

SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT

Materialien

Mai 2016

Bioenergie

Technologiesteckbrief zur Analyse
„Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“

Eckhard Weidner | Peter Elsner (Hrsg.)

„Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Projekt von:

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Eckhard Weidner
Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen
E-Mail: eckhard.weidner@umsicht.fraunhofer.de

Prof. Dr. Peter Elsner
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7
76327 Pfinztal
E-Mail: peter.elsner@ict.fraunhofer.de

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Geschäftsstelle, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

Koordinierungsstelle

Dr. Ulrich Glotzbach
Leiter der Koordinierungsstelle Energiesysteme der Zukunft
Hauptstadtbüro
Pariser Platz 4a, 10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30 206 79 57 - 32
E-Mail: glotzbach@acatech.de

Koordination / Redaktion

Dr. Berit Erlach, acatech
Benedikt Lünz, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch, Karlsruher Institut für Technologie

Gestaltung und Satz

Annett Eichstaedt, Karlsruhe
unicommunication.de, Berlin

Das Akademienprojekt

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ erarbeitet Stellungnahmen und Analysen zur Gestaltung der Energiewende. Stellungnahmen enthalten Handlungsoptionen für die Transformation des Energiesystems und werden nach externer Begutachtung vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet. Analysen sind Ergebnisberichte von Arbeitsgruppen. Die inhaltliche Verantwortung für Analysen liegt bei den Autoren. Sofern eine Analyse Bewertungen enthält, geben diese die persönliche Meinung der Autoren wieder.



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Inhalt

Inhalt.....	3
Abkürzungen und Einheiten	5
Methodik und Arbeitsweise.....	6
1 Einleitung.....	9
2 Biogasanlagen.....	11
2.1 Beschreibung.....	11
2.2 Technische und ökonomische Daten	11
2.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	15
2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	17
2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	17
3 Holzheizkraftwerke mit Wasserdampfkreislauf.....	18
3.1 Beschreibung.....	18
3.2 Technische und ökonomische Daten	19
3.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	22
3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	23
3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	24
4 Holzvergasungsanlagen.....	25
4.1 Beschreibung.....	25
4.2 Technische und ökonomische Daten	27
4.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	29
4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	31
4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	32
5 Intelligente Biomasseheiztechnologien	34
5.1 Beschreibung.....	34
5.2 Technische und ökonomische Daten	34
5.3 Interdisziplinäre Beurteilung.....	36
5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	38
5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	38

6	Hydrothermale Karbonisierung.....	39
6.1	Beschreibung.....	39
6.2	Technische und ökonomische Daten	40
6.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	41
6.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	42
6.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	42
7	Hydrothermale Verflüssigung	44
7.1	Beschreibung.....	44
7.2	Interdisziplinäre Beurteilung.....	45
7.3	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	45
7.4	Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf	46
8	Schnellpyrolyseanlagen	47
8.1	Beschreibung.....	47
8.2	Technische und ökonomische Daten	48
8.3	Interdisziplinäre Beurteilung.....	49
8.4	Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit	49
8.5	Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf	50
9	Akzeptanz von Bioenergie	51
9.1	Allgemeine Einstellungen zu erneuerbaren Energien, Bioenergie und Biomasse	51
9.2	Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme	53
9.3	Beteiligung und Wertschöpfung als Schlüssel zur Akzeptanz	56
	Literatur.....	60

Abkürzungen

AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
DME	Dimethylether
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FWL	Feuerungswärmeleistung
HTC	Hydrothermale Karbonisierung
HTL	Hydrothermale Verflüssigung
HTU	Hydro Thermal Upgrading
IÖW	Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
ORC	Organic Rankine Cycle
PN	Nennleistung
SNG	Substitute beziehungsweise Synthetic Natural Gas
TRL	Technology Readiness Level
VOV	Vor-Ort-Verstromung
VZÄ	Vollzeitäquivalent

Einheiten

a	Jahr(e)
Gew-%	Gewichtsprozent
GW	Gigawatt (GW _e : elektrisch, GW _t : thermisch)
GW h	Gigawattstunde ((GW h) _e : elektrisch, (GW h) _t : thermisch)
h	Stunde(n)
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt (kW _e : elektrisch, kW _t : thermisch)
kW h	Kilowattstunde ((kW h) _e : elektrisch, (kW h) _t : thermisch)
m³ i. N.	Kubikmeter im Normzustand (bei 0 °C und 1.013,25 Millibar)
MJ	Megajoule
MW	Megawatt (MW _e : elektrisch, MW _t : thermisch)
MW h	Megawattstunde ((MW h) _e : elektrisch, (MW h) _t : thermisch)

Methodik und Arbeitsweise

Dieser Steckbrief entstand im Rahmen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“. Er dokumentiert die Ergebnisse der Fachgruppe Bioenergie.

Die Ad-hoc-Arbeitsgruppe Flexibilitätskonzepte hat analysiert, wie die Stromversorgung im Jahr 2050 mit einer CO₂-Einsparung gegenüber 1990 von 80 bis 100 Prozent gestaltet werden könnte. Dabei lag der Fokus darauf, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Für verschiedene Szenarien wurde untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch sogenannte Flexibilitäts Technologien – flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau – ergänzt werden kann. Hierbei war es das Ziel, sämtliche Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität zu erfassen und zu charakterisieren, um deren Einsatzmöglichkeiten in unterschiedlich ausgeprägten Stromsystemen im Jahr 2050 zu identifizieren.

Um eine valide und aussagekräftige Datenbasis zu erhalten, wurde ein breiter Konsultationsprozess mit Expertinnen und Experten aus Industrie und Wissenschaft durchgeführt. In zehn Fachgruppen wurden die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität analysiert und einer einheitlichen interdisziplinären Bewertung unterzogen.

Die Fachgruppen bearbeiteten folgende Themenkomplexe:

- Windkraftanlagen
- Photovoltaik
- Bioenergie
- Solarthermische Kraftwerke
- Geothermische Kraftwerke
- Konventionelle Kraftwerke
- Energiespeicher
- Demand-Side-Management im Strommarkt
- Demand-Side-Management im Wärmemarkt
- Stromnetze

Der Stand der Technik und die Entwicklungspotenziale für die Zeithorizonte 2023 und 2050 sowie der Forschungs- und Entwicklungsbedarf wurden soweit wie möglich erfasst. Als Basis für die Modellrechnungen, die für die anschließende Analyse *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge*¹ durchgeführt wurden, wurden Technologieparameter wie zum Beispiel Kostendaten und Wirkungsgrade geschätzt. Außerdem wurden Fragen der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Materialverfügbarkeit und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts zur Umsetzung der verschiedenen Technologien diskutiert und mithilfe einer Ampelsystematik bewertet. Das Bewertungsschema ist in Tabelle 1

¹ Elsner et al. 2015.

dargestellt. Die Ergebnisse der interdisziplinären Bewertung wurden als Diskussionsgrundlage verwendet, um die Parametersätze für die Modellrechnungen zu definieren.

	Materialverfügbarkeit	Gesellschaftliche Akzeptanz	Energiewirtschaftsrecht inkl. Regulierung	Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	Technologie
	Verfügbarkeit so hoch, dass Einsatz nicht limitiert ist. Keine Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich	Hohe Akzeptanz: Weder lokal noch national sind Einwände zu erwarten	Kein Handlungsbedarf, entwickelt sich im bestehenden Rechtsrahmen gut	Keine Konflikte erkennbar	Die Technologie ist bereits heute weit entwickelt und großtechnisch einsetzbar. Es besteht ausreichend Betriebserfahrung.
	Verfügbarkeit vorhanden, aber Maßnahmen zur langfristigen Sicherung erforderlich (zum Beispiel kontinuierliche Innovationsanstrengungen wie Exploration, Verbesserung der Akzeptanz, politische Maßnahmen)	Generell hohe Akzeptanz: Geringe Einflussfaktoren sind möglich, die bei der Umsetzung der Technik Beachtung finden sollten.	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Probleme durch leichte Anpassung des bestehenden Rechts möglich (Verordnungen)	Die Technologie ist weit entwickelt. Mehrjährige erfolgreiche Betriebserfahrung mit Demonstrationsanlagen unter realistischen Bedingungen
	Unter bestimmten Umständen könnte die Verfügbarkeit kritisch werden, erhebliche Maßnahmen zur Sicherung der Ressourcen erforderlich. Recycling jenseits des Energieoptimums notwendig	Akzeptanz regional/lokal fraglich. Umfangreiche Aufklärung erforderlich. Verantwortliche müssen Akzeptanzprobleme beachten	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze notwendig	Umfangreiche Änderungen und neue Gesetze ohne Absenkung von Standards notwendig	Keine Erfahrung mit großtechnischen Anlagen, Erhebliche F&E-Anstrengungen sind bis zur großtechnischen Umsetzbarkeit erforderlich
	Verfügbarkeit kritisch, so dass Alternativtechnologien in Erwägung gezogen werden müssen, wenn es nicht gelingt, die Verfügbarkeit erheblich zu verbessern	Akzeptanz gering. Um Technik in relevantem Umfang einzusetzen, sollte Bevölkerung in Entscheidungsfindungsprozess eingebunden werden	Umfangreiche Änderungen erforderlich, die möglicherweise nicht umsetzbar sind	Umsetzung der Technologie bei umfassender Überarbeitung des Bau-, Umwelt- oder Immissionsschutzrechts in Europa möglich, Absenkungen von Standards notwendig	Technologie in frühem Entwicklungsstadium. Auch mit größeren F&E-Anstrengungen ist die großtechnische Umsetzbarkeit 2050 ungewiss
	Verfügbarkeit so gering, dass Technologie nicht in relevantem Umfang einsetzbar ist	In Deutschland nicht (mehr) durchsetzbar	Für einen Betrieb der Technologie notwendiger Rechtsrahmen aus heutiger Sicht nicht möglich oder sinnvoll	Für einen Betrieb der Technologie notwendige Veränderungen des Rechtsrahmens aus heutiger Sicht nicht möglich	Großtechnische Umsetzbarkeit bis 2050 unwahrscheinlich

Tabelle 1: Bewertungsschema für die interdisziplinäre Betrachtung jenseits der technisch-ökonomischen Bewertung in einem Ampelschema mit fünf Abstufungen von grün bis rot²

Die gleichnamigen *Steckbriefe* stellen das Ergebnis der Datenerhebung und Technologiebewertung durch die Fachgruppen von Mai bis November 2014 dar. Im Rahmen einer dreitägigen Klausurtagung vom 02. bis 04. Dezember 2014, an der die Leiter der Fachgruppen teilnahmen, wurden die Ergebnisse der Fachgruppen vorgestellt und diskutiert. Darauf basierend wurde der Satz an Flexibilitätstechnologien, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden, ausgewählt, und die Modellierungsannahmen (zum Beispiel Wirkungsgrade, Kosten) wurden festgelegt. Im Sinne der Konsistenz wurde dabei für die Modellrechnungen teilweise von den in den Steckbriefen dargestellten Zahlenwerten abgewichen. Der vollständige Satz an Modellierungsparametern ist im Anhang der Analyse³ dokumentiert.

Die Steckbriefe stellen eine von Expertinnen und Experten erstellte Datensammlung für Technologien im Energiesystem dar. Diese richtet sich unter anderem an Energiesystem-Modellierer, denen sie als Grundlage für die Darstellung verschiedener Technologien im Modell dienen kann. Außerdem stellen

² Auch bei hoher Materialverfügbarkeit (dunkelgrün, hellgrün) ist das Recycling von Metallen sinnvoll, da es energetisch günstiger ist als die Primärgewinnung, außer wenn die Metalle in höchst komplexen Materialien mit anderen Metallen vermischt sind. Bei schlechterer Verfügbarkeit (gelb, orange) ist Recycling auch bei niedrigen Konzentrationen und komplexer Vermischung sinnvoll (vgl. Wellmer/Herzig 2016).

³ Elsner et al. 2015.

sie dem Fachpublikum Hintergrundinformationen zur Herleitung der Parameter für die in der Ad-hoc-Gruppe durchgeführten Modellrechnungen zur Verfügung, um diese nachvollziehbar zu machen.⁴

⁴ Damit möchte die Arbeitsgruppe die verwendete Datengrundlage transparent machen – im Sinne der im Projekt ESYS definierten Anforderungen an Energiesystemmodelle für die wissenschaftliche Politikberatung (vgl. aca-tech/Lepoldina/Akademienunion 2015).

1 Einleitung

Biomasse kann vielseitig eingesetzt werden: für die Erzeugung von Strom und Wärme, für die Gewinnung von Biomaterialien und Zwischenprodukten der chemischen Industrie und zur Gewinnung von Kraftstoffen. Nachwachsende Rohstoffe und organische Reststoffe leisten als einzige regenerative Energieträger bereits heute einen nennenswerten und effizienten Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs. So stammen 92 Prozent der aus erneuerbaren Energien erzeugten Wärme aus Bioenergie. Auch für den Verkehrssektor ist Bioenergie von Bedeutung. Von der derzeit in Deutschland für die Produktion von nachwachsenden Rohstoffen genutzten Fläche entfällt etwa die Hälfte (1,2 Millionen Hektar) auf die Produktion von Rohstoffen für flüssige Biokraftstoffe. Die Erzeugung in Deutschland betrug 2012 etwa 2,7 Millionen Tonnen Biodiesel und 0,6 Millionen Tonnen Bioethanol. Der über die Beimischungspflicht definierte Bedarf kann daraus alleine nicht gedeckt werden. Deshalb werden Biokraftstoffe international produziert und importiert.

Auf dem Weg zu einer langfristigen Bioökonomiestrategie kann Biomasse daher nicht allein als Energieträger zur Stromerzeugung betrachtet werden. Vor diesem Hintergrund wurden von der Fachgruppe nicht nur Technologien untersucht, die primär der Stromerzeugung dienen, sondern auch übergreifende Konzepte. Dabei wurden sowohl etablierte Technologien als auch in der Entwicklung befindliche Zukunftstechnologien berücksichtigt.

Für die verschiedenen Nutzungspfade steht im Wesentlichen Bioenergie aus folgenden Quellen zur Verfügung:

Holzwirtschaft

Trotz vorhandener Potenziale und sogar steigender Vorräte⁵ ist dieses Marktsegment nur teilweise kalkulierbar. Der Markt funktioniert als Spotmarkt und unterliegt sprunghaften Preisänderungen. Langfristige Lieferverträge sind in der Branche (noch) nicht üblich, zur Absicherung von Anlageinvestitionen jedoch nahezu unverzichtbar. Zusätzliche Potenziale können durch den Anbau von Kurzumtriebsholz geschaffen werden.

Landwirtschaftliche Bioenergiebereitstellung

Im Sektor der landwirtschaftlichen Bioenergieproduktion werden derzeit 2,07 Millionen Hektar Ackerfläche genutzt. Hinzu kommen 0,26 Millionen Hektar für den Anbau von Industriepflanzen. Das entspricht etwa 20 Prozent der in Deutschland vorhandenen Ackerfläche. Der Anbau von Biomasse zur energetischen Nutzung steht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und zur Bereitstellung von Biomasse für die stoffliche Nutzung. Welcher Teil der landwirtschaftlichen Fläche für die Bioenergiebereitstellung verwendet werden soll, muss in einer sektorenübergreifenden Biomassestrategie geklärt werden. Durch verbesserte Kaskaden- und Koppelproduktnutzung können vorhandene Potenziale agrarwirtschaftlicher Biomasse besser ausgeschöpft werden. Die Nachhaltigkeit des Biomasseanbaus wird innerhalb der EU über die Cross-Compliance-Richtlinien analog zum Nahrungsmittelanbau sichergestellt.

⁵ BMEL 2014.

Reststoffnutzung

Organische Reststoffe und Abfälle stehen nur in begrenztem Maße zur Verfügung und sind aufgrund komplexer Strukturen im Entsorgungswesen schwer für die energetische Nutzung zu erschließen. Für die installierte Stromleistung prognostiziert die BMU-Leitstudie 2011 für biogenen Abfall einen Ausbau von 1,35 GW (2011) auf 1,7 GW (2050).⁶ Höhere Potenziale bestehen für den großen Markt landwirtschaftlicher Reststoffe. Aufgrund der Verzahnung der Märkte käme es bei einer vermehrten energetischen Nutzung dieser Reststoffe zu Verschiebungen im Bereich der Futtermittel, der Bodenverbesserungsmittel (Humusbilanz der Ackerböden) und weiterer Märkte, wodurch eine genaue Prognose des tatsächlich für die energetische Nutzung erschließbaren Potenzials komplex ist.

Eine detaillierte Analyse von insgesamt 93 Arten von Biomasse in den Kategorien Holz- und forstwirtschaftliche Reststoffe, Landwirtschaftliche Nebenprodukte, Siedlungsabfälle, Industrielle Reststoffe und Reststoffe von sonstigen Flächen beziffert das ungenutzte technische Potenzial auf 30,9 Millionen Tonnen Trockensubstanz pro Jahr.⁷ Dieses setzt sich hauptsächlich aus Waldrestholz (ca. 38 Prozent), tierischen Exkremente (ca. 29 Prozent) und Getreidestroh (ca. 27 Prozent) zusammen. Im Bereich Siedlungsabfälle und industrielle Reststoffe gibt aufgrund der in Deutschland geltenden Entsorgungs- und Verwertungspflicht gemäß des Kreislaufwirtschaftsgesetzes von 2012 hingegen kaum ungenutzte Potenziale. Ein Teil der 67,4 Millionen Tonnen Trockensubstanz an Abfall- und Reststoffen, die bereits stofflich oder energetisch genutzt werden, könnte jedoch möglicherweise in effizientere Nutzungspfade umgelenkt werden.

⁶ BMU 2012, Szenario 2011 A.

⁷ FNR 2015.

2 Biogasanlagen⁸⁹

2.1 Beschreibung

Eine Biogasanlage (BGA) dient der Produktion von Biogas aus Biomasse durch anaerobe Vergärung. Das Anlagenschema ist in Abbildung 1 dargestellt. Die Anlage besteht in der Regel aus einem oder mehreren Fermentern (Bioreaktoren) mit Substrateintragssystem, einem Gasspeicher (zum Beispiel als Gasspeicherdach im Fermenter integriert), der Gasverwertung durch ein Blockheizkraftwerk und dem Gärrestlager. Eine Alternative zur Nutzung des Biogases als Brennstoff für ein Blockheizkraftwerk ist die Aufbereitung zu Biomethan mit Einspeisung in das Erdgasnetz.

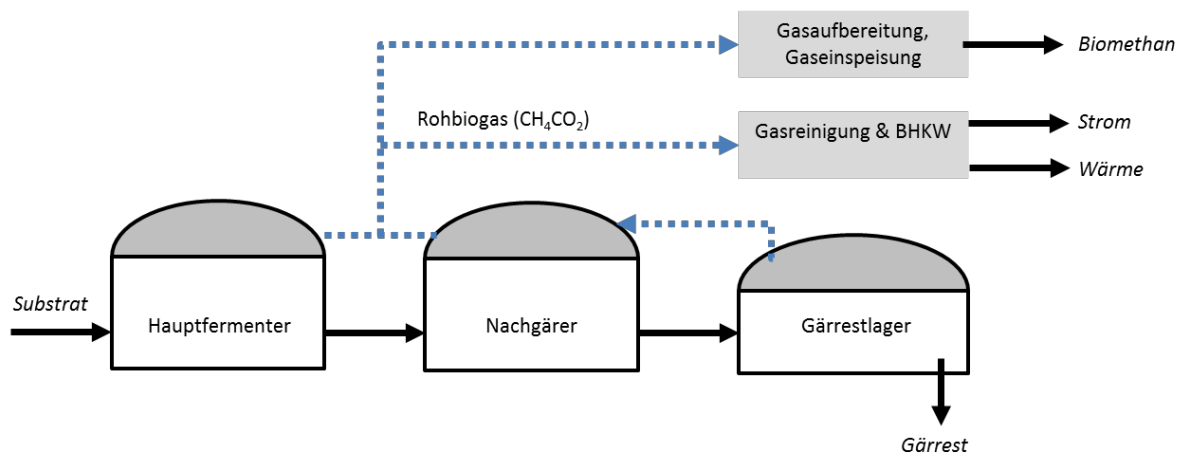


Abbildung 1: Anlagenschema einer Biogasanlage¹⁰

Biogas ist ein gut speicherbarer erneuerbarer Energieträger. Biogasanlagen können flexibel betrieben werden und sowohl Gas- als auch Strom- und Wärmebereitstellung an den jeweiligen Bedarf anpassen. Hierzu bedarf es entsprechender Maßnahmen in baulicher Ausstattung beziehungsweise im Anlagenbetrieb wie zum Beispiel der Abstimmung der Substratzugabe beziehungsweise der Fermenterfütterung. Weitere Maßnahmen betreffen die Erhöhung der installierten Anlagenleistung (durch Zubau weiterer Blockheizkraftwerke, BHKW) oder den Austausch alter BHKW durch größere und effizientere BHKW-Module), die Vergrößerung der Gasspeicherkapazität (zum Beispiel durch zusätzliche Gasspeicher, Ersatz von Einfachfoliendach durch Doppelmembranspeicherdach beziehungsweise Tragluftdach) und den Zubau von Wärmespeicherkapazität zur Speicherung der Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

2.2 Technische und ökonomische Daten

Die technologischen Entwicklungsmöglichkeiten von Biogasanlagen weisen grundsätzlich eine große Bandbreite auf. Die tatsächlich umsetzbaren Optionen sind jedoch aufgrund der derzeit kaum ein-

⁸ Die Darstellungen in dieser Beschreibung und auch die technischen Daten in den Tabellen beziehen sich auf eine Biogasanlage mit einer Rohbiogasproduktion von 250 m³ i. N/h.

⁹ DBFZ 2014; Häring et al 2013.

¹⁰ Sabine Strauch, eigene Darstellung.

schätzbaren weiteren Entwicklungen des wirtschaftspolitischen Rahmens stark beeinflusst, sodass sichere Aussagen zur Weiterentwicklung der Technologie nicht gemacht werden können.

Im Folgenden sind die technischen Daten für heute bestehende Biogasanlagen angegeben, wobei der Fokus auf Anlagen mit Vor-Ort-Verstromung (VOV) in einem BHKW liegt, die mit einer hohen Auslastung laufen. Bis 2023 sind abgesehen von einer in überschaubarem Maß durchgeführten Flexibilisierung von Bestandsanlagen durch Ausbau der installierten BHKW-Leistung keine wesentlichen technologischen Weiterentwicklungen zu erwarten.

In der Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“¹¹ wird Bioenergie hingegen als Flexibilitätstechnologie zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen betrachtet. Den Modellrechnungen liegen Biogasanlagen mit Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und Einspeisung ins Erdgasnetz zugrunde. Das erzeugte Biomethan wird dann in Gas- oder Gas-und-Dampfkraftwerken eingesetzt.

Die Herstellungskosten für Biomethan werden im Wesentlichen durch die Biomassekosten bestimmt. Diese sind abhängig von der Art der Biomasse und der Marktsituation (Angebot und Nachfrage) und variieren stark. So lagen die Herstellungskosten für Biomethan im Jahr 2013 zwischen 28 und 124 €/MWh (bezogen auf den Heizwert).¹²

Technisch

	2013 (Durchschnitt Bestand)	Anmerkungen
Durchschnittlich erzeugte Gasmenge von BGA mit VOV in m ³ i. N./h	Gesamt: 0,9 Millionen ¹³ (heterogen verteilt auf ca. 8.600 Anlagen. Minimum 8, Maximum 5 000, häufig im Bereich von ca. 80 bis 200)	Annahme: 8.400 Betriebsstunden
Durchschnittlich erzeugte Gasmenge von BGA mit VOV in m ³ i. N./a	Gesamt: 7,8 Milliarden ¹⁴ (heterogen verteilt auf ca. 8.600 Anlagen. Minimum 60.000, Maximum 40 Millionen, häufig im Bereich von ca. 0,6 bis 1,6 Millionen)	Rückrechnung aus Strommenge (bei einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW von 38 %). Das Biogas könnte nach Anlagenanrüstung theoretisch auch in das Erdgasnetz eingespeist werden (BGA mit Biogasaufbereitungsanlage).
Durchschnittlich erzeugbare jährliche Strommenge von BGA mit VOV in kW h	Biogas: 27,9 Milliarden Klärgas: 1,37 Milliarden ¹⁵ Gesamt: 29,27 Milliarden (heterogen verteilt auf ca. 8.900 Anlagen. Minimum 230.000, Maximum 156 Millionen, häufig im Bereich von ca. 2,3 bis 6,2 Millionen)	Gesamtbestand laut Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik Angabe zu Einzelanlage durch Rückrechnung anhand 7.800 Volllaststunden für Biogasanlagen Ende 2013

¹¹ Elsner et al. 2015.

¹² Bundesnetzagentur 2014.

¹³ Bezogen auf CH₄ (Biogas ist eine Mischung aus CH₄ und CO₂).

¹⁴ Bezogen auf CH₄ (Biogas ist eine Mischung aus CH₄ und CO₂).

¹⁵ BMWi 2013.

	2013 (Durchschnitt Bestand)	Anmerkungen
Durchschnittliche jährliche Wärmemenge ¹⁶ von BGA mit VOV in kW h	Gesamt: 25 Milliarden (heterogen verteilt auf ca. 8.900 Anlagen. Minimum 199.000, Maximum 133 Millionen, häufig im Bereich von ca. 2,0 bis 5,3 Millionen)	Rückrechnung aus Strommenge (theoretischer thermischer Wirkungsgrad 45 %); verfügbare Wärmemenge 34,66 Milliarden kW h; 28 % Abzug wegen Eigenwärme
Durchschnittliche jährliche Einspeisemenge von Biogaseinspeise-Anlagen ins Gasnetz in m³ i. N.	Gesamt: 520 Millionen Einzelanlage: ca. 3,6 Millionen	Angabe zu Einzelanlage durch Rückrechnung anhand 144 Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan Ende 2013 ¹⁷
Durchschnittliche jährliche Einspeisemenge von Biogaseinspeise-Anlagen ins Gasnetz in kW h	Gesamt: 5,03 Milliarden Einzelanlage: ca. 35 Millionen	Angabe zu Einzelanlage durch Rückrechnung anhand 144 Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan Ende 2013 ¹⁸
Anfahrzeit kalt in min	BHKW: 3 min Biogasanlage 30 Tage	Definition Kaltstart BHKW: Anfahren über Rampe mit Mindestmotorkühlkreislauf-temperatur 20 °C Definition Kaltstart BGA: Fermenter mit aktiver Biomasse, Temperatur ca. 20 °C
Anfahrzeit heiß in min	BHKW: 3 min Biogasanlage ca. 5 Tage	Definition Kaltstart: Anfahren über Rampe mit Betriebstemperatur des Motorkühlkreislaufts 60 °C Definition Heißstart BGA: Fermenter mit aktiver Biomasse, aber keiner nennenswerten Gasproduktion (mehrere Tage ohne Substratzufuhr), Temperatur ca. 38 °C
Lebensdauer in a	BHKW: 10–25 inklusive Generalüberholung alle 60.000 Betriebsstunden	
Verfügbarkeit in h/a	8.400	
Volllaststunden in h/a	7.650–8.000 ¹⁹	

Tabelle 2: Technische Daten Biogasanlage²⁰¹⁶ Wärmeerzeugung bei gleichzeitiger Stromerzeugung in KWK mit Motor-BHKW.¹⁷ Bundesnetzagentur 2014.¹⁸ Bundesnetzagentur 2014.¹⁹ 2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen): 4.000 h/a.²⁰ Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur Gaserzeugung. Das Gas kann zur Stromerzeugung sowie zur Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden.

Ökonomisch (für eine typisierte Anlage zur Vor-Ort-Verstromung mit einer elektrischen Leistung von 500 kW mit Auslegung auf Jahresvolllastbetrieb)

	2013 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Investitionen in €/kW (netto)	Landwirtschaftliche BGA einschließlich BHKW ohne Flexibilisierung: 4.000–4.500	
Investitionen in €/kW (netto)	Landwirtschaftliche BGA für flexiblen Betrieb einschließlich BHKW: 5.000–5.500 ²¹	Im Vergleich zur nicht flexiblen Anlage: Verdoppelung der installierten elektrischen Anlagenleistung, zusätzliche Kosten für Trafo, Gasspeicher
Brennstoffkosten in €/a	275.000–385.000	11.000 t Biomasse/Energiepflanzen à 25–35 €/t ²² (variiert stark entsprechend den Einsatzstoffen); Gülle frei Anlage
Art der genutzten Biomasse	Ganzpflanzensilagen (Mais, Roggen), Zuckerrüben, Gülle	
Menge der Biomasse in t/a	ca. 11.000	
Energieinhalt der Biomasse in (kW h)/t	Maissilage: 1.060 Zuckerrübe: 753 Hühnertrockenkot: 825 Rindergülle: 167	
Betriebskosten ohne Brennstoff in €/a	130.000–140.000 ²³	Annahme: Betriebspersonal 50.000 €/a, Wartungskosten 1,5 % vom Invest, 7 % Eigenstrombedarf, extern gedeckt zu 16 €cent/kW h _e
Wartungskosten in % von Investitionen/a	ca. 1,5	
Brennstoffkosten ²⁴ in €/(kW h) _e	6,5–9,2 €cent/kW h _e	
Kosten Brennstoffe und Betrieb in €/(kW h) _e	9,6–12,5 €cent/kW h _e	Investitionskosten nicht berücksichtigt
Brennstoffkosten in €/(kW h) _{Gas}	2,5–3,5 €cent/(kW h)	
Kosten Brennstoffe und Betrieb in €/(kW h) _{Gas}	3,6–4,7 €cent/(kW h)	Investitionskosten nicht berücksichtigt

²¹ Bezogen auf die Bemessungsleistung der Anlage.

²² Die Substratpreise unterliegen deutlichen jährlichen Fluktuationen. Dieser Tabelle liegen die Substratpreise des Jahres 2013 zugrunde. Zudem gibt es abhängig von den eingesetzten Substraten eine große Spannweite bei den Preisen.

²³ Einschließlich Wartungskosten.

²⁴ Substratkosten gemäß genanntem Ansatz. Bei Einsatz von günstigeren Substraten, zum Beispiel Abfällen, können zum Teil deutlich günstigere Brennstoffkosten realisiert werden.

	2013 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Kosten andere Produkte		Wärmeerlöse: 2–5 €cent/(kW h) _v , Gärreste: Düngewert vs. Entsorgungsaufwand (perspektivisch: steigender Nährstoffwert insbesondere Phosphor)

Tabelle 3: Ökonomische Daten Biogasanlage

Technische Potenziale

Die installierte elektrische Bemessungsleistung der deutschen Biogasanlagen betrug 2013 etwa 3,8 GW (Biogas-VOV 3,4 GW_e Biomethan-Äquivalenzleistung von etwa 0,4 GW_e). Die Biogasanlage mit etwa 500 kW_e (250 Nm³/h RBG) auf NawaRo-Basis stellt hierbei eine relativ häufig vorkommende Anlagenkonstellation dar. Bezogen auf die Biogasenergie, die aus den Einsatzstoffen erzeugt wurde, entsprechen diese Werte einem Energiebetrag von etwa 85.000 GWh/a. Das zukünftig erschließbare technische Potenzial für den weiteren Ausbau wird in verschiedenen Studien mit einer relativ großen Spannbreite angegeben und reicht von einer Reduzierung des derzeit genutzten Potenzials auf 70.000 GWh/a bis zu einem weiteren Ausbau auf etwa 140.000 GWh/a bis zum Jahr 2020.²⁵

Aufgrund der aktuellen politischen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2014 wird kein weiterer Zubau für diesen Anlagentyp erwartet, obwohl nachhaltig erschließbares Biomassepotenzial vorhanden ist.

Der Zubau in den nächsten Jahren wird sich voraussichtlich auf wenige Bioabfallvergärungsanlagen im kommunalen Bereich sowie kleine Gülleanlagen (bis 75 kW) beschränken, wodurch das Potenzial dieser Technologie nicht ausgeschöpft wird.

2.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelanalyse

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 4: Ampelanalyse Biogasanlagen

²⁵ FNR 2012.

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
	• Zum Beispiel Flexibilität bezüglich nutzbarer Biomassen • Vorhandene nationale Potenziale nutzen (Energiepflanzen, Reststoffe (Gülle, Stroh), Landschaftspflegematerial, Bioabfälle) • Einsparung von Treibhausgas in allen Nutzungspfaden (zum Teil abhängig von Referenzsystem und Betriebsweise) • Hohe Marktreife der Technologie	• Geringe Dynamik der Biogaserzeugung • Geringe Kostensenkungspotenziale • Akzeptanz zum Teil gering (Diskussion um Vermaisung, Kosten, Nitratbelastung des Grundwassers, EEG-Umlage, Flächenkonkurrenz etc.)
intern ²⁶	Chancen	Risiken
	• Biogas kann bei entsprechender Flexibilisierung verschiedene Systemdienstleistungen erbringen • In Kombination mit Power-to-Gas zusätzliche Stromspeicheroption • Grundlastfähige regenerative Energieerzeugung • Attraktive Alternative im Biokraftstoffmarkt mit hoher Treibhausgas-Einsparung und etablierter Compressed-Natural-Gas-Infrastruktur • Beitrag zur Versorgungssicherheit/Unabhängigkeit fossiler Ressourcen • Stärkung dezentraler Versorgungsstrukturen	• Bei Bestandsanlagen häufig geringe Wärmenutzungsgrade wegen ländlicher Lage • Begrenzte Biomasseverfügbarkeit/Konkurrenz zu Nahrungsmittelproduktion und zur stofflichen Nutzung • Abhängigkeit von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen • Sozial-ökologische Probleme durch Anbaubiomasse
extern ²⁷		

Tabelle 5: SWOT-Analyse Biogasanlage

Gesellschaftliche Akzeptanz

Mögliche Akzeptanzprobleme, die im Zusammenhang mit Biogasanlagen genannt werden, sind Geruchsbelästigungen, erhöhtes Verkehrsaufkommen, gesundheitliche Einschränkungen, Luftverschmutzung sowie sozial-ökologische Probleme wie Flächenkonkurrenz (zu Nahrungsmittelproduktion und stofflicher Nutzung), vermehrte Monokulturen, Verlust der Artenvielfalt, Gefährdung von Grundwasser und der Anbau genetischer Pflanzen. Die sozial-ökologischen Probleme betreffen vornehmlich Biogas aus Anbaubiomasse in Abgrenzung zu Biogas aus Reststoffen. In der Berichterstattung zu Energie aus Biogas dominieren Themen wie Vermaisung und Flächenkonkurrenz („Tank-Teller“) gegenüber positiven Themen wie flexible Stromproduktion. Die Akzeptanz gegenüber Biogasanlagen steigt in der Regel, wenn Kosten und Nutzen, die mit dem Anlagenbetrieb einhergehen, verteilt werden, sprich Bürgerinnen und Bürger finanzielle Teilhabemöglichkeiten haben.

²⁶ Technologieinhärente Faktoren.

²⁷ Das Technologieumfeld betreffende Faktoren.

Rechtliche Hindernisse

Derzeit machen die ungünstigen politischen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 Neubauprojekte im Bereich Strom aus Biomasse wirtschaftlich nicht darstellbar. Vor allem Biomethanprojekte sind derzeit mit unsicherer Zukunft, da kein direkter Bestandsschutz vorliegt und Absatzmärkte eingebrochen sind (EEG, Biokraftstoffquote etc.). Zudem ist die Genehmigungspraxis für Gülleanlagen als schwierig einzustufen. Des Weiteren wurden im EEG Regelungen zur Flächennutzung eingefügt, die normalerweise im Fachrecht geregelt werden. Hierdurch hat sich die Zahl zusätzlicher unberechenbarer Parameter für die Technologie erhöht. Kurze Laufzeiten der Abfallausschreibung beeinflussen die Abschreibungszeiträume von Bioabfallvergärungsanlagen.

2.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Es besteht eine hohe Marktreife der Technologie. Alle Hersteller von Biogasanlagen und Gasmotoren haben Angebote zur Flexibilisierung von Biogasanlagen im Portfolio. Zudem existieren Anbieter von Direktvermarktungsmodellen. Begrenzungen herrschen zum Teil durch die Genehmigungsprozedere. Beispielsweise führt eine Vergrößerung des Gasspeichers zu Auflagen nach der Störfallverordnung. Aktuell existieren wenig ökonomische Anreize zur Flexibilisierung.

2.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Die heute installierte Biogasleistung von 3,8 GW kann durch Überbau (Erhöhung der installierten Anlagenleistung ohne Strommehrertrag) flexibilisiert werden und einen relevanten Beitrag zur Deckung von Residuallast (max. 80 GW_e) leisten.²⁸

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2023

Forschungsbedarf besteht bei der Anlagensteuerung und -überwachung, der Integration von Biogas, der Biogaseinspeisung und bei Power-to-Gas-Konzepten. Weitere Entwicklungen beinhalten Konzepte zum flexiblen Betrieb bei gleichzeitig hohen Wärmenutzungsgraden, Entwürfe zum Strommarktdesign und die Definition von Rolle und Beitrag von Biogas im Energiesystem. Zudem stehen die technische und ökonomische Bewertung für Folgekonzepte (Post-EEG) und mögliche Leistungen des Anlagenbestandes bisher aus.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2050

Eine Neubewertung für Biomassenutzung ist für die Abwägung gegen andere Flexibilitätsoptionen notwendig.

²⁸ Fraunhofer IWES 2014.

3 Holzheizkraftwerke mit Wasserdampfkreislauf

3.1 Beschreibung

Holzheizkraftwerke mit Wasserdampfkreislauf basieren auf Standardtechnologie aus der Kraftwerkstechnik. Primärer Konversionsschritt ist die Biomasseverbrennung, während die Wandlung der thermischen in mechanische (und damit elektrische) Energie auf dem thermodynamischen Kreisprozess mit Wasserdampf beruht. Ein vereinfachtes Anlagenschema ist in Abbildung 2 dargestellt.

Der Verbrennungsschritt kann in unterschiedlichen Technologien ausgeführt werden. Dazu zählen insbesondere verschiedene Ausführungen von Rost- und Wirbelschichtfeuerungen einschließlich verschiedener Beschickungsverfahren. In der Regel wird die Verbrennung zur Emissionsbegrenzung gestuft durchgeführt.

Je nach Ausführung der Anlage kommen noch effizienzsteigernde Einheiten (wie Luftvorwärmung) oder ergänzende Abgasreinigungsmaßnahmen hinzu.

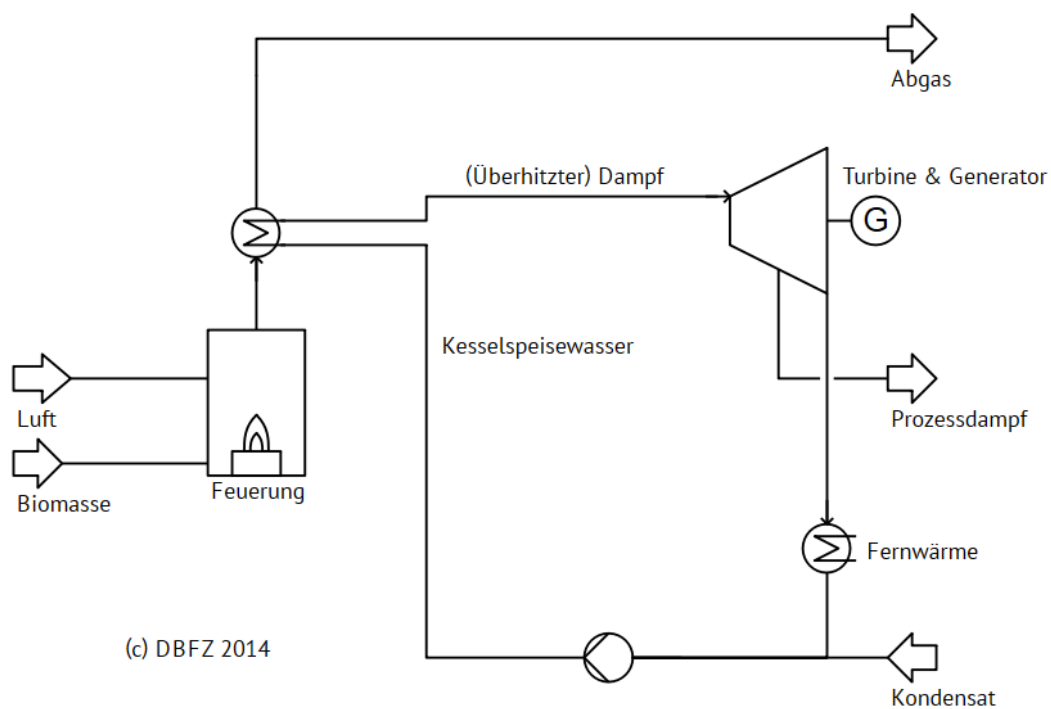


Abbildung 2: Vereinfachtes Anlagenschema Holzheizkraftwerk²⁹

²⁹ Ortwein 2015.

3.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013 (Durchschnitt Bestand)	2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Durchschnittliche jährliche Strommenge in (TW h) _e /a (brutto)	10,0 ³⁰	5,0	1,5–3,5 ³¹	4–8 ³²
Durchschnittliche jährliche Wärmemenge in (TW h) _t /a (brutto)	13,0	6,5	2–4,5	5–11
Lasttransient in %PN/h		30	50	60
Anfahrzeit kalt ³³ in h	Mehrere Stunden		Wenige Stunden	< 1 Stunde
Anfahrzeit heiß in h	Wenige Stunden		< 1 Stunde	
Wirkungsgrad in % ³⁴	28–31	23–25	27–30	38 (5 MW)
Lebensdauer in a	Mindestens 20			
Verfügbarkeit in h/a	> 7.500 (teilweise > 8.300)			
Volllaststunden in h/a	6.500 (auf Strom bezogen)	Geringer	3.000–5.000	3.000–5.000
Potenzial an nutzbarer Primärenergie in (GW h) _t /a				30.000 (5 MW)

Tabelle 6: Technische Daten Holzheizkraftwerke

Aufgrund der aktuellen politischen Rahmenbedingungen (insbesondere durch die Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) ist es zu einer deutlichen Verringerung des Neubaus von Anlagen zur Stromeinspeisung aus fester Biomasse einschließlich der Holzheizkraftwerke mit Dampfkreislauf gekommen. Gleichzeitig werden in den Jahren ab 2020 zunehmend Anlagen die vorgesehene Laufzeit von zwanzig Jahren erreichen, sodass bei gleichbleibenden Bedingungen eine Verringerung der Strom- und Wärmemengen zu erwarten ist. Biomasseheizkraftwerke können allerdings durch Flexibilisierung Aufgaben wahrnehmen, die bisher durch fossil betriebene Kraftwerke erfüllt wurden. Dazu zählen Frequenzstabilisierung (nicht zuletzt aufgrund der trägen Masse der Turbinen von Dampfkraftwerken) sowie Residuallastausgleich (von zunehmender Bedeutung bei steigendem Anteil von Solar- und Windstrom). Unter geeigneten ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sind so die angegebenen Strom- und Wärmemengen zu erzielen.

³⁰ Installierte Leistung von Einzelanlagen typischerweise zwischen 5,0 und 20,0 MW_e.

³¹ Ausgehend von jährlich 30–50 MW_e Zubau und einem Einpendeln bei 0,6–1 GW_e.

Anmerkungen: Die hier angegebenen Werte für die gesamte Strom- und Wärmemenge beziehen sich auf alle stromerzeugenden, EEG-fähigen Anlagen auf der Basis fester Biomasse. Darunter fallen auch Anlagen mit ORC- und Vergasungstechnologie, wobei Holzheizkraftwerke nach wie vor den größten Anteil der installierten Leistung ausmachen. Alle weiteren Angaben beziehen sich auf dampfkreislaufbasierte Holzheizkraftwerke.

³³ Zeit, ab der ein Startvorgang als Kaltstart gewertet wird: 24 Stunden.

³⁴ Zunächst verringerter Wirkungsgrad mit erhöhten Flexibilitätsanforderungen, anschließende Wirkungsgraderhöhung durch Technologieweiter- und -neuentwicklung.

In der Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“³⁵ wird Bioenergie als Flexibilitätstechnologie zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen betrachtet. Für die Modellrechnungen sind Holzkraftwerke ohne Auskopplung von Heizwärme zugrunde gelegt.

Ökonomisch

	2013 (Neuanlagen)	2013 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Investitionen ³⁶ in €/kW _e (netto)	3.300 ³⁷	Stark von Technologie abhängig, von einigen 10.000 € (bei Softwareanpassungen) bis zu mehreren Millionen € pro Anlage (bei Anpassungen Turbine, Wärmespeicher)	3.000–4.000 ³⁸	3.380–4.460 ³⁹
Brennstoffkosten in Millionen €/a ⁴⁰	1,75–2	1,35–1,5	1,13–1,25	0,89
Brennstoffkosten ⁴¹ in €/(GW h) _t	16.905			
Brennstoffkosten in €/(GW h) _e	54.500–60.350	67.600–73.500	62.600–56.300	44.500
Art der genutzten Biomasse	Holz		Holz und andere Sortimente (zum Beispiel Landschaftspflegematerial)	
Menge der Biomasse	160.000 Festmeter bei 19,3 MW _e	Vergleichbar 2013	Sinkende Tendenz ⁴²	
Energieinhalt der Biomasse in (kW h)/t	5.000 (Trockenmassebezug)	5.000 (Trockenmassebezug)	Für andere Sortimente sinkender Energiegehalt denkbar	

³⁵ Elsner et al. 2015.

³⁶ Die Investitionen für 2013 (Neuanlagen) beziehen sich auf die vollständigen Investitionen in Neuanlagen zum Stand 2013 (ohne Flexibilisierung). Die Zusatzkosten für flexible Neuanlagen hängen, vergleichbar mit der Nachrüstung, stark vom Konzept ab, sollten aber in der Regel unter den Nachrüstkosten liegen. Für die Spalte „2023 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)“ sind dies Zusatzinvestitionen für Flexibilisierung. Es wird von einer Abschreibungsdauer von 25 Jahren ausgegangen.

³⁷ Für ein 2008 erbautes Holzheizkraftwerk mit 19,3 MW_e wurden Investitionskosten von 56,9 Millionen € angegeben. Unter Berücksichtigung von zwei Prozent Preissteigerung im Jahr ergibt sich der angegebene Schätzwert. Skalierungseffekte sind vorhanden und zu berücksichtigen.

³⁸ Es wird davon ausgegangen, dass sich der Wert für Neuanlagen nur wenig von den aktuellen Kosten unterscheidet, da die Flexibilisierung bereits in der Planungsphase berücksichtigt wird.

³⁹ Aufgrund der bereits installierten Anlagenzahl sind nur geringe Lerneffekte zu erwarten.

⁴⁰ Bezogen auf eine nominale Leistung von 5 MW_e.

⁴¹ Brennstoffkosten bezogen auf die thermische Brennstoffleistung, Stand 2013 (ohne Berücksichtigung der Inflation). Als Brennstoff sind Holzhackschnitzel für Anlagen > 1 MW Feuerungswärmeleistung berücksichtigt (Mühlenhoff et al. 2014).

⁴² Aufgrund steigenden Wirkungsgrades und sinkender Volllaststunden ist mit sinkendem Biomasseverbrauch zu rechnen.

	2013 (Neuanlagen)	2013 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Betriebskosten ohne Brennstoff in % der Investition/a	2–2,5 für Verwaltung, Versicherung und Unvorhergesehenes 0,5 Mitarbeiter/MW _c	Steigende Betriebskosten denkbar		
Wartungskosten in % von Investitionen/a	2 %	Steigende Wartungskosten denkbar	2 % ⁴³	2%
Kosten in €/kW h _e ⁴⁴	0,14–0,15 (ohne Wärmegutschrift und Flexibilisierung) 0,10–0,13 (inklusive 2–4 €cent/(kW h) Wärmegutschrift)	0,21–0,22 (ohne Wärmegutschrift und Flexibilisierungsprämie) 0,17–0,20 (inklusive 2–4 €cent/(kW h) Wärmegutschrift)	0,195–0,205 (ohne Wärmegutschrift und Flexibilisierungsprämie) 0,155–0,185 (inklusive 2–4 €cent/(kW h) Wärmegutschrift)	0,20 (ohne Wärmegutschrift und Flexibilisierungsprämie) 0,16–0,18 (inklusive 2–4 €cent/(kW h) Wärmegutschrift)
Kaltstartkosten in €/GW _e und Vorgang				70.000 (5 MW)
Warmstartkosten in €/GW _e und Vorgang				35.000 (5 MW)

Tabelle 7: Ökonomische Daten Holzheizkraftwerke⁴⁵

Technische Potenziale

Es gibt verschiedene Möglichkeiten zur Flexibilisierung von Holzheizkraftwerken. Von den Betreibern werden Investitionen in die Regelungstechnik als wesentliche Maßnahmen angegeben. Dazu zählen insbesondere Erweiterungen der Software, Fernwirktechnik, Anpassungen in der Leit- und Automatisierungstechnik, die Regelung von Kessel und Turbine sowie allgemein das Wasser-Dampf-System. Weitere Möglichkeiten im Bestand umfassen die Installation größerer Wärmespeicher und die (nicht immer bereits gegebene) Möglichkeit zum Kondensationsbetrieb.

Der elektrische Wirkungsgrad ist in Dampfkraftwerken insbesondere durch die Veränderung der Dampfparameter im Dampfkreislauf zu steigern. Dazu sind, ähnlich Kohlekraftwerken, höhere Tem-

⁴³ Wenn die Flexibilisierung bereits in der Anlagenplanung berücksichtigt wird, ist mit normalen Wartungskosten zu rechnen.

⁴⁴ Gerechnet für eine Anlage mit 5 MW_e mit kalkulatorischem Mischzinssatz von 8 Prozent und 50.000 € im Jahr pro Mitarbeiter.

⁴⁵ Alle Kosten auf Basis € 2013 ohne Preissteigerung.

peraturen und Drücke erforderlich. Um diese in den Dampferzeugern realisieren zu können, sind einerseits weitere Fortschritte in der Materialtechnik (vorstellbar sind hier hochlegierte Edelstähle oder neue Beschichtungsverfahren) erforderlich. Andererseits können innovative Brennstoffaufbereitungsmethoden für eine Verbesserung der Brennstoffeigenschaften hinsichtlich Schädlichkeit gegenüber Anlagenkomponenten im Verbrennungsprozess genutzt werden.

3.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung	X				
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 8: Ampelbewertung Biomasseheizkraftwerke

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	- Brennstoff gut lagerbar - Etablierte Technologie (Kessel und Stromerzeugung) - Hoher Gesamtwirkungsgrad möglich	- Trägheit des Dampfkreislaufs - Verbrennung nur begrenzt flexibel - Standortverfügbarkeit begrenzt - Thermodynamisch begrenzter elektrischer Wirkungsgrad (Carnot-Wirkungsgrad)
	Chancen	Risiken
extern	- Grundlastfähigkeit - Flexibilisierung möglich - Brennstoffflexibilisierung auch durch begrenzte Nutzung qualitativ minderwertiger Potenziale möglich - Kältebereitstellung möglich	- Biomasseverfügbarkeit von ökonomisch attraktiven und qualitativ hochwertigen Brennstoffen - Abhängigkeit von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen - Wärmeabnahme nicht immer in ausreichender Höhe (aus wirtschaftlicher Sicht) gegeben - Konkurrenz und Nutzungsanforderungen (unter anderem Naturschutz) steigen → Preisauswirkungen

Tabelle 9: SWOT-Analyse Holzheizkraftwerke

Kritische Materialien

Es ist denkbar, dass für den flexiblen Anlagenbetrieb neue Werkstoffe verwendet werden müssen. In diesem Fall können bestimmte Legierungsmetalle kritisch sein. Die bisherigen Entwicklungen in dem Bereich sind eher auf fossilbetriebene Kraftwerke ausgelegt und sollen dort höchste Drücke und Temperaturen bei der Dampferzeugung ermöglichen. Welche Legierungsmetalle für den flexiblen Betrieb von Biomasseheizkraftwerken infrage kommen, ist noch nicht klar.

Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

Beim Neubau von Kraftwerken ist mit Akzeptanzproblemen zu rechnen. Insbesondere die wärmetechnische Einbindung kann unter Umständen dazu führen, dass wohnortnahe Standorte bevorzugt wären, diese jedoch Akzeptanzprobleme hervorrufen können. Mögliche Akzeptanzprobleme sind ein erhöhtes Verkehrsaufkommen für den Transport des Brennstoffes und Luftverschmutzung (Feinstaubproblematik) sowie gegebenenfalls der Import von Holz aufgrund geringer inländischer Potenziale (mit Unsicherheiten bezüglich der sozial-ökologischen Effekte). Eine höhere Akzeptanz lässt sich tendenziell mit kleinen bis sehr kleinen Anlagen, verbunden mit geringeren notwendigen Biomassetransporten, erzielen.⁴⁶

Rechtliche Hindernisse

Rechtliche Hindernisse werden zunächst nur im Rahmen des allgemeinen Planungsrechts erwartet (Immissionsschutzverordnungen etc.). Es ist zu prüfen, inwiefern ein bei flexiblem Betrieb zu erwartender sinkender Wirkungsgrad zulassungsrechtliche Probleme hervorruft.

3.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Biomasseheizkraftwerke sind in Deutschland Stand der Technik und in großer Zahl vorhanden. Es gibt zahlreiche Hersteller beziehungsweise Anbieter, wobei die Anlagen oftmals nicht durchgehend von einem einzigen Anbieter ausgeführt werden. Organic-Rankine-Cycle(ORC)-Anlagen werden nahezu ausschließlich von einem italienischen Anbieter in Deutschland vertrieben.

Aufgrund der großen Verbreitung von Biomasseheizkraftwerken sind umfassende Betriebserfahrungen in Deutschland vorhanden. Die Anlagen sind wenigstens teilweise in die klassische Energieversorgungsinfrastruktur eingebunden (zum Beispiel über Stadtwerke). Damit sind bereits gute organisatorische Voraussetzungen für die Einbindung zur Netzstabilisierung gegeben. Zudem hat eine Betreiberbefragung durch die DGAW (Deutsche Gesellschaft für Abfallwirtschaft e. V.) ergeben, dass 29,5 Prozent der Anlagen mit Dampf- beziehungsweise ORC-Turbinen bereits am Regelenergiemarkt teilnehmen und weitere 10,5 Prozent die Teilnahme vorbereiten.⁴⁷

⁴⁶ Vgl. Upham 2009.

⁴⁷ Lehmann 2014.

3.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Derzeit sind 1,5 GW_e installiert; mengenmäßig sind keine wesentlichen Steigerungen auf der Basis klassischer Holzvorkommen (Waldrestholz; Altholz) zu erwarten. Bei einem signifikanten Ausbau von Kurzumtriebsplantagen für Holz auf Agrarflächen ergeben sich entsprechende zusätzliche Potenziale.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2023

Weiterentwicklungsbedarf besteht innerhalb der Regelungstechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik. Zudem soll eine Flexibilisierung von Bestandsanlagen (bezüglich Verfahrenstechnik, Materialien etc.) erfolgen. Des Weiteren steht eine Bewertung und Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des flexiblen Anlagenbetriebs aus. Es soll ein Monitoring von Best-Practise-Anlagenkonzepten/Betriebskonzepten erfolgen.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2050

Technologische Weiterentwicklungen sind zum Beispiel auf Basis der Biomassevergasung erforderlich. Zudem soll ein höherer elektrischer Wirkungsgrad (verbunden mit einer höheren Stromkennzahl) angestrebt werden. Darüber hinaus herrscht Standardisierungsbedarf von alternativen Brennstoffsortimenten.

4 Holzvergasungsanlagen⁴⁸

4.1 Beschreibung

Bei der Vergasung wird meistens feste, vorzugsweise holzartige Biomasse unter Zuhilfenahme eines gasförmigen Vergasungsmittels bei hohen Temperaturen im Bereich um 900 °C in einen gasförmigen Energieträger, das sogenannte Synthesegas, umgewandelt. Das Synthesegas als Zwischenenergieträger besteht im Wesentlichen aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff als Zielkomponenten sowie Wasserdampf und Kohlendioxid als Koppelprodukte der Vergasung und weiteren – mehr oder weniger nutzbaren – Bestandteilen, von denen Methan der häufigste und noch am besten nutzbare ist. Außerdem kann je nach Wahl des Vergasungsmittels noch ein hoher Anteil von Stickstoff (bis zu 50 Prozent) im Synthesegas enthalten sein. Je nach späterer Nutzung des so erzeugten Synthesegases und der Leistungsgröße der Anlage unterscheiden sich die eingesetzten Reaktortypen und Vergasungsmittel stark, sodass es bisher in diesem Bereich keine Standardkonfiguration gibt.

Für kleine Leistungen unter einer Feuerungsleistung von etwa 1 MW (entsprechend ca. 250 kg/h Holzhackschnitzel mit einem Wassergehalt von ca. 20 bis 25 Prozent) haben sich die Festbettreaktoren etabliert.⁴⁹ Im mittleren Bereich der Feuerungsleistung zwischen 1 MW und rund 250 MW werden im Allgemeinen verschiedene Wirbelschichtsysteme eingesetzt, während bei Anlagen mit einer Feuerungsleistung deutlich über 100 MW Flugstromvergaser bevorzugt eingesetzt werden sollten.

Als Vergasungsmittel kommen neben Luft und Wasserdampf auch Reinsauerstoff und Kohlendioxid sowie Mischungen aus den vorgenannten infrage, wobei die Verwendung sowohl von Luft als auch von Wasserdampf als etabliert bezeichnet werden kann, die Nutzung von Reinsauerstoff aus der Kohlevergasung gut übertragbar ist und der Einsatz von Kohlendioxid bisher im industriellen Maßstab noch nicht umgesetzt wurde.

Das Synthesegas kann in den folgenden Hauptfeldern eingesetzt werden:

- In der direkten Prozesswärmeerzeugung kommt es als Ersatz von (fossilen) Primärbrennstoffen in thermischen Prozessen wie Öfen zur Kalzinierung, zum Trocknen, Schmelzen, Sintern etc. zum Einsatz.
- In der indirekten Prozesswärmeerzeugung findet es als Ersatz von (fossilen) Primärbrennstoffen zur Bereitstellung von Prozessdampf und zum Einsatz in gasgefeuerten Dampfkesseln zur Stromerzeugung Verwendung.
- In der gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) kommt es in Zündstrahlmotoren, Gasmotoren oder Gasturbinen (auch mit nachgeschaltetem Dampfkraftprozess: Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) und zukünftig auch in Brennstoffzellen zum Einsatz.

Es lässt sich eine stoffliche respektive energetische Nutzung je nach Einsatzfeld der Produkte unterscheiden. Das Synthesegas wird (dem Namen entsprechend) zur Synthese von chemischen Produkten wie Methan⁵⁰ (zur Einspeisung ins Erdgasnetz als SNG, Substitute beziehungsweise Synthetic Natural

⁴⁸ Zeymer2014.

⁴⁹ Fredriksson-Möller 2014; Zeymer et al. 2013.

⁵⁰ Girod/Unger 2009.

Gas), Kohlenwasserstoffen (mittels Fischer-Tropsch-Synthese), Methanol⁵¹ (als Grundbaustein der chemischen Industrie), Dimethylether (DME als Dieselmotorkraftstoff), höheren Alkoholen und Benzin (sowohl als Fraktion aus Fischer-Tropsch-Synthese als auch als Folgeprodukt der Methanol- oder DME-Synthese) und für eine zukünftige wasserstoffbasierte Energiewirtschaft (Wasserstoff zur Einspeisung in ein Wasserstofftransport- und -verteilnetz) verwendet.

Zwischen dem jeweiligen Gaserzeuger und der Gasnutzung muss eine Gasreinigung/-konditionierung erfolgen. Dabei nimmt der erforderliche Aufwand dieser Reinigung prinzipiell in der Reihenfolge der obigen Aufzählung zu. Das heißt, für die direkte Prozesswärmeerzeugung ist meist nur eine einfache Entstaubung erforderlich, während am anderen Ende für chemische Synthesen – insbesondere bezüglich des Gehalts an Spurenkomponenten – in der Regel sehr hohe Anforderungen an die Gasqualität gestellt werden.

Kleinanlagen mit Festbettreaktoren werden heute vor allem mit Luft als Vergasungsmittel zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit Zündstrahl- oder Gasmotoren betrieben. Diese Gaserzeuger lassen sich heute im Prinzip nur im Auslegungspunkt betreiben. Eine Flexibilisierung findet hier lediglich über den Aufbau mehrsträngiger Anlagen und die gezielte Zu- beziehungsweise Abschaltung ganzer Linien statt.

Bei neuen Anlagen mit Wirbelschichten können die Gaserzeuger grundsätzlich über einen weiten Bereich geregelt werden. Prinzipiell können sie so ausgelegt werden, dass ein dauerhafter Betrieb bei 40 Prozent der Nominalleistung ebenso wie ein vorübergehender (kurzzeitig, für wenige Stunden) Betrieb bei 160 Prozent der Nominalleistung möglich ist. Bei Anlagen mit mehreren, verbundenen Wirbelschichten mit hohem Umlauf an Bettmaterial zwischen den Wirbelschichten ist der Regelbereich enger. Zudem ist für die motorische Nutzung zur Stromerzeugung bei einem Regelbereich von einem Faktor vier in der Gaserzeugung die Installation von zwei Motoren halber Leistung anstelle eines großen Motors erforderlich. Bei den wenigen heute installierten Wirbelschichtanlagen zur Stromerzeugung mithilfe eines Motors ist die Gasreinigung nicht in der Lage, diesen Regelbereich abzudecken, und müsste ersetzt werden.

Eine weitere Flexibilisierungsoption ist die parallele Installation von Gasmotoren und Heizungskesseln, bei der die erzeugte Strom- und Wärmemenge dem Bedarf angepasst werden kann, ohne dass der Gaserzeuger aus seinem optimalen Betriebszustand ausgeregelt werden muss (wärmegeführte Betriebsweise, üblicherweise in Dänemark so installiert).

Synthesegas aus holzartiger Biomasse ist unabhängig vom verwendeten Vergasungsmittel bezüglich chemischer Synthesen immer defizitär im Wasserstoffgehalt, sodass als Koppelprodukt sowohl der Vergasung als auch der folgenden Synthese immer Kohlendioxid anfällt. Eine Maßnahme zur Flexibilisierung der Gesamtanlage unter Beibehaltung eines optimalen, konstanten Betriebspunktes für den Gaserzeuger ist die Überdimensionierung der Syntheseanlage und zeitweise Zusp eisung von Elektrolyse-Wasserstoff – erzeugt aus Überschussstrom – zum Synthesegas, um so auch das Kohlendioxid zum Zielprodukt umzusetzen, also zur Erhöhung der Produktionsrate zu verwenden.

⁵¹ VärmlandsMetanol 2014.

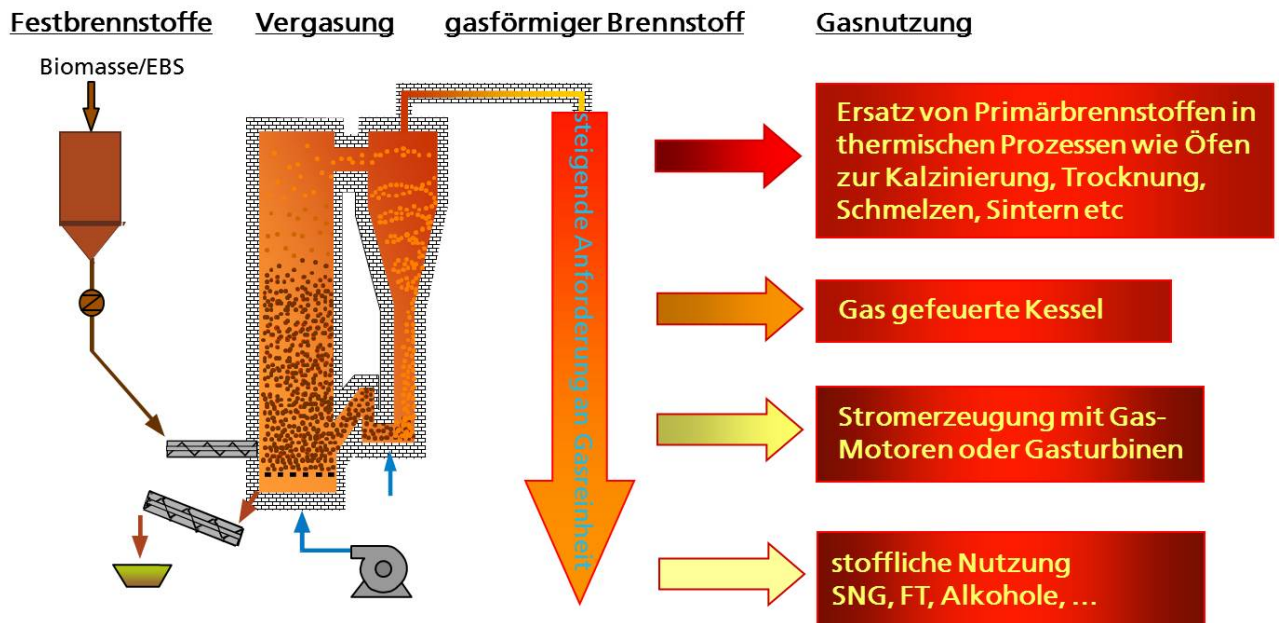


Abbildung 3: Prinzip einer Holzvergasungsanlage⁵²

Anlagen (wie in Abbildung 3 schematisch dargestellt) zur Erzeugung von Synthesegas aus holzartiger Biomasse bestehen stets aus einer Biomasse-Vorbehandlung beziehungsweise -Konditionierung, die (bis auf eine eventuelle Trocknung) im Allgemeinen in der vorgelagerten Logistikkette außerhalb der Anlagengrenzen durchgeführt wird. Vom Biomasselager führt dann die Dosierung in das Eintragungssystem, mit welchem der Brennstoff in den Gaserzeuger, hier exemplarisch als zirkulierende Wirtelschicht dargestellt, gefördert wird. Zusätzlich muss das Vergasungsmittel bereitgestellt werden, das hier beispielhaft als Umgebungsluft angenommen wurde und mithilfe eines einfachen Gebläses in den Gaserzeuger gefördert wird. An den Gaserzeuger schließt sich eine Gasreinigung/Gaskonditionierung an, die spezifisch auf die Kombination des Gaserzeugers und der nachfolgenden Synthesegasnutzung abgestimmt sein muss.

4.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013 (Durchschnitt Bestand)	Anmerkungen
Gesamte jährliche Strommenge in GW h	300	Ca. 385 Anlagen mit 44 MW installierter elektrischer Leistung (30 kW–5 MW), elektrischer Wirkungsgrad 18–33 %
Gesamte jährliche Wärmemenge in GW h	> 500	Geschätzt, über alle Anlagen
Anfahrzeit kalt in h	2–48	Kleinanlagen schnell, Großanlagen wegen Ausmauerung deutlich langsamer
Anfahrzeit heiß in h	0,25–1	
Lebensdauer in a	> 20	

⁵² Eigene Darstellung Fraunhofer UMSICHT, Schulzke 2011-1.

	2013 (Durchschnitt Bestand)	Anmerkungen
Verfügbarkeit in h/a	4.000–8.200	
Volllaststunden in h/a	6.800	Quotient aus eingespeister elektrischer Arbeit und installierter Leistung

Tabelle 10: Technische Daten Holzvergasanlage⁵³

Aufgrund derzeitiger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen ist kein Zubau zu erwarten (lediglich im Bereich der Kleinstleistung, sodass der hier erfolgende Zubau selbst bei großen Stückzahlen nicht ins Gewicht fällt).

Bis 2050 werden alle Bestandsanlagen aus dem EEG gefallen sein. Es wird erwartet, dass diese alle außer Betrieb genommen werden. Somit ist kein Zubau beziehungsweise Ersatzbau zu erwarten.

Ökonomisch

	2013 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
Investitionen in €/kW _e (netto)	3.500–10.000		Holzvergasung zur Stromerzeugung (Stromerzeuger inklusive)
Brennstoffkosten in €/a	Abhängig von Anlagengröße und Brennstoffart		
Art der genutzten Biomasse	Abhängig vom Vergasungsreaktor, in der Regel Holzhackschnitzel, Pellets	Holzhackschnitzel und andere lignocellulose Biomasse (zum Beispiel Stroh, aufbereitete Brennstoffe)	Abhängig vom Vergasungsreaktor
Menge der Biomasse in t/a	Abhängig von Anlagengröße		
Energieinhalt der Biomasse in (kW h)/t	3.500–5.000		Abhängig vom Wassergehalt
Betriebskosten ohne Brennstoff in €/a	Abhängig von Anlagengröße		
Wartungskosten in % von Investitionen/a	2 bis 3	3	
Kosten in €/(kW h) _e ⁵⁴	0,11–0,20		Kleine Anlagen spezifisch teurer
Kosten in €/(kW h) _{Gas} ⁵⁵	0,06–0,10	0,05–0,07	Berücksichtigung von Skalen- und Lerneffekten, falls 2013 erste An-

⁵³ Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur Gaserzeugung. Das Gas kann zur Stromerzeugung sowie zur Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden.

⁵⁴ Kosten beziehen sich auf Vergasanlagen mit Verbrennungsmotoren (eventuell zusätzlich ORC-Anlagen zur Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades bei größeren Anlagen). Der Wirkungsgrad vom Synthesegas zu Strom liegt – je nach Leistung – etwa zwischen 32 und 46 Prozent.

⁵⁵ Kosten beziehen sich auf die kW h ins Erdgasnetz eingespeistes Methan (SNG), bei Vergasanlagen mit Aufbereitung des erzeugten Gases zu Methan.

	2013 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)	Anmerkungen
			lage errichtet worden wäre
Kosten andere Produkte	Abhängig vom Gesamtkonzept und Anlagenfahrweise		Derzeit Gegenstand der Forschung

Tabelle 11: Ökonomische Daten Holzvergasungsanlage

Technische Potenziale

Die Technologie ist dem Grunde nach marktverfügbar (es existieren in vielen Leistungsklassen und für die meisten Produkte wie Strom, Prozesswärme, Methan, Methanol, DME, Wasserstoff und flüssige Kraftstoffe mehrere Anbieter, die etablierte Einzeltechnologien anbieten) beziehungsweise an der Schwelle zur Marktverfügbarkeit, aber es fehlt in weiten Teilen die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu den derzeitigen fossilbasierten Alternativen.⁵⁶ So hat zum Beispiel im Stromsegment die Novelle des EEG von 2014 dazu geführt, dass faktisch kein nennenswertes Ausbaupotenzial aufgrund der wirtschaftlichen Situation existiert.

Das technische Potenzial insbesondere für die stoffliche/energetische Nutzung der erzeugten Synthesegase in Bioraffinerien (Methan, Wasserstoff, flüssige Kraftstoffe, chemische Grundstoffe) ist hoch und bietet durch die mögliche Zuspiesung von Elektrolyse-Wasserstoff außerdem Flexibilisierungsoptionen für den Strommarkt. Aufgrund der hohen Investitionen bei den größeren Anlagen und Abschreibungszeiträumen von über zehn Jahren wird vor allem immer wieder die derzeit fehlende Verlässlichkeit der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die im Wesentlichen durch die Politik gesetzt werden, als entscheidender Hinderungsgrund für eine positive Investitionsentscheidung genannt. Das gilt nicht nur in Deutschland, sondern wird europaweit bemängelt.

4.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz			X		
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung				X	
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie	X				

Tabelle 12: Ampelbewertung Biomassevergasungsanlagen (kleintechnisch)

⁵⁶ Schulzke 2011-2.

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz				X	
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie		X			

Tabelle 13: Ampelbewertung Biomassevergasungsanlagen (großtechnisch)

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
intern	• Größere Anlagen über weiten Bereich der Stromerzeugung regelbar • Flexibilität der Produkte Prozesswärme, Strom, Kraftstoffe und anderer chemischer Bioenergieträger, Erdgas, H₂ • Synergien zu Power-to-Liquid-Optionen: chemische Synthesen könnten Überschussstrom in Form von Elektrolyse-Wasserstoff aufnehmen	• Technologische Entwicklung bisher fokussiert auf Strom (und Heizungswärme) • Bisher im Vergleich zu fossilen Energieträgern ohne Förderungen in der Regel unwirtschaftlich
	Chancen	Risiken
extern	• Grundlastfähige regenerative Strom- und Wärmebereitstellung • Großes Potenzial der SNG-Erzeugung • Großes Potenzial der innovativen vergasungsbasierten Biokraftstofferzeugung respektive im Bereich Bioraffinerien	• Biomasseverfügbarkeit • Abhängigkeit von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen • Abnahme/Nachfrage der Produkte aus Bioraffinerien

Tabelle 14: SWOT-Analyse Holzvergasungsanlage

Gesellschaftliche Akzeptanz

In der Öffentlichkeit wird die Technologie der Holzvergasung wenig diskutiert. Häufig stehen die durch einen verfrühten Markteintritt der Hersteller hervorgerufenen Fehlinvestitionen aufgrund mangelnder technischer Reife im Fokus. Akzeptanzprobleme treten dann auf, wenn Vergasungsanlagen insbesondere größerer Leistung zur Sicherstellung einer guten Wärmenutzung in der Nähe von Wohnbebauung geplant werden. Häufig bildet sich in der Nachbarschaft Widerstand gegen die Anlagenerrichtung aufgrund befürchteter Geruchs- und Staubemissionen (die aufgrund des Umschlags von holzartiger Biomasse und deren Lagerung nicht vollständig vermeidbar sind) sowie der mit der Biomasseanlieferung und Reststoffentsorgung verbundenen Zahl von Fahrzeugbewegungen durch das Wohngebiet. Weitere Akzeptanzprobleme können beim Import von Holz aufgrund geringer inländischer Potenziale aufkommen, da Unsicherheiten bezüglich der sozial-ökologischen Effekte im Exportland bestehen.

4.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Festbettvergaser (ausschließlich Strom und Wärme)

Es existieren viele Anbieter mit wenigen Anlagen, und es besteht ein sehr volatiler Markt. Es gibt eine kleine Anzahl von vertrauenswürdigen Anbietern, aber es treten auch neue Anbieter auf, die schnell wieder vom Markt verschwinden.

Im Folgenden einige Anbieter:

- Spanner Re², Neufahrn in Niederbayern, 20–45 kW_e (über 200 Anlagen ausgeliefert)
- Burkhardt, Mühlhausen, 180 kW_e (über 100 Anlagen ausgeliefert)
- Holzenergie Wegscheid, Wegscheid, 250 kW_e (ca. 15 Anlagen ausgeliefert)

Ein Beitrag zur Flexibilität lässt sich nur durch Numbering-up und Zu-/Abschalten einzelner Linien realisieren. Eine Ausnahme ist Babcock Wilcox Volund mit Demonstrationsanlage in Harboøre, Dänemark (Gegenstrom-Festbettvergaser, Gasmotor, 1 MW_e). Die Hauptaufgabe der Anlage besteht in der Fernwärmeversorgung der Stadt Harboøre durch flexiblen, wärmegeführten Betrieb (im Sommer Motorbetrieb, bei tieferen Außentemperaturen vollständiges Verheizen des Synthesegases in Kesselanlage). Es sind drei Folgeanlagen in Japan (Lizenz an JFE) in Betrieb.

Wirbelschichtanlagen (Fokus primär Strom, im Allgemeinen heute wenig flexibel)

Im Folgenden einige realisierte Anlagen:

- Repotec (Verfahren der TU Wien) mit Referenzanlage in Güssing, Österreich, (Gasmotor mit 2 MW_e, seit 2004 regelmäßig über 7.000 h/a Betrieb, Kleindemonstration für Methanisierung 1 MW, Versuchsfeld für Synthesegaschemie der TU Wien für FT-Synthese, DME-Synthese und andere), Nachfolgeanlage in Villach, Österreich, mit Dampfturbine (inzwischen insolvent), Nachfolgeanlage bei den Stadtwerken Ulm in Senden (zwei Gasmotoren und ORC zur Abwärmeverstromung, 5 MW_e)
- Ortner (Verfahren der TU Wien) mit Referenzanlage in Oberwart, Österreich (Gasmotor mit ORC zur Abwärmenutzung, 2,5 MW_e)
- Agnion Energy GmbH, Zittau, mit Technikumsanlage in Pfaffenhofen (Gasmotor, 150 kW_e), Demonstrationsanlage in Grassau am Chiemsee (Gasmotor, 400 kW_e) und 2-strängiger Anlage in Auer, Italien (2 Motoren und 2 ORC zur Abwärmenutzung, 900 kW_e)
- TPS (inzwischen abgewickelt) mit Demonstrationsanlage in Värnamo, Schweden (Druckvergasung mit Gasturbine und Dampfturbine, 6 MW_e, wegen Unwirtschaftlichkeit stillgelegt)
- FERCO (jetzt Rentech Inc.) mit Demonstrationsanlage in Burlington, USA (Cofiring des Synthesegases in Holz-Rostfeuerung mit Dampfkraftprozess, 8 MW_e aus Synthesegas). Die Nachrüstung einer Gasturbine mit nachgeschaltetem Dampfprozess war geplant, wurde aber nicht realisiert.
- Carbona-Andritz mit Demonstrationsanlage in Skive, Dänemark (trockene Gasreinigung, 3 Gasmotoren mit je 2 MW_e und 2 Heizungskessel). Hauptaufgabe der Anlage: Fernwärmeversorgung der Stadt Skive durch flexiblen, wärmegeführten Betrieb. Im Hochsommer erfolgt Anlagenstillstand mit Jahresrevision, während der Übergangszeit sind alle Motoren in Betrieb. Eine Abwärmeeinspeisung erfolgt ins Netz. Mit sinkenden Außentemperaturen erfol-

gen eine gestufte Abschaltung der Motoren und ein vorrangiges Verheizen des Synthesegases in den Kesseln.

Wirbelschichtanlagen (Fokus SNG-Erzeugung)

- Repotec/Valmet/Haldor Topsoe mit Demonstrationsanlage in Göteborg (Designkapazität 20 MW SNG $\approx 2.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$, derzeit in Heiinbetriebnahme, nicht flexibel, Flexibilisierung durch Methanspeicherung im Transport- und Verteilnetz) mit der Option, eine zweite Anlage mit einer Kapazität von 80 MW in unmittelbarer Nähe zu errichten.⁵⁷
- Carbona-Andritz/E.ON Schweden planen Demonstrationsanlage in Malmö, Schweden, oder Landskrona,^{Schweden} (Druckvergasung mit Sauerstoff, ca. 250 MW SNG $\approx 25.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$).

Wirbelschichtanlagen (Fokus Methanolerzeugung)

- Thyssen Krupp Industrial Solutions (früher Uhde) plant Demonstrationsanlage in Hagfors, Schweden (basiert auf HTW = Hochtemperatur-Winkler-Vergaser, Feuerungsleistung 111 MW, Brennstoff Holzhackschnitzel).⁵⁸

Flugstromvergaser (Fokus flüssige Produkte)

- bioliq: Air Liquid (früher Lurgi)/KIT mit Demonstrationsanlage in Karlsruhe zur DME-Synthese und nachfolgenden Benzinherstellung (5 MW Feuerungsleistung am Vergaser, Brennstoff Slurry aus Pyrolysekoks und Pyrolyseöl)
- BioTfuel: Thyssen Krupp Industrial Solutions (früher Uhde) plant Demonstrationsanlage zusammen mit IFP und Total in Dunkirk und Venette, Frankreich, zur Fischer-Tropsch-Synthese von Kraftstoffen (ca. 15 MW Feuerungsleistung Prenflo-Vergaser, Brennstoff torrefiziertes Holz).
- CHOREN (insolvent, Technologie übernommen von Linde) kombinierte Pyrolyse und Flugstromvergasung zur Fischer-Tropsch-Synthese mit Versuchs- und Demonstrationsanlage in Freiberg (Demonstrationsanlage ist nicht in Betrieb gegangen).

4.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Das technische Potenzial des Waldrestholzes (Schwachholz, Kronenrestholz, Äste etc.) ist noch lange nicht ausgeschöpft. Aufgrund hoher Bergungskosten ist dieses – in keinerlei Nutzungskonkurrenz stehende – Material allerdings derzeit unwirtschaftlich. Zudem ist seit Jahren der Aufwuchs in deutschen Wirtschaftswäldern größer als der Einschlag, daher sind zusätzliche Mengen nachhaltig mobilisierbar.

Zusätzliches Brennstoffpotenzial für die Biomassevergasung besteht im Landschaftspflegematerial (holzartig), in Kurzumtriebshlzern auf Grenzertragsflchen sowie festen Gärresten aus Biogasanlagen bis hin zu entwässertem Klärschlamm. Darüber hinaus ist aschereiche Biomasse wie zum Beispiel Stroh oder Miscanthus für die Biomassevergasung erschließbar (ber den vorgelagerten Schritt der Schnellpyrolyse, vergleiche bioliq-Konzept des KIT).

⁵⁷ Hedenskog 2014.

⁵⁸ VärmlandsMetanol 2014.

Kleinere Anlagen zur Holzvergasung mit motorischer Verstromung bieten Flexibilisierungsmöglichkeiten durch Zu-/Abschaltung ganzer Linien; hier ist eine größere Anlagenanzahl bereits installiert, allerdings bei insgesamt geringer Leistung (derzeit ca. 44 MW_e). Neu zu errichtende Anlagen mit Wirbelschichtvergasern mit motorischer Verstromung könnten über einen weiten Bereich geregelt werden (von etwa 40 Prozent Nominallast bis 160 Prozent) mit einer mittleren Anlagenleistung von je 5 bis 10 MW_e. Neu zu errichtende Anlagen zur SNG-Erzeugung können bei der Energiespeicherung und Energiebereitstellung (Gasspeicher, Erdgasnetz) eine wichtige Rolle spielen.

Forschungsbedarf bis 2023

Es besteht Forschungsbedarf anhand eines Demonstrationskraftwerkes zum Nachweis der tatsächlichen Regelbreite (Faktor 4) im Dauerbetrieb sowie einer Pilotanlage zur Wasserstofferzeugung.

Es bedarf einer weiteren Pilotanlage bezüglich der Flexibilität von Synthesegaschemie bei Zuspeisung von externem Wasserstoff in fluktuierenden Mengen (aus Elektrolyse) am Beispiel Methan und/oder Methanol. Dabei gilt es, den optimalen Einspeisepunkt des zusätzlichen Wasserstoffs entlang der Prozesskette zu identifizieren. Des Weiteren sollen Demonstrationsanlagen von SNG-Anlagen zum Nachweis der Dauerbetriebsfähigkeit und Netzkompatibilität realisiert werden.

Grundsätzlich sollen Weiterentwicklungen im Bereich vergasungsbasierter Bioraffinerien zur Bereitstellung von chemischen Grundstoffen und chemischen Bioenergieträgern vorangetrieben werden.

Forschungsbedarf bis 2050

Bis 2050 soll eine Demonstrationsanlage zur Wasserstofferzeugung realisiert werden.

5 Intelligente Biomasseheiztechnologien⁵⁹

5.1 Beschreibung

Die Intelligente Biomasseheiztechnologie (SmartBiomassHeat) ist die Weiterentwicklung heutiger Biomasseheizungsanlagen im kleinen Leistungsbereich. Über die Zwischenstufe der Flexibilisierung heutiger Pellet-, Holzhackschnitzel- und Stückholzkessel sowie Einzelraumfeuerungen zur effizienteren Integration anderer erneuerbarer Heizungsquellen in die Objektwärmeversorgung (Solarthermie, Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom, erneuerbarer Überschussstrom) werden zukünftige Heizungssysteme auf Biomassebasis neben der Abrundung der Wärmeversorgung gleichzeitig bedarfsgerecht und das lokale Netz stabilisierend Elektrizität bereitstellen. Die Leistungsgröße wird je nach Größe des Versorgungsobjektes zwischen 4 und 20 kW_t liegen. Stromseitig werden entsprechend 1,5 bis 10 kW_e Spitzenleistung angestrebt (Stirling-Motor, Biomassevergaser mit nachgeschaltetem Gasmotor, Mikrogasturbine oder Brennstoffzelle).

Die Flexibilisierung wird voraussichtlich über optimiert aufbereitete, homogene Biomassebrennstoffe in Verbindung mit neuen Konversionstechnologien mit verbesserter Trennung von primärer und sekundärer Reaktionszone und einer deutlich verbesserten Regelung der Feuerungsanlage und der Objektversorgung als Ganzes erfolgen. Mittelfristig werden Vorvergasungsansätze für die eingesetzten biogenen festen und gegebenenfalls flüssigen Brennstoffe zum Einsatz kommen, die eine deutlich schnellere und weitergehende Leistungsanpassung erlauben.

5.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

	2013 (Durchschnitt Bestand) ⁶⁰	2023 (Neuanlagen) ⁶¹	2050 (Neuanlagen) ⁶²
Durchschnittliche jährliche Wärmemenge in kWh ⁶³	10 x 23.000	100 x 15.000	80.000 x 5.600
Durchschnittliche jährliche Strommenge in kWh ²⁵	10 x 2.000	100 x 3.000	80.000 x 2.400
Elektrischer Nutzungsgrad in %	5–8	15	25–30
Thermischer Nutzungsgrad in %	80	70	65–60
Lasttransient in %PN/h	5 bis 10 %/min	10 %/min	10 bis 15 %/min

⁵⁹ Lenz/Büchner2014; Lenz/Ortwein2015; Lenz/Thrän 2015.

⁶⁰ 2013 gibt es im betrachteten Leistungsbereich etwa zehn Mikro-KWK-Anlagen mit biogenen Festbrennstoffen (kleiner 10 kW_e), die in Deutschland im Betrieb sind.

⁶¹ Die Installation verschiedener Demonstratoren wird voraussichtlich bis 2023 zu einer im Feld laufenden Stückzahl von gegebenenfalls 100 Anlagen mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 10 kW und einer elektrischen Leistung von bis zu 2 kW führen.

⁶² Gemäß der europäischen Plattform für Renewable Heating and Cooling wird davon ausgegangen, dass 2050 praktisch alle neuen Biomasseheizanlagen im kleinen Leistungsbereich als Mikro-KWK-Anlagen ausgeführt werden. Ausgehend von heutigen Kesselinstallationszahlen wäre also eine jährliche Neuinstallationsrate von ca. 20.000 Anlagen in Deutschland 2050 denkbar. Mit entsprechendem Aufbau und Marktintegration ab 2030 ergäben sich also rund 80.000 Neuanlagen im Vergleich zu 2013 mit einer durchschnittlichen thermischen Leistung von 7 kW und einer elektrischen Leistung von 3 kW.

⁶³ Erwartete Anzahl an Anlagen multipliziert mit dem durchschnittlichen Output je Anlage.

	2013 (Durchschnitt Bestand) ⁶⁰	2023 (Neuanlagen) ⁶¹	2050 (Neuanlagen) ⁶²
Anfahrzeit kalt in h	0,5	0,5	0,4
Anfahrzeit heiß in h	0,3	0,2	0,1
Lebensdauer in a	15	15	15
Verfügbarkeit in h/a	8.600	8.200	8.400
Volllaststunden in h/a	1.500	1.500	800

Tabelle 15: Technische Daten Intelligente Biomasseheiztechnologien⁶⁴**Ökonomisch⁶⁵**

	2013 (Neuanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Investitionen ⁶⁶ in €/kW _t ⁶⁷ (netto)	1.300–2.000 (15 kW _t und 1–1,5 kW _e)	2.000–2.500 (10 kW _t und 2 kW _e)	2.000–3.500 (7 kW _t und 3 kW _e)
Brennstoffkosten ^{68,69} in €/a	1.500	1.200	600
Art der genutzten Biomasse	Holzpellets; zum Teil Scheitholz	Holzkohle oder weitgehend torrefizierte Holzpellets	Torrefiziertes, gegebenenfalls leicht torrefiziertes Holz und eventuell torrefizierte und gewaschene Biomassen
Menge der Biomasse in t/a	6 (Wassergehalt 12 %)	3,8 (Wassergehalt unter 10 %)	2,2 (Wassergehalt 10 %)
Energieinhalt der Biomasse in (kW h)/t	4.900	6.000	5.500
Betriebskosten ohne Brennstoff in €/a ⁷⁰	600	650	1.000
Wartungskosten in % von Investitionen/a ⁷¹	1,5–2,5	1,5–2	1,5–2
Kosten in €/kW h _t ⁷²	0,1–0,13	0,15 ⁷³	0,17 ⁷³

⁶⁴ Die hier genannten Angaben beziehen sich auf Anlagen zur Wärmebereitstellung mit gekoppelter Strombereitstellung zur Stromnetzstabilisierung als Summe über alle Anlagen.

Aufgrund des geringen Bestands 2013 und der noch existierenden Betriebs Herausforderungen wird es zu keiner nennenswerten Flexibilisierung kommen.

⁶⁵ Alle Kostenangaben sind auf Werte 2013 bezogen, das heißt ohne Preissteigerungen.

⁶⁶ Gesamtkosten für die Mikro-KWK-Anlage in Werten 2013. Durch die Steigerung der Stromkennzahl (Verhältnis von Strom zu Wärme) sind die Kosten 2050 gegenüber 2013 höher.

⁶⁷ Preise bezogen auf Real 2013, ohne Berücksichtigung von Materialpreissteigerungen.

⁶⁸ Es werden real konstante Holzpreise unterstellt.

⁶⁹ Voraussichtlich werden die Brennstoffe zumindest 2023 eine höhere Aufbereitung benötigen, die 2050 gegebenenfalls wieder etwas geringer sein kann, sodass 2023 bis 2030 ein Peak der spezifischen Brennstoffkosten vorliegen könnte (2013: 250 €/t; 2023: 320 €/t; 2050: 270 €/t jeweils inklusive Anlieferung).

⁷⁰ Inklusive Wartungskosten.

⁷¹ Als Teil der Betriebskosten; Instandhaltung und Wartung.

⁷² Aufgrund KWK orientiert an reinen Wärmeerzeugern; Strompreis muss Mehrkosten decken.

⁷³ Als am Markt durchsetzbarer Mischpreis mit anderen erneuerbaren Energievarianten.

	2013 (Neuanlagen)	2023 (Neuanlagen)	2050 (Neuanlagen)
Kosten in €/kW h _e ⁷⁴	0,8–0,9	0,6–0,9	1,1–1,7

Tabelle 16: Ökonomische Daten Intelligente Biomasseheiztechnologien

Technische Potenziale

Es gibt bisher nur vereinzelte Demonstratoren und Prototypen im Feld mit bescheidenen elektrischen Nutzungsgraden. Die notwendige Flexibilität ist teilweise im Labor gezeigt, jedoch noch nicht in der Praxis demonstriert worden. Entscheidend ist die Frage nach der wirtschaftlichen Tragfähigkeit des Konzepts, die noch nicht abschließend untersucht ist.

	2023	2050
Installierte Erzeugungsleistung in Deutschland in GW _t	0,001	0,56
Installierte Erzeugungsleistung in Deutschland mit Einspeisung ins Stromnetz in GW _e	0,0002	0,24

Tabelle 17: Technische Potenziale Intelligente Biomasseheiztechnologien

5.3 Interdisziplinäre Beurteilung

Ampelbewertung

Materialverfügbarkeit		X			
Gesellschaftliche Akzeptanz		X			
Energiewirtschaftsrecht inklusive Regulierung			X		
Bau-, Umwelt- und Immissionsschutzrecht	X				
Technologie			X		

Tabelle 18: Ampelbewertung Intelligente Biomasseheiztechnologien

⁷⁴ Notwendige Strompreise, um die am Markt erzielbaren Wärmepreise als Differenz zu den Gesamtkosten zu ermöglichen.

SWOT-Analyse

intern	Stärken	Schwächen
	• Hohe Flexibilität im Betrieb • Erfüllt Wunsch nach Eigenversorgung • Mit kleiner Batterie schwarzstartfähig und netzautonome Wärmeversorgung	• Bedarf an hochqualitativen Biomassebrennstoffen • Hohe Kosten • Sicherheitsrisiken bei Vorvergasung
extern	Chancen	Risiken
	• Lücke in der erneuerbaren Energieversorgung von Objekten schließbar • Von zentraler Steuerung unabhängige netzstabilisierende Wirkung auf der Niederspannungsebene • Wertsteigerung in der Nutzung von fester Biomasse	• Biomasseverfügbarkeit • Stromspeichertechnologien sind deutlich günstiger • Biomasseverbrennung im kleinen Leistungsbereich wird verboten

Tabelle 19: SWOT-Analyse Intelligente Biomasseheiztechnologien

Kritische Materialien

Es sind keine Einschränkungen bei der Herstellung mit Ausnahme der allgemeinen Diskussion um Kupfer für Generatoren und elektrische Leitungen absehbar. Der summierte Biomassebedarf wird voraussichtlich nicht größer sein als der, der heute bereits in Biomasseheizanlagen verwendet wird.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Kleine Anlagen, die in das lokale Umfeld eingebunden werden, fallen in der Regel kaum auf. Das Problem der Feinstaub- und Geruchsbelastung soll durch emissionsmindernde Verbesserungen geringer ausfallen als bei heutigen Feuerungsanlagen. Mit konkreten örtlichen Akzeptanzproblemen ist daher in geringerem Ausmaß zu rechnen als bei heutigen Feuerungsanlagen.

Rechtliche Hindernisse

Die Zulässigkeit des Einsatzes von torrefizierten Biomassen ist im Rahmen der Kleinf Feuerungsanlagenverordnung (1. BImSchV⁷⁵) nicht abschließend geklärt. Durch die Minderungen der Emissionen werden alle gesetzlichen Vorgaben eingehalten.

Die Aufbereitung von Landschaftspflegematerialien ist technisch umsetzbar, aber aufgrund des Abfallrechts sind die Einsatzmöglichkeiten in Kleinf Feuerungsanlagen nicht abschließend geklärt (Abfallbegriff).

Bezüglich einer selbstständigen (automatisch und flexibel) Stabilisierung des Niederspannungsnetzes könnte es rechtliche Herausforderungen im Hinblick auf die Vorgaben der Energieversorgungsunternehmen und die bezüglich der Netzeinspeisung vorhandenen Regelungen geben.

⁷⁵ BImSchV 2010.

5.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Mikro-KWK-Anlagen auf der Basis fester Biomasse sind bisher nur sehr vereinzelt in diesem kleinen Leistungsbereich am Markt erhältlich und installiert (Stirling-Generatoren und Dampf-Kolben-Generatoren). Die Sunmaschine (Stirling) ist technisch gescheitert, und OTAG/Bison Power Block sind wirtschaftlich zumindest vorübergehend gescheitert. Ein Stirlingmotor an einem Stückholzkessel der Firma Hoval ist nur auf Nachfrage erhältlich. Die Nutzungsgrade sind vergleichsweise niedrig. Die Wirtschaftlichkeit ist ohne ein entsprechendes Netzintegrationskonzept schwierig.

Generell liegen bei den heutigen verbrennungsbasierten Mikro-KWK-Konzepten die Flexibilisierungsbeschränkungen in der Verbrennung begründet. Die Anpassungsgeschwindigkeiten sind aufgrund von zum Teil erheblichen thermischen Massen und der reaktiven Trägheit von Holzbrennstoffen begrenzt. Hier sind sowohl Maßnahmen bei der Brennstoffaufbereitung als auch in der technischen Ausführung der Konversionsanlagen notwendig. Insgesamt gibt es bisher im Leistungsbereich unter 10 kW_e keine markteingeführten Mikro-KWK-Technologien auf biogener Festbrennstoffbasis. Derzeit gibt es neben den oben erwähnten Herstellern nur einige wenige Forschungsprojekte, in denen Mikro-KWK-Ansätze für biogene Festbrennstoffanlagen entwickelt werden.

Die zu entwickelnden Geräte zielen auf den Ersatz von Kleinfeuerungsanlagen für biogene Festbrennstoffe ab. In diesem Segment werden derzeit jährlich etwa 25.000 bis 30.000 Pelletkessel, rund 10.000 Stückholzkessel und etwa 3.000 bis 5.000 Holzhackschnitzelkessel neu installiert. Daneben werden jährlich rund 300.000 bis 400.000 Einzelraumfeuerungen in Deutschland neu erworben. Die europäische Industrieplattform Renewable Heating and Cooling geht davon aus, dass bis 2050 zumindest nahezu alle neu installierten Kesselanlagen Mikro-KWK-Anlagen sein werden.

5.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Es handelt sich um eine Technologie in der Erforschung und Entwicklung. Entsprechend ist bis 2023 noch kein essenzieller Beitrag dieser Technologie zur Flexibilisierung zu erwarten.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

Entwicklungsbedarf besteht in der Flexibilisierung bestehender Feuerungen für biogene Festbrennstoffe. Die Entwicklung von optimierten Systemreglern und hochqualitativer Festbrennstoffe ist zudem anzustreben. Diese sollen ein geringes Emissionspotenzial und hohe Flexibilität bei Zündung und Stopp der Reaktionsprozesse und eine gute Vergasbarkeit bei geringstmöglicher Teerproduktion besitzen. Zudem steht die Erforschung von Kleinvergaserdemonstratoren für Holzkohlepellets und hochtorrefizierte Holzpellets sowie die Entwicklung bis zur Markterprobung aus.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2050

Bis 2050 ist eine Markteinführung von Vorvergasertechnologien mit angeschlossener KWK-Einrichtung für Holzbrennstoffe und Nicht-Holzbrennstoffe anzustreben. Entwicklungsbedarf besteht bei Kleinvergaserdemonstratoren für schwachtorrefizierte Holzpellets sowie für hochaufbereitete Nicht-Holzbrennstoffe für die Markterprobung. Zudem stehen die Entwicklung von Objektreglern mit autarker stromnetzstabilisierender Wirkung und deren Produktintegration und Markteinführung aus.

6 Hydrothermale Karbonisierung⁷⁶

6.1 Beschreibung

Mithilfe der Hydrothermalen Karbonisierung (HTC) wird nasse Biomasse in einen hochwertigen kohleähnlichen Brennstoff umgewandelt. Dieser kann zum Beispiel in konventionellen Kohlekraftwerken eingesetzt werden und dort fossile Kohle ersetzen.

Im ersten Schritt wird die nasse Biomasse gegebenenfalls zerkleinert und dann in den Vorheiztank oder Reaktor gepumpt. Es können drei verschiedene Grundkonzepte für die Hydrothermale Karbonisierung unterschieden werden:

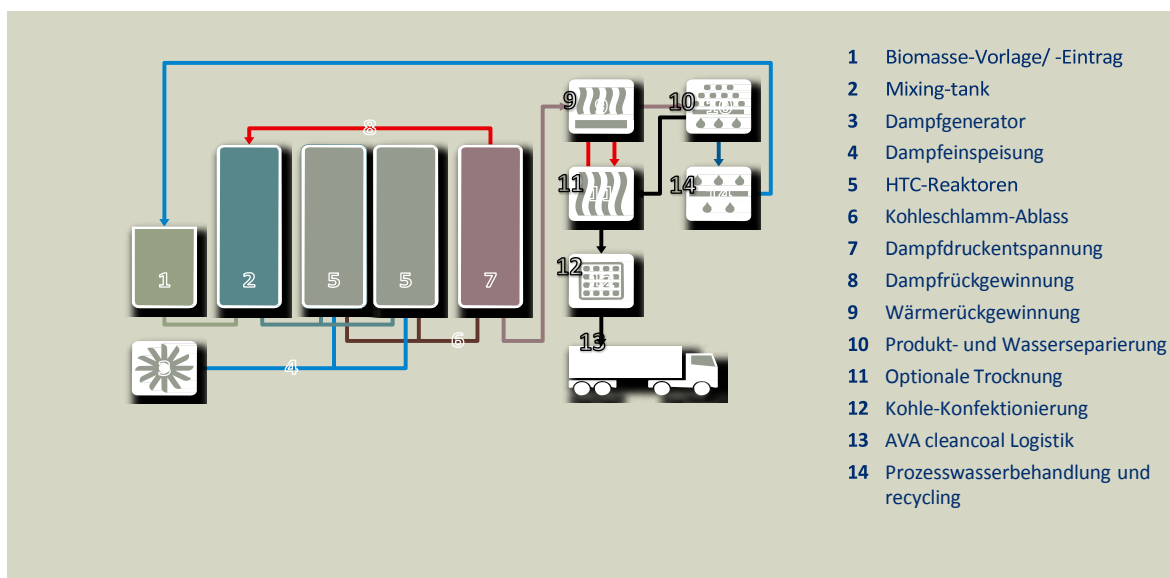
1. **Rohrreaktoren.** Die Biomasse wird in einen Rohrreaktor gefördert und von einem Wärmeträgeröl umströmt, das die Wärme an den Reaktor abgibt.
2. **Wärmeübertrager kombiniert mit kontinuierlichem Rührkessel.** Bei diesem Konzept wird die Biomasse zunächst über einen Wärmeübertrager mit Thermoöl erwärmt, durchläuft einen kontinuierlichen Rührkessel und anschließend einen zweiten Wärmeübertrager, um das Thermoöl zu erwärmen.
3. **Multi-Batch.** Mehrere Batch-Reaktoren werden so betrieben, dass gleichzeitig jeweils ein Reaktor entleert, einer gefüllt und die anderen im HTC-Betrieb sind. Angestrebt wird, dass die Reaktoren absatzweise betrieben werden, die vor- oder nachgeschalteten Prozesse wie die Abtrennung der HTC-Kohle jedoch kontinuierlich betrieben werden können. Die Erwärmung erfolgt mithilfe von Dampf.

Das Verfahren ist für alle Biomassen mit hohem Wassergehalt geeignet. Maßnahmen zur Flexibilisierung in Bezug zur Rohstoffbasis sind in der Regel nicht notwendig. Die derzeitige Fokussierung auf Klärschlamm hat keine technischen, sondern ökonomische Gründe und ist allein eine Folge der hohen Trocknungskosten, vor allem bei Monoverbrennungen bei klassischer Klärschlammverbrennung. Aufgrund der Nichtanerkennung der HTC-Kohle als Regelbrennstoff findet derzeit eher eine Flexibilisierung im Hinblick auf die Verwendung der HTC-Kohle statt.

Als Beispiel zeigt Abbildung 4 ein Anlagenschema der Firma AVA-CO₂.⁷⁷ Die peripheren Prozessschritte sind bei den kontinuierlichen Prozessen. Wärmerückgewinnung bedeutet in diesem Fall Dampfrückgewinnung durch Einleiten von Dampf vom einen zu einem anderen Reaktor.

⁷⁶ Grenol 2014; Suncoal 2014; TerraNova Energy 2011.

⁷⁷ AVA-CO₂ 2014.

Abbildung 4: Anlagenschema Hydrothermale Karbonisierung⁷⁷

6.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Es gibt keine kommerziell erhältliche HTC-Anlage.

Ökonomisch

	2013 (Neuanlagen)	2013 (Flexibilisierung Bestandsanlagen)
Investitionen ⁷⁸ in €/kW _{Biokohle} (netto) aus ⁷⁹	2.900	0 bis geringe Kosten für Zerkleinerungseinheiten
Brennstoffkosten in €/a	Entsorgungseinnahme 50 €/t mit 20 % Trockenmassegehalt	
Art der genutzten Biomasse	Klärschlamm	„Nasse“ Biomasse
Menge der Biomasse in t/a	5.000	
Energieinhalt der erzeugten Biokohle in (kW h)/t	4.000	
Betriebskosten ohne Brennstoff in €/a	226.000	
Gestehungskosten Biokohle in €/(kW h)	Ca. 6 €cent/kW h	
Kosten andere Produkte	Abwasseraufbereitung, Kosten derzeit unbekannt	

Tabelle 20: Ökonomische Daten Hydrothermale Karbonisierung⁷⁹

⁷⁸ Die Investitionen für 2014 (Flexibilisierung von Bestandsanlagen) beziehen sich auf die Zusatzinvestitionen in Flexibilitätsmaßnahmen bei Bestandsanlagen.

⁷⁹ Es gibt keine kommerzielle Anlage, dies sind Angaben der TerraNova basierend auf der Anlage in Maribor/Slowenien.

6.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern	Stärken	Schwächen
	• Flexibilität bezüglich nutzbarer Biomassen • Nutzung feuchter Biomassen • Einfaches Verfahren	• Relativ viel Abwasser, das unter Umständen phytotoxisch ist • Lagerung der Produkte aufgrund der geringen Korngröße im trockenen und aufgrund von Schimmelbildung im nassen Zustand aufwendig • Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen
extern	Chancen	Risiken
	• Grundlastfähige regenerative Energieerzeugung • HTC als „Vorbehandlungsverfahren“ aufgrund dadurch vereinfachter Entwässerung • Markt für den Einsatz der HTC als Entwässerung von Klärschlamm bereits vorhanden	• Zulassungsverfahren in unterschiedlichen Bundesländern sehr verschieden gehandhabt • Markt ist aufgrund der Nichtzulassung als Regelbrennstoff/Bodenhilfsstoff derzeit noch klein

Tabelle 21: SWOT-Analyse Hydrothermale Karbonisierung

Kritische Materialien

Biomasse ist an sich eine begrenzte Ressource, bezüglich verwendeter Materialien gibt es keine Einschränkung.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Anwohner empfinden den Geruch der Biomasse, aber auch unter Umständen der Kohle als unangenehm. Bei der Installation einer HTC-Anlage müssen eventuelle Geruchsemissionen der Einsatzmaterialien (biogene Reststoffe) und der Prozessabgase berücksichtigt und möglichst reduziert werden.

Rechtliche Hindernisse

Die Nichtanerkennung als Regelbrennstoff und die Nichtanerkennung des Endes der Abfalleigenschaft (§ 5 KrWG⁸⁰) beschränkt die Anwendbarkeit auf Kraftwerke, die die Erlaubnis zur Abfallverwertung haben. Dies sind meist größere Anlagen, für welche die Verwendung von HTC-Kohle weniger attraktiv ist als für kleine, dezentrale Anlagen. Bezüglich der Genehmigung bei den Anlagen herrscht noch große Verwirrung, da dies bei den bestehenden Pilotanlagen unterschiedlich gehandhabt wurde.

⁸⁰ KrWG 2012.

6.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Es gibt keine kommerzielle Anlage, aber jede Firma hat eine Technikums- oder Pilotanlage. Es kommen verschiedene Reaktortypen zum Einsatz: Das Anlagenkonzept von Artec Biotechnologie GmbH⁸¹, umgesetzt bei den Stadtwerken Halle⁸², basiert auf liegenden Rohrreaktoren. SunCoal Industries GmbH nutzt einen stehenden Rohrreaktor (Schachtreaktor). TerraNova Energy GmbH hingegen verwendet einen Wärmeübertrager kombiniert mit kontinuierlichem Rührkessel⁸³, während bei der AVA-CO2 Forschung GmbH ein Multi-Batch-Reaktor zum Einsatz kommt.⁸⁴ Weitere Hersteller sind Brinkhege Engineering GmbH, CS carbonSolutions GmbH, Grenol GmbH, Ingelia S.L. (Spanien), Loritus GmbH, SmartCarbon AG, TFC Engineering AG (Liechtenstein).

Derzeit werden verschiedene Kohlenutzungsmöglichkeiten geprüft. Bezüglich der Flexibilisierungsmaßnahmen ist bei großen Partikelgrößen eine Zerkleinerung der Biomasse notwendig, was mit zusätzlichen Kosten verbunden ist. Die Karbonisierung von Ölen und Fetten (zum Beispiel Alt-Speisefett) ist nicht möglich, da diese nicht zur Bildung von HTC-Kohle führen.

6.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Der angegebene Beitrag ist noch realisierbar, sofern die HTC-Kohle als Festbrennstoff in den Markt eingeführt werden kann. Dafür ist eine Zulassung als Regelbrennstoff erforderlich.

Thermochemische Umwandlung feuchter biogener Reststoffe in einen Festbrennstoff schließt die Lücke zwischen Verbrennung/Vergasung/Pyrolyse und den mikrobiologischen Prozessen.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen bis 2023

Der Zusammenhang zwischen der Struktur von Biomasse und den Eigenschaften der daraus entstehenden Kohle ist noch nicht vollständig nachvollziehbar. Dies ist aber insbesondere für die Anlagenoptimierung und für den Einsatz als Bodenhilfsstoff oder als industrieller Kohlenstoffträger von großer Bedeutung. Standardisierung (Brennstoffnorm) ist hinsichtlich der Zulassung der HTC-Kohle als (Regel-) Brennstoff dringend notwendig.

Des Weiteren bedarf es eines Recyclings der Nährstoffe und weiterer Entwicklung von Verfahren zur effizienten und kostengünstigen Behandlung beziehungsweise Verwertung des Prozesswassers beziehungsweise zur Gewinnung weiterer Chemikalien aus der Flüssigphase.

HTC-Kohle kann möglicherweise auch außerhalb des Energiebereiches als industrieller Kohlenstoffträger oder als Bodenhilfsstoff eingesetzt werden.

⁸¹ Agrokraft 2014, Artec-Biotechnologie 2014.

⁸² DBFZ 2013.

⁸³ Buttmann 2011.

⁸⁴ AVA-CO2 2014.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2050

Die HTC-Verfahren können in Zukunft einen wichtigen Baustein von Bioraffinerien darstellen, da mit ihnen Substrate behandelt werden können, für die es bisher noch keine geeigneten Behandlungsverfahren gibt, wodurch die Lücke zwischen Verbrennung/Vergasung und Pyrolyse auf der einen Seite und mikrobiellen Verfahren auf der anderen Seite geschlossen wird.

7 Hydrothermale Verflüssigung

7.1 Beschreibung

Im ersten Schritt der Hydrothermalen Verflüssigung (HTL) wird das Ausgangsmaterial zerkleinert, aufgeheizt und im Reaktor umgesetzt. In der Regel werden Rohrreaktoren oder eine Kopplung aus Rührkessel und Rohrreaktor eingesetzt. Danach erfolgt die Abkühlung und Phasentrennung: Das teerartige Produkt wird vom Wasser und von der Gasphase getrennt. In dem Konzept von BIO-FUEL BV⁸⁵ wird die flüssige, teerartige Phase in zwei Fraktionen getrennt. Dies ist dann sinnvoll, wenn die leichtere Fraktion zu HTU-Diesel aufgearbeitet werden soll. Das Prozesswasser geht in die Biogasanlage, und das dort gebildete Biogas wird zusammen mit dem Gas aus dem HTL-Prozess verbrannt. Anschließend folgt eine Gasreinigung. Alternativ kann das gesamte teerartige Öl in einen Hydrotreater eingespeist werden.⁸⁶

Das Verfahren ist für alle Biomassen mit hohem Wassergehalt geeignet. Maßnahmen zur Flexibilisierung in Bezug zur Rohstoffbasis sind in der Regel nicht notwendig. Die erste größere Anlage, die einige Jahre in Apeldoorn betrieben wurde, arbeitete überwiegend mit Holz. Der Grund hierfür war, dass in diesem Fall das Prozesswasser vollständig zurückgeführt werden konnte. Die aktuellen wissenschaftlichen Arbeiten beschäftigen sich überwiegend mit Algen. Hierbei spielt die Vorstellung, dass das Prozesswasser wieder zur Algenzucht benutzt werden kann, eine wichtige Rolle. Die erste kommerzielle Anlage verflüssigt ebenfalls Algen.⁸⁷ Eine Variante, das STORS-Verfahren⁸⁸ (5 Tonnen Trockenmasse pro Tag), wird zur Umsetzung von Klärschlamm eingesetzt. Bei dieser Variante wird Natriumcarbonat vor dem Entwässern zugesetzt. Die neueste Anlage verfügt zudem über eine Ammoniakabtrennung.

Da HTL keine Bedeutung für die Stromerzeugung hat, ist es hier lediglich der Vollständigkeit halber mit aufgeführt, es sind aber keine technischen und ökonomischen Daten angegeben.

⁸⁵ Naber/Goudriaan 2005.

⁸⁶ Elliott et al. 2013.

⁸⁷ Sapphire-Energie 2014.

⁸⁸ Stowa 2000.

7.2 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

	Stärken	Schwächen
	• Flexibilität der nutzbaren Biomassen • Einfaches Verfahren • Erdölartiges Produkt, das zu HTU-Diesel verarbeitet werden kann • Nutzung des Produktwassers als Nährmedium beziehungsweise Düngemittel	• Entstehung von relativ viel Abwasser, die Verwertung ist im Einzelfall zu prüfen (zum Beispiel Biogasanlage, Algenzucht) • Behandlung eines nicht nutzbaren Abwassers ist aufwendig • HTL-Teer ist bei Raumtemperatur nicht fließfähig • Forschungsbedarf und notwendige (Weiter-)Entwicklungen
intern	Chancen	Risiken
	• Grundlastfähige regenerative Energieerzeugung • Auch stoffliche Nutzung als Quelle von Phenolen denkbar	• In der Technologieentwicklung werden andere geeignete Biomassen vernachlässigt. Es erfolgt eine einseitige Fokussierung auf Algen, trotz der hohen Herstellungskosten der Algenbiomasse.

Tabelle 22: SWOT-Analyse Hydrothermale Verflüssigung

Kritische Materialien

Biomasse ist an sich eine begrenzte Ressource, bezüglich verwendeter Materialien gibt es keine Einschränkung.

Rechtliche Hindernisse

Bezüglich der Genehmigungslage gibt es keine Erfahrungswerte. Das Abwasser muss gemäß den gesetzlichen Regularien behandelt werden. Ein direkter Einsatz von HTL-Öl als Diesel-Komponente ist derzeit nicht zu erwarten, als Co-Feed für Erdöl-Raffinerien erscheint das HTL-Öl mittelfristig einsetzbar. Hierbei sind aber die Spezifikationen der Raffinerie-Betreiber zu beachten.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Inwiefern und welche Akzeptanzprobleme auftreten, hängt vor allem von der Art der eingesetzten Biomassen ab. Mögliche Aspekte sind Geruchs- und Staubemissionen, vermehrtes Verkehrsaufkommen (zum Transport der Biomasse) sowie sozial-ökologische Effekte, die mit der Bereitstellung der Biomasse einhergehen.

7.3 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Die erste größte Anlage in Apeldoorn (100 kg/h – nasse Biomasse, bei 15 Prozent Trockenmassegehalt) ist nicht mehr in Betrieb. Sapphire Energy betreibt eine Anlage zur Algenkultivierung in „open ponds“, die Algen werden über HTL in ein Biocrude umgewandelt, das als Rohstoff für ein Co-Feeding

für die Erdöl-Raffination dient.^{89,90} Im Jahr 2000 wurde eine neue STORS-Anlage (ThermoEnergy Corporation, USA) in Betrieb genommen.⁹¹

Die für die Flexibilisierung notwendige Aufbereitung (Zerkleinerung, Mahlung, Entwässerung, Entfernung von Störstoffen etc.) variiert je nach einzusetzender Biomasse und spiegelt sich demzufolge in den damit verbundenen Kosten wider. Hohe Salzgehalte könnten die Ausbeute vermindern.

7.4 Forschungs-, Entwicklungs-, Demonstrations- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Ein essenzieller Beitrag ist denkbar auf Basis nasser Biomasse, in Deutschland jedoch nicht auf Basis von Algen.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2023

Weiterentwicklungsbedarf besteht im Scale-up, im Nährstoffrecycling sowie in der Qualitätssteigerung des flüssigen Produktes. Die kommerzielle Anlage hat eine Ausbeute von nur 20 Prozent, Laboranlagen über 50 Prozent.⁹² Die Ursache hierfür muss noch gefunden werden.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2050

Das Prozesswasser soll außerhalb einer Kläranlage Verwendung finden.

⁸⁹ Stowa 2000.

⁹⁰ Xiaowei 2013.

⁹¹ Stowa 2000.

⁹² Xiaowei 2013.

8 Schnellpyrolyseanlagen

8.1 Beschreibung

Durch Schnellpyrolyse wird lufttrockene Biomasse mit einer Feuchte von typischerweise weniger als 15 Prozent zu Pyrolyseöl (Biocrude), -koks und -gas umgewandelt. Pyrolyseöl und -koks können als Energieträger zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt oder durch Vergasung in Synthesegas umgewandelt werden. Ein Anlagenschema ist in Abbildung 5 gezeigt.

Schnellpyrolyse erfolgt durch schnelles Aufheizen partikelförmiger Biomasse mithilfe eines Wärmeträgers in einem Reaktor, der eine intensive Durchmischung bewirkt. Biomasse wird in heiße Dämpfe und Feststoff umgewandelt. Im Schnellpyrolyse-Verfahren des Karlsruher Instituts für Technologie wird dazu ein Doppelschnecken-Reaktor eingesetzt. Der Wärmeträger (Sand) wird noch im Reaktor durch Schwerkraft abgeschieden, wieder aufgeheizt und in den Prozess zurückgeführt. Der Feststoff (Koks und Aschebestandteile) wird über einen Zyklon abgetrennt. Die Dämpfe werden durch schnelles Quenchkühlen zu einem oder zwei (je nach Biomasseart) Kondensaten verflüssigt. Daneben entsteht ein brennbares Permanentgas, das bei optimaler Betriebsweise durch Verbrennung zur Wiederaufheizung des Wärmeträgerkreislaufs ausreicht (20 bis 25 Gew.-%, 10 bis 15 Prozent der Energie). Das heiße Rauchgas transportiert den Sand gleichzeitig zurück in den oben liegenden Vorlagebehälter (pneumatischer Wärmeträgerkreislauf).

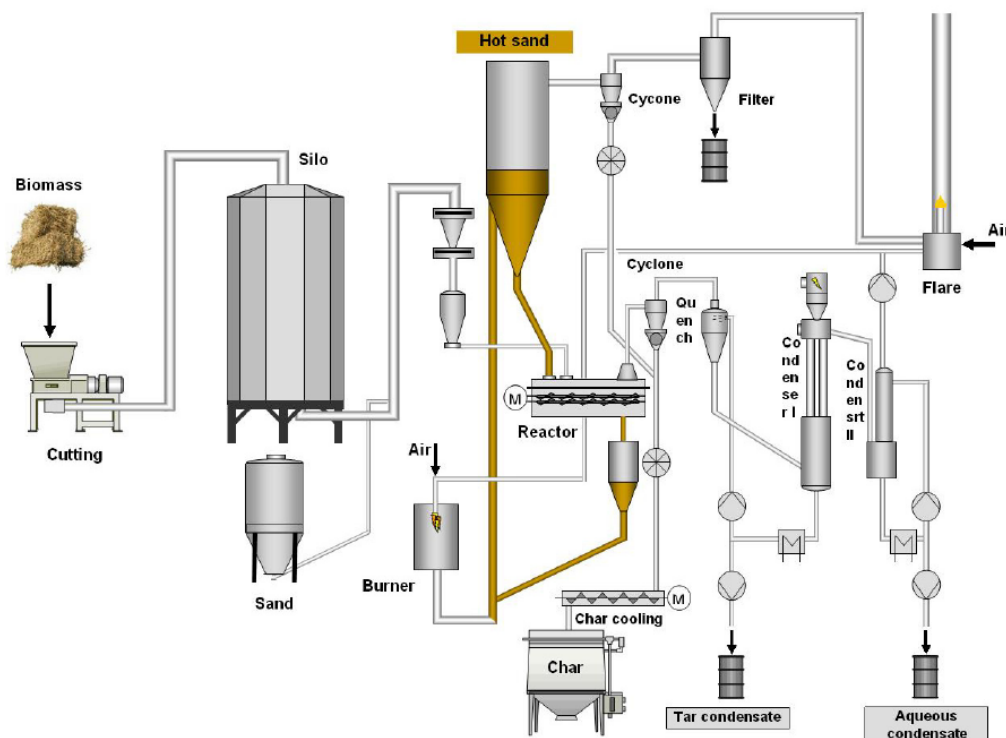


Abbildung 5: Anlagenschema Schnellpyrolyse-Pilotanlage am KIT mit wichtigsten Komponenten⁹³

⁹³ Dahmen et al. 2012.

Hauptprodukte sind das flüssige Kondensat (50 bis 65 Gew.-%) und aschehaltiger Koks (20 bis 25 Gew.-%). Diese Produkte finden Verwendung als Biosyncrude, das heißt energiedichte Suspension von Pyrolyseöl und -koks zur Synthesegaserzeugung durch Flugstromvergasung. Ungefähr 85 Prozent der in der Biomasse enthaltenen Energie werden im Biosyncrude konserviert (bioliq-Verfahren).

Aus dem so erzeugten teerfreien und methanarmen Synthesegas können zum Beispiel über die Fischer-Tropsch- und die Methanol- oder Dimethylether-Synthese alle Arten heute üblicher Kraftstoffe, sauerstoffhaltige Hochleistungs-Kraftstoffkomponenten sowie eine Reihe von wichtigen chemischen Grundprodukten erzeugt werden.

Derzeit findet Pyrolyseöl als Brennstoff für die Wärme-, selten für die Stromerzeugung Verwendung (zum Beispiel Fortum- und Empyro-Anlagen, siehe 7.5). Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsarbeiten haben die Mitverarbeitung von Pyrolyseöl in Mineralölraffinerien oder dessen direkten Einsatz als Kraftstoff zum Ziel, wofür ein sogenanntes Upgrading des Öls erforderlich ist. In diesen Konzepten wird der Koks meist prozessintern verbrannt. Neben der Bereitstellung der notwendigen Prozessenergie kann Strom und Wärme im Überschuss erzeugt und abgegeben werden.

Die Erweiterung des Einsatzstoffspektrums auf aschereiche Biomassen, wie sie typischerweise bei Rest- und Koppelprodukten der Land- und Forstwirtschaft anfallen, stellt eine Maßnahme zur Flexibilisierung dar.

8.2 Technische und ökonomische Daten

Technisch

Für techno-ökonomische Analysen wurden in einer Reihe von Studien technische Konzepte für die Schnellpyrolyse von Stroh und Holz von 2007 bis 2015 unterschiedlicher Anlagenkapazität von 50 bis 200 MW (80 bis 200 kt/a) untersucht. Die spezifischen Investitionskosten lagen kapazitäts- und konzeptabhängig zwischen 230 und 680 €/kW. Der Wirkungsgrad der Schnellpyrolyse bezogen auf den Energiegehalt im Biosyncrude wurde mit Werten von 72 bis 88 Prozent angegeben.⁹⁴ Im EU-Projekt BioBoost (www.bioboost.eu) wurden Szenarien für die Synthesekraftstoffherstellung über die Schnellpyrolyse unter Optimierung von Biomassebereitstellung, Zahl, Ort und Größe der technischen Anlagen sowie den entsprechenden Verbindungswegen ausgewertet. Die Angaben in der folgenden Tabelle beruhen auf gemittelten Werten aus den oben genannten Studien.

Ökonomisch

	2013 (Neuanlagen)
Investitionskosten in €/kW (netto)	500
Brennstoffkosten in €/a	60–80 €/t (Einsatzstoff Stroh)
Art der genutzten Biomasse	Holz, zukünftig: lignozellulose Reststoffe (Stroh, Waldrestholz etc.)
Menge der Biomasse in t/a pro kommerzieller Anlage	140.000
Energieinhalt der Biomasse Holz in MW h/t	4,2
Wartungskosten in % von Investitionen/a	4

⁹⁴ Henrich et al. 2009, Beiermann 2010, Trippe et al. 2010.

Tabelle 23: Ökonomische Daten Schnellpyrolyseanlage

8.3 Interdisziplinäre Beurteilung

SWOT-Analyse

intern	Stärken	Schwächen
	• Hochflexibel bezüglich nutzbarer Biomassen • Erzeugung energiedichter, transportwürdiger Zwischenenergieträger	• Bisher keine Standardisierung der Produkte • Kommerzielle Anwendung bislang nur mit Holz
extern	Chancen	Risiken
	• Entkopplung von Biomassequelle und Ort der energetischen Nutzung • Hohes Mengenpotenzial durch breite Einsatzstoffpalette • Geringe Flächenkonkurrenz durch Einsatz von Reststoffen und Koppelprodukten	• Regulatorische Behandlung der Brennstoffe langwierig • Abhängigkeit von politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen • Technologie in Demo-Anlagen in Betrieb, aber noch nicht am Markt verfügbar

Tabelle 24: SWOT-Analyse Schnellpyrolyseanlage

Kritische Materialien

Es sind keine kritischen Einschränkungen bezüglich eingesetzter Materialien bekannt. Grundsätzlich ist die Beständigkeit beziehungsweise die Eignung von Polymermaterialien zum Beispiel in Dichtungen bei längerfristigem Kontakt mit Pyrolyseölen zu prüfen.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Inwiefern und welche Akzeptanzprobleme auftreten, hängt vor allem von der Art der eingesetzten Biomassen ab. Mögliche Aspekte sind Geruchs- und Staubemissionen, vermehrtes Verkehrsaufkommen (zum Transport der Biomasse) sowie sozial-ökologische Effekte, die mit der Bereitstellung der Biomasse einhergehen.

8.4 Relevanz / State of the Art / Marktverfügbarkeit

Beispiele bereits realisierter Anlagen für Holz:

- Empyro, NL (Hengelo), Technologie: BTG Bioliquids, Engineering und Anlagenbau: Zeton
20.000 Tonnen Pyrolyseöl pro Jahr für den Einsatz in einem Heizkraftwerk.⁹⁵
- Fortum, FIN (Joensuu), Integrated pyrolysis/CFB CHP plant (50 MW_e, 110 MW_t) mit rund 50.000 Tonnen Bioöl/Jahr für ein Heizwerk, Technologie: metso/UPM/VTI.⁹⁶

⁹⁵ Btg-btl 2015.

⁹⁶ Fortum Sverige 2013.

Beispiele bereits realisierter Anlagen für aschereiche Biomasse:

- bioliq-Pilotanlage zur Schnellpyrolyse am Karlsruher Institut für Technologie, Technologie: Lurgi/Ruhrgas, Errichter: Air Liquide E&C Global Solutions (ehemals Lurgi AB), 500 kg/h Biomassedurchsatz (2 MW_t)

Der allgemeine Entwicklungsstand der Schnellpyrolyse von Biomasse ist mit TRL (Technology Readiness Level) 6/7 anzusetzen. Neben einer Reihe von Pilotanlagen mit unterschiedlichen Reaktor-, Wärmeträger- und Kondensationskonzepten sind zwei Demoanlagen für den Einsatz mit der einfachsten einsetzbaren Biomasse Holz bekannt (EMPYRO beziehungsweise FORTUM). Mit 20 beziehungsweise 50 Kilotonnen Pyrolyseöl pro Jahr sind sie einer Leistungsgröße von etwa 5 beziehungsweise 12 Tonnen Biomasse pro Stunde (20 und 50 MW thermischer Brennstoffwärmeleistung) zuzuordnen (TRL 8-9). Ein weiterer Scale-up auf etwa 25 Tonnen Biomasse pro Stunde erscheint sinnvoll und möglich. Vereinfachend kann dabei von rund 100.000 Tonnen Pyrolyseöl und etwa 30.000 Tonnen Pyrolysekoks pro Jahr als Produkt mit Heizwerten von 15 bis 20 MJ/kg für Pyrolysekondensate und 30 MJ/kg für Holzkoks (Strohkoks ca. 20 MJ/kg) ausgegangen werden.⁹⁷ Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur Schnellpyrolyse des bioliq-Verfahrens wurden in einer Reihe von Studien durchgeführt. Diese gehen von Pyrolyseanlagen mit einer Biomasse-Verarbeitungskapazität von typischerweise 50 bis 100 MW (25 t/h) aus.

8.5 Forschungs-, Entwicklungs- und Standardisierungsbedarf

Essenzieller Beitrag bis 2023

Es kann bereits auf der Basis heimischer Rohstoffe wie Stroh mit 8 bis 13 Millionen Tonnen⁹⁸, Waldrestholz mit 9,5 Millionen Tonnen und Schwachholz mit rund 11 Millionen Tonnen ein essenzieller Beitrag bis zur Energiewende geleistet werden.⁹⁹ Bei weitgehender Nutzung dieser und weiterer Ressourcen (Gehölzschnitt etc.) könnten beispielsweise etwa 30 Millionen Tonnen Biomasse zu 17 Millionen Tonnen Pyrolyseöl und etwa 6 Millionen Tonnen Pyrolysekoks verarbeitet werden. Dazu wären 215 Anlagen der Standardgröße 20 t/h (80 MW_t) notwendig. Bezüglich der Erzeugungsleistung von Pyrolyseöl und -koks wird ein Wirkungsgrad von 85 Prozent angenommen.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2023

Forschungsbedarf besteht in der Brennstoff-Normung der Pyrolyseprodukte sowie deren Mischungen. Entwicklungs- und Optimierungsbedarf besteht hinsichtlich höherer Anlagenverfügbarkeit. Die Einsatzstoff-Flexibilität bezüglich der erzeugbaren Pyrolyseproduktqualitäten sollte nachgewiesen werden.

Forschungsbedarf/notwendige (Weiter-)Entwicklungen 2050

Forschungsbedarf besteht bezüglich des Einsatzes außereuropäischer Biomassen beziehungsweise im Ausland erzeugter Pyrolyseprodukte.

⁹⁷ Trippe 2013.

⁹⁸ DBFZ 2012.

⁹⁹ Energieholzportal 2014.

9 Akzeptanz von Bioenergie

9.1 Allgemeine Einstellungen zu erneuerbaren Energien, Bioenergie und Biomasse

Zur **allgemeinen Einstellung zu Bioenergie** gibt es einige, sich inhaltlich größtenteils überschneidende Studien. Die relevantesten Studien sind aus Sicht der Autorinnen und Autoren der Bericht „Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für erneuerbare Energien“ der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)¹⁰⁰, der Abschlussbericht zum Projekt „Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie unter Einbeziehung sozialwissenschaftlicher und technologischer Aspekte“¹⁰¹ sowie Arbeiten des Interdisziplinären Zentrums für Nachhaltige Entwicklung der Universität Göttingen (IZNE) zum Thema "Gesellschaftliche Akzeptanz unterschiedlicher Bioenergienutzungsformen und Erfolgsfaktoren dezentraler Bioenergieprojekte"¹⁰². Im Projekt „EE-Regionen: Sozialökologie der Selbstversorgung“ des Zentrums für Erneuerbare Energien der Universität Freiburg und des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) wurden außerdem im Jahr 2010 und 2012 Bevölkerungsumfragen zur Akzeptanz erneuerbarer Energien (EE) in drei Fallstudienregionen in Deutschland durchgeführt.¹⁰³

Die Studie der AEE beschäftigt sich mit der Akzeptanz für den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien im Allgemeinen. Dabei wird zwischen sozio-politischer und projektbezogener Akzeptanz in Bezug auf verschiedene EE-Technologien unterschieden.¹⁰⁴

Die **sozio-politische Akzeptanz** bezieht sich auf die Akzeptanz der Bevölkerung gegenüber EE-Technologien und dem EEG. Die sozio-politische Akzeptanz der EE wird über Bürgerbefragungen erfasst und ist den Befragungsergebnissen zufolge überwiegend hoch. TNS Infratest führte beispielsweise im Jahr 2012 im Auftrag der AEE eine repräsentative Umfrage durch. Die Umfrage ergab, dass 93 Prozent der Befragten den Ausbau und die Nutzung von EE für wichtig oder sehr wichtig hielten.¹⁰⁵ In der Befragung im Jahr 2014 waren es 92 Prozent.¹⁰⁶

Um die **projektbezogene Akzeptanz**, das heißt die Akzeptanz für konkrete EE-Anlagen und -Projekte bei Anwohnern, Lokalpolitikern und Naturschützern zu erfassen, wurde in der AEE-Umfrage gefragt, wie Anlagen in der Umgebung des eigenen Wohnortes bewerten würden. 67 Prozent der Befragten würden EE-Anlagen in der eigenen Nachbarschaft begrüßen, wobei die Akzeptanz bei Bioenergieanlagen mit 36 Prozent geringer ist (Windenergieanlagen: 60 Prozent, Solaranlagen: 76 Prozent). Gleichzeitig zeigte sich, dass die Akzeptanz bei Vorerfahrung, also wenn die Befragten in der Nähe einer EE-Anlage leben, steigt. Dies gilt mit 54 Prozent Zustimmung bei Vorerfahrung im Vergleich zu 36 Prozent ohne Vorerfahrung auch für Bioenergieanlagen.¹⁰⁷ In den Jahren 2013 und 2014 lag die Befürwortung von Bioenergieanlagen geringfügig höher (bei 39 Prozent ohne Vorerfahrung beziehungsweise 47 und 49 Prozent mit Vorerfahrung).

¹⁰⁰ Wunderlich 2012, sowie die Ergebnisse der Befragungen aus 2013 und 2014.

¹⁰¹ Kabasci et al. 2012.

¹⁰² Wüste 2012.

¹⁰³ Kress 2013-1; Kress 2013-2; Kress 2013-3.

¹⁰⁴ Wunderlich 2012.

¹⁰⁵ Wunderlich 2012.

¹⁰⁶ AEE 2014.

¹⁰⁷ Wunderlich 2012.

Bevölkerungsbefragungen in drei Fallstudienregionen bestätigen die eher geringe Zustimmung zu Biogasanlagen im Vergleich zu anderen EE-Technologien. Sie zeigen außerdem, dass die Befürwortung von Biogasanlagen in den Fallstudienregionen zwischen 2010 und 2012 zugenommen hat und dass die Zustimmungswerte für konkrete EE-Anlagen in den Regionen stark schwanken. Für Biogasanlagen variierten die Zustimmungswerte in den Fallstudienregionen beispielsweise zwischen 34 und 48 Prozent.¹⁰⁸

Das Projekt „Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie unter Einbeziehung sozialwissenschaftlicher und technologischer Aspekte“ vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und Fraunhofer Institut UMSICHT kommt zu ähnlichen Ergebnissen.¹⁰⁹ Während 86 und 84 Prozent der Befragten der Meinung sind, dass Solar- und Windenergie zukünftig genutzt werden sollen, befürworten nur 54 Prozent, dass Bioenergie genutzt werden soll. Der Bericht beschreibt außerdem, wie Bürgerinnen und Bürger konkret zur Biogasenerzeugung als Form der Energiegewinnung stehen. Bezogen auf ihre Region würden 47 Prozent der Interviewten die Nutzung von Biogasanlagen unterstützen.¹¹⁰

Trotz der vielfach positiven Einstellung gegenüber EE und auch Bioenergie kommt es immer wieder zu lokalen Widerständen gegen konkrete EE-Projekte. Es gibt beispielsweise Fälle, in denen Bürgerinitiativen Projekte verhindert oder verzögert haben. Fallstudienresultate zeigen, dass in einem konkreten Fall die Anzahl aktiv Widerstand leistender Personen gering war (3 Prozent). Ein ebenfalls eher geringer Anteil unterstützte das Projekt aktiv (11 Prozent). 15 Prozent waren passiv ablehnend eingestellt und 71 Prozent passiv befürwortend. Häufig werden konkrete Projekte vor Ort nicht pauschal abgelehnt sondern aufgrund spezifischer lokaler Gründe.¹¹¹

Das IZNE hat sich mit der **Akzeptanz** beziehungsweise der Beurteilung **verschiedener Bioenergienutzungsmöglichkeiten** befasst. Große, eher zentrale Bioenergieanlagen wurden dabei von einem geringeren Anteil der Befragten befürwortet als kleine, dezentrale Anlagen. Kleine Biogasanlagen mit Wärmekonzept schneiden dabei besser ab als solche ohne Wärmekonzept und beide schneiden besser ab als große Biogasanlagen. Eine überwiegend positive Bewertung erhalten auch große Heizwerke auf Restholzbasis, während Biotreibstoffanlagen schlechter abschneiden. Die Befragten zeigten außerdem eine höhere „Betroffenheit“, wenn in der Region großindustriell Bioenergie genutzt wird. Sie empfanden demnach Auswirkungen wie Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und Verkehrsbelästigungen häufiger als zutreffend im Vergleich zu Bewohnern von Bioenergieregionen, wo die Bioenergienutzung dezentral erfolgt. Bezüglich der Substrate wird die Nutzung von Reststoffen wie Pflegeholz, Gülle, Klärgas, Rasenschnitt und Restholz überwiegend befürwortet, während die Nutzung von Energiepflanzen von etwa einem Drittel der Befragten abgelehnt wird. Kurzumtriebsplantagen (KUP) schneiden in der Bewertung etwas besser ab als Energiepflanzen. Den Einsatz genetisch veränderter Pflanzen lehnen über 70 Prozent der Befragten ab.¹¹²

Neben der grundsätzlichen technologiebezogenen Akzeptanz spielen bei der Akzeptanz gegenüber konkreten Projekten die Aspekte **Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit** eine wichtige Rolle. Die

¹⁰⁸ Kress 2013-1; Kress 2013-2; Kress 2013-3.

¹⁰⁹ Kabasci et al. 2012.

¹¹⁰ Kabasci et al. 2012.

¹¹¹ Wunderlich 2012.

¹¹² Wüste 2012.

prozedurale oder Verfahrensgerechtigkeit bezieht sich darauf, wie gerecht der Planungsprozess auf dem Weg zu einer neuen Anlage bewertet wird. Wichtig sind dabei die Einbindung und Mitsprachemöglichkeiten von Stakeholdern. Wird der Prozess als gerecht wahrgenommen, kann ein Projekt auch dann akzeptiert werden, wenn das Ergebnis nicht den Wünschen des Einzelnen entspricht.¹¹³ Bei der Verteilungsgerechtigkeit geht es darum, ob die Nachteile (Kosten, Lasten) und die Vorteile (zum Beispiel finanzieller Nutzen) unter allen Betroffenen als gerecht verteilt empfunden werden. Wird die Verteilung als ungerecht empfunden, kann dies zu einer Ablehnung eines konkreten Projektes führen.¹¹⁴

Die Umfrageergebnisse in Kabasci et al. zeigen, dass sich 50 Prozent der Befragten nicht rechtzeitig über den Bau der Biogasanlage informiert fühlten. 64 Prozent gaben an, nicht regelmäßig informiert worden zu sein. Ein Drittel der Befragten empfand den Planungsprozess als unfair, 43 Prozent antwortete mit „weiß nicht“, was auf **Informationsdefizite** hinweist. Fast die Hälfte der Befragten gab mangelndes Wissen über technische Aspekte der Biogasanlage an. Auch bezüglich der vergorenen Substrate und den aktuellen Energiegesetzen fühlten sich viele nicht gut informiert. Gleichzeitig hatten 65 Prozent der Befragten schon von Widerständen gegenüber Biogasanlagen gehört. Hierzu passt, dass sich über 80 Prozent der Befragten mehr Informationen über Biogasanlagen in den Medien wünschen. Die am häufigsten genannten Aspekte sind Informationen bezüglich der zu vergärenden Stoffe, zu Sicherheitsaspekten und zur Anlagengröße.¹¹⁵

Im Folgenden wird kurz auf konkrete Akzeptanzprobleme eingegangen, um anschließend aufzuführen, wie die Akzeptanz von Bioenergieprojekten gesteigert werden kann.

9.2 Gesellschaftliche Akzeptanzprobleme

In den Medien werden bezüglich **erneuerbaren Energien im Allgemeinen** vor allem die Kosten eines Umbaus der Energieversorgung, die Sicherstellung einer jederzeit gewährleisteten Stromversorgung trotz schwankender Einspeisung durch wetterabhängige Energieträger, sowie die Frage nach Konflikten mit Naturschutzbelangen kontrovers diskutiert.¹¹⁶

Wüste beschreibt in einer Umfrage die durch Bürgerinnen und Bürger genannten Risiken der **Bioenergie**. Am häufigsten werden die Flächenkonkurrenz (Tank vs. Teller), Auswirkungen auf das Landschaftsbild, ökologische Bedenken und Preisanstiege bei Nahrungsmitteln genannt. Demgegenüber stehen die Chancen der Bioenergie aus Sicht der Befragten. Die am häufigsten genannten Chancen sind die Schonung beziehungsweise Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen, Umweltschutz und die Reststoffnutzung.¹¹⁷

Kabasci et al. identifizierten konkrete Bedenken gegenüber **Biogas**. 57 beziehungsweise 40 Prozent gaben an, dass die Geruchsbelästigungen beziehungsweise die Lärmbelästigung seit Inbetriebnahme der Biogasanlage zugenommen habe. 45 Prozent waren außerdem der Meinung, dass seit Inbetriebnahme der Anlage das Verkehrsaufkommen gestiegen sei. 10 Prozent berichteten von gesundheitli-

¹¹³ Wunderlich 2012.

¹¹⁴ Wunderlich 2012.

¹¹⁵ Kabasci et al. 2012.

¹¹⁶ Wunderlich 2012.

¹¹⁷ Wüste 2012.

chen Beschwerden. 46 Prozent gaben an, dass sich die Landwirtschaft verändert habe. 53 beziehungsweise 51 Prozent waren der Meinung, dass der Pflanzenanbau für die Biogasanlagen zu Lasten der deutschlandweiten beziehungsweise der weltweiten Nahrungsmittelproduktion gehen würde. 48 Prozent befürchteten, dass als Folge der vermehrten Nutzung von Biogasanlagen der Anbau gentechnisch veränderter Pflanzen zunehmen würde. 41 Prozent glaubten an eine Gefährdung für Grundwasser und Oberflächengewässer durch Biogasanlagen. Ein erhöhtes Unfallrisiko in der Gemeinde befürchteten 33 Prozent der Befragten. Ein Drittel der Befragten erwartete einen Schaden für die Tourismusbranche durch die Biomassenutzung, 43 Prozent eine Entwertung der Grundstücke. 38 Prozent empfanden die Verteilung von durch Biogasanlagen verursachte Kosten und ihrem Nutzen als nicht fair, für eher fair hielten nur 20 Prozent der Befragten die Verteilung. Etwa die Hälfte der Befragten konnte nicht einschätzen oder war unentschieden, ob die Nutzung von Biomasse einen positiven ökonomischen Effekt auf die Region hat. Weitere 34 Prozent standen dem skeptisch gegenüber. Nur 17 Prozent der Befragten glaubten, dass die Nutzung von Biomasse einen positiven ökonomischen Effekt auf die Region hat. Dies deutet auf ein Informationsdefizit hin (siehe Kapitel 9.3). 32 Prozent der Befragten empfanden den Planungsprozess als nicht fair. 53 Prozent fühlten sich über technische Aspekte und 56 Prozent über die in der Biogasanlage zu vergärenden Stoffe nicht hinreichend informiert.¹¹⁸

Wüste beschreibt als weitere negativ wahrgenommene Auswirkungen von Biogasanlagen Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch die Biogasanlage und den Energiepflanzenanbau sowie Spannungen unter den Bewohnern. Positiv wahrgenommene Auswirkungen sind dagegen Arbeitsplatzgenerierung, Stärkung des Selbstwirksamkeitsgefühls und des Gemeinschaftsgefühls, Stärkung der Landwirtschaft, Beitrag zum positiven Image des Ortes, Beitrag zum Klimaschutz und höhere Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und großen Energieversorgern.¹¹⁹ Bevölkerungsumfragen aus dem Projekt EE-Regionen zeigen, dass ein Großteil der Befragten als Folge der vermehrten Nutzung von Biogasanlagen eine Zunahme von Monokulturen, einen negativen Einfluss auf die Artenvielfalt und einen Verlust von Anbauflächen für Nahrungsmittel fürchteten.¹²⁰

Rund um **Kleinf Feuerungsanlagen** ist das Problem der Feinstaubbelastungen insbesondere in Städten bekannt, das ebenfalls zu Akzeptanzproblemen führen kann. Bei Kleinf Feuerungsanlagen können außerdem Unsicherheiten bezüglich der Preisentwicklung der Brennstoffe auftreten. Allerdings wünschten sich in den Umfragen im Rahmen des Projektes EE-Regionen in drei Regionen 32 bis 41 Prozent der Befragten Stückholz-Heizungen zur häuslichen Wärmerversorgung. An zweiter Stelle wird Solarwärme vor Erdgas und Holzpellets genannt.¹²¹

Während bei Biogas vornehmlich Auswirkungen des Energiepflanzenanbaus in Deutschland kritisch wahrgenommen werden, kommen durch **importierte Biomasse** bei **Biokraftstoffen** Auswirkungen in anderen Ländern (insbesondere Entwicklungsländern) hinzu. Unter anderem hat sich in den vergangenen Jahren die vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderte Nachwuchsgruppe „Fair Fuels? Zwischen Sackgasse und Energiewende: Eine sozial-ökologische Mehrebenenanalyse transnationaler Biokraftstoffpolitik“ anhand von Fallstudien in verschiedenen Ländern mit Wirkungen

¹¹⁸ Kabasci et al. 2012.

¹¹⁹ Wüste 2012.

¹²⁰ Kress 2013-1; Kress 2013-2; Kress 2013-3.

¹²¹ Kress 2013-1; Kress 2013-2; Kress 2013-3.

und Konflikten rund um die Biokraftstoffproduktion befasst. Relevante Aspekte, die auch in den Medien kontrovers dargestellt wurden, sind unter anderem Preisanstiege bei Nahrungsmitteln, Land Grabbing, Verdrängung kleinbäuerlicher Landwirtschaft, Verbreitung großindustrieller Landwirtschaft, Anbau gentechnisch veränderter Pflanzen, Potenziale zur Armutsreduzierung durch Einbindung von Kleinbauern im Biomasseanbau, indirekte Landnutzungsänderungen mit negativen Folgen auf das Klima und die Artenvielfalt. Die Arbeiten im Projekt "Fair Fuels" zeigen, dass Biokraftstoffe nie der alleinige Auslöser von Verdrängung, Entwaldung und Armut sind, dass sie unter den gegebenen Rahmenbedingungen (transnationale Verflechtung, mangelnde Regulierung) jedoch oftmals stärker zu diesen Problemen beitragen als sie zu entschärfen.¹²²

Aus der Debatte um E10 ist außerdem bekannt, dass Ängste vor technischen Schäden – in dem konkreten Fall an den Motoren – die Nachfrage nach biomassebasierten Produkten beeinträchtigen kann.

Im Folgenden werden mögliche Aspekte und Befürchtungen bei eingeschränkter beziehungsweise fehlender Akzeptanz nach sozial-ökologischen Problemen, lokalen Einschränkungen, wirtschaftlichen Aspekten und Defiziten bezüglich Informationen und Planungsprozess kategorisiert.

Aspekte	Betroffene BM/Technologie
Sozial-ökologische Probleme	
Flächenkonkurrenz (Tank versus Teller)	Energiepflanzen, KUP
Preisanstiege bei Nahrungsmitteln	Energiepflanzen, KUP
Landnutzungsänderungen	Energiepflanzen, KUP
Vermehrte Monokulturen	Energiepflanzen, KUP
Verlust der Artenvielfalt	Energiepflanzen, KUP
Gefährdung von Grundwasser	Energiepflanzen, KUP
Anbau gentechnisch veränderter Pflanzen	Energiepflanzen, KUP
Verdrängung kleinbäuerlicher Landwirte	Importierte Energiepflanzen
Land Grabbing	Importierte Energiepflanzen
Luftverschmutzung/Feinstaubproblematik	Biogas, Kleinfeuerungsanlagen
Lokale Einschränkungen	
Geruchsbelästigung	Biogas
Vermehrtes Verkehrsaufkommen	Biogas, Holz-Heizkraftwerke
Gesundheitliche Beschwerden	Biogas, Kleinfeuerungsanlagen
Erhöhtes Unfallrisiko in der Gemeinde	Biogas
Beeinträchtigung des Landschaftsbildes	Energiepflanzen, KUP
Wirtschaftliche Aspekte	
Beeinträchtigung von Tourismus und Naherholung	Energiepflanzen, KUP, Biogas
Negativer Einfluss auf Grundstückswerte	Biogas
Angst vor technischen Schäden (E10)	Biokraftstoffe
Unklare Preisentwicklung der Biomasse	Kleinfeuerungsanlagen
Unfaire Verteilung Kosten und Nutzen	Biogas, Heizkraftwerke
Unklarer positiver Effekt für die Region	Biogas

¹²² Hirschl et al 2014.

Aspekte	Betroffene BM/Technologie
Höhe der EEG-Umlage	EE allgemein
Defizite bezüglich Informationen und Planungsprozess	
Unfairer Planungsprozess	
Unregelmäßige Information zum Prozess	
Informationsdefizite zu bestimmten Themen	

Tabelle 25: Aspekte fehlender Akzeptanz

9.3 Beteiligung und Wertschöpfung als Schlüssel zur Akzeptanz

Die sozio-politische Akzeptanz von EE und auch Bioenergie ist, wie vorab beschrieben, hoch. Um Bioenergieprojekte erfolgreich umsetzen zu können, bedarf es daher Maßnahmen zur Steigerung der projektbezogenen Akzeptanz, die geringer ist als die sozio-politische Akzeptanz. Die zuvor aufgeführten Studienergebnisse haben vor allem zwei Ansatzpunkte aufgedeckt: Beteiligung im Planungsprozess (Mitsprache und Mitentscheidung) und höhere Verteilungsgerechtigkeit (finanzielle Beteiligung). Die Studien zeigen außerdem, dass sich viele Befragte mehr Informationen wünschen, um die Auswirkungen von Bioenergieanlagen besser einschätzen zu können

Die **Beteiligung im Planungsprozess** kann die Akzeptanz des EE-Projektes maßgeblich erhöhen, da viele Bürgerinnen und Bürger ihr Lebensumfeld mitgestalten wollen. Neben der formellen, durch den Gesetzgeber geregelten Beteiligung, beispielsweise im Rahmen der Bauleit- und Regionalplanung oder von Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren, bestehen diverse Möglichkeiten der informellen Beteiligung. Dabei werden in der Partizipationsforschung vier Stufen der Beteiligung unterschieden:

1. Information: frühzeitige, möglichst vollständige Informationen über Vor- und Nachteile, regelmäßige Informationen zu den Planungsschritten (zum Beispiel Informationsveranstaltungen, -fahrten)
2. Konsultation: Dialog mit den Bürgerinnen und Bürgern (zum Beispiel Bürgeranhörungen, Runde Tische, Bürgerforen)
3. Kooperation: gemeinsames Planen eines EE-Projektes durch Bürger und Politik (zum Beispiel Bürgergutachten, Zukunftswerkstätten)
4. Selbstbestimmung: Selbstbestimmte Durchführung eines Projektes durch die Bürgerinnen Bürger selbst (zum Beispiel bei Bürgerenergieanlagen)¹²³

Darüber hinaus erhöht die **finanzielle Beteiligung** der Anwohnerinnen und Anwohner die Akzeptanz eines EE-Projektes. Wunderlich zufolge sind bereits über 50 Prozent der gesamten installierten Leistung aus EE in Händen von Privatpersonen und Landwirten.¹²⁴ Durch die finanzielle Beteiligung ändert sich die persönliche Bewertung von Kosten und Nutzen. Mögliche Realisierungsformen sind Energiegenossenschaften oder Bürgerenergieanlagen. Auf diese Weise lassen sich Projekte mit vielen Beteiligten demokratisch umsetzen.

¹²³ Wunderlich 2012.

¹²⁴ Wunderlich 2012.

Ein Argument für Bioenergieanlagen und EE-Anlagen im Allgemeinen sind **Wertschöpfung und Beschäftigung**, die vor Ort in der Kommune verbleiben. Das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) hat 2010 ein Modell zur Berechnung der kommunalen beziehungsweise regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung entwickelt und seitdem vielfach angewandt und weiterentwickelt.¹²⁵¹²⁶ Das IÖW-Modell bedient sich zur Berechnung der kommunalen Wertschöpfung eines Bottom-up-Ansatzes. Wertschöpfung wird dabei als Summe der Einkommen beziehungsweise Einnahmen der beteiligten Akteure (Wertschöpfungsbestandteile) erfasst. Dabei werden drei wesentliche Bestandteile der kommunalen Wertschöpfung unterschieden:

- **Kommunale Steuereinnahmen**

Im Einzelnen sind dies die (Netto-)Gewerbsteuer auf Unternehmensgewinne, der kommunale Anteil an der Einkommensteuer und der kommunale Anteil an der Abgeltungsteuer.

- **Unternehmensgewinne**

Die um die Gewinnsteuern bereinigten Gewinne der beteiligten Unternehmen in der Kommune

- **Einkommen aus Beschäftigung**

Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten in der Kommune.¹²⁷

Kommunen können wirtschaftlich durch EE-Anlagen vor Ort profitieren. Denn die konventionelle Energieerzeugung findet vor allem im Bereich Strom zentral an vergleichsweise wenigen Orten in Deutschland statt. Zudem muss ein Großteil der fossilen Energieträger wie Kohle, Erdgas und Öl importiert werden. Für eine konkrete Region bedeutet dies in der Regel, dass ein Mittelabfluss für den Import der fossilen Energieträger oder der Endenergie stattfindet. Der dezentrale Charakter der meisten EE-Technologien macht es möglich, dass wesentliche Schritte der Wertschöpfungskette in der Region angesiedelt werden können. Werden EE-Anlagen beispielsweise von Unternehmen in der Region geplant, errichtet und gewartet und / oder sind die Betreiber der Anlagen in der Kommune ansässig, dann generiert dies Wertschöpfung in der Kommune. Diese besteht zu einem Teil aus Steuereinnahmen, die direkt in die kommunale Haushaltskasse fließen. Die Einkommen der bei EE-Unternehmen Beschäftigten tragen darüber hinaus zu einer Erhöhung der Kaufkraft in der Kommune bei. Gleiches gilt für die Unternehmensgewinne, welche an die Gesellschafter ausgeschüttet oder für Neuinvestitionen genutzt werden.¹²⁸

Beispiel: Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW

Die folgende Beispielrechnung veranschaulicht, welche kommunale Wertschöpfung durch eine Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW in einer durchschnittlichen Kommune generiert werden kann. Hinsichtlich der Wärmenutzung liegt die Annahme zugrunde, dass 80 Prozent der extern nutzbaren Wärme über ein Nahwärmenetz abgenommen wird. Es wird unterstellt, dass die Herstellung der Anlagenkomponenten nicht in der Kommune erfolgt. Auch die Versicherung und die Laboranalysen werden von überregionalen Dienstleistern bereitgestellt und Betriebsstoffe wie zum Beispiel Strom von außerhalb bezogen, die Finanzierung der Anlage erfolgt zu 50 Prozent durch loka-

¹²⁵ Für eine vereinfachte Berechnung der kommunalen Wertschöpfung aus EE steht seit 2012 ein **Online-Rechner** zur Verfügung, den das IÖW gemeinsam mit der AEE entwickelt und veröffentlicht hat. Der Online-Wertschöpfungsrechner ist kostenfrei verfügbar unter der Webpräsenz www.kommunal-erneuerbar.de.

¹²⁶ Hirschl et al. 2010; Aretz et al 2013-1.

¹²⁷ Aretz et al. 2013-1.

¹²⁸ Aretz et al 2013.

le Banken. Alle anderen Wertschöpfungsschritte in den Stufen Planung und Installation sowie Anlagenbetrieb und Wartung werden zu 100 Prozent durch vor Ort ansässige Unternehmen abgedeckt und auch die Betreiber beziehungsweise die Gesellschafter der Anlage sitzen in der Kommune.

Mit diesen Annahmen ergeben sich für das Jahr 2012 einmalige Effekte von 83.000 Euro und jährliche kommunale Wertschöpfungseffekte in Höhe von knapp 71.700 Euro. Bei letzteren entfallen 23 Prozent auf den Anlagenbetrieb und die Wartung sowie 77 Prozent auf die Betreibergewinne. Wären alle Schritte entlang der Wertschöpfungskette in der Kommune ansässig, so ergäbe sich eine maximal mögliche Wertschöpfung von rund 355.800 Euro bei den einmaligen und 79.600 Euro bei den jährlichen Effekten. Die Produktion der Komponenten macht mit 271.700 Euro einen Großteil der einmaligen Effekte aus, wodurch sich die hohe Abweichung zwischen der durchschnittlichen und der maximal möglichen Wertschöpfung erklären lässt. Bei den jährlichen Effekten für ein durchschnittliches Betriebsjahr fällt die durchschnittliche kommunale Wertschöpfung nur geringfügig niedriger aus als die maximal mögliche. Den größten Anteil haben bei den jährlichen Effekten die Betreibergewinne und die darauf gezahlten Gewinnsteuern, welche zu einem Teil an die kommunalen Haushalte fließen. Da hier unterstellt wird, dass die Anlage von einem oder mehreren lokal ansässigen Landwirten betrieben wird, bleibt die generierte Wertschöpfung in der Kommune. Aber auch die Beteiligung lokaler Unternehmen und Banken an der Wartung und der Finanzierung der Anlage tragen zur Generierung von Wertschöpfung bei.

Über eine Laufzeit von 20 Jahren gewinnen die betriebsbezogenen Stufen an Bedeutung. Mehr als 92 Prozent der durchschnittlichen kommunalen Wertschöpfung sind darauf zurückzuführen (siehe Abbildung 6). Da hier potenziell eine Mehrheit der Wertschöpfungsschritte in einer durchschnittlichen Kommune angesiedelt werden können, zeigt sich bei der Betrachtung über 20 Jahre Anlagenlaufzeit ein deutlich geringerer Unterschied zwischen der mit den oben getroffenen Annahmen berechneten Wertschöpfung und der maximal möglichen Wertschöpfung auf kommunaler Ebene, was bedeutet, dass die Kommune auch ohne Anlagenhersteller vor Ort erheblich profitieren kann.

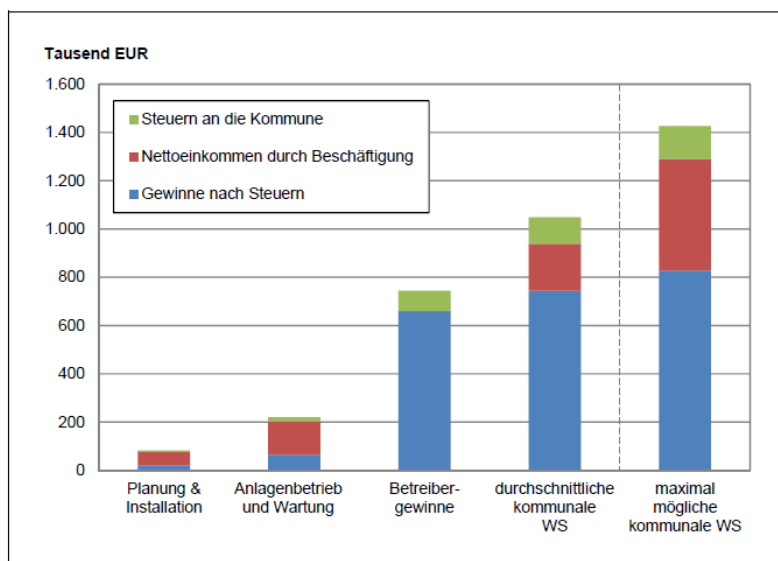


Abbildung 6: Kommunale Wertschöpfung einer Biogasanlage mit 500 kW_e über 20 Jahre Anlagenlaufzeit¹²⁹

¹²⁹ Aretz et al. 2013-1.

Die für das Jahr 2012 ermittelte direkte **Wertschöpfung durch EE in Deutschland** summiert sich bundesweit auf rund 16,9 Milliarden Euro. Die kommunale Wertschöpfung beträgt davon rund 11,1 Milliarden Euro, so dass 66 Prozent der gesamten Wertschöpfung verteilt über das Bundesgebiet den Kommunen zu Gute kommen. Mit der ermittelten Wertschöpfung sind bundesweit 166.000 direkt in der EE-Branche **Beschäftigte** (Vollzeitäquivalente) verbunden. Dies umfasst alle Beschäftigten, die direkt mit der Herstellung der Anlage oder einzelner Komponenten, ihrer Installation und dem Betrieb der EE-Anlagen zusammenhängen. Die Beschäftigten in den Vorleistungsstufen der beteiligten Unternehmen, beispielsweise Zulieferer eines Komponentenherstellers, sind in der genannten Zahl nicht enthalten. Durch eine Einbeziehung der indirekten Effekte würde sich somit eine höhere Anzahl an EE-Arbeitsplätzen ergeben.¹³⁰

Nur durch **Bioenergieanlagen** wurden im Jahr 2012 vier Milliarden Euro Wertschöpfung generiert, also etwa ein Viertel der gesamten Wertschöpfung durch EE. 36 Prozent entstanden durch die stromproduzierende Anlagen, 26 Prozent durch Kraftstoffe und der Rest durch wärmeproduzierende Anlagen und Holzbrennstoffe. Mit dieser Wertschöpfung sind 29.000 VZÄ verbunden.¹³¹ Insgesamt sind diese Zahlen konservativ, da der landwirtschaftliche Anbau der Biomasse sowie einzelne Technologien und Anlagen nicht in der Berechnung berücksichtigt wurden (zum Beispiel Holzvergasser, nicht geförderte Kleinfeuerungsanlagen).

Grundsätzlich relevant für den Erfolg der Beteiligung und somit die Realisierung von EE-Projekten ist die **übergeordnete Zielsetzung**. Diese hat auch Auswirkungen auf den Kreis an zu beteiligenden Akteuren. So sind für das Erreichen von kommunalen Klimaschutzzielen evtl. andere Personen zu adressieren als für EE-Projekte, bei denen die Erwirtschaftung einer maximalen Rendite im Vordergrund steht. In Aretz et al. sind einige positive Beispiele zu Beteiligungsprozessen aufgeführt.¹³²

¹³⁰ Aretz et al. 2013-2.

¹³¹ Aretz et al. 2013-2.

¹³² Aretz et al. 2013-2.

10 Literatur

Alle Daten ohne weitere Quellenangaben basieren auf Erfahrungswerten der Mitwirkenden der Fachgruppe sowie eigenen Berechnungen und Abschätzungen der Autorinnen und Autoren. Die Urheber räumen ein Nutzungsrecht für die Verwendung der Abbildungen in diesem Technologiesteckbrief im Rahmen der Online-Publikation ein.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2015

acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): *Mit Energieszenarien gut beraten. Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), 2015.

AEE 2014

Agentur für Erneuerbare Energien: *92 Prozent der Deutschen wollen den Ausbau Erneuerbarer Energien*, 2014. URL: <http://www.unendlich-viel-energie.de/92-prozent-der-deutschen-wollen-den-ausbau-erneuerbarer-energien> [Stand: 30.10.2014].

Agrokraft 2014

Agrokraft: *Die Kraft der Kohle – HTC*, 2014. URL: <http://www.agrokraft.de/projekte/htc/> [Stand: 20.10.2014].

Aretz et al 2013-1

Aretz, A./Heinbach, K./Hirschl, B./ Schröder, A.: *Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien*, (Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland) Hintergrundmaterial, Hamburg 2013.

Aretz et al 2013-2

Aretz, A./Heinbach, K./Hirschl, B./ Schröder, A.: *Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien*, (Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland), Hamburg 2013.

Artec-Biotechnologie 2014

Artec-Biotechnologie: *HTC*, 2014. URL: <http://artec-biotechnologie.com/index.php/htc/technik> [Stand: 06.11.2014].

AVA-CO2 2014

AVA-CO2: *Klärschlamm nutzen – Energie gewinnen: Hydrothermale Carbonisierung*, 2014. URL: http://www.ava-co2.com/web/media/downloads_DE/broschure/AVA_CO2_Klaerschlammbroschuere_DE.pdf [Stand: 21.10.2014].

Beiermann 2010

Beiermann, D.: *Analyse von thermochemischen Konversionsverfahren zur Herstellung von BtL-Kraftstoffen*, Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6 Energietechnik 596, Verlag Beck, 2010.

BMEL 2014

Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (Hrsg.): *Der Wald in Deutschland – Ausgewählte Ergebnisse der dritten Bundeswaldinventur*, Oktober 2014. URL: http://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/Broschueren/Bundeswaldinventur3.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 31.03.2016].

BMU 2012

Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, März 2012.

BMWi 2013

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Erneuerbare Energien im Jahr 2013 – Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*, 2013. URL: http://www.pci.tu-bs.de/agbauerecker/VorlesungPC-GrundlagenWasserstoffwirtschaft2014_2015/agee-stat-bericht-ee-2013.pdf [Stand: 17.03.2016].

Btg-btl 2015

Btg-btl: Empyro project, 2015. URL: <http://www.btg-btl.com/en/company/projects/empyro> [Stand: 17.03.2016].

BImSchV 2010

Bundes-Immissionsschutzverordnungen: *Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen*, 26.01.2010.

Bundesnetzagentur 2014

Bundesnetzagentur: *Monitoring Biogas 2014*. URL: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogasmonitoring/biogasmonitoring-node.html [Stand: 17.04.2015].

Buttmann 2011

Buttmann, M.: „Klimafreundliche Kohle durch Hydrothermale Karbonisierung von Biomasse“. In: *Chemie Ingenieur Technik*, 83, 2011, S. 1890–1896.

Dahmen et al. 2012

Dahmen, N./Henrich, E./Dinjus, E./Friedhelm Weirich, F.: „The bioliq® bioslurry gasification process for the production of biosynfuels, organic chemicals, and energy“. In: *Energy, Sustainability and Society*, 2:3, 2012.

DBFZ 2012

Deutsches Biomasseforschungszentrum: *Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung*, DBFZ Report Nr. 13, 2012. URL: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_13.pdf [Stand: 16.04.2015].

DBFZ 2013

Deutsches Biomasseforschungszentrum: Pressemitteilung: *Startschuss für grüne Kohle – Innovative HTC-Demonstrationsanlage in Halle eröffnet*, 03.07.2013. URL: <https://www.dbfz.de/web/presse/pressemitteilungen-2013/startschuss-fuer-gruene-kohle-innovative-htc-demonstrationsanlage-in-halle-eroeffnet.html> [Stand: 20.10.2014].

DBFZ 2014

Deutsches Biomasseforschungszentrum: *Stromerzeugung aus Biomasse* (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht Juni 2014. URL: https://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Referenzen/Berichte/Monitoring_ZB_Mai_2014.pdf [Stand: 16.04.2015].

Elliott et al. 2013

Elliott, D. C./Hart, T. R./Schmidt, A. J./Neuenschwander, G. G./Rotness, L. J./Olarte, M. V./Zacher, A. H./Albrecht, K. O./Hallen, R. T./Holladay J. E.: „Process development for hydrothermal liquefaction of algae feedstocks in a continuous-flow reactor“. In: *Algal Research*, 2:2, 2013, S. 445–454.

Elsner et al. 2015

Elsner, P./Fischedick, M./Sauer, D. U.: *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015.

Energieholzportal 2014

Technische Universität Dresden, Institut für Internationale Forst- und Holzwirtschaft: Energieholzportal. URL: <http://www.energieholz-portal.de/275-0-Rueckblick.html> [Stand: 20.10.2014].

FNR 2012

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: *Biogas*. Informationsbroschüre, 8., überarbeitete Auflage, 2012. URL: http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/i/biogas_2012_c_web_1.pdf [Stand: 17.03.2016].

FNR 2015

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.: *Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status quo in Deutschland*. Schriftenreihen Nachwachsende Rohstoffe 36. Studie erstellt durch DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2015.
URL: https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/s/c/schriftenreihe_band_36_web_01_09_15.pdf [Stand: 02.05.2016].

Fortum Sverige 2013

Fortum Sverige: Integrated pyrolysis, 20.11.2013. URL: http://www.youtube.com/watch?v=vxslkFkoK0Y&feature=share&list=UUNJ7heCepkUqwQBZRot_8_A [Stand: 17.04.2015].

Fraunhofer IWES 2014

Fraunhofer Windenergie und Energiesystemtechnik: *Kurzstudie zum Thema Effekte des Ausgleichs von Stromdefiziten durch Biogasanlagen – Zusammenfassung aktueller Forschungsergebnisse*,

2014. URL: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_IWES-Studie/\\$file/14-04-30_IWES-Studie.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_IWES-Studie/$file/14-04-30_IWES-Studie.pdf) [Stand: 16.04.2015].

Fredriksson-Möller 2014

Fredriksson-Möller, B.: „Status of Bio2 Gas and Gasification Testing at GTI“. In: *Gasification Seminar of Swedish Gas Technology Center*, Malmö, Schweden, 15.–16. Oktober 2014.

Girod/Unger 2009

Girod, K./Unger, A.: *Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank – Bd. 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren, Abschlussbericht zum BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT 2009.*

Grenol 2014

Grenol: Klimaschutz mit System, 2014. URL: http://www.grenol.org/uploads/media/Flyer-GRENOL_de.pdf [Stand: 20.10.2014].

Häring et al. 2013

Häring, G./Sonnleitner, M./Wiedemann, L./Zörner, W./Aschmann, V.: *Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung*, Biogas Forum Bayern Nr. IV, 2013. URL: http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Technische_Anforderungen_an_Biogasanlagen_fuer_die_flexible_Stromerzeugung.pdf [Stand: 12.11.2014].

Hedenskog 2014

Hedenskog, M.: „Gasification of Forest Residues – IRL in a large demonstration scale The GoBiGas-project“. In: *Gasification Seminar of Swedish Gas Technology Center*, Malmö, Schweden, 15.–16. Oktober 2014.

Henrich 2009

Henrich, E./Dahmen, N./Dinjus, E.: „Cost estimate for biosynfuel production via biosyncrude gasification“, In: *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 3, 2009, S. 28–41.

Hirschl et al. 2010

Hirschl, B./Aretz, A./Prah, A./Böther, T./Heinbach, K./Pick, D./ Funcke, S.: „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“. In: *IÖW-Schriftenreihe*, 196, 2010.

Hirschl et al. 2014

Hirschl, B./ Dietz, K./Vogelpohl, T./Dunkelberg, E./Backhouse, M./Herrmann, R./Brüntrup, M. (Hrsg.): *Biokraftstoffe zwischen Sackgasse und Energiewende. Sozial-ökologische und transnationale Perspektiven*, München: oekom 2014.

Kabasci et al. 2012

Kabasci, S./Ehrenstein U./Strauch, S.: *Abschlussbericht zum Projekt Imageanalyse und Imagewandel der Biogastechnologie unter Einbeziehung sozialwissenschaftlicher und technologischer Aspek-*

te, 2012. URL: https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/user_upload/Steckbriefe/dokumente/03KB034_Abschlussbericht_TIB.pdf [Stand: 04.04.2016].

Kress 2013-1

Kress, M.: *Erneuerbare Energien im Landkreis Schwäbisch Hall. Ausgewählte Ergebnisse einer wiederholten Bevölkerungsbefragung in den Jahren 2010 und 2012*, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2013

Kress 2013-2

Kress, M.: *Erneuerbare Energien im Landkreis Lüchow-Dannenberg. Ausgewählte Ergebnisse einer wiederholten Bevölkerungsbefragung in den Jahren 2010 und 2012*, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2013.

Kress 2013-3

Kress, M.: *Erneuerbare Energien in der Gemeinde Morbach. Ausgewählte Ergebnisse einer wiederholten Bevölkerungsbefragung in den Jahren 2010 und 2012*, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2013.

KrWG 2012

Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz). Ausfertigungsdatum: 24.02.2012.

Lehmann 2014

Lehmann, S.: „Auswertung: Fragebogen bezüglich technischer Anforderungen an Biomasse(heiz)kraftwerke für die Beteiligung am Regelenergiemarkt“. In: *DBFZ Jahrestagung*, Leipzig, 2. Oktober 2014.

Lenz/Büchner 2014

Lenz, V./Büchner, D.: „Zukunftsweisende Einbindung von Bioenergie in Strom- und Wärmesysteme am Beispiel der Festbrennstoffnutzung“. In: *DBFZ-Jahrestagung*, Leipzig, 2. Oktober 2014.

Lenz/Ortwein 2015

Lenz, V./Ortwein, A.: „Von der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) – intelligente Biomasseheiztechnologien der Zukunft“. In: *Fördergesellschaft Erneuerbare Energien Herstellertreffen der AG „Vergasung von Biomasse“*, Pommelsbrunn, Bayern, 10.–11. Juli 2015.

Lenz/Thrän 2015

Lenz, V./Thrän, D.: „Flexible heat provision from biomass“. In: Thrän, D. (Hrsg.): *Smart Bioenergy – Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future*, Springer International Publishing 2015, S. 83–105.

Mühlenhoff et al. 2014

Mühlenhoff, J./Kajimura, R./Boenig, N.: „Renews Spezial – Holzenergie in Deutschland. Status Quo und Potenziale“. Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin, 2014.

Naber/Goudriaan 2005

Naber, J. E./Goudriaan, F.: „HTU®-Diesel from Biomass“. In: *ACS Division of Fuel Chemistry*, Washington DC, 31. August 2005.

Ortwein 2015

Ortwein, A.: „Flexibler Einsatz von Bioenergie“. In: *enertec*, Leipzig, 27. Januar 2015.

Sapphire-Energy 2014

Sapphire-Energy: The Sapphire Story, 2014. URL: <http://www.sapphireenergy.com/sapphire-renewable-energy> [23.10.2014].

Schulzke 2011-1

Schulzke, T.: „Aktivitäten bei Fraunhofer UMSICHT rund um die Vergasung“. In: *Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e. V. (FEE), Sitzung der Arbeitsgruppe Vergasung von Biomasse*, Oberhausen, 28. November 2011.

Schulzke 2011-2

Schulzke, T.: *Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung – RegioSWS, Abschlussbericht zum BMU-Vorhaben*, Fraunhofer UMSICHT, 2011.

Stowa 2000

Stowa: STORS Process, 2000. URL: <http://www.stowa-selectedtechnologies.nl/Sheets/Sheets/STORS.Process.html> [Stand: 17.04.2015].

Suncoal 2014

Suncoal: Das CarboREN-Verfahren / Hydrothermale Karbonisierung, 2014. URL: <http://www.suncoal.de/de/technologie/carboren-verfahren> [Stand: 20.10.2014].

TerraNova Energy 2011

TerraNova Energy: Biokohle aus Reststoffbiomasse und Klärschlamm durch Hydrothermale Karbonisierung (HTC), 2011. URL: http://www.fh-meschede.de/einrichtungen/energietag/2011/pdf/Hydrothermale_Karbonisierung.pdf [Stand: 20.10.2014].

Trippe 2010

Trippe, F./Fröhling, M./Schultmann, F./Stahl, R./Henrich, E.: “Techno economic analysis of fast pyrolysis as a process step within biomass-to-liquid fuel production”, In: *Waste Biomass Valor* 1, 2010, S. 415–430.

Trippe 2013

Trippe, F.: *Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrenskonfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffen und Chemikalien*, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2013.

Upham 2009

Upham, P.: „Applying environmental-behaviour concepts to renewable energy siting controversy: Reflections on a longitudinal bioenergy case study“. In: *Energy Policy*, 37:11, 2009, S. 4273–4283.

VärmlandsMetanol 2014

VärmlandsMetanol: About VärmlandsMetanol, 2014. URL: www.varmlandsmetanol.se/About%20the%20Project.htm [Stand: 04.07.2015].

Wellmer/Herzig 2016

Wellmer, F.-W./Herzig, P.: *Rohstoffe für die Energiesysteme der Zukunft* (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2016.

Wunderlich 2012

Wunderlich, C.: „Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien“. In: *Renews Special*, 60, Agentur für Erneuerbare Energien, 2012.

Wüste 2012

Wüste, A.: „Gesellschaftliche Akzeptanz unterschiedlicher Biomassenutzungsformen und Erfolgsfaktoren dezentraler Bioenergieprojekte“. In: *BIS-Tagung*, Januar 2012.

Xiaowei et al. 2013

Xiaowei L./Saydah, B./Eranki, P./Colosi, L. M./Mitchell, B. G./Rhodes, J./Claren, A. F.: „Pilot-scale data provide enhanced estimates of the life cycle energy and emissions profile of algae biofuels produced via hydrothermal liquefaction“. In: *Bioresource Technology*, 148, 2013, S. 163–171.

Zeymer 2014

Zeymer, M.: „Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit – Holzvergasungsanlagen in der Praxis“. In: 13. *Holzenergie-Symposium: Entwicklungen für Wärme, Kraft und Fernwärme aus Holz*. ETH Zürich, 12. September 2014.

Zeymer et al. 2013

Zeymer, M./Herrmann, A./Oehmichen, K./Schmersahl, R./Schneider, R./Heidecke, P./He, L./Volz, F.: „Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung“. In: *DBFZ-Report 18*, November 2013.

Über das Akademienprojekt

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für eine faktenbasierte Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Acht Arbeitsgruppen bündeln fachliche Kompetenzen und identifizieren relevante Problemstellungen. Interdisziplinär zusammengesetzte Ad-hoc-Gruppen erarbeiten Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiewende.

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“

Die Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“ hat sich mit der Frage beschäftigt, wie die Versorgungssicherheit in der Stromversorgung bei einem wachsenden Anteil volatil einspeisender erneuerbarer Energien sichergestellt werden kann. Sie hat untersucht, wie die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik sinnvoll durch flexible Stromerzeuger, Demand-Side-Management, Speicher und Netzausbau ergänzt werden kann. Als Zeithorizont wurde das Jahr 2050 betrachtet. Neben dem Technologiebedarf und den Kosten wurden auch die gesellschaftlichen Implikationen sowie der Ressourcenbedarf unterschiedlicher Gestaltungsoptionen für das Energiesystem beleuchtet.

Zur Ad-hoc-Gruppe gehören elf Fachgruppen mit Experten aus Wissenschaft und Industrie. Die Ergebnisse wurden in drei Formaten aufbereitet.

Die **Technologiesteckbriefe** dokumentieren Details zu den einzelnen Technologien und stellen den Stand der Technik ausführlich dar, zeigen Entwicklungspotenziale auf und beschreiben den Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Anhand einer interdisziplinären Matrix wurden alle Technologien im Hinblick auf Ressourcenverfügbarkeit, gesellschaftliche Akzeptanz, technischen Reifegrad und relevante Aspekte des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet. Die Steckbriefe richten sich in erster Linie an Energiesystem-Modellierer, denen hiermit eine aktuelle, von Experten erstellte Datenbasis zur Verfügung gestellt wird.

Weitere Formate von der Ad-hoc-Gruppe „Flexibilitätskonzepte“:

- Die **Analyse** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge“ dokumentiert die Methodik und die Ergebnisse der Ad-hoc-Gruppe in umfassender Form und setzt diese in Bezug zu energiepolitischen Fragen.
- Die **Stellungnahme** „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Stabilität im Zeitalter der erneuerbaren Energien“ stellt die Synthese der Ergebnisse in kompakter, allgemein verständlicher Form dar und zeigt Handlungsoptionen zur Gestaltung der zukünftigen Stromversorgung auf.

Mitwirkende der Ad-hoc-Gruppe

In der Ad-hoc-Gruppe arbeiteten rund 100 Experten aus Wissenschaft und Industrie mit. Neben Naturwissenschaftlern und Ingenieuren waren auch Wirtschaftswissenschaftler, Psychologen, Politik- und Sozialwissenschaftler vertreten.

Leitung

Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer	RWTH Aachen

Mitwirkende der Fachgruppe Bioenergie

Fachgruppenmitglieder

Prof. Eckhard Weidner (Leitung)	Leiter des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen
Dr. Hermann Garbers	CLAAS KGaA mbH
Dr. Jan Grundmann	Vattenfall GmbH
Prof. Dr. Bernd Hirschl	Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
Hubert Loick	Loick AG
Prof. Dr. Michael Nelles	Universität Rostock, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Prof. Dr. Jörg Sauer	Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Katalyseforschung und -technologie
Prof. Dr. Irina Smirnova	Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Thermische Verfahrenstechnik

Weitere Mitwirkende

Andreas Clemens	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Nicolaus Dahmen	Karlsruher Institut für Technologie
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Dr. Elisa Dunkelberg	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
André Herrmann	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Dr. Marco Klemm	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Joachim Krassowski	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Prof. Dr. Andrea Kruse	Universität Hohenheim
Dr. Volker Lenz	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Dr. Franziska Müller-Langer	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Dr. Andreas Ortwein	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)
Tim Schulzke	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Sabine Strauch	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Dr. Janet Witt	Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)

Wissenschaftliche Referenten

Dr. Berit Erlach	acatech
Benedikt Lunz	RWTH Aachen
Dr. Matthias Merzkirch	Karlsruher Institut für Technologie

Institutionen und Gremien des Akademienprojekts

Beteiligte Institutionen

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Federführung)

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Steuerkreis

Der Steuerkreis koordiniert die Arbeit in acht interdisziplinären, thematischen Arbeitsgruppen.

Prof. Dr. Robert Schlögl (Vorsitzender)	Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft und Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion
Prof. Dr. Peter Elsner	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie
Prof. Dr. Armin Grunwald	Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse
Prof. Dr. Peter Herzig	Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel
Prof. Dr. Ortwin Renn	Universität Stuttgart, Institut für Sozialwissenschaften, Abteilung für Technik- und Umweltsoziologie
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Ferdi Schüth	Max-Planck-Institut für Kohlenforschung
em. Prof. Dr. Rüdiger Wolfrum	Max-Planck-Institut für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht, Heidelberg
Prof. Dr. Eberhard Umbach	acatech Präsidium

Kuratorium

Das Kuratorium verantwortet die strategische Ausrichtung der Projektarbeit.

Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl (Vorsitzender)	acatech Präsident
Prof. Dr. Jörg Hacker	Präsident Leopoldina
Prof. Dr. Dr. Hanns Hatt	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (seit September 2015), Präsident Nordrhein-Westfälische Akademie der Wissenschaften und der Künste
Prof. Dr. Günter Stock	Präsident Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (bis August 2015), Präsident Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften (bis September 2015)
Prof. Dr. Bärbel Friedrich	Vizepräsidentin Leopoldina
Prof. Dr. Jürgen Gausemeier	Mitglied acatech Präsidium
Prof. Dr. Andreas Löschel	Universität Münster, Vorsitzender der Expertenkommission zum Monitoring- Prozess „Energie der Zukunft“
Prof. Dr. Klaus Töpfer	Ehemaliger Exekutivdirektor Institute for Advanced Sustainability Studies
Dr. Georg Schütte (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Bildung und Forschung
Rainer Baake (Gast)	Staatssekretär Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Dr. Ingrid Wüning Tschol (Gast)	Bereichsdirektorin „Gesundheit und Wissenschaft“ Robert-Bosch-Stiftung

Projektkoordination

Dr. Ulrich Glotzbach Leiter der Koordinierungsstelle, acatech

Rahmendaten

Projektlaufzeit

04/2013 bis 02/2016

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen EDZ 2013) und der Robert-Bosch-Stiftung gefördert.
