

**Vorschläge des Bundesverband Bioenergie e.V. für
Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutzziels
der Bundesregierung für das Jahr 2030**

Der Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) ist der Dachverband des bundesdeutschen Bioenergiemarktes. Im BBE sind die Marktakteure entlang der gesamten Wertschöpfungskette des biogenen Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarktes organisiert: vom Biomasseanbau und ihrer Bereitstellung über den Maschinen- und Anlagenbau bis hin zu der Planung und dem Betrieb von Bioenergieanlagen in den unterschiedlichen Sektoren.

Die vorliegenden Vorschläge wurden in Zusammenarbeit mit folgenden Mitgliedsverbänden des BBE erstellt:



Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (BDBe)



Bundesverband Dezentraler Oelmühlen und Pflanzenöltechnik e.V. (BDOel)



Deutscher Bauernverband e.V. (DBV)



Fachverband Biogas e.V. (FvB)



Fachverband Holzenergie (FVH)



Mittelstandsverband abfallbasierter Kraftstoffe e.V. (MVaK)



Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP)



Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB)



Verband der ölsaatenverarbeitenden Industrie in Deutschland e.V. (OVID)

Inhaltsverzeichnis

Die Maßnahmenvorschläge im Überblick	5
1. Vorbemerkung: Status Quo und anvisiertes Ziel	7
2. Energiewirtschaft	8
2.1. Status Quo und anvisiertes Ziel	8
2.2. Stabilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Kraftwerken und KWK-Anlagen	8
2.2.1. Stabilisierungspfad Biomasse im EEG verankern	8
2.2.2. Ausschreibungsdesign im EEG anpassen.	9
2.2.3. Stabilisierung der Biogasaufbereitung	10
2.3. Einsatz von biogenen Brennstoffen in konventionellen KWK-Anlagen und Fernwärmenetzen anreizen	10
2.3.1. Einführung eines Klimaschutzfaktors bei der Ermittlung der KWK-Zuschläge	10
2.3.2. Diskriminierung von Erneuerbaren Brennstoffen bei KWK-Innovationsausschreibungen abbauen	11
2.4. Kommunale Wärmenetze anreizen	11
3. Gebäude	12
3.1. Status Quo und anvisiertes Ziel	12
3.2. Ausgleich des Preisunterschieds zwischen fossilen und biogenen Brennstoffen im Endkundensektor	12
3.2.1. CO ₂ -Bepreisung im Wärmesektor einführen	12
3.2.2. Einführung einer Quote für klimaneutrale Heizstoffe bzw. einer Treibhausgasminderungspflicht für die Inverkehrbringer von Heizstoffen	12
3.3. Neue Heizungen und Erneuerbare Heizstoffe im Gebäudebestand anreizen	13
3.4. Diskriminierung von Biomethan im Ordnungsrecht für Neubauten abbauen	13
4. Verkehr	14
4.1. Status Quo und anvisiertes Ziel	14
4.2. Ziel für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor auf 20 Prozent im Jahr 2030 festschreiben	15
4.3. Treibhausgasminderungsquote weiterentwickeln	16
4.3.1. THG-Minderungsquote auf 7% in 2021 erhöhen	16
4.3.2. Anstieg der THG-Minderungsquote bis 2030 festlegen	16
4.4. Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen auf CO ₂ -Flottenemissionswerte	17
4.5. Biokraftstoffsystemforschung und Modellregionen fördern	17

5. Industrie	18
5.1. Status Quo und anvisiertes Ziel	18
5.2. Anreiz für die Umstellung auf Biomasse im KWKG verankern	19
5.3. Verstärkte Förderung für die Umrüstung fossiler Prozesswärme	19
6. Landwirtschaft	20
6.1. Status Quo und anvisiertes Ziel	20
6.2. Vergärung von Wirtschaftsdüngern ausbauen	20
6.2.1. Sondervergütungsklasse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterentwickeln	20
6.2.2. Anforderungen an Gärproduktlager und JGS-Anlagen in der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) weiterentwickeln.....	21
6.2.3. Agrarinvestitionsförderung weiterentwickeln	21
6.3. Einsatz von Biokraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft ausbauen	22

Die Maßnahmenvorschläge im Überblick

Maßnahme	Regelungsort	Sektor
Strom-/Wärmeerzeugung aus biogenen KWK-Anlagen stabilisieren (S. 8-10): <ul style="list-style-type: none"> • Stabilisierungspfad für Biomasse einführen • Ausschreibungsdesign weiterentwickeln • Übergangsregelung für Biogasaufbereitungsanlagen überarbeiten und vermiedene Netznutzungsentgelte verlängern 	EEG ¹ GasNeV ²	Energie (primär) Weitere: <ul style="list-style-type: none"> • Gebäude • Verkehr • Landwirtschaft
Biomasse in konventionellen KWK-Anlagen anreizen (S. 10-11): <ul style="list-style-type: none"> • Klimaschutzfaktor im KWKG • Umgestaltung des Bonus für den Wechsel von Kohle- zu Gas-KWK • EE-Brennstoffe in KWK-Innovationsausschreibungen zulassen 	KWKG ³	Energie, Industrie (primär) Weitere: <ul style="list-style-type: none"> • Gebäude
Kommunale Wärmenetze anreizen (S. 11): <ul style="list-style-type: none"> • Förderung von kommunaler Wärmeplanung und Contracting 	Zu prüfen	Energie (primär) Weitere: <ul style="list-style-type: none"> • Gebäude • Landwirtschaft
Preisunterschied zwischen fossilen und biogenen Brennstoffen ausgleichen (S. 12-13): <ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Bepreisung im Wärmesektor • Quote für THG-neutrale Heizstoffe / THG-Minderungspflicht für Inverkehrbringer von Heizstoffen 	Zu prüfen	Gebäude (primär) Weitere: <ul style="list-style-type: none"> • Energie • Industrie
Neue Heizungen und Erneuerbare Heizstoffe im Gebäudebestand anreizen (S. 13)	Zu prüfen, z.B.: <ul style="list-style-type: none"> • EEWärmeG⁴ • GEG⁵ • MAP⁶ 	Gebäude

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

² Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV)

³ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

⁴ Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

⁵ Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Diskriminierung von Biomethan im Ordnungsrecht für Neubauten abbauen (S. 13)	EEWärmeG / GEG EnEV ⁷ / GEG	Gebäude
Ambitioniertes Ausbauziel für Erneuerbare Energien im Verkehrssektor festlegen (S. 15)	Zu prüfen	Verkehr
Treibhausgasminderungsquote weiterentwickeln (S. 16): <ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung auf 7% in 2021 • Aufwuchspfad bis 16% in 2030 festlegen 	BlmSchG / BlmSchV ⁸	Verkehr
Biokraftstoffe auf Fahrzeugflottengrenzwerte anrechnen (S. 17)	EU-Richtlinien	Verkehr
Förderprogramm für Biokraftstoffsystemforschung und Modellregionen (S. 17)	Zu prüfen	Verkehr
Förderung für biogene Prozesswärme weiterentwickeln (S. 19)	KfW ⁹ -Förderung	Industrie
Vergärung von Wirtschaftsdüngern ausbauen (S. 20-2): <ul style="list-style-type: none"> • EEG-Sondervergütung weiterentwickeln • Anforderungen an Gärprodukt-Lager weiterentwickeln • Agrarinvestitionsförderung weiterentwickeln 	EEG AwSV ¹⁰ GAK ¹¹ - Rahmenplan	Landwirtschaft (primär) Weitere: <ul style="list-style-type: none"> • Energie
Einsatz von Biokraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft ausbauen (S. 22): <ul style="list-style-type: none"> • Verlängerung der Energiesteuerentlastung • Investitionsförderung 	EnergieStG ¹² Zu prüfen	Landwirtschaft

⁶ Marktanzreizprogramm zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP)

⁷ Energieeinsparverordnung (EnEV)

⁸ Bundesimmissionsschutzgesetz (BlmSchG) bzw. nachgelagerte Bundesimmissionsschutzverordnung (BlmSchV).

⁹ Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

¹⁰ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV)

¹¹ Gemeinsame Agrarpolitik (GAK)

¹² Energiesteuergesetz (EnergieStG)

1. Vorbemerkung: Status Quo und anvisiertes Ziel

Der Klimaschutzplan 2050 legt fest, dass die jährlichen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis 2030 um 705 bis 724 Millionen Tonnen (Mio. t.) CO₂-Äquivalenten gegenüber 1990 gesenkt werden müssen.¹³ Zwischen 1990 und 2017 hat Deutschland seine THG-Emissionen bereits um 343 Mio. t. senken können.¹⁴ Dementsprechend verbleibt bis 2030 eine Lücke von 363 bis 281 Mio. t. THG-Emissionen pro Jahr. Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung vom 07.02.2018 sieht vor, dass das 2030-Ziel des Klimaschutzplans 2050 inklusive aller Sektorziele gesetzlich festgeschrieben und ein Gesetz mit Maßnahmen erlassen wird, um diese Ziele zu erreichen.

Die energetische Nutzung von Biomasse leistet heute in allen Sektoren einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele, insbesondere in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäudewärme und Verkehr, aber auch in den Sektoren Landwirtschaft und Industrie. So beziffert das Umweltbundesamt (UBA) die THG-Einsparung der Bioenergie über alle Sektoren hinweg auf 64,3 Mio. t. pro Jahr (Stand: 2017).¹⁵ Deutschland verfügt noch über ein größeres, nachhaltig erschließbares Biomassepotenzial, das für die THG-Einsparung energetisch genutzt werden kann. Im Folgenden unterbreitet der Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) Vorschläge für Maßnahmen, wie das Potenzial der Bioenergie zur Einsparung von THG-Emissionen ausgeschöpft werden kann.

In welchem Sektor diese zur Reduktion von THG-Emissionen genutzt werden, hängt entscheidend von den Konversionspfaden und konkreten Anwendungen ab. Da eine exakte proaktive Aufteilung der Biomassepotenziale auf verschiedene Konversionspfade oder Anwendungen weder sinnvoll noch politisch steuerbar ist, werden im Folgenden nur in ausgewählten Fällen konkrete Angaben zur THG-Einsparung in den verschiedenen Sektoren benannt.

¹³ Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) 2016, Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.

¹⁴ Quelle zu Treibhausgasemissionen in Deutschland im Jahr 2017: www.umweltbundesamt.de (Stand: September 2018) mit Umrechnung von der IPPC-Systematik in die Systematik des Klimaschutzplans 2050.

¹⁵ Quelle: UBA 2018, Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2017.

2. Energiewirtschaft

2.1. Status Quo und anvisiertes Ziel

Die Erreichung des 2030-Ziels im Klimaschutzplan 2050 für den Sektor Energiewirtschaft erfordert eine THG-Emission von 283 bis 291 Mio. t. gegenüber 1990, von denen bereits 117 Mio. t eingespart wurden (Stand: 2016). Dementsprechend ist eine zusätzliche Reduktion der jährlichen THG-Emissionen von 166-174 Mio. t. notwendig, um das Reduktionsziel für den Sektor Energiewirtschaft zu erreichen.

Der Einsatz biogener Energieträger in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) spart allein durch den Ersatz fossiler Brennstoffe für die Stromerzeugung rund 27,1 Mio. t. CO₂-Äquivalente ein (Stand: 2017).¹⁶ Hinzu kommt die Einsparung von THG-Emissionen für die Wärmebereitstellung, sofern diese dem Sektor Energiewirtschaft zuzurechnen sind. Dem BBE liegen dazu keine entsprechenden Daten vor. Aber allein die Wärmebereitstellung aus Holzheizwerken und Holzheizkraftwerken spart jährlich ca. 1,4 Mio. t. ein (Stand: 2016). Hinzu kommt ein signifikanter Anteil der Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan sowie der Verbrennung organischer Abfälle, die jährlich insgesamt etwa 5,8 Mio. t. einspart (Stand: 2016).¹⁷

Im Folgenden werden Maßnahmen dargestellt, die nach Einschätzung des BBE dazu beitragen, durch den Einsatz biogener Energieträger in Kraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) für THG-Einsparungen im Sektor Energiewirtschaft zu nutzen. Da die Wärmeauskopplung aus biogenen KWK-Anlagen fossile Brennstoffe für die Gebäudebeheizung, aber auch für die Bereitstellung von Prozesswärme ersetzt, führen die beschriebenen Maßnahmen je nach Anlagenkonzept und Anwendung zu einer Reduktion der THG-Emissionen in den Sektoren Gebäude, Industrie und Landwirtschaft.

2.2. Stabilisierung der Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Kraftwerken und KWK-Anlagen

Der größte Beitrag der Bioenergie zur THG-Reduktion in der Energiewirtschaft wird derzeit über Kraftwerke und KWK-Anlagen erbracht, die eine Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten und in weiteren Teilen ohne diese nicht finanzierbar wären. Bis 2030 endet für die meisten Anlagen die EEG-Vergütung, so dass diese ohne weitere Maßnahmen stillgelegt würden, zumal die Ausschreibungsvolumina im EEG 2017, die sowohl die Errichtung neuer Anlagen als auch den Weiterbetrieb bestehender Anlagen nach Ablauf des EEG-Vergütungszeitraums betreffen, nur bis 2022 festgelegt sind.

2.2.1. Stabilisierungspfad Biomasse im EEG verankern

Um einen massiven Rückgang der THG-Einsparung durch biogene Kraftwerke und KWK-Anlagen bis 2030 zu verhindern, müssen die Ausschreibungsvolumina im EEG über 2022

¹⁶ Quelle: UBA 2018

¹⁷ Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2017, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand: August 2017).

hinaus verlängert und zu einem „Stabilisierungspfad“ weiterentwickelt werden, der mindestens die folgenden Ausschreibungsvolumina umfasst:

Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Insg.
MW inst.	300	500	500	1.000	1.000	1.500	1.500	2.000	8.300

Das insgesamt bis 2030 ausgeschriebene Volumen ist so gewählt, dass zusammen mit den Ausschreibungsvolumina im EEG 2017 (insgesamt 1.050 MW inst. von 2017 bis 2022) die Stromerzeugung und Wärmebereitstellung (elektrische bzw. thermische Arbeit) aus EEG-vergütungsfähiger Biomasse gemäß der heutigen Prognosen¹⁸ in etwa auf dem heutigen Niveau stabilisiert wird.

Voraussetzung dabei ist, dass die gesamte ausgeschriebene Leistung bezuschlagt, errichtet, bis mindestens 2030 betrieben und soweit ausgelastet wird, wie dies unter den Vorgaben des EEG 2017 möglich ist (Biogas max. 50% Auslastung; feste Biomasse max. 80% Auslastung). Wird das Ausschreibungsvolumen in einem Jahr nicht ausgefüllt, werden übermäßig viele Projekte nicht realisiert oder vorzeitig stillgelegt und/oder die Anlagen für eine geringere Auslastung konzipiert, müssen die Ausschreibungsvolumina entsprechend erhöht werden. Zudem sind zusätzliche Volumina für eine Ausweitung der Strom- und Wärmeerzeugung notwendig.

2.2.2. Ausschreibungsdesign im EEG anpassen.

Die Ausgestaltung der EEG-Ausschreibungen für Biomasse weist noch zahlreiche Schwächen auf und ist nicht geeignet, die Stromerzeugung aus Biomasse zu bewahren und einen nennenswerten Neubau anzureizen. Der BBE schlägt insbesondere folgende Änderungen vor:

- Erhöhung der Gebotshöchstwerte, insbesondere für Kleinanlagen..
- Abschaffung der Degression, sowohl für die Gebotshöchstwerte als auch für die Festvergütung.
- Verlängerung des Vergütungszeitraums bei vorzeitigem Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum.
- Verlängerung des Inbetriebnahmezeitraums nach Zuschlagserteilung auf 36 Monate, um größeren Bioenergieanlagen eine realistische Bauzeit einzuräumen.
- Ggf. Präqualifikationsbedingungen für Neuanlagen und Bestandsanlagen senken.

Diese und weitere Vorschläge zur Änderung des Ausschreibungsdesigns finden sich in dem gemeinsamen Positionspapier „Maßnahmen zur Stärkung des Wettbewerbs bei den Ausschreibungen für Biomasse“ des BBE, des Deutschen Bauernverbands e.V. (DBV), des

¹⁸ Quelle: Berechnungen des Deutsche Biomasse Forschungszentrums (2015) über das Auslaufen der EEG-Vergütungen von Biogasanlagen und Feste-Biomasse-Anlagen (ohne Altholz und Schwarzlaube).

Fachverband Biogas e.V. (FvB) und des Fachverband Holzenergie (FVH) (abrufbar unter www.bioenergie.de).

2.2.3. Stabilisierung der Biogasaufbereitung

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist nicht nur der Betrieb der heutigen Biomasse-KWK-Anlagen gefährdet, sondern auch der Betrieb von Biogasaufbereitungsanlagen. Dies geht in erster Linie auf die schlechten Rahmenbedingungen im Ausschreibungsverfahren zurück (siehe 2.2.2.). Weiterhin ist die EEG-Übergangsregelung für bestehende Biogasaufbereitungsanlagen, die diesen Anlagen im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen soll, unzureichend. Nach der ursprünglichen Intention des Gesetzgebers sollte die Regelung eine gewisse Menge von BHKW erhalten, die eine hinreichende Vergütung für den Biomethan-Einsatz beanspruchen können. Aufgrund der aktuellen Ausgestaltung kann sie dies jedoch nicht leisten, so dass die Menge der vergütungsfähigen BHKW und damit der Absatzmarkt für Biomethan aus Bestandsanlagen immer kleiner wird. Schließlich verschlechtert das Auslaufen der in der Gasnetzentgeltverordnung festgelegten vermiedenen Netznutzungsentgelte Gas die Wirtschaftlichkeit bestehender Biogasaufbereitungsanlagen immens, so dass die Gefahr besteht, dass Anlagen stillgelegt werden. Um die Biogasaufbereitung zumindest auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren, sollten neben den allgemeinen Verbesserungen im Ausschreibungsverfahren unter anderem folgende Änderungen vorgenommen werden:

- Überarbeitung der Übergangsregelung im EEG, so dass die Menge der vergütungsfähigen BHKW zumindest mittelfristig konstant bleibt.
- Verlängerung der vermiedenen Netznutzungsentgelte Gas für neue und bestehende Biogasaufbereitungsanlagen.

2.3. Einsatz von biogenen Brennstoffen in konventionellen KWK-Anlagen und Fernwärmenetzen anreizen

In der Energiewirtschaft herrscht eine starke Trennung zwischen der großen Mehrzahl der rein mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen und Anlagen, die mit Erneuerbaren Energien betrieben werden. Zumindest für Technologien, denen auch in Zukunft noch eine wichtige Rolle in der Energiewende zukommen soll, sollte diese starke Trennung aufgebrochen werden. Dies gilt insbesondere für Kraftwerke, Heizwerke und KWK-Anlagen, die derzeit mit Erdgas betrieben werden bzw. für Wärmenetze, die aus diesen Anlagen gespeist werden.

2.3.1. Einführung eines Klimaschutzfaktors bei der Ermittlung der KWK-Zuschläge

Ein Ziel des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ist die Einsparung von THG-Emissionen zur Energieerzeugung, indem Strom- und Wärmerzeugung miteinander verbunden werden. Derzeit besteht jedoch praktisch kein Anreiz, die nach dem KWKG geförderten Anlagen mit Erneuerbaren Brennstoffen zu betreiben, wodurch die THG-Einsparung dieser Technologie wesentlich verbessert würde.

Zu diesem Zweck könnte ein Klimaschutzfaktor bei der Ermittlung der Höhe der KWK-Zuschläge eingeführt werden: Die KWK-Zuschläge für Anlagen, deren THG-Bilanz oberhalb eines bestimmten Referenzwertes liegt, würden entsprechend erhöht, die KWK-Zuschläge für Anlagen, deren THG-Bilanz unterhalb eines Referenzwertes liegt, entsprechend abgesenkt werden. Nach diesem Muster wären auch mehrere Stufen denkbar. Mit solchen Klimaschutzfaktoren könnten Mehrkosten einer klimafreundlichen Strom- und Wärmeerzeugung für alternative Brennstoffe oder Technologien ausgeglichen werden, so dass diese Anlagen Aussichten erhalten, sich gegenüber mit fossilen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen im Ausschreibungsverfahren durchzusetzen. Um auch Anreize für die Verbesserung der THG-Bilanz von Bestandsanlagen zu setzen, könnte Betreibern von Bestandsanlagen ebenfalls eine Erhöhung der KWK-Zuschläge mittels des Klimaschutzfaktors in Aussicht gestellt werden, wenn sie ihre THG-Bilanz gegenüber ihrer bisherigen verbessern.

Auch der Bonus für die Umstellung einer Kohle-KWK-Anlage auf eine Erdgas-KWK-Anlage bietet einen Ansatzpunkt, entsprechende Anreize zu setzen, indem der Wechsel auf eine Erneuerbare KWK-Anlage durch einen noch höheren Bonus angereizt wird.

2.3.2. Diskriminierung von Erneuerbaren Brennstoffen bei KWK-Innovationsausschreibungen abbauen

Die im KWKG neu eingeführte Förderung von innovativen KWK-Systemen reizt die Kombination von konventionellen KWK-Anlagen und Erneuerbaren Energien an. Dies wird durch einen Mindestanteil Erneuerbarer Wärme sichergestellt. Wärme aus Erneuerbaren Brennstoffen ist jedoch aufgrund der unnötig hohen Vorgaben zur Stromkennzahl der Erneuerbaren Wärmeerzeuger nicht auf den Mindestanteil Erneuerbarer Wärme anrechenbar. Somit ist auch die Wärme aus Bioenergie ausgeschlossen.

Die Bioenergie bietet ein umfassendes Potenzial für die Konzeption innovativer und wirtschaftlich sinnvoller KWK-Konzepte. Um echte Innovationen anzureizen, sollten Projektierer einen möglichst großen wirtschaftlichen und technischen Gestaltungsspielraum bei der Konzeption ihrer KWK-Systeme erhalten, ggf. auch durch die anteilige Nutzung Erneuerbarer Brennstoffe als Ergänzung zu anderer Technologien.

2.4. Kommunale Wärmenetze anreizen

Der ideale Akteur für die Organisation, Planung und Vorfinanzierung von Wärmenetzen sind Kommunen im Rahmen ihrer Daseinsvorsorge. Diese sollten deshalb angereizt werden, Wärmenetze zu errichten und zu betreiben, in die verschiedene Formen erneuerbarer Energien eingespeist werden können.

Ein erster Schritt wäre die Ergänzung stadtplanerischer Entwicklungsaufgaben um eine kommunale Wärmeplanung vor dem Hintergrund eingegangener staatlicher Verpflichtungen zum Klimaschutz und/oder einer entsprechenden finanziellen Förderung. Auch Schulungsangebote für Kommunen, Banken und Abnehmer wären sinnvoll. Darüber hinaus sollte die professionelle Vorplanung und Umsetzung durch Dritte (Contracting) verstärkt gefördert werden.

3. Gebäude

3.1. Status Quo und anvisiertes Ziel

Die Erreichung des 2030-Ziels im Klimaschutzplan 2050 für den Sektor Gebäude erfordert eine THG-Reduktion von 137 bis 139 Mio. t. gegenüber 1990. Zwar liegt der THG-Ausstoß im Gebäudesektor von zurzeit 80 Mio. (Stand: 2016) t unterhalb des Ausstoßes von 1990. Doch geht der Trend zurzeit in die falsche Richtung: In den letzten Jahren ist der THG-Ausstoß in diesem Sektor sogar *gestiegen*. Dementsprechend ist eine zusätzliche Reduktion der jährlichen THG-Emissionen von 57 bis 59 Mio. t. notwendig, um das Reduktionsziel für den Sektor Gebäude zu erreichen. Der Einsatz von Biomasse in Einzelfeuerungsheizungen (ohne Industrie) spart jährlich rund 16,9 Mio. t. CO₂-Äquivalente ein (Stand: 2016). Darüber hinaus wird ein signifikanter Anteil der Wärme aus biogenen Heizwerken und KWK-Anlagen für die Gebäudewärme genutzt, deren Wärmebereitstellung (über alle Anwendungen hinweg) 8 Mio. t. vermeidet (Stand: 2016).¹⁹

Im Folgenden werden Maßnahmen dargestellt, die ergänzend zu den oben vorgeschlagenen Maßnahmen dazu beitragen, durch den Einsatz biogener Energieträger THG-Emissionen im Gebäudesektor einzusparen.

3.2. Ausgleich des Preisunterschieds zwischen fossilen und biogenen Brennstoffen im Endkundensektor

Seitdem die Preise für Heizöl und Erdgas wieder stark abgenommen haben, fällt es Kunden wieder schwerer, eine Entscheidung für den Wechsel von z.B. einer Ölheizung zu einem modernen Holzheizkessel zu treffen, sich an ein mit Biomasse gespeistes Nahwärmenetz anzuschließen oder von einem Erdgas- auf einen Biomethanatarif umzusteigen.

3.2.1. CO₂-Bepreisung im Wärmesektor einführen

Der direkte Weg, um Verbraucher preislich zum Umstieg von einer klimaschädlichen Wärmeversorgung zu einer klimafreundlichen Wärmeversorgung anzureizen, ist die Einführung einer moderaten CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger. So könnte klimafreundliche Wärme aus Erneuerbaren Energien gegen klimaschädliche und nur vermeintlich günstigere fossile Wärme bestehen. Eine mögliche Ausgestaltung wäre die Umstrukturierung bestehender Endverbraucherabgaben in Abhängigkeit von der THG-Bilanz des jeweiligen Energieträgers.

3.2.2. Einführung einer Quote für klimaneutrale Heizstoffe bzw. einer Treibhausgasminderungspflicht für die Inverkehrbringer von Heizstoffen

Denkbar wäre zudem, die *Inverkehrbringer von Heizstoffen* zum Einsatz klimaneutraler Heizstoffe anzureizen, so wie dies im Kraftstoffsektor bereits der Fall ist. Als Alternative zu einer verpflichtenden Absatzquote für klimaneutrale Heizstoffe könnte auch eine THG-Minderungspflicht sein, ebenfalls analog zu den Regelungen im Kraftstoffsektor. Bei letzterer Variante müsste der durchschnittliche spezifische THG-Ausstoß der in Verkehr gebrachten Heizstoffe eines Unternehmens unter einem festgelegten Referenzwert liegen. In jedem Fall

¹⁹ Quelle: BMWi 2017.

ist eine bilanzielle Berechnung der Quote bzw. der THG-Bilanz sinnvoll, so dass Unternehmen, die ihre Pflichten übererfüllen, überschüssige Anteile an andere Unternehmen verkaufen können. Im Kern würden so also vor allem Anreize zur Steigerung des Absatzes von klimaneutralen Heizstoffen für die Erzeugung von Gebäudewärme entstehen

3.3. Neue Heizungen und Erneuerbare Heizstoffe im Gebäudebestand anreizen

Für die Bioenergie ist der Einsatz im Gebäudebestand besonders interessant: Holzheizungen können anders als z.B. Wärmepumpen auch in älteren, nicht wirtschaftlich sanierbaren Gebäuden gut eingesetzt werden; Biomethan kann in der bestehenden Infrastruktur (Gasnetz, Gaskessel) und damit ohne aufwändige Umrüstungen oder Änderungen des Nutzerverhaltens eingesetzt werden. Im Gebäudebestand existieren aktuell mit dem Marktanreizprogramm (MAP) allerdings nur geringe Anreize für den Umstieg auf Heizungen mit Erneuerbaren Energien. Ein Anreizsystem für den Einsatz von Biomethan bei der Wärmeversorgung von Bestandsgebäuden gibt es nicht.

Sinnvoll wäre eine Pflicht zum Einsatz von Erneuerbaren Energien beim Heizungstausch, wie es sie in Baden-Württemberg bereits gibt. Ergänzt werden könnte dies durch eine steuerliche Förderung der energetischen Sanierung, die auch speziell Erneuerbare Heizungen adressiert.

3.4. Diskriminierung von Biomethan im Ordnungsrecht für Neubauten abbauen

Aufgrund der Vorgaben in der Energieeinsparverordnung (EnEV), im Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) sowie im letzten Entwurf eines Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vom 23.01.2017 ist es wirtschaftlich sehr uninteressant, in Neubauten anstatt Erdgas Biomethan einzusetzen. In der EnEV gibt es hinsichtlich des Primärenergiefaktors praktisch keine relevante Unterscheidung zwischen Biomethan und fossilen Energieträgern. Im EEWärmeG macht die Kombination aus der Vorgabe, Biomethan nur in KWK-Anlagen einzusetzen, und der Möglichkeit, fossile KWK als Ersatzoption zu nutzen, die Wärmeerzeugung aus Biomethan sehr unattraktiv.

Um den Klimaschutz im Gebäudesektor voran zu bringen, ist es deshalb zielführend, die Diskriminierung von Biogas/Biomethan im Ordnungsrecht aufzuheben, indem Biomethan in allen Anwendungen (Brennwertkessel, KWK) in der EnEV bzw. der GEG einen deutlich besseren Primärenergiefaktor erhält als Erdgas und im EEWärmeG bzw. GEG uneingeschränkt als Erfüllungsoption anerkannt wird.

4. Verkehr

4.1. Status Quo und anvisiertes Ziel

Die Erreichung des 2030-Ziels im Klimaschutzplan 2050 für den Sektor Verkehr erfordert eine Reduktion der jährlichen THG-Emissionen von 65 bis 68 Mio. t. gegenüber 1990. Allerdings hat es dabei bislang keine Fortschritte gegeben: tatsächlich liegt der jährliche THG-Ausstoß heute sogar um 3 Mio. t. (Stand: 2016) höher als 1990. Dementsprechend ist der weitere Handlungsbedarf immens: bis 2030 muss der jährliche THG-Ausstoß um 68 bis 71 Mio. t. gesenkt werden, um das Reduktionsziel für den Sektor Verkehr zu erreichen.

Sowohl im PKW-, aber insbesondere im Straßengüterverkehr steigt die Verkehrsnachfrage nicht zuletzt konjunkturgetrieben erheblich an. Der umfassende Ausbau der Elektromobilität in Kombination mit dem weiteren, schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor ist nach Ansicht des BBE ein richtiger und wichtiger Schritt. Jedoch ist abzusehen, dass dies bei weitem nicht genügen wird, um die Klimaziele rechtzeitig zu erreichen. Auch wenn mittel- bis langfristig ein großer Teil der Individualmobilität und der leichten Nutzfahrzeuge durch Elektromobilität abgedeckt werden kann, ist zu erwarten, dass sich auf absehbare Zeit ein signifikanter Anteil an PKWs und der wesentliche Anteil an Schwerlastfahrzeugen mit reinem Verbrennungsmotor-Antrieb oder mit Hybridantrieb im Markt befinden wird. Es ist schlicht nicht zu sehen, dass sich das Verbraucherverhalten schnell genug an die technischen Restriktionen von rein batteriebetriebenen Fahrzeugen anpasst. Beim Schwerlastverkehr kommt hinzu, dass nur mit erneuerbaren Kraftstoffen mit zu fossilem Kraftstoff vergleichbarer Energiedichte kurz- bis mittelfristig eine Defossilisierung des Antriebes realisierbar ist. Abgesehen vom Zeitplan ist eine vollständige Elektrifizierung des Fernverkehrs (d.h. auch die vollständige Verdrängung von Hybridfahrzeugen) aus heutiger Sicht schwierig, weil dafür vermutlich der internationale flächendeckende Ausbau von Oberleitungen notwendig wäre. Zudem ist nicht einmal annähernd absehbar, wie eine umfassende Elektrifizierung des Luft- sowie des internationalen Schiffsverkehrs technisch aussehen könnte, so dass davon auszugehen ist, dass dieser Sektor vom Einsatz von Kraftstoffen dominiert wird. Die kurz-, mittel- und langfristige Dekarbonisierung der Verbrennungstechnologien gewinnt demzufolge an Bedeutung und ist der klimapolitische „Flaschenhals“ im Verkehrssektor.

Dabei sind Biokraftstoffe, sowohl auf Basis nachhaltiger Anbaubiomasse als auch auf Basis von biobasierten Abfällen und Reststoffen, strombasierten Kraftstoffen (Power-to-Liquid, Power-to-Gas) vorläufig in vielerlei Hinsicht überlegen und sollten vorrangig eingesetzt werden. Nicht nur, weil Biokraftstoffe auf lange Sicht deutlich günstiger und effizienter sind und die Infrastruktur für deren Bereitstellung größtenteils schon jetzt vorhanden ist, sondern auch weil sie regional in Deutschland erzeugt werden können und damit Wertschöpfung in den ländlichen Räumen Deutschlands halten und Abhängigkeiten von ausländischen Energieerzeugern vermeiden. Zusätzlich entstehen bei ihrer Produktion wertvolle Koppel- und Nebenprodukte, die emissionsintensive Importe (Soja) reduzieren und damit den Anbauflächenbedarf für diese Futtermittel in Drittstaaten reduzieren.

All dies spricht nicht per se gegen die Nutzung strombasierter Brennstoffe. Vielmehr sollte bei der Transformation zu einer klimaneutralen Volkswirtschaft zuerst das bestehende

nachhaltige Bioenergiepotenzial genutzt werden. Synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom können wie Biokraftstoffe kostenmindernd über bestehende Infrastrukturen und im gesamten Fahrzeugflottenbestand eingesetzt werden, wenn sie die Produktions- und Marktreife erreicht haben.

Aufgrund ihres hohen CO₂-Minderungspotenzials bei den vorhandenen Antriebstechnologien sind Biokraftstoffe unverzichtbar für den Klimaschutz im Verkehrssektor. Aktuell stellen sie etwa 90 Prozent des Endenergieverbrauchs an Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor, wodurch rund 8 Mio. t. THG-Emissionen eingespart werden (Stand: 2017).²⁰ Der BBE schlägt vor, diese THG-Einsparungen mit den folgenden Maßnahmen zu bewahren und weiter auszubauen.

4.2. Ziel für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor auf 20 Prozent im Jahr 2030 festschreiben

Die Neufassung der Erneuerbare Energien-Richtlinie (RED II) sieht die Ermächtigung für die Mitgliedsstaaten vor, national das Verkehrsziel reduzieren zu können, wenn die Kappungsgrenze für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse unter 7% gesenkt wird. Die Wirkung dieses Kompromisses ist offensichtlich und steht dem Klimaschutz im Verkehr entgegen. Im Gegenteil, es stellt sich vielmehr die Frage, ob national ein höheres Verkehrsziel möglich ist, wenn weitere Optionen bis 2030 den Marktzugang finden.

Um das deutsche 2030-Verkehrsziel gemäß Klimaschutzplan zu erreichen, reichen die unambitionierten Vorgaben der RED II laut Energierferenzprognose ohnehin bei weitem nicht aus: Selbst unter der dort unterstellten Voraussetzung von 6 Mio. E-Fahrzeugen und erheblichen Effizienzgewinnen ist im Jahr 2030 ein Erneuerbare Energien-Anteil von 20% im Kraftstoffbereich erforderlich, um die vorgegebene THG-Reduktion zu erreichen. Zu beachten ist, dass beide Zielwerte keine Mehrfachanrechnungen enthalten und sich nur auf die flüssigen und gasförmigen Kraftstoffe beziehen.

Der BBE schlägt deshalb vor, die Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor wie folgt zu erhöhen:

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
EE-Anteil im Verkehrssektor	10 %	12 %	14 %	16 %	18 %	20 %

²⁰ Quelle: UBA 2018

4.3. Treibhausgasminderungsquote weiterentwickeln

4.3.1. THG-Minderungsquote auf 7% in 2021 erhöhen

Der Koalitionsvertrag sieht die Ankündigung vor, die Treibhausgasquote für alle Biokraftstoffe, einschließlich aus Anbaubiomasse, weiterzuentwickeln. Mit der Treibhausgasquote wurde ein Förderrahmen geschaffen, der die umwelt- wie auch ressourcenpolitisch erwarteten Wirkungen infolge des hierdurch ausgelösten Effizienzwettbewerbes bestätigt. Kurzgefasst, mit weniger Biomasse wurde ein proportional größerer Treibhausgasreduktionseffekt erzielt. Das bedeutet ebenso, dass noch ein nachhaltiges Biomassepotenzial besteht. Um das 2030-Klimaschutzziel zu erreichen, ist es zudem sinnvoll, bis 2030 neben Biokraftstoffen auf Basis von Anbaubiomasse weitere Optionen in den Markt zu bringen.

Durch eine sachgerechte Quotenerhöhung können das bestehende nachhaltige Biomassepotenzial ausgeschöpft sowie neue innovative Alternativen in ihrer Breite gefördert werden. Der BBE schlägt deshalb vor:

- Anhebung der THG-Minderungsquote ab 2021 auf 7 Prozent.
- Beibehaltung der Strafzahlung von 470 EUR/ t CO₂ im Falle der Nichterfüllung. Dieser „CO₂-Preis“ treibt die betroffenen Wirtschaftskreise an, so dass die angekündigten Alternativen realisiert werden. Denn auch der erforderliche Investitionsprozess für die benötigten Produktionsanlagen muss jetzt in Gang gesetzt werden.

4.3.2. Anstieg der THG-Minderungsquote bis 2030 festlegen

Das oben genannte Ziel eines Anteils von Erneuerbaren Energien im Kraftstoffsektor entspricht einer THG-Minderungsquote von 16 Prozent (gegenüber dem Basisjahr 2010). Zusammen mit der Festschreibung entsprechender Ziele des Ausbaus Erneuerbarer Energien bis 2030 sollte auch der folgende Pfad für die Erhöhung der THG-Minderungsquote bis 2030 festgelegt werden:

	2020	2022	2024	2026	2028	2030
EE-Anteil im Verkehrssektor	10 %	12 %	14 %	16 %	18 %	20 %
Entspricht einer THG-Minderungsquote (Basisjahr 2010)	-6 %	-8 %	-10 %	-12 %	-14 %	-16 %

4.4. Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen auf CO₂-Flottenemissionswerte

Zur Erreichung des 2030-Klimaziels ist es sinnvoll, der Fahrzeugindustrie neben der Effizienzsteigerung und Vertrieb emissionsarmer Fahrzeugtechnologien weitere Optionen zur Einsparung von Treibhausgasemissionen zu ermöglichen. Der BBE schlägt deshalb vor, dass die Fahrzeugindustrie bei der Einhaltung der Flottenemissionswerte der PKWs und leichter Nutzfahrzeuge Treibhauseinsparungen durch die Nutzung emissionsarmer Kraftstoffe anrechnen kann. Die Automobilindustrie hat dabei sicherzustellen, dass die von ihr in der EU verkauften Neufahrzeuge über ihre Lebensdauer mit erneuerbaren Kraftstoffen betankt werden bzw. erneuerbare Kraftstoffe in derselben Menge in den Verkehr gebracht werden. Dies muss selbstverständlich zusätzlich zu dem Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe erfolgen, zu dem die Mineralölindustrie durch die Treibhausgasreduzierungsquote verpflichtet ist.

4.5. Biokraftstoffsystemforschung und Modellregionen fördern

Der BBE begrüßt die aktuellen Initiativen der Bundesregierung für eine verstärkte Forschungsförderung. Die Biokraftstoff-Systemforschung in allen Facetten muss ein Element der anwendungsnahen Grundlagen- bzw. Begleitforschung sein, um Optionen möglichst schnell auch in der praktischen Anwendung im bestehenden Fahrzeugbestand prüfen zu können. Insbesondere fossile Kraftstoffe sind im Vergleich zu standardisierten Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen sehr unterschiedlich zusammengesetzt; systematische Untersuchungen zu chemischen Wechselwirkungseffekten müssen daher die Forschung vorausschauend begleiten. Dabei müssen im Sinne des Zeitgewinns auch Normierungsinitiativen zur Standardisierung neuer regenerativer flüssiger Kraftstoffe (z. B. OME) vorangetrieben werden. Aber es kann nicht jeder Entwicklungspfad verfolgt werden. Mit Blick auf die zeitliche Zielvorgabe müssen bestehende Optionen auch im Hinblick auf ihre Realisierbarkeit evaluiert werden. Als erheblich hemmendes Element muss der erforderliche kostenintensive Infrastrukturaufbau bewertet werden.

Zur Modellregion gehört die Evaluierung lokaler Potenziale insbesondere aus der Landwirtschaft. Die Energiewende im Verkehr muss grundsätzlich stärker auch auf lokale Wertschöpfungspotenziale (lokale Agenda) abheben, statt ausschließlich großtechnische Lösungen mit neuen Abhängigkeiten zu verfolgen. Das wäre ein ebenso wirksamer Beitrag, um auch die Öffentlichkeit mitzunehmen und die lokale Wirtschaft in ländlichen Regionen zu stützen. Die vom BMEL geförderten Bioenergiedörfer der Regionen sind hier ein gutes Beispiel und Schrittmacher für einen auszuweitenden Förderansatz.

5. Industrie

5.1. Status Quo und anvisiertes Ziel

Laut Klimaschutzplan 2050 ist für die Erreichung des 2030-Ziels für die THG-Emissionen aus Industrieprozessen eine THG-Emission von 140 bis 143 Mio. t. gegenüber 1990 erforderlich. Der THG-Ausstoß im Industriesektor liegt zwar zurzeit mit 95 Mio. t (Stand: 2016) unterhalb des Ausstoßes von 1990. Doch ist dementsprechend eine zusätzliche Reduktion der jährlichen THG-Emissionen von 45 bis 48 Mio. t. notwendig, um das Reduktionsziel für den Sektor Industrie zu erreichen. Da ein Großteil des bisherigen Rückgangs der THG-Emissionen auf den einmaligen Zusammenbruch der DDR-Wirtschaft zurückgeht, ist die weitere Reduktion eine Herkulesaufgabe, zumal die THG-Emissionen im Industriesektor in den letzten Jahren sogar gestiegen sind.

Drei Viertel aller Wirtschaftszweige in Deutschland benötigen für ihre Fertigungsprozesse Prozessdampf. Zwar kann der Einsatz von Erneuerbare Energien für die Bereitstellung industrieller Prozesswärme fossile Brennstoffe und damit THG-Emissionen einsparen. Die Nutzungsmöglichkeiten der verschiedenen Erneuerbaren Energiequellen sind hier jedoch auch bei mittelfristiger Betrachtung eingeschränkt. Ihr Anteil beträgt daher heute auch erst 4 Prozent. Es ist nicht zu erwarten, dass Technologien wie Wärmepumpen und Solarthermie sowie die direkte Stromnutzung Temperaturen oberhalb eines Niveaus von 150-250°C erzeugen können. Das vielfach erforderliche Temperaturniveau von bis zu 500 Grad Celsius kann nur mit der Bioenergie wirtschaftlich erreicht werden, insbesondere durch die Verbrennung fester Biomasse. Bei höheren Temperaturen bietet sich die Nutzung von Biomethan an.

Neben dem hohen und schnell zu erreichenden CO₂-Einsparpotenzial ist die Nutzung von Holzreststoffen für die Bereitstellung erneuerbarer Prozesswärme mit hohen volkswirtschaftlichen Effekten verbunden. Durch die Erschließung neuer Nutzergruppen und der hohen Wertschöpfungstiefe der Bio- und Holzenergie können gerade in klein- und mittelständischen Unternehmen neue Arbeitsplätze geschaffen und Wertschöpfung nachhaltig in der Region gehalten werden. Durch die weitere Entwicklung und den Ausbau effizienter Technologien für die industrielle Prozesswärme kann zudem die weltweite Technologieführerschaft erlangt und ein großes Exportpotenzial erschlossen werden.

Der BDI hat überdies errechnet, dass eine großangelegte Umrüstung von Öl- und Gaskesseln auf Biomasse in der Industrie beginnend in den 2020er Jahren die Energieemissionen im Zeitraum zwischen 2015 und 2050 von auf 51 Mio. t CO₂-Äquivalente mehr als halbieren könnte.²¹

Indes existieren aktuell keine Preis- oder Regulierungsimpulse, die eine signifikante Verschiebung von fossilen zu erneuerbaren biogenen Brennstoffen auslösen würden. Ausgenommen sind nur Unternehmen, die selbst biogene Brennstoffe als Nebenprodukt erzeugen, wie z.B. in der Säge- oder der Papierindustrie. Aktuell werden deshalb rund 25

²¹ Boston Consulting Group / Prognos (2018), Klimapfade für Deutschland

TWh Wärme in der Industrie aus Biomasse gewonnen, wodurch 7,1 Mio. t THG-Emissionen eingespart werden.²² Diese Impulse aus der Regulierung müssen aus dem Klimaschutzgesetz indiziert werden, damit ein mittel und- langfristiger und vor allem nachhaltiger und verlässlicher Wechsel auf Biomasse für Industrieakteure eingeleitet werden kann.

Der BBE schlägt vor, im Rahmen des Klimaschutzgesetzes mit folgenden Maßnahmen den Einsatz biogener Energieträger in der Industrie auszuweiten.

5.2. Anreiz für die Umstellung auf Biomasse im KWKG verankern

Derzeit werden über das KWKG fast ausschließlich fossile KWK-Anlagen gefördert. Eine THG-Einsparung über die Steigerung der Energieeffizienz hinaus findet nicht statt. Ein Wechsel des Brennstoffes hin zu Erneuerbaren Einsatzstoffen ist derzeit zwar im Anwendungsbereich des Gesetzes vorgesehen, kann aber in der industriellen Praxis aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht umgesetzt werden. Eine entsprechende Ergänzung der KWKG-Förderung, wie oben unter 2.3. beschrieben, könnte auch hier Anreize setzen und so zur Reduktion von THG-Emissionen im Industriesektor beitragen.

5.3. Verstärkte Förderung für die Umrüstung fossiler Prozesswärme

Die derzeit in den Programmen der KfW vorgesehenen Anreize zur Nutzung erneuerbarer Energien in der Prozesswärme müssen konsequent ausgebaut und von den derzeitigen Restriktionen befreit werden. Für den Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen werden bspw. keine Förderungen gewährt. Dieser Ausschluss aus den Förderrichtlinien von Alt- und Resthölzern konterkariert überdies den Ansatz der Bundesregierung mehr Rest- und Abfallstoffe in die energetische Nutzung zu bringen. Eine Öffnung und Erhöhung der Förderung sendet überdies das Signal an die Branche der nachhaltigen und verlässlichen Prozesswärme auf Bioenergiebasis mehr Aufmerksamkeit und Investitionsbereitschaft zu widmen.

²² Quelle: BMWi 2017.

6. Landwirtschaft

6.1. Status Quo und anvisiertes Ziel

Für die Landwirtschaft bedeutet die Erreichung des 2030-Ziels eine Reduzierung der THG-Emissionen (inklusive der in der Landwirtschaft verursachten energetischen Emissionen) um 27 bis 30 Mio. t. gegenüber 1990, von denen bereits 18 Mio. t. (Stand: 2016) erreicht wurden. Von den verbliebenen Emissionen entfallen rund 32 Mio. t auf Methan aus der Verdauung von Wiederkäuern sowie aus der Lagerung von Wirtschaftsdüngern (Gülle und Mist) (Stand 2016), rund 30,5 Mio. t auf Lachgas aus Wirtschaftsdüngern und Böden, sowie knapp 3 Mio. t auf CO₂ aus Kalkung und Harnstoffausbringung. Weitere 6 Mio. t. entstehen durch den Verbrauch fossiler Energie, hauptsächlich in landwirtschaftlichen Maschinen, die der Klimaschutzplan 2050 anders entgegen des Quellprinzips der Nationalen Treibhausgasinventarberichte der Landwirtschaft zuordnet.²³ Der BBE schlägt vor, im Rahmen des Klimaschutzgesetzes mitfolgenden Maßnahmen an den Emissionsquellen Methan und fossiler Energieeinsatz anzusetzen.

6.2. Vergärung von Wirtschaftsdüngern ausbauen

Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in einer Biogasanlage reduziert dessen Methanemissionen auf ein Minimum. Rund 25 Prozent des in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdüngers wird in Biogasanlagen vergoren (Stand: Ende 2015), wodurch etwa 2,38 Mio. t CO₂-Äquivalent allein durch die Vermeidung der Methanemissionen und die Erzeugung klimafreundlicher Energie vermieden werden. Ein realistisches Ziel ist eine Steigerung des Anteils auf 70 Prozent. Dies würde gegenüber heute weitere rund 4 Mio. t CO₂-Äquivalent einsparen. Ziel ist es, 60 Prozent der Wirtschaftsdünger bis 2030 in Biogasanlagen zu verwerten. Zudem führen ein Ausbau der Güllevergärung – sowie der Ausbau der Bioenergieerzeugung insgesamt – zum Aufbau von Wertschöpfung und Arbeitsplätzen im ländlichen Raum. Auf diese Weise stellt der Ausbau der Güllevergärung nicht nur eine entscheidende Maßnahme für Klimaschutz, Kreislaufwirtschaft und Emissionsminderungen in der Landwirtschaft, sondern auch eine wichtige strukturpolitische Maßnahme für den ländlichen Raum dar.

6.2.1. Sondervergütungsklasse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterentwickeln

Die Sondervergütungsklasse im EEG ist an sich sinnvoll. Ihre Ausgestaltung ist allerdings nicht ausreichend, das Potenzial der Güllevergärung vollständig zu erschließen bzw. die bestehende Güllevergärung zu bewahren. Der BBE schlägt folgende Änderungen vor:

- Die Sondervergütungsklasse sollte von *installierter* Leistung auf *Bemessungsleistung* umgestellt werden, so dass Anlagen in dieser Klasse bei gleicher Stromerzeugung Blockheizkraftwerke mit größerer Leistung verwenden können.

²³ Quelle: Nationaler Inventarbericht 2018: <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2018>

- Die Begrenzung auf 75 kW wird vielen Viehhaltungsbetrieben nicht gerecht, da dort zum Teil deutlich mehr Gülle anfällt. Sie sollte daher auf 150 kW Bemessungsleistung erhöht werden.
- Bestandsanlagen, deren erster EEG-Vergütungszeitraum ausgelaufen ist, sollten die Möglichkeit erhalten, durch einen Wechsel in die Sondervergütungsklasse für Gülleanlagen einen zweiten Vergütungszeitraum zu erlangen. So kann verhindert werden, dass die bestehende Güllevergärung nach Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraums der Anlagen wegbricht.
- Die EEG-Vergütung für Güllevergärung sollte um eine Agrarinvestitionsförderung ergänzt werden. Konkret sollten diejenigen investiven Aufwendungen für die (abgedeckte) Lagerung von Gülle und Gärprodukten in Biogasanlagen förderbar sein, die überwiegend Gülle/Mist vergären. Zum Beispiel könnte beim Stallaus- oder -neubau eine Investitionshilfe aus der GAK gewährt werden, sofern sichergestellt wird, dass die Gülle bzw. der Festmist einer Biogasverwertung zugeführt wird. Eine strikte Trennung der Förderung über das EEG (Anlagenbetrieb) und der Agrarinvestitionsförderung (Lager, Abdeckung, ggf. emissionsarme Ausbringung) bliebe gewährleistet.

6.2.2. Anforderungen an Gärproduktlager und JGS-Anlagen in der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) weiterentwickeln

Bei der Güllevergärung bietet es sich an, das vormalige Güllelager als Gärproduktlager zu nutzen. So werden Investitionskosten für neue Lagerkapazitäten eingespart und die Vergärung von Gülle wird für Viehhaltungsbetriebe wirtschaftlich interessanter. Diese Umnutzung wird aber durch fachlich nicht gerechtfertigte Anforderungen in der AwSV gehemmt.

Der BBE schlägt vor, die AwSV wie folgt weiterzuentwickeln:

- Einführung einer Bestandsregelung, die sicherstellt, dass bei der funktionalen Umwidmung eines bestehenden Güllelagers in ein Gärproduktlager die betreffende Anlage als „bestehende Anlage“ und nicht als Neuanlage zu bewerten ist, die im Vergleich zur Neuerrichtung nur bestimmte Vorgaben einzuhalten hat.
- Anpassung der AwSV, die zweifelsfrei sicherstellt, dass auch die Lagerung von Gärprodukten in den Güllebehältern anderer Betriebe zulässig ist.

Weitere Vorschläge finden sich in dem Positionspapier „Maßnahmen zum Ausbau der Güllevergärung. Mehr Klimaschutz und Erneuerbare Energien mit einer nachhaltigen Tierhaltung verbinden“, das in Kürze veröffentlicht wird.

6.2.3. Agrarinvestitionsförderung weiterentwickeln

Weil die Güllevergärung in Biogasanlagen erhebliche Emissionsminderungen in der Landwirtschaft erbringt, sollte die EEG-Vergütung hier künftig um eine

Agrarinvestitionsförderung ergänzt werden. Konkret sollten diejenigen investiven Aufwendungen für die abgedeckte Lagerung von Gülle und Gärprodukten in Biogasanlagen förderbar sein, die überwiegend Gülle/Mist vergären (Gülleanteil mindestens 50 Masseprozent). Zum Beispiel könnte beim Stallaus- oder -neubau eine Investitionshilfe aus der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAK) gewährt werden, sofern sichergestellt wird, dass die Gülle bzw. der Festmist einer Biogasverwertung zugeführt wird. Eine strikte Trennung der Vergütung über das EEG (Anlagenbetrieb) und der Agrarinvestitionsförderung (Lager, Abdeckung, ggf. emissionsarme Ausbringung) bliebe gewährleistet.

Der BBE schlägt vor, die GAK-Rahmenplan unter Punkt „1.6.3 Kumulierbarkeit“ um folgenden Satz zu ergänzen: „Das Vorhaben, die aus dem Erneuerbare Energien Gesetz gefördert werden, sind bei Biogasanlagen für den Anlagenteil abgedeckter Gülle- und Gärrestelager nach dem AFP förderfähig.“

6.3. Einsatz von Biokraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft ausbauen

Für den Einsatz von Biokraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft ist es elementar, dass die beihilferechtliche Genehmigung auf EU-Ebene bis mindestens 2030 gewährt wird, um die Steuerbegünstigung zu garantieren und ein Signal der Verlässlichkeit an die Branche zu senden. Die Einführung eines vereinfachten Steuerentlastungsverfahrens bei Bezug von Pflanzenöl, B100 oder Biomethan durch Änderung des Energiesteuergesetzes würde den Umstieg auf erneuerbare Kraftstoffe finanziell attraktiver machen. Zusätzlich sollte in einem Marktanreizprogramm eine Investitionsförderung für Schlepper und andere land- und forstwirtschaftliche Fahrzeuge, welche mit Pflanzenöl-, B100-, Biomethan- oder zukünftig mit Flex-Fuel-Betrieb verkauft werden, gewährt werden.

Damit sich Einsparungen von Treibhausgasemissionen im landwirtschaftlichen Energieverbrauch bilanziell abbilden lassen, ist eine detaillierte Datenerfassung und gesonderte THG-Berechnung notwendig.

The logo for BBE (Bundesverband Bioenergie e.V.) features the letters 'BBE' in a bold, sans-serif font. The 'B' is black, and the 'BE' is a light green color. A thin vertical line is positioned to the right of the letters.

BUNDESVERBAND
Bioenergie e.V.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek (Leitung)

Tel.: 030-2758179-13

Email: sandra.rostek@biogas.org