

Bioenergie 2030 – Ziele und notwendige Maßnahmen

Zusammenfassung: In Bezug auf die Produktion Erneuerbarer Energie ist Bioenergie sektorenübergreifend gesehen aktuell der wichtigste Pfeiler der Energiewende. Gleichzeitig ist die Bioenergie durch die gegenüber PV und Wind höheren Kosten in Bedrängnis geraten. So sind die EEG'S seit 2012 nicht mehr hinreichend auskömmlich für eine nennenswerte Anzahl neuer Bioenergieprojekte und die Wärme- und Verkehrswende gerät ebenfalls ins Stocken. Zusätzlich gibt es durch die Bioenergie neben der reinen Energieproduktion eine Reihe von energiewirtschaftlichen (z.B. kostengünstige Bereitstellung von Flexibilisierung) und externen Effekten, wie z.B. die Kostenreduktion in der Entsorgungswirtschaft sowie die THG-Minderungen im Agrarsektor, die es aus makroökonomischer Sicht sinnvoll erscheinen lassen, Bioenergie auch weiterhin im Energiesystem zu unterstützen. Die Nutzungspfade für Bioenergie werden sich dabei verändern, da mittelfristig mit einer stärkeren Nachfrage z.B. im Industriesektor zu rechnen ist.

Abstract: Regarding the production of renewable energy, bioenergy is currently the most important pillar of the energy transition across all sectors. At the same time, bioenergy has come under pressure due to the higher costs compared to PV and wind. Since 2012, the feed-in tariffs have no longer been sufficient for a significant number of new bioenergy projects, and the transition in the heating and transport sector is also stalling. In addition, there are a number of energy-related (e.g. cost-effective provision of flexibility) and external effects, such as e.g. the cost reduction in the waste disposal industry and the GHG reductions in the agricultural sector, which make it appear sensible from a macroeconomic perspective to continue to support bioenergy in the energy system. The paths of use for bioenergy will change, as medium-term demand increases, e.g. in the industrial sector.

Ausgangssituation

Im Jahr 2019 war die gesamte Biomasse mit 20,6 % an der erneuerbaren Bruttostromerzeugung beteiligt und stellte damit – nach Wind an Land – den zweithöchsten Anteil. Allein Biogas stellte 12,0% [BMWi 2020, S. 11]. Am Endenergieverbrauch Wärme hatten die erneuerbaren Energien einen Anteil von 14,5 % wovon 86,1 % auf Biomasse basiert. Der überwiegende Anteil der Biomassebasierten Wärmebereitstellung resultiert dabei aus Festbrennstoffen in den verschiedenen Sektoren (z.B. Holzverbrauch in privaten Haushalten: 39,0 %). Auf Biogas (inkl. Biomethan, Klär- und Deponiegas) entfielen 10,9 % [BMWi 2020, S. 25]. Im Verkehrssektor wurden 85,9 % der Erneuerbaren Energieträger durch Biomasse gestellt, deren Anteil am Endenergieverbrauch bei 5,6 % lag [BMWi 2020]. Bioenergie ist somit ein Leistungsträger in allen Sektoren.

Gleichwohl ist die Bioenergie seit einigen Jahren zunehmend in die Kritik geraten. Aus ökonomischer Sicht werden dabei in diesem Kontext aufgrund der vergleichsweise hohen Vergütungen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Zweifel an der Kosten-Effizienz der Bioenergie geäußert. Kritikpunkte auf Basis agrarwirtschaftlicher und naturschutzfachlicher Kriterien sowie weiterer Aspekte der Landnutzung richten sich vor allem gegen die direkte Nutzung von Anbaubiomasse/Energiepflanzen.

Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber mit den EEG-Novellen 2012, 2014 und 2017 die Rahmenbedingungen für Bioenergie signifikant geändert. Durch die Reduktion der Vergütungssätze für Neuanlagen und die verpflichtende Einführung von Ausschreibungen für Anlagen über 150 kW installierter Leistung sind die Inbetriebnahmen neuer Anlagen im Biogassektor stark zurückgegangen. Unter der Annahme, dass die aktuellen Rahmenbedingungen fortgeschrieben werden, ist auch zukünftig mit nur wenigen neu errichteten Anlagen im Rahmen des EEG-Regimes zu rechnen. Aufgrund des Auslaufens der EEG-Vergütung wird der Gesamtbestand an Biogasanlagen in den kommenden 20 Jahren sehr wahrscheinlich schrittweise abnehmen, wenn für die betroffenen Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütungsdauer keine wirtschaftlichen Anschlussperspektiven gefunden werden.

Im Bereich der Festbrennstoffe wurde im Jahr 2012 über eine Änderung in der Biomasseverordnung (BiomasseV) die EEG-Förderung für neue Altholzanlagen eingestellt. Grund hierfür waren – gemäß den Untersuchungen zum Erfahrungsbericht des EEGs [DBFZ 2011, S. 101] – ausgeschöpfte Altholzpoteziale in Deutschland, weshalb keine zusätzlichen Anreize für eine energetische Altholznutzung mehr gesetzt werden sollten. Auch hier stellt sich daher die Frage, auf welcher Basis der vorhandene bzw. angepasste Kraftwerkspark nach Auslaufen des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraumes weiter betrieben werden kann.

Reine Wärmeerzeugungsanlagen haben nach wie vor Probleme, gegen günstige fossile Brennstoffe zu konkurrieren. Zudem sind die Waldholzpoteziale – mit regionalen Unterschieden – nahezu erschöpft, so dass weitere Nutzungsansätze insbesondere in den – qualitativ schlechteren – Landschaftspflegehölzern sowie im Grünut zu suchen sind [Fehrenbach et al 2019]. Wichtig in diesem Zusammenhang ist der zu führende Diskurs im Kontext der Argumente, dass eine Energieholznutzung aus dem Wald grundsätzlich positiv für das Klima ist [Schulze et al. 2020] und der Wald hinsichtlich der Klimaschutzeffekte generell sogar zu wenig genutzt wird [Hennig et al. 2017].

Die mögliche Entwicklung von Anlagenkapazitäten nach dem Auslaufen des 20-jährigen EEG-Vergütungszeitraumes wurde bereits in verschiedenen Studien skizziert. Die nachfolgenden Betrachtungen basieren auf zwei exemplarischen Szenarien aus den Studien „Makrobiogas“ (gefördert durch die FNR) und „Altholz quo vadis“ (gefördert durch das BMWi), an denen die Autoren beteiligt waren.

Für den Biogas-Sektor wird in der nachfolgenden Abb. 1 beispielhaft ein Szenario dargestellt, welches das derzeitige Ausschreibungs-Regime hypothetisch fortgeschrieben (Szenario „Ausschreibungsdesign“). Dabei wird von einer Ausschöpfung der sog. Flexibilitätsprämie („Flexdeckel“) und einem Neubau von insg. 12 MW/a Güllekleinanlagen und Abfallvergärungsanlagen ausgegangen. Dies entspricht dem Durchschnitt der letzten Jahre. Gemäß den geltenden Regelungen wurden für die Jahre 2017-2019 je 150 MW brutto ausgeschriebener Leistung und ab 2020 jährlich 200 MW brutto angenommen, die bis 2035 hypothetisch fortgeschrieben wurden [siehe Matschoss et al 2019, S. 107]. Zudem wurden weitere Regelungen berücksichtigt (Übertragung nicht bezuschlagter Mengen auf die nächste Periode etc.), um den Ausschreibungspfad möglichst realistisch abzubilden [vgl. Matschoss et al. 2019, S. 104-106]. Dadurch ergibt sich der in Abb. 1 dargestellte Verlauf.

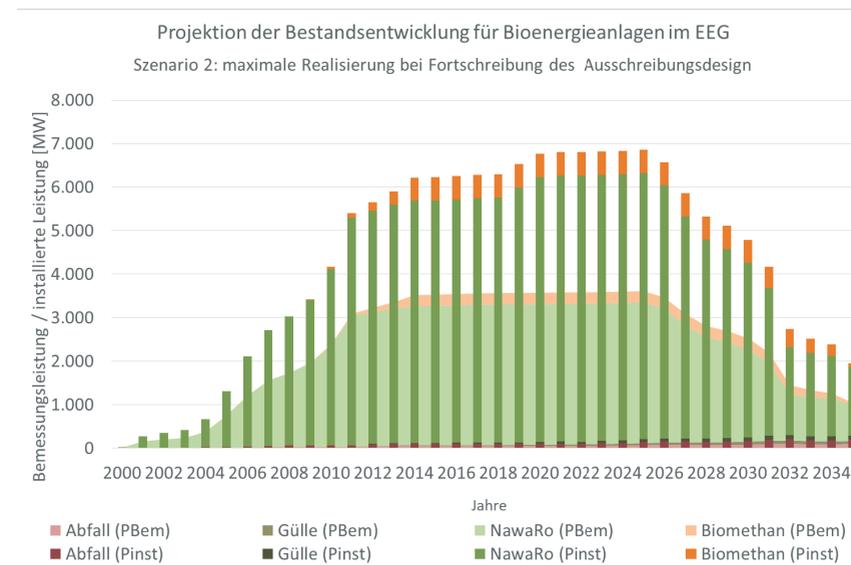


Abb. 1: Mögliche Entwicklung von Biogasanlagen bis 2035, entnommen aus Matschoss et al. (2019), S. 107

Es zeigt sich ein Bild, in welchem die Kapazitäten bis Mitte der 2020er Jahre ein Plateau bilden, das danach abfällt. Im Jahr 2035 bleiben durch die Ausschreibungen schließlich rund 1.000 MW_{el} Bemessungs-, bzw. knapp 2.000 MW_{el} installierter Leistung erhalten.

Für den – mit einem Entsorgungsauftrag verbundenen – Altholzsektor wurde im Rahmen des Projektes Altholz quo vadis [vgl. Baur et al. 2019] ein mögliches Szenario entwickelt, welches das Altholzaufkommen (siehe Abb. 2, obere rote Linie) und die potenziellen Nutzungskapazitäten zusammenführt. Für die stoffliche Nutzung wurde dabei angenommen, dass diese aktuell 1,5 Mio. Tonnen

Altholz einsetzt (violette Fläche) und eine weitere zukünftige Aufnahmekapazität auf der Grundlage der aktuellen Rahmenbedingungen von weiteren 0,5 Mio. Tonnen Altholz (violett-gestreifte Fläche) aufweist. Marktberichte gehen darüber hinaus davon aus, dass MDF-Werke¹ in Zukunft ebenfalls Altholz einsetzen können. Dies würde dann einen Altholzeinsatz von 3 Mio. t bedeuten. Diese Entwicklung bleibt jedoch abzuwarten.

Daneben wurden die bestehenden EEG Altholzkraftwerke mit einer installierten Leistung von 765 MW_{el} in die Übersicht als Abnehmer von derzeit 5,2 Mio. Tonnen (2019: zusätzliche 0,2 Mio. Tonnen durch das in Planung befindliche Werk Hürth-Knapsack) mit – entsprechend der EEG Auslauflinie verringerten Tonnagen bis 2030 – aufgenommen. Mantau et al. (2016) beziffern zudem die verbrauchten Altholzmengen außerhalb des EEGs auf knapp 2 Mio. Tonnen im Jahr 2016 (orange Fläche). Als weitere Abnehmer von Altholzmengen wurden Müllverbrennungs- und EBS-Anlagen identifiziert. Diese besitzen nach (Mantau, 2016) jedoch lediglich eine Aufnahmekapazität von maximal 1,3 Mio. Tonnen.

Die grau schraffierte Fläche stellt letztendlich im Szenario die überschüssigen Altholzmengen dar, für die – unter der Voraussetzung eines Abschaltens der EEG-Altholzkraftwerke nach Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes – keine Verbrennungskapazitäten verfügbar wären.

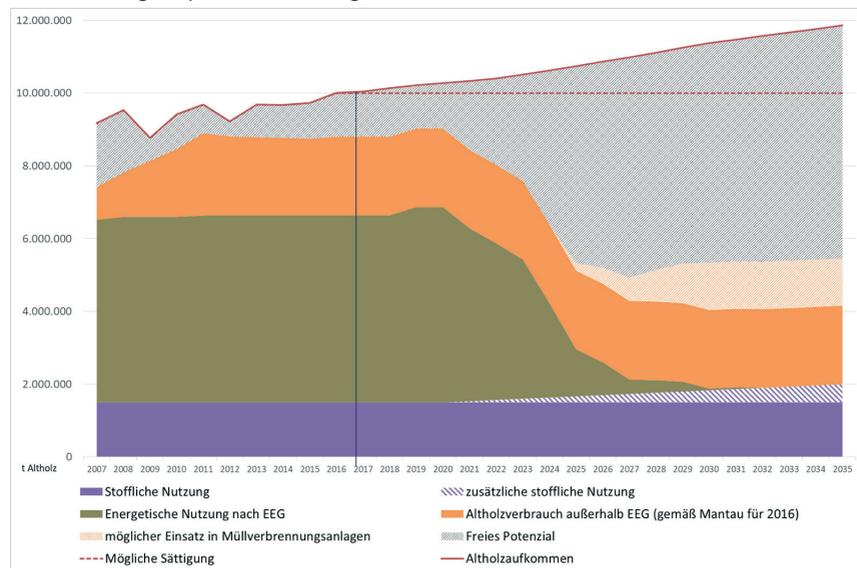


Abb. 2: Altholzmengen und Altholzverbräuche von 2006 bis 2035, entnommen aus Baur et al. 2019, S. 326

¹ MDF bedeutet Mittel Dichte Faserplatte und ist ein Holzwerkstoff, der bisher nur Waldholz eingesetzt hat. Bisher konnte Altholz nur in der Spanplatte stofflich verwertet werden.

Mit Blick auf die oben skizzierten Szenarien und die erwähnten Beiträge der Bioenergie zur erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung stellt sich energiepolitisch die Frage, wie die Beiträge der Bioenergie zu ersetzen sind, wenn sie sich – auch in einer gegebenenfalls abgeminderten Form – wie oben skizziert entwickeln und wenn die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht aufgegeben werden sollen².

Diesbezüglich wurde im Rahmen des Projektes Makrobiogas eine Abschätzung des zusätzlichen Ausbaubedarfs von Wind- und PV-Kapazitäten vorgenommen, die zur Kompensation der wegfallenden erneuerbaren Strom- und Wärmemengen des auslaufenden Bioenergiebestands (hier Biogas) notwendig wären. Da Bioenergie auch steuerbare Leistung zur Verfügung stellt, die als Flexibilitätsoption genutzt werden kann, wurde als Ersatz auch ein notwendiger Bedarf an Batteriespeichern in Ansatz gebracht. Um hier eine direkte Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wird ein Verhältnis zwischen Wechselrichterleistung und installierter Batteriekapazität (C-Rate) von 1/8 angesetzt, der einer täglichen bedarfsgerechten Stromproduktion (bei einer dreifach überbauten Biogasanlage) von 8 h entspricht. Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen³ ergibt sich – kumuliert bis 2035 – ein zusätzlich – d. h. zu den ohnehin notwendigen Ausbauvolumina – erforderlicher Wind- und PV-Ausbau von ca. 6,1 GW Wind an Land und ca. 19,7 GW PV. Zur Einordnung ist dies im Vergleich zur installierten Leistung im Jahr 2019 von 53,3 GW Wind an Land und 49,0 GW PV [BMWi 2020, S. 16 und 18] zu sehen. Des Weiteren wäre schätzungsweise ein zusätzlicher Bedarf an Speicherleistung von 4,8 GW sowie ca. 38 GWh Speicherkapazität erforderlich. Dies ist im Vergleich zur installierten Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland im Jahr 2018 von 6,4 GW und einer Speicherkapazität von 39 GWh zu sehen [Matschoss et al. 2019, S. 115-118].

Ziele

Angesichts der oben skizzierten Situation, geht es – als wesentliches Ziel – aktuell um die Sicherung und Weiterentwicklung eines effizienten und verstärkt an Nachhaltigkeitskriterien ausgerichteten Anlagenparks, um die EE-Ausbauziele nicht zu gefährden. Darüber hinaus sind die derzeit noch nicht erfassten Potenziale im Reststoff-Bereich zu mobilisieren.

Die bislang rein auf die EEG-Vergütung ausgerichtete Kostendiskussion bei Bioenergieanlagen ist dabei zu differenzieren, da Bioenergieanlagen – im Vergleich zu sonstigen EE-Anlagen – in einer wesentlich stärkeren systemischen Funktion in vielfältige Dienstleistungsbereiche eingebunden sind. Diese Funktionen bestehen nicht nur in den oben genannten Dienstleistungen im Strommarkt als

² Der eher theoretische Fall, dass durch verstärkte Energieeinsparungen der Strom- und Wärmebedarf soweit sinkt, dass der Anteil erneuerbarer Energien trotz wegfallender Bioenergiemengen gehalten würde, wird hier nicht betrachtet.

³ Strom: 50 % Wind an Land und 50 % PV; Wärme: Wärmepumpe (Jahresarbeitszahl = 2,5)

steuerbare Energie (plus spezifischer Systemdienstleistungen, wie etwa Regelleistung), sondern – wie Abb. 3 zeigt – auch in Leistungen jenseits des Energiesektors. Dabei handelt es sich um zusätzliche Aspekte, z.B. der Landschaftspflege, des Naturschutzes, der Agrarstruktur, der Entsorgungs- und Ressourcenpolitik oder des Emissionsschutzes, die (teilweise durch spezielle Boni) in den bisherigen EEG's adressiert und über die Umlage zur Refinanzierung von Erneuerbarem Strom mit finanziert wurden. Somit bestehen vielfältige Schnittstellen zu Prozessen abseits der Strommärkte, welche teilweise jeweils für sich über eigene Finanzierungsmechanismen verfügen.

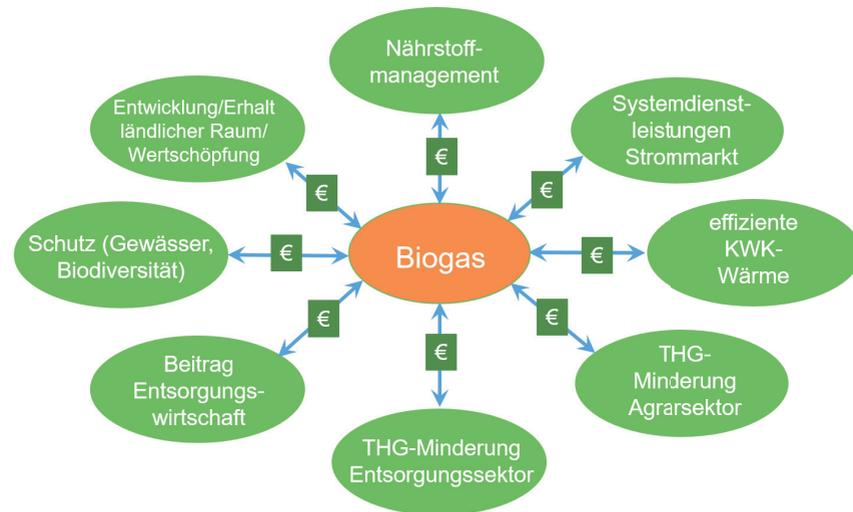


Abb. 3: Mögliche Funktionen der Bioenergie, eigene Bearbeitung

Das Hauptfinanzierungsinstrument – gerade bei Biogasanlagen – ist mit dem EEG jedoch ein Instrument des Strommarkts, wodurch die Diskussion um Biogasanlagen meistens auf die Energiepolitik (überwiegend auf den Strommarkt) fokussiert bleibt. Während die Bedeutung der Bioenergieanlagen neben dem Wärmemarkt auch für den Verkehrssektor und die Sektorenkopplung langsam in den Blick rückt, werden deren Bedeutung in den oben dargestellten, sonstigen Wirkungsbereichen (und deren Wechselwirkung mit der Energiepolitik) weiterhin wenig beachtet.

So führen die bisherigen EEG-Vergütungen z.B. zu einer Minderung der Entsorgungspreise im Altholzsektor. Ähnlich verhält es sich bei den Bioabfällen. Hier ermöglicht die EEG-Einspeisevergütung die Vorschaltung von Vergärungsstufen und somit eine hochwertige Verwertung gemäß § 8 Abs. 1 KrWG (Vergärung mit anschließender Kompostierung). Für Bioabfall ist unter Annahme bekannter Gaserträge von einer Kostenreduktion von ca. 35 €/t Bioabfall für die Bürger auszugehen, was bei einer Hochrechnung für die insgesamt in Deutschland

über die Biotonne erfassten Mengen (4,9 Mio. t) einer Gesamteinsparung im Bereich der Entsorgungskosten von ca. 170 Mio. € gleichkäme.

Bioenergieanlagen leisten zudem Beiträge in der nicht-energetischen THG-Vermeidung. Während es sich bei der energetischen THG-Vermeidung um die Verdrängung fossiler Energieträger durch die Bioenergieproduktion handelt, handelt es sich bei der nicht-energetischen THG-Vermeidung um die Senkung der Emissionen aus landwirtschaftlichen Reststoffen. Diese werden z.B. über den Biogasprozess reduziert, weil sie die längste Zeit in einem gasdichten Raum (Fermenter) verweilen. Insgesamt haben Biogasanlagen im Jahr 2017 durch die Verwertung von Gülle und Mist 1,98 Mio. t CO₂-Äq an nicht-energetischen THG vermieden [Matschoss et al 2019, S. 96] – dies entspricht gut 80 % der THG Emissionen des inländischen Flugverkehrs im Jahr 2016 [verglichen UBA 2019, S. 21; eigene Berechnung]. Mit einem Börsenpreis von 25 €/t CO₂ bewertet, entspräche dies einer Inwertsetzung am Markt von rund 50 Mio. €. Wird hingegen der untere Wert der globalen Schadkosten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes von 180 €/t CO₂ angesetzt, ergeben sich 356 Mio. €. Da diese Emissionen überwiegend durch die Viehhaltung und damit durch den Fleischkonsum (und den Konsum von Molkereiprodukten) hervorgerufen werden, werden die Einsparungen durch die Zahler*innen der EEG-Umlage für diese Konsumentengruppen erbracht.

Bioenergieanlagen könnten zudem weitere Dienstleistungen erbringen, wenn dafür Anreize existierten (die derzeit vorhandenen Anreizmodelle liefern diesbezüglich jedoch keine zusätzlichen Refinanzierungsbeiträge). Beispiele hierfür wären der Grünlanderhalt (durch die Grasnutzung), die Landschaftspflege (z.B. Offenhaltung von Magerwiesen), der Gewässerschutz (durch einen gewässerschonenden Substratanbau), der Erosionsschutz (durch einen erosionsmindernden Substratanbau) und die Biodiversität (durch die Nutzung von Blühpflanzen als Anbaubiomasse). Darüber hinaus können Biogasanlagen als Schnittstelle für ein überregionales Nährstoffmanagement fungieren, indem über eine entsprechende Gärrestaufbereitung ein Ausgleich zwischen Nährstoff-Überschuss mit Nährstoff-Mangelregionen erfolgt.

Unter Berücksichtigung der obigen Zusammenhänge erscheint daher eine gesamtökonomische Betrachtung erforderlich, welche zudem die energiewirtschaftlichen Leistungspotenziale betrachtet. Hier ist im Stromsektor – neben der reinen Stromproduktion – der Einsatz von – vorrangig – Biogas als Flexibilitätsoption relevant. Auf der Grundlage aktueller Modellierungen im Projekt BE20plus [Gouya & Eltrop 2019] sind dabei durch ein Repowering und eine Flexibilisierung des Anlagenparks Kostenreduktionen des Stromsystems möglich. Langfristig sind dabei die Gesamtkosten des Stromsystems in einer 90 % defossilisierten Welt niedriger, wenn Biomasse Teil des Stromsystems ist. Sinkt dagegen der Anteil von Bioenergie, werden nach derzeitiger Einschätzung insbesondere neue Erdgaskapazitäten zugebaut, was dem Ziel einer Dekarbonisierung widerspricht.

Auch die Altholzheizkraftwerke haben neben ihrer Funktion im Entsorgungssektor eine wesentliche Aufgabe in der regenerativen Strom- und Wärmeproduktion. So erzeugen sie erneuerbaren Strom (1-2 % der gesamten bundesdeutschen Stromproduktion) und erneuerbare Wärme, die z.B. in Fernwärmenetzen sehr gut als Grundlast einsetzbar ist.

Im energiewirtschaftlichen Kontext ist generell über neue bzw. ergänzende Nutzungspfade für Biomasse zu diskutieren. Hier kommt insbesondere der lange vernachlässigte Wärmemarkt ins Spiel. Die Bioenergie liefert zwar bereits – vorrangig über Festbrennstoffe für Raumwärme – über 86 % der regenerativ bereitgestellten Wärme [BMW 2020, S. 25], im Bereich der EEG-Anlagen sind jedoch noch weitreichende Potenziale zur Wärmevermarktung vorhanden. Steubing et al. [2020] haben in ihren Untersuchungen zu EEG-Anlagen ausgewiesen, dass 52 % der Biogasanlagen ihre Wärme über ein Wärmenetz mit einem technischen Absatzpotenzial von 153 TWh_{th}/a vermarkten könnten, wirtschaftlich machbar unter den derzeitigen Bedingungen erscheinen noch 16,3 bis 19,1 TWh_{th}. 2/3 davon ist dem industriellen Sektor und 1/3 der Raumwärme zuzuordnen. Gerade der Wärmeabsatz ist jedoch zukünftig von essentieller Bedeutung für den wirtschaftlichen Fortbestand von Bioenergieanlagen, er kann die Wirtschaftlichkeit sowie die Gesamteffizienz und damit die Nachhaltigkeit deutlich steigern. Die Untersuchungsergebnisse aus dem Projekt „Altholzquo vadis“ zeigen, dass Altholzheizkraftwerke bei einem signifikanten Wärmeabsatz auch ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich tragfähig sind. Wärme leistet z.B. bereits heute einen höheren Refinanzierungsbeitrag als die Flexibilisierung. Und gleichzeitig ist der Wärmesektor neben dem Verkehrssektor das Sorgenkind der Energiewende. Es liegen hier zwar Lösungen vor, jedoch wird ohne einen effizienten Einsatz von Bioenergie die Wärmewende nur schwer möglich sein [Wern et al. 2020].

Um Biogasanlagen im Hinblick auf zukünftige Nutzungspfade flexibel auszurichten, erscheint – auch im Kontext zukünftiger CO₂-Preise – eine Aufbereitung zu Biomethan sinnvoll. Dort, wo sich bei kleineren Biogasanlagen eine direkte Aufbereitung nicht lohnt, ist ein Zusammenschluss von mehreren Anlagen im Sinne eines Anlagen-Clusters über eine Rohbiogasleitung eine interessante und wirtschaftliche Alternative zur bisherigen Vor-Ort-Verstromung. So wurde – auch im Rahmen des BE20plus-Projekts – mittels GIS-Analyse eine Clusterbildung vorgenommen⁴. Es konnte gezeigt werden, dass ca. 20 % des Biogasanlagenbestands zur Clusterbildung grundsätzlich geeignet ist [Steubing & Pertagnol 2019]. Die Gasverwertung kann dann wahlweise im KWK-, Wärme- und Treibstoffsektor erfolgen. Interessant sind hier insbesondere Anwendungen in Bereichen mit heizwertreichen Brennstoffen, welche schwer zu defossilisieren sind. Zudem lässt sich das bei der Aufbereitung gewonnene CO₂ im Sinne einer CCU-Anwendung verwerten.

⁴ alle Anlagen mit min. 375 kW_{el} inst. Leistung, innerhalb von 10 km um einen Einspeisepunkt; Cluster-Auswahl min 5 MW_{el}

Eine politisch delikate Zielsetzung kann zudem in der Umwidmung bereits genutzter Biomasse-Potenziale gesehen werden. Hier sind in erster Linie die Holzmengen zu adressieren, welche aktuell – teilweise über Einzelöfen – zur Bereitstellung von Raumwärme genutzt werden. So sind derzeit 11,2 Mio. Holzeinzelraumfeuerungen in Wohnhäusern verbaut [ZIV 2018], die im Sinne des Klimaschutzes eigentlich nach und nach durch andere intelligentere Heizungsoptionen und -konzepte ersetzt werden müssten. Angesichts der zunehmenden Sanierungen des Gebäudebestandes sowie der gleichzeitig zunehmenden Nachfrage des Industriesektors nach biogenen Brennstoffen – v.a. nach Prozessenergieanwendungen die durch andere erneuerbare Energien schwer zu bedienen sind – sind Lenkungsinstrumente erforderlich, welche einen sukzessiven Ausstieg aus der Bereitstellung häuslicher Holzwärme ermöglichen um entsprechende Potenziale für den industriellen Bereich zur Verfügung zu stellen. Dies wäre aus Sicht der exergetischen Ausnutzung der Biomasse ein wertvoller Beitrag zur Defossilisierung des Energiesystems [Fehrenbach et al. 2019].

Die Zielvorgaben lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der aktuell vorhandene Bioenergie-Anlagenpark ist unter Berücksichtigung der effizienten Anlagen auch nach Auslaufen des EEG-Vergütungszeitraumes zu sichern und weiterzuentwickeln.
- Ein verstärkter Einsatz von biogenen Reststoffen ist dabei anzustreben.
- Der Einsatz der Bioenergie bedarf dabei einer gesamtökonomischen Analyse.
- Die Dienstleistungspotenziale der Bioenergie sind weder im energetischen, noch im nicht-energetischen Bereich ausgeschöpft.
- Die Nutzung von Bioenergie als Flexibilitätsoption im Strommarkt ist auszubauen, konkurrierende Nutzungspfade sind dabei jedoch im Blick zu behalten.
- Eine Optimierung der Wärmeauskopplung durch regionale Nutzungsstrategien sowie durch technische Modifikationen ist erforderlich.
- Eine mittel- bis langfristige Anpassung der Bioenergie-Nutzungspfade im Sinne einer Versorgung der Industrie mit Prozesswärme ist vorzubereiten.
- Biomethan sollte als Lösung für flexible Nutzungspfade ausgebaut werden.
- Es ist ein Diskussionsprozess zur Umwidmung von Biomasse-Potenzialen in Gang zu setzen.

Fazit

Bioenergie sollte aus Sicht der Autoren auch weiterhin eine tragende Rolle im Rahmen der Energiewende einnehmen. Die derzeit – aufgrund der aktuellen Rahmenbedingungen – absehbare Verringerung des Bioenergieanlagenbestandes ignoriert nicht nur ihren derzeit hohen Beitrag zur erneuerbaren Energieerzeugung und somit zum Klimaschutz. Eine Bestandsverringerung ignoriert außerdem die zahlreichen anderen Leistungen außerhalb des Energiesystems, die eine solche auch aus makroökonomischer Perspektive bedenkenswert erscheinen lassen. Allerdings werden die oben genannten Beiträge jenseits des

Energiesystems bisher durch die EEG-Zahler*innen quersubventioniert. Eine ökologischere Ausrichtung des Finanzierungsregimes könnte diese Beiträge noch erhöhen. Wenn die dadurch entstehenden Kosten nicht ausschließlich über das EEG finanziert werden sollen, müsste alternativ ein Mix aus lenkenden Finanzierungsmechanismen die Refinanzierung der Bioenergieanlagen sichern. Die letztendliche Kostenallokation (sektorenweise oder alleine im Strommarkt) ist dabei politisch zu bewerten.

Insbesondere ist auch die Frage zu beantworten, welchen Wert – neben dem generellen Beitrag zur Treibhausgasvermeidung – die Flexibilisierungsmöglichkeiten v.a. der Biogasanlagen haben. Aus Sicht der Autoren sollte in einem künftigen Strommarktdesign die flexible Stromerzeugung auch eine angemessen hohe monetäre Bewertung haben. Dieses ist u.a. nach den Ergebnissen des Projektes BE20plus [Gouya & Eltrop 2019] in einer defossilisierten Welt bzgl. der Gesamtsystemkosten immer noch günstiger als ein Stromsystem ohne Biomasse.

Der Dritte wesentliche Punkt von Maßnahmenentwicklungen ist die Beantwortung der Frage, wie denn die Transformation von der heutigen in eine künftige Bioenergiewelt aussehen könnte. Dies muss für alle Sektoren systemisch beantwortet werden. Im Wärmesektor sollte Holz verstärkt in der Industrie eingesetzt werden. Doch wie ist dies angesichts der Beliebtheit der häuslichen Holzverbrennung umzusetzen? Normative Änderungen sind hier politisch eher nicht gewollt. Förderungen und Überzeugen scheinen dagegen ein guter Weg [Wern et al. 2020]. Im Mobilitätssektor stellt sich die Frage, wie vor dem Hintergrund der RED II derzeitige Biokraftstoffe ohne Verlust der dahinterliegenden Industrie und ohne Verlust des Beitrages zu Treibhausgaseinsparungen auf neue Treibstoffe umgestellt werden kann. Im Stromsektor ist dagegen die Frage der weiteren Refinanzierung von Anlagen ungeklärt. Alle diese Fragen der Transformation haben eine normative, eine technische, eine wirtschaftliche und eine soziale Dimension, die von Politik, Wissenschaft und Wirtschaft gleichermaßen beantwortet werden und mit konkreten Handlungsempfehlungen hinterlegt werden müssen.

Literatur/Quellen

- Baur, F.; Vogler, C.; Scholl, F. (2019): Altholz in Deutschland – Mengen, Kosten, Wirtschaftlichkeit und Perspektiven. Conference Paper. Kasseler Abfallforum, Witzenhausen.
- BMWi (2020): Erneuerbare Energien in Zahlen. Hg.: BMWi, Berlin, Februar 2020
- DBFZ (2011): Vorhaben Ila Biomasse. Endbericht, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, im Auftrag des BMU
- Fehrenbach, H; Giegrich, J.; Köppen, S.; Wern, B.; Pertagnol, J.; Baur, F.; Hünecke, K.; Dehoust, G.; Bulach, W.; Wiegmann, K. (2019): BioRest – Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor), FKZ 3716 43 102 0. Abschlussbericht, UBA 115/2019

- Gouya, S., Eltrop, L. (2019): BE20plus [Systemperspektive] Auswirkungen auf den Stromsektor mit Berücksichtigung der klimapolitischen Ziele. Präsentation, Abschluss-Workshop „Folgekonzepte für die Post-EEG-Phase von Bioenergieanlagen“, Berlin, 19.02.2020
- Hennig, P.; Schnell, S.; Riedel, T. (2017): Produktivität der Wälder. AFZ-DerWald 14/2019, S. 28 ff
- Mantau, U.; Döring, P.; Weimar, H. (2016): Rohstoffmonitoring Holz. Energieholzverwendung in privaten Haushalten 2014 - Marktvolumen und verwendete Holzsortimente – Abschlussbericht: Universität Hamburg, Zentrum Holzwirtschaft, Arbeitsbereich Ökonomie der Holz- und Forstwirtschaft: Hamburg
- Matschoss, P.; Pertagnol, J.; Wern, B.; Bur, A.; Baur, F.; Dotzauer, M.; Oehmichen, K.; Koblenz, B.; Khalsa, J.; Korte, K.; Purkus, A.; Thrän, D.; Gawel, E.; Bulach, W. (2019): Analyse der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzungen des EEG (Makrobiogas). DOI: 10.13140/RG.2.2.13184.17920, Endbericht, gefördert von der FNR, ausgearbeitet durch IZES, UFZ und DBFZ, Saarbrücken und Leipzig.
- Schulze, E.D.; Sierra, C.A.; Egenolf, V.; Woerdehoff, R.; Irslinger, R.; Baldamus, C.; Stupak, I.; Spellmann, H. (2020): The climate change mitigation effect of bioenergy from sustainably managed forests in Central Europe. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12672>, Global Change Biology Bioenergy, Vol. 12, Issue 3, March 2020
- Steubing, M., Dotzauer, M. Zakaluk, T., Wern, B., Noll, F., Thraen, D. (2020): Bioenergy plants' potential for contributing to heat generation in Germany. *Energy, Sustainability and Society* 10, 14, S. 1-23.
- Steubing, M., Pertagnol, J. (2019): BE20plus – räumliche Analyse für Wärmeabsatz und Biomethaneispeisung. Präsentation, Abschluss-Workshop „Folgekonzepte für die Post-EEG-Phase von Bioenergieanlagen“, Berlin, 19.02.2020
- UBA (2019): Projektionsbericht 2019 für Deutschland – Zusammenfassung in der Struktur des Klimaschutzplans. *Climate Change* 33 / 2019. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Wern, B.; Lenz, V.; Sperber, E.; Saadat, A.; Schmidt, D.; Engemann, P.; Hering, D.; Xhonneux, A.; Giovannetti, F.; Schmidt, F.; Jordan, M.; Strunz, S.; Ebert, H.-P. (2020): Wärmebereitstellung in Privathaushalten – Lösungen für eine CO₂-freie Energiebereitstellung. In Tagungsband der FVEE Tagung „Lösungsbeiträge zur Energiesystemtransformation“, Hrsg.: Fachverband Erneuerbare Energien, Berlin
- ZIV (2018): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks. Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband (ZIV) 2018, Sankt Augustin

Kontakt

Prof. Dipl.-Ing. Frank Baur, Bernhard Wern, Dr. Patrick Matschoss

Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES gGmbH)

✉ baur@izes.de | 🌐 www.izes.de