

Mohrmann, Sören; Deutsch, Maximilian; Schaper, Christian

Article

Der Markt für Bioenergie

German Journal of Agricultural Economics (GJAE)

Provided in Cooperation with:

Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften des Landbaues e.V. (GEWISOLA)

Suggested Citation: Mohrmann, Sören; Deutsch, Maximilian; Schaper, Christian (2021) : Der Markt für Bioenergie, German Journal of Agricultural Economics (GJAE), ISSN 2191-4028, Deutscher Fachverlag, Frankfurt a. M., Vol. 70, Iss. Supplement (2021), pp. 103-127, <https://doi.org/10.30430/70.2021.5.103-127>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/305118>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Der Markt für Bioenergie

Sören Mohrmann, Maximilian Deutsch und Christian Schaper
Georg-August-Universität Göttingen

1 Energiewende in Zeiten der Corona-Pandemie

Nach den Jahren 2018 und 2019, die beide von Trockenheit und Extremwetterereignissen geprägt waren, wurde das Geschehen auf den internationalen Energiemärkten im Jahr 2020 von der globalen Corona-Pandemie maßgeblich bestimmt. Weltweit wurde weniger Öl, weniger Kohle und weniger Gas verbraucht, was zu einem deutlichen Rückgang des CO₂-Ausstoßes geführt hat (IEA, 2020). Während vor allem die Ölbranche ins Wanken gerät, erweisen sich erneuerbare Energien wie Wind- und Solarkraft als relativ krisenfest. Investitionen in erneuerbare Energien und Klimaschutz werden trotz schwächelnder Konjunktur von Staaten und Unternehmen weiterhin durchgeführt (WITSCH, 2020). So haben sich etwa die globalen Investitionen in Offshore-Windkraftanlagen im ersten Halbjahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr auf 35 Milliarden US-Dollar verdreifacht. Die genauere Betrachtung der internationalen Energiemärkte zeigt, dass sich die Marktaussichten in der Corona-Krise für fossile Energieträger nachhaltig verschlechtert haben, wohingegen das Wachstum der erneuerbaren Energien nur kurzzeitig gebremst wurde. Es zeichnet sich ab, dass die Energiewende trotz oder gerade wegen der Corona-Krise noch einmal deutlich an Dynamik gewonnen hat (IEA, 2020; WITSCH, 2020).

Die Folgen der Pandemie haben sich auch auf den deutschen Energiemarkt ausgewirkt. Nach aktuellen Hochrechnungen ist der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 8,7 % gegenüber dem Vorjahr gesunken (AGEB, 2020b). Für den Bereich Strom beläuft sich der Rückgang im Verbrauch auf 4 %, bei Erdgas auf 3,4 % und bei Fernwärme/-kälte auf 8,8 % (BDEW, 2020). Entsprechend der gesunkenen Nachfrage waren auch die Preise für die Energieträger Strom, Gas, Öl und Wärme auf einem sehr niedrigen Niveau (DESTATIS, 2020f). Als Folge des geringeren Energieverbrauchs hat Deutschland sein Klimaschutz-Ziel für 2020, 40 % weniger Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 auszustößen, mit einem Rückgang um 42,3 % bereits im Oktober 2020 übertroffen (TAGESSCHAU, 2021).

Neben den geringeren Energieverbräuchen hat auch ein relativ hoher CO₂-Preis in der EU dazu geführt, dass mehr Strom aus Gas und erneuerbaren Energien anstatt aus Kohle produziert wurden (TAGESSCHAU, 2021). Die CO₂-Bepreisung im Rahmen des europäischen Emissionshandels wurde bereits 2005 eingeführt und gilt seitdem für die Energiewirtschaft, energieintensive Industrien sowie den innereuropäischen Luftverkehr. Seit dem 01.01.2021 gilt darüber hinaus die CO₂-Bepreisung für den Bereich der Wärmeerzeugung und den Verkehrssektor. Unternehmen, die fossile Brenn- und Kraftstoffe verkaufen, müssen 25 € pro verursachter Tonne CO₂ (ab 2025: 55 €/t CO₂) für Emissionsberechtigungen zahlen. Die Mehrkosten werden auf den Endkunden umgelegt und sollen einen Anreiz dafür geben, beim Heizen und im Straßenverkehr, auf klimafreundlichere Energieträger umzusteigen (BPB, 2020).

Bei der Stromerzeugung scheint dieser Umstieg bereits in erheblichem Umfang gelungen. Erstmals in der Historie der EU ist im Jahr 2020 mit einem Anteil von 38 % mehr Strom aus erneuerbaren Energien als aus fossilen Rohstoffen (37 %) produziert worden. Insbesondere die Wind- und Solarenergie konnten einmal mehr ihre Krisenfestigkeit unter Beweis stellen (AGORA ENERGIEWENDE und EMBER, 2021).

Um die erneuerbaren Energien langfristig weiter voranzubringen, sind trotz positiver Entwicklungen in der Vergangenheit weitere Investitionen notwendig. Bei den politischen Entscheidungsträgern auf EU- und nationaler Ebene besteht Konsens darüber, dass die Corona-Pandemie die Anstrengungen in den Bereichen erneuerbare Energien und Klimaschutz nicht ausbremsen darf. Auf EU-Ebene wurde daher im Frühjahr 2020 ein Entwurf zu einem neuen Europäischen Klimagesetz vorgelegt, in dem die Ziele des Green Deal für eine klimaneutrale Wirtschaft und Gesellschaft in Europa bis 2050 in einem Rechtsakt verbindlich festgeschrieben werden sollen (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2021).

Gleichermaßen wurden auf nationaler Ebene verschiedene Maßnahmen zur Erreichung der nationalen Klimaziele beschlossen. Unter anderem wurden im Corona-Konjunkturprogramm Anreize für nachhaltige

Investitionen in den Bereichen Mobilität, Klimaschutz und Energieerzeugung gegeben. Neben der Anhebung der Ausbauziele für Offshore-Windkraftanlagen und der Aufhebung des „PV-Deckels“ als Begrenzung des Zubaus an Photovoltaikanlagen wurde im Zuge des Programms eine nationale Wasserstoffstrategie initiiert (BMF, 2021). Außerdem wurde die Novelle des EEG 2021 auf den Weg gebracht. Unter anderem wurden Anschlusslösungen für erste EEG-Anlagen, die aus der ersten, 20-jährigen Förderperiode des EEG fallen, getroffen. Auch wenn die erneuerbaren Energien mittlerweile bereits knapp die Hälfte des Stromverbrauchs liefern, soll der Anteil auf 65 % bis 2030 gesteigert werden. Dieses Ziel, das ursprünglich aus dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung stammt, wurde im EEG 2021 verbindlich verankert und soll zukünftig laufend überprüft werden (EEG, 2020). Die Steuerung des Zubaus soll über die Ausschreibungsmengen und Gebotshöchstwerte vorgenommen werden (CONRADs und KLAMKA, 2020).

Es lässt sich feststellen, dass die Klimaschutz- und energiepolitischen Pläne in Deutschland und der EU ungeachtet der Corona-Pandemie in 2020 fortgeführt worden sind. Die Krisensituation wurde dazu genutzt, sich in den Bereichen Klimaschutz und erneuerbare Energien für die Zeit nach der Krise neu aufzustellen. Fraglich ist jedoch, wie lange die Unternehmen und Konsumenten in Zeiten sinkender Umsätze und Kaufkraft sowie einer nachlassenden Wirtschaftskraft ihre Investitionen in klimaschonende Zukunftstechnologien noch beibehalten. Bei einer eher langsamen Erholung der Wirtschaft könnten notwendige Investitionen in junge Technologien, wie die CO₂-Speicherung oder grünen Wasserstoff, zunächst ausbleiben (IEA, 2020; WITSCH, 2020).

Hinzu kommt, dass es auch im Rahmen der Energiewende nicht nur Gewinner unter den erneuerbaren Energien gibt. Während die Entwicklung von Photovoltaik und Windkraft als Erfolgsgeschichte bezeichnet werden kann, steht die Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen in Deutschland vor immensen Herausforderungen. Neben der – allerdings nur geringfügigen – Verteuerung des Anbaus von nachwachsenden Rohstoffen durch die CO₂-Steuer auf Kraftstoffe sind kurzfristig die Umsetzung der novellierten Düngeverordnung sowie mittel- bis langfristig die Weiterentwicklung des EEG und die nationale Umsetzung der RED II als wesentliche Einflüsse auf die Biogaserzeugung zu nennen (KASTEN, 2019). Darüber hinaus stehen ersten Biogasanlagen, die nach dem EEG 2000 ans Netz gegangen sind, vor der Ent-

scheidung, ob und wie ein Weiterbetrieb der Anlage möglich ist.

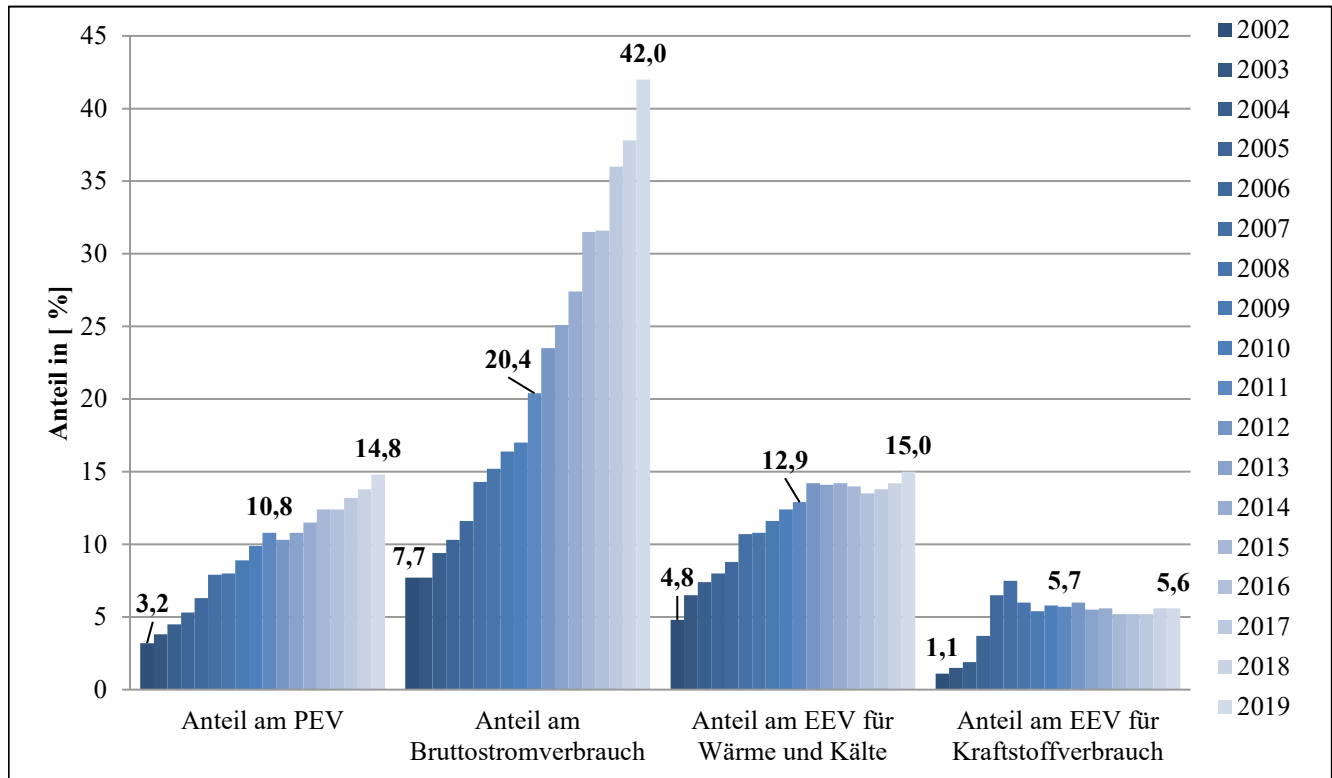
Vor diesem Hintergrund sollen im Anschluss an den Marktüberblick Potenziale und Hemmnisse, die sich aus den politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen ergeben, herausgearbeitet und Zukunftsoptionen für die Biogaserzeugung in Deutschland aufgezeigt werden.

2 Erneuerbare Energien im Energiemix

Die Energiemenge aller inländisch eingesetzten (Primär-)Energieträger, wie beispielsweise Braun- und Steinkohle, Mineralöl und Erdgas, wird unter dem Begriff Primärenergieverbrauch (PEV) zusammengefasst. Im Jahr 2019 lag der PEV in Deutschland mit etwa 12,78 Exajoule und einem Rückgang von 2,67 % erneut deutlich unter dem Vorjahreswert (13,13 Exajoule) und damit auf dem niedrigsten Wert seit der Wiedervereinigung 1990. Der im Jahr 2018 begonnene rückläufige Trend beim PEV setzte sich somit 2019 stärker fort. Der Anteil der erneuerbaren Energien am PEV hat sich bis 2019 um 14,8 % (1.896 Petajoule) gesteigert und liegt mit einer Steigerung von 5,22 % deutlich über dem Vorjahreswert (2018: 1.802 Petajoule). Auch dank des deutlichen Rückgangs des PEV von 2018 auf 2019 ist das politische Ziel des Energiekonzeptes der Bundesregierung, im Jahr 2020 nur noch 11,50 Exajoule zu verbrauchen, mit einem tatsächlichen Verbrauch von 11,69 Exajoule nur knapp verfehlt worden; ohne die Einschränkungen infolge der Corona-Krise wäre das Ziel allerdings deutlicher verfehlt worden (UMWELTBUNDESAMT, 2020; AGEb, 2020; 2020a). Vergleicht man den mengenmäßigen Anteil der verschiedenen Energieträger am Primärenergieverbrauch, so zeigen die Bereiche Steinkohle (-333 Petajoule, -23,3 %) und Braunkohle (-320 Petajoule, -21,6 %) die stärksten Rückgänge seit 1990, wohingegen die erneuerbaren Energien mit einem Zuwachs von 5,2 % gegenüber dem Vorjahr erneut ihren Anteil ausbauen konnten (AGEb, 2020). Wie bereits in den Vorjahren stellten auch 2019 Mineralöle mit etwa 35,3 % und Gase mit etwa 25,0 % den größten Anteil am PEV (AGEb, 2020a).

Die inhomogene Verteilung der erneuerbaren Energien auf die verschiedenen Bereiche des Primärenergieverbrauchs mit einem klaren Schwerpunkt bei der Stromerzeugung hat sich 2019 erneut verschärft (Abbildung 1). Im Vergleich zu den Jahren 2017

Abbildung 1. Anteile erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland



EEV = Endenergieverbrauch

Quelle: eigene Darstellung nach AGEb (2020) und BMWi (2020a)

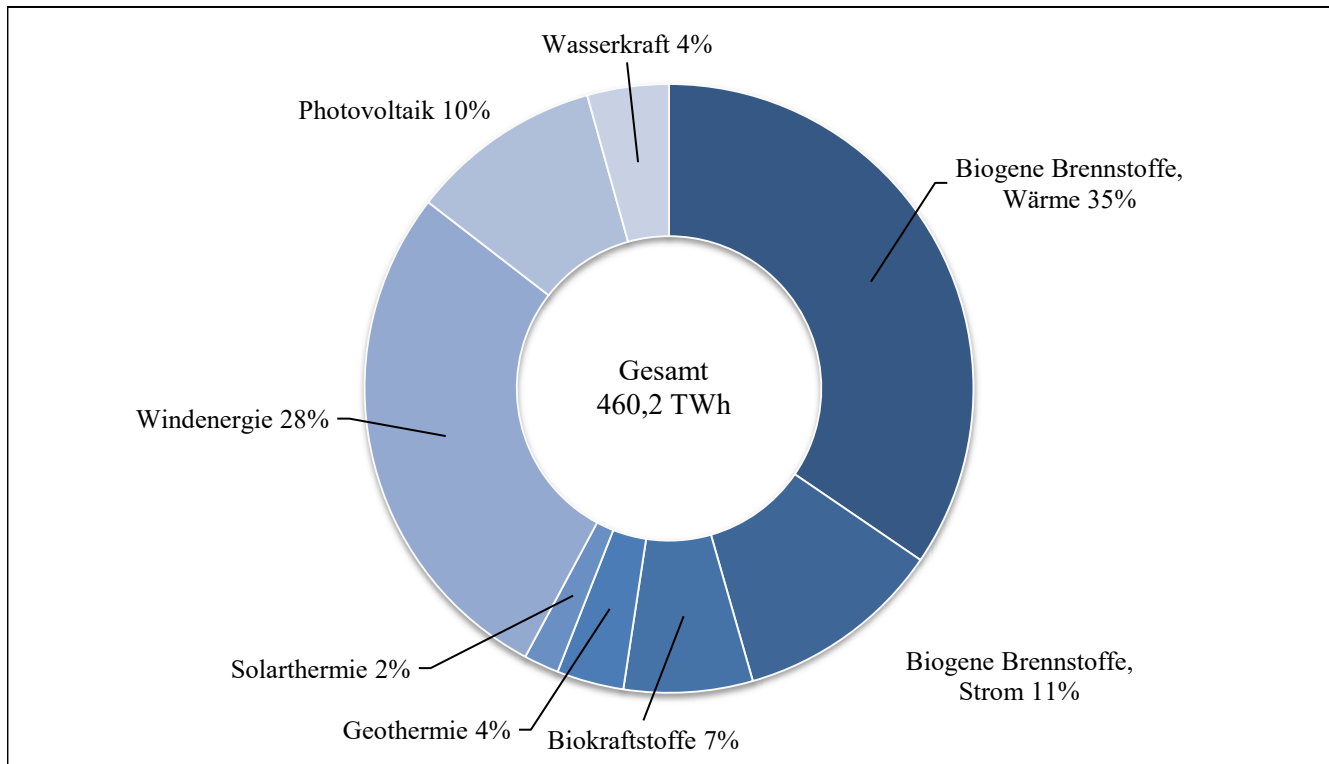
(36,0 %) und 2018 (37,8 %) hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2019 mit 42 % dynamisch entwickelt und zeigt den zweithöchsten Anstieg seit 2002 (BMWi, 2020). Unter den verschiedenen Energieträgern zur Bruttostromerzeugung in Deutschland stieg die erzeugte Energiemenge 2019 bei den erneuerbaren Energien auf etwa 242,4 Terawattstunden (TWh). Damit liegt diese erneut deutlich vor den fossilen Energieträgern Braunkohle (2019: 114 TWh), Steinkohle (2019: 57 TWh), Gasen (2019: 91 TWh) und der Kernenergie (2019: 75 TWh) (AGEb, 2020a). Für die Wärme- und Kältebereitstellung konnten die erneuerbaren Energien nach Rückgängen in den Jahren 2015 und 2016 ihren Anteil 2019 im Vergleich zum Vorjahr unverändert halten, jedoch nicht ausbauen. Analog hierzu ist der Anteil erneuerbarer Energien im Bereich Verkehr im Jahr 2019 mit 5,6 % nahezu unverändert (2018: 5,6 %; 2017: 5,3 %; 2016: 5,2 %) (BMWi, 2020).

Insgesamt wurden 2019 etwa 460,2 TWh aus erneuerbaren Energien bereitgestellt, was einer Steigerung um 7,12 % zum Vorjahr (2018: 429,6 TWh) entspricht (BMWi, 2020). Den mit Abstand größten Block bilden dabei die biogenen Brennstoffe für Wärme (35 %) und Strom (11 %), gefolgt von Windenergie (28 %), Photovoltaik (10 %), Biokraftstoffen

(7 %) und Wasserkraft (4 %); Geo- (4 %) und Solarthermie (2 %) haben wie in den Vorjahren nur eine vergleichsweise geringe Bedeutung (Abbildung 2). Die Menge des erzeugten Bruttostroms aus erneuerbaren Energien betrug 2019 etwa 242,4 TWh, wobei Windenergie (125,9 TWh), Biomasse (50,2 TWh) und Photovoltaik (46,4 TWh) hieran die größten Anteile hatten. Der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (171 TWh) besteht analog zu den Vorjahren primär aus der Nutzung von Biomasse (86,5 %). Im Verkehrssektor stagnierte der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch nach den Zuwächsen der Vorjahre in 2019 bei 36,0 TWh, wobei Biodiesel mit 61,3 % unverändert den größten Energieträgeranteil bereitstellte (BMWi, 2020a).

Der deutlich gestiegene Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland von 17,7 % führte im Jahr 2019 zur Vermeidung von 203,1 Mio. t CO₂ (+6,5 % zum Vorjahr). Die vermiedenen Treibhausgasemissionen resultieren dabei zu 44,6 % aus der Energiegewinnung aus Windenergie, zu 33,1 % aus der Nutzung von Biomasse und zu 15 % aus der Erzeugung von Solarenergie (BMWi 2020). Der Anteil der Treibhausgasreduzierung durch erneuerbare Energien in der Stromerzeugung hat sich,

Abbildung 2. Zusammensetzung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2019



Quelle: eigene Darstellung nach BMWi (2020)

mit einem Anteil von 77,3 % an der Gesamtemissionsreduzierung im Vergleich zum Vorjahr nur leicht erhöht, die restlichen Minderungen entfallen zu 18,7 % auf die Wärme- und Kälteproduktion und zu 4 % auf den Verkehrsbereich (BMWi, 2020a).

Betrachtet man die wirtschaftliche Bedeutung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA), so hat sich der negative Trend beim Investitionsvolumen für die Errichtung dieser Anlagen im Jahr 2019 (10,5 Mrd. €) weiter verstärkt. Mit einem Rückgang von 23,3 % im Vergleich zum Vorjahr ist das Investitionsvolumen wieder auf dem Niveau des Jahres 2004 angelangt. Dies entspricht im Vergleich zum Höchstwert 2010 (27,9 Mrd. €) einem Rückgang um fast zwei Drittel (-62,2 %, -17,4 Mrd. €). Dieser Rückgang geht vornehmlich auf die deutlich geringeren Investitionen in Windenergieanlagen an Land und auf See zurück, bei denen sich das Investitionsvolumen im Vergleich zum Vorjahr erneut mehr als halbiert hat (-52,5 %, -3,9 Mrd. €). In Windenergieanlagen auf See wurden rund 2 Mrd. € (-50,7 %) und in Windenergieanlagen an Land rund 1,5 Mrd. € (-54,9 %) investiert. Die mit Abstand größten Investitionen zur Errichtung von EEA und auch der größte Zuwachs des Investitionsvolumens entfiel im Jahr 2019 auf Photovoltaikanlagen (3,54 Mrd. €, +37,2 %), womit diese erstmals vor Windenergieanlagen lagen (BMWi, 2020). Analog zu

den Vorjahren war das Investitionsvolumen für die Errichtung von Wasserkraftanlagen mit einem Umfang von etwa 20 Mio. € am geringsten (BMWi, 2020).

Im Vergleich zu den stark rückläufigen Investitionssummen hat sich bei der Bruttobeschäftigung im Jahr 2018 eine Abschwächung des Beschäftigungsrückgangs der letzten Jahre gezeigt. Im Vergleich zum Vorjahr sank die Bruttobeschäftigung von 315.000 Personen im Jahr 2017 auf 304.400 Personen (-3,4 %) im Jahr 2018. Die Anzahl an Beschäftigten im Sektor der erneuerbaren Energien hat damit das niedrigste Niveau seit 2008 erreicht, wobei der deutlichste Beschäftigungsrückgang mit -14,8 % erneut bei der Windenergie an Land zu beobachten war. Dieser Bereich hat durch den erneuten Rückgang mit 96.600 Personen (31,7 %) nur noch die zweithöchste Anzahl an Beschäftigten in der Branche der erneuerbaren Energien nach dem Biomassebereich (108.100 Personen; 35,5 %) (BMWi, 2020a). Darauf folgen die Bereiche Solarenergie (45.700 Personen; 15,1 %), Windenergie auf See (25.100; 8,25 %), Geothermie (23.400 Personen; 7,7 %) und Wasserkraft (5.500 Personen; 1,8 %) (BMWi, 2020a).

Global betrachtet hat sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2019 weiterhin auf die Stromerzeugung fokussiert, während der Ausbau in

den Bereichen Wärme- und Kälteerzeugung sowie Verkehr weiterhin eher schleppend verlief (REN21, 2020). Im Bereich der Stromerzeugung wurde mit einem Zubau in Höhe von rund 200 Gigawatt (GW) ein neuer Rekordwert erreicht. In vielen Regionen der Welt haben erneuerbare Energien eine Kostenparität mit konventionell erzeugtem Strom erreicht oder unterschreiten die Kosten der konventionellen Stromerzeugung sogar (REN21, 2020). Dabei stammten 2018 etwa 17,9 % des gesamten Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen, wobei 11 % auf moderne und 6,9 % auf traditionelle bzw. veraltete Nutzungsformen, deren Anteil im Vergleich zu den Vorjahren abgenommen hat, zurückgehen (REN21, 2020). Trotz dieses Wachstums beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Zunahme des globalen Endenergieverbrauchs weniger als ein Drittel, so dass bei einem globalen Endenergieverbrauch von 378 Exajoule nur 41 Exajoule durch erneuerbare Energien geliefert wurden (REN21, 2020). Die größten Anteile am Endenergieverbrauch entfallen dabei auf die Wärme- und Kälteerzeugung mit 51 % und den Verkehrssektor mit 32 %, wohingegen nur 17 % dem Stromsektor zuzuordnen sind. Bei diesem ist der Anteil der erneuerbaren Energien mit 26,4 % am höchsten, während im Bereich Wärme- und Kälteerzeugung nur 10,1 % und im Bereich Verkehr nur 3,3 % des Endenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt wurden (REN21, 2020).

Durch den Rekordzubau von erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung erhöhten sich die globalen Kapazitäten in diesem Bereich um 7,8 % von 2,4 Terawatt (TW) auf 2,59 TW (REN21, 2020). Wie in den Vorjahren wird dieses Kapazitätswachstum primär durch den Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten bei Photovoltaik (2018: 505 GW; 2019: 627 GW) und Windenergie (2018: 591 GW; 2019: 651 GW) vorangetrieben. Bei der Aufteilung der Gesamtkapazität auf die verschiedenen Arten erneuerbarer Energien hat die Stromerzeugung aus Wasserkraft auch im Jahr 2019 mit 1.150 GW weiterhin den größten Anteil (REN21, 2020).

Das globale Wachstum bei der Installation von Energieerzeugungskapazität wird trotz Rückgängen beim Zubau von Photovoltaikanlagen weiterhin von China dominiert. Vom weltweiten Zubau an Photovoltaikanlagen in 2019 von 115 GW entfallen 30,1 GW auf die Volksrepublik. Beim Zubau von Windkraftanlagen steht China mit etwa 26,8 GW für fast die Hälfte des weltweiten Zubaus von 60 GW. Im internationalen Vergleich der installierten Leistung aus erneu-

erbaren Energien konnte China (2019: 790 GW) im Jahr 2019 seinen Abstand zu den USA (2019: 282 GW), Brasilien (2019: 144 GW), Indien (2019: 137 GW) und Deutschland (2019: 124 GW) weiter vergrößern (REN21, 2020).

Nach einem Rückgang des weltweiten Investitionsvolumens in erneuerbare Energien im Jahr 2018 ist dies im Jahr 2019 wieder um 1,9 % von 296 Mrd. \$ (2018) auf 301,7 Mrd. \$ gestiegen, wobei dies bei einem Rückgang des chinesischen Investitionsvolumens um rund 6 % (2018: 95,9 Mrd. \$; 2019: 90,1 Mrd. \$) primär auf das Wachstum der Investitionen in Nord- und Südamerika zurückzuführen ist (REN21, 2020). So haben die Investitionen in erneuerbare Energien in den Vereinigten Staaten von Amerika um rund 25 % (2018: 47,1 Mrd. \$; 2019: 59,0 Mrd. \$), in Brasilien um rund 79 % (2018: 3,8 Mrd. \$; 2019: 6,8 Mrd. \$) und in den restlichen Ländern Nord- und Südamerikas um rund 20 % (2018: 10,7 Mrd. \$; 2019: 12,8 Mrd. \$) zugenommen (REN21, 2020). Bei der Aufteilung der Investitionen auf die verschiedenen Technologien der erneuerbaren Energien hat Windkraft mit einem Wachstum von 7,5 % bei einem Investitionsvolumen von 142,7 Mrd. \$ in 2019 erstmals seit 2010 die Photovoltaik überholt. Begründet liegt dies in einem Rückgang der Investitionen in Photovoltaik auf 141,9 Mrd. \$, der hauptsächlich auf sinkende Investitionen in große Photovoltaikanlagen in China zurückzuführen ist (REN21, 2020). Die globalen Beschäftigungszahlen im Bereich der erneuerbaren Energien stiegen 2019 von 10,98 Mio. auf 11,46 Mio. Beschäftigte (+4,4 %) erneut deutlich an. Die Photovoltaikbranche führt die Beschäftigung mit 3,75 Mio. Beschäftigten auch in 2019 vor der Bioenergiebranche (3,58 Mio. Beschäftigte) und der Windenergiebranche (1,17 Mio. Beschäftigte) an (IRENA, 2020).

3 Entwicklung der Biomasseerzeugung in Deutschland

3.1 Biomasse aus landwirtschaftlicher Produktion

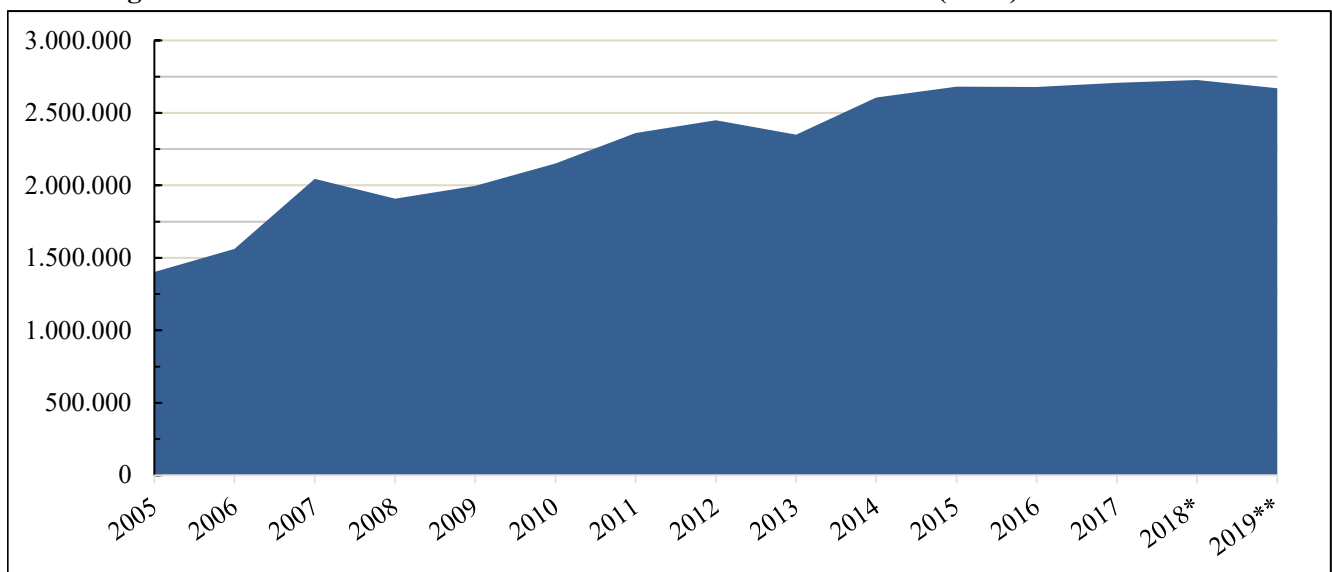
In Deutschland werden insgesamt 16,7 Mio. Hektar (ha) an Ackerland, Dauerkulturflächen und Dauergrünland für die landwirtschaftliche Produktion genutzt. Dies entspricht einem Anteil von 46,7 % an der Gesamtfläche Deutschlands. Davon werden knapp 2,7 Mio. ha für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) verwendet, was einen Anteil von

etwa 16 % an der landwirtschaftlichen Nutzfläche ausmacht. Die Anbaubedeutung von nachwachsenden Rohstoffen ist seit dem Jahr 2015 damit weiterhin nahezu konstant. Die Schätzungen aus dem Vorjahr, die eine relativ deutliche Abnahme des Anbauanteils für Energie- und Industriepflanzen für die Jahre 2017 und 2018 prognostiziert hatten, haben sich in dem Ausmaß nicht bestätigt (Abbildung 3) (FNR, 2020).

Im Jahr 2019 betrug die Fläche für den Energiepflanzenanbau 2,371 Mio. ha (89 %) und für den Industriepflanzenanbau 299.000 ha (11 %) (Tabelle 1). Im Bereich der Energiepflanzen machte die Substratproduktion für Biogasanlagen nach Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) mit 1,55 Mio. ha den größten Anteil aus und blieb damit auf ähnlichem Niveau im Vergleich zum Jahr 2018 mit 1,56 Mio. ha (FNR, 2020). Der Fachverband Biogas bestätigt ebenfalls eine unveränderte Anbaufläche für die Biogaserzeugung im Jahr 2019. Insgesamt fällt seine Schätzung mit 1,41 Mio. ha etwas geringer aus als die der FNR (FvB, 2020; FNR, 2020). Die höchste Bedeutung bei der Anbaubiomasse für die Biogaserzeugung hat, wie bereits in den Jahren zuvor, Energiemais mit einer Fläche von 1.015.867 ha (2018: 993.183 ha). Darüber hinaus hatten Grassilage aus Ackergras und Dauergrünland (169.311 ha), Getreide-Ganzpflanzensilage (98.765 ha) und Körnergetreide (28.219 ha) eine hohe Bedeutung unter den pflanzlichen Substraten für die Biogaserzeugung (FvB, 2020). Der Energiemaيسانbau hat damit das dritte Jahr in Folge leicht zugelegt. Dieser Trend spiegelt sich auch im Silomaisanbau insgesamt wider, der

2019 im Vergleich zu 2018 nochmals leicht angestiegen ist (DMK, 2020). Über die Biogaserzeugung hinaus hat Raps für die Produktion von Biodiesel/Pflanzenöl mit 520.000 ha (19,5 %) weiterhin einen hohen Stellenwert unter den Energiepflanzen (FNR, 2020). Der deutliche Abwärtstrend beim Anbauumfang von Raps im Jahr 2018 hat sich in abgeschwächter Form fortgesetzt, obwohl sich die Absatzmengen an Raps für die Biodieselherstellung in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr wieder etwas stabilisiert haben (BLE, 2020). Gründe für den Rückgang des Rapsanbaus sind neben dem Angebots- und Preisdruck an den Pflanzenölmärkten vor allem sich ändernde förderpolitische Rahmenbedingungen im Biokraftstoffsektor. Unter anderem sorgt die Doppelanrechnung von Biokraftstoffen aus Abfallölen und -fetten im Rahmen der iLUC-Richtlinie 2015 dafür, dass diese gegenüber Biodiesel aus Rapsöl einen Wettbewerbsvorteil haben (SEEDLER, 2017; UFOP, 2019). Vor dem Hintergrund der anstehenden Umsetzung der europäischen Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (RED-II), die u.a. die CO₂-Bepreisung fossiler Brenn- und Kraftstoffe ab 2021 vorsieht, geht die Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP) davon aus, dass der Bedarf an Biokraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen im Vergleich zu denen aus Anbaubiomasse weiter zunehmen wird. Darüber hinaus wird erwartet, dass die verschärften Regeln für die Stickstoffdüngung im Rahmen der Novellierung der Düngeverordnung zu einer Erhöhung des Anteils an Getreide zu Lasten von Öl- und Eiweißpflanzen in den Fruchtfolgen führen (UFOP,

Abbildung 3. Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe in Deutschland (in ha)



Anbaufläche für 2018* vorläufig und für 2019** geschätzt
Quelle: eigene Darstellung nach FNR (2020)

2020). Auf der Angebotsseite hat die abnehmende Wirtschaftlichkeit des Rapsanbaus in den letzten Jahren zu einer Reduzierung der Anbaufläche geführt. Die Rapspreise lagen trotz geringer Erntemengen in 2017 und 2018 auf sehr niedrigem Niveau und konnten so keine entscheidenden Impulse für die Attraktivität des Rapsanbaus geben (ARENS, 2019). Erst die kleine Rapsernte 2019 in der EU hat zu einer deutlichen Erhöhung der Rapspreise geführt (UFOP, 2019a). Für 2021 wird nach ersten Prognosen aufgrund guter Aussaatbedingungen und positiver Preisaussichten ein etwas stärkerer Anstieg der Rapsanbaufläche in Deutschland erwartet (ZINKE, 2020). Die Anbaufläche an Mais, Getreide und Zuckerrüben für Zucker und Stärke aus Bioethanol hält sich seit 2015 auf einem relativ konstanten Niveau. Für 2019 wird von einer leichten Erhöhung der Anbaufläche auf 290.000 ha (10,9 %) ausgegangen. Im Bereich Agrarholz und Miscanthus ist der Anbauumfang von 11.200 ha (0,42 %) auf niedrigem Niveau geblieben (FNR, 2020).

Der Industriepflanzenanbau hat im Jahr 2019 im Vergleich zu 2018 um insgesamt 2.000 ha abgenommen. Der Anteil der Industriepflanzen an der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe ist mit 11,2 % nahezu identisch gegenüber dem Vorjahr geblieben. Dominierend waren mit jeweils 130.000 ha (4,87 %) in 2019 der Anbau von Weizen, Körnermais und Kartoffeln für Industriestärke sowie der Anbau von Raps für die Herstellung von Ölen und Fetten für Industriezwecke. Die Anbaufläche für Arznei- und Farbstoffe lag wie in den vergangenen Jahren unverändert bei 12.000 ha (0,45 %). Mit 12.300 ha (0,46 %) ist die Anbaufläche an Zuckerrüben für die Industrie gegenüber dem Vorjahr unverändert geblieben (FNR, 2020).

3.2 Biomasse aus biogenen Reststoffen und Abfällen

Die Novellierungen des EEG in den Jahren 2014 und 2017 haben verdeutlicht, dass die Bundesregierung insbesondere bei der Stromerzeugung stärker auf den Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen setzt (FNR, 2015; BMEL, 2019a). Angesichts der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Ressource Fläche sowie der anhaltenden „Teller oder Tank“-Diskussion stellt sich die Frage, welche Optionen zur Ausweitung der Biomassenutzung in Deutschland vorhanden sind (KALCHER und BROSOWSKI, 2018; NEU, 2019). Insbesondere die Erschließung bisher ungenutzter Rest- und Abfallstoffe kann dazu beitragen, die Nutzungs- und Flächenkonkurrenz zu begrenzen und die Kosten

der Bioenergieerzeugung möglichst gering zu halten (FNR, 2015a). Zu den biogenen Reststoffen werden Altholz, Industrierestholz, Waldrestholz, biogene Abfall- und Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie, Zoomasse-Reststoffe (Tiermehl, Tierfett), die biogenen Anteile des Restmülls und Bioabfälle gezählt. Klärschlämme werden ebenfalls dazugerechnet, sofern sie energetisch genutzt werden können. Ferner wird Stroh, das nicht landwirtschaftlich als Futtermittel oder Einstreu genutzt wird, den Reststoffen zugeordnet (NELLES, 2009).

Im Jahr 2014 haben biogene Rest- und Abfallstoffe einen Anteil von 541 Petajoule (PJ) am Primärenergieverbrauch geliefert. Dennoch verbleibt ein ungenutztes Potenzial von insgesamt 448 Petajoule, von denen 218 PJ (48,7 %) auf Waldrestholz, 141 PJ (31,5 %) auf Stroh und 70 PJ (15,6 %) auf Gülle und Mist entfallen. Weitere Rest- und Abfallstoffe wie Sägereeste, Altholz, Landschaftspflegeholz, Siedlungsabfälle sowie Reststoffe aus der Lebens- und Futtermittelherstellung machen zusammen unter 5 % des ungenutzten Potenzials aus, da diese Stoffe bereits überwiegend verwertet werden (FNR, 2015). Ähnliche Zahlen werden in Hochrechnungen für das Jahr 2020 bestätigt. Das Potenzial von Waldrestholz wird hier mit 203,5 PJ und von Stroh mit 187,2 PJ angegeben. Gülle und Festmist werden in dieser Hochrechnung mit 52,8 PJ bzw. 49 PJ separat ausgewiesen und weisen zusammen ein deutlich höheres Potenzial im Vergleich zu den Zahlen aus 2014 auf. Insbesondere bei den Schätzungen für das Strohpotenzial ist zu berücksichtigen, dass die tatsächlich verfügbare Menge in erheblichem Maße vom Ertrag und damit von der Witterung in einem Jahr abhängt (FEHRENBACH et al., 2019).

Die Kategorie Waldrestholz enthält Holz mit einem Durchmesser unter 7 cm (Nichtderbholz) sowie nicht verwertetes Derbholz. Unter anderem werden Äste, Zweige, Schaftholz einschließlich Rinde, Wurzeln, Wurzelstöcke und weitere Erntereste dieser Kategorie zugeordnet. Waldrestholz fällt bei der Durchforstung und Ernte von Stamm- und Industrierestholz an und macht ca. 28 % der geernteten Holzbiomasse aus. Aufgrund der eingeschränkten Attraktivität für die stoffliche Nutzung ergibt sich ein verhältnismäßig hohes Potenzial für die energetische Nutzung (MÜHLENHOFF et al., 2014). Die Bestimmung der tatsächlich zur Verfügung stehenden Menge an Waldrestholz gestaltet sich schwierig, da in relevanten Erhebungen, wie der Bundeswaldinventur oder der Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung,

Tabelle 1. Anbau von Energie- und Industriepflanzen in Deutschland (ha)

Rohstoff		2015	2016	2017	2018*	2019**	Anteil an NawaRo-Fläche 2019** (%)
Energiepflanzen	Raps für Biodiesel/Pflanzenöl	805.000	720.000	720.000	589.000	520.000	19,48
	Zucker/Stärke für Bioethanol	238.000	259.000	259.000	266.000	290.000	10,86
	Pflanzen für Biogas	1.340.000	1.390.000	1.390.000	1.560.000	1.550.000	58,05
	Sonstiges (u.a. Agrarholz, Miscanthus)	11.000	11.000	11.000	11.200	11.200	0,42
	Energiepflanzen insgesamt	2.390.000	2.380.000	2.380.000	2.426.000	2.371.000	88,80
Industriepflanzen	Industriestärke	108.000	128.000	129.000	125.000	130.000	4,87
	Industriezucker	12.300	12.800	11.000	12.300	12.300	0,46
	Technisches Rapsöl	138.000	132.000	157.000	138.000	130.000	4,87
	Technisches Sonnenblumenöl	7.100	7.740	11.030	7.010	8.060	0,30
	Technisches Leinöl	3.500	3.500	4.600	3.800	3.400	0,13
	Pflanzenfaser	1.490	1.520	2.200	3.160	3.550	0,13
	Arznei- und Farbstoffe	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	0,45
	Industriepflanzen insgesamt	283.000	298.000	327.000	301.000	299.000	11,20
NawaRo insgesamt		2.680.000	2.680.000	2.707.000	2.727.000	2.670.000	100,00

*vorläufige Werte **geschätzte Werte

Quelle: eigene Darstellung nach FNR (2020); Abweichungen in den Summen ergeben sich durch Runden der Zahlen

keine Berechnung des Waldrestholzpotenzials vorgenommen, sondern aktuell nur Holz mit einem Durchmesser von über 7 cm berücksichtigt wird. Weitere Unsicherheitsfaktoren bei der Prognose sind eine jährlich schwankende Nachfrage nach Brennholz sowie die angewandte Berechnungsmethode (MANTAU et al., 2018). In der Praxis hängt die tatsächlich entnommene Menge an Waldrestholz darüber hinaus davon ab, welche Teilmengen aus Nachhaltigkeitsaspekten im Wald verbleiben und dem Waldboden als organische Substanz und Nährstofflieferant für den Humusaufbau zugeführt werden (MÜHLENHOFF et al., 2014). Dennoch ist es unerlässlich, bei größeren Mengen an Restholz und erhöhtem Gefährdungspotenzial durch den Borkenkäfer eine Aufarbeitung des Restholzes mit oder ohne Vermarktung durchzuführen (STAATSBETRIEB SACHSENFORST, 2016). Für das Jahr 2019 kann anhand der in Kapitel 3.4 beschriebenen Wald-/Holzsituation weiterhin von einem überdurchschnittlich hohen Angebot an Restholz ausgegangen werden.

Getreidestroh weist neben Waldrestholz ein besonders hohes Potenzial zur energetischen Nutzung auf. In Deutschland besteht nach Berücksichtigung des Strohbedarfs für Futter- und Einstreuzwecke ein ungenutztes Potenzial von etwa 8,5 Mio. t Getreidestroh, das als Reststoff nachhaltig energetisch und

stofflich genutzt werden könnte (BROSOWSKI et al., 2015). Das Potenzial zur stofflichen bzw. energetischen Nutzung von Stroh wird bisher kaum ausgeschöpft, obwohl es kostengünstig, relativ gut verfügbar und nicht-konkurrierend mit der Lebensmittelproduktion ist (ANTONCZYK und SCHERER, 2015). Die Nutzung in Heizwerken ist im Vergleich zu fossilen Energieträgern technisch mit höherem Aufwand und entsprechend höheren Investitions- und Wartungskosten verbunden (FNR, 2014). Zudem hemmen die derzeit geringen Preise für fossile Energieträger sowie die Grenzwerte für Schadstoffe in der TA-Luft die Installation von strohbasierten Heizwerken in Deutschland (VOGEL, 2019). Weitere Verwertungsverfahren, wie die Produktion von Biokraftstoffen aus Stroh (KIT, 2020; VERBIO, 2020) oder die Vergärung von Getreidelangstroh für die Biogaserzeugung, spielen bisher eine untergeordnete Rolle. Trotz der niedrigen Stromgestehungskosten von 4,61 ct/kWh gilt die Nutzung von Getreidestroh in Biogasanlagen aufgrund des hohen Aufwandes für die Beschaffung und Aufbereitung als nicht kosteneffizient (MØLLER und HANSEN, 2014; LUO et al., 2015; SCHWARZ, 2016). Es führt in der Biogasanlage zudem zu verfahrenstechnischen Problemen, verursacht einen hohen Mehraufwand und hat einen begrenzten Methanertrag (KTBL, 2013; MØLLER und HANSEN, 2014;

REINHOLD, 2014). Auch technische und chemische Verfahren zur Aufbereitung von Langstroh haben bisher nicht zu einer wesentlichen Nutzung von Stroh in Biogasanlagen beitragen können (BROSOWSKI et al., 2015). Neuere Ansätze befassen sich daher mit der Nutzung von kompaktiertem Stroh in Form von Briquets und Pellets (MØLLER und HANSEN, 2014; SCHWARZ, 2016; SCHWARZ et al., 2019). Durch diese Aufbereitungsform werden die verfahrenstechnischen Probleme im Vergleich zur Verwendung von Langstroh überwiegend gelöst (LARSSON et al., 2008; KALIYAN und MOREY, 2010). Insbesondere Lager- und Transportkosten können hierdurch gesenkt werden (THEERARATTANANOON et al., 2012; MØLLER und HANSEN, 2014). Darüber hinaus wird ein positives Verhalten im Fermenter beobachtet. Es besteht außerdem die Möglichkeit, Nährstoffe und humusbildende Teile über die Gärrestverbringung zurückzuführen (SCHWARZ, 2016, 2016a).

Die regionale Verfügbarkeit von Stroh ist deutschlandweit sehr unterschiedlich (KALCHER und BROSOWSKI, 2018). Bei der Beurteilung der maximal zu entnehmenden Strohmenge ist zu berücksichtigen, dass eine gewisse Menge an Stroh aus Nachhaltigkeitsgründen für die Humusproduktion zurückzuführen bzw. auf dem Feld zu belassen ist (ZELLER et al., 2012). Das größte nachhaltige Strohpotenzial mit verfügbaren Strohmenge von zwei bis vier Tonnen pro Hektar Getreideanbaufläche ist demnach im Osten Schleswig-Holsteins und im Nordwesten Mecklenburg-Vorpommerns vorzufinden. Ebenfalls hohe Strohpotenziale sind im nördlichen Teil Nordrhein-Westfalens bis hinein in das angrenzende Niedersachsen vorhanden (ZELLER et al., 2012; MÜHLENHOFF und DANNEMANN, 2017).

Von der verfügbaren Wirtschaftsdüngermenge in Deutschland werden aktuell ca. 25-30 % des Gesamtaufkommens in Biogasanlagen vergoren (HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE, 2019; SCHOLWIN et al., 2019). Trotz entsprechender Verfügbarkeit kommt es aktuell nicht zu einer Ausweitung der Wirtschaftsdüngernutzung in Biogasanlagen. Neben genehmigungsrechtlichen Anforderungen haben vor allem die geringe Transportwürdigkeit von flüssigen Wirtschaftsdüngern sowie ein erhöhter Gärrest-Lagerungsbedarf einen negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des (Mehr-)Einsatzes (DANIEL-GROMKE, et al., 2020). Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Verfügbarkeit von Gülle und Mist regional sehr unterschiedlich ist. Um bestehende Biogasanlagen mit einer durchschnittlichen Bemessungsleistung von knapp 500 kW stärker

auf den Gülleeinsatz auszurichten, wird es insbesondere in südlichen und westlichen Regionen nötig sein, Gülle und Mist von mehreren Ställen oder Betrieben zu bündeln (SCHOLWIN et al., 2019). Auch die explizite Förderung von reinen Güllevergärungsanlagen nach dem EEG 2014/2017 hat bisher nicht zu einem wesentlichen Zubau solcher Anlagentypen geführt (KRALEMANN, 2018). Aufgrund der Höhe des noch ungenutzten Potenzials an Wirtschaftsdüngern für die Biogaserzeugung ist momentan nicht davon auszugehen, dass die weiter sinkenden Tierbestände bei Rindern und Schweinen in Deutschland zu einer eingeschränkten Gesamtverfügbarkeit von Wirtschaftsdüngern für die Biogaserzeugung führen (DESTATIS, 2020, 2020a).

3.3 Biomasse aus forstwirtschaftlicher Produktion

Die Kohlenstoffinventur 2017 hat die Waldfläche einschließlich Lücken im Bestand und nicht begehbaren Waldflächen von 11,4 Mio. ha aus der Bundeswaldinventur 2012 bestätigt (TI-WF, 2019a). Die Waldfläche nimmt damit einen Anteil von etwa 32 % an der Gesamtfläche Deutschlands ein. Bundesweit umfasst die Waldfläche 48 % Privat-, 19,4 % Körperschafts-, 29 % Landes- und 3,5 % Bundeswald. Der Wald in Deutschland setzt sich aus 56 % Nadelwald und 44 % Laubwald zusammen. Die vier häufigsten Baumarten sind Fichte (25 %), Kiefer (23 %), Buche (15 %) und Eiche (10 %). In Summe wachsen sie auf knapp drei Viertel der deutschen Waldfläche (BMEL, 2016; TI-WF, 2019a; SDW, 2020).

Der Großteil der Waldfläche in Deutschland befindet sich in den Bundesländern Bayern (2,6 Mio. ha) und Baden-Württemberg (1,37 Mio. ha), gefolgt von Niedersachsen (1,2 Mio. ha) und Brandenburg (1,1 Mio. ha). Zwischen den einzelnen Bundesländern variiert der Anteil der Waldfläche an der Gesamtfläche zwischen 11 % in Schleswig-Holstein und 42 % in Hessen und Rheinland-Pfalz (SDW, 2020). Die Waldfläche in Deutschland hat zwischen 2002 und 2012 um 0,4 % zugenommen. Dies stelle eine Besonderheit im Gegensatz zur weltweit anhaltenden Waldvernichtung dar (BMEL, 2017). Dennoch zeigt die Waldzustandserhebung aus dem Jahr 2019, dass die Umweltereignisse in den Jahren 2017 (Sturmschäden), 2018 (Dürre) und 2019 (Dürre) eine starke Schädigung der deutschen Wälder zur Folge hatten. Insbesondere bei Fichten hat die Dürre zu einer starken Ausbreitung von Borkenkäfern geführt. Neben einer höheren Anzahl an absterbenden Bäumen wurde in

Tabelle 2. Rohholzeinschlag in Deutschland (ohne Rinde in Mio. m³)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Stammholz	28,11	30,38	28,18	29,83	37,95	38,52
Industrieholz	12,27	12,00	11,99	10,87	13,57	15,47
Energieholz	11,11	10,49	9,41	9,93	9,83	10,86
nicht verwertetes Holz	2,69	2,74	2,61	2,84	3,21	3,36
Summe	54,36	55,61	52,19	53,49	64,55	68,21

Quelle: eigene Darstellung nach BMEL (2019a) und DESTATIS (2020b)

2019 eine deutliche Verschlechterung beim Kronenzustand bei allen Baumarten beobachtet (BMEL, 2020).

Die genannten Schäden spiegeln sich in einem relativ deutlichen Anstieg des jährlichen Holzeinschlags in den letzten beiden Jahren wider (Tabelle 2). Diese Statistik liefert die zentralen Kennzahlen für die Beurteilung der Nachhaltigkeit der Holznutzung sowie zur Abschätzung von zukünftigen Nutzungspotenzialen (TI-WF, 2019). Der Holzeinschlag wurde in 2019 im Vergleich zum Vorjahr um knapp 6 % auf 68,21 Mio. m³ gesteigert. Gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2013 bis 2017 entspricht dies einem Zuwachs um ca. 27 %. Bei Eichen-, Buchen- und Kiefernholz wurde eine leichte Abnahme der Erntemengen gegenüber dem fünfjährigen Durchschnitt festgestellt, während die Erntemenge an Fichtenholz nochmals um 20 % gegenüber dem Vorjahr anstieg (BMEL, 2019; DESTATIS, 2020b). Die deutlich erhöhten Erntemengen an Fichtenholz hängen weiterhin mit der Borkenkäferproblematik und den damit einhergehenden Entnahmen von Fichten aus den Waldbeständen einher (BMEL, 2020).

Die Zunahme des Holzeinschlags um knapp vier Millionen Kubikmeter gegenüber dem Jahr 2018 sorgt bei der Verwertung insbesondere beim Industrie- (+14 %) und Energieholz (+10,5 %) für relativ deutliche Zuwächse. Beim Stammholz (+1,5 %) sowie nicht verwertetem Holz (+4,8 %) fallen die Zunahmen vergleichsweise gering aus. Auch wenn die Steigerung des Schadholzvolumens nicht direkt mit einem hohen Schadholzeinschlag gleichzusetzen ist, deutet die Zunahme des Nadelholzverbrauchs in der Sägeindustrie und bei Herstellern von Holzpellets auf eine verstärkte Nutzung von Nadelrohholz hin (DEPV, 2020; JOCHEM et. al., 2020).

Zu berücksichtigen ist bei der Interpretation der Holzeinschlagstatistik, dass Bestandsveränderungen in Holzlagern bzw. Lagermengen im Wald sowie die genauen Entnahmemengen an Waldrestholz nicht genau bekannt sind (MANTAU et al., 2018). Insbeson-

dere nach Extremwetterereignissen, wie sie in den Jahren 2017, 2018 und 2019 stattgefunden haben, ist die im Wald gelagerte Rohholzmenge statistisch nicht genau zu erfassen (JOCHEM et al., 2020). Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die durch Schäden hervorgerufenen Holzmengen erst über die Folge-

jahre hinweg verteilt tatsächlich genutzt werden (MANTAU et al., 2018).

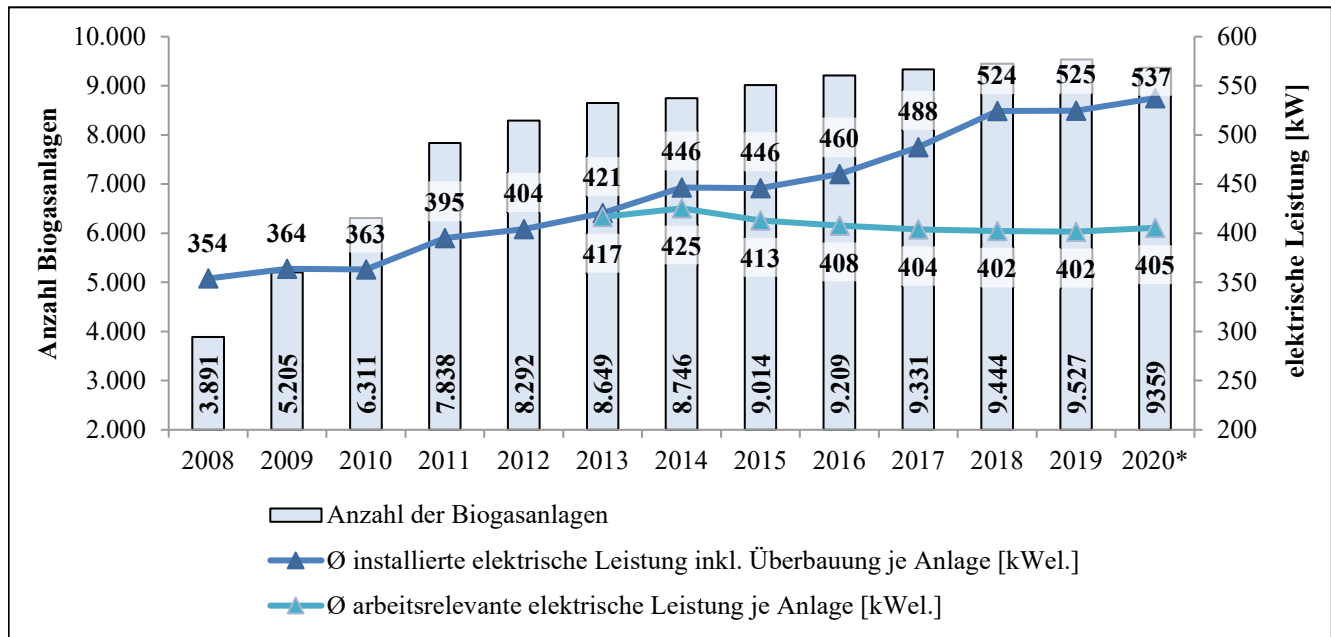
Die Rohstoffversorgung mit Holz ist in Deutschland nach wie vor gut. Der durchschnittliche Zuwachs betrug zwischen den letzten beiden Bundeswaldinventuren (2002/2012) 11,2 m³ pro Hektar und Jahr. Nach Abzug von Ernteverlusten und Rinde ergibt sich ein theoretisches Nutzungspotenzial in Höhe von 75,5 Mio. m³ pro Jahr in Deutschland. Entsprechend können je nach angenommener Waldbehandlung und Holznutzung zwischen 78 und 105 Mio. m³ pro Jahr nachhaltig entnommen werden (MANTAU et al., 2018). Die tatsächliche Holzentnahme inklusive Rinde lag zwischen 2012 und 2017 relativ konstant bei etwa 80 Millionen Kubikmetern pro Jahr (DESTATIS, 2020c). Dadurch, dass etwas weniger Holz entnommen wird als neu zuwächst, haben die Holzvorräte in deutschen Wäldern zwischen der Bundeswaldinventur 2012 und der Kohlenstoffinventur 2017 um 6 % zugenommen (TI-WF, 2019a).

4 Energetische Verwendung von Biomasse

4.1 Entwicklung der Biogasproduktion

Im Jahr 2019 ist erstmals eine installierte elektrische Leistung der Biogaserzeugung in Deutschland von 5.000 MW erreicht worden. Der im Vorjahr für 2019 prognostizierte Zuwachs auf 5.228 MW wurde dagegen nicht erreicht (FvB, 2019). Die durchschnittlich installierte Leistung der 9.527 Biogasanlagen in Deutschland (davon 206 Biomethan-Einspeiseanlagen) lag in 2019 bei 525 kWel. inklusive der Überbauung im Rahmen der Flexibilisierung. Die arbeitsrelevante Leistung betrug im gleichen Jahr 3.810 MW bzw. je Anlage 402 kWel. (Abbildung 4) (FvB, 2020). Insgesamt wurde eine Bruttostrommenge von 29.203 Gigawattstunden (GWh) aus Biogas erzeugt, was einem Anteil am deutschen Bruttostromverbrauch von 5,0 % entspricht (AGEE-STAT, 2020).

Abbildung 4. Entwicklung der Anzahl der Biogasanlagen und der elektrischen Leistung je Anlage (kWel.)



*Prognose

Quelle: eigene Darstellung nach FvB (2020)

Prognosen für das Jahr 2020 gehen erstmalig seit Einführung des EEG von einer abnehmenden Anzahl an Biogasanlagen aus, da die Anzahl an Stilllegungen höher sein wird als die Zahl der Neuanlagen. Mit diesem Netto-Rückbau von knapp 170 Biogasanlagen wird von einer Abnahme der arbeitsrelevanten installierten elektrischen Leistung von 3.810 auf 3.794 MW ausgegangen (FvB, 2020; FvB, 2020a).

Der Zubau von Neuanlagen kann den Verlust durch stillgelegte Altanlagen nicht ausgleichen, da seit 2015 hauptsächlich Güllekleinanlagen mit einer maximalen elektrischen Leistung in Höhe von 75 kW gebaut werden (MÜLLER-LOHSE, 2019). Die Stilllegung von Biogasanlagen zu Beginn des Jahres 2021 ist zurückzuführen auf das Auslaufen der 20-jährigen EEG-Festvergütung für Anlagen, die unmittelbar nach Einführung des EEG im Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden (GRÖSCH et al., 2020). Eine Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2017, das bei Zuschlag eine Förderung über weitere 10 Jahre für Altanlagen vorsieht, erfolgte kaum (EEG 2017; BUNDESNETZAGENTUR, 2020a), und zwar u.a. aufgrund des niedrigen, periodisch sinkenden Höchstgebotswertes, technischer Voraussetzungen, Auflagen und insgesamt fehlender Perspektiven. Hinzu kommt, dass Anforderungen, wie beispielsweise die doppelte Überbauung der Bemessungsleistung, insbesondere für Biogasanlagen unter 500 kWel, die in der ersten

Förderperiode noch nicht flexibilisiert haben, unwirtschaftlich ist (SCHÜNEMANN-PLAG, 2019; FvB, 2020a; GRÖSCH et al., 2020)

4.2 Entwicklung der Biokraftstoffproduktion

Weltweit stieg die Biokraftstoffproduktion im Jahr 2019 in allen wichtigen Produktionsregionen (wenn auch langsam) weiter an. Seit Anfang 2020 ist die europäische und globale Wirtschaft aufgrund der notwendigen Maßnahmen zur Eindämmung der Coronapandemie stark gehemmt. Die Auswirkungen auf die weltweite Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen und Biokraftstoffen konnte bisher noch nicht vollständig erfasst werden; jedoch rechnen Experten mit deutlichen Absatzrückgängen. Der Verbrauch fossiler Transportbrennstoffe in der EU wird voraussichtlich um etwa 12 % und der Verbrauch von Bioethanol und Biodiesel um etwa 10 % bzw. 6 % sinken (OECD-FAO, 2020; USDA, 2020). Ein weiterer Faktor, der die Nachfrage nach Biokraftstoffen in den nächsten Jahren beeinflussen wird, stellt die Entwicklung der nationalen Transportflotten dar. Die Automobilindustrie in der EU, China, den USA und Japan investiert derzeit verstärkt in den Bau von Elektrofahrzeugen, was kurz- bis mittelfristig zu einem Rückgang des Einsatzes von Biokraftstoffen beitragen wird (OECD-FAO, 2020).

Die künftige Entwicklung der Biokraftstoffmärkte wird neben dem Kraftstoffbedarf maßgeblich auch von der nationalen Unterstützungspolitik bestimmt. Der EU-Verbrauch bei Biokraftstoffen wird nach wie vor durch das für 2020 festgelegte Zehn-Prozent-Beimischungsziel für Biokraftstoffe in Verkehrskraftstoffen gestützt. Weiterhin wird durch die europäische erneuerbare Energien-Richtlinie II (RED II), die am 1. Januar 2021 in Kraft getreten ist, ein verbindliches Ziel für die Verwendung fortschrittlicher Biokraftstoffe von 3,5 % bis 2030 festgelegt (USDA, 2020). Darüber hinaus klassifiziert die RED II Biodiesel auf Palmölbasis in eine hohe Risikokategorie für indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC). Infolgedessen wird erwartet, dass der Biodieselverbrauch in der Europäischen Union deutlich unter das derzeitige Niveau fallen wird. In den Industrieländern wird daher der Ausbau von Biokraftstoffen angesichts des Rückgangs der gesamten Kraftstoffnachfrage und geringerer politischer Anreize weiterhin begrenzt bleiben (USDA, 2020).

In Deutschland belief sich der Kraftstoffverbrauch im Jahr 2019 auf insgesamt 56,3 Mio. t. Davon entfielen 63,6 % auf Diesel- und 30,7 % auf Otto-kraftstoffe (DESTATIS, 2020e). Der Anteil an biogenen Kraftstoffen lag bei 4,9 % (bezogen auf den Energiegehalt); der Verbrauch ist leicht von 3,4 Mio. t auf 3,5 Mio. t in 2019 angestiegen. Biodiesel ist in Deutschland mit rund 2,27 Mio. t und einem Anteil von 65,1 % nach wie vor der wichtigste Biokraftstoff, gefolgt von Bioethanol mit rund 1,4 Mio. t (32,7 %),

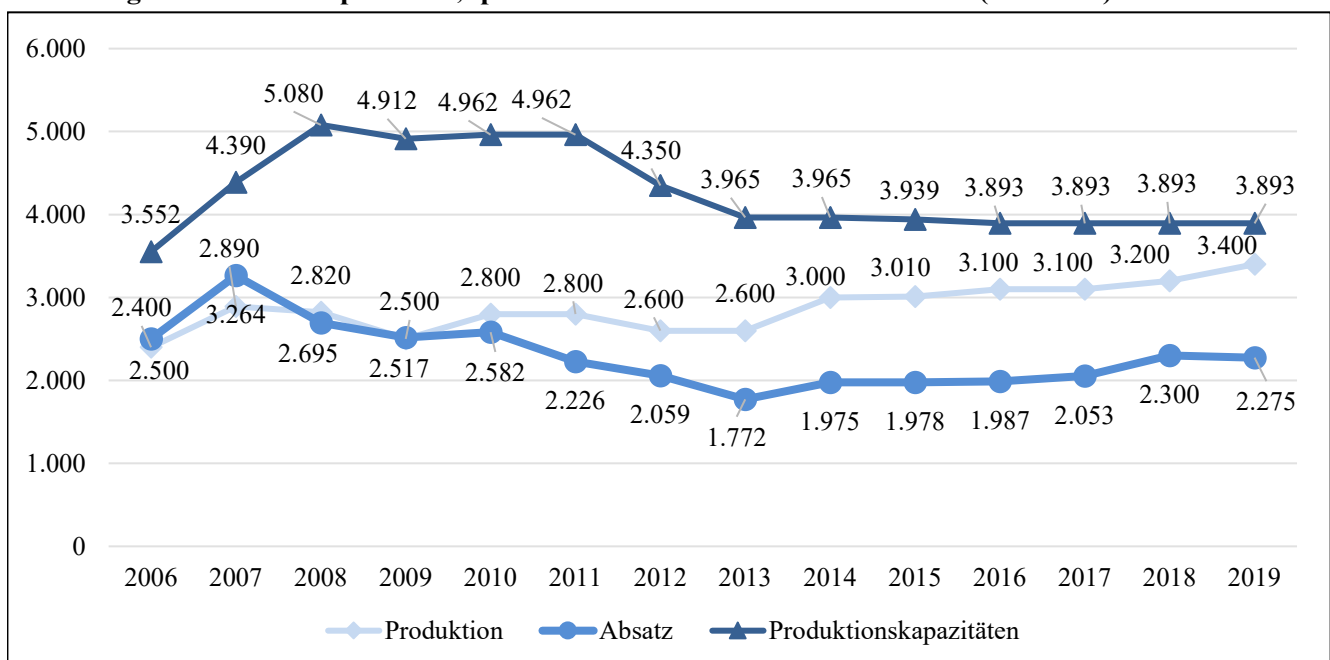
Biomethan mit 49.000 t (1,4 %), hydrierten Pflanzenölen mit 27.000 t (0,77 %) und Pflanzenölen mit 1.000 t (0,01 %) (FNR, 2020). Biodiesel wird als Reinkraftstoff überwiegend als Beimischung zu fossilem Diesel genutzt; Bioethanol fast vollständig Otto-kraftstoff beigemischt. Pflanzenölkraftstoff wird ausschließlich als Reinkraftstoff verwendet und ist in die Bedeutungslosigkeit abgerutscht.

4.2.1 Biodieselproduktion

In 2019 stieg die Biodieselproduktion in Deutschland auf rund 3,4 Mio. t leicht an. 2018 lag dieser Wert bei 3,2 Mio. t und in 2017 bei 3,1 Mio. t (FNR, 2020) (Abbildung 5). Die deutschen Produktionskapazitäten verblieben auf dem Vorjahresniveau von etwa 3,9 Mio. t bei einer Kapazitätsauslastung der Biodieselanlagen von ca. 80 %. Der Biodieselabsatz im Inland stagnierte 2019 bei rund 2,3 Mio. t (FNR, 2020); dies ist in erster Linie auf die Einführung der THG-Quote am 01.01.2015 zurückzuführen (DRITTLER et al., 2018).

Die EU-27 ist nach wie vor der weltweit größte Hersteller von Biodiesel. Die Erzeugung einschließlich der Produktion von hydrierten Pflanzenölen (HVO) belief sich in 2019 auf 11,85 Mio. t (2018: 12,37 Mio. t). 2019 sank die Produktion im Vergleich zu 2018 um 524.000 t. Die Produktionsmengen verringerten sich vor allem in Frankreich, Spanien und Portugal. Gegenüber 2016 (20,3 Mio. t) haben sich die Biodieselproduktionskapazitäten in der EU etwas erhöht und liegen aktuell bei rund 21,12 Mio. t. Dieser

Abbildung 5. Biodieselskapazitäten, -produktion und -absatz in Deutschland (in 1.000 t)

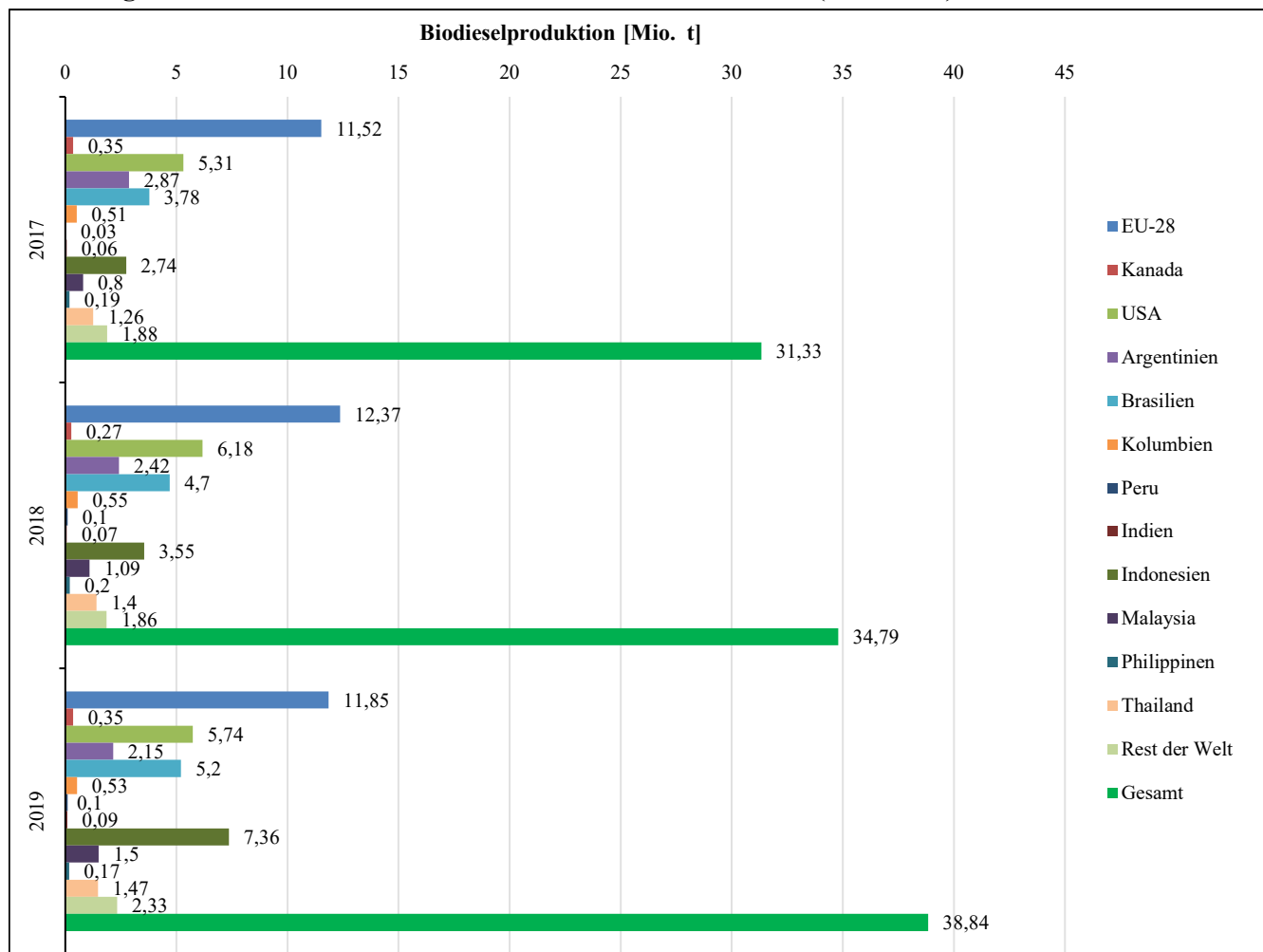


Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an FNR (2020)

Wachstumsschritt vollzog sich vor allem im Bereich des hydrierten Pflanzenöls (HVO), dessen Produktion sich bisher auf die Niederlande, Finnland, Italien, Frankreich und Spanien konzentrierte (UFOP, 2020; VDB, 2021). Schwerpunktländer der europäischen Biodieselproduktion sind Deutschland (2019: 3,4 Mio. t; 2018: 3,3 Mio. t; 2017: 3,1 Mio. t), Frankreich (2019: 1,9 Mio. t; 2018: 2,3 Mio. t; 2017: 2,0 Mio. t), Spanien (2019: 1,6 Mio. t; 2018: 1,8 Mio. t; 2017: 1,5 Mio. t), Polen (2019: 1,0 Mio. t; 2018: 0,9 Mio. t; 2017: 0,9 Mio. t) und die Niederlande (2019: 0,8 Mio. t; 2018: 0,90 Mio. t; 2016: 0,91 Mio. t) (UFOP, 2020; VDB, 2021). Für das Jahr 2020 wird erwartet, dass sich der Biodieselvebrauch in der EU aufgrund der durch COVID-19 verursachten Bewegungseinschränkungen und der wirtschaftlichen Rezession, gegenüber dem Vorjahr um ca. 6 % verringert (USDA, 2020). Weltweit stieg der Biodieselvebrauch von 34,20 Mio. t im Jahr 2018 auf 38,51 Mio. t in 2019 an. Auch der HVO-Verbrauch erhöhte sich von 4,6 Mio. t in 2018 auf 5,4 Mio. t in

2019. Schwerpunktländer der weltweiten Biodieselproduktion im Jahr 2019 waren neben der EU-28 mit 11,85 Mio. t Indonesien mit 7,36 Mio. t, die USA mit 5,74 Mio. t, Brasilien mit 5,19 Mio. t, Argentinien mit 2,15 Mio. t, Malaysia mit 1,5 Mio. t und Thailand mit 1,47 Mio. t (Abbildung 6). Neben der EU mit einem Verbrauch von 13,38 Mio. t sind vor allem die USA (6,03 Mio. t), Indonesien (5,85 Mio. t), Brasilien (5,16 Mio. t) und Thailand (1,45 Mio. t) als größte Verbraucher zu nennen. Branchenexperten rechnen für die nächsten Jahre u.a. wegen der Konkurrenz zum Nahrungs- und Futtermittelmarkt sowie des begrenzten Klimagas-minderungspotenzials mit eher stark eingeschränkten Zuwächsen der Biodieselbranche. Innerhalb des Biodieselsortiments wird mit einer wachsenden Bedeutung von HVO-Kraftstoffen gerechnet. Neben Europa stellen vor allem die USA einen wachsenden Markt für HVO-Kraftstoffe dar. Der weltweite HVO-Verbrauch lag 2019 bei 5,38 Mio. t und stieg im Vergleich zum Vorjahr um knapp 1,05 Mio. t (UFOP, 2020).

Abbildung 6. Weltweite Biodiesel- und HVO-Produktion in Mio. t (2017-2019)



Quelle: eigene Darstellung nach UFOP (2020)

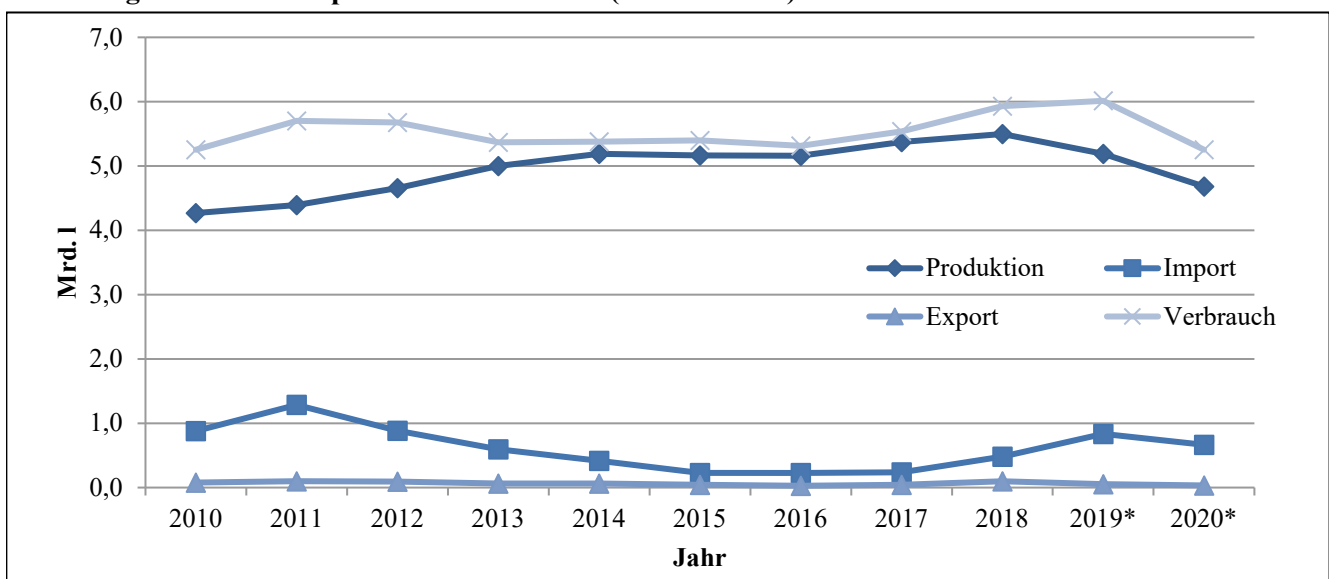
4.2.2 Bioethanolproduktion

Laut dem Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft (BDBE) sank die Produktion von Bioethanol in Deutschland 2019 leicht auf 652.000 t (2018: 753.590 t). Dies entspricht einem Rückgang um 13,5 % gegenüber dem Vorjahr (BDBE, 2020). Aus Melasse und Zuckerrübenstoffen wurden 90.693 t Bioethanol und damit 43,7 % weniger als in 2018 (161.231 t) hergestellt (BDBE, 2020; VDB, 2021). Der Grund für den deutlich rückläufigen Anteil der Zuckerrüben in 2019 lag an der stark gestiegenen Nachfrage nach Zucker. Weiterhin wurden aus Futtergetreide, Mais, Weizen und sonstigen Getreidearten 560.872 t Bioethanol hergestellt, was einem Rückgang um 5,3 % entspricht (2018: 592.359 t). Dabei wurden rund 2,4 Mio. t Futtergetreide (5,4 % der deutschen Getreideernte von 44,3 Mio. t. im Jahr 2019) als Rohstoff für die Bioethanolproduktion eingesetzt. Durch die insgesamt leicht rückläufige deutsche Bioethanolproduktion wurde 2019 weniger Bioethanol in der chemischen und pharmazeutischen Industrie eingesetzt. Auch die zur Beimischung für Kraftstoffanwendungen bestimmte Menge reduzierte sich im Jahr 2019 um 12,8 % auf 542.699 t (2018: 622.232 t). Die für die Lebensmittelwirtschaft bestimmte Bioethanolmenge wuchs dagegen um 6,2 % auf knapp 110.000 t (2018: 102.000 t) (BDBE, 2020).

Auf dem deutschen Benzinmarkt wurden 2019 rund 18,0 Mio. t abgesetzt. Bioethanol erreichte am gesamten Benzinmarkt einen fast unveränderten Anteil von 6,1 Vol.-Prozent. Im Jahr 2018 lag sein Anteil bei 6,3 Vol.-Prozent. Im Jahr 2019 wurden knapp 1,16 Mio. t Bioethanol für Kraftstoffanwendungen ver-

braucht. Trotz eines leicht ansteigenden Benzinverbrauchs in 2019 ist ein geringfügiger Rückgang des Bioethanolverbrauchs um 2,2 % gegenüber dem Vorjahr (2018: 1,19 Mio. t) zu verzeichnen gewesen. Die wichtigste Verwendung von Bioethanol in Deutschland ist die Beimischung zu Benzin für die Sorten Super, Super Plus (E5) und Super E10, gefolgt von der Verwendung als Benzinadditiv ETBE (Ethyl-Tertiär-Butylether). 2019 war die Verwendung in Super E5 mit 14,71 Mio. t und einem Anteil von 81,7 % dominierend. Im Vorjahr waren es 14,72 Mio. t (82,5 %). Der Anteil von Super Plus lag mit rund 830.442 t ähnlich wie im Vorjahr bei 4,5 %. Der Absatz der bis zu 10 % Bioethanol enthaltenden Kraftstoffsorte Super E10 stieg 2019 auf 2,46 Mio. t. Dies bedeutet einen Marktanteil von 13,7 % und einem leichten Zuwachs gegenüber dem Vorjahr (12,9 %). Der Verbrauch von ETBE sank auf 88.000 t Bioethanol und damit um rund 20 % gegenüber dem Jahr 2018 (110.000 t) (BDBE, 2020; USDA, 2020). Anfang 2020 wurden im Benzinmarkt die Auswirkungen der zum Jahreswechsel 2019/2020 erfolgten Anhebung der Treibhausgas-Minderungsquote von 4,0 auf 6,0 bereits deutlich sichtbar, da der Bioethanolverbrauch zur Beimischung in Benzin gegenüber dem Vorjahresmonat um 6,3 % auf 102.000 t anstieg. Aufgrund der Corona-Pandemie und deren Auswirkungen rechnen Experten auch bei Bioethanol mit einem deutlichen Absatzzrückgang um bis zu 10 % in 2020 und 2021, da die Sperrungen das Verkehrsaufkommen vermindert haben und etwa zwei Drittel der in Deutschland zugelassenen Autos mit Benzin und nur ein Drittel mit Diesel betrieben werden (BDBE, 2020;

Abbildung 7. Bioethanolproduktion in der EU (2010 bis 2020)



*geschätzte Werte

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an USDA (2020)

BDBE, 2020b; USDA, 2020). Andererseits ergeben sich für die Bioethanolwirtschaft derzeit erweiterte Absatzchancen aufgrund der stark gestiegenen Nachfrage nach Bioethanol als Grundstoff für die Produktion von Hand- und Flächendesinfektionsmitteln. Größere Mengen, die zuvor auf dem Kraftstoffmarkt abgesetzt worden sind, wurden an die chemische und die pharmazeutische Industrie sowie Apotheken im gesamten Bundesgebiet abgegeben (BDBE, 2020).

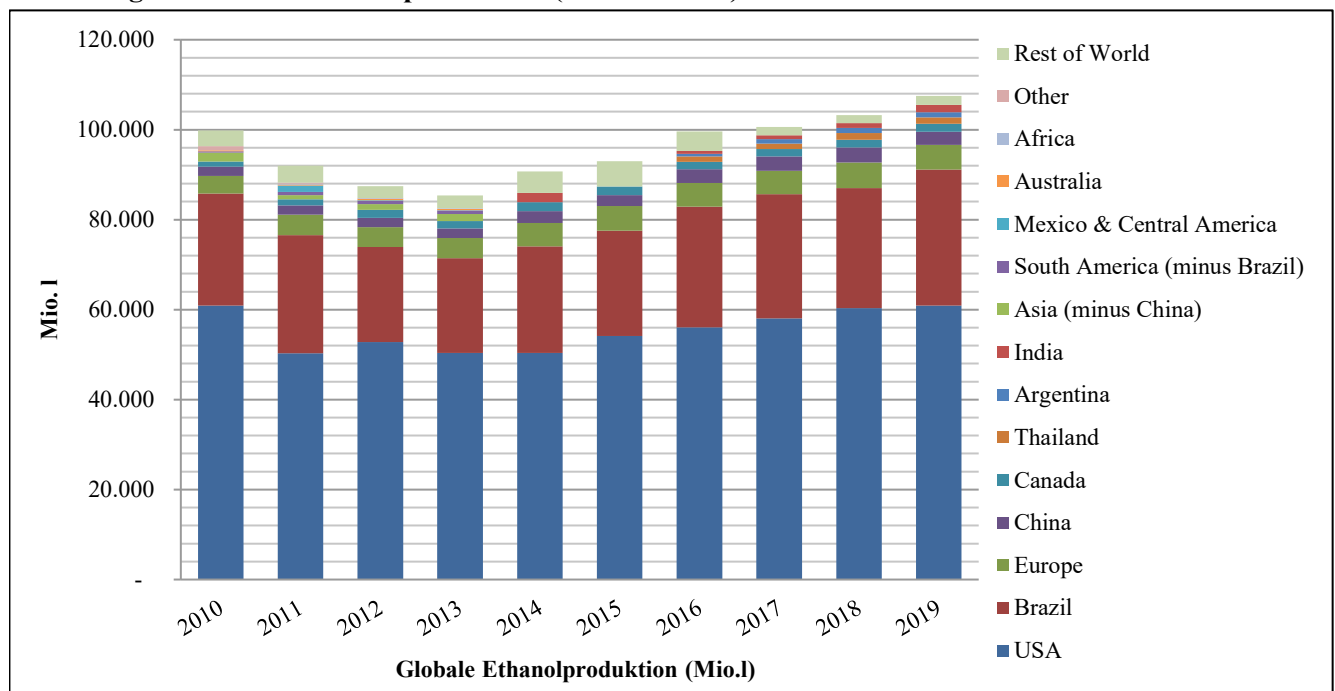
Die Bioethanolproduktion in der EU erreichte im Jahr 2019 rund 5,2 Mrd. l (Abbildung 7). Seit 2015 ist die Produktion von Kraftstoffethanol in der EU nur noch sehr langsam angestiegen; in den letzten Jahren stagnierte die Produktion bei rund 5,35 Mrd. l. In 2018 lag die Bioethanolproduktion bei rund 5,49 Mrd. l. Für 2020 wird mit einer Menge von 4,68 Mrd. l ein weiterer Rückgang prognostiziert (EPURE 2021; USDA, 2020). Der Gesamtverbrauch in der EU belief sich im Jahr 2019 auf 6,01 Mrd. l. Für 2020 wird ein Verbrauch von 5,25 Mrd. l geschätzt (-12,6 %). Der Rückgang beruht auf dem Corona-Ausbruch und den damit verbundenen Einschränkungen und der erwarteten wirtschaftlichen Rezession (USDA, 2020).

In 2019 war Frankreich mit 1,08 Mrd. l weiterhin größter Produzent vor Deutschland mit 687 Mio. l, Ungarn mit 645 Mio. l, Belgien mit 620 Mio. l, den Niederlanden mit 570 Mio. l und Spanien mit 547 Mio. l. Der deutsche Bioethanolverbrauch betrug 2019 1,47 Mio. t und lag damit deutlich über dem

Verbrauch von Frankreich (0,77 Mio. t) und dem Vereinigten Königreich (0,75 Mio. t) (BDBE, 2020a; USDA, 2020; FNR 2020). Das Potenzial von Bioethanol zur schnellen und kostengünstigen Senkung von Treibhausgasemissionen wird daher unter den aktuellen Bedingungen nicht weiter ausgeschöpft. Die Kapazitäten zur Produktion von Bioethanol belaufen sich in der EU zurzeit auf rund 8,9 Mrd. l und sind zu ca. 60 % (5,2 Mrd. l) ausgelastet (Abbildung 7) (USDA, 2020; EPURE, 2021). Die Produktionskapazitäten haben sich seit 2012 nicht signifikant erhöht; auch in 2020 wird nicht mit Anlagenerweiterungen gerechnet (USDA, 2020; EPURE, 2021).

Die Weltethanolproduktion lag 2019 bei rund 109,8 Mrd. l (Abbildung 8). Davon entfallen auf die USA 59,73 Mrd. l, auf Brasilien 32,51 Mrd. l, auf Europa 5,19 Mrd. l, auf China 3,78 Mrd. l und auf Kanada 1,97 Mrd. l (RFA, 2020). Die USA erreichten etwa das Vorjahresniveau, wohingegen Brasilien und China ihre Produktion etwas ausbauen. China hat sich mit einer Erzeugung von 3,8 Mrd. l als viertgrößter Ethanol-Produzent in der Welt etabliert. In der EU nahm die Produktion gegenüber dem Vorjahr leicht ab. Ferner sind im asiatischen Raum noch Thailand mit 1,1 Mrd. l und Indien mit mittlerweile rund 1,9 Mrd. l (2018: 1,62 Mrd. l) als bedeutende Erzeugerländer zu nennen; (BDBE, 2020a; RFA, 2020). Experten sehen vor allem in der Ausweitung der brasilianischen Produktion ein Wachstumspotenzial, da Brasilien eine steigende Inlandsnachfrage decken muss.

Abbildung 8. Globale Ethanolproduktion (2010 bis 2019)



Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an RFA (2020)

Aber auch dem asiatischen Raum werden weitere Wachstumschancen zugesprochen (BDBE, 2020a; USDA, 2020).

4.3 Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen

Bei biogenen Festbrennstoffen handelt es sich in erster Linie um organische Brennstoffe, die zum Zeitpunkt der energetischen Nutzung in fester Form vorliegen (KALTSCHMITT et al., 2016; BEER et al., 2018). Hauptsächlich werden Reststoffe bzw. Biomasse verwertet, die zu anderen Zwecken als der Verbrennung nicht geeignet sind (CARMEN, 2019). In der Kategorie der biogenen Festbrennstoffe hat holzartige Biomasse in Form von Waldrest- und Schwachholz, Holzkohle, Altholz sowie Industrie-, Verpackungs- und Bauholz eine besonders hohe Bedeutung. Darüber hinaus spielen zunehmend nachwachsende Rohstoffe, wie Agrarhölzer bzw. Kurzumtriebsplantagen (KUP), die auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut werden, eine Rolle (FNR, 2014; BEER et al., 2018). Neben holzartigen Brennstoffen zählen auch halmartige (z.B. Stroh, Grünabfälle) und sonstige Brennstoffe (z.B. Mindergetreide, Getreideausschutt) zur Kategorie der biogenen Festbrennstoffe (FNR, 2014).

Bei der Verwertung von biogenen Festbrennstoffen steht die Verbrennung zur Erzeugung von Wärme im Vordergrund. Diese wird als Endenergie (z.B. Fernwärme), Nutzenergie (z.B. Strahlungswärme eines Ofens) oder als Sekundärenergie (z.B. Dampf, der in elektrische Energie umgewandelt wird) genutzt (KALTSCHMITT et al., 2016). Letzteres trifft auf Biomasseheizkraftwerke zu, in denen biogene Festbrennstoffe verbrannt werden und in einem Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess aus heißem Wasserdampf Strom erzeugt wird. Währenddessen wird die entstehende Abwärme z.B. für die Versorgung eines Fernwärmenetzes verwendet (CARMEN, 2019a).

Im Jahr 2019 sind insgesamt 50,4 TWh Strom aus Biomasse in Deutschland erzeugt worden. Dies entspricht knapp der Strommenge der Vorjahre. Da in den Bereichen Photovoltaik und Wind mehr Strom produziert wurde, ist der Anteil der produzierten Strommenge aus Biomasse an den erneuerbaren Energien mit 20,6 % geringer als im Vorjahr. Der Zubau an installierter Leistung lag im Biomassebereich unter dem des Vorjahres und beschränkte sich vorwiegend auf die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung bestehender Anlagen im Rahmen der Flexibilisierung (AGEE-STAT, 2020). Die erzeugte Strommenge aus Biogas betrug 29,2 TWh und lag

damit um etwa 0,25 TWh über der des Vorjahres. Die zweithöchste Bedeutung bei der Stromerzeugung aus Biomasse haben die biogenen Festbrennstoffe mit 10,48 TWh (FNR, 2020).

Der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien war im Jahr 2019 mit 176,4 TWh etwas höher als im Vorjahr (FNR, 2020); dies entsprach einem Anteil von 14,5 % am Endwärmeverbrauch. Der Anteil der biogenen Festbrennstoffe belief sich auf 116,1 TWh bzw. einem Anteil von 65,8 % an der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Der Anteil am Wärmeverbrauch aus biogenen Festbrennstoffen hat damit im Vergleich zum Jahr 2018 zugenommen. Eine relativ deutliche Zunahme von etwa 3 TWh wurde bei den biogenen Festbrennstoffen (vornehmlich Holz inklusive Holzpellets) für die Wärmeerzeugung in Privathaushalten beobachtet. Dieser Mehrverbrauch wird vorrangig mit der etwas kälteren Witterung begründet (AGEE-STAT, 2020). Der Verbrauch von Holzpellets ist weiterhin ansteigend (DEPV, 2020a). Darüber hinaus haben biogene Festbrennstoffe bei der Wärmeerzeugung im Gewerbe, Handel und Dienstleistungssektor an Bedeutung gewonnen, während sie im Industriesektor an Bedeutung verloren haben. Die Erzeugung von Wärme aus biogenen Festbrennstoffen in Heizwerken und Heizkraftwerken spielt weiterhin eine eher untergeordnete Rolle (AGEE-STAT, 2020). Anhand der getätigten Investitionen in Anlagen für erneuerbare Wärme lässt sich ableiten, dass insbesondere Geothermie/Umweltwärme weiter an Relevanz gewinnen (FNR, 2020). Dies bestätigt auch die Zunahme der Wärmeerzeugung um 1,1 TWh im Vergleich der Jahre 2018 und 2019 (AGEE-STAT, 2020).

5 Biogaserzeugung im Kontext der Novellierungen von Düngeverordnung, EEG und RED-II

Erstmals seit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wird im Jahr 2020 von einer negativen Entwicklung der Anzahl an Biogasanlagen ausgegangen (vgl. Kap. 4.1., Abb. 4) (FvB, 2020). Eine ähnliche Entwicklung prognostiziert das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) für die installierte elektrische Leistung im Biogassektor. Unter der Annahme, dass keine weitere Anschlussförderung erfolgt, würde ein Großteil der Biogasanlagen im Zeitraum von 2024 bis 2030 mit dem Auslaufen aus der 20-jährigen EEG-Festvergütung endgültig vom Netz gehen (DANIEL-GROMKE et al., 2017). Die er-

wartete rückläufige Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas in den kommenden Jahren unterstreicht dabei den hohen Stellenwert des EEG für die Biogasproduktion in Deutschland. Ohne dieses Gesetz wäre die schnelle Ausweitung der Biogasproduktion nicht möglich gewesen (SCHAPER et al., 2008; GAO et al., 2019; THRÄN et al., 2020). Es stellt sich daher zunehmend die Frage, welche Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Biogaserzeugung nach dem Ende der garantierten Einspeisevergütungen bestehen.

Eine naheliegende Option stellen Anschlussregelungen dar. Im Rahmen des EEG 2017 ist erstmals eine Anschlussförderung für Bestands-Biogasanlagen, deren Restlaufzeit nach der EEG-Festvergütung noch maximal 8 Jahre beträgt, festgelegt worden. Diese ermöglicht eine einmalige Anschlussförderung von weiteren 10 Jahren (EEG, 2017). Weiterhin ist es durch die Novellierung des EEG 2017 zu einer Umstellung des Vergütungssystems für Neu- und Bestandsanlagen gekommen, das nun nicht mehr aus einem Festvergütungsmodell, sondern einem Ausschreibungsmodell mit Marktpremien besteht. Biogasanlagen können sich im Rahmen eines zweimal jährlich stattfindenden Ausschreibungsverfahrens mit einem Gebot bei der Bundesnetzagentur bewerben, die dann über den Zuschlag entscheidet. Für die Jahre 2017 bis 2019 war ein Volumen von 150 Megawatt (MW) pro Jahr (200 MW pro Jahr ab 2020) für Biomasseanlagen vorgesehen (DREHER, 2017; EEG, 2017). Dieses wurde bis Ende 2020 nicht ausgeschöpft. In insgesamt sieben Ausschreibungsrunden mit einem Gesamtvolumen von 1,07 GWh lag die Summe an Geboten der Biomasseanlagen bei 0,42 GWh und damit nur bei ca. 40 % der ausgeschriebenen Menge (BUNDESNETZAGENTUR, 2020). Der Zuschlag wurde für 31,6 % der ausgeschriebenen Strommenge vergeben, was eine deutliche Unterzeichnung bedeutet (BUNDESNETZAGENTUR, 2020a). Die höchstmögliche Vergütung entspricht dem maximalen Gebotshöchstwert. Dieser wurde auf 16,9 ct/kWh für 2017 mit einer jährlichen Degression gegenüber dem Vorjahr in Höhe von einem Prozent festgelegt (DREHER, 2017). Das Gebot darf darüber hinaus höchstens so hoch sein wie die Vergütung im Schnitt der letzten drei Jahre (EEG, 2017; RAUH, 2019). Der maximale Gebotswert für Bestandsanlagen liegt damit deutlich unter der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Biomasseanlagen, die im Mittel der Jahre 2017 bis 2019 bei 19,4 ct/kWh lag (DESTATIS, 2020d). Somit sinkt der Erlös aus der Stromvermarktung ungeachtet der Wärmeerlöse und weiterer Boni und Prämien im Schnitt

um 2,5 ct/kWhel. Für Neuanlagen nach dem EEG 2017 wurde der Gebotshöchstpreis für 2017 auf 14,88 ct/kWhel mit einer jährlichen Degression gegenüber dem Vorjahr von einem Prozent verankert (DREHER, 2017). Für alle Anlagen mit einer installierten Leistung von über 150 kW besteht eine Pflicht zur Ausschreibung (LOIBL, 2017). Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von bis zu 150 kWel sowie Güllekleinanlagen bis 75 kWel können weiterhin nach den Festvergütungssätzen aus dem EEG 2014 vergütet werden. Die maximale Förderdauer für Neuanlagen beträgt auch nach dem EEG 2021 ab Inbetriebnahme 20 Jahre (EEG, 2017).

Mit der Inbetriebnahme der Neuanlagen bzw. der Umstellung von Bestandsanlagen auf die neue Vergütung nach dem EEG 2017 gelten weitere Anforderungen an den Betrieb der Biogasanlage. Unter anderem ist eine Doppelüberbauung nötig, um die gleiche Strommenge produzieren zu können, da nur noch 50 % der installierten elektrischen Leistung förderfähig sind (LOIBL, 2017). Dafür wird zusätzlich zur Grundvergütung ein Flexibilitätszuschlag von 40 € pro installierter kWel gezahlt (DREHER, 2017). Hinsichtlich der einzusetzenden Gärsubstrate ist mit der Umstellung auf die Vergütung nach dem Ausschreibungsmodell eine Obergrenze (umgangssprachlich auch als „Maisdeckel“ tituliert) für Mais (Ganzpflanze, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais, Lieschkolbenschrot) und Getreidekorn einzuhalten. Ausgehend von einem zulässigen Anteil dieser Substrate von 50 % im Jahr 2017, darf dieser seit dem 01.01.2021 nur noch 44 % der eingesetzten Frischmasse betragen (EEG, 2017; LOIBL, 2017).

Im EEG 2021 wurde erstmals ein Sollwert für die Stromerzeugung aus Biomasse von 42 TWh pro Jahr verankert (HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE, 2020). Dies entspricht dem Zielwert aus dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung (BMU, 2019). Über das festgelegte jährliche Ausschreibungsvolumen soll die Erreichung dieser Strommenge aus Biomasse sichergestellt werden (HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE, 2020). Hierfür wurde das Ausschreibungsvolumen zum 01.01.2021 von 200 MW pro Jahr auf 600 MW pro Jahr angehoben und über 2022 hinaus bis 2028 festgelegt. Zusätzlich werden weitere 150 MW pro Jahr für hochflexible Biomethan-BHKW in der im EEG 2021 neu definierten Südregionen gesondert ausgeschrieben (EEG, 2020). Die Gebotshöchstwerte werden im Vergleich zum EEG 2017 sowohl für Neu- als auch für Bestandsanlagen um mehr als 2 ct/kWh angehoben (Tabelle 3). Darüber

hinaus können Anlagen nach dem EEG 2021 mit einer installierten Leistung von weniger als 500 KW zwischen 2021 und 2025 einen Bonus von 0,5 ct/kWh in Anspruch nehmen (HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE, 2020).

Tabelle 3. Gebotshöchstwerte für 2021

	EEG 2017 in ct/kWh*	EEG 2021 in ct/kWh*
Neuanlagen	14,30	16,40
Bestandsanlagen	16,24	18,40
Biomethan-BHKW (Südregion)	-	19,00

* Degression für die Folgejahre: 1 %/Jahr

Quelle: eigene Darstellung nach HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE (2020)

Um die Stromerzeugung aus Biomasse flexibler zu gestalten, wird der Flexibilitätszuschlag von 40 auf 65 €/kW angehoben. Darüber hinaus wird die mengenmäßige Begrenzung der Flexibilitätsprämie („Flexdeckel“) aufgehoben. Als Bedingung gilt im Rahmen der Flexibilisierung ab dem EEG 2021, dass Biogasanlagen, die über mehr als ein BHKW verfügen, an mindestens 4.000 Viertelstunden im Jahr mindestens 85 % ihrer installierten Leistung abrufen müssen (HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE, 2020). Hiermit soll sichergestellt werden, dass die Biogasanlagen auch tatsächlich flexibel gefahren werden. Hinsichtlich der einzusetzen Substrate wird der „Maisdeckel“ noch einmal herabgesetzt und liegt nun bei maximal 40 % der eingesetzten Substratmenge (EEG, 2020). Mit den Gesetzesänderungen der letzten EEG-Novellen unterstreicht die Bundesregierung, wie bereits in Kapitel 3.2 thematisiert, dass stärker auf den Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen bei der Stromerzeugung gesetzt werden soll (FNR, 2015).

Für Biogasanlagenbetreiber wird durch den Maisdeckel und die sinkende Vergütung im Rahmen des EEG ein Anreiz dafür gegeben, andere, kostengünstige(re) Substrate zu finden, um auch bei niedriger Vergütung einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Darüber hinaus bietet auch die Europäische-Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED-II), die zum 01.07.2021 in nationales Recht umgesetzt sein muss, einen Anlass dazu, einen stärkeren Fokus auf Alternativsubstrate zu richten. Unter anderem ist vorgesehen, dass die Anteile für Biokraftstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen gedeckelt und stattdessen steigende Mindestanteile für „fortschrittliche Biokraftstoffe“ festgesetzt werden. Zu diesen zählen

auch Kraftstoffe, die aus Reststoffen wie organischen Abfällen, Gülle und Stroh hergestellt werden (WIETSCHEL et al., 2019). Nach RED-II ergibt sich bei der Berechnung des Standardwertes für die Treibhausgasminde rung für Biomethan aus Gülle ein Wert von -100 g CO₂Äq/MJ. Ebenfalls günstige Emissionswerte haben Bioabfälle und Reststoffe (u.a. Getreidestroh) mit 14 g CO₂Äq/MJ. Auch bei einem Substrat-Mix aus 80 % Gülle und 20 % Mais ist der Treibhausgasminde rung aufgrund des Gülleanteils noch negativ und beträgt -12 g CO₂Äq/MJ (MAIERHOFER et al., 2018; RAUH, 2020). Je nachdem, wie die tatsächliche Umsetzung der RED-II in nationales Recht erfolgt, könnte mit der Vermarktung von Biomethan im Kraftstoffsektor aus Stroh, Gülle oder in Kombination mit einem gewissen Anteil an nachwachsenden Rohstoffen eine zusätzliche Einnahmequelle durch den Verkauf von CO₂-Emissionsquoten entstehen. Das Beispiel Biomethan aus Abfallbiogasanlagen zeigt, dass dadurch wettbewerbsfähige Lösungen resultieren können (RAUH, 2020). Weitere Erlöschancen sind mittelfristig im Bereich CO₂-Besteuerung bei der Wärmeversorgung denkbar. Mit dem Auslaufen der Ausnahmeregelungen bei der CO₂-Besteuerung für Brennstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen zum 01.01.2023 werden höchstwahrscheinlich auch die Emissionen aus erneuerbaren Energien besteuert (BEHG, 2020).

Während die bisher beschriebenen rechtlichen Rahmenbedingungen im Wesentlichen die Erlöse und den Substratinput betreffen, hat die Novellierung der Düngeverordnung zum 01.05.2020 vor allem einen Einfluss auf die Kosten der Biogaserzeugung (DÜV, 2020). Neben einem erhöhten Dokumentations- und Meldeaufwand kommen indirekte Einflüsse aus ackerbaulicher Sicht, wie u.a. ausgedehnte Sperrfristen für die Ausbringung von Gärrest, strengere Vorgaben zur Einarbeitung und höhere Anforderungen an die Ausbringtechnik, erschwerend hinzu (BLE, 2020a). Insbesondere die Erhöhung der Anrechenbarkeit der pflanzenverfügbaren Stickstoffmenge um 10 % bewirkt eine Verminderung der Ausbringungsmengen an organischen Düngern pro Hektar. Für Gärreste auf Ackerland ist eine Anhebung von 50 % auf 60 % zu berücksichtigen. In den sog. roten Gebieten, in denen das Grundwasser zu hohe Nitratgehalte aufweist, gelten ab dem 01.01.2021 zudem sieben zusätzliche Maßnahmen, die bundesweit einzuhalten sind (LWK NRW, 2020). Unter anderem ist eine Absenkung des Düngebedarfs um 20 % des Sollwertes vorzunehmen. Entsprechend darf insgesamt weniger gedüngt werden, was auch eine Reduzierung der Aus-

bringmenge an organischen Düngern pro Hektar bedeutet. Die 170 kg Stickstoff pro Hektar-Obergrenze gilt zukünftig nicht nur noch betriebsbezogen, sondern ist schlagbezogen einzuhalten (WILKEN, 2020). Darüber hinaus werden die Ausbringmöglichkeiten durch ein Ausbringverbot von Düngemitteln mit wesentlichem N-Gehalt im Herbst zu Winterraps, Wintergerste oder Zwischenfrüchten ohne Futternutzung weiter eingegrenzt (BLE, 2020a). Weiterhin führt die Sperrfristverlängerung für Festmist und auf Grünland zu weiteren Einschränkungen, die insbesondere die organische Düngung betreffen. Biogasanlagen werden auch von der Zusatzmaßnahme des verpflichtenden Zwischenfruchtanbaues betroffen sein. Diese sieht vor, dass vor Sommerkulturen verpflichtend eine Zwischenfrucht angebaut werden muss. Ausnahmen sollen bei Ernte nach dem 01.10. und in Regionen mit <550 mm Niederschlag pro Quadratmeter gelten (WILKEN, 2020). Ungeachtet möglicher Ausnahmeregelungen ist beim Anbau von Mais nach Mais in der Regel eine Untersaat o.ä. als Zwischenfrucht anzusäen. Neben den genannten Maßnahmen muss jedes Bundesland mindestens zwei weitere Maßnahmen für belastete Gebiete festlegen (LWK NRW, 2020). Zusammenfassend führt die neue Düngeverordnung, insbesondere in den sog. roten Gebieten, zu einem höheren Flächenbedarf für die Gärrestausrückführung einer Biogasanlage. Vielfach wird dies zu höheren externen Gärrestabgabemengen und weiten Transportentfernungen führen (WILKEN, 2020). Darüber hinaus steigen die Anbaukosten für nachwachsende Rohstoffe aufgrund der Vorgaben zur Ausbringtong und zum Zwischenfruchtanbau.

Weitere Vorgaben der neuen Düngeverordnung betreffen die Lagerung von organischen Wirtschaftsdüngern. Die Erhöhung der Lagerkapazität auf 9 Monate gilt unabhängig von den roten Gebieten für Betriebe, die wenig oder keine landwirtschaftliche Nutzfläche im Verhältnis zum Tierbestand besitzen (DÜV, 2020). Da Biogasanlagen häufig in einer Gesellschaft ohne eigene Fläche betrieben werden, ist oftmals eine Lagerkapazität von 9 Monaten vorzuhalten (ALBERS und FREITAG, 2018; NEUMANN, 2020). In vielen Fällen resultiert aus den bereits zuvor genannten Restriktionen unabhängig von dieser Regelung ein Bedarf an mehr Lagerkapazität für Gärreste (WILKEN, 2020). Neben der Reduktion der Gärrestmenge durch Substratumstellung können die Reduzierung der Bemesungsleistung oder die Gärrestaufbereitung durch Separation oder Trocknung Alternativen zum Gärrestlagerbau darstellen (ALBERS und FREITAG, 2018). Wie

auf die entsprechende Herausforderung reagiert werden sollte, hängt von der Situation der jeweiligen Biogasanlage sowie örtlichen Gegebenheiten und Restriktionen ab und ist individuell zu prüfen. Sicher ist, dass alle Optionen Mehrkosten bei der Biogasproduktion verursachen (SCHMID et al., 2017). Für Anlagen die nach dem EEG 2009 vergütet werden, ist zu berücksichtigen, dass der zusätzliche Gärrestlagerraum gasdicht sein muss, wenn die Anlage nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigt ist und der Bonus für nachwachsende Rohstoffe in Anspruch genommen wird (HOFFMANN, 2016). Für Anlagen nach dem EEG 2012, 2014 und 2017 ist lediglich festgelegt, dass das gasdichte System der Anlage mindestens 150 Tage beträgt (HOFFMANN, 2016; LOIBL, 2017). Die Kosten für die gasdichte Lagerung verursachen doppelt so hohe Kosten pro Kubikmeter Lagerraum wie offene Gärrestlager (REINHOLD, 2012).

Festzuhalten bleibt, dass die aktuellen Änderungen im EEG und der Düngeverordnung sowohl auf der Erlös- als auch der Kostenseite eine Herausforderung für die zukünftige Biogasproduktion darstellen. Erlösseitig bestehen insbesondere durch eine optimale Wärmevermarktung Potenziale, die sinkende Stromvergütung aus dem EEG aufzufangen (REINHOLD, 2019). Darüber hinaus sind Biogasanlagen im Vorteil, die bereits frühzeitig im Rahmen der ersten 20 Jahre nach dem EEG die Flexibilisierung umgesetzt haben. Diese Anlagen haben die dafür notwendige technische Ausstattung vollständig oder teilweise aus der über 10 Jahre gezahlten Flexibilitätsprämie finanzieren können (SCHÜNEMANN-PLAG, 2019). Für Biogasanlagen, die in der ersten Förderperiode des EEG ihre Bemesungsleistung nicht oder nur wenig überbaut haben, kann es eine Zukunftsstrategie sein, nur 50 % der vorherigen installierten elektrischen Leistung auszunutzen und darüber hinaus „Flex-Leistung“ bereitzustellen. Die dadurch möglichen Substrateinsparungen können bei den nachwachsenden Rohstoffen erfolgen und ein kostengünstiger Weiterbetrieb kann mit im Betrieb oder in der Region verfügbaren Wirtschaftsdünger sichergestellt werden (DANIEL-GROMKE et al., 2019). Zusatzerlöse durch die Flexibilisierung sind in den Bereichen Direktvermarktung, Regelenergie und Intraday-Handel am Spotmarkt möglich, wobei die Mehrerlöse über die Regelenergie in den letzten Jahren eher eine sinkende Tendenz gezeigt haben. Der mögliche Mehrerlös über den Spotmarkt wird durch die entsprechenden Leistungspreise an der Strombörse bestimmt (DANIEL-GROMKE et al., 2019). Ein gewisses Potenzial für Mehrerlöse besteht insbesondere zu

Spitzenlastzeiten und bei einer sehr hohen Flexibilität der Biogasanlage (FNR, 2018).

Außerhalb des EEG kann für größere landwirtschaftliche Betriebe die Eigenstromversorgung auf Güllebasis eine Option darstellen. Je nach Inputsubstrat ist der Strombezug für den landwirtschaftlichen Betrieb dadurch günstiger (REINHOLD, 2019). Wie aus der RED-II hervorgeht, könnte die Biomethanvermarktung für größere Biogasanlagen bzw. bei Bündelung mehrerer benachbarter Biogasanlagen neue Vermarktungsoptionen durch Einspeisung ins Erdgasnetz oder als Biomethan-Kraftstoff eröffnen (DANIEL-GROMKE et al., 2019; SCHOLWIN et al., 2019). Biomethan aus Gülle oder Reststoffen, wie beispielsweise Stroh, weisen einen günstigen CO₂-Emissionswert auf, so dass durch den Verkauf von CO₂-Quote ein Zusatzerlös entstehen könnte; dessen Höhe ist allerdings abhängig vom jeweiligen CO₂-Preis (MAIERHOFER et al., 2018). Darüber hinaus kann die Biogaserzeugung dazu dienen, die THG-Bilanz der Nutztierhaltung durch die Vergärung der anfallenden Wirtschaftsdünger hinsichtlich der Lachgas- und Methanemissionen deutlich zu verbessern (VERBAND DER LANDWIRTSCHAFTSKAMMERN, 2012; WULF et al., 2019).

Neben der Erlösseite sind auch die Einsparpotenziale auf der Kostenseite zu prüfen, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Biogasanlagen zu ermöglichen. Aufgrund der Tatsache, dass die Substratkosten über 50 % der jährlichen Gesamtkosten einer Biogasanlage ausmachen, hat diese Kostenposition eine besondere Relevanz (CUCIELLA et al., 2019; DANIEL-GROMKE et al., 2020). Naheliegend wäre ein zunehmender Einsatz landwirtschaftlicher Reststoffe wie Wirtschaftsdünger und Getreidestroh. Entsprechende Mengenpotenziale sind, wie in Kapitel 3.2. beschrieben, vorhanden. Zu welchen Kosten diese Substrate zu erschließen sind, ist standortabhängig. Insbesondere die Co-Vergärung von Strohpellets mit flüssigen Wirtschaftsdüngern sollte zukünftig in den Fokus von Biogasanlagenbetreibern rücken. Strohpellets lösen sich im Fermenter besser auf als herkömmliches Langstroh und haben einen hohen Trockensubstanzgehalt wie auch ein weites C:N-Verhältnis. Damit lassen sie sich gut mit flüssigen Wirtschaftsdüngern, die über einen niedrigen TS-Gehalt und ein enges C:N-Verhältnis verfügen, vergären (REINHOLD und FRIEDRICH, 2012). Der Ausbau der Verwertung von Wirtschaftsdüngern und landwirtschaftlichen Reststoffen kann darüber hinaus einen Klimaschutzbeitrag leisten. Auch wenn die Biogaserzeugung zukünftig nicht mehr an allen Standorten sinnvoll sein

wird, sollten Anreize für die Umsetzung der angedeuteten, nachhaltigen Zukunftskonzepte von der Politik gegeben werden, um regionale Wertschöpfungsketten und bestehende Infrastrukturen an sinnvollen Standorten zu erhalten (GRÖSCH et al, 2020).

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland: 1990 bis 2019. Stand: September 2020. <https://agenergiebilanzen.de>, Abruf: 07.01.2021.
- (2020a): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. https://agenergiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf, Abruf: 09.01.2021.
- (2020b): Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_pressedienst_07_2020.pdf. Abruf: 25.01.2021.
- AGEE-STAT (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik) (2020): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Umweltbundesamt, Dessau.
- AGORA ENERGIEWENDE UND EMBER (2021): The European Power Sector in 2020: Up-to-Date. Analysis on the Electricity Transition. London, Berlin.
- ALBERS, J.-H. und A. FREYTAG (2018): Auswirkungen der neuen Düngeverordnung auf Biogasanlagen. <https://m.lwk-niedersachsen.de/?file=29547>. Abruf: 22.12.2020.
- ANTONCZYK, S. und P. SCHERER (2015): Entwicklung einer anorganisch synthetischen Gülle zur definierten Bilanzierung der Strohvergärung. In: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.): Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. FNR/KTBL-Kongress FNR/KTBL-Kongress vom 22. bis 23. September 2015 in Potsdam. KTBL Schrift 508. Darmstadt.
- ARENS, S. (2019): Raps benötigt dringend Nachfrageimpuls aus der Biokraftstoffverwendung. In: DLG-Newsletter 15/2019.
- BDBE (Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft) (2020): Marktdaten Deutschland. <https://www.bdbe.de/daten/marktdaten-deutschland>, Abruf: 07.12.2020.
- (2020a): Bioethanol weltweit. <https://www.bdbe.de/daten/bioethanol-weltweit>, Abruf: 26.01.2021.
- (2020b): Treibhausgasminderungsquote im Verkehr wirkt: Bioethanolanteil in Benzin steigt im 1. Halbjahr 2020 um rund 10 Prozent. <https://www.bdbe.de/mediacenter/presseinformationen/treibhausgasminderungsquote-im-verkehr-wirkt-bioethanolanteil-benzin-steigt-im-1-halbjahr-2020-um-rund-10-prozent>, Abruf: 10.12.2020.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2020): Konjunktur und Energieverbrauch. Ausgabe 11/2020. https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente_Konjunkturbericht_2020_11_Ausgabe.pdf, Abruf: 21.01.2020.
- BEER, L., C. SCHAPER und L. THEUVSEN (2018): Agrarholzanbau in der deutschen Landwirtschaft: Ergebnisse einer

- empirischen Erhebung. Vortrag anlässlich der 58. Jahrestagung der GEWISOLA, 12. bis 14. September 2018, Kiel.
- BEHG (Brennstoffemissionshandelsgesetz) (2020): Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291)
- BLE (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung) (2020): Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2019. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung Bio-kraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, Bonn.
- (2020a): Düngeverordnung 2020. 3. Auflage. <https://www.ble-medienservice.de/frontend/esdownload/index/id/1515/on/1756/act/dl>, Abruf: 05.01.2021.
- BMEL (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft) (2016): Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2012. Berlin.
- (2017): Waldbericht der Bundesregierung 2017. Bonn.
- (2019): Holzmarktbericht 2018. Abschlussergebnisse für die Forst- und Holzwirtschaft des Wirtschaftsjahres 2018. Bonn.
- (2019a): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017. <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/eeg.html>, Abruf: 10.12.2020.
- (2020): Ergebnisse der Waldzustandserhebung 2019. Bonn.
- BMF (Bundesministerium der Finanzen) (2021): Konjunkturprogramm für alle. <https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Schlaglichter/Konjunktur-paket/Konjunkturprogramm-fuer-alle/zusammen-durch-starten.html>, Abruf: 27.01.2021.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Nukleare Sicherheit) (2019): Klimaschutzprogramm 2030 zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. <https://www.bmu.de/download/klimaschutzprogramm-2030-zur-umsetzung-des-klima-schutzplans-2050/>, Abruf: 16.12.2020.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – Stand: Dezember 2020. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2017.pdf>, Abruf: 06.01.2021.
- (2020a): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2000 bis 2017. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihe-der-beschaeftigungszahlen-seit-2000.pdf?__blob=publicationFile&v=3, Abruf: 06.01.2021.
- BpB (Bundeszentrale für politische Bildung) (2020): Ab 2021: CO₂-Preis auf Heiz- und Kraftstoffe. <https://www.bpb.de/politik/hintergrund-aktuell/324668/co2-preis-auf-heiz-und-kraftstoffe>, Abruf: 28.01.2021.
- BROSOWSKI, A., P. ADLER, G. ERDMANN, W. STINNER, D. THRÄN, U. MANTAU, C. BLANKE, B. MAHRO, T. HERING und G. REINHOLDT (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen. Status Quo in Deutschland. Schriftenreihe nachwachsende Rohstoffe, Heft 36. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow-Prüzen.
- BUNDESNETZAGENTUR (2020): Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Biomasse.xlsx?__blob=publicationFile&v=6, Abruf: 10.01.2021.
- (2020a): Ergebnisse der Ausschreibungen zum Gebots-termin 1. November 2020. Pressemitteilung vom 24.11.2020. Bonn.
- CARMEN (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk) (2019): Kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung: Biomasseheizkraftwerke. <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/biomasseheizkraftwerke>, Abruf: 17.12.2019.
- (2019a): Biomasse als Brennstoff: nachhaltig und erneuerbar. <https://www.carmen-ev.de/biogene-festbrennstoffe/brennstoffe>, Abruf: 17.12.2020.
- CONRADT, L. und J. KLAMKA (2020): EEG 2021: Die wichtigsten Änderungen. Erneuerbare Energien NRW. <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beiträge/windenergie/fach-beitrag-eeg-2021-die-wichtigsten-änderungen/>, Abruf: 28.01.2021.
- CUCCHIALLA, F., I. D'ADAMO und M. GASTALDI (2019): An economic analysis of biogas-biomethane chain from animal residues in Italy. In: Journal of Cleaner Production 230 (1): 888-897.
- DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, M. TROMMLER, T. REINHOLZ, K. VÖLLER, M. BEIL und W. BEYRICH (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. (FKZ 37EV 16 111 0). DBFZ Report, Nr. 30. DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH), Leipzig.
- DANIEL-GROMKE, J., P. KORNATZ, M. DOTZAUER, M. STUR, V. DENYSENKO, M. STELZER, H. HAHN, B. KRAUTKREMER, H. VON BREDOW und K. ANTONOW (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex). Abschlussbericht. DBFZ (Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH), Leipzig.
- DANIEL-GROMKE, J., N. RENSBERG, V. DENYSENKO, T. BARCHMANN, K. OEHMICHEN, M. BEIL, W. BEYRICH, B. KRAUTKREMER, M. TROMMLER, T. REINHOLZ, J. VOLLPRECHT und C. RÜHR (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht. Abschlussbericht. Texte 24/2020. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- DEPV (Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband) (2020): Pelletproduktion. <https://depv.de/pelletproduktion>, Abrufdatum 17.12.2020.
- (2020a): Entwicklung des deutschen Pelletmarktes. <https://depv.de/p/Entwicklung-des-deutschen-Pelletmarktes-cSbDS9f1RSNS9Lr7crR3BY>, Abruf: 05.01.2021.
- DESTATIS (2020): Schweinebestand geht weiter zurück: -1,8 % im Vergleich zum Vorjahr. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Tiere-Tierische-Erzeugung/schweine.html;jsessionid=8BF314ED1D42C734BEB8A6E0D78DA3E4.internet8731>, Abruf: 16.12.2020.

- (2020a): Zahl der Rinder gegenüber November 2019 ebenfalls gesunken. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Tiere-Tierische-Erzeugung/rinder.html;jsessionid=8BF314ED1D42C734BEB8A6E0D78DA3E4.inter-net8731>, Abruf: 16.12.2020.
- (2020b): Holzeinschlag nach Holzartengruppen, Holzsorten ausgewählter Besitzarten. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Wald-Holz/Tabellen/holzeinschlag-deutschland.html>, Abruf: 16.12.2020.
- (2020c): Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Wald-gesamtrechnung. Berichtszeitraum 2014-2018. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/landwirtschaft-wald/Publikationen/Downloads/waldgesamtrechnung-tabellenband-pdf-5852102.pdf?__blob=publicationFile, Abrufdatum 16.12.2020.
- (2020d): Durchschnittliche EEG-Vergütung für Biomasseanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2021. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/173258/umfrage/durchschnittliche-eeg-verguetung-von-biomasseanlagen-seit-2009/>, Abruf: 10.01.2021.
- (2020e): Verteilung des Kraftstoffverbrauchs in Deutschland nach Kraftstoffarten im Jahr 2019. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/198556/umfrage/verbrauchsanteil-von-primarkraftstoff-in-deutschland/>, Abrufdatum 26.01.2021.
- (2020f): Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihe von Januar 2005 bis November 2020. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energie-preisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile, Abruf: 04.01.2021.
- DMK (Deutsches Maiskomitee) (2020): Gesamtflächenentwicklung. Maisanbauflächen in Deutschland für die Jahre 2015 bis 2020. https://www.maiskomitee.de/web/upload/pdf/statistik/dateien_pdf/Maisanbauflaechen_D_je_BL_in_ha_2018-2019_endgueltig_20200206.pdf, Abruf: 07.12.2020.
- DREHER, B. (2017): Ausschreibung EEG 2017. Biogaspartner – Die Konferenz. Berlin, 7. Dezember 2017. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/biogaspartner_konferenz_7.12/4_Dreher.pdf, Abruf: 05.01.2021.
- DÜV (Düngeverordnung) (2020): Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (Düngeverordnung – DüV) vom 26. Mai 2017, die durch Artikel 1 der Verordnung vom 28. April 2020 (BGBl. I S. 846) geändert worden ist. Bundesgesetzblatt (BGBl.) I
- DRITTLER, L., F. RÜBCKE VON VELTHEIM, C. SCHAPER und L. THEUVSEN (2018): Der Markt für Bioenergie. In: Die landwirtschaftlichen Märkte an der Jahreswende 2017/18 67 (Supplement): 102-118.
- EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.
- (2020): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2021) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.
- EPURE (2021): Resources and Statistics 2021. <https://www.epure.org/resources-statistics/statistics-info-graphics/>, Abruf: 26.01.2021.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2021): Europäisches Klimagesetz. https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/law_de, Abruf: 28.01.2021.
- FEHRENBACH, H., J. GIEGRICH, S. KÖPPEN, B. WERN, J. PERTAGNOL, F. BAUR, K. HÜNECKE, G. DEHOUST, W. BULACH, W. und K. WIEGMANN (2019): BioRest: Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (Strom-, Wärme- und Verkehrssektor). Abschlussbericht. Texte 115/2019. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- FNR (Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe) (2014): Leitfaden Feste Biobrennstoffe. Gülzow.
- (2015): Potenziale Biogener Rest- und Abfallstoffe für eine nachhaltige Energie- und Rohstoffbereitstellung. Handout. Gülzow.
- (2015a): Wie sind die Bioenergie-Ziele der Bundesregierung zu erreichen? Papier zum parlamentarischen Mittagessen am 09.09.2015 in Berlin. https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Handout_Folder_Parlam_Mittag_Web.pdf, Abruf: 10.12.2020.
- (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf, Abruf: 07.12.2020.
- (2020): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2020. Gülzow. https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2020/Mediathek/broschuere_basisdaten_bio-energie_2020_web.pdf, Abruf: 07.12.2020.
- FvB (Fachverband Biogas) (2019): Branchenzahlen 2018 und Prognose der Branchenentwicklung 2019 – Stand 07/2019. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/19-07-12_Biogas_Branchenzahlen-2018_Prognose-2019.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/19-07-12_Biogas_Branchenzahlen-2018_Prognose-2019.pdf), Abruf: 17.12.2019.
- (2020): Branchenzahlen 2019 und Prognose der Branchenentwicklung 2020, Stand: Juli 2020. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/20-07-23_Biogas_Branchenzahlen-2019_Prognose-2020.pdf), Abruf: 20.12.2020.
- (2020a): Rückbau im Biogasanlagenpark beginnt. Pressemitteilung vom 23. Juli 2020. [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Rueckbau-im-Biogasanlagenpark-beginnt/\\$file/20-07_23_PM_R%C3%BCckbau%20im%20Biogasanlagenpark%20beginnt_Biogas-Branchenzahlen.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Rueckbau-im-Biogasanlagenpark-beginnt/$file/20-07_23_PM_R%C3%BCckbau%20im%20Biogasanlagenpark%20beginnt_Biogas-Branchenzahlen.pdf), Abruf: 22.12.2020.
- GAO, M., D. WANG, Y. WANG, X. WANG und Y. FENG (2019): Opportunities and Challenges for Biogas Development: a Review in 2013-2018. In: Current Pollution Reports 5 (2): 25-35.
- GRÖSCH, N., C. TROX, A. SAIDI, W. ZÖRNER, V. GRÜNER, D. BAUMKÖTTER, E. BRÜGGING, C. WETTER, M. GLÖTZL, U. KILBURG, J. GLEICH, R. WAGNER und R. VOGT (2020): Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber. 3. Auflage. Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V.
- HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE (2019): Gemeinsame Stellungnahme: Maßnahmen zum Ausbau der Güllevergä-

- rung. Mehr Klimaschutz und Erneuerbare Energien mit einer nachhaltigen Tierhaltung verbinden. [https://www.biogas.org/edcom/webfbv.nsf/id/BFPB7X-DE-Massnahmen-zum-Ausbau-der-Guellevergaerung/\\$file/19-08-28%20BBE%20et%20al%20Ma%C3%9Fnahmen%20zum%20Ausbau%20der%20G%C3%BClleverg%C3%A4rung%20update_final.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfbv.nsf/id/BFPB7X-DE-Massnahmen-zum-Ausbau-der-Guellevergaerung/$file/19-08-28%20BBE%20et%20al%20Ma%C3%9Fnahmen%20zum%20Ausbau%20der%20G%C3%BClleverg%C3%A4rung%20update_final.pdf), Abruf: 20.12.2020.
- (2020): Wichtigste Neueregungen zur Biomasse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021). Informationspapier. https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download_file/force/128/328, Abruf: 10.01.2021.
- HOFFMANN, B. (2016): Gärproduktlagerung – ein rechtlicher Überblick. In: *Biogas Journal* 3 (16): 118f.
- IEA (International Energy Agency) (2020): *World Energy Outlook 2020*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>, Abruf: 29.01.2021.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2020): *Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2020*. <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020>, Abruf: 10.01.2021.
- JOCHM, D., H. WEIMAR und M. DIETER (2020): Holzeinschlag 2019 steigt – Nutzung konstant. In: *Holz-Zentralblatt* 146 (33): 593-594.
- KALCHER, J. und A. BROSOWSKI (2018): Flächenbezogene Berechnung von Biomassepotentialen. In: Meinel, G., U. Schumacher, M. Behnisch und T. Krüger (Hrsg.): *Flächennutzungsmonitoring X. Flächenpolitik – Flächenmanagement – Indikatoren*. IÖR Schriften 76: 257-260. Rhombos, Berlin.
- KALIYAN, N. und R.V. MOREY (2010): Natural binders and solid bridge type binding mechanisms in briquettes and pellets made from corn stover and switchgrass. In: *Bioresource Technology* 101 (3): 1082-1090.
- KALTSCHMITT, M., H. HARTMANN und H. HOFBAUER (2016): *Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 3. Auflage. Springer, Heidelberg.
- KASTEN, P. (2019): Die überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) und die Rolle synthetischer Kraftstoffe. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/RED-II-Fachtagung-19-12-13-Kasten.pdf>, Abruf: 28.01.2021.
- KIT (Karlsruher Institut für Technologie) (2020): Synthetische Biokraftstoffe. <https://www.bioliq.de/28.php>, Abruf: 18.12.2020.
- KRALEMANN, M. (2018): Erzeugung von Biomethan – Perspektiven und Potenziale. Vortrag, 2. Plenarsitzung 2018 des Niedersächsischen Biogasforums, Hannover.
- KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft) (2013): *Faustzahlen Biogas*. 3. Ausgabe. Darmstadt.
- LARSSON, S.H., M. THYREL, P. GELADI und T.A. LESTANDER (2008): High quality biofuel pellet production from pre-compacted low density raw materials. In: *Bioresource Technology* 99 (15): 7176-7182.
- LWK NRW (Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen) (2020): *Düngerordnung 2020. Die wichtigsten neuen Vorgaben und eine Einordnung in weitere düngerechtliche Regelungen*. <https://www.landwirtschaftskammer.de/landwirtschaft/ackerbau/pdf/duer-2020-kompakt.pdf>, Abruf: 05.01.2021.
- LOIBL, H. (2017): EEG 2017 – Die Ausschreibung am Beispiel Biogas und sonstige Neuerungen. Vorlesung Energie- und Umweltrecht, OTH Regensburg. https://www.paluka.de/fileadmin/user_upload/EEG_2017_Ausschreibung_am_Beispiel_Biogas.pdf, Abruf: 18.12.2019.
- LUO, T., Y. LONG, J. LI, X. MENG, Z. MEI, E. LONG und B. DAI (2015): Performance of a novel downward plug-flow anaerobic digester for methane production from chopped straw. In: *BioResources* 10 (1): 943-955.
- MAIERHOFER, H., S. RAUH und M. STROBL (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-zertifizierung, Teil 1: Basiswissen. In: ALB Bayern e.V. (Hrsg.) *Biogas Forum Bayern bif2*. <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif2>, Abruf: 05.01.2021.
- MANTAU, U. (2018): *Holzrohstoffbilanzen und Stoffströme des Holzes – Entwicklungen in Deutschland 1987 bis 2016. Schlussbericht*. Hamburg.
- MANTAU, U., P. DÖRING, H. WEIMAR, S. GLASENAPP, D. JOCHM und K. ZIMMERMANN (2018): *Rohstoffmonitoring Holz. Erwartungen und Möglichkeiten*. FNR, Gülzow.
- MÖLLER, H. B. und M.M. HANSEN (2014): Briquettes of straw and dry grass double bio-gas production. In: *Forschung i Bioenergi (FiB)* 47 (1): 3-5.
- MÜHLENHOFF, J., R. KAJIMURA, N. BOENIGK, D. ZIEGLER und J. WITT (2014): *Holzenergie in Deutschland. Status Quo und Potenziale*. In: AEE (Agentur für erneuerbare Energie): *Renews Spezial Sonderausgabe/Februar 2014*.
- MÜHLENHOFF, J. und B. DANNEMANN (2017): *Biogene Test- und Abfallstoffe. Flexibler Baustein der Energiewende*. In: AEE (Agentur für Erneuerbare Energien): *Renews Spezial* 81.
- MÜLLER-LOHSE, L. (2019): *Biogas in Deutschland und Frankreich – ein Vergleich*. https://energie-fr-de.eu/de/bioenergien/nachrichten/leser/memo-zu-biogas-in-deutschland-und-frankreich-ein-vergleich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/03-bioenergies/2019/D_FBEW_Memo_Biogas_Deutschland_Frankreich_1902.pdf, Abruf: 17.12.2020.
- NELLES, M. (2009): *Energie aus organischen Abfällen und Reststoffen – ein Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung*. In: *Müll und Abfall* 05/2009: 225.
- NEU, C. (2019): *Dorf und Ernährung*. In: Nell, W. und M. Weiland (Hrsg.): *Dorf. Ein interdisziplinäres Handbuch*. J.B. Metzler, Stuttgart: 212-219.
- NEUMANN, H. (2020): Gärrestlagerung: Rechtssicherheit für Biogasanlagen erreicht. <https://www.topagrar.com/energie/news/gaerrestlagerung-rechtssicherheit-fuer-biogasanlagen-erreicht-11947417.html>, Abruf: 06.01.2021.
- OECD-FAO (2020): *Agricultural Outlook 2020-2029. Biofuels*. <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/1112c23b-en.pdf?expires=1611858983&id=id&accname=guest&checksum=FEA4984E719317135436C93B265635DC>, Abruf: 21.01.2021).
- RAUH, S. (2019): *Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Biogasproduktion*. In: KTBL (Hrsg.): *Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven*. FNR/KTBL-Kongress vom 09. bis 10. September 2019 in Leipzig. KTBL-Schrift, Heft 517. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt: 33-43.

- (2020): Aktueller Stand EEG-Novelle und Chancen durch RED-II für die Stroh-Vergärung, 12.02.2020. In: Pro-Fair Consult+Projekt GmbH (Hrsg.): Tagungsband: Stroh, Gras, Biogas 2020. Innovative Verfahren zur Nutzung von Ernterest in Biogasanlagen, Dingolfingen: 7-16.
- REINHOLD, G. und E. FRIEDRICH (2012): Vergärung von Stroh – Stand und Perspektiven. 2. Internationale Stroh-Tagung 29.- 30. März 2012, Berlin.
- REINHOLD, G. (2012): Das Endlager unter die Haube bringen. In: Top Agrar Energiemagazin 2 (2012): 12-16.
- (2014): Standpunkt zur Vergärung von Stroh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. TLL, Jena.
- (2019): Biogasanlagen nach 20 Jahren EEG – Was ist möglich? In: RET.Con 2019: Tagungsband: 2. Regenerative Energietechnik-Konferenz in Nordhausen 7.-8. Februar 2019. Hochschule Nordhausen: 12-19.
- REN21 (2020): Renewables 2019 Global Status Report. Paris. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf, Abruf: 15.12.2020.
- RFA (Renewable Fuels Association (2020): Annual Fuel Ethanol Production. <https://ethanolrfa.org/statistics/annual-ethanol-production/>, Abruf: 25.01.2021.
- SCHAPER, C., C. BEITZEN-HEINEKE und L. THEUVSEN (2008): Finanzierung und Organisation landwirtschaftlicher Biogasanlagen: Eine empirische Untersuchung. In: Yearbook of Socioeconomics in Agriculture 1(1): 39-74.
- SCHMID, A., J. WIELAND und M. TRÖSTER (2017): Wohin mit den Gärresten? In: DLZ-Agrarmagazin 68 (8): 118-121.
- SCHÜNEMANN-PLAG, P. (2019): Potenziale für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach Ablauf der 20 Jahre EEG Vergütung: Flexibilisierung und Direktvermarktung in der Praxis lohnt sich das? Biogas-Praxisseminar „Bio2020Plus“. http://www.bio2020plus.de/app/download/5821850025/2019+11+05+BBE_Hannover-Sch%C3%B9nemann-Plag.pdf, Abruf: 10.01.2020.
- SCHWARZ, B. (2016): Schlussbericht Vorhaben EFFIGEST, FKZ 03KB081, Fraunhofer IKTS, Dresden.
- (2016a): Stroh – Strohpellets – Biogaspellets. Alternative Möglichkeiten zur verbesserten Biomethanproduktion. SpreuStroh Innovationsforum, 2. Workshop, 14.03.2016, Leipzig.
- SCHWARZ, B., D. PFEUFER, N. BALLING, J. PAPENDIECK, P. SCHNEIDER, M. HÜLSMANN, R. ADAM und N. SONNENBERG (2019): Verwertung strohbasierter Energiepellets und Geflügelmist in Biogasanlagen mit wärmeautarker Gärrestveredlung - STEP. Fraunhofer IKTS, Dresden.
- SDW (Schutzgemeinschaft Deutscher Wald) (2020): Waldanteil in Deutschland. <https://www.sdw.de/waldwissen/wald-in-deutschland/waldanteil>, Abruf: 21.12.2020.
- SCHOLWIN, F., J. GROPE, A. CLINKSCALES, J. DANIEL-GROMKE, N. RENSBERG, V. DENYSENKO, W. STINNER, F. RICHTER, T. RAUSSEN, M. KERN, T. TURK und G. REINHOLD (2019): Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle. Abschlussbericht. Texte 41/2019. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau.
- SEEDLER, G. (2017): Antidumpingzölle auf argentinische Ware. In: Raiffeisen Magazin 5/2017: 10f.
- STAATSBETRIEB SACHSENFORST (2016): Bewältigung von Schadereignissen im Wald. Hinweise für Waldbesitzer. <https://publikationen.sachsen.de/bdb/artikel/23871>, Abruf: 11.12.2020.
- TAGESSCHAU (2021): Klimaziele für 2020 wegen Corona erreicht. <https://www.tagesschau.de/inland/corona-klima-deutschland-101.html>, Abruf: 26.01.2021.
- THEERARATTANANOON, K., F. XU, J. WILSON, S. STAGGENBORG, L. MCKINNEY, P. VADLANI, Z. PEI und D. WANG (2012): Effects of the pelleting conditions on chemical composition and sugar yield of corn stover, big bluestem, wheat straw, and sorghum stalk pellets. In: Bio-process Biosyst Engineering 35 (4): 615-623.
- THRÄN, D., K. SCHAUBACH, S. MAJER und T. HORSCHIG (2020): Governance of sustainability in the German biogas sector – adaptive management of the Renewable Energy Act between agriculture and the energy sector. In: Energy, Sustainability and Society 10 (1): 477-494.
- TI-WF (Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie) (2019): Holzeinschlag und Rohholzverwendung. Thünen-Institut für Internationale Waldwirtschaft und Forstökonomie, Hamburg. <https://www.thuenen.de/de/wf/zahlen-fakten/waldwirtschaft/holzeinschlag-und-rohholzverwendung/>, Abruf: 16.12.2019).
- (2019a): Wald in Deutschland – Wald in Zahlen. Ergebnisse der Kohlenstoffinventur 2017. Braunschweig.
- UFOP (Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen) (2019): Biodiesel 2018/2019 Sachstandsbericht und Perspektive – Auszug aus dem UFOP-Jahresbericht 10/2019. Berlin.
- (2019a): Rapspreise deutlich über Vorjahresniveau. Grafik der Woche (KW 39 2019). <https://www.ufop.de/biodiesel-el-und-co/biodiesel/grafik-der-woche/archiv-grafiken-der-woche/grafik-der-woche-2019/>, Abruf: 15.12.2020.
- (2020): Biodiesel & Co. 2019/2020. Sachstandsbericht und Perspektive – Auszug aus dem UFOP-Jahresbericht. Berlin.
- USDA (U.S. Department of Agriculture) (2020): Gain Report. Biofuels Annual. Nr. E42020-0032. https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_The%20Hague_European%20Union_06-29-2020, Abruf: 25.01.2021.
- UMWELTBUNDESAMT (2020): Entwicklung des Primärenergieverbrauchs¹ in Deutschland nach Energieträgern mit politischen Zielen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_entw-pev-energietraeger-polit-ziele_2020-11-24.pdf, Abruf: 09.01.2021.
- VDB (Verband der deutschen Biokraftstoffindustrie) (2021): Biodiesel. <https://www.biokraftstoffverband.de/index.php/produkte.html>, Abrufdatum 28.01.2021.
- VERBAND DER LANDWIRTSCHAFTSKAMMERN (2012): Klimawandel und Landwirtschaft. Anpassungsstrategien im Bereich Tierhaltung. 2012 Fachinformationen. Berlin.
- VERBIO (Vereinigte Bioenergie AG) (2020): Biomethan aus Stroh. EU-Förderprojekt „DE BIOH VERBIOSTRAW“ Produktion von Biomethan aus 100 % Stroh. <https://www.verbio.de/produkte/verbiogas/verbiogas-aus-stroh/>, Abruf: 27.11.2020.

- VOGEL, T. (2019): Wirtschaftlichkeit verschiedener Wertschöpfketten von halmgutbasierten Heizwerken mit Nahwärmenetzen (WWHH). Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern, Gülzow-Prüzen.
- WIETSCHEL, M., C. MOLL, S. OBERLE, B. LUX, S. TIMMERBERG, U. NEULING, M. KALTSCHMITT und N. ASHLEY-BELBIN (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw. Endbericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe.
- WILKEN, D. (2020): Düngeverordnung: Novelle schränkt organische Düngung noch stärker ein. In: Biogas Journal 4/2020: 68-70.
- WITSCH, K. (2020): World Energy Outlook: Wie Corona den Energiemarkt neu ordnet. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/branchenstudie-world-energy-outlook-wie-corona-den-energiemarkt-neu-ordnet/26266276.html>, Abruf: 28.01.2021.
- WULF, S., H.-D. HAENEL, C. RÖSEMANN und S. GREBE (2019): Berücksichtigung der Biogaserzeugung im landwirtschaftlichen Emissionsinventar. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt.
- ZELLER, V., D. THRÄN, M. ZEYMER, B. BÜRZLE, P. ADLER, J. PONITKA, J. POSTEL, F. MÜLLER-LANGER, S. RÖNSCH, A. GRÖNGRÖFT, C. KIRSTEN, N. WELLER, M. SCHENKER, H. WEDWITSCHKA, B. WAGNER, P. DEUMELANDT, F. REINICKE, A. VETTER, C. WEISER, K. HENNEBERG und K. WIEGMANN (2012): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. DBFZ Report Nr. 13, Leipzig.
- ZINKE, W. (2020) Raps: Aussaatfläche bleibt klein – Rapspreise steigen weiter. <https://www.agrarheute.com/markt/marktfruechte/raps-aussaatflaeche-bleibt-klein-rapspreise-steigen-573658>, Abruf: 07.12.2020.

Kontaktautor:
DR. CHRISTIAN SCHAPER
Department of Agricultural Economics and
Rural Development, Agribusiness Management
Georg-August-Universität Göttingen
Platz der Göttinger Sieben 5, 37073 Göttingen
E-Mail: Christian.Schaper@agr.uni-goettingen.de