallabore 796

4.2.1 Warum und wozu Reallabore? 796
4.2.2 Was sind Reallabore? 797
4.2.3 Chancen, Risiken und Grenzen von Reallaboren 798
4.2.4 Was folgt daraus für die künftige Energieforschung? 799

4.3 Forschungsbedarfe in den Bereichen Systemintegration, -innovation und -transformation (inkl. Systemanalyse) 799

4.3.1 F&E-Bedarf im Bereich Technologieentwicklung und Systemintegration 799

4.3.2 F&E-Bedarf im Bereich Systeminnovationen als neues Forschungsfeld 800

4.3.3 F&E-Bedarf im Bereich Systemtransformation (Systemanalyse) 800

Literaturverzeichnis 801

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

COP	Conference of the Parties
EE	Erneuerbaren Energien
EED	Energy Efficiency Directive = Europäische Energieeffizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive = EU-Gebäuderichtlinie
ETS	(European Union) Emissions Trading System = (Europäisches) Emissionshandels-system
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FW	Fernwärme
GEG	Gebäudeenergiegesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MLP	Multi-Level-Perspective
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X (Oberbegriff für power-to-gas etc.)
PV	Photovoltaik
ST	Solarthermie
V2G	Vehicle-to-Grid
WoO	Window of Opportunity

Einheiten und Symbole

%	Prozent
°C	Grad Celsius
€	Euro

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1 Beispiele für Wärmenetz-relevante Nischen-(System-)Innovationen, ihre Treiber und Akteure ---------- 786

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1 Multi-Level-Perspective bezogen auf soziotechnische Übergänge ---------- 777

Abb. 3-1 Allgemeine Darstellung der MLP-Ebenen (als Basis für die folgenden Fallanalysen) ---------- 782

Abb. 3-2 Das Wärmenetz als Sammler und Lieferant für eine Vielfalt zukunftsfähiger Versorgungsoptionen ---------- 784

Abb. 3-3 Modell der vier Transformationsphasen (Generationen) für Wärmenetze (Haken = LowEx-fähige Technologien und Konzepte) ---------- 785

Abb. 3-4 MLP-Darstellung für die Transformation von Wärmenetzen ---------- 787

Abb. 4-1 Die Transformationsphasen des Energiesystems (vergrößerter Auszug aus der Abbildung zwecks besserer Lesbarkeit) ---------- 795

Abb. 4-2 Hauptphasen der Transformation des Energiesystems ---------- 795

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 7.4
Systemintegration, -innovation und -transformation

izes gGmbH Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme | Wuppertal Institut

A) Status quo und neue Forschungs-Herausforderungen

Einzeltechnologien stehen bisher im Fokus der nationalen Energieforschungsprogramme (EFP) und der 30 Technologiefelder, die im Rahmen dieses Vorhabens betrachtet werden. Mit der Energiewende nehmen die Wechselwirkungen der Technologien untereinander sowie mit dem Energiesystem deutlich zu. Damit werden Aspekte wie Systemintegration, -innovation und -transformation zunehmend wichtiger. Im Rahmen des 6. EFP (2011-2018) sind diese zwar angesprochen, aber noch nicht hinreichend vertieft worden. Dies sollte im kommenden 7. EFP aufgriffen werden und dabei sollten die nachfolgenden systemischen und sozio-technischen Herausforderungen, die über einzeltechnologische Bezüge hinausgehen, Beachtung finden:

- Zunahme an technologischen Lösungsmöglichkeiten, Komplexität, Unsicherheiten und Anforderungen an die Gestaltung der Energiewende auf allen Ebenen (kommunal bis global) – dazu gehören u. a. REG-, Netz- & Speicherausbau, Dezentralisierung, Sektorenkopplung, Power-to-X, Dekarbonisierung aller Sektoren, Strom- und Wärmemarkt-Transformation, Digitalisierung, neue Akteurskonstellationen, Bürgerbeteiligung
- Zunehmende Lücke zwischen realer Treibhausgasreduktion und Klimaschutzzielen.
- Zunehmender Einfluss exogener, globaler Faktoren wie z. B. Politik-, Standard-, Software- und Technikentwicklungen im Ausland (z. B. Stromspeicher- und Digitalisierungstechniken aus Asien und den USA).
- Wachsende Bedeutung von nicht-technischen Dimensionen (ökologisch, sozio-ökonomisch, politisch und kulturell) und damit von Transformationswissen und transdisziplinärer (partizipativer) Forschung.

B) Vorgehensweise zur Ableitung von neuen Forschungsbedarfen

Zur Herstellung eines besseren Verständnisses werden zunächst „zentrale“ Definitionen entwickelt. Aufgrund der Komplexität der Energiewende wird die *Multi-Level-Perspective* als methodischer Rahmen für die Ableitung von Forschungsfragen gewählt. Dies erfolgt methodisch zunächst am Beispiel von drei Technologiefeldern (siehe Bericht). Deren Ergebnisse werden übergreifend auf die Ebene des gesamten Energiesystems übertragen.

Definitionen zu Systemintegration, -innovation und -transformation für die Energieforschung

1 | *System-Integration* erfolgt fortlaufend als Anpassung des Systems an (einzelne) Veränderungen:
→ Maßnahmen, die von Marktakteuren oder der Regulierungsinstanz ergriffen werden und einen Beitrag zur Optimierung des (räumlichen und zeitlichen) Zusammenspiels fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (FEE), Last und Infrastruktur im Energiesystem leisten.

2 | *System-Innovation* umfasst (basierend auf Systemintegrationen) proaktive Aktionen zur Systemveränderung:
→ durch Weiterentwicklung bzw. Verbreitung innovativer Energiewendetechnologien entstehen neue Markt-Strategien, Akteure und Dienstleistungen, Versorgungsprodukte bzw. -portfolios, technologieübergreifende Rahmenbedingungen sowie Anpassungen und Erweiterungen bestehender energietechnischer Infrastrukturen, so dass fossile, nicht nachhaltige Technologien und Strukturen verdrängt werden. Die neuen Rahmenbedingungen geben selbst wieder Impulse für System-Innovationen.

3 | *System-Transformation* ist zugleich Ziel, Gesamtprozess (inkl. gesellschaftlicher Fragen) und Resultat:
→ komplexer Gesamtprozess einer kontinuierlichen und langfristig angelegten Umgestaltung des fossil dominierten Energieversorgungssystems hin zu einem erneuerbaren System mit hohen Anteilen fluktuierender Energien.
→ soziotechnischer Prozess, der neben dem technologischen auch den organisatorisch-gesellschaftlichen Wandel umfasst, der mit dem langfristigen Umbau des Energieversorgungssystems einhergeht.

Multi-Level-Perspective (MLP) als Analyserahmen

Als analytischer Rahmen dient die MLP nach Geels, die Systemtransformationen ex-post als Prozess über drei Ebenen (Nischen, Regime, Landscape) erklärt. In der *Nischen-Ebene* entstehen radikale Innovationen, die Veränderungsdruck auf etablierte Regime(strukturen) ausüben. Die soziotechnische *Regime-Ebene* stellt den bestehenden, aber gestaltbaren Rahmen dar, der alle vorherrschenden technisch-ökonomischen, politischen, kulturellen sowie Akteurs-, Markt-, Nutzungs- und Verhaltenskonstellationen umfasst. Die *Landscape-Ebene* besteht aus exogenen Rahmenbedingungen, die das Regime graduell (Klimawandel, Demographie) oder disruptiv (Krieg, Fukushima) beeinflussen. Zu einer Transformation kommt es, wenn sich radikale Innovationen durchsetzen, z. B. durch das Zusammenwirken von Landscape-Druck, regime-internen Spannungen, aber auch erfolgreichen Dynamiken und Entwicklungen in der Nische, und so eine Regimestruktur nachhaltig verändern.

C) Forschungsbedarf

F&E-Bedarf im Bereich **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.

F&E-Bedarf im Bereich **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 PtX und Speicher) z. B. mittels Hybridisierung von Auslegungen zwecks adaptiven Einsatzstrategien.

F&E-Bedarf im Bereich **Systemtransformation (Systemanalyse)**

- Szenarien und Modelle für ambitioniertere THG-Reduktionsziele (mindestens 95 %) sowie an Transformationsphasen und deren Übergängen, um Lock-In Effekte zu erkennen/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).

1 Hintergrund

Die anwendungsorientierten nationalen Energieforschungsprogramme (EFP) sind seit ihrem Start im Jahr 1977 durch verschiedene gesellschaftspolitische und wirtschaftliche Hintergründe geprägt und verfolgen dementsprechend ausgerichtete Forschungsziele und technologische Schwerpunkte. Dabei ist im Zeitverlauf neben einer Intensivierung der Forschung zu energieeffizienten und erneuerbaren Energietechnologien eine zunehmende Orientierung an Klimaschutz- und Systemanforderungen zu beobachten. Die Aufnahme des energiepolitischen Zieldreiecks (Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit) und Erforschung von Systemzusammenhängen findet erstmals explizit im 3. EFP (1990-1996) statt. Bis einschließlich zum 5. EFP (2005-2010) liegt der inhaltliche Schwerpunkt auf Energietechnologien und der finanzielle Schwerpunkt in den Bereichen nukleare Energieforschung und Kernfusion (Wagner 2017). Mit dem letzten Übergang zum 6. EFP (Energieforschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2011-heute) kommt es sowohl begrifflich als auch inhaltlich zu einer stärkeren Ergänzung der Technologieforschung durch Systemanalysen und zu einer direkten Ausrichtung auf die Ziele der Energiewende in Deutschland (BMWi 2017b, DPG 2017, Hauff 2017).

Der anstehende Übergang zum 7. EFP wird nach (BMWi 2018) im Wesentlichen durch folgende generelle Entwicklungen geprägt sein: (1) neue, ambitioniertere Klimaschutzziele gemäß der COP 21 (2015 in Paris), d. h. Dekarbonisierung der Energieversorgung bis zum Jahr 2050, (2) weiter zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung sowie (3) parallel stattfindende, teils sehr dynamische Digitalisierung aller Wirtschaftsbereiche. „Ein wichtiger Fokus des neuen Energieforschungsprogramms liegt daher auf der Optimierung des aus verschiedenen Energietechnologien bestehenden Gesamtsystems der Energieversorgung und der intelligenten Sektorkopplung.“ (ebd.)

Über diesen unveränderten technologisch geprägten Fokus hinaus wird im „Bundesbericht Energieforschung 2017“ (BMWi 2017b:30f) konstatiert, dass die dafür erforderliche Systemanalyse „in einem stetig komplexer werdenden Forschungsfeld agiert, beeinflusst durch technische, ökologische, wirtschaftliche, sozioökonomische und politische Faktoren, die auf das Gefüge einwirken.“ Zudem wird die „mit der Energiewende steigende Bedeutung sozioökonomischer Faktoren“ benannt, mit deren Hilfe „wertvolle Hinweise“ verbunden werden, um zu erkennen, „welche Technologien und Effizienzmaßnamen sich bei den Nutzern durchsetzen könnten“. Allerdings kann die Gewichtung dieser Aspekte noch gesteigert werden.

Genau dieser Hintergrund der komplexer werdenden Energieforschung und ihre untrennbare Einbettung in „soziotechnische Gesamtsysteme“[1] stellen den zentralen methodischen und inhaltlichen Ausgangspunkt für diesen Bericht dar.

[1] Diese umfassen nach Geels (siehe Abschnitt 2.2) alle für eine Transformation relevanten Dimensionen (kulturell, politisch, sozial, ökonomisch und ökologisch etc.).

Ziel dieser Arbeiten ist es,

- das Thema „Systemintegration, -innovation und -transformation“ als quer liegendes „Technologiefeld“ 7.4 in den übergreifenden Teil der Technologiebewertung aufzunehmen und zu bewerten,
- daher eine eigene Methodik zur explorativen Bewertung des F&E-Bedarfs (siehe Kapitel 2) und diesbezüglich Definitionen für die Begriffe Systemintegration, -innovation und -transformation zu entwickeln sowie
- auf dieser Basis neue Anforderungen an und Bedarfe für die „systemische“ Energieforschung abzuleiten und zu ergänzen (siehe Kapitel 4 bzw. 4.3).

Als **Lesehinweis (how to read me)** sei darauf verwiesen, dass dieser Technologiebericht eine explorative Forschungsanstrengung widerspiegelt, die sich dem Untersuchungsgegenstand auf verschiedene Weise genähert hat. Aufgrund dieses – im Vergleich zu den restlichen Technologiefeldern – qualitativ anderen Technologiefeldes (vgl. Einleitung in Kapitel 2) werden unterschiedliche Abgrenzungen für Phasen, Ebenen und Forschungsbedarfe vorgenommen. Dies bedeutet keinen Widerspruch, jedoch sind die Strukturen zum Teil unterschiedlich und für den Leser, der diesen Prozess nicht begleitet hat, nicht immer ohne weiteres zu verstehen. Diese unterschiedlichen Strukturen wurden aber bewusst im Text gelassen, um die möglichen unterschiedlichen Herangehensweisen an „systemische“ Forschungsbedarfe zu illustrieren.

Daher folgen an dieser Stelle einige *Hinweise*, die der verbesserten Lesbarkeit dienen. In Kapitel 2.2 werden die *Multi-Level-Perspective (MLP) Phasen* dargestellt (siehe Abb. 2-1), die die Durchdringung einer neuen Technologie in das Regime beschreiben. Im gleichen Kapitel werden zudem F&E-Bedarfe nach den *MLP-Ebenen* gegliedert, u. a. um zwischen beeinflussbaren und nicht-beeinflussbaren Faktoren unterscheiden zu können. In Kapitel 3 werden dann zur Illustration die systemischen Forschungsbedarfe der zwei Technologiefelder „Wärmenetze“ und „Windenergie“ adressiert, die auf unterschiedliche Weise abgeleitet und dargestellt werden. Das erste Fallbeispiel rund um Wärmenetze (Kapitel 3.1) orientiert sich dabei an den kommenden drei *Transformationsphasen* der Energiewende (siehe Abb. 3-1, Abb. 3-4 und Abb. 4-1) und an den *Umsetzungsvoraussetzungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite* sowie an *gesellschaftlichen Implikationen und Anreizmodellen*. Bei den Abb. 3-1 und Abb. 3-4 handelt es sich um eine Kombination der drei *MLP-Ebenen* mit den drei noch verbleibenden Transformationsphasen der Energiewende (d. h. die erste Energiewende-Phase ist schon erreicht bzw. abgeschlossen) anstatt der vier *MLP-Phasen*. Im zweiten Beispiel „Windenergie“ (Kapitel 3.2) orientieren sich die F&E-Bedarfe dagegen an den *MLP-Phasen* und an den Bereichen *Systemintegration, -innovation und -transformation* (siehe Kapitel 2.1). Das Kapitel 4.1 schließlich beschreibt die F&E-Ausrichtung an den *Transformationsphasen der Energiewende* (unter Beachtung neuer Forschungsformate). Als Fazit für den gesamten Bericht werden schließlich die F&E-Bedarfe für die *Systemintegration, -innovation und -transformation* abgeleitet (siehe Kapitel 4.3), die sich dann in der Zusammenfassung (Steckbrief) wiederfinden.

2 Beschreibung des Technologiefeldes

Das Technologiefeld „Systemintegration, -innovation und -transformation“ ist qualitativ anders als die anderen Technologiefelder dieses Projekts. Anstatt einer weiteren Technologie nimmt es die Bedingungen in den Blick, die notwendig sind, dass sich neue Technologien auf breiter Basis durchsetzen und systemverändernd wirken. Dafür muss es notwendigerweise über die Betrachtungen von einzelnen Technologien hinausgehen. Es muss auch über die Betrachtung des Energiesystems als Ganzes hinausgehen und weiterführende gesellschaftliche Faktoren miteinbeziehen. Besonders der letzte Aspekt erfordert es, einen Analyserahmen zu wählen, der über rein technische Innovationstheorien hinausgeht, denn letztlich ist die Energiewende mit ihrer Umstellung auf fluktuierende Energiequellen ein tiefgreifender, system- und auch gesellschaftsverändernder Prozess.

Die Notwendigkeit dieses Technologiefeldes wurde im Laufe des Vorhabens bei der Analyse der anderen Technologiefelder deutlich. Es trat immer stärker hervor, dass mit der stärkeren Durchdringung neuer Technologiefelder Aspekte an Gewicht gewinnen, deren Lösungen jenseits der jeweils einzelnen Technologiefelder zu verorten sind.

Insgesamt ist dieses Technologiefeld stärker prozessorientiert. Um es beschreiben zu können, werden zunächst die Begriffe definiert (Kapitel 2.1). Danach wird der methodische Ansatz dargelegt (Kapitel 2.2).

2.1 Definitionen von Systemintegration, -innovation und -transformation

Nachfolgend werden die drei Begriffe Systemintegration, Systeminnovation und Systemtransformation definiert. Dabei wird zunächst eine verallgemeinerte Definition gegeben und anschließend der Begriff auf das hier betrachtete Themenfeld „Energiewende“ angewendet. Die Grenzen zwischen den drei Systembegriffen sind fließend, sie bauen jedoch wie folgt aufeinander auf und lassen sich dabei folgendermaßen voneinander abgrenzen:

1 | 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.
2 | Die *Systeminnovation* resultiert dann im Zeitverlauf aus einer Reihe an Systemintegrationen und ist eine proaktive Aktion zur Veränderung des Systems.
3 | Die *Systemtransformation* ist abschließend zugleich Ziel, Gesamtprozess (inkl. gesellschaftlicher Fragen) und Resultat.

2.1.1 Systemintegration

Der Begriff *Systemintegration* umfasst *allgemein* Maßnahmen und Instrumente zur erfolgreichen Implementierung von neuen (zusätzlichen) Technologien (z. B. Windkraftanlage) oder Technologiekomponenten (z. B. Generator) in ein bestehendes und in Betrieb befindliches technisches System. Dabei sind störende Rückwirkungen auf das System zu vermeiden bzw. zu begrenzen und die Stabilität des Systems ist zu bewahren bzw. zu verbessern. Aus Sicht sowohl des Technologie- als auch des betroffenen Systembetreibers sind dafür die Integrationskosten und aus volkswirtschaftlicher Sicht die langfristig resultierenden Gesamtkosten möglichst gering zu halten.

Neben dieser technisch-ökonomischen Dimension sind auch nicht-technische Aspekte wie z. B. gesellschaftliche, kulturelle, ökologische und rechtliche Aspekte zu beachten.

Unter *Energiesystemintegration* werden Maßnahmen verstanden, die von Marktakteuren oder der Regulierungsinstanz ergriffen werden und einen Beitrag zur Optimierung des (räumlichen und zeitlichen) Zusammenspiels zwischen fluktuierender EE-Erzeugung (FEE), Last und Infrastruktur im Energiesystem leisten. Der Gesamtprozess der Integration besteht aus verschiedenen Einzelmaßnahmen, die der Energiesystemtransformation dienen sollen. Die Einzelmaßnahmen können an jeder Stelle des Energiesystems (Erzeugung, Transport, Verteilung, Verbrauch) sowohl innerhalb als auch gekoppelt zwischen den Sektoren (Haushalte, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft) ergriffen werden. Sie können sowohl an zentralen als auch an dezentralen Stellen des Energiesystems erfolgen. Damit bezieht sich Integration auf Maßnahmen mit unmittelbarer Wirkung (auch wenn die Wirkung über Lebensdauern von Technologien hinaus anhalten kann), die außerdem räumlich beschränkt sein können. Sie grenzt sich damit von der Transformation ab, die den gesamten Wandel hin zu einem fundamental neuen Zustand bezeichnet.

Beispiele für Systemintegration aus dem Energiesektor:

- 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

2.1.2 Systeminnovation

Systeminnovation allgemein beschreibt einen - mehr oder weniger radikalen - soziotechnischen Wandel in Systemkomponenten und in der gesamten Systemarchitektur, welcher drei Aspekte beinhaltet (Geels 2004:19f)[2]:

1 | Eine technologische Substitution mit der
   a. Entstehung neuer Technologien
   b. Verbreitung neuer Technologien und
   c. Ablösung alter durch neue Technologien,

2 | Ko-evolutionäre Veränderungen, d. h. sich wechselseitig beeinflussende Anpassungen, im Benutzerverhalten (z. B. Routinen), in Regularien, industriellen Netzwerken, Infrastrukturen und kultureller Bedeutung und

3 | Die Entstehung neuer Funktionalitäten.

Technologische Systeminnovationen bestehen aus einer Vielzahl zueinander kompatibler Technologien, die komplementär zu einem Ganzen (einem System) integriert

[2] Eigene Übersetzung (mit Ergänzungen)

werden, so dass ihre jeweiligen (Teil-)Funktionen das jeweils übergeordnete System funktionell ergänzen oder erweitern. Neben technologischen Systeminnovationen können zum Beispiel auch soziale, organisatorische und finanzwirtschaftliche Innovationen unterschieden werden (Wettengl 1999:16 ff.).

Wenn es gelingt, die notwendigen Komponenten in funktionierende Systemarchitekturen einzubinden, lassen sich aus Systeminnovationen wirtschaftlich tragfähige und gesellschaftlich akzeptierte Produkte, Dienstleistungen und Geschäftsmodelle entwickeln. Systeminnovationen wirken organisations- und fachübergreifend und sind auf ein funktionierendes Zusammenwirken und auf die Akzeptanz unterschiedlicher Stakeholder entlang von Wertschöpfungsprozessen angewiesen (itt 2018).

Vor diesem Hintergrund wird eine *Systeminnovation im Bereich der Energiewende* durch folgende zusammenhängende Eigenschaften definiert bzw. gekennzeichnet: Durch die Weiterentwicklung bzw. Verbreitung von (innovativen) Energiewendetechnologien entstehen neue Markt-Strategien, 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.

Beispiel Wind: Immer mehr und größere, leistungsstärkere WEA führten dazu, dass die WEA ferngesteuert betrieben und geregelt werden, Einspeisemanagement und Entschädigungen eingeführt wurden, die WEA heute zur Netzstabilität beitragen und Fehler durchfahren können. Gleichzeitig wurden die Wetterprognosen verbessert, das Stromnetz massiv optimiert und ausgebaut (u. a. durch Freileitungsmonitoring). WEA werden mittlerweile fast vollständig direkt vermarktet und werden künftig verstärkt Regelleistung und andere Systemdienstleistungen übernehmen (müssen).

Weitere Beispiele für Systeminnovation aus dem Energiesektor:

- Elektro-Mobilität in Kombination mit autonomem Fahren oder V2G
- Virtuelle Kraftwerke zur Erbringung von Systemdienstleistungen
- Sektorkopplung (Power-to-X)
- LowEx-Konzepte[3]
- Integrales Bauen

2.1.3 Systemtransformation

Der Begriff *Systemtransformation* beschreibt *allgemein* die Prozesse und Übergänge von einem bestehenden und laufenden sozio-technischen System in ein neues System, welches sich grundlegend von dem vorigen System unterscheidet. Dabei sind unterschiedliche Phasen (siehe Kapitel 4.1) und Geschwindigkeiten sowohl für das

[3] Als „Low-Ex“-Systeme werden Systeme für das Heizen und Kühlen von Gebäuden bezeichnet, die so ausgelegt sind, dass sie mit Energiequellen auf einem niedrigen Temperatur- und somit Exergie-Niveau versorgt werden können. Als „Exergie” bezeichnet man in der Thermodynamik denjenigen (von den Umgebungsbedingungen abhängigen und hochwertigen) Anteil der Energie, der zur Abgabe von Arbeit in der Lage ist. Beispiele für niederexergetische Energieformen sind Wärmequellen auf einem niedrigen Temperaturniveau wie oberflächennahe Erdwärme, Umgebungswärme, (Niedertemperatur-)Solarwärme sowie Abwärme aus Industrieprozessen oder KWK-Anlagen.

Gesamtsystem als auch für relevante Teilsysteme zu unterscheiden. Treiber für eine Systemtransformation können sowohl positiver bzw. zielorientierter (z. B. Innovationen, Verbesserung in Effizienz oder Komfort) als auch negativer bzw. problemorientierter Natur (Druck zur Veränderung z. B. durch soziales Unrecht oder eklatante Umweltschäden) sein. Die Transformation ist ein Strukturwandel, der das Zusammenspiel institutioneller, kultureller, technologischer, ökonomischer und ökologischer Dimensionen eines Systems verändert und in der Lage ist, neue Entwicklungspfade freizusetzen.

Die Energiesystemtransformation ist daher ein sozio*technischer 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.

Unter *Energiesystemtransformation* wird der komplexe Gesamtprozess einer kontinuierlichen und langfristig angelegten Umgestaltung des überwiegend fossil dominierten Energieversorgungssystems hin zu einem energieeffizienten Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien verstanden. Diese Transformation betrifft unterschiedliche Sektoren (Haushalte, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft) bzw. Bereiche (Wärme, Strom, Mobilität). Die dortigen Umgestaltungsprozesse können in unterschiedlichen Phasen verlaufen und sind nicht notwendigerweise synchron zueinander. Die Strom- und Wärmeversorgung wird sich zum Beispiel von dem heutigen, überwiegend lastgeführten System mit Großanlagen (unidirektionalen Lastflüssen) und geringer Kopplung zwischen den Verbrauchssektoren zu einem stärker erzeugungsgeführten System aus vermehrt dezentralen Anlagen (mit häufigeren bidirektionalen Lastflüssen) und einer hohen intersektoralen Kopplung wandeln.

Im Zuge der Transformation steigen die Notwendigkeit und der Einsatz von verschiedenen Flexibilitätsoptionen (zeitlichen bzw. räumlichen Ausgleichsoptionen) sowie von strombasierten Anwendungen und Energieeffizienz. Die Transformation besteht aus einer Vielzahl von sozio-technischen Entwicklungspfaden mit mehr oder weniger positiven Beiträgen zur Gesamttransformation. Die Energiesystemtransformation lässt sich in systemrelevante Transformationsphasen (siehe Kapitel 4.1) unterteilen, die aufgrund der unterschiedlichen Wirkungen auf die Gesamttransformation eine wichtige Rolle für die kontinuierliche Gestaltung und Steuerung der Transformation spielen.

Beispiele für Teil-Systemtransformation aus dem Energiesektor:

- Atom- und Kohleausstieg
- Industrie 4.0
- Treibhausgasneutraler Industrie- und Verkehrssektor
- Digitalisierung der Energiewende

2.2 Energiewende in der Multi-Level-Perspective (MLP)

2.2.1 Energiewende als Transformationsprozess

Die Energiewende stellt eine normative *Transformation* der Energieversorgung dar, weg von nuklearen und fossilen Primärenergieträgern, hin zu erneuerbaren Primär-

energieträgern und kohlenstoffneutralen Endenergieträgern. Sie wird dabei durch eine Reihe weiterer Anforderungen und Ziele bezüglich Effizienzsteigerung und Energieeinsparung und - allgemeiner - hinsichtlich Versorgungssicherheit und „Bezahlbarkeit“ flankiert.

Der *Gegenstand* dieser Transformation ist das Energieversorgungssystem als Ganzes, welches wiederum aus mehreren miteinander wechselwirkenden Teil- und Subsystemen (z. B. Industriesektor und -prozesse) besteht. Es umfasst neben den verschiedenen technischen Dimensionen, die bisher im Vordergrund der Energieforschung stehen, auch die ökonomischen, ökologischen, politischen, rechtlichen, sozialen und kulturellen Dimensionen. Diese wiederum bestehen jeweils aus einer Vielzahl an „Teilgegenständen“ wie z. B. Kraftwerke, Energieleitungen, Energie-und Finanzmärkte, Energieunternehmen und -kunden, Behörden, Gesetze und Verordnungen etc. Das Energiesystem ist letztlich untrennbar mit der Gesellschaft und Volkswirtschaft verbunden.

Um diese soziotechnischen Eigenschaften und Verzahnungen im Verlauf der Energiewende und der unterstützenden Forschung möglichst ganzheitlich abbilden, analysieren und bewerten zu können, bedarf es einer geeigneten Methode. Hierzu bietet sich besonders die *Multi-Level-Perspective (MLP)* nach Geels als methodischer Rahmen an (vgl. Geels 2018) Diese bezieht sich im Unterschied zu gängigen Innovationsmethoden[4] nicht nur auf technische Innovationen und (neue) Produkte, sondern auf soziotechnische Systeme und deren Verflechtungen zwischen technologischen, ökonomischen, politischen und kulturellen Veränderungsprozessen (Schrape 2014:1). Sie unterscheidet dabei für Transformationen von Systemen zwischen den folgenden drei Ebenen, die stetig miteinander wechselwirken (siehe Abb. 2-1):

- *Nischen-Ebene* (unten): 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 (Schrape 2014). 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* (Mitte): 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.

[4] Zum Beispiel Analogiemethode, Brainstorming, Funktionsanalyse, Trendforschung (siehe http://www.innovationsmethoden.info/methoden)

- *Landscape-Ebene* (oben): 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.

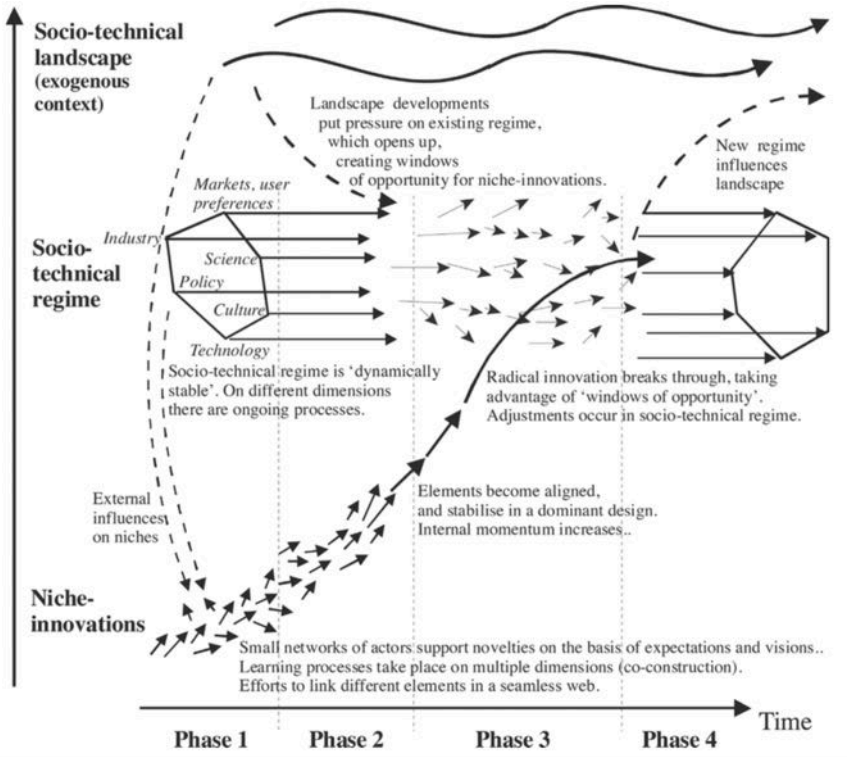


Abb. 2-1 Multi-Level-Perspective bezogen auf soziotechnische Übergänge

Quelle: Geels (2018)

Die grundlegende Idee hinter der MLP ist, dass Übergänge bzw. Transformationen (wie die Energiewende) zwischen zwei Zuständen durch Ausrichtung bzw. Interaktion von Prozessen auf allen drei Ebenen entstehen bzw. beeinflusst werden (Rogge et al. 2015:2; Geels 2018). Dabei können vier (stilisierte) 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 (Geels et al. 2017:465-466; Geels 2018:225).

Ein solcher Wandel erscheint daher als Ergebnis koevolutionärer, d. h. sich wechselseitig beeinflussender struktureller Dynamiken auf allen drei Ebenen. Auf Nischenebene werden fortlaufend Innovationen in verschiedenen Varianten entwickelt, die sich entweder durch gegenseitige Ausrichtung verdichten (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 (Schrape 2014).

2.2.2 Ansatzpunkte für die Anwendung der MLP auf die Energieforschung zur Energiewende

Die zuvor kurz eingeführte MLP ergänzt und erweitert die Innovationsforschung, insbesondere die im Bundesbericht zur Energieforschung genannten politischen und sozioökonomischen Aspekte (siehe oben) um entsprechende Narrative (sinnstiftende Erzählungen). Diese sind zunächst für eine bessere Berücksichtigung der Regimeebene und integrale Abbildung des Energiesystemzustandes wichtig. Darüber hinaus bringt die MLP gedanklich zusätzlich stärker die übergreifenden Entwicklungen der Landscape-Ebene ein, die in Systemanalysen bisher hauptsächlich exogen und zum Teil nur qualitativ berücksichtigt werden. Dazu gehören zum einen primär sogenannte strukturelle Eckdaten wie demographische Entwicklungen, Gebäude- und PKW-Bestände, Energie- und CO_2-Preise sowie Ziele für THG-Reduktionen bzw. EE-Anteile. Zum anderen werden zugrundeliegende (bestehende) politische Rahmenbedingungen wie z. B. EEG, Strommärkte und Emissionshandel benannt. Diese gehen zum Teil explizit in Modelllogiken und -rechnungen ein, zum Teil bilden sie den deskriptiven Rahmen zur Einordnung von Annahmen und Ergebnissen.

Dabei ist zu beachten, dass die MLP selbst ein qualitatives, empirisches und quasi frei gestaltbares Analyseinstrument und keine wohldefinierte Methode ist. Dies macht es schwer, sie methodisch gut in modellgestützte und systemanalytische Forschung zur Energiewende zu integrieren.

Doch auf welche Art und Weise kann die MLP dann künftig zur Ergänzung und Verbesserung der systemischen Energieforschung beitragen? Hierzu seien zunächst rückblickend und exemplarisch Entwicklungen und Ereignisse im Bereich erneuerbarer Energien und Photovoltaik (PV) genannt, die durch die bisherige Energieforschung nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

- Die Einführung der kostendeckenden Vergütung für PV-Strom (*Regimeebene*) hat neben dem gewährten Einspeisevorrang zu einem länger anhaltenden, unerwartet starken Market Pull durch Bürger (!) und zu neuen institutionellen Investoren geführt. In der Folge wurden der Zubau sowie die Kosten- und Preissenkungen (positive Rückkopplung) sowohl in der Politik als auch in der Wissenschaft (Szenarien) stetig und signifikant unterschätzt.
- Diese Entwicklung führte im Kontext der stark öffentlichkeitswirksam geführten Kostendiskussion (EEG-Umlage) wiederum zu anhaltenden Unsicherheiten bei der Novellierung des EEG und letztlich zu politischen Gegenmaßnahmen, die zu einem starken Einbruch bei der heimischen Marktentwicklung und damit bei den zuvor noch stark gestützten Unternehmen führte (Regimeebene). Dies führte zu der Situation, dass - nachdem die Boom-Zeiten in der teuren Anfangsphase überwunden wurden - jetzt trotz extrem gesunkener Anlagenpreise nur noch ein relativ geringer Nettozubau zu verzeichnen ist.

- Verschärft wurde diese Entwicklung durch die kurzfristige Entscheidung Chinas auf der *Landscape-Ebene,* in kurzer Zeit mittels konkurrenzlos günstiger PV-Module und mit staatlicher Unterstützung „zum Weltmarktführer bei PV“ zu werden. Eine weitere Folge waren u. a. europäische Strafzölle auf chinesische Module und letztlich mehr Unsicherheiten bei den anzulegenden Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung des hiesigen PV-Marktes.
- Die Forschung und Entwicklung von effizienteren und kostengünstigeren PV-Systemen wurde als Folge des EEG-bedingten Markterfolgs zunehmend durch die Firmen selbst finanziert. Dies führte zu einer Verlagerung von staatlicher hin zu betrieblicher Energieforschung.

Vor diesem Hintergrund (*lessons learnt*) besteht die Herausforderung darin, den Nutzen der MLP als soziotechnisches ex-post Analyseinstrument für die ex-ante Energieforschung gut nutzbar zu machen. Dazu bieten z. B. die folgenden Ansätze wichtige Ergänzungen zur bisherigen Energieforschung:

Regime-Analysen

- Bestimmung und Bewertung des aktuellen Regimes, das für das jeweilige Forschungsthema bzw. die Energiewende insgesamt ausschlaggebend ist, sowohl bezogen auf die Widerstände als auch auf die gezielten Destabilisierungsmöglichkeiten um (System-)Innovationen zum Durchbruch zu verhelfen und damit zu einem nächsten „stabilen“ Regime überzugehen. Dies ist entlang der Transformationsphasen zu wiederholen. (Proaktiver Wandel)
- Was sind die Transformationskapazitäten[5] von (neuen) Technologien für die Energiewende? Welche Technologien spielen in beiden Welten (heute und langfristig) eine zentrale Rolle? Welche Technologiefelder wie z. B. Sektorkopplung und Power-to-X beinhalten sich widerstreitende Potenziale bzw. Strategien (z. B. nationale Erforschung für Technologieexport und damit verbunden neue Importabhängigkeiten von z. B. EE-strombasierten Kraftstoffen aus sweet spots[6])
- Systematische (übergreifende) und / oder technologiespezifische (begleitende) Reflexions-Analysen des gesamten Energieversorgungssystems via MLP bezogen auf Lock-Ins sowie Spannungen und Brüche des Systems.
- Pfadanalysen im Sinne von Roadmaps, in denen skizziert wird, wann, wer, unter welchen Bedingungen, welche Entscheidungen treffen muss, um gesetzte Ziele mit hoher Wahrscheinlichkeit erreichen zu können (inkl. Risikoanalysen, siehe unten).

5 Das bedeutet, wie stark und wie schnell können Technologien bzw. Innovationen das Energiesystem verändern bzw. transformieren?

6 Mit dem Begriff *Sweet Spot*, *Sweetspot* oder *Sweet Area* wird in unterschiedlichen Themengebieten eine Art effektive Zone bezeichnet. Wenn sich etwas im Sweetspot befindet, hat es bzw. erhält es die optimale Wirkung. Mögliche freie Übersetzungen sind *optimaler Punkt*, *idealer Punkt* oder *optimaler Bereich/Region*. (https://de.wikipedia.org/wiki/Sweet_Spot)

Landscape-Analysen

- Welche externen, exogenen Entwicklungen sind über die bekannten relevanten Ereignisse und „Megatrends“ hinaus denkbar und welche Wirkungen auf Regime und Nischen können sie entfalten[7]? Wie können solche Entwicklungen z. B. in Modellen endogenisiert werden? Zum Beispiel die Ergebnisse der COP 21 in Paris.
- Risikoanalysen u. a. zu *black swans*[8]

Nischen-Analysen

- Welche „Ausrichtungen“ von Innovationen waren warum, wie und wann erfolgreich und welche nicht? Welche windows-of-opportunities werden wann benötigt bzw. wie können sie gezielt geöffnet und offen gehalten werden?
- Technologiespezifische Analyse möglicher windows-of-opportunities , um sich öffnende Zeitfenster zum Sprung von der Nische zum Trend bestmöglich nutzen zu können
- Komplementär begleitender Ansatz des Market Pull zum Technology Push, wenn deutlich wird, dass es notwendige Innovationen nicht aus eigener Kraft aus der Nische heraus schaffen sich zu entwickeln (Hilfsmittel: MLP)
- Wie entstehen Systeminnovationen und wie können sie gefördert bzw. vorangebracht werden? Welche Wirkungen haben sie im Vergleich zu Einzel-Innovationen? Welche sind künftig zu erwarten bzw. werden benötigt?
- Mehr experimentelle bzw. inter- und transdisziplinäre Forschung (siehe Kapitel 4.2) im Sinne von (zeitnaher) Umsetzungsforschung

Bei der Anwendung von MLP im oben genannten Sinne ist gemäß Geels (2018) zu beachten, dass

- sich die soziotechnischen Systeme (Zustände), die aus einer Vielzahl von verschiedenen und koevolutionären Elementen und ihren gegenseitigen Ausrichtungen bestehen, über einen längeren Zeitraum heraus bilden. Dies führt (zunächst) zu (systeminhärenten) Pfadabhängigkeiten und zu Widerständen gegenüber Änderungen des Systems durch etablierte Akteure und Regeln, die erst zu überwinden sind.
- Daraus folgt, dass nicht jede Innovation in den Nischen zu Änderungen des Regimes führen muss. Manchmal ist das Beharrungsvermögen des Regimes zu groß (zu stabil). Andersherum können Änderungen auf der Landscape-Ebene Druck auf das Regime ausüben und Innovationen aus den Nischen zum Durchbruch verhelfen. Somit kann die Kombination der Initialzündungen aus bottom-up, top-down und pro-aktiven Veränderungen entscheidend sein.

---

7 Beispiele für unterschätzte und schwer vorhersehbare „singuläre“ soziopolitische (radikale) Veränderungen (Disruptionen) sind z. B. Fukushima, Finanzkrise 2008, Explosion eines CNG PKW, anhaltende Zinskrise, Diesel-Betrugsskandal, Brexit und Flüchtlingskrise

8 Der “schwarze Schwan” bezeichnet seltene und höchst unwahrscheinliche Ereignisse (Ausreißer), die extreme Konsequenzen haben und die Neigung der Menschen im Nachhinein einfache und verständliche Erklärungen für diese Ereignisse zu finden https://de.wikipedia.org/wiki/Der_Schwarze_Schwan_(Nassim_Nicholas_Taleb)

- Bei einer Rekonfiguration des betrachteten Systems bezogen auf Regime, Nischen und Landscape ggf. auch eine Anpassung der MLP Analysen vorzunehmen ist und dass dabei verschiedene Änderungsgeschwindigkeiten und -grade zu beachten sind.

3 Ableitung von Forschungsbedarf am Beispiel von zwei ausgewählten Technologiefeldern

In diesem Kapitel wird die MLP aus Kapitel 2.2 exemplarisch auf die zwei konkreten Technologiefelder „Windenergie“ und „Wärmenetze“ angewendet. Nachdem im vorigen Kapitel das allgemeine Konzept der MLP eingeführt und auf die Energiewende angewendet wurde, ist es jetzt das Ziel, die MLP anhand der Fallbeispiele besser greifbar zu machen und konkretere Forschungsbedarfe abzuleiten. Abb. 3-1 ordnet die Bedingungen, Innovationen, F&E-Bedarfe und Zielzustände in den kommenden Transformationsphasen (siehe Kapitel 4.1) ein.

Bei der Analyse der F&E-Bedarfe ist zu beachten, dass es *nicht* darum geht, die in den jeweiligen Forschungsberichten zu den Technologiefeldern bereits gemachten Aussagen zu wiederholen. Ziel ist es vielmehr, *komplementäre* F&E-Bedarfe zu ermitteln, die zwar relevant für das Technologiefeld sind, deren Lösung aber jenseits dessen liegt.

Im Ergebnis wird somit einerseits ein allgemeiner, technologieübergreifender System-Forschungsbedarf abgeleitet (siehe. Kapitel 4). Zusätzlich wird ganz konkret beispielhaft für die beiden Technologiefelder Wind und Wärmenetze spezifischer System-Forschungsbedarf ermittelt. Die übrigen 28 Technologiefelder in der gleichen Detailtiefe zu untersuchen, konnte im Rahmen dieser Analyse nicht vorgenommen werden. Dies könnte Gegenstand weiterer Forschungsarbeiten sein.

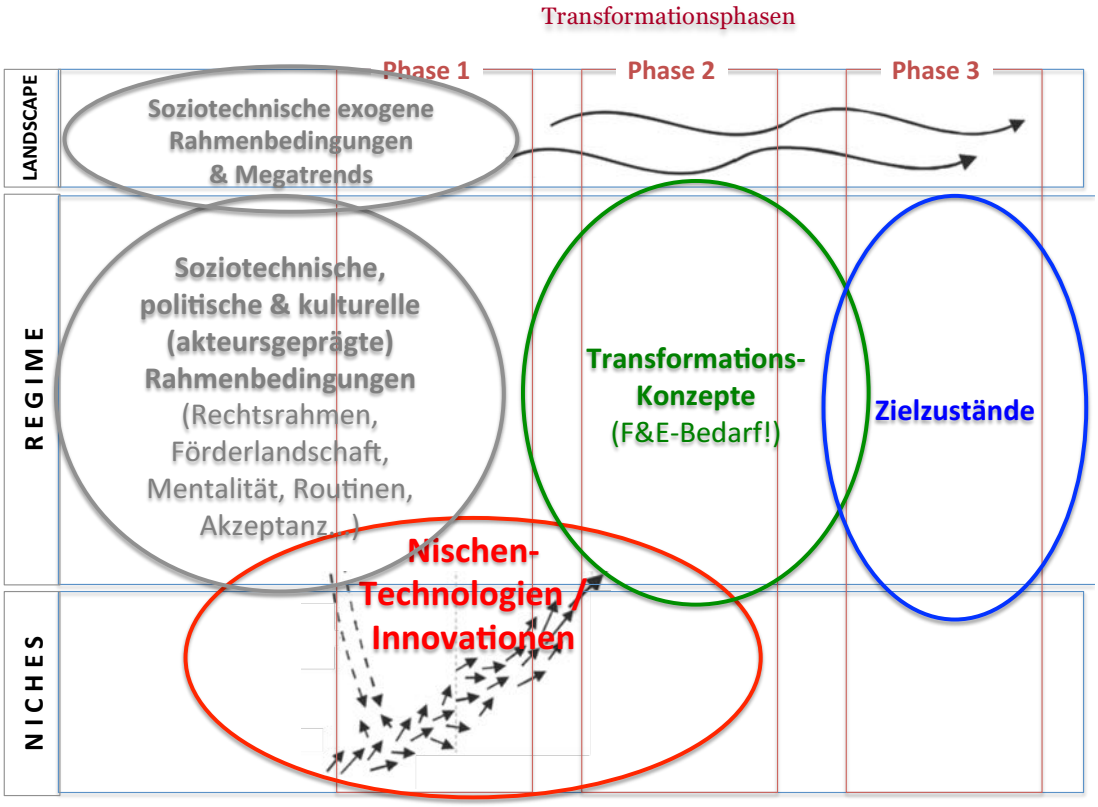


Abb. 3-1 Allgemeine Darstellung der MLP-Ebenen (als Basis für die folgenden Fallanalysen)

Bemerkung: Diese Darstellung orientiert sich an den kommenden drei Transformationsphasen (vgl. Abb. 4-2) und nicht an den vier MLP-Phasen für eine Transformation (vgl. Abb. 4-2). Bitte den Lesehinweis auf Seite 771 beachten!

3.1 „Systemischer“ F&E-Bedarf im Technologiefeld Wärmenetze

Die Energiewende in Deutschland hat in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Beim Ausbau der erneuerbare Energien im Wärmesektor fallen die Erfolge – insbesondere im Vergleich zum Stromsektor – jedoch bisher gering aus. Eine besondere Chance, aber auch eine besondere Herausforderung für die Wärmewende stellen insbesondere leitungsgebundene Wärmeversorgungsstrukturen dar. Wärmenetze bieten eine Reihe von Vorteilen bei der Umsetzung der Energiewende im Gebäudebereich, insbesondere durch die Möglichkeit, erneuerbare Energien, Abwärme, Kraft-Wärme- (Kälte)-Kopplung und Wärmespeicher in die Wärmeversorgung zu integrieren. Gleichzeitig bietet die netzgebundene Versorgung die Möglichkeit, Wärmequellen (z. B. industrielle oder kommunale Abwärme) und Wärmesenken (z. B. Wohnquartiere) zusammenzuführen. (Schüwer 2017)

Aufgrund ihrer hohen Kapitalbindung bei gleichzeitig hoher Lebensdauer müssen bei Wärmenetz-Infrastrukturen frühzeitig die richtigen Weichenstellungen in Richtung Energiewende vorgenommen werden. Eine Vielzahl von Akteuren wie Stadtwerke und Energieversorger, Planer und Handwerker bis hin zur Immobilienwirtschaft stehen vor der Schwierigkeit, einen langfristig kompatiblen Pfad in Richtung Klimaschutz und Energiewende einzuleiten.

Eine weitere Besonderheit von Wärmenetzen ist die disperse Akteurslandschaft auf der Nachfrageseite, wo einzelne Gebäudebesitzer über die Wahl ihrer Heizungstechnologie und somit - in der Gesamtheit - über den Fernwärme-Anschlussgrad entscheiden und die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzprojekten auf diese Weise in hohem Maße mitbestimmen.

Die Versorgungssituation ist geprägt durch eine Vielfalt an Gebäudetypen, Baualtersklassen, Sanierungsstandards und Besitzverhältnissen auf der Nachfrageseite und (konkurrierenden) Einzel-Heizungstechnologien auf der Angebotsseite. Aus der Tatsache, dass Wärmenetze natürliche Monopole darstellen, ergibt sich die Notwendigkeit staatlicher Regulierung.

3.1.1 Ausgangszustand

Einerseits werden heutige Wärmenetze (Stand 2016) in Deutschland bereits zu 83 % mit Wärme aus der Effizienztechnologie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gespeist. Andererseits ist jedoch der Anteil der eingespeisten industriellen Abwärme mit nur 2 % sehr gering. (AGFW 2017:9) Ferner dominieren bei der KWK-Wärmeerzeugung mit über 84 % die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Braunkohle mit ihren relativ hohen spezifischen CO_2-Emissionen. Als erneuerbare Energien (EE) werden bislang lediglich Biomasse (6 %) und (teilweise erneuerbarer) Müll (< 11 %) eingesetzt (AGFW 2017:22). Ferner weisen Fernwärmenetze ein hohes Temperaturniveau auf, welches zum einen relativ hohe Wärmeverluste (ca. 14 %) nach sich zieht und zum anderen erschwert, die großen brachliegenden Potenziale für CO_2-arme Wärmequellen (EE und Niedertemperatur-Abwärme) nutzbar zu machen.

3.1.2 Zielzustand

Langfristiges Ziel der Bundesregierung ist der treibhausgasneutrale Gebäudebestand im Jahr 2050. Dieses Ziel kann durch die Kombination nachfrageseitiger Effizienz-

maßnahmen auf der Gebäudeseite (Dämmung, Lüftung mit Wärmerückgewinnung, effiziente Heizungstechnologie) und angebotsseitiger CO_2-armer Energieträger (grüner Strom, grünes Gas und grüne Fernwärme) erreicht werden. Um „Grüne Fernwärme“ zu realisieren, müssen zukünftige Wärmenetze zu einem Sammler einer Vielzahl zukunftsfähiger Wärmequellen wie erneuerbare Energien (Biomasse und Biogas, Geothermie, Umgebungswärme, Solarenergie), sowie industrieller und kommunaler Abwärme ausgebaut werden. Zu der bereits etablierten Sektorkopplungstechnologie KWK (zentral und dezentral) kommen in Zukunft verstärkt auf erneuerbarer Stromerzeugung basierende Power-to-Heat- (Wärmepumpe und Elektrodenkessel) sowie Power-to-Gas-Lösungen (H_2, synthetisches Methan) hinzu. Zentraler Baustein eines zukünftigen Wärmenetzes ist ein großer Wärmespeicher, der einen zeitlichen (stündlichen bis saisonalen) Ausgleich der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen mit dem Wärmelastprofil ermöglicht.

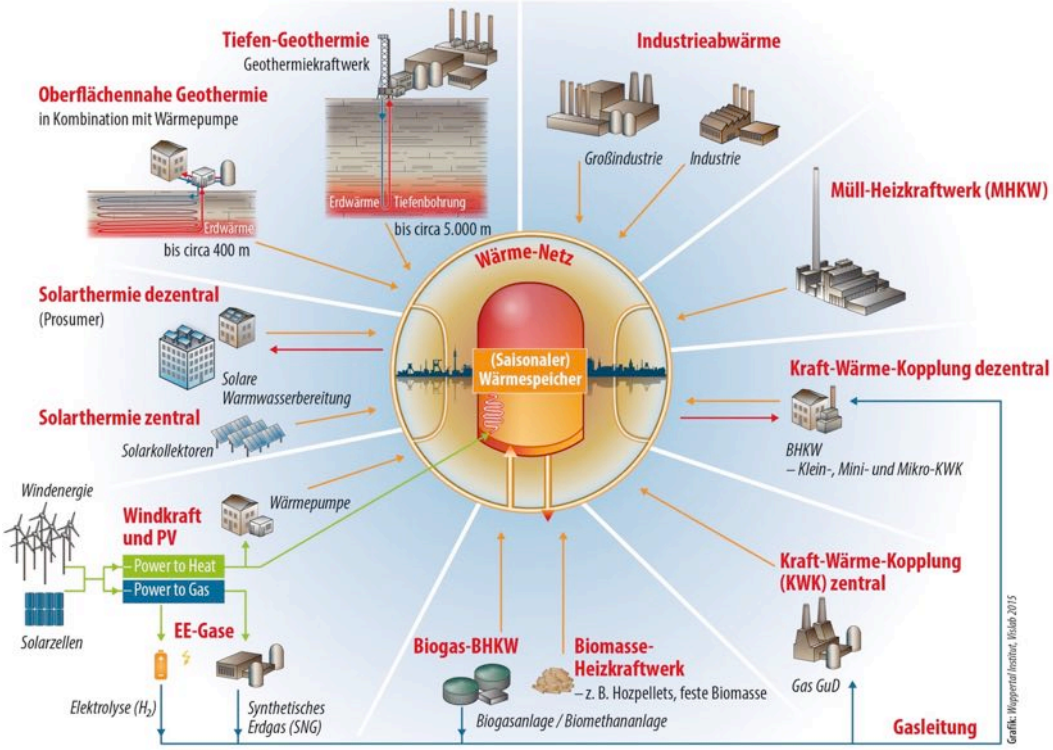


Abb. 3-2 Das Wärmenetz als Sammler und Lieferant für eine Vielfalt zukunftsfähiger Versorgungsoptionen

Quelle: eigene Darstellung

3.1.3 Systemtransformation

Um den oben beschriebenen Zielzustand zu erreichen, sind in Bezug auf Wärmenetze folgende Entwicklungen und Anpassungen erforderlich, die in Abb. 3-3 auf der Zeitachse skizziert sind:

- Erhöhung der Anteile erneuerbarer Wärme (aus Solarstrahlung, Biomasse-, Umgebungs- und Geothermiewärme, PtG und PtH aus erneuerbarem Strom)
- Erhöhung der KWK-Anteile mit CO_2-armen Energieträgern (Biomasse, Biogas, Abfälle, Geothermie, Erdgas, synthetische Gase)

- Absenkung der Netztemperaturen (Vorlauf und Rücklauf) bis hin zu LowEx-Konzepten (z. B. kalte Nahwärme, Fernwärme-Rücklaufeinbindung, Mehrstufen-Temperaturbereitstellung) als Voraussetzung zur Hebung der Niedertemperatur-Wärmepotenziale
- Ambitionierte energetische Sanierung von Gebäuden und insbesondere von Quartieren, um eine LowEx-Wärmeversorgung zu ermöglichen
- Absenkung der Wärmenetzverluste
- Umrüstung Dampf- zu Wassernetzen
- Wärme-Kälte-Kopplung („Wärmeschaukel“) durch Integration von Kältenetzen und Kälteanwendungen
- Integration großer (Tages- und saisonaler) Speicher
- Aufbrechen großer (FW-)Netze in dezentralere Einheiten (Subnetze)
- Zunehmende Bedeutung industrieller und kommunaler Abwärme und Wärme aus Müllheiz(kraft)werken
- Weiterentwicklung von Anlagen zu Latentwärmetransporten und zu thermo-chemischen Kaltnetzen
- Zunehmende Digitalisierung / Smart Energy
- Zunehmende Verzahnung und Wechselwirkung zwischen Erzeuger, Speicher und Nachfrager.

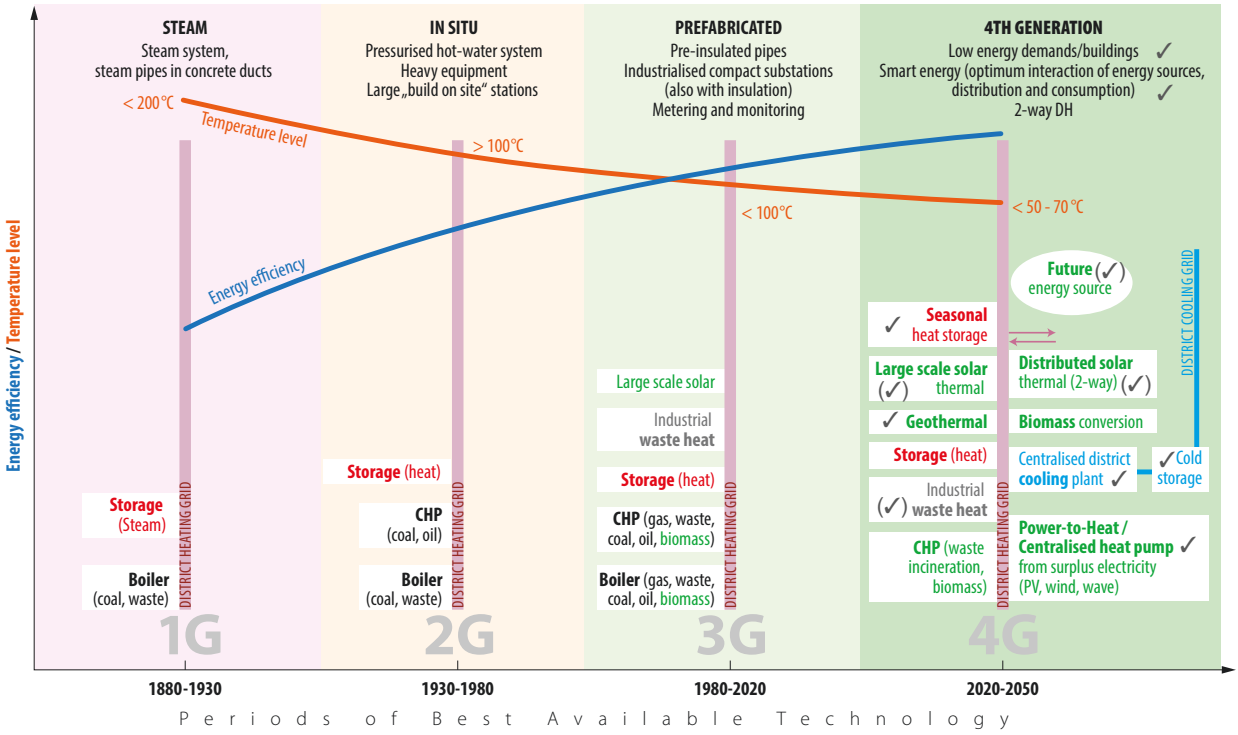


Abb. 3-3 Modell der vier Transformationsphasen (Generationen) für Wärmenetze (Haken = LowEx-fähige Technologien und Konzepte)

Bemerkung: Diese vier Phasen bzw. Generationen sind weder zwangsläufig identisch mit den vier MLP-Phasen (vgl. Abb. 2-1) noch mit den kommenden drei Transformationsphasen (vgl. Abb. 4-2), sondern sie grenzen sich durch die zunehmende Vielfalt an Technologien, der steigenden Effizienz, der sinkenden Temperaturen und weiterer Charakteristika ab. Bitte den Lesehinweis auf Seite 771 beachten!

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Lund et al. (2014)

In Tab. 3-1 sind beispielhaft einige Wärmenetz-relevante Nischen-(System-)Innovationen, ihre Treiber und Akteure aufgeführt.

Tab. 3-1 Beispiele für Wärmenetz-relevante Nischen-(System-)Innovationen, ihre Treiber und Akteure

Nischen-Entwicklung	Treiber / Lösungsansatz / Idee	Begünstigende Faktoren	Zentrale Akteure
Anschluss über Infrastrukturkanal	Hohe Anschlusskosten für konventionelle Technologie verhindert FW-Anschluss (im Neubau)	Bauboom (Neubausiedlungen)	Ingenieurbüros / Planer / Hersteller
Zentrale Solarthermie-Einspeisung	FEE-Boom (Wind & PV) → Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Sommer zunehmend unwirtschaftlich → Solarthermie in Konkurrenz zu (teurem) Gaskesselbetrieb	Skaleneffekte großer Solarthermieanlagen Trend zur Dekarbonisierung	Kommunale Versorger und Bürgerenergie-Genossenschaften (→ Dänemark!)
Bidirektionale Funktion (dezentrale Solarthermie-Einspeisung in Wärmenetz)	Nutzung von Solarwärmeüberschüssen	Digitalisierung	Anlagenhersteller
Sektorkopplung (Strom-Wärme, PtH, PtG...)	FEE-Überschüsse, niedrige bis negative Börsenstrompreise Begrenzte EE-Potenziale und schleppende Fortschritte bei der Wärmewende	Digitalisierung	Kommunale Versorger
LowEx-Konzepte (Rücklaufeinbindung, Mehrstufen-Temperaturbereitstellung....)	Einbindung von Niedertemperaturquellen (erneuerbare Energie, Umgebungswärme, Abwärme) Reduktion von Wärmeverteilverlusten Reduktion von Infrastrukturkosten (Kunststoff- statt Stahlrohre / weniger bis keine Dämmung)	Trend zu Flächenheizungen (im Neubau)	Ingenieurbüros / Planer

3.1.4 MLP und abgeleitete Forschungsfragen

In Abb. 3-4 sind die in Abb. 3-1 schematisch dargestellten Rahmenbedingungen auf Regime- und Landscape-Ebene, Zielzustände, Nischen-Technologien bzw. Innovationen sowie Transformationskonzepte explizit für das Themenfeld Wärmenetze aufgeschlüsselt.

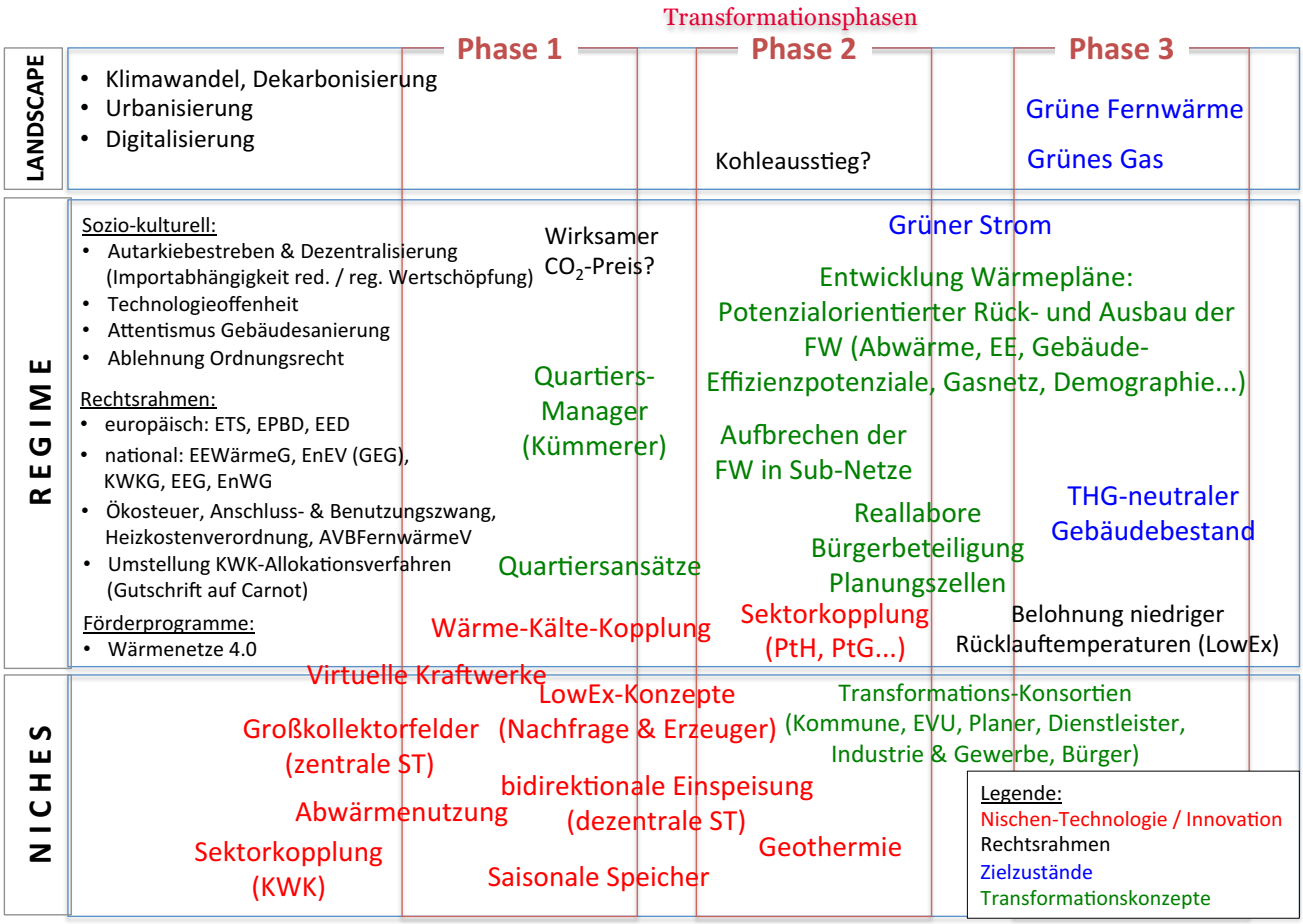


Abb. 3-4 MLP-Darstellung für die Transformation von Wärmenetzen

Bemerkung: Diese Darstellung orientiert sich an den kommenden drei Transformationsphasen (siehe Abb. 4-2) und nicht an den vier MLP-Phasen für eine Transformation (siehe Abb. 2-1). Bitte den Lesehinweis auf Seite 771 beachten!

Aus der obigen Analyse ergeben sich folgende Forschungsfragen in Bezug auf die Transformation von Wärmenetzen.

F&E zu Umsetzungsvoraussetzungen auf der Nachfrageseite:

- Welche technischen und praktischen Umsetzungs-Lösungen lassen sich für Mehrfamilienhäuser entwickeln, um dezentrale Gasetagenheizungen durch zentrale Heizsysteme zu ersetzen, so dass effiziente Technologien und erneuerbare Energieträger und ein Wärmenetzanschluss überhaupt erst zum Einsatz kommen können? Eine Herausforderung ist dabei die gleichzeitige Umstellung der dezentralen Warmwasserbereitung mittels Gaskessel auf z. B. etagenweise Trinkwasserstationen.
- Wie können Hausbesitzer überzeugt werden, sich an (nachhaltige) Wärmenetze anzuschließen, um somit die Wirtschaftlichkeit der Investitionen zu verbessern (Informationskampagnen, Malus-/Bonussysteme...)?
- Wie kann bei Nutzern Bewusstsein geschaffen werden für die Notwendigkeit, die Systemtemperaturen im Gebäude durch geeignete Maßnahmen (Dämmung, Flächenheizungen, hygienische Trinkwarmwasserbereitung...) abzusenken? Wie können LowEx-Belohnungssysteme etabliert werden und wie wären sich rechtlich umsetzbar?

F&E zu Umsetzungsvoraussetzungen auf der Angebotsseite:

- Welche technischen und gesellschaftlichen Herausforderungen sind mit der Etablierung von Niedertemperatur-Systemen (LowEx) verbunden? Und welche Herausforderungen mit der verstärkten Integration erneuerbarer Energien (neue Akteure, neue Kompetenzen, saisonale Schwankungen, stärkere Berücksichtigung der Nachfrageseite)?
- Wie kann der Prozess eines potenzialorientierten Ausbaus[9], Umbaus und ggf. auch Rückbaus von Wärmenetzen angestoßen, etabliert und standardisiert werden? Welche Tools können die Entscheidungsfindung vereinfachen und beschleunigen? Wie können kommunale Master-Wärmepläne entwickelt und durch die Politik unterstützt werden? Wie kann dabei aus erfolgreichen Erfahrungen aus dem Ausland (z. B. Dänemark) gelernt werden?
- Welche Flächen- und Potenzialrestriktionen müssen für flächen- bzw. raumintensive erneuerbare Energieerzeuger (Solarthermie, Geothermie, Aquiferspeicher, Windenergie…) beachtet werden?
- Wie kann das Aufbrechen der Wärmenetze in (dezentralere) Sub-Netze gestaltet werden? Welche politischen Rahmenbedingungen sind dafür erforderlich?
- Welche mess-, regel-, informations- und kommunikationstechnischen Erfordernisse ergeben sich aus den neuen Anforderungen wie Sektorkopplung (PtH, PtG…) und bidirektionale Einspeisung?
- Wie kann eine geeignete, an den Klimaschutzzielen orientierte Roadmap zur Entwicklung nachhaltiger Wärmenetze aussehen? Wann müssen welche Technologien (Einspeiser, energieeffiziente und LowEx-fähige Gebäude, Speicher, Netze und Kommunikationseinrichtungen) vorliegen?
- Welche Prozesse lassen sich etablieren, um Windows-of-Opportunities rechtzeitig zu erkennen und zu nutzen (Bsp.: anlassbezogene Nutzung kommunaler Abwasserwärme bei Entwicklung von Neubauquartieren, bei Quartierssanierung oder bei Kanalsanierung)?

F&E zu gesellschaftlichen Implikationen und Anreizmodellen:

- Welche Bedeutung haben gesellschaftliche Megatrends wie Urbanisierung, Silver-Society (alternde Gesellschaft), Migration, Klimawandel, Dezentralisierung und Digitalisierung in Bezug auf Wärmenetze?
- Wie müssen Bürgerbeteiligungen ausgestaltet werden, um die Umsetzungswahrscheinlichkeit von nachhaltigen Wärmenetzprojekten zu erhöhen?
- Wie kann eine interkommunale Einbindung über mehrere Städte und Stadtwerke hinweg gelingen?

9 „Potenzialorientiert“ meint hier unter Berücksichtigung räumlicher Potenziale erneuerbaren Energien, Abwärme und Gebäudeeffizienz sowie demographische Entwicklung vor Ort und konkurrierender Gasnetze.

- Wie können gesellschaftliche Akteure frühzeitig und in kooperativer Weise zusammengebracht werden? Wie können interdisziplinäre „Transformationskonsortien“ mit Vertretern aus Kommunen, Stadtwerken, Wissenschaft, Netzwerken, Herstellern und Planern aus unterschiedlichen Disziplinen etabliert werden, welche in der Lage sind, eine integrierte Analyse technisch-infrastruktureller sowie sozio-ökonomischer und -kultureller Umsetzungsvoraussetzungen vorzunehmen?
- Welche Hemmnisse müssen überwunden werden und welche Anreizinstrumente werden benötigt, um die brachliegenden Abwärmepotenziale zu heben (z. B. Deklarierung von Abwärme als entsorgungspflichtiger Abfall…)? (Schüwer 2016)
- Welcher finanziellen und fiskalischen Anreizmodelle bedarf es, um Akteuren langfristige Investitionssicherheit zu vermitteln (z. B. gestufte und planbare Einführung wirksamer CO_2-Preise, sukzessives Anheben einzuhaltender Energieeffizienzklassen für Gebäude etc.)? Wie kann eine begleitende Ausgestaltung wirkungsvoller Anreizmechanismen in Richtung Wärmewende allgemein und grüne Wärmenetze speziell aussehen? Beispielsweise soziale Ausgestaltung von
  - CO_2-Bepreisungsmechanismen… (vgl. sozial-ökologische Forschung SÖF)
  - sukzessivem Auslaufen fossiler Wärmeerzeuger (Gas- und Ölkessel)
    → siehe Bsp. Dänemark
  - Einführung von EE-Quoten für Fernwärme
- Wie kann eine sozioökonomische Begleitforschung zu technisch innovativen Förderprogrammen wie z. B. „Wärmenetzsysteme 4.0“ ausgestaltet werden?
- Welche Anreizstrukturen können speziell für LowEx-Konzepte geschaffen werden?
  - weitere Anstrengungen bei der Gebäudesanierung
  - Belohnungs- / Malus-Systeme für niedrige / hohe Rücklauftemperaturen
  - Etablierung von Flächenheizungen z. B. durch innovative Dämmsysteme (außenliegende Wandheizung)

3.2 „Systemischer“ F&E-Bedarf im Technologiefeld Windenergie

3.2.1 Windenergie in der Multi-Level-Perspective: Konkurrenz zum Regime

Windenergie an Land wird als eine energiewenderelevante Innovation im Elektrizitätsbereich betrachtet, welche die Nische bereits verlassen hat. Gemäß MLP-Systematik ist sie „in Konkurrenz zum Regime“ getreten (siehe Kapitel 2.2.1).

Diesen Erfolg hat die Windenergie verschiedenen positiven Treibern zu verdanken (Rogge et al 2015:20), die nach den MLP-Ebenen unterschieden werden können: In der Nischen-Ebene hat Windenergie eine hohe Dynamik, da es sich um die erneuerbare Energie mit der höchsten Wettbewerbsfähigkeit / dem größten Potenzial handelt. Auf der Regime-Ebene bestehen trotz steigender Akzeptanzprobleme vor Ort immer noch positive Einstellungen und gesellschaftliche Allianzen zur Unterstützung der Windenergie. Dies betrifft vor allem die Windenergie als klimafreundliche Alternative zur Atomenergie . Damit wird Windenergie gleichzeitig auf der Landscape-Ebene als ein Problemlöser für den Klimawandel gesehen. Weiterhin wird Windenergie - insbesondere in dezentraler Ausprägung an Land - energiepolitisch als eine Alternative zu den großen Energieversorgungsunternehmen (EVU) gesehen.

3.2.2 Soziotechnischer Wandel des Regimes

Mit dem Durchbruch der Windenergie hat gleichzeitig auch eine Destabilisierung des Regimes eingesetzt (Geels et al 2017). Im engeren Sinne sind hier Aspekte des Energiesystems zu nennen, vor allem zunehmende Schwierigkeiten bei der Aufnahme von Windkraftkapazität in vorhandene techno-ökonomische Strukturen. Hier werden zunehmend Anpassungen auf technischer (Netzführung, Netzausbau etc.), wie auf institutioneller Ebene (Marktdesign) notwendig. Im weiteren Sinne sind mit dem Durchbruch der Windenergie gesellschaftliche Änderungen auf Regime-Ebene eingetreten, insbesondere in Bezug auf die Akteure: der traditionell hohe politische Einfluss der EVU hat abgenommen, deren alte Geschäftsmodelle funktionieren nicht mehr und das EE-Geschäft haben sie bisher weitgehend verpasst bzw. erst in allerletzter Zeit aufgegriffen. Dagegen sind neue Akteure in den Markt eingetreten, welche die Umstrukturierungen als Chance sehen.

Mit dieser Destabilisierung des Regimes gehen eine Reihe von Konflikten bzw. *soziotechnischen* Problemen einher. Diese gehen über das einzelne Technologiefeld Windenergie hinaus und entstehen aus den oben genannten systemischen und gesellschaftlichen Änderungsprozessen, die mit der Integration großer Windkraftkapazität einhergehen.

Rogge et al. (2015) unterscheiden nach soziotechnischen Problemen im Erzeugungs-Regime einerseits und im Netzwerk-Regime andererseits. Im Erzeugungsregime (Rogge et al. 2015:6,31f) werden Schwierigkeiten und Unsicherheiten beim Kohleausstieg genannt. Weiterhin spielen Bedenken wegen (kurzfristiger) Wind-Ausbaukosten gegenüber langfristigen volkswirtschaftlichen Gewinnen (Aufbau neuer Industrie) eine Rolle. Trotz erster Anpassungen gibt es weiterhin Bedenken wegen neuer Markt- und Systemregeln zur Markt- und Systemintegration. Schließlich zeigen neue Abstandsregeln in Bayern & Nordrhein-Westfalen, dass politische Bedenken wegen potentieller öffentlicher Akzeptanzprobleme, insbesondere vor Ort, einen Einfluss auf den Ausbaupfad haben können.

Soziotechnische Probleme im Netzwerk-Regime (Rogge et al. 2015:6,36) bestehen vor allem in einer geringen öffentlichen Akzeptanz des Netzausbaus. Weiterhin gibt es Motivations- und finanzielle Hindernisse zur Nachfrageflexibilisierung (Smart Meter) sowie regulatorische Rigidität (lange Lebenszeit der Kapitalgüter, „konservatives Denken“). Schließlich sind Interessenkonflikte zwischen den Bundesländern und Wahlkreisen bei der Trassenplanung zu lösen.

Insgesamt verschiebt sich der F&E-Bedarf damit zunehmend auf die Lösung dieser soziotechnischen Herausforderungen der Systemumstellung. Neben eher „klassischen“ energiesystemischen Fragestellungen (die dennoch über das reine Technologiefeld hinausgehen – z. B.: Markt- und Systemregeln) betrifft dies eine Reihe weitergehender gesellschaftlicher Fragen. Für letztere bilden die genannten Erzeugungs- und Netzregimes zwar Kristallisationspunkte, sie gehen aber deutlich darüber hinaus. Besonders bei offenen Fragen – d. h. F&E-Bedarfen – zur Einbindung von Stakeholdern oder zu Umsetzungsdefiziten der Energiewende wird deutlich, dass es sich um gesellschaftliche Fragen handelt, die einen unmittelbaren Einfluss auf das Technologiefeld Windenergie haben, aber über die rein technologische Ebene hinausgehen.

3.2.3 F&E-Bedarf Technologieentwicklung und Systemintegration

Transdisziplinäre Einbindung von Stakeholdern

Eine bessere transdisziplinäre Einbindung von Stakeholdern wird als wesentliche Voraussetzung zur Verbesserung der Akzeptanz von Windenergie betrachtet. Dies gilt sowohl für den weiteren Ausbau von Windenergiekapazitäten selbst als auch für die zugehörige Netzinfrastruktur. Hier bestehen F&E-Bedarfe zur Erarbeitung von Strategien für unterschiedliche Formen der Beteiligung (finanzielle und andere). Weiterhin besteht insbesondere ein verstärkter F&E-Bedarf für neue Formate wie z. B. Reallabore (siehe Kap. 4.2).

Soziotechnische Begleitforschung

In der soziotechnischen Begleitforschung bestehen F&E-Bedarfe in der Abwägung der Vorteile (insbesondere geringe CO_2-Emissionen) der Windenergie mit anderen Umwelteffekten. Hier stehen Artenschutz-Konflikte und Flächenverbrauch der Windenergie im Fokus. Dazu gehören auch Strategien des Repowering und des Rückbaus. Weiterhin sind Recyclingfähigkeit und Rohstoffverbrauch (inklusiv kritischer Ressourcen) zu berücksichtigen.

Im direkten Zusammenhang mit der Einbindung von Stakeholdern steht die soziotechnische Begleitforschung zu den infrastrukturellen Folgen unterschiedlicher Ausbau-Verhältnisse der verschiedenen erneuerbaren Energien (insbesondere Wind-zu-PV): Unterschiedliche Verhältnisse haben unterschiedliche Implikationen für den notwendigen Netz- und Speicherausbau. Hier besteht F&E-Bedarf, um die unterschiedlichen Ausbauverhältnisse mit Akzeptanzgrenzen und gesellschaftlichen Präferenzen zu verschneiden.

Schließlich besteht F&E-Bedarf zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelleistung, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit etc.) in einem windbasierten System.

3.2.4 F&E-Bedarf Systeminnovation

Dezentralisierung, Sektorkopplung, Digitalisierung

Definitionsgemäß folgt die Systeminnovation als proaktive Strategie auf die Integration. Systemisch betrachtet besteht in Bezug auf Windenergie F&E-Bedarf zur Erhöhung der Aufnahmekapazität des Energiesystems für fluktuierenden Strom. Ein wichtiger Aspekt sind die Stromnetze, d. h. die Beseitigung und/oder das Management von Engpässen in Übertragungs- und Verteilnetzen (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau, NOVA). Damit verbunden besteht großer F&E-Bedarf in Bezug auf Digitalisierung (Smart Grids), Dezentralisierung und Sektorkopplung (Bidirektionalität der Verteilnetze, dezentrale Stromverwendung und –einspeisung). Insbesondere Digitalisierung kann als Landscape-Trend bezeichnet werden, der über das Technologiefeld Windenergie hinausgeht, aber auch Dezentralisierung und Sektorkopplung verändern nicht nur das Energiesystem, sondern auch die Gesellschaft grundlegend. Daher bestehen hier hohe F&E-Bedarfe zur Entwicklung proaktiver Strategien.

Marktbezogen besteht F&E-Bedarf zur Anpassung von Markt- und Systemregeln an die Eigenschaften der Windenergie (Kurzfristigkeit, Prognoseunsicherheit).

Potenzialanalysen Flexibilitätsoptionen

Durch die Kombination aus absehbarer Dominanz fluktuierender Einspeisung mit den oben genannten großen Trends Dezentralisierung, Sektorkopplung und Digitalisierung entsteht ein großer F&E-Bedarf für Potenzialanalysen für Flexibilitätsoptionen. Neben Flexibilisierung der Nachfrage, systemdienlichen Speichern und verschiedenen Optionen durch die Sektorkopplung betrifft dies auch die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkssegments (wodurch die Aufnahmefähigkeit für Windenergie steigt), wobei die Hemmnisanalyse des letzten Punkts zu weiterreichenden gesellschaftlichen Fragen führt.

3.2.5 F&E-Bedarf Systemtransformation (Systemanalyse)

Szenarien und Modelle

Es besteht auch F&E-Bedarf in der „klassischen“ Energiesystemmodellierung. Hier ist es notwendig, aktuelle und zukünftig absehbare Marktregeln (5-Minuten-Produkte, agentenbasierte Modellierung für Direktvermarktung) besser abzubilden. Weiterhin sollten die Windenergie-Eigenschaften in Modellen besser abgebildet werden (Kurzfristigkeit, Prognoseunsicherheit).

Defizit- & Hemmnis-Analysen /Market-pull- & Management-Instrumente

Es besteht hoher F&E-Bedarf zur Analyse und Überwindung politischer Hemmnisse und zur Entwicklung von Strategien zur Beseitigung derzeit vorherrschender Umsetzungsdefizite der Energiewende. Es handelt sich somit um Analysen politischer Prozesse und Durchsetzbarkeit, d. h. um alle jene Aspekte, die jenseits der „klassischen“ Energiesystemmodellierung liegen (Geels 2017).

Wesentliche F&E-Bedarfe bestehen für die Erforschung von Umsetzungsstrategien für Market-Pull-Instrumente im konventionellen Bereich des Energiesystems bzw. -markts, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Windenergie erhöhen. Dazu zählt vor allem die Umstrukturierung / Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerks-Segments. Hierfür ist ein Kohleausstieg notwendig und es bestehen vor allem F&E-Bedarfe für die Entwicklung von Strategien zur oben genannten politischen Durchsetzbarkeit. D. h. die Forschung muss neben energiesystemischen Bewertungen vor allem politische Analysen und Aspekte der Sozialverträglichkeit mit einbeziehen. Dazu gehören Strategien für ein sozialverträgliches Management des Strukturwandels. Auch hier ist die Nutzung neuer Formate (z. B. Reallabore) wichtig.

Ähnliches gilt für die notwendige Änderung des Preisgefüges, welche die Wettbewerbsfähigkeit der Windenergie erhöhen (und die externen Kosten des Klimawandels internalisieren) würde. Hier bestehen F&E-Bedarfe vor allem zur Verbesserung der politischen Durchsetzbarkeit von an sich bekannten Maßnahmen, wie Emissionshandel und CO_2-Steuern. Auch hier stehen die Analyse von Hemmnissen und die Ausarbeitung von politisch realistischen Umsetzungsstrategien im Vordergrund.

Weiterhin bestehen F&E-Bedarfe zur besseren Kommunikation der Finanzierung der Energiewende sowie eine (Weiter)Entwicklung transparenter Systeme zur Finanzierung unter Berücksichtigung externer Kosten der fossilen Referenzsysteme. Ersteres gilt vor allem mit Blick auf die verzerrte Kostendiskussion, die sich an der Höhe der EEG-Umlagen manifestiert. Weiterhin besteht ein Zusammenhang zum oben genannten Management des (fehlenden) Strukturwandels im Kraftwerks-Segments (niedrige Großhandelspreise).

Schließlich ist bei allen Analysen das Mehrebenensystem zu beachten: Hier besteht die Notwendigkeit, nationale Analysen auf EU- als auch auf kommunale Ebene auszuweiten.

Pfadabhängigkeiten

Schließlich bestehen F&E-Notwendigkeiten zur Analyse von Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekten, die in Bezug auf Windenergie eine Rolle spielen können. Dies betrifft z. B. die Auswirkungen von weiteren Verzögerungen beim Netzausbau. Weiterhin resultieren aus unterschiedlichen geographischen Verteilungen des Windenergieausbaus, die aus den Verzögerungen beim Netzausbau oder aus Akzeptanzproblemen des Windausbaus selbst entstehen können (Abstandsregeln), auch Pfadabhängigkeiten.

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Zur einem sollte sich die Forschung an der Phase, d. h. am Fortschritt der Energiewende orientieren (Kapitel 4.1). Dabei kommt neuen Forschungsformaten eine steigende Bedeutung zu (Kapitel 4.2). Schließlich werden die F&E-Empfehlungen auf die Ziele *Integration, Innovation, Transformation* heruntergebrochen (Kapitel 4.3).

4.1 Ausrichtung an Transformationsphasen der Energiewende

Eine Transformation des Energiesystems[10] erfolgt aufgrund der Größe und Komplexität des Systems in der Regel über einen längeren Zeitraum und wird durch eine Vielzahl von Faktoren bzw. Entwicklungen auch und gerade jenseits von Technologien beeinflusst. Sie ist durch einen Anfangszustand und einen davon (grundlegend) abweichendem Ziel- bzw. Endzustand des Systems gekennzeichnet. Dabei kann zwischen nicht-normativen (adaptiven/selbsteinstellenden, endogenen) und normativen (gesteuerten, exogenen) Transformationen unterschieden werden. Erstere finden durch fortlaufende Veränderungen und Innovationen ohnehin statt und können quasi als Referenz-Transformationen des Systems angesehen werden. Die normative Transformation folgt dagegen in der Regel einer Vision und strebt einen Zielzustand an, der durch einen oder wenige Meta-Parameter beschrieben wird. Zu den normativen Transformationen gehört z. B. kurz- bis mittelfristig der in Deutschland beschlossene Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022 und langfristig die Energiewende. Letztere wird bisher vor allem durch die beiden folgenden, übergeordneten Ziele bis zum Jahr 2050 bestimmt (BMWi/BMU 2010):

1 | Reduktion der jährlichen THG Emissionen um mindestens 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990
2 | Erhöhung des Anteils von erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf (mindestens) 80 % und am Bruttoendenergieverbrauch auf (mindestens) 60 %

Darüber hinaus bestehen weitere Zwischen- bzw. Teilziele, die sich auf verschiedene Zeiträume und Sektoren beziehen. Allein anhand dieser Zwischenziele und den damit verbundenen neuen Systemzuständen lässt sich die gesamte Transformation in Phasen unterteilen. Die fortlaufenden Entwicklungen führen jedoch auch unabhängig von diesen willkürlich abgrenzbaren Stadien zu Phasen (bzw. Zwischenzuständen), die sich in ihren grundlegenden Eigenschaften und Herausforderungen für die weitere Gestaltung der Transformation und damit für die Forschung und Entwicklung unterscheiden. Beispiele für entsprechende Phasenunterteilungen der Energiewende zeigen die folgende Abb. 4-1 und Abb. 4-2. Bei diesen Phasen handelt es sich nicht um MLP-Phasen (vgl. Abb. 3-1).

10 Dieses umfasst die einschlägigen technischen, ökonomischen/energiewirtschaftlichen und sozialen Bereiche wie z. B. Kraftwerke, Energieleitungen, Energiemärkte und Energiekunden sowie Energiepolitik.

	Phase 1 (ca. 1990–2014)	Phase 2 (ca. 2014–2025)	Phase 3 (ca. 2025–2040)	Phase 4 (ca. 2040–2060)
Angebot	• Dynamischer Ausbau der Erneuerbaren • Hoher Anteil privater Investitionen • Schrittweiser Ausstieg aus der Atomenergie • Auf- und Ausbau F&E-Kapazitäten	• Fortgesetzter Ausstieg aus der Kernenergie • Fortgesetzter EE-Ausbau, durch Lernkurveneffekte befördert • Zunehmende EE-Investitionen von Energieunternehmen • EE erbringen Systemdienstleistungen • Flexibilisierung des Kraftwerksparks • Zunahme der Eigenversorgung	• Abgeschlossener Ausstieg aus der Kernenergie • Fortgesetzter EE-Ausbau (verstärkt: Repowering) • Drastischer Rückgang Kohle-Verstromung • Schrittweise Substitution von Erdgas durch PtG	• Fortgesetzter EE-Ausbau • Deckung des zusätzlichen Strombedarfs teilweise durch EE-Importe • Zunehmende Bereitstellung synthetischer Kraftstoffe
Nachfrage	• Grundsätzliche Erkennt-	• Deutliche Effizienz-	• Nachfrage aufgrund	• Fortgesetzte Verdrän-

Abb. 4-1 Die Transformationsphasen des Energiesystems (vergrößerter Auszug aus der Abbildung zwecks besserer Lesbarkeit)

Quelle: Fischedick in FVEE (2014)

Abb. 4-2 Hauptphasen der Transformation des Energiesystems

Quelle: Henning in FVEE (2014)

Die vorherigen Phasendarstellungen beziehen sich zunächst auf unterschiedliche Indikatoren (EE-Anteile, technologische Reifegrade, Zeiträume und CO_2-Reduktion) und lassen sich damit nicht direkt vergleichen. Zudem werden sie verschieden ausführlich durch qualitative Beschreibungen der Eigenschaften und Trends abgegrenzt.

Für eine generelle Anwendung und stärkere Berücksichtigung von Transformationsphasen in der Energieforschung wird eine Strukturierung durch den gemeinsamen übergeordneten Leitindikator des THG-Reduktionsgrades als zielführend angesehen. Die Transformationsphasen sind daher in der Regel wie oben in Abb. 4-2 durch den roten Pfeil rechts abzugrenzen. Das bedeutet Phase 1 (0 bis -20 %), Phase 2 (-20 % bis -50 %), Phase 3 (-50 % bis -75 %) und Phase 4 (-75 % bis -100 %).

Dabei ist zu beachten, dass die Phasen sektoral und regional[11] betrachtet bereits fast alle vorkommen und daher differenziert zu betrachten bzw. auszuweisen sind.

Aus den Transformationsphasen werden die folgenden Anforderungen an die künftige Energieforschung inkl. *künftigem F&E-Bedarf* abgeleitet:

- Standardisierung der Erstellung und Auswertung von Transformationsphasen
- Bestimmung von Transformationsphasen (TP) ergänzend zum Strom auch für die anderen Endenergien (Brennstoffe, Kraftstoffe und Wärme) und anderen Sektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr, Landwirtschaft)
- Analyse von Wechselwirkungen zwischen den Transformationsphasen und der Wirkungen von Verzögerungen/Änderungen auf die Transformationsphasen
- Identifikation und Bewertung von Pfadabhängigkeiten in bzw. durch Transformationsphasen
- Ausrichtung der experimentellen Forschung (Reallabore, siehe unten) auf die verschiedenen Transformationsphasen

Die Bestimmung und Anwendung von Transformationsphasen kann sich ggf. deutlich von den Phasen unterscheiden, die durch die Anwendung der MLP entstehen (siehe Beispiele zu Wind und Wärmenetze). Es ist aber auch eine Verschneidung von beiden Analyseinstrumenten vorstellbar. Dies gehört im Sinne einer Weiterentwicklung mit zum künftigen Forschungsbedarf.

4.2 Stärkung experimenteller und umsetzungsorientierter Forschung durch Reallabore

Reallabore sind ein vieldiskutiertes neues Forschungsformat, das dazu dienen soll, die wissenschaftliche Forschung in der Gesellschaft „anschlussfähig“ zu machen[12]. Daher wird an dieser Stelle etwas ausführlicher auf dieses neue Forschungsformat eingegangen.

4.2.1 Warum und wozu Reallabore?

Reallabore sind neben der oben genannten MLP eine wichtig Ergänzung der bisher stark technologisch geprägten Energieforschung, im Sinne der folgenden Textpassage einer Rede anlässlich des Jubiläums „40 Jahre Energieforschungsprogramm der Bundesregierung“:

> „Die Energieversorgung ist ein Problem, das von Experten gelöst wird – vornehmlich mit technischen Mitteln. – Aus heutiger Sicht ist das eine fahrlässige Vereinfachung.“ (BMWi 2017).

Technologische Forschung und Entwicklung birgt generell das Risiko, dass bezogen auf die spätere Anwendung und Umsetzung an den Realitäten bzw. Erwartungen vorbei geforscht wird. Dazu gehören z. B. im Labor optimierte Heizungs-Technologien, die später nicht ohne Anpassung in den Keller (stationäre Brennstoffzelle) passen, fehlende Abstimmung und Unterschätzung bezogen auf systemrelevante Ent-

11 Die CO_2-Reduktionswerte reichen in Deutschland von nahezu 100 % (autarke Gemeinden bzw. Regionen mit ca. 100 % EE-Stromanteil) bis relativ gering (z. B. im Ruhrgebiet).

12 Ein wesentlicher Unterschied zu anderen transdisziplinären Methoden ist die stärkere räumliche Fokussierung.

wicklungen (50,2-Hz-Problematik bei PV) oder fehlende Standards (Laden von Elektroautos), die die Endkunden abschrecken. Darüber hinaus gibt es noch eine Vielzahl von möglichen Akzeptanzproblemen, die selbst eine sehr gute anwendungsorientierte Forschung noch zum Misserfolg führen kann.

Diese zum Teil unerwartbaren Probleme und Risiken (*black swans*) können naturgemäß nicht vollständig vermieden werden, aber sie können früher identifiziert und reduziert werden. Dazu gehören auf der anderen Seite der „Medaille“ auch unerwartete Zusatznutzen von Innovationen, die erst im Verlauf der Anwendung oder durch Zufall entdeckt werden. Eine zunehmend wichtige Lösung bieten die sogenannten Reallabore an, die gezielt u. a. Forschung und Anwendung auf Augenhöhe zusammenbringen.

Reallabore sind daher auch schon längst Teil der Energieforschung (vgl. BMWi 2017b: 33, 43):

- Mit dem Energy Lab 2.0 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 hierbei 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.
- Im Verkehrssektor stützt sich die Energiewende maßgeblich auf eine umfassende Elektrifizierung. 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 grund- legende 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.

Darüber hinaus hat eine Expertengruppe „Wissenschaft für Nachhaltigkeit“ im Auftrag des Baden-Württembergischen Wissenschaftsministeriums den Aufbau von „Reallaboren“ im Land als eine von sieben Empfehlungen erarbeitet. Deren Aufgabe ist, Transformationsprozesse zu einer Nachhaltigen Entwicklung gezielt wissenschaftlich anzuregen und zu begleiten. (MWK-BW 2013)

4.2.2 Was sind Reallabore?

Reallabore sind inter- und transdisziplinäre Forschungsdesigns, die die Forschenden und die Anwender bzw. „Praktiker“ zusammenbringen um möglichst reale „Experimente“ zum Forschungsthema durchzuführen und „Praxis-Wissen“ zu generieren und zu sammeln.

Nach der Metaanlyse in (Schäpke 2017 und Literaturangaben dort) können Reallabore u. a. wie folgt charakterisiert werden:

- Sie sind ein derzeit populärer Forschungsansatz an der Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Gesellschaft
- Sie werden als „wissenschaftlich konstruierte Räume einer kollaborativen Nachhaltigkeitsforschung mit Interventionscharakter“ definiert.
- Im Fokus steht dabei, über Experimente Lösungen für Nachhaltigkeitsherausforderungen zu entwickeln und zu testen sowie eine Transformation und die ihr zu Grunde liegenden Dynamiken vertieft zu verstehen.
- In Reallaboren soll Wissen „über soziale Dynamiken und Prozesse“, „nachhaltigkeitsorientierte Transformationsprozesse“ sowie kontextspezifisches, sozial robustes Wissen, welches die „soziale Innovationskraft vor Ort befördert“ entstehen – somit sollen System-, Ziel und Transformationswissen erzeugt werden.
- Reallabore sollen ein Instrumentarium bieten, um gesellschaftliche Probleme zusammen mit Wissenschaft und mit Partnern wie Kommunen, Verbänden und wirtschaftlichen Akteuren gemeinsam vor Ort zu bearbeiten. Durch eine wissenschaftliche Begleitung lassen sich so gesellschaftliche Transformationsprozesse wie z. B. die Sanierung von Stadtteilen, die Einführung nachhaltiger Mobilitäts- oder Energiesysteme besser verstehen und gestalten.

Ein zentraler Forschungsmodus im Rahmen von Reallaboren ist die transdisziplinäre Kooperation (siehe MWK-BW 2013).

4.2.3 Chancen, Risiken und Grenzen von Reallaboren

Mit der Durchführung von Reallaboren werden von Forschern und Praktikern aus den Reallaboren der ersten einschlägigen Förderlinie in Baden-Württemberg die folgenden Neuerungen und Chancen verbunden (Schäpke 2017:6f):

- Verschiedene Prinzipien von transzdisziplinärer Forschung umzusetzen
- Orte für neue Formen von Wissensproduktion zu entwickeln
- Eine Aktivierung, eine Ermächtigung und die Integration von gesellschaftlichen Akteuren zu ermöglichen
- Die hohe Komplexität [der Energiewende] in die gesellschaftliche Praxis zu tragen und transparent zu machen
- Praxis [Realitäten] und Forschung zusammenzubringen und alle Beteiligten in Verantwortung zu bringen sowie
- Die Wirkung und Qualität der Forschung an anderem Output/Impact (Ergebnis/Wirkung) wie z. B. Verstetigung und Ausbreitung zu messen.

Darüber hinaus bieten sie die Chance mehr konkretes Wissen über gesellschaftliche Hemmnisse und Probleme zu sammeln sowie über die Gründe für den Erfolg und (genauso wichtig) für den Misserfolg von Innovationen, Forschung und Entwicklung. Dadurch können sie essentiell zum besseren Verständnis von Transformationsprozessen und als Folge zu ihrer besseren Gestaltung beitragen.

Diesen Chancen sind jedoch immer auch gegen die folgenden Probleme und „Risiken“ abzuwägen (Schäpke 2017: 6f; ergänzt um eigene Annahmen):

- Zwischen den Arbeiten und Ergebnissen aus dem Reallabor und der (möglichen) Wirkung gibt es zeitliche Verzögerungen, die bei Wirkungs-Analysen zu beachten sind

- Unrealistische Ziele bzw. zu hohe Erwartungen können zu Konflikten und zum Scheitern führen und damit die Offenheit und Akzeptanz für Forschung bzw. Reallabore beschädigen
- Im Sinne von wissenschaftlichen Experimenten müssen sie jedoch ergebnisoffen sein und ein Scheitern erlauben, was im Konflikt zu (externen) Erfolgszwängen steht
- Die Ergebnisse aus den Reallaboren sind im Vergleich zu rein wissenschaftlichen Laborexperimenten nicht reproduzierbar und nur bedingt übertragbar bzw. skalierbar. Sie sind zudem bisher häufig lokal, thematisch und zeitlich relativ eng begrenzt.

Reallabore sind daher zwar sehr wichtig für das bessere Verständnis der Transformationsprozesse und ihre Gestaltung. Sie können sie jedoch nicht per se bzw. in einem ausreichenden Maße garantieren bzw. auslösen, sondern nur vorbereiten und unterstützen. Ohne Schaffung von adäquaten Rahmenbedingungen wie z. B. Einführung einer CO_2-Steuer oder konkreten Vorgaben für die energetische Gebäudesanierung oder den Kohleausstieg wird die Energiewende nicht gelingen.

4.2.4 Was folgt daraus für die künftige Energieforschung?

In erster Linie geht es darum, den Realitätscheck von anwendungsorientierter Forschung früher als heute üblich mitzudenken und durchzuführen. Das bedeutet, dass nicht-wissenschaftliche Stakeholder nicht erst z. B. ab einer Planung und Genehmigung von Pilotanlagen einbezogen werden, sondern schon beim Übergang vom Labor- in den Technikumsmaßstab, bei der Entwicklung von Anwendungsdesign und -strategie etc. Dafür bieten sich Reallabore, aber grundsätzlich auch andere Forschungsformate im Bereich von Akzeptanz und Partizipation an. Im einfachsten Fall sind bereits ein oder mehrere Workshops mit breiter Stakeholder-Beteiligung entlang des Forschungsvorhabens ausreichend, um eine praxisnähere Ausrichtung zu erreichen bzw. Fehlentwicklungen rechtzeitig identifizieren und reduzieren zu können.

Generell sind diesbezüglich die transdisziplinäre und die „experimentelle“ Energieforschung weiter zu stärken. Dabei sind zusätzlich methodische Anleihen an angrenzende Forschungszweige wie z. B. der Komplexitätsforschung, Entscheidungs- und Emergenztheorie bzw. des sogenannte „Cynefin-Frameworks“[13] vorzunehmen.

4.3 Forschungsbedarfe in den Bereichen Systemintegration, -innovation und -transformation (inkl. Systemanalyse)

4.3.1 F&E-Bedarf im Bereich Technologieentwicklung und Systemintegration

- Soziotechnische Begleitforschung (ex-post und ex-ante) zu allen technologischen Förderinitiativen und -projekten mit Fokus auf Umsetzungsdefizite, Wechselwir-

[13] Dieses stützt sich auf Forschungen aus der Theorie komplexer adaptiver Systeme, Kognitionswissenschaft, Anthropologie und narrativer Muster, sowie der evolutionären Psychologie. Es „untersucht die Beziehung zwischen Mensch, Erfahrung und Kontext“ und schlägt neue Wege vor für Kommunikation, Entscheidungsfindung, Richtlinienfindung und Wissensmanagement in komplexen sozialen Umfeld.“ (Wikipedia)

kungen 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.

4.3.2 F&E-Bedarf im Bereich 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 adaptiven Einsatzstrategien.

4.3.3 F&E-Bedarf im Bereich Systemtransformation (Systemanalyse)

- Szenarien und Modelle für ambitioniertere THG-Reduktionsziele (mindestens 95 %) sowie an Transformationsphasen und deren Übergängen, um Lock-In Effekte zu erkennen/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).

Literaturverzeichnis

AGFW (2017): AGFW-Hauptbericht 2016. Statistik. Frankfurt a.M.: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/. Letzter Zugriff: 09 March 2018.

BMWi (2017a): 40 Jahre Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Monatsbericht 6-2017 https://www.BMWi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2017-06-40-jahre-energieforschung.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Letzter Zugriff: 25.01.18

BMWi 2017b (Hrsg.): Bundesbericht Energieforschung 2017 – Forschungsförderung für die Energiewende; Berlin, März 2017

BMWi (2018): 40 Jahre Energieforschung: Forschen für die Energiewende – Zukunftstrends der Energieforschung; http://www.BMWi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/40-jahre-energieforschungsprogramm.html. Letzter Zugriff: 25.01.18

BMWi, BMU (2010): Energiekonzept. Für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. 28.09.2010

DPG (2017): Energieforschungsprogramme 1974 bis heute https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/ueberblick/geschichte/energieforschung-ab-1974/. Letzter Zugriff: 25.01.18

Geels, F. W. (2004): Processes and patterns in transitions and system innovations: Refining the co-evolutionary multi-level perspective; Technological Forecasting & Social Change 72 (2005) 681–696; Aug. 2004

Geels, F. W. (2014): Deliverable D2.1: Analysis of green niche- innovations and their momentum in the two pathways (Main report: Introduction and findings); PATHWAYS project – Exploring transition pathways to sustainable, low carbon societies; Grant Agreement number 603942; Dez. 2014

Geels, F. W. 2018: Disruption and low-carbon system transformation: Progress and new challenges in socio-technical transitions research and the Multi-Level Perspective, *Energy Research &Social Science*, Vol 37, S. 224-231

Geels, F. W., Sovacool, B. K., Schwanen, T., Sorrel, S. (2017): The Socio-Technical Dynamics of Low-Carbon Transitions. *Joule* 1, pp. 463-479, November 15

Hauff, V. (2017): 40 Jahre Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Rede im Rahmen des Festakts https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/4EC70D7200923446E0539A695E86A000/live/document/Rede_Dr_Volker_Hauff.pdf. Letzter Zugriff: 25.01.18

itt (2018): Systeminnovationen. https://www.iit-berlin.de/de/themenfelder/systeminnovationen. Letzter Zugriff: 17.12.2017

Lund, H.; Werner, S.; Wiltshire, R.; Svendsen, S.; Thorsen, J. E.; Hvelplund, F.; Mathiesen, B. V. (2014): 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy 681–11. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089.

MWK-BW (Hrsg.) 2013: „Wissenschaft für Nachhaltigkeit – Herausforderung und Chance für das baden-württembergische Wissenschaftssystem; Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg; Juni 2013

Rogge, K., Friedrichsen, N., Schlomann, B. (2015): *Exploring transition pathways to sustainable, low carbon societies*; Pathways-Project. deliverable D2.3: Integrated analysis of the feasibility of different transition pathways; Country report 1: Feasibility of transition pathways in German electricity system; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, Karlsruhe, December 11, 2015

Schäpke, N. et al. (2017). Reallabore im Kontext transformativer Forschung. Ansatzpunkte zur Konzeption und Einbettung in den internationalen Forschungsstand. (No. 1/2017) Leuphana Universität Lüneburg, Institut für Ethik und Transdisziplinäre Nachhaltig- keitsforschung.

Schrape, J-F. (2014): Kurze Einführung in die Multi-Level Perspective. Skript vom 18.11.2014. https://gedankenstrich.org/wp-content/uploads/2014/11/Kurze-Einf%C3%BChrung-in-die-Multi-Level-Perspective.pdf. Letzter Zugriff: 23.01.2018

Schüwer, D. (2016): Abwärmenutzungspotenziale in NRW - Vorstellung der aktuellen Studie im Auftrag des MKULNV. Presented at the Tagung der EA-NRW ‘Sektorübergreifende Transformation unseres Energiesystems’, Vortrag, Düsseldorf. https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/581. Letzter Zugriff: 05 April 2017.

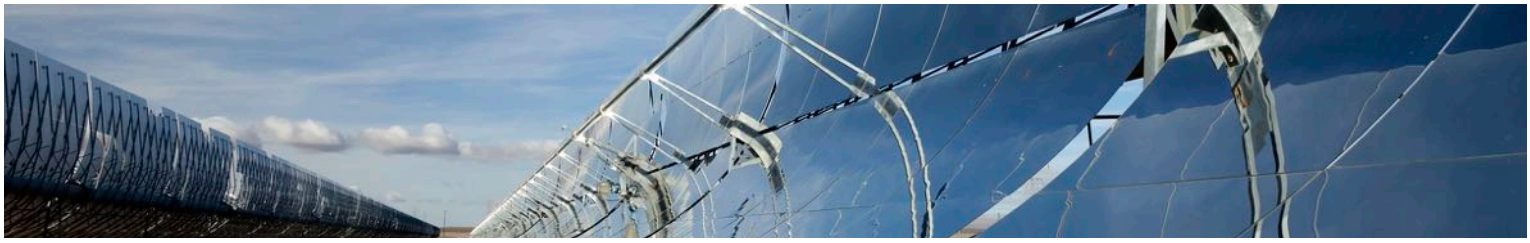
Schüwer, D. (2017): Konversion der Wärmeversorgungsstrukturen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et) 6.

Wagner, H.-F. 2017: "Energieforschungsprogramme von 1974 bis heute"; https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/ueberblick/... Letzter Zugriff: 25.01.18

Wettengl, S. (1999): Initiierung technologischer Systeminnovationen: Wege zur Vermeidung von Abwarteblockaden in Innovationsnetzwerken. Göttingen. Vandenhoek & Rupprecht

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.

Innerhalb des Vorhabens wurden insgesamt 31 Technologiefelder aus dem Energiesektor analysiert, die 7 verschiedenen Technologiebereichen zugeordnet wurden. Der vorliegende „Technologiebericht – Band 2“ dokumentiert die Technologiebewertung der Bereiche Sektorkopplung, Energie- und Ressourceneffizienz in Gebäuden sowie in der Industrie und integrative Aspekte. Jedes Technologiefeld wird mit 12 Bewertungskriterien evaluiert, die nach dem klimapolitischen und energiewirtschaftlichen Beitrag der jeweiligen Technologien, der Positionierung deutscher Unternehmen sowie nach Technologieoffenheit und Systemaspekten fragen. Abschließend werden für jedes Technologiefeld Forschungs- & Entwicklungs-Empfehlungen für die öffentliche Hand zusammengefasst.

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