

Stellungnahme

Zum Entwurf der Bundes-
ministerien für Wirtschaft
& Klimaschutz sowie für
Wohnen,
Stadtentwicklung &
Bauwesen für ein
Wärmeplanungsgesetz
vom 21.07.2023

Stand: 26.07.23

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
Vorbemerkung	5
1. Zu Teil 1: Allgemeinen Bestimmungen	5
1.1. Zum Gesetzesziel (§ 1 RefE) und den Ausbauzielen für klimaneutrale Wärme (§ 2 Abs. 1, 2 RefE)	5
1.2. Zur Einstufung der Erzeugung klimaneutraler Wärme als im überragenden öffentlichen Interesse (§ 2 Abs. 3 RefE): Ergänzung um die Erzeugung erneuerbarer Gase (Ergänzung von § 2 Abs. 3 Satz 1 RefE)	5
1.3. Zum Biomassebegriff: Präzisierung bei der Definition von Holzbiomassen notwendig (Änderung von § 3 Nr. 14 Buchstabe e RefE)	6
2. Zu Teil 2: Wärmeplanung und Wärmepläne	6
2.1. Zur Pflicht zur Durchführung einer Wärmeplanung (§§ 4, 5 RefE)	6
2.2. Zur Beachtung allgemeiner Grundsätze (§ 9 Abs. 3 RefE): Möglichkeit zur begründeten Abweichung (Ergänzung von § 9 Abs. 3 RefE)	7
2.3. Zu den Vorgaben für die Transformation von Gasverteilnetzen in Wärmeplänen (Änderung von § 28 RefE)	8
2.3.1. Nachweis der Verfügbarkeit auf Wasserstoff ausdehnen und regionale Versorgungskonzepte berücksichtigen (Änderung von § 28 Absatz 2 RefE)	8
2.3.2. Abgleich von Bedarf und Potenzial innerhalb eines Bundeslandes streichen (Streichung von § 28 Absatz 5 RefE)	9
2.4. Zu den Vorgaben für eine Bestandsanalyse (Anlage 1 zu § 14 RefE): Differenzierung der erhebenden Informationen (Ergänzung von Anlage 1 RefE) ..	10
2.4.1. Differenzierung der Angaben zur Prozesswärme nach Temperaturniveau (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 3 RefE)	10
2.4.2. Erweiterung der Angaben zur Gasinfrastruktur um Angaben zur Biomethaneinspeisung (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 6 Buchstabe b, d & h RefE)	11
3. Zu Teil 3: Pflichten für Wärmenetzbetreiber	12
3.1. Zu den Mindestanteilen für erneuerbare Energien (§§ 29-31 RefE)	12
3.2. Verbote für den Einsatz von Biomasse streichen (Streichung von § 30 Abs. 2 & § 31 Abs. 2 RefE)	12
3.3. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und dekarbonisierungsfahrplänen (§ 32 RefE): Mindestanteile der Bagatellgrenze auf 90 Prozent festlegen (Änderung von § 32 Abs. 1 RefE)	14
Anhang: Analyse des Potenzials von grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen	16

Das Wichtigste in Kürze

1. Keine Verbote zum Einsatz von Biomasse. Die neue ordnungsrechtliche Deckelung des Einsatzes von Biomasse in Wärmenetzen ist **klimapolitisch kontraproduktiv, umweltpolitisch unnötig und führt potenziell zur Unwirtschaftlichkeit bestehender Netze, Eingriffen in bestehende Investitionen sowie höheren Verbraucherpreisen.** Die Deckelung sollte ersatzlos gestrichen werden:

- Angesichts der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten für die Defossilisierung der Sektoren Gebäude und Industrie sollte den Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Defossilisierung ihrer Wärmeversorgung ermöglicht werden. So gibt es Kommunen in walddreichen Regionen, die vor Ort über große dauerhaft nachhaltig verfügbare Holzmengen und andere Biomassen verfügen, während diese z.B. in waldarmen Regionen auch durch angesiedelte Holzverarbeitende Industrien gegeben sein kann. D.h. letztlich wird es einer Abschätzung der Wärmenetzbetreiber obliegen, zu bewerten, ob die nötigen Biomasseressourcen dauerhaft zu mobilisieren sind oder nicht.
- Eine Begrenzung des Biomasseeinsatzes in Wärmenetzen ist nicht notwendig, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten. Aufgrund der geringen Transportwürdigkeit der meisten Biomassesortimente führt ein regional steigender Bedarf nach nachhaltiger Biomasse zu höheren Preisen, was wiederum einen weiteren Zubau an z.B. Holzheizwerken und Biogasanlagen in der jeweiligen Region wirtschaftlich unattraktiv macht.
- Die ordnungsrechtliche Begrenzung des Biomasseeinsatzes kann dazu führen, dass bereits getätigte Investitionen in Wärmeerzeuger wie z.B. Holzheizkraftwerke nicht refinanziert werden können.
- Betreiber von Wärmenetzen auf Basis von nachhaltiger Biomasse, deren Trassenlänge leicht unterhalb der jeweiligen Schwellenwerte liegt (20 bzw. 50 Kilometer), können ggf. ihr Netz nicht mehr erweitern, um zusätzliche Kunden anzuschließen, da sie dann die Obergrenzen für den Biomasseanteil nicht mehr einhalten würden. Angesichts des tendenziell sinkenden Wärmebedarfs von Gebäuden kann dies Netzbetreiber ökonomisch stark bedrohen und zu steigenden Preisen für die bereits angeschlossenen Kunden führen.
- Wenn Netzbetreiber dazu gezwungen werden, den Bioenergieanteil unnötig niedrig zu halten, wird das in vielen Fällen dazu führen, dass der Anteil fossiler Wärme nicht bzw. erst deutlich später abgesenkt wird.
- Die Änderungsanträge der Regierungsfractionen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) sehen vor, alle Erfüllungsoptionen gleich zu behandeln – auch, um regionalen Unterschieden Rechnung zu tragen – sowie diskriminierende technische Anforderungen an Heizungen und Infrastruktur zu streichen, speziell auch bei der Holzenergie. Im Sinne der ebenfalls vereinbarten Verzahnung des Gesetzes zur kommunalen Wärmeplanung mit dem GEG sollten analog alle Optionen zur Defossilisierung von Wärmenetzen gleichbehandelt und alle diskriminierenden Anforderungen an die Technologien gestrichen werden.

2. Regelungen für die Transformation der Gasverteilnetze: Auf Wasserstoff ausdehnen und bestehende Biogaserzeugung als Potenzial für grünes Methan berücksichtigen. Es ist kein sachlicher Grund zu erkennen, warum die Eignung eines Gebäudes für die Versorgung mit grünem Methan den Gebäudebesitzern mitzuteilen und in der Wärmeplanung zu berücksichtigen ist, aber nicht die Eignung für die Versorgung mit Wasserstoff. Die Regelungen sollten deshalb sowohl für grünes Methan als auch für Wasserstoff gelten. Darüber hinaus ist kein Grund erkennbar, warum die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von der Stromerzeugung auf die Biomethaneinspeisung kein Potenzial für die Erzeugung

von grünem Methan darstellen soll. Dies wird in der Praxis gelebt und ist mengenmäßig der absehbar größte sowie kostengünstigste Hebel für den Aufbau einer grünen Methanproduktion.

3. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplänen: Mindestanteil von erneuerbaren Energien von 100 auf 90 Prozent senken: Die Ausnahme von Wärmenetzen auf Basis Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme sollte nicht nur bei einem Anteil von 100 Prozent gelten, sondern bereits ab einem Anteil von 90 Prozent. Ein Mindestanteil von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme ist nicht praxistgerecht. Es kann bei technischen Problemen durchaus vorkommen, dass kurzfristig ein Sicherheitskessel auf Basis fossiler Brennstoffe zugeschaltet werden muss, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Es wäre weder zielführend noch verhältnismäßig, dies dadurch zu pönalisieren, dass der Netzbetreiber einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan nachreichen muss.

Vorbemerkung

Die Bioenergie stellt aktuell den mit Abstand größten Teil erneuerbarer Wärme in Wärmenetzen und muss bei der Defossilisierung der leitungsgebundenen Wärme eine entscheidende Rolle spielen. Dabei kommt der Bioenergie aufgrund ihrer hohen Systemdienlichkeit als ganzjährig verfügbarer und vom Stromnetz unabhängiger erneuerbarer Energieform eine hohe Bedeutung zu. In ländlichen Regionen stehen oftmals kleinräumig und dezentral noch ungenutzte Biomassepotenziale (landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, Waldrestholz, Landschaftspflegematerial, ...) zur Verfügung, um Wärmenetze auf Basis von Biogas oder Holzenergie mit lokaler Biomasseversorgung zu betreiben. Auch für städtische Räume mit entsprechend hohen Wärmebedarfen kann Bioenergie bedarfsgerecht und unabhängig von der Verfügbarkeit erneuerbarer Elektrizität oder Abwärme Wärmenetze defossilisieren und leistet damit für das gesamte erneuerbare Energiesystem durch die Entlastung der Stromerzeugung und -netze einen hohen Nutzen.

Im Folgenden wird vor allem auf die für die Bioenergie besonders relevanten Aspekte des Referentenentwurfs eines Wärmeplanungsgesetzes (RefE WPG) vom 01.07.2023 eingegangen; für technologieübergreifende Aspekte wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die die Bioenergieverbände unterstützen.

1. Zu Teil 1: Allgemeinen Bestimmungen

1.1. Zum Gesetzesziel (§ 1 RefE) und den Ausbauzielen für klimaneutrale Wärme (§ 2 Abs. 1, 2 RefE)

Die Bioenergieverbände begrüßen grundsätzlich sowohl das Gesetzesziel als auch die Ausbauziele. Angesichts der großen Herausforderungen des Klimaschutzes in den Sektoren Gebäude und Industrie sollte daran unbedingt festgehalten werden und das WPG im weiteren Verfahren nicht mehr dahinter zurückfallen.

Es ist jedoch bedauerlich, dass das Ziel in § 2 Abs. 1 gegenüber dem RefE vom 1.6. abgeschwächt wurde. In dem Entwurf vom 1.6. wurde anvisiert, dass jedes Wärmenetz in Deutschland bis 2030 einen Anteil klimaneutraler Wärme von mindestens 50 Prozent aufweist, nun muss dies nur noch im bundesweiten Mittel der Fall sein.

1.2. Zur Einstufung der Erzeugung klimaneutraler Wärme als im überragenden öffentlichen Interesse (§ 2 Abs. 3 RefE): Ergänzung um die Erzeugung erneuerbarer Gase (Ergänzung von § 2 Abs. 3 Satz 1 RefE)

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass mit dem RefE klargestellt wird, dass nicht nur die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom im überragenden öffentlichen Interesse ist und der öffentlichen Sicherheit dienen (§ 2 EEG 2023), sondern auch die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Wärme und Wärmenetzen (§ 2 Abs. 3 RefE). Dies spiegelt auch wider, wie groß der Handlungsbedarf zur Substitution fossiler Brennstoffe im Wärmesektor ist. Jedoch ist zu beachten, dass eine Privilegierung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme gerade im Bereich der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Gasen auch eine Privilegierung der Errichtung von Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung bzw. zum Transport erneuerbarer Gase um-

fassen muss. Dazu gehören insbesondere Rohgasleitungen, mit denen Biogas vom Standort der Biogaserzeugung zu den eigentlichen Wärmeerzeugungsanlagen (z.B. Biogas-BHKW) transportiert werden kann sowie Biogaserzeugungsanlagen, Biogasaufbereitungsanlagen und Biomethaneinspeisestationen.

Vorschlag

§ 2 Abs. 3 Satz 1 RefE wird wie folgt ergänzt:

„(3) „Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien, die in ein Wärmenetz gespeist wird, Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung und Gasnetzeinspeisung von erneuerbaren Gasen, von den dazugehörigen Nebenanlagen, sowie von Wärmenetzen und Leitungen zum Transport erneuerbarer Gase liegen im überragenden öffentlichen Interesse“

1.3. Zum Biomassebegriff: Präzisierung bei der Definition von Holzbiomassen notwendig (Änderung von § 3 Nr. 14 Buchstabe e RefE)

Der vorherige Biomassebegriff im RefE vom 1.6. (§ 3 Nr. 11 Buchstabe e) wahr in vielerlei Hinsicht fehlerhaft: So stand er im formalen Widerspruch zur Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV), konnte im Rahmen der Wärmeplanung nicht sinnvoll angewendet werden und stand inhaltlich auch im Widerspruch zur Biomassedefinition im sonstigen Energiewirtschaftsrecht, insbesondere dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Es ist zu begrüßen, dass die Vorschläge der Bioenergieverbände nun umgesetzt wurden.

Jedoch herrscht **Unklarheit bei der Definition von Holzbiomassen, speziell in Bezug auf den Einschub „der Altholzkategorien“ hinter dem Wort „Industrieholz**. Zum einen ist unklar, auf welche der vorgenannten Holzsegmente sich der Begriff bezieht. Zum anderen ist unverständlich, was das in der Kombination jeweils bedeuten würde: Industrieholz ist in der Forstwirtschaft beim Holzeinschlag und bei Durchforstungen anfallendes Waldholz oberhalb der Derbholzgrenze, welches von der Qualität her nicht als sägefähig eingestuft wird, aber auch kein Waldrestholz ist, und das direkt in verschiedene Holzindustrien geht oder für die energetische Nutzung zur Verfügung steht.

Vorschlag

In § 3 Nr. 14 e werden hinter dem Wort „Industrieholz“ die beiden Wörter „der Altholzkategorien“ gestrichen werden,

2. Zu Teil 2: Wärmeplanung und Wärmepläne

2.1. Zur Pflicht zur Durchführung einer Wärmeplanung (§§ 4, 5 RefE)

Die Kommune ist der sinnvollste Ort, um die Potenziale klimaneutraler Wärme zu analysieren sowie den Ausbau und die Defossilisierung von Nah- und Fernwärme zu organisieren, speziell wenn die Netze aus mehreren kleineren Wärmeerzeugern wie Biogasanlagen gespeist werden. Die Bioenergieverbände begrüßen deshalb die im RefE vorgesehene Vorgabe für die Bundesländer, für ihr jeweiliges Gebiet

eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung sicherzustellen, auch für Kommunen unter 10.000 Einwohnern.

Anstatt den mit einer Wärmeplanung erfassten Anteil der Bevölkerung als Zielgröße zu wählen, könnte auch der Wärmebedarf insgesamt als von einer Wärmeplanung zu erfassende Zielgröße definiert werden, da auf diesem Wege bei der Festlegung der Bagatellgrenze auch Gewerbe und Industrie mit einbezogen wären. Bei der Planung sollten genehmigungsrechtliche Aspekte gleich mit bedacht werden, damit bei der Umsetzung der Wärmepläne die genehmigenden Behörden die Pläne nicht im Nachhinein behindern. Dazu bedarf es bundeseinheitlicher und praxistaugliche Regelungen im Genehmigungsrecht, für den Bau und Betrieb von Biogas- und Biomasseanlagen und dazugehöriger Verteilinfrastruktur.

2.2. Zur Beachtung allgemeiner Grundsätze (§ 9 Abs. 3 RefE): Möglichkeit zur begründeten Abweichung (Ergänzung von § 9 Abs. 3 RefE)

Nach § 9 Abs. 3 RefE ist die planungsverantwortliche Stelle verpflichtet, die „energiewirtschaftlichen Grundsätze sowie die anerkannten Annahmen zur Energieträgerverfügbarkeit und zu den voraussichtlichen Preisentwicklungen“ zu beachten. Wir gehen davon aus, dass die Bundesregierung in Merkblättern oder ähnlichen Formaten diese Grundsätze und Annahmen näher definiert. Dies klingt grundsätzlich sinnvoll, kann in seiner konkreten Ausgestaltung jedoch problematisch sein.

Erstens: Es besteht die Gefahr, dass mangels fundierter Kenntnisse über z.B. die langfristige Verfügbarkeit von Wasserstoff oder Biomasse unnötig restriktive oder einseitige Annahmen getroffen werden, die sich im Nachhinein als falsch erweisen und deshalb die Wärmewende unnötig verzögert haben. So sind Energiemärkte extrem volatil und das zum jeweiligen Analysezeitpunkt vorherrschende Preisniveau muss nicht repräsentativ für potenzielle Szenarien sein. In Vorgaben der Bundesregierung dürfen deshalb keine Vorfestlegungen getroffen werden, die für die Zukunft bindend sind. Beispielsweise kann es im Holzmarkt durch Kalamitäten wie Dürre-, Käfer- und Sturmereignisse sowie generell im Energiemarkt durch geopolitische Verwerfungen zu kurzfristigen Preisänderungen kommen. Dies erfordert im Markt eine Flexibilität zur Anpassung, um z.B. Schadholz aufnehmen zu können. Eine zu enge Auslegung typischer Versorgungskonstellationen kann hier kontraproduktiv sein. Zudem ist in der Szenarienerstellung zu berücksichtigen, dass zukünftig z.B. große Mengen an Restholz aus dem Waldumbau hin zu klimaresilienten Wäldern, aus Reststoffen aus einem gesteigerten Holzbau und der Landschaftspflege erwartet werden. Diese Mengen stehen mittelfristig aufgrund ihrer Beschaffenheit vor allem einer energetischen Verwertung zur Verfügung. Für leitungsgebundene Wärmekonzepte auch im ländlichen Raum stellt dies eine vorzügliche Versorgungsoption dar.

Zweitens: Die übergeordneten Strategien auf Bundesebene können sich mit Regierungswechseln teilweise stark ändern, was wiederum Einfluss auf die Vorgaben haben kann, die der Bund den Gemeinden in ihren Wärmeplanungen macht. Dies birgt die Gefahr, dass bereits bestehende oder sich in der Erstellung befindliche Wärmepläne noch einmal überarbeitet werden müssen, was entsprechenden Aufwand und Kosten für die Gemeinden zur Folge hat.

Drittens: Bundesweite Vorgaben, speziell wenn sie auf bundesweiten politischen Strategien basieren, können lokale Gegebenheiten nicht adäquat berücksichtigen.

Vorschlag

Aus den genannten Gründen sollten Kommunen in begründeten Fällen auch langfristig von den Vorgaben auf Bundesebene abweichen können (Ergänzung von § 9 Abs. 3 RefE).

2.3. Zu den Vorgaben für die Transformation von Gasverteilnetzen in Wärmeplänen (Änderung von § 28 RefE)

2.3.1. Nachweis der Verfügbarkeit auf Wasserstoff ausdehnen und regionale Versorgungskonzepte berücksichtigen (Änderung von § 28 Absatz 2 RefE)

Gemäß § 28 Abs. 1 und 2 sollen die planungsverantwortlichen Stellen bestimmen, welche Grundstücke sich für die Versorgung mit grünem Methan (Biomethan, methanisierter grüner Wasserstoff) eignen. Konkret darf ein Grundstück als für die Versorgung mit grünem Methan geeignet angesehen werden, wenn:

- entweder die Versorgung mit grünem Methan in **Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber** steht oder
- **der lokale Gasnetzbetreiber darlegt, wie „vor Ort“ ausreichend grünes Methan produziert** und gespeichert werden kann.

Die Bioenergieverbände sehen diese Regelung sehr kritisch.

Zum einen findet hier eine ungerechtfertigte Schlechterstellung des Heizens mit grünem Methan gegenüber dem Heizen mit Wasserstoff statt: Die Ausweisung einer Eignung für grünes Methan bedarf einer Rückkopplung mit dem Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) bzw. dem Nachweis einer Verfügbarkeit vor Ort; die Ausweisung einer Eignung für Wasserstoff erfordert dies nicht. Dies widerspricht dem vereinbarten Grundsatz der Technologiemultifunktionalität und des „Level-Playing-Fields“ zwischen den verschiedenen Heizungstechnologien, so wie er im GEG verankert ist. Darüber hinaus ist das Potenzial zur Defossilisierung von Gasnetzen mit grünem Methan auf absehbarer Zeit deutlich größer als das Potenzial zur Defossilisierung mittels Wasserstoff. Denn mit der Biomethaneinspeisung steht eine technisch ausgereifte und in der Praxis bereits weit verbreitete Form der Erzeugung von grünem Methan zur Verfügung, während die Verfügbarkeit von Wasserstoff für Heizzwecke auf lange Zeit sehr gering bleiben dürfte.

Zum anderen wird suggeriert, eine Versorgung mit grünem Methan müsse entweder über das Fernleitungsnetz oder über eine Produktion „vor Ort“ erfolgen. Anscheinend werden dabei regionale Versorgungskonzepte ausgeschlossen, bei denen z.B. Biogasanlagen mit Rohgas-Leitungen geclustert und das Gas zu einer zentralen Gasaufbereitungsanlagen geleitet wird.

Vorschlag

Die Regelung sollte **nicht nur für grünes Methan, sondern auch für Wasserstoff** gelten. Zudem sollte der Nachweis von Gasnetzbetreibern, dass ausreichend grünes Methan vorhanden ist, weiter gefasst werden: Insofern sich die Verfügbarkeit von grünem Methan nicht aus den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreibern ergibt, sollte es ausreichen, dass **Gasnetzbetreiber plausibel machen, wie das grüne Methan bzw. der**

Wasserstoff anders beschafft werden kann (unabhängig ob „vor Ort“ oder auf andere Weise).

§ 28 Abs. 2 RefE ist dazu wie folgt zu ändern:

„(2) Die planungsverantwortliche Stelle bestimmt für jedes beplante Teilgebiet, das nach § 18 Absatz 1 als Wasserstoffnetzgebiet gemäß § 3 Nummer 1 oder Prüfgebiet gemäß § 3 Nummer 13 ausgewiesen wurde und in dem ein Gasverteilnetz anliegt, die Eignung für eine Versorgung mit blauem oder grünem Wasserstoff oder grünem Methan im Zieljahr und stellt hierzu die Eignungsstufe entsprechend § 19 Absatz 2 Satz 2 dar. Die Einteilung in eine Eignungsstufe im Sinne von § 19 Absatz 2 Nummer 1 oder Nummer 2 setzt voraus, dass die Versorgung im Zieljahr mit blauem oder grünem Wasserstoff bzw. grünem Methan

1. in Übereinstimmung mit den Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsebene und den Planungen der Betreiber der vorgelagerten Gasverteilnetzen steht oder der Betreiber des Gasverteilernetzes darlegt, wie ~~vor Ort ausreichend grünes Methan produziert und gespeichert~~ ausreichend blauer oder grüner Wasserstoff bzw. grünes Methan zur Verfügung gestellt werden kann, und

2. kosteneffizient und bezahlbar sein wird.“

2.3.2. Abgleich von Bedarf und Potenzial innerhalb eines Bundeslandes streichen (Streichung von § 28 Absatz 5 RefE)

Gemäß § 28 Abs. 5 müssen die planungsverantwortlichen Stellen an die nach dem Landesrecht zuständigen Stellen den Bedarf an grünem Methan für die jeweiligen Kommunen melden. Wenn die Summe des gemeldeten Bedarfs das Potenzial des jeweiligen Bundeslandes „erheblich“ übersteigt, müssen die planungsverantwortlichen Stellen in dem Bundesland dies bei der Fortschreibung von Wärmeplänen berücksichtigen. Darüber hinaus darf gemäß § 28 Abs. 5 Satz 2 die Biogaserzeugung von Anlagen, deren Gas derzeit verstromt wird, nicht als Methanpotenzial gewertet werden.

Die Bioenergieverbände lehnen diese Regelung aus mehreren Gründen ab.

Erstens: Auch hier findet eine **ungerechtfertigte Schlechterstellung des Heizens mit grünem Methan gegenüber dem Heizen mit Wasserstoff** statt: Die Ausweisung einer Eignung für grünes Methan bedarf einer Rückkopplung mit dem NEP Gas bzw. dem Nachweis einer Verfügbarkeit vor Ort; die Ausweisung einer Eignung für Wasserstoff erfordert dies nicht.

Zweitens: In ihrer jetzigen Ausgestaltung scheint die Regelung nicht praktikabel zu sein. Es bestehen **keine allgemein anerkannten bundeslandscharfen Potenzialanalysen für grünes Gas**.

Drittens: Die Vorgabe eines Abgleichs von Bedarf und Potenzialen innerhalb eines Bundeslandes suggeriert, dass die Versorgung eines Bundeslandes mit Energieträgern aus einem anderen Bundesland nicht sinnvoll oder politisch erwünscht sei. Das ist weder volkswirtschaftlich sinnvoll noch realistisch. In Bezug auf Strom wird ein europaweiter Ausgleich, bei Wasserstoff sogar eine weltweite Versorgung angenommen. Insofern es einen **Abgleich von Bedarf und Potenzial gibt, dann muss dieser zumindest auf Bundesebene** stattfinden.

Viertens: Insofern ein Potenzial an grünem Methan definiert wird, sollte unbedingt **die Option berücksichtigt werden, bestehende Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf die Biomethanerzeugung umzurüsten.** Hier liegt das größte, günstigste und am schnellsten erschließbare Potenzial zur Mobilisierung von grünem Methan. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass die im RefE **angegebenen Potenzialzahlen für Biomethan nicht nachvollziehbar** sind. Eine umfassendere Analyse des Biomethanpotenzials findet sich im Anhang dieser Stellungnahme.

Vorschlag

Angesichts der vielen Schwächen, speziell bei der Definition eines angemessenen Gesamtpotenzials, sollte die Regelung ersatzlos gestrichen werden (Streichung von § 28 Abs. 5 RefE). Insofern dies nicht geschieht, sollte die § 28 Abs. 5 zumindest wie folgt geändert werden, um die größten Probleme zu beseitigen:

„(5) Die planungsverantwortliche Stelle meldet den für das Zieljahr erwarteten Bedarf an blauem und grünem Wasserstoff sowie grünem Methan, der mit der Einstufung nach Absatz 2 verbunden ist, an die nach Landesrecht zuständige Stelle. Die nach Landesrecht zuständige Stelle prüft alle 5 Jahre, erstmalig ab dem Jahr 2030, ob die ihr übermittelten Bedarfe durch verfügbare Potenziale gedeckt werden können. Bei der Ermittlung der verfügbaren Potenziale ist davon auszugehen, die Option zu berücksichtigen, dass die derzeit für die Stromerzeugung eingesetzten gasförmigen Biomasse-Brennstoffe für die Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden können, auch weiterhin zur Stromerzeugung verwendet werden. Die nach Landesrecht zuständige Stelle leitet ihre Ergebnisse an eine bundesweite Prüfstelle weiter, wo die Bedarfe der Bundesländer mit den bundesweiten Potenzialen abgeglichen werden. Sollte sich auf Bundesebene eine erhebliche Lücke abzeichnen, informiert die zuständige Stelle die betroffenen planungsverantwortlichen Stellen. Diese müssen den Sachverhalt bei der nächsten Fortschreibung ihrer Wärmepläne berücksichtigen.“

2.4. Zu den Vorgaben für eine Bestandsanalyse (Anlage 1 zu § 14 RefE): Differenzierung der erhebenden Informationen (Ergänzung von Anlage 1 RefE)

2.4.1. Differenzierung der Angaben zur Prozesswärme nach Temperaturniveau (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 3 RefE)

Die von industriellen Verbrauchern benötigte Prozesswärme unterscheidet sich stark hinsichtlich des jeweils benötigten Temperaturniveaus. Während beispielsweise für die Lebensmittel-, Papierindustrie oder das Druckgewerbe ein Niveau von 100 bis zu 500 Grad ausreicht, wird in der chemischen Industrie, dem Maschinenbau und der Fahrzeugproduktion in weiten Teilen ein Niveau von 500 bis 1.000 Grad und zum Teil auch darüber benötigt. Die in der Glas- und Metallerzeugung benötigte Prozesswärme liegt sogar in weiten Teilen über 1.000 Grad.

Analog dazu erreichen Technologien zur Erzeugung von klimaneutraler Wärme sehr unterschiedliche Temperaturniveaus. Der nach Temperatur unterschiedlich strukturierte Wärmebedarf in der industriellen Prozesswärme führt deshalb zu unterschiedlichen Anforderungen an Wärmeerzeugungstechnologien und entsprechender Infrastruktur in den jeweiligen Kommunen.

Vorschlag

Um diese Bedarfe in der Wärmeplanung angemessen abbilden zu können, sollte nicht nur die Menge der benötigten industriellen Prozesswärme erhoben, sondern diese auch nach verschiedenen Temperaturniveaus untergliedert werden. Anlage 1 Nr. 4 RefE sollte zu diesem Zwecke wie folgt ergänzt werden:

„3. Im Fall von industriellen, gewerblichen oder sonstigen Unternehmen, die Wärme in ihren Prozessen einsetzen: liegenschaftsbezogene Informationen und Daten, und zwar mindestens

a) zum jährlichen Prozesswärmeverbrauch der letzten drei Jahre in Kilowattstunden pro Jahr aufgeteilt in die Kategorien bis einschließlich 100 Grad Celsius, 101-500 Grad Celsius, 501-1.000 Grad Celsius und über 1.000 Grad Celsius.“

2.4.2. Erweiterung der Angaben zur Gasinfrastruktur um Angaben zur Biomethaneinspeisung (Ergänzung von Anlage 1 Nr. 6 Buchstabe b, d & h RefE)

Die Wärmeplanung sollte nicht nur Angaben zu Gasinfrastruktur und Gasverbrauch enthalten, sondern auch Angaben zur Infrastruktur für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz bzw. die eingespeisten Biomethanmengen. Diese Daten können Gasnetzbetreiber, Anlagenprojektierer und Kommunen dabei unterstützen, geeignete Standorte für Biomethaneinspeisepunkte und Biogasaufbereitungsanlagen zu identifizieren.

Vorschlag

Anlage 1 Nr. 6 RefE wird wie folgt ergänzt:

„6. Informationen zu bereits bestehenden, konkret geplanten oder bereits genehmigten Gasnetzen, insbesondere

a) zur Lage, die straßenbezogen zu benennen ist,

b) zur Art, d.h. fossiles Methan, Biomethan oder Wasserstoff,

c) zum Jahr der Inbetriebnahme, welches straßenbezogen zu erfassen ist, soweit bisher dokumentiert,

d) zur gesamten Gasnachfrage und der Biomethaneinspeisung nach Druckebene in Kilowattstunden, sowohl jährlich als auch im Jahresgang,

e) zur gesamten Anschlussleistung nach Druckebene in Kilowatt,

f) zur Auslastung bei Spitzenlast in Prozent, bezogen auf das Versorgungsgebiet,

g) zur gesamten Trassenlänge nach Druckebenen in Kilometer und

h) zur Gesamtanzahl der Anschlüsse sowie der Biomethaneinspeisepunkte nach Druckebenen;“

3. Zu Teil 3: Pflichten für Wärmenetzbetreiber

3.1. Zu den Mindestanteilen für erneuerbare Energien (§§ 29-31 RefE)

Die im RefE geplante gesetzliche Festschreibung bestimmter Mindestanteile Erneuerbarer Energien und unvermeidbare Abwärme in neuen und bestehenden Wärmenetzen sind zu begrüßen.

Es ist in diesem Zusammenhang anzumerken, dass trotz der Einführung ordnungsrechtlicher Mindestanteile eine **finanzielle Förderung über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) weiterhin möglich** sein muss.

3.2. Verbote für den Einsatz von Biomasse streichen (Streichung von § 30 Abs. 2 & § 31 Abs. 2 RefE)

Vollumfänglich **abzulehnen sind jedoch die neuen ordnungsrechtlichen Vorgaben für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse** in Wärmenetzen. In Bezug auf das Zieljahr 2045 und abhängig von der Trassenlänge verbietet der RefE grundsätzlich den Einsatz von nachhaltiger Bioenergie in Wärmenetzen oberhalb eines bestimmten Schwellenwerts (§ 31 Abs. 2 RefE). So soll in Wärmenetzen mit mehr als 50 Kilometern Trassenlänge der Einsatz von mehr als 15 Prozent Biomasse im Jahr 2045 verboten werden, in Wärmenetzen mit einer Trassenlänge zwischen 20 und 50 Kilometern wird der Einsatz von mehr als 25 Prozent Biomasse verboten. Lediglich in Wärmenetzen mit einer Trassenlänge von weniger als 20 Kilometern soll der Einsatz von nachhaltiger Biomasse uneingeschränkt auch langfristig erlaubt sein. In neuen Wärmenetzen (Baubeginn ab 2024) soll der Einsatz von Biomasse oberhalb eines gewissen Schwellenwerts bereits heute verboten werden, ebenfalls abhängig von der Trassenlänge (§ 30 Abs. 2 RefE). So ist in neuen Wärmenetzen mit einer Trassenlänge von mehr als 50 Kilometern der Einsatz von mehr als 25 Prozent Biomasse verboten, in neuen Wärmenetzen mit einer Trassenlänge zwischen 20 und 50 km der Einsatz von mehr als 35 Prozent Biomasse (Ausnahmen gelten, wenn ein neues Netz an eine bereits bestehende Bioenergieanlage angebaut wird aber nicht für Bestandsnetze ab 2045).

Die Bioenergieverbände lehnen diese pauschalen ordnungsrechtlichen Beschränkungen für den Einsatz von nachhaltiger Biomasse in Wärmenetzen aus mehreren Gründen ab.

Erstens: Der Wärmesektor weist eine große Heterogenität auf und sowohl der Bedarf der Verbraucher sowie die Potenziale klimaneutraler Wärme können von Kommune zu Kommune stark variieren. Angesichts der ambitionierten Herausforderungen, die mit der Aufgabe der Defossilisierung der Sektoren Gebäude und Industrie einhergehen, sowie der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten sollte den **Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Defossilisierung ihrer Wärmeversorgung** gegeben werden.

Dies gilt auch für die Nutzung von Bioenergieträgern in Wärmenetzen. So gibt es z.B. Kommunen in waldreichen Regionen, die vor Ort über große dauerhaft nachhaltig verfügbare Holzmengen verfügen, während es in waldarmen Regionen auch sein kann, dass diese unterhalb der vorgesehenen Anteile vor Ort eben nicht verfügbar sind oder über andere Biomassequellen (Agroforstsystem, Energieholzanbau, Aufwuchs von Biodiversitätsflächen oder vernässten Moorböden) verfügt. D.h. letztlich wird es eine Abschätzung der kommunalen Entscheider vor Ort obliegen zu bewerten, ob die nötigen Biomasseressourcen dauerhaft zu mobilisieren sind und welche regionalen Flächen- und Biomasseent-

wicklungen zu erwarten sind. Zeichnet sich ab, dass das zweifelhaft ist, dürften sie von einer Entscheidung zugunsten von hohen Anteilen von Bioenergieträgern absehen. Dieser Mechanismus funktioniert unabhängig von der Länge des Wärmenetzes und unabhängig davon, wie hoch der Bioenergieanteil im Energieträgermix eines Netzes ist.

Die Vorgaben zur Wärmeplanung und den daraus resultierenden Maßnahmenvorschlägen sowie die ordnungsrechtlichen Vorgaben an die Transformation von Wärmenetzen müssen deshalb technologieutral ausgestaltet werden und dürfen keine erneuerbare Wärmequelle einseitig begrenzen. Insofern die Entscheider auf Basis bestimmter politischer Präferenzen eine „Bevorzugung“ oder einen Ausschluss bestimmter Technologien treffen wollen, sollten sie dies selbst entscheiden und nicht von Entscheidungen auf Bundesebene, die die lokalen Gegebenheiten nicht berücksichtigt, vorgegeben bekommen.

Zweitens: Eine Begrenzung des Biomasseeinsatzes ist nicht notwendig, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten. Ein Wärmenetzbetreiber investiert nur dann in z.B. in ein Holzheizwerk, wenn er sicher ist, die nötigen nachhaltigen Bioenergieträger auch dauerhaft nutzen zu können. Deshalb spricht wenig dafür, dass eine vollständige Freigabe der Entscheidung, welche Anteile an nachhaltigen Bioenergieträgern genutzt werden, zu einer Überausschöpfung der nachhaltigen Biomassepotenziale führen wird. Vielmehr ist davon auszugehen, dass eine sich abzeichnende Verknappung von nachhaltigen Bioenergieträgern bereits so frühzeitig zu entsprechend steigenden Preisen führen wird, die einen weiteren Zubau stark begrenzen werden. Dort wo die Verhältnisse lokal anders sind, können aber gleichwohl weiterhin verantwortbare Entscheidungen zugunsten der Nutzung lokal anfallender und nachhaltig verfügbarer Bioenergieträger fallen, ohne dass die Versorgung anderer Nutzer gefährdet würde, da viele Bioenergieträger (z.B. Waldrestholz oder Landschaftspflegeholz) nicht über größere Distanzen wirtschaftlich transportiert werden können. Wie die Import- und Exportstatistiken des Statistischen Bundesamts zeigen, ist die Sorge von nicht nachhaltigen Biomasseimporten für die energetische Verwertung unbegründet, da Deutschland bei wichtigen Energieholzsorimenten wie z.B. Hackschnitzeln mehr exportiert als importiert.

Drittens: Die ordnungsrechtliche Begrenzung des Biomasseeinsatzes kann dazu führen, dass bereits getätigte Investitionen in Wärmeerzeuger wie z.B. Holzheizkraftwerke nicht refinanziert werden können. Es gibt eine Reihe von Wärmenetzen mit einer Trassenlänge von mehr als 20 Kilometern, die mit einem Einsatz nachhaltiger Biomasse projektiert wurden, der oberhalb der im RefE langfristig erlaubten Biomasseanteile liegt. Wenn bei diesen Konzepten der Biomasseeinsatz zu stark beschränkt wird, droht ein erheblicher Schaden, ein schwerer Eingriff in den Investitions- und Vertrauensschutz sowie ggf. ein Rückbau von leitungsgebundener Wärme, auf die Kommunen angewiesen sind. Diese Netze müssen in jedem Fall einen Bestandsschutz genießen.

Viertens: Betreiber von bestehenden Wärmenetzen auf Basis von nachhaltiger Biomasse, deren Trassenlänge leicht unterhalb der jeweiligen Schwellenwerte liegen (knapp 20 bzw. knapp 50 Kilometer), können ggf. ihr Netz nicht erweitern und zusätzliche Kunden anschließen, insofern sie dann die Obergrenzen für den Biomasseanteil nicht mehr einhalten können. Angesichts der großen Herausforderungen der Wärmewende, des politisch gewünschten Ausbaus einer effizienten Biomassenutzung in der Fernwärme sowie dem Ziel, Gebäudeeigentümern möglichst viele Optionen zur Erfüllung ihrer Pflichten nach dem GEG zur Verfügung zu stellen, ist dies völlig kontraproduktiv.

Dass Betreiber ihr Wärmenetz nicht erweitern können, kann **bestehende Netze jedoch auch ökonomisch bedrohen und die bestehenden Kunden stark belasten.** Wärmenetzbetreiber sind aufgrund sinkender Wärmeverbräuche der angeschlossenen Gebäude (Dämmung, sinkende Heiztage) in der Regel

darauf angewiesen, nach und nach neue Wärmeabnehmer anzuschließen, um weiter Wärme zu konkurrenzfähigen Preisen liefern zu können. Wenn ein Wärmenetz auf Basis nachhaltiger Biomasse nicht erweitert werden kann, da es sonst aufgrund der Trassenlänge die Schwelle zu einem (verschärften) Biomassedeckel überschreitet, müssen dementsprechend die Fixkosten auf einen geringeren Wärmeabsatz umgelegt werden. Je nach Konstellation kann dies den Betrieb des Wärmenetzes wirtschaftlich bedrohen oder zu höheren Wärmepreisen für die Wärmeabnehmer führen.

Betreiber von bestehenden Wärmenetzen auf Basis von nachhaltiger Biomasse, deren Trassenlänge leicht *oberhalb* der jeweiligen Schwellenwerte liegen, könnte eine Obergrenze sogar dazu anreizen, ihre Netze bis unter die jeweilige Schwelle zurückzubauen, was einen analogen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit bzw. die Wärmepreise hätte.

Fünftens: Wenn Netzbetreiber mit einem hohen Bioenergieanteil dazu gezwungen werden andere erneuerbare Energien hinzuzubauen, um ihren Biomasseanteil auf das maximal zulässige Niveau zu senken, wird dies mit **erheblichen Mehrkosten** führen, z.B. für die Investition in neue Erzeugungsanlagen und deren Integration in das bestehende Netz sowie ggf. für die höheren spezifischen Kosten der Biomasseanlage, wenn diese ihre Wärmeproduktion zurückfahren muss. Diese Mehrkosten müssen an die Endkunden weitergereicht werden, was ggf. zu **erheblichen Preissteigerungen** führen kann.

Sechstens: Wenn Netzbetreiber mit einem hohen Bioenergieanteil dazu gezwungen werden, den Bioenergieanteil niedrig zu halten, wird das in vielen Fällen dazu führen, dass **der Anteil fossiler Wärmeerzeuger nicht bzw. deutlich später abgesenkt werden kann**. Da erfolgreicher Klimaschutz aufgrund des verbleibenden CO₂-Budgets auch eine Frage der Zeit ist, würde mit einem Verschleppen des Ausstiegs aus fossilen Energien die Treibhausgasreduzierung verzögert.

Siebtens: Die Vereinbarung zwischen den Spitzen der Regierungsfractionen zu den weiteren Beratungen der GEG-Novelle vom 13.6. sieht vor, alle Erfüllungsoptionen gleich zu behandeln – auch, um regionalen Unterschieden Rechnung zu tragen – sowie diskriminierende technische Anforderungen an Heizungen und Infrastruktur zu streichen, speziell auch bei der Holzenergie. Im Sinne der ebenfalls vereinbarten Verzahnung des Gesetzes zur kommunalen Wärmeplanung mit dem GEG sollten analog alle Optionen zur Defossilisierung von Wärmenetzen gleichbehandelt und alle diskriminierenden Anforderungen an die Technologien gestrichen werden.

Vorschlag

Die ordnungsrechtlichen Begrenzungen für den Einsatz nachhaltiger Biomasse in Wärmenetzen sind ersatzlos zu streichen, sowohl für neue Wärmenetze (§ 30 Abs. 2 RefE) als auch für das Zieljahr 2045 (§ 31 Abs. 2 RefE).

3.3. Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und dekarbonisierungsfahrplänen (§ 32 RefE): Mindestanteile der Bagatellgrenze auf 90 Prozent festlegen (Änderung von § 32 Abs. 1 RefE)

Gemäß § 32 Absatz 1 RefE müssen Wärmenetzbetreiber bis zum 31.12.2026 für ihr Wärmenetz einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan erstellen. Ausgenommen davon sind insbesondere Netzbetreiber, deren Wärmenetze bereits vollständig aus Erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist wird.

Diese Pflicht ist grundsätzlich zu begrüßen, ebenfalls die Ausnahme von Wärmenetzen auf Basis Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme. Ein solcher Plan ist bei Wärmenetzen, die bereits heute nahezu vollständig mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme betrieben werden, unnötig, da nicht davon auszugehen ist, dass sie angesichts der Pflicht zum Einsatz von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme im Jahr 2045 (§ 31 Abs.23 RefE) diesen Anteil innerhalb der nächsten zwanzig Jahre signifikant reduzieren werden.

Allerdings ist ein Mindestanteil von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme nicht praxistauglich. Es kann bei technischen Problemen durchaus vorkommen, dass kurzfristig ein Sicherheitskessel auf Basis fossiler Brennstoffe dazugeschaltet werden muss, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Es wäre weder zielführend noch verhältnismäßig, dies dadurch zu pönalisieren, dass der Netzbetreiber einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan nachreichen muss.

Vorschlag

Der Mindestanteil erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme, ab der ein Betreiber von der Pflicht zur Vorlage eines Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplans befreit ist, sollte von 100 Prozent auf 90 Prozent gesenkt werden. Dazu ist § 32 Abs. 1 RefE wie folgt zu ändern:

„(1) Jeder Betreiber eines Wärmenetzes, das nicht bereits ~~vollständig~~ zu mindestens 90 Prozent mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus gespeist wird, ist verpflichtet, bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 für sein Wärmenetz einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan zu erstellen und der hierzu durch Rechtsverordnung nach § 33 Absatz 5 bestimmten Behörde vorzulegen.“

Anhang: Analyse des Potenzials von grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050

Es gibt viele, teilweise abweichende Analysen für die langfristigen Potenziale von Biogas und Biomethan. Exemplarisch wird hier auf die Analyse von Guidehouse Economics „Biomethane production potential in the EU“¹ sowie die Biomassepotenzialanalyse des Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)² verwiesen.

1. Biogas aus Reststoffen, Abfällen, Nebenprodukten, Zwischenfrüchten und Dauergrünland 2045/2050:

Guidehouse Economics untersucht für alle Länder der Europäischen Union, wie groß deren Beitrag zur Erreichung des Ziels im „RePowerEU“-Plan der EU-Kommission sein kann, die Biomethanproduktion in der EU bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter zu erhöhen. Hier werden insbesondere Reststoffe (z.B. Klärschlamm), Abfälle (z.B. Bioabfall), Nebenprodukte (z.B. Gülle, Stroh), Zwischenfrüchte (z.B. Klee gras) und Dauergrünland (dauerhaft stillgelegtes Grünland) untersucht. Die Studie kommt auf ein Gesamtpotenzial von rund **155 Terawattstunden (TWh) Biogas/Biomethan** in 2050 aus den genannten Stoffen.

2. Biogas aus dem Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren 2045/2050:

Neben den in der Guidehouse-Studie betrachteten Stoffen, kommen weitere Stoffe für die Produktion von Biogas/Biomethan in Betracht. Dazu gehören insbesondere der Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren. Blühflächen spielen zunehmend eine Rolle im ländlichen Raum, um im Sinne der Artenvielfalt Lebensraum für Insekten zu schaffen. Nach dem Abblühen der Pflanzen können sie geerntet und sinnvollerweise nur für die Biogaserzeugung verwendet werden. Die Wiedervernässung von bislang landwirtschaftlich genutzten Mooren wird in den nächsten Jahren an Relevanz gewinnen, um natürliche CO₂-Senken aufzubauen. Auf diesen wiedervernässten Flächen können insbesondere Paludikulturen angebaut werden, die sich für die Biogaserzeugung eignen. Die Nutzung des Aufwuchses von Blühflächen und wiedervernässten Mooren zur Biogaserzeugung ist auch wichtig, um zumindest einen Teil der Wertschöpfung zu bewahren, die bislang durch die landwirtschaftliche Nutzung der Flächen erreicht wurde. Die BBE-Potenzialanalyse nimmt langfristig die Nutzung des Aufwuchses von 600.000 ha Blühflächen sowie 600.000 ha wiedervernässter Moore für die Biogas/Biomethan-Erzeugung an. Daraus ergibt sich ein zusätzliches Potenzial für grünes Methan in Höhe von **21 TWh**.

3. Biogas aus klassischen Energiepflanzen 2045/2050:

Auch wenn die Bedeutung klassischer Energiepflanzen (insb. Mais) für die Biogasproduktion zukünftig zurückgeht, kann dennoch von einem weiteren Grundsockel der Energiepflanzennutzung ausgegangen werden. Der Grund dafür ist primär, dass die Wirtschaftlichkeit von Anlagen, die energiearme Substrate (z.B. Gülle) einsetzen, durch die Co-Vergärung von einem gewissen Anteil an Energiepflanzen deutlich verbessert wird. Dezentral anfallenden Biomasseströme, die nicht besonders transportwürdig sind, können so sinnvoll erfasst werden, da eine wirtschaftliche Anlagengröße erreicht werden kann. Als Nebeneffekt lässt sich durch diese Verwendungsmöglichkeit eine kleinstrukturierte Landwirtschaft fördern. Die BBE-Potenzialanalyse nimmt langfristig einen verbleibenden Sockel von 450.000 ha Energiepflanzenanbau für die Co-Vergärung an (ggü. 1,4 Mio ha heute), mit denen **16 TWh** Biogas erzeugt werden.

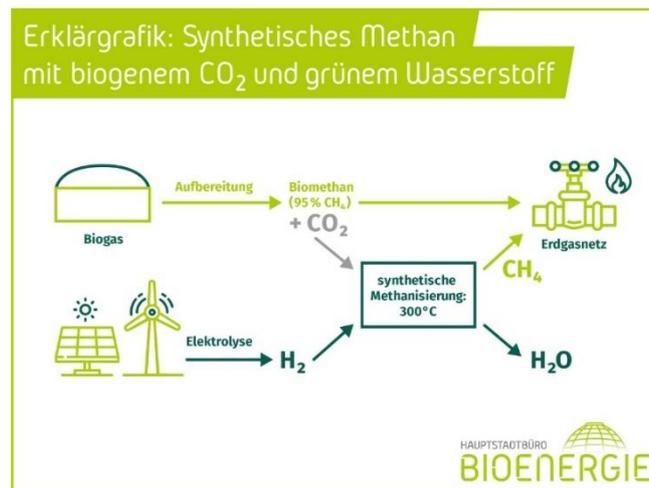
Zwischenfazit: Grünes Methan aus der Vergärung von Biomasse (Biomethan) 2045/2050. Aus den obigen Annahmen ergibt sich ein Biogaspotenzial in Höhe von rund 193 TWh. Der Fachverband Biogas e.V.

¹ [Guide House Economics \(2022\), Biomethane production potential in the EU](#)

² Bundesverband Bioenergie e.V. (2023), Stellungnahme und Potentialabschätzung zur Nationalen Biomassestrategie: https://www.bioenergie.de/download_file/force/1539/725

(FvB) nimmt an, dass langfristig 60 Prozent der Biogasproduktion für die Gasaufbereitung genutzt werden. Auf dieser Basis lässt sich für 2045/2050 ein **Biomethanpotenzial in Höhe von 116 TWh** annehmen

4. Methan aus grünem Wasserstoff und CO₂ aus der Biogasaufbereitung 2045/2050: Biogas besteht knapp zur Hälfte aus CO₂. Dieses biogene CO₂ kann genutzt werden, um aus Elektrolyse erzeugten grünen Wasserstoff grünes Methan herzustellen.



Bei der oben angenommenen Biomethanproduktion in Höhe von 116 TWh wird bei einem typischen Anteil von 48 Prozent CO₂ im Rohgas genug CO₂ gewonnen werden, um **107 TWh** grünes Methan aus grünem Wasserstoff herzustellen.

Fazit: Gesamtpotenzial an grünem Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050. Auf Basis der vorhandenen Annahmen über die Verfügbarkeit von Biomasse für die Biogas- und Biomethanproduktion, dem Anteil der Biogasaufbereitung und der dadurch möglichen Methanisierung von grünem Wasserstoff aus Elektrolyse kann ein Gesamtpotenzial von grünem Methan in Höhe von **rund 220 TWh** angenommen werden, das langfristig allein durch Biogasaufbereitungsanlagen bereitgestellt werden kann.

Technisches Potenzial für grünes Methan aus Biogasaufbereitungsanlagen 2045/2050		
Quellen für Grünes Methan	Energiemenge	Annahmen / Quelle
Biogas aus Reststoffen, Abfällen, Nebenprodukte & Dauergrünland	155 TWh	Guidehouse Economics für 2050
Biogas aus Aufwuchs von Blühflächen und wiedervernässten Mooren	21 TWh	BBE: jeweils 600.000 ha in 2045
Biogas aus klassischen Energiepflanzen als Co-Substrat	16 TWh	BBE: 450.000 ha in 2045
Potenzial Biomethan 2045/2050	116 TWh	FvB: 60% Biogasaufbereitung in 2045
Grüner Wasserstoff mit CO ₂ aus der Biogasaufbereitung	107 TWh	48% CO ₂ -Anteil im Rohbiogas
Potenzial Grünes Methan 2045/2050	222 TWh	

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-15
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org

Malte Trumpa
Referent für Holzenergie des Fachverband Holzenergie (FVH)
Tel.: 030-2758179-20
Email: trumpa@bioenergie.de