

Konzepte für eine bedarfsorientierte, kosteneffiziente und klimaschonende Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen – FLEXSIGNAL

Gemeinsamer Sachbericht

FKZ: 03KB150A, 03KB150B, 03KB150C

Zuwendungsgeber

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Postfach 61 02 47
10923 Berlin

Ansprechpartner:



Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
GmbH – UFZ
Permoserstraße 15, 04318 Leipzig
Michael Steubing
Tel.: +49 (0)341 2434-594
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: michael.steubing@ufz.de



DBFZ Deutsches Biomasseforschungs-
zentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
Martin Dotzauer
Tel.: +49 (0)341 2434-385
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: martin.dotzauer@dbfz.de

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken

Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für
Energiewirtschaft
Berliner Platz 6-8, 45127 Essen
Prof. Dr.-Ing. Christoph Weber
Tel.: +49 (0)201 183-2966
Fax: +49 (0)201 183-2703
E-Mail: christoph.weber@uni-due.de

Autor*innen:

Michael Steubing, Özge Can, Daniela Thrän (UFZ / DBFZ), Martin Dotzauer, Katharina Schering, Katja Oehmichen (DBFZ), Felix Meurer, Michael Bucksteeg, Christoph Weber (Universität Duisburg-Essen)

Inhalt

Inhalt	3
Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	5
Formelverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Zusammenfassung	7
2 Hintergrund und Ziele des Vorhabens	9
3 Projektstruktur und Teilvorhaben	11
4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen	12
5 Publikationen und sonstige Kommunikationsmaßnahmen	12
6 Ergebnisse des Vorhabens	13
6.1 AP 0: Projektkoordination	13
6.2 AP 1: Empirische Ist-Analyse und Zukunftsprojektion (UDE)	13
6.3 AP 2: Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse (UFZ)	14
6.3.1 Grundsätze der Konzepte	14
6.3.2 Flex-Konzepte: Day-Ahead-Bonus und Intraday-Bonus	16
6.4 AP 3: Auswirkungsanalyse auf Einzelanlagenebene (DBFZ)	23
6.4.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung auf Basis einer Modellanlage	23
6.4.2 Ökologische Bewertung	30
6.4.3 Empirischer Bewertungsansatz der systemischen Effekte auf die Treibhausgasemissionen im Stromsektor für flexible Bioenergie	34
6.5 AP 4: Systemanalyse und Wechselwirkungen	43
6.5.1 Modellierung flexibler Bioenergieanlagen im JMM	43
6.5.2 Datengrundlage und Szenariorahmen	46
6.5.3 Diskussion der Modellergebnisse	48
6.6 AP 5: Synthese und Handlungsempfehlungen	52
6.6.1 Kernaussagen	52
6.6.2 SWOT - Analyse der Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse 53	
6.6.3 Handlungsempfehlungen	55
7 Literatur	56
8 Anhang	58

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Realisierte Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen in den Jahren 2016 - 2019	9
Abbildung 2: Day-Ahead-Preise und Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen in einer Beispielwoche 2018. .	10
Abbildung 3: Projekt-Strukturplan mit Darstellung der Arbeitspakete und den jeweils verantwortlichen Projektpartnern.....	11
Abbildung 4: Projektzeitplan	12
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Konzepts „Day-Ahead-Bonus“	17
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Konzepts „Intraday-Bonus“	18
Abbildung 7: Häufigkeit der sechs Stunden mit den höchsten Spotmarktpreisen und höchster Residuallast an Wochentagen.	20
Abbildung 8: Häufigkeit der sechs Stunden mit den höchsten Spotmarktpreisen und höchster Residuallast an Wochenenden	20
Abbildung 9: Überlagerung Day-Ahead-Fahrplan einer Standard-Biogasanlage mit realisierter Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Biomasse	21
Abbildung 10: Überlagerung Intraday-Fahrplan einer Standard-Biogasanlage mit realisierter Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Biomasse	22
Abbildung 11: Häufigkeit der Stromeinspeisung einer Standard-Biogasanlage mit optimiertem Day-Ahead- bzw. Intraday-Fahrplan in Abhängigkeit der Residuallast	23
Abbildung 12: Berechnungsvarianten des Modells FlexBED in Abhängigkeit der betrachteten Technologien und der gewählten Parameter.	26
Abbildung 13: Exemplarische Darstellung eines Fahrplans für eine doppelt überbaute Biogasanlage mit 396 kW Bemessungsleistung.....	27
Abbildung 14: spezifische THG-Emissionen der betrachteten KWK Prozesse in $\text{gCO}_2\text{-Äq.} \cdot \text{kWh}_{\text{el}}^{-1}$	33
Abbildung 15: Vergleich der betrachteten Bioenergie KWK-Anlagen mit möglichen Referenzen und Referenzsystemen	34
Abbildung 16 Nettoemissionseffekte bei einer Umstellung der Bioenergieerzeugung von konstante auf eine flexible Fahrweise.....	35
Abbildung 17: Schema der Berechnungsschritte zur systemischen Bewertung der Emissionseffekte der flexiblen Betriebsweise von Bioenergieanlagen	36
Abbildung 18: Preiselastizität und Parametrisierung der Log-Funktion für Braunkohle 2019.....	38
Abbildung 19: Preisreaktionstkurven der betrachteten Erzeugungstechnologien zur Modellierung der Stromerzeugung	39
Abbildung 20: Preisabhängige Emissionsintensität auf Basis der realen Daten sowie der modellierten Stromerzeugung berechneten Werte	41
Abbildung 21: Treibhausgaseinsparungen einer flexibel betriebenen Biogasanlage in Abhängigkeit des Überbauungsgrades.	42
Abbildung 22: Prozesskette einer Biogasanlage mit Wärmenutzung ⁴⁴	
Abbildung 23: Vergleich der Preisdauerlinien für verschiedene Modellläufe	49
Abbildung 24: Wechselwirkungen in der Fahrweise flexibler Erzeugungstechnologien	50
Abbildung 25: Schematischer Ablaufplan des Preprocessings und der Fahrplanoptimierung für die Modellierung der Intraday-Fahrpläne.....	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Elemente der Konzepte Day-Ahead- und Intraday-Bonus.....	19
Tabelle 2: Prozentualer Erlöszuwachs bei flexibler Anlagenfahrweise und Anwendung der Bonus-Konzepte .	21
Tabelle 3: Technologieparameter zur Charakterisierung der abgebildeten Anlagencluster.	24
Tabelle 4: Mehrerlöspotentiale gegenüber einer unflexiblen Fahrweise für den Day-Ahead- und den Intraday-Markt in €/MWh für das Stützjahr 2016.	28
Tabelle 5: Mehrerlöspotenziale gegenüber einer unflexiblen Fahrweise am Day-Ahead- und Intraday-Markt auf Grundlage der Prognosepreiszeitreihen für 2025.	29
Tabelle 6: spezifische Emissionen der nicht erneuerbaren Kraftwerkstypen	40
Tabelle 7: Auswahl der Überbauungsgrade, die für die empirische Analyse der Emissionseffekte ausgewählt wurden.	41
Tabelle 8: Typanlagendefinition	47
Tabelle 9: Übersicht der Modellläufe im AP 4.....	48
Tabelle 10: Preisstatistik Day-Ahead.....	49
Tabelle 11: Systemkostenreduktion durch Flexibilisierung.....	49
Tabelle 12: Emissionsreduktion durch flexible BGA-Fahrweise im Gesamtsystem	51
Tabelle 13: Jährliche Kosten des Bonussystems	51
Tabelle 14: Zusatzerlöse nach Anwendung der Bonuskonzepte.....	52
Tabelle 15: Übersichtsmatrix der SWOT-Analyse für die Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse	53

Formelverzeichnis

Formel 1: Carnot-Effizienz.....	31
Formel 2: Allokationsfaktor Strom	31
Formel 3: Allokationsfaktor Wärme	31
Formel 4: Zusammenhang zwischen Preis und Lastniveau	37
Formel 5: Matrix der Preiselastizitätskurven für NESE	39
Formel 6: Vektor der spezifischen Emissionen für NESE.....	40
Formel 7: Vektor der preisabhängigen Emissionsintensität	40
Formel 8: Netto-Emissionseffekt von Biogasanlagen für verschiedene Werte von PQ.....	42
Formel 9: Abbildung des Gasspeichers im JMM	45
Formel 10: Abbildung des Wärmespeichers im JMM	45

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AP	Arbeitspaket
BEA	Bioenergieanlage(n)
BGA	Biogasanlage(n)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
DA	Day-Ahead-Handel
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
FlexBED	Model for Flexible BioEnergy Dispatch
GW	Gigawatt
ID	Intraday-Handel
JMM	Joint Market Model
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NESE	Nicht erneuerbare steuerbare Erzeugung
PAEI	Preisabhängige Emissionsintensitäten
P_{inst}	Installierte Leistung
PQ	Überbauungsgrad (power quotient)
P_{rat}	Bemessungsleistung (rated capacity)
PV	Photovoltaik
UFZ	Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ
UDE	Universität Duisburg-Essen

1 Zusammenfassung

Die Ziele des Vorhabens FLEXSIGNAL lagen in der Entwicklung und Prüfung von Konzepten, die eine flexible Betriebsweise von Bioenergieanlagen anreizen, um das bereits vorhandene Flexibilitätspotenzial dieser Anlagen besser auszunutzen. Hierzu wurden zwei Bonus-Konzepte formuliert, welche durch eine gezielte Erhöhung bzw. Verringerung der Spotmarktpreise für Strom einen Anreiz zur bedarfsorientierten Stromproduktion bieten. Auf Einzelanlagen-Ebene sowie auf der Ebene des deutschen und europäischen Strom- und Wärmesystems wurden die Auswirkungen der flexiblen Anlagenfahrweise auf mögliche Zusatzerlöse, die Systemkosten und die Treibhausgasemissionen analysiert.

Das Gesamtvorhaben wurde in drei Teilvorhaben von den Partnern Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH und Universität Duisburg Essen (Lehrstuhl für Energiewirtschaft) in fünf inhaltlichen und einem organisatorischen Arbeitspaket bearbeitet.

In **AP1** wurde zunächst Fachliteratur recherchiert, welche sich mit einer flexiblen Fahrweise von Bioenergieanlagen befasst. Des Weiteren wurden Experteninterviews mit Vertretern von Direktvermarktern und Fachverbänden geführt. Im Ergebnis wurde der Day-Ahead-Markt als ausschlaggebend für die Anlagenfahrweise identifiziert. Zusätzlich, jedoch nur vereinzelt, wird Flexibilität auch am Intraday- und am Regelleistungsmarkt angeboten, wobei die Erlösmöglichkeiten bei letzterem in den vergangenen Jahren stark abgenommen haben. Grundtenor der Interviews war weiterhin, dass technische Anlagenrestriktionen die flexible Fahrweise maßgeblich beeinflussen und ein Instrument zur Förderung der flexiblen Fahrweise fehlt.

Die Aufgabe in **AP 2** bestand in der Entwicklung und Ausformulierung der eingangs skizzierten Anreizkonzepte für die bedarfsorientierte Stromproduktion durch Bioenergieanlagen. Hierzu wurden die zwei Konzepte „Day-Ahead-Bonus“ und „Intraday-Bonus“ konzipiert. Die Konzepte basieren auf einem preis- und zeitsensitiven Bonus-/Malus-System, welches für den Day-Ahead- und den Intraday-Markt leicht unterschiedlich konzipiert wurde. Die Anreizwirkung zur bedarfsorientierten Stromproduktion entsteht durch die Zahlung eines Bonus (10 bzw. 15 € MWh) während der sechs Stunden mit den höchsten Preisen pro Tag und eines Malus in derselben Höhe während der sechs Stunden mit den tiefsten Preisen. Vereinfachte Rechnungen zum Erlöspotenzial an den Spotmärkten zeigen deutliche Zusatzerlöse die aus der flexiblen Anlagenfahrweise und der Anwendung der Konzepte entstehen. Weiterhin induziert die flexible Fahrweise eine höhere Bedarfsorientierung, da vermehrt in Stunden mit hoher Residuallast produziert wird.

Die Zielstellung in **AP 3** war die Modellierung der sich einstellenden Fahrweise einzelner Bioenergieanlagen in Abhängigkeit der in AP 2 entwickelten Konzepte sowie deren ökonomische, technologische und ökologische Bewertung. Hierfür wurde u.a. das Model FlexBED entwickelt, welches einen erlösoptimierten Anlagenfahrplan für die Technologiegruppen Biogasanlage, Biomethan-KWK-Anlage, Holzvergaser und Pflanzenöl-KWK-Anlage unter Berücksichtigung technischer Restriktionen ermittelt. Die Modellierung der Fahrpläne und der daraus resultierenden Erlöse wurde für das Jahr 2016 mit realen Marktdaten und für das Jahr 2025 mit Prognosedaten durchgeführt. Dabei zeigte sich, dass durch die flexible Anlagenfahrweise für alle betrachteten Technologiegruppen Zusatzerlöse an den Spotmärkten zu Erlösen sind. Im Jahr 2016 bewegten sich diese zwischen 8,4 - 18,1 € /

Zusammenfassung

MWh am Day-Ahead-Markt und 7,8 - 16,9 € / MWh am Intraday-Markt. In 2025 bewegen sich diese Werte zwischen 13,4 - 26 € / MWh, bzw. 20,3 - 36,2 € / MWh.

Die Bewertung der THG-Emissionen erfolgte über den neuartigen Ansatz der preisabhängigen Emissionsintensitäten. Hierbei wird anhand des Merit-Order-Modells geprüft, welche fossile Erzeugungsart durch den flexiblen Einsatz von Bioenergieanlagen verdrängt wird. Für eine Beispielbiogasanlage erreichen die geschätzten Treibhausgaseinsparungen zwischen 70 t CO_{2äq} und 125 t CO_{2äq} pro Jahr.

Inhalt des **AP 4** war die modellseitige Abbildung von Bioenergieanlagen einschließlich ihrer technischen Restriktionen im Gesamtsystem. Dazu wurde die Modellierung von Bioenergieanlagen im kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanungsmodell des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen (JMM, Joint Market Model) anhand der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse weiterentwickelt und angepasst. Es wurde ebenfalls ex post das Jahr 2016 sowie das Jahr 2025 mit unterschiedlichen Sensitivitäten hinsichtlich des CO₂-Preises modelliert. Neben der im Model optimierten vollflexiblen Fahrweise wurde zudem die Variante eines „fixen Flex-Fahrplans“ berücksichtigt, bei welchem die semi-flexiblen Produktionszeiten exogen vorgegeben wurden. Es wurden vorwiegend die Effekte auf Marktpreise, die Systemkosten, die Erzeugungs- und Austauschmengen, die THG-Emissionen und die zu erwartenden Kosten der in AP 2 entwickelten Konzepte untersucht.

Die Modellergebnisse des JMM zeigen keine signifikanten Änderungen des durchschnittlichen Day-Ahead-Preises durch den flexiblen Einsatz von Bioenergieanlagen. Bei den Systemkosten zeigt sich eine Reduktion der variablen Erzeugungskosten. Diese Kosteneinsparung liegt in Deutschland (Europa) je nach zugrunde gelegtem CO₂-Preis zwischen 26,9 (17,3) Mio. € und 70,3 (60,9) Mio. € pro Jahr.

Die flexible Fahrweise der Bioenergieanlagen erzeugt Wechselwirkungen mit anderen flexiblen Erzeugungstechnologien (z.B. Pumpspeicher) und dem Austausch mit den Nachbarländern. So reduziert sich die Erzeugungsmenge durch Pumpspeicherkraftwerke und Steinkohlekraftwerke um 0,27 bzw. 0,31 TWh pro Jahr. Bei den Austauschmengen mit den Nachbarländern erhöht sich der Nettoimport, je nach Anlagenfahrweise, um 0,18 bis 0,32 TWh pro Jahr.

Die THG-Emissionen in Deutschland und Europa variieren ebenfalls je nach Grad der Flexibilität und den gewählten CO₂-Preisen. In allen Fällen führt die flexible Fahrweise jedoch auch auf Systemebene zu einer THG-Reduktion. Diese bewegt sich in einer Größenordnung zwischen 0,09 - 0,31 Mio. t CO_{2äq} in Deutschland bzw. 0,21 - 0,36 Mio. t CO_{2äq} in Europa.

In **AP 5** wurden die Kernaussagen des Projektes gebündelt und bewertet, um daraus anschließend Handlungsempfehlungen für die relevanten Zielgruppen abzuleiten.

2 Hintergrund und Ziele des Vorhabens

Um die im Pariser Klimaabkommen vereinbarte Reduktion der Treibhausgasemissionen zu erreichen, soll die Energieversorgung in Deutschland bis 2050 treibhausgasneutral sein. Dabei werden die volatilen Energieträger Wind und Sonne zu den tragenden Säulen der Stromerzeugung. Da diese Formen der Energieerzeugung jedoch dargebotsabhängig sind und natürlichen Erzeugungsschwankungen unterliegen, werden innerhalb des Strom- und Wärmesystems zusätzlich steuerbare Ausgleichsoptionen benötigt. Diese müssen in der Lage sein, dem System kurzfristig mehr Leistung zur Verfügung zu stellen, oder bei einem Überangebot ihre Leistung entsprechend zu reduzieren.

Bioenergieanlagen (BEA) sind steuerbar und stellen damit neben anderen steuerbaren Kraftwerkstypen und Speichern eine Option dar, um diese Aufgaben zu erfüllen. Durch den flexiblen Einsatz von BEA können zudem die Gesamtkosten eines Stromsystems mit hohen Anteilen volatiler Erzeuger reduziert werden¹. Ende 2019 betrug die installierte Leistung von BEA in Deutschland rund 8,9 GW, wovon mit ca. 6,5 GW der Großteil hiervon auf Biogas (BGA)- und Biomethan-KWK-Anlagen entfällt². Nachweislich flexibilisiert waren zum Stand 06/2019 3.337 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von rund 2,2 GW.³

Dennoch erfolgte die Stromproduktion durch Bioenergieanlagen weitestgehend unflexibel, wie in Abbildung 1 für den Zeitraum 2016 bis 2019 dargestellt ist.

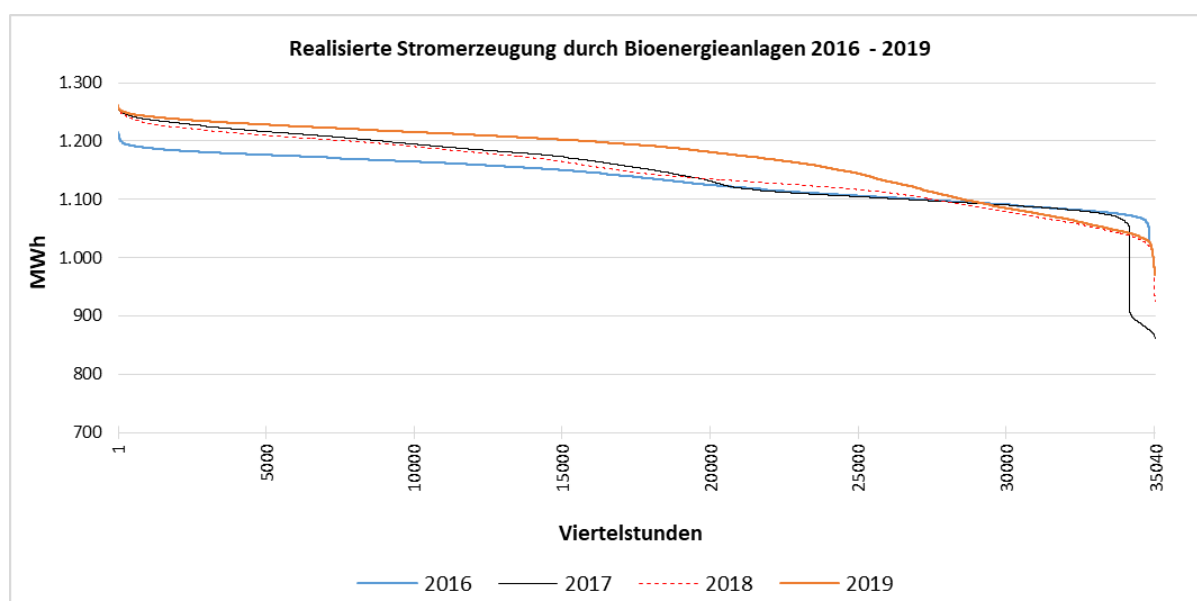


Abbildung 1: Realisierte Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen in den Jahren 2016 - 2019. Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA | SMARD.de

Einer der Gründe hierfür ist, dass das Niveau der Preisspreads an den Spotmärkten der Strombörse für viele Anlagenbetreiber*innen nicht ausreicht bzw. nicht attraktiv genug ist, um

¹ Lauer M, Thrän D (2018): Flexible Biogas in Future Energy Systems – Sleeping Beauty for a Cheaper Power Generation

² BMWi (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

³ Daniel-Gromke J et al. (2019): Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung durch Biogasanlagen (LF Flex).

Hintergrund und Ziele des Vorhabens

die Anlagen flexibel einzusetzen⁴. Abbildung 2 zeigt beispielhaft, dass der Börsenstrompreis allenfalls marginale Auswirkungen auf die Stromproduktion von BEA hat.

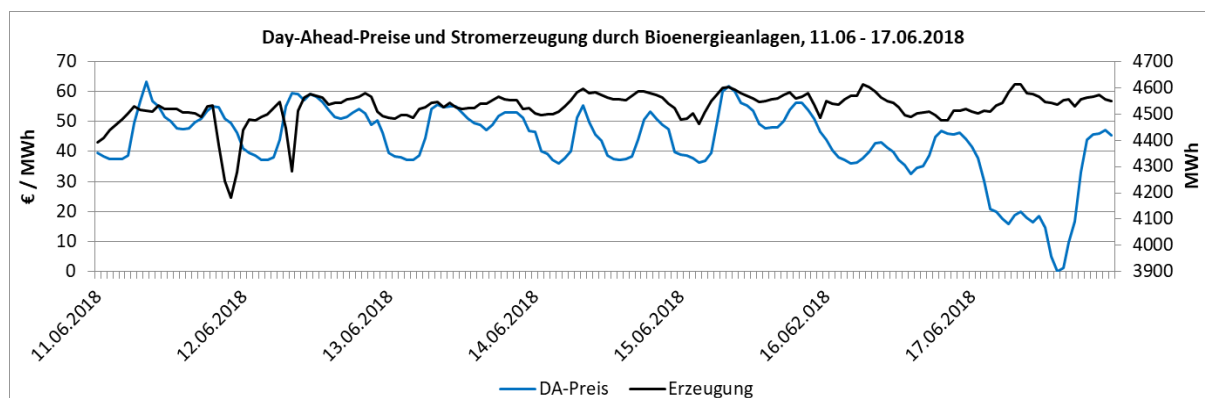


Abbildung 2: Day-Ahead-Preise und Stromerzeugung durch Bioenergieanlagen in einer Beispielwoche 2018. Quelle: eigene Darstellung nach BNetzA | SMARD.de

Ein weiterer Grund liegt in der Ausgestaltung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Hier existieren aktuell drei wesentliche Instrumente zur Förderung der flexiblen Stromproduktion aus Biomasse: Die Flexibilitätsprämie und der Flexibilitätszuschlag sowie die gleitende Marktprämie. Die Flexibilitätsprämie wurde erstmals mit dem EEG 2012 eingeführt und kann von Bestandsanlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 31.07.2014 in Anspruch genommen werden (vgl. §54 EEG 2014 und §50b EEG 2017). Für Anlagen die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden (und werden) gilt der Flexibilitätszuschlag (§ 53 EEG 2014 bzw. § 50a EEG 2017). Anlagenbetreiber*innen erhalten hierbei jeweils eine Zahlung für die Erhöhung⁵ der installierten Leistung, bei gleichbleibender Bemessungsleistung. Beiden Instrumenten gemein ist, dass nur die technische Ertüchtigung von Anlagen, also die grundsätzliche Fähigkeit, flexibel zu produzieren, gefördert wird. Ob die Anlagen tatsächlich flexibel betrieben werden, bleibt hier unberücksichtigt. Ebenso gelten beide Instrumente nur für Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen und nicht für weitere flexibel einsetzbare Bioenergieanlagentypen (z.B. Holzvergaser). Mit Hilfe der gleitenden Marktprämie wird der Unterschied zwischen dem an der Strombörse ermittelten energieträgerspezifischen Referenzmarktwert und dem ebenfalls energieträgerspezifischen anzulegenden Wert (ab EEG 2017 über Ausschreibungen ermittelt, davor gesetzlich festgelegt) ausgeglichen. Die Höhe der gleitenden Marktprämie wird monatlich ex-post ermittelt, richtet sich nach dem durchschnittlichen energieträgerspezifischen Marktwert und ist für alle Marktteilnehmer gleich. Durch den Verkauf von Strom in Zeiten überdurchschnittlicher Preise lassen sich Mehrerlöse im Börsenhandel erzielen und somit der Gesamterlös bei konstanter gleitender Marktprämie insgesamt steigern. Die monatliche Ermittlung des energieträgerspezifischen Marktwertes führt dazu, dass auch eine Erlösoptimierung über Einzeltage hinaus attraktiv ist, hierfür sind jedoch verlässliche Preisprognosen notwendig.

Vor diesem Hintergrund war es das Ziel von FLEXSIGNAL Konzepte zu entwickeln, die Anlagenbetreiber*innen dazu anreizen, die bereits durch das EEG geförderte technische Flexibilisierung tatsächlich auch für eine bedarfsorientierte Fahrweise einzusetzen.

⁴ Die dynamischen Preisspreads (Δ beste 12 h zum Tagesdurchschnitt) bewegten sich im Zeitraum 2009 - 2019 zwischen ca. 6 und 10 €/ MWh. (Fraunhofer ISI/Fraunhofer IEE/IKEM 2019)

⁵ Für die Flexibilitätsprämie ist auch eine Verringerung der Bemessungsleistung möglich, die installierte Leistung bleibt in diesem Fall gleich.

Dazu wurde zunächst eine empirische Bestandsaufnahme der Nachfrage flexibler Strombereitstellung und des entsprechenden Angebotes aus Biomasse im Stromsystem durchgeführt und um eine Zukunftsprojektion bis 2025 erweitert. Diese diente (unter anderem) als Grundlage für die Entwicklung der Anreiz-Konzepte, welche im Anschluss auf ihre technischen, ökonomischen und ökologischen Auswirkungen sowohl für Einzelanlagen als auch für die Gesamtenergiesystemebene hin untersucht wurden. Schließlich wurden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengeführt, um Vorschläge für eine Implementierung neuer Anreiz-Konzepte, unter Berücksichtigung aktueller rechtlicher Rahmenbedingungen zu erarbeiten.

3 Projektstruktur und Teilvorhaben

Die Arbeitsinhalte wurden innerhalb des Projektes in drei Teilvorhaben bearbeitet, welche wiederum in sechs Arbeitspakete (AP) untergliedert sind. Nachfolgend ist die Zuordnung der AP zu den Teilvorhaben aufgelistet und in Abbildung 4 deren Zusammenwirken innerhalb des Projektes dargestellt.

- Teilvorhaben 1 (UFZ, FKZ: 03KB150A): *Entwicklung von Konzepten für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse*, AP 0 und AP 2
- Teilvorhaben 2 (DBFZ, FKZ: 03KB150b): *Modellierung und Auswirkungsanalyse flexibler Stromerzeugung aus Biomasse auf Einzelanlagenebene*, AP 3 und AP 5
- Teilvorhaben 3 (UDE, FKZ: 03KB150C): *Systemanalyse und Wechselwirkungen flexibler Stromerzeugung aus Biomasse im deutschen Gesamtsystem*, AP 1 und AP 4

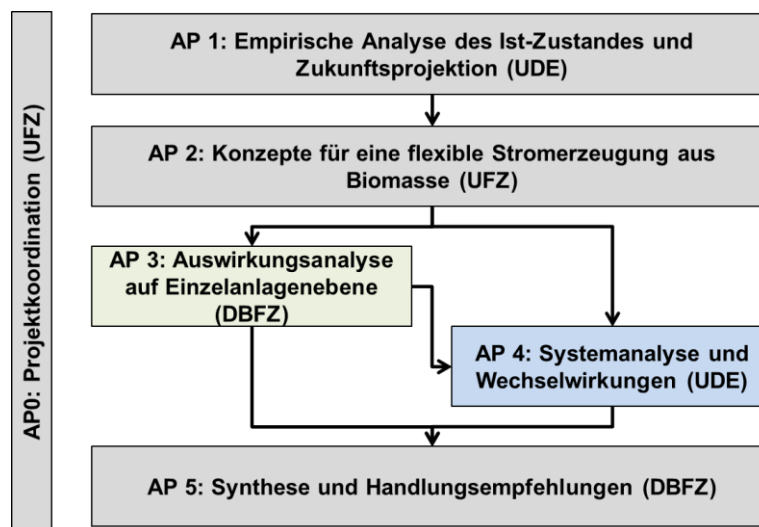


Abbildung 3: Projekt-Strukturplan mit Darstellung der Arbeitspakete und den jeweils verantwortlichen Projektpartnern.

Das Vorhaben begann am 01.01.2019 und endete am 31.03.2021 und hatte somit eine Laufzeit von 27 Monaten. Die ursprünglich geplante Laufzeit von 24 Monaten wurde (kostenneutral) um drei Monate verlängert, da es im Zusammenhang mit der COVID-19-Pandemie zu Verzögerungen kam. Der zeitliche Ablaufplan mit den entsprechenden Meilensteinen ist auf Abbildung 4 dargestellt.

Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Arbeitspakete	2019												2020												2021											
	Q1			Q2			Q3			Q4			Q1			Q2			Q3			Q4			Q1		Q2									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6						
AP 0: Projektkoordination	[Blue shaded cells]																																			
AP 1: Empirische Analyse des Ist-Zustandes und Zukunftsprojektion	[Blue shaded cells, 1.1 in Q3 2019]																																			
AP 2: Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse	[Blue shaded cells, 2.1 in Q3 2019, 2.2 in Q4 2019]																																			
AP 3: Wirkungsanalyse auf Einzelanlagenebene	[Blue shaded cells, 3.1 in Q4 2019, 3.2 in Q1 2020]																																			
AP 4: Systemanalyse und Wechselwirkungen	[Blue shaded cells, 4.1 in Q2 2020, 4.2 in Q2 2020, 4.3 in Q4 2020]																																			
AP 5: Synthese und Handlungsempfehlungen	[Blue shaded cells, 5.1 in Q1 2021]																																			
Meilensteine	[Yellow boxes: 2.1, 1.1, 2.2, 3.1, 3.2, 4.1, 4.2, 4.3, 5.1]																																			
Arbeitstreffen	[Red box: K; Yellow boxes: PT, ZWS, PT]																																			
Berichte	[White boxes: ZB, ZB, ZB, ZB, PT, AWS, EB]																																			
Verlängerungszeitraum	[Blue shaded cells]																																			

K= Kick-off; PT = Projekttreffen; ZWS = Zwischenworkshop; A = Abschlussworkshop; ZB = Zwischenbericht; EB = Endbericht

Abbildung 4: Projektzeitplan

4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Vorhabens erfolgte eine Zusammenarbeit mit Unternehmen aus den Bereichen Direktvermarktung, Anlagenbetrieb sowie Energieerzeugung und -transport. Die Einbindung dieser Gruppen war nötig, um für das Projekt getroffene Annahmen zu validieren und weiteres Expertenwissen einzuholen. Konkret erfolgte die Einbindung über den Expertenworkshop im Dezember 2019 bei dem Vertreter der Firmen Next Kraftwerke GmbH (Direktvermarktung), Energielenker GmbH (u.a. Anlagenbetrieb und Beratung) und Statkraft (Energieerzeuger) mitwirkten. Hier wurden die entwickelten Konzepte vorgestellt und Feedback der Praxisvertreter dazu eingeholt. Weiterhin wurden u.a. Hemmnisse für den flexiblen Betrieb von BEA diskutiert. Im Juni 2020 wurden die Projektergebnisse zudem mit der Firma VNG AG (u.a. Gaserzeugung und -transport) diskutiert.

5 Publikationen und sonstige Kommunikationsmaßnahmen

Um die in FLEXSIGNAL gewonnenen Erkenntnisse Dritten zugänglich zu machen, wurden verschiedene Kommunikationsmedien verwendet. Im wissenschaftlichen Kontext geschah dies vor unter anderem über folgende Publikationen und Vorträge:

- „Power on demand – revenues and constraints for a flexible operation of biogas plants in the German electricity market“ (eingereicht)
- An empirical systemic assessment of greenhouse gas emissions in the power sector for flexible bioenergy (eingereicht)
- Concepts for the promotion of demand-oriented electricity feed-in through bioenergy plants (Vortrag gehalten bei der EUBCE 2020)

Weiterhin wurden die Ergebnisse durch eine Pressemitteilung (inkl. Kurzbericht) über den Verteiler des Förderprogramms „Energetische Biomassennutzung“ bekannt gemacht. Alle Ergebnisse werden auch auf der Projekthomepage und dem Fachportal „Strom-Forschung“ veröffentlicht.

6 Ergebnisse des Vorhabens

6.1 AP 0: Projektkoordination

Die Arbeiten im Projekt wurden durch das UFZ koordiniert. Innerhalb der Projektlaufzeit wurden neben dem Auftakttreffen drei weitere Projekttreffen organisiert. Weiterhin wurden zwei Workshops durchgeführt sowie das Projekt und die erzielten wissenschaftlichen Ergebnisse auf (internationalen) Konferenzen vorgestellt. Aufgrund der COVID-19- Pandemie fanden alle Veranstaltungen in 2020 online statt. Nachfolgend sind die Workshops und Konferenzen aufgelistet.

- Konferenzen:
 - September 2019, Leipzig: 8. Statuskonferenz „Energetische Biomassenutzung“
 - Mai 2020, online: 28th European Biomass Exhibition and Convention (EUBCE)
 - Dezember 2020, online: Flexible Bioenergie – Markt der Möglichkeiten: Konzepte und Optionen für Speicher, Back-up und Peak-Nachfrage
- Workshops
 - Dezember 2019, Essen: Experten-Workshop „Vermarktung von Flexibilität aus Bioenergieanlagen“
 - Dezember 2020, online: FLEXSIGNAL Abschlussveranstaltung

6.2 AP 1: Empirische Ist-Analyse und Zukunftsprojektion (UDE)

In AP1 wurde zunächst Fachliteratur recherchiert, welche sich mit einer flexiblen Fahrweise von Bioenergieanlagen befasst. Grundtenor in der gesichteten Literatur ist, dass eine Vermarktung des in flexibler Fahrweise produzierten Stroms der Bioenergieanlagen (im Vergleich zu einer konstanten Fahrweise) in den meisten Fällen nicht die notwendigen Erlöse generiert, um die Investitionskosten einer Flexibilisierung der Anlagen allein zu decken.

Des Weiteren wurden Experteninterviews geführt, für die als Zielgruppe Unternehmen gesucht wurden, die sich sowohl mit der Vermarktung von Bioenergieanlagen als auch mit der Optimierung der Fahrweisen ebendieser beschäftigen. Hierbei konzentrierte sich die Suche auf Bioenergie direktvermarkter sowie Bioenergie-Verbände. Aus dem Kreis der Direktvermarkter wurden in diesem Zuge die Next Kraftwerke GmbH, die BayWa r.e. Bioenergy GmbH, die EWE Trading GmbH, die Lechwerke, und die e2m Energy2Market GmbH kontaktiert, während im Bereich Verbände beim Fachverband Biogas e.V., beim Bundesverband Bioenergie e.V. und beim Biogasrat e.V. ein Gespräch angefragt wurde.

Die Interviews wurden telefonisch anhand eines Gesprächsleitfadens geführt und protokolliert. Schwerpunkte der Gespräche waren die Vermarktung der Anlagen im Status-quo, die technischen Voraussetzungen und betrieblichen Restriktionen einer flexiblen Fahrweise und zuletzt die mittel- bis langfristigen Perspektiven der Bioenergie in Deutschland.

Aus den Experteninterviews ging hervor, dass Bioenergieanlagen in der Direktvermarktung in der Regel am Day-Ahead Markt vermarktet werden und entsprechend am Vortag ein optimaler Fahrplan erstellt wird. Dieser Fahrplan ergibt sich aus den bezuschlagten Geboten am DA-Markt bzw. durch das Marktergebnis. In den meisten Fällen wird der Anlagenfahrplan nicht durch die Betreiber selbst, sondern aufgrund besserer Marktkenntnisse vom Direktvermarkter vorgegeben. Nur vereinzelt wird zusätzliche Flexibilität am Intraday- oder Regelleistungsmarkt

angeboten. Aufgrund der veränderten Marktlage am Regelleistungsmarkt, sind die Erlösmöglichkeiten für Bioenergieanlagen in den vergangenen Jahren dort stark zurückgegangen. Ausschlaggebend für die Fahrweise der Anlagen sind die Preissignale an den genannten Märkten. Konsens unter den Gesprächspartnern ist, dass die Marktsignale am Day-Ahead- und Intraday-Markt und die damit einhergehenden Erlöse nicht ausreichen, um einen flexiblen Betrieb einer konstanten Fahrweise vorzuziehen.

Die Voraussetzungen und Restriktionen spielen für eine flexible Fahrweise eine große Rolle. Eine große Bedeutung haben dabei die Gas- und Wärmespeicher. Aus den Experteninterviews geht hervor, dass die Berücksichtigung von Wärmelieferverpflichtungen in der Vergangenheit oft vernachlässigt wurde. Technische Restriktionen resultieren unter anderem aus Mindestlaufzeiten oder einer Begrenzung der Anzahl an täglichen An- und Abfahrvorgängen. Bei jüngeren Anlagen sind häufig große Wärmepuffer- und Gasspeicher vorhanden, sodass diese technischen Restriktionen die Fahrweise weniger stark beeinflussen und es aus Vermarktungssicht mehr Freiheiten gibt.

Mit Blick auf die Perspektiven der Bioenergie sind sich die Branchenexperten einig, dass für eine flexible Anlagenfahrweise zusätzliche Anreize notwendig sind. Das Instrument „Flexprämie“ sei grundsätzlich geeignet, um Investitionen in die technischen Voraussetzungen (Überbauung, Speicher etc.) anzureizen. Wichtig darüber hinaus sei jedoch ein Instrument, das die tatsächliche flexible Fahrweise fördere und nicht nur die technische Ertüchtigung. Da eine reine Verstromung zunehmend unattraktiver wird, werden alternative Nutzungsformen, bspw. im Wärme- und Gassektor, für die Branche zunehmend interessant.

Zur Einschätzung von Erlöspotentialen einer flexiblen Fahrweise wurden zudem in AP 1 historische Preise der Jahre 2017 und 2018 analysiert und aufbereitet. Betrachtet wurden der Day-Ahead-Markt, der Intraday-Markt und der Regelleistungsmarkt. Die Ergebnisse dieser vereinfachten Analyse deuten auf (sehr begrenzte) finanzielle Anreize für eine flexible Fahrweise hin.

Die Ergebnisse aus AP 1 wurden in Vorbereitung des Projekttreffens am 29. und 30.08.2019 in Essen aufbereitet und im Rahmen des Treffens diskutiert. Die Ergebnisse der Analyse des Status-quo waren auch Grundlage für die anschließenden Arbeiten in AP 2 und 3. Angereichert um neue Erkenntnisse, wurden die wichtigsten Punkte nochmals im Expertenworkshop am 05.12.2019 in Essen vorgestellt. Aus dem Workshop mit Vertretern aus den Bereichen flexibler Stromerzeugung und -vermarktung aus Praxis und Wissenschaft konnten auch die ersten Anknüpfungspunkte für die Systemanalyse im AP 4 identifiziert werden.

6.3 AP 2: Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse (UFZ)

Ziel in AP 2 war die Entwicklung und Ausgestaltung von Konzepten, die eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung von Bioenergieanlagen anreizen können und bei denen Effekte sowohl auf Anlagen- (AP 3), als auch auf systemischer Ebene (AP 4) zu erwarten sind, die auch modelliert werden können. Im folgenden Kapitel werden die Grundsätze, die der Entwicklung zugrunde liegen sowie die Konzepte näher erläutert.

6.3.1 Grundsätze der Konzepte

Im Rahmen von AP 2 wurde zunächst eine Literaturlauswertung vorgenommen, mit dem Ziel zu prüfen, ob es bereits bestehende Instrumente bzw. Konzepte gibt, die eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse anreizen. Hierbei wurden sowohl deutsche als auch

Ergebnisse des Vorhabens

internationale (europäische) Umsetzungen geprüft. Zusätzlich wurde Literatur zur Preisbildung auf den wichtigsten Märkten für Strom aus erneuerbaren Energien (Day-Ahead- und Intraday-Markt der EPEX SPOT SE) ausgewertet. Diese Erkenntnisse sind die die Formulierung der Konzepte mit eingeflossen.

Grundsätzlich geeignet, um eine bedarfsorientierte Stromeinspeisung anzureizen, sind sog. Marktprämienmodelle. Diese setzen voraus, dass Anlagenbetreiber*innen den von ihnen produzierten Strom direkt an der Börse handeln, bzw. über Dritte handeln lassen. Die Vergütung für die Betreiber setzt sich dabei aus den an der Börse erzielten Markterlösen plus einer Einspeiseprämie zusammen. Die Höhe der Prämie kann dabei entweder administrativ festgelegt werden oder sich an den durchschnittlichen Strompreisen orientieren (gleitende Marktprämie). Somit lassen sich theoretisch für Anlagenbetreiber*innen, die gezielt in Zeiten hoher Preise (d. h. bei tendenziell höherem Strombedarf) einspeisen, Erlöse erzielen, welche die Erlöse einer kontinuierlichen Einspeisung übersteigen⁶.

Marktprämienmodelle für die Stromerzeugung aus Biomasse existieren außer in Deutschland auch in Tschechien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Ungarn, und den Niederlanden.⁷ Die Ausgestaltungen der Modelle unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich der förderberechtigten Technologien und der Festlegung des Referenzbörsenpreises. So wird z.B. in Tschechien der stündliche Day-Ahead-Durchschnittspreis herangezogen, in Deutschland der monatliche und in den Niederlanden der jährliche.^{8,9}

Als spezifisch auf die Stromerzeugung aus Biomasse ausgerichtete Instrumente konnten nur die in Deutschland implementierten, im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) verankerten, Instrumente Flexibilitätsprämie (§ 50b EEG 2017) und Flexibilitätszuschlag (§ 50a EEG 2017) identifiziert werden. Hier ist jedoch einschränkend anzumerken, dass beide Instrumente im Wesentlichen nur die technische Ertüchtigung fördern, also die generelle Fähigkeit der Anlagen, flexibel Strom zu produzieren. Eine bedarfsgerechte Einspeisung in das Stromnetz wird dadurch zwar ermöglicht, jedoch nicht direkt angereizt.

Für die Konzepterstellung wurden innerhalb des AP 2 aufbauend auf der Literaturlauswertung und den Ergebnissen der empirischen Erhebungen aus AP 1 Anforderungen formuliert, die die Flexibilitätskonzepte (kurz: Flex-Konzepte) erfüllen müssen. Hierbei wurde zwischen generellen und bioenergie-spezifischen Anforderungen unterschieden. Nachfolgend sind diese Anforderungen aufgeführt.

Generelle Anforderungen an Flex-Konzepte:

- Verbesserte Nutzung von CO₂-freien Strom (Windüberschuss)
- Wenig Verzerrung auf den Märkten zur Vermarktung von Flexibilität
- Kompatibilität mit einem Energiemarkt mit hohen CO₂-Preisen (40 – 80 €/t)
- Kompatibilität mit dem EEG und Anwendbarkeit nach Ende der EEG-Vergütung
- Einfach zu implementieren
- Geringer Verwaltungsaufwand

⁶ ECOFYS (2014): Design features of support schemes for renewable electricity, Task 2 report.

⁷ ECOFYS (2019): Technical assistance in realisation of the 4th report on progress of renewable energy in the EU.

⁸ Eclareon GmbH (2019): RES Legal Europe. Legal Sources on Renewable Energy Sources. Comparison Tool.

⁹ CEER (2017): Status Review of Renewable Support Schemes in Europe

Ergebnisse des Vorhabens

- Geringe Mitnahmeeffekte

Bioenergie-spezifische Anforderungen:

- Bei Inanspruchnahme des Konzepts muss flexibler Betrieb ökonomisch attraktiver als Bandeinspeisung sein
- Anlagenseitige Flexibilität ist eine Grundvoraussetzung, d.h. es werden bereits flexibilisierte Anlagen adressiert.
- Offenheit für alle Bioenergie-Technologien, die technisch in der Lage sind, flexibel zu produzieren. Innerhalb von FLEXSIGNAL wurden Biogasanlagen, Biomethan-KWK-Anlagen, Pflanzenölanlagen und Holzvergaser betrachtet.
- wesentliche Märkte für Strom aus Biomasse müssen adressiert werden. Anhand der Expertenbefragung aus AP 1 wurde der Day-Ahead-Handel als derzeit wichtigster Markt für die Vermarktung von Strom aus Biomasse identifiziert, der Intraday-Handel gewinnt aber zunehmend an Bedeutung. Der Regelleistungsmarkt hat hingegen an Attraktivität verloren.
- Konzepte müssen technische/biologische Besonderheiten der Stromerzeugung aus Biomasse berücksichtigen (z.B. Speichergrenzen, Wärmelieferverpflichtungen, Erreichen der Bemessungsleistung)
- Die Konzepte müssen zeitsensitiv sein, um einerseits einen Nachweis für die flexible Fahrweise zu ermöglichen und andererseits tägliche bis saisonale Unterschiede zu berücksichtigen.
- Die Konzepte benötigen einen geeigneten Indikator, der die jeweilige Strombedarfssituation beschreibt. Hierfür werden die Preise der Spotmärkte gewählt. Diese berücksichtigen wesentliche Einflussgrößen wie z.B. Wetterprognosen, verschiedene Erzeugungsoptionen, Verfügbarkeit von Kraftwerken oder Import/Export und sind daher gut geeignet, die Strombedarfssituation in Echtzeit abzubilden.

Unter Berücksichtigung dieser Anforderungen wurde für das Projekt die folgende Definition eines Flex-Konzeptes eingeführt und verwendet:

„Wirkmechanismus, der durch gezielte Verstärkung der Preissignale der Spotmärkte den Anreiz zur bedarfsorientierten Stromeinspeisung von Bioenergieanlagen erhöht und diese wirtschaftlich attraktiver als die Bandeinspeisung macht.“

6.3.2 Flex-Konzepte: Day-Ahead-Bonus und Intraday-Bonus

Unter Berücksichtigung der oben genannten Anforderungen und der Konzept-Definition wurden letztendlich zwei Konzepte ausformuliert: der Day-Ahead-Bonus und der Intraday-Bonus. Beide sind zeit- und preissensitive finanzielle Anreiz-Konzepte, die durch Verstärkung der Marktsignale (sprich Preise) der Spotmärkte die bedarfsorientierte Stromproduktion attraktiver machen sollen. Nachfolgend werden ihre Funktionsweise und Ausgestaltung erläutert.

Die Verstärkung der Marktsignale erfolgt durch ein Bonus-/Malus-System, das für den Day-Ahead- und den Intraday-Handel leicht unterschiedlich ausgestaltet ist. Während der sechs Tagesstunden mit den höchsten Preisen (~ höchster Bedarf) am jeweiligen Markt erhalten Anlagenbetreiber*innen einen Bonus auf den Preis, den sie zu diesen Zeiten erzielen können.

Ergebnisse des Vorhabens

Während der sechs Tagesstunden mit den niedrigsten Preisen (~ geringster Bedarf) wird dieser Preis hingegen mit einem Malus versehen. Auf diese Weise entsteht ein finanzieller Anreiz, die durch die jeweilige Bemessungsleistung jährlich limitierte, produzierbare Strommenge in Zeiten hohen Bedarfs zu verkaufen. Für den Day-Ahead-Markt wurden für die Höhe des Bonus und Malus 10 €/ MWh angesetzt.

Die Funktionsweise dieses Bonus-/Malus-Systems ist schematisch in den Abbildungen 5 und 6 dargestellt.

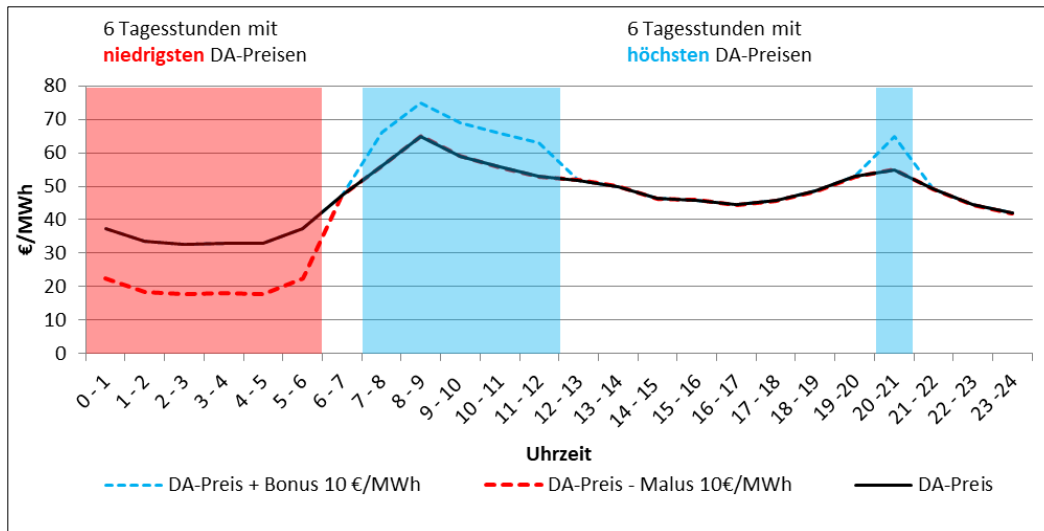


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Konzepts „Day-Ahead-Bonus“. Datengrundlage: EPEX Spot SE (Day-Ahead-Preise, 16.04.2018)

Die Höhe des Intraday-Bonus wurde im Rahmen des Projektes hingegen mit 15 €/ MWh veranschlagt. Der höhere Bonus liegt in der Funktion des Intraday-Handels, den tendenziell höheren Voraussetzungen zur Teilnahme an diesem Markt und den dort höheren preislichen Unsicherheiten begründet. Über den Intraday-Handel werden vorwiegend Prognosefehler der Erzeugungsleistung volatiler Energieträger und kurzfristige Veränderungen auf der Last- bzw. Erzeugungsseite ausgeglichen, darum ist er auch der Markt, an dem tatsächliche physische Knappheit abgebildet wird. Durch die Möglichkeit kontinuierlich bis fünf Minuten vor der tatsächlichen Lieferung zu handeln sowie individuelle Preise („pay as bid“) zu vereinbaren, ist dies auch der Markt, an dem viel kurzfristige Flexibilität gehandelt wird. Daran teilzunehmen ist für Anlagenbetreiber*innen allerdings sowohl technisch aufwändiger, als auch planerisch komplexer und schwerer kalkulierbar, weshalb ein höherer Bonus im Gegensatz zum Day-Ahead-Bonus gerechtfertigt ist.

Ergebnisse des Vorhabens

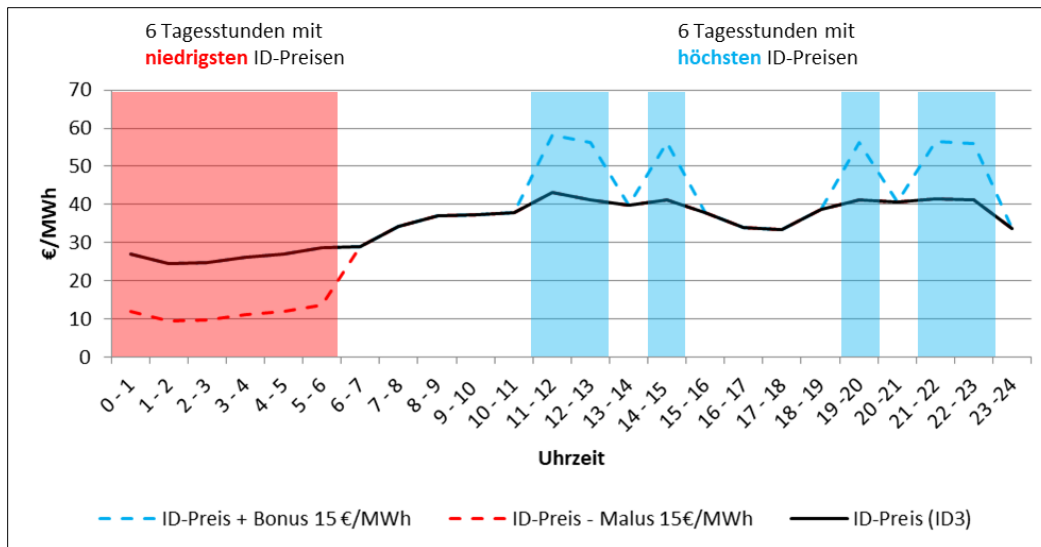


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Funktionsweise des Konzepts „Intraday-Bonus“. Datengrundlage: EPEX Spot SE (Intraday ID3-Preise, 08.05.2017)

Der Malus hat zwei Funktionen in den Konzepten. Zum einen wird durch ihn die Stromproduktion in Zeiten geringen Bedarfs unattraktiver gemacht und zum anderen verhindert er mögliche ungewollte Mitnahmeeffekte. Diese würden bei einem reinen Bonus-System auftreten, wenn Anlagenbetreiber*innen weiterhin unflexibel und damit auch während bonusberechtigter Stunden produzieren und folglich ebenfalls die zusätzliche Vergütung erhalten würden. Durch einen Malus in gleicher Höhe und gleicher Häufigkeit (jeweils 6 h / Tag) wie der Bonus wird dies ausgeglichen.

Beide Konzepte sind zudem durch verschiedene weitere Rahmenbedingungen bzw. Elemente gekennzeichnet. Diese sind in Tabelle 1 aufgeführt. Für beide Konzepte ist vorerst eine fünfjährige Laufzeit vorgesehen, welche als Lernphase konzipiert ist. In dieser Zeit sollen die Betreiber die flexible Stromproduktion und Teilnahme an den jeweiligen Märkten lernen, um anschließend auch ohne die Unterstützung durch die Konzepte dort agieren zu können. Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass, wenn bisherige Grundlasthersteller aus dem Markt ausscheiden (Atom- bzw. Kohleausstieg), auch der Wert von Flexibilität zunimmt und die Preisspreads sich entsprechend vergrößern.

Im Gegensatz zu den bestehenden Instrumenten Flexprämie und Flexzuschlag, die nur für Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen gelten, sind die Bonuskonzepte grundsätzlich (Bio-)technologieoffen. Somit soll erreicht werden, dass grundsätzlich alle BEA-Typen zur bedarfsorientierten Erzeugung angereizt werden.

Die Konzepte werden zudem durch bestimmte Grenzbedingungen definiert. So entfällt der Bonus, wenn das Monatsmittel des dynamischen Preisspreads der besten 12 h am jeweiligen Markt mehr 20 € / MWh beträgt. Auf diese Weise soll verhindert werden, dass eine Förderung trotz ausreichender Preisvolatilität erfolgt. Weiterhin entfallen Bonus und Malus bei negativen Preisen. Damit durch den Malus keine negativen Preise für Anlagenbetreiber*innen resultieren, entfällt dieser bei Preisen unter 10 € / MWh am DA-Markt (Day-Ahead-Bonus) bzw. 15 € / MWh am ID-Markt (Intraday-Bonus).

Ergebnisse des Vorhabens

Tabelle 1: Elemente der Konzepte Day-Ahead- und Intraday-Bonus

	Day-Ahead-Bonus	Intraday-Bonus
Anreiz-mechanismus:	<ul style="list-style-type: none"> Bonuszahlung auf den Day-Ahead-Preis (DA) in den 6 Tagesstunden mit den höchsten Preisen Malus-Abzug auf den DA-Preis in den 6 Tagesstunden mit den tiefsten Preisen Zusätzlich zu sonstigen Vergütungen (z.B. Marktprämie, Flexprämie, Flexzuschlag) 	<ul style="list-style-type: none"> Bonuszahlung auf den individuell erzielten Intraday (ID)-Preis in den 6 Tagesstunden mit den höchsten Preisen Malus-Abzug auf den ID-Preis in den 6 Tagesstunden mit den tiefsten Preisen Zusätzlich zu sonstigen Vergütungen (z.B. Marktprämie, Flexprämie, Flexzuschlag)
Höhe des Bonus:	<ul style="list-style-type: none"> 10 € / MWh 	<ul style="list-style-type: none"> 15 € / MWh
Höhe des Malus:	<ul style="list-style-type: none"> 10 € / MWh 	<ul style="list-style-type: none"> 15 € / MWh
Bezugsgröße:	<ul style="list-style-type: none"> Stündlicher DA-Preis 	<ul style="list-style-type: none"> ID3 - Indexpreis des kontinuierlichen Intraday-Handels
Häufigkeit Bonus / Malus	<ul style="list-style-type: none"> max. 2.190 h / Jahr (2.196 h in Schaltjahren) 	<ul style="list-style-type: none"> max. 2.190 h / Jahr (2.196 h in Schaltjahren)
Grenzbedingungen:	<ul style="list-style-type: none"> Kein Bonus, wenn Monatsmittel der DA-Spreads > 20 € / MWh Kein Bonus bei negativen Preisen Kein Malus bei negativen Preisen Kein Malus bei Preisen < 10 € / MWh 	<ul style="list-style-type: none"> Kein Bonus, wenn Monatsmittel der ID-Spreads > 20 € / MWh Kein Bonus bei negativen Preisen Kein Malus bei negativen Preisen Kein Malus bei Preisen < 15 € / MWh
Voraussetzungen:	<ul style="list-style-type: none"> Anlage muss in Direktvermarktung sein (Bio-)Technologieoffen, aber Anlage muss technisch in der Lage sein, flexibel zu produzieren Höchstbemessungsleistung darf nicht überschritten werden 	<ul style="list-style-type: none"> Anlage muss in Direktvermarktung sein (Bio-)Technologieoffen, aber Anlage muss technisch in der Lage sein, die Leistung kurzfristig (< 1 h) zu erhöhen/verringern Höchstbemessungsleistung darf nicht überschritten werden
Laufzeit:	<ul style="list-style-type: none"> 5 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> 5 Jahre
Sonstiges:	<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung der Bonus-/Malus-Stunden sowie der Grenzbedingungen erfolgt monatlich ex-post 	<ul style="list-style-type: none"> Ermittlung der Bonus-/Malus-Stunden sowie der Grenzbedingungen erfolgt monatlich ex-post

Durch Analysen anhand von Preisen des Day-Ahead- und des Intraday-Handels aus den Jahren 2016 - 2018 sowie zur Residuallast im selben Zeitraum wurde die Wirksamkeit der Konzepte untersucht. Dabei standen zwei Fragen im Mittelpunkt der Analysen:

- Sind die Konzepte geeignet, um die Stromproduktion von Bioenergieanlagen in Zeiten hoher Residuallast (= hoher Bedarf regelbarer Energie) zu verlagern?
- Welche zusätzlichen Erlöse (als Indikator für die Anreizwirkung) ergeben sich durch eine bedarfsorientierte Einspeisung?

Der Zusammenhang zwischen den Börsenstrompreisen und der Residuallast ist beispielhaft auf den Abbildungen 7 (Wochentage) und 8 (Wochenende) zu erkennen. Dargestellt sind die sechs Stunden mit den höchsten Preisen (also die bonusberechtigten Stunden) am Day-Ahead- bzw. Intraday-Markt sowie die Residuallast während dieser Stunden. Im Wesentlichen hat eine hohe Residuallast hohe Preise zur Folge und umgekehrt.

Ergebnisse des Vorhabens

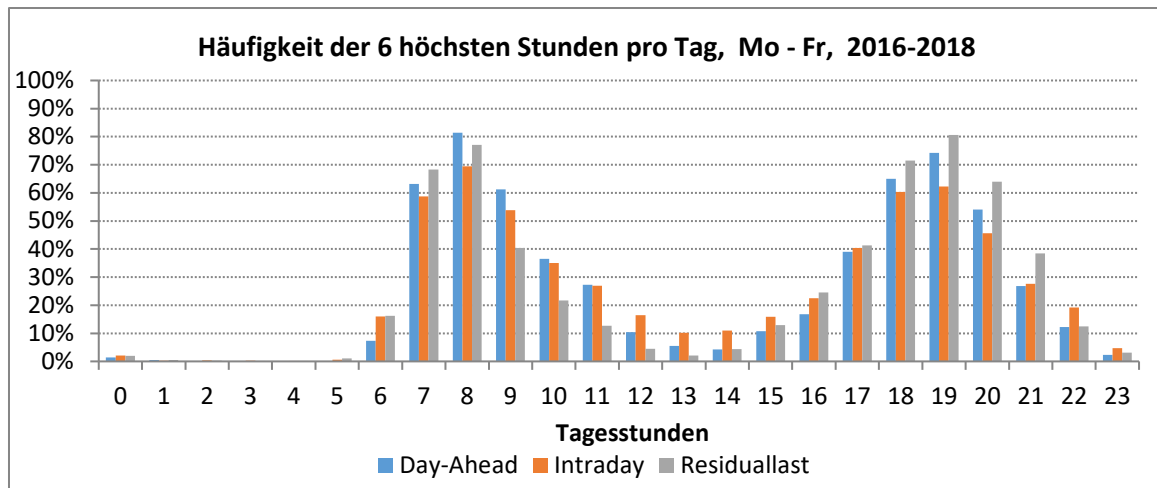


Abbildung 7: Häufigkeit der sechs Stunden mit den höchsten Spotmarktpreisen und höchster Residuallast an Wochentagen. Quelle: eigene Darstellung (Datengrundlage: Open Power Systems Data 2020, EPEX SPOT SE 2019)

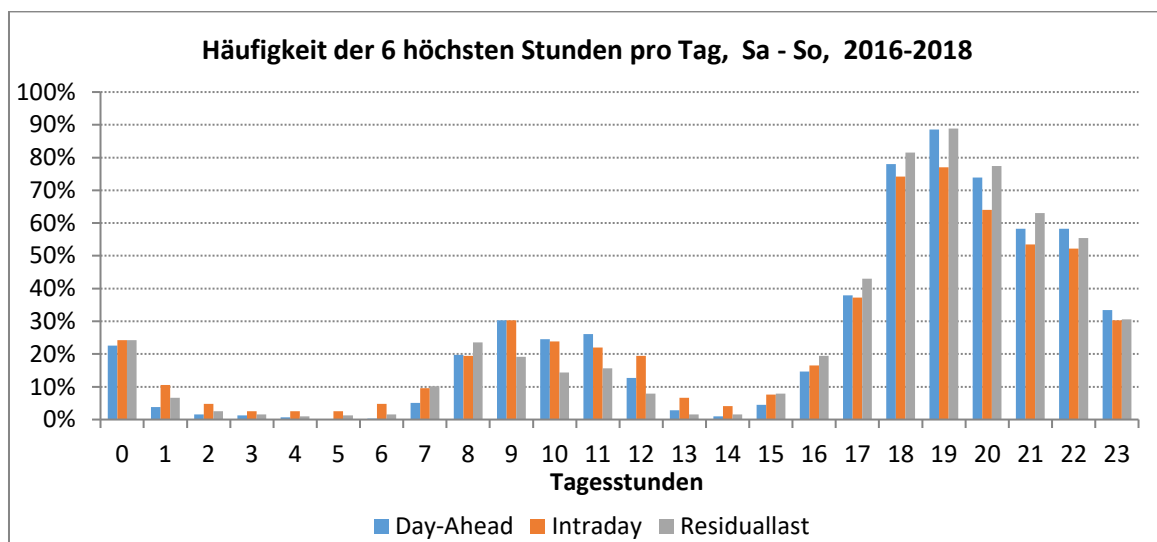


Abbildung 8: Häufigkeit der sechs Stunden mit den höchsten Spotmarktpreisen und höchster Residuallast an Wochenenden. Quelle: eigene Darstellung (Datengrundlage: Open Power Systems Data 2020, EPEX SPOT SE 2019)

Über die Verstärkung der Preissignale durch ein Bonus-/Malus-System wird eine bedarfsorientierte Einspeisung also grundsätzlich finanziell attraktiver gemacht.

Um die Konzepte auch hinsichtlich Ihrer Anreizwirkung vorläufig abschätzen zu können, wurden in AP 2 Modellrechnungen mit vereinfachten technischen Restriktionen durchgeführt. Als Beispiel für die Berechnungen wurde eine BGA mit 0,5 MW Bemessungsleistung und doppelter bis vierfacher Überbauung (1 MW, 1,5 MW, 2 MW installierte Leistung) mit jeweils 12 MWh täglicher Einspeisung verteilt auf die 12, 8 bzw. 6 besten Stunden des Tages angenommen. Für den Zeitraum 2016 - 2018 wurden dann die jeweils sechs Stunden pro Tag mit den höchsten Preisen am Day-Ahead- bzw. Intraday-Markt mit dem entsprechenden Bonus und die sechs Stunden mit den tiefsten Preisen mit dem Malus belegt.

Die vereinfachten Beispielrechnungen zeigen, dass durch flexible Stromeinspeisung und Inanspruchnahme der Konzepte beachtliche Zusatzerlöse im Vergleich zur kontinuierlichen

Ergebnisse des Vorhabens

Fahrweise erzielt werden können (Tabelle 2). Hier ist jedoch zu beachten, dass es sich um idealisierte Bedingungen mit vereinfacht abgebildeten Restriktionen handelt.

Tabelle 2: Prozentualer Erlöszuwachs bei flexibler Anlagenfahrweise und Anwendung der Bonus-Konzepte unter idealisierten Annahmen

Zuwachs im Vergleich zu kontinuierlicher Fahrweise und vollständiger Vermarktung am Day-Ahead- oder Intraday-Markt	Überbauungsgrad / inst. Leistung		
	2 / 1 MW	3 / 1,5 MW	4 / 2 MW
Durchschnitt 2016 - 2018			
DA-Preis + Bonus / - Malus	+ 33 %	+ 47 %	+ 58 %
ID3-Preis + Bonus / - Malus	+ 42 %	+ 60 %	+ 74 %

Weiterhin sollten die Konzepte hinsichtlich ihrer Systemdienlichkeit überprüft werden. Hierfür wurden die in AP 3 modellierten Fahrpläne (siehe Kapitel 6.4) mit der Stromproduktion aus Wind, Sonne und Biomasse sowie der Residuallast überlagert. Dadurch wurde deutlich, dass die Produktionszeiten in Phasen hoher Residuallast und v.a. außerhalb der Einspeisespitzen durch Sonnenenergie verlagert werden. Dies ist beispielhaft für eine Woche im Sommer in den Abbildungen 9 und 10 dargestellt.

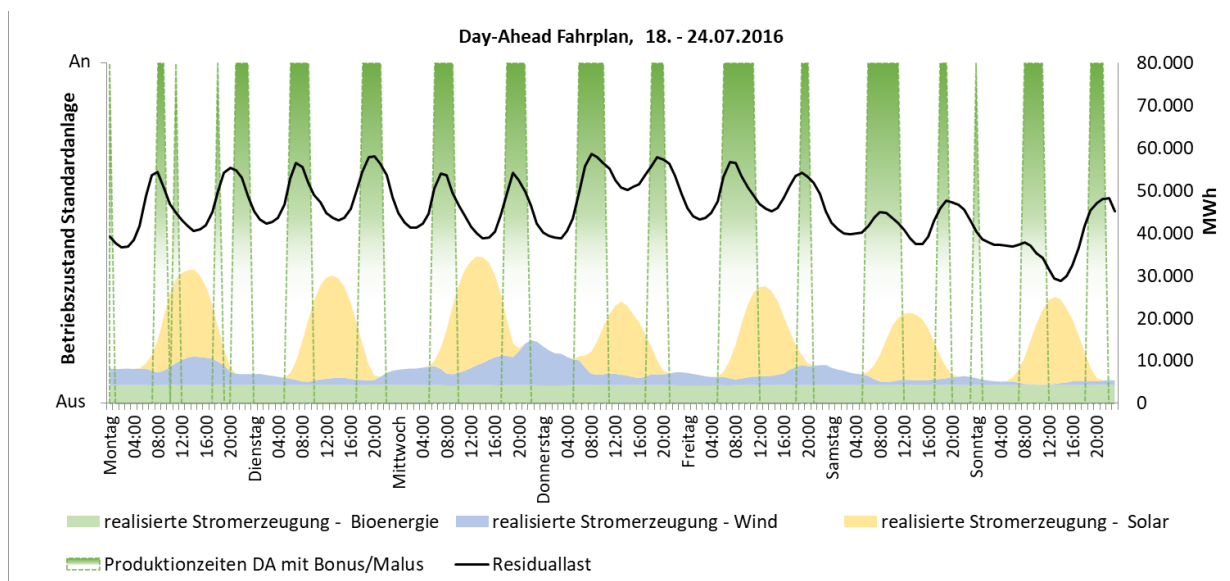


Abbildung 9: Überlagerung Day-Ahead-Fahrplan einer Standard-Biogasanlage mit realisierter Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Biomasse. Standard-Biogasanlage = 500 kW P_{Bem} , 1500 kW P_{inst} , 12 h Gasspeicher. Datengrundlage: BNetzA | SMARD.de

Ergebnisse des Vorhabens

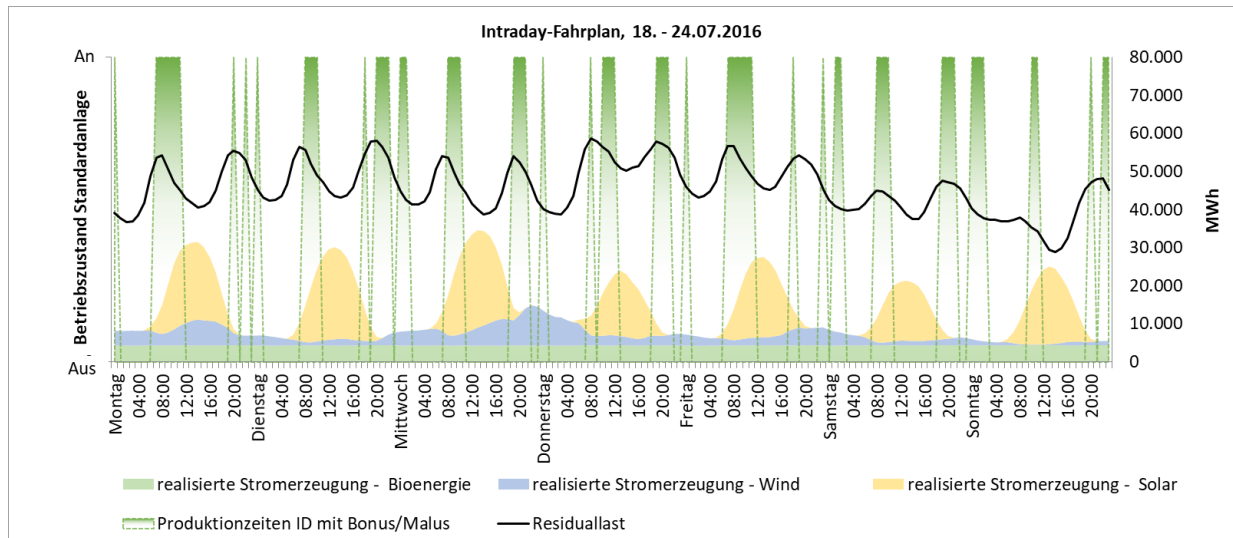


Abbildung 10: Überlagerung Intraday-Fahrplan einer Standard-Biogasanlage mit realisierter Stromerzeugung aus Wind, Sonne und Biomasse. Standard-Biogasanlage = 500 kW P_{Bem} , 1500 kW P_{Inst} , 12 h Gasspeicher. Datengrundlage: BNetzA | SMARD.de

Zur weiteren Quantifizierung dieses Effekts wurde ermittelt, wie sich die durch die Konzepte ergebenden Einspeisezeiten zur jeweils anliegenden Residuallast verhalten (siehe Abbildung 11). Hierzu wurde die Residuallast in 25 diskrete Klassen eingeteilt und dazu die Häufigkeit dargestellt, mit welcher eine Standard-Biogasanlage mit optimiertem Fahrplan (getrennte Betrachtung von Day-Ahead- und Intraday-Handel) in der jeweiligen Klasse einspeisen würde. Hierbei ist zu erkennen, dass die Anlage häufiger in den Klassen höherer Residuallast (> 41 GW) einspeist. Weiterhin ist zu erkennen, dass es in den Klassen 15 - 21 (74 bis 66 GW) häufiger zu einer Day-Ahead Vermarktung kommt. In den höchsten Residuallastklassen 22 bis 25 (> 66 GW) kommt es zu einer Verschiebung zugunsten des Intraday-Handels was als gezielte Reaktion zur Bedienung von Residuallastspitzen, also Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität, verstanden werden kann.

Ergebnisse des Vorhabens

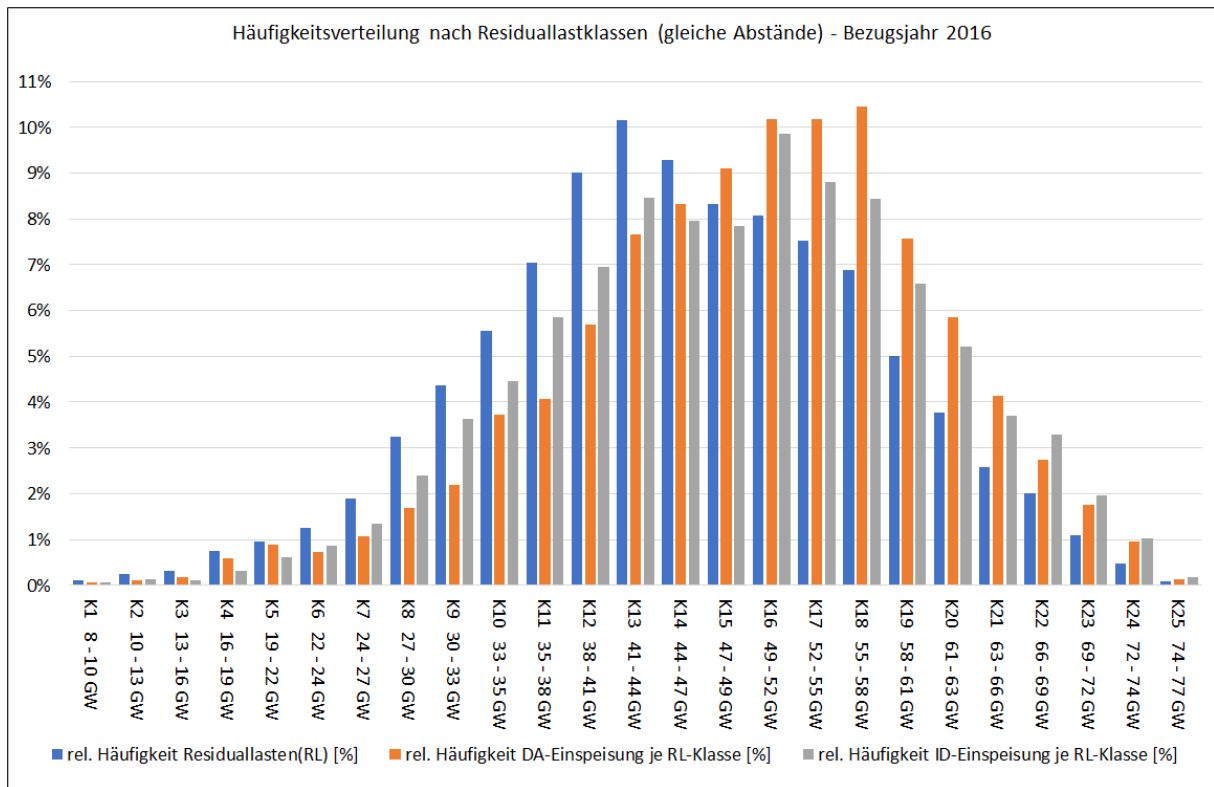


Abbildung 11: Häufigkeit der Stromeinspeisung einer Standard-Biogasanlage mit optimiertem Day-Ahead- bzw. Intraday-Fahrplan in Abhängigkeit der Residuallast. Datengrundlage: BNetzA | SMARD.de, EPEX Spot SE

Die Ergebnisse der detaillierten Modellierung unter Berücksichtigung vielfältiger technischer Restriktionen finden sich in den Ergebnissen zu AP 3 (Kapitel 6.4).

6.4 AP 3: Auswirkungsanalyse auf Einzelanlagenebene (DBFZ)

Die Analyse von Auswirkungen auf Einzelanlagenebene erfolgte in Bezug auf drei verschiedene Dimensionen, wobei zuerst die betriebswirtschaftliche Bewertung auf Basis einer Modellanlage beschrieben wird. Anschließend erfolgt eine ökologische Bewertung und als dritter Punkt die Darstellung eines empirischen Bewertungsansatzes für die systemischen Effekte auf die Treibhausgasemissionen im Stromsektor.

6.4.1 Betriebswirtschaftliche Bewertung auf Basis einer Modellanlage

Die Zielstellung in AP 3 war die Modellierung der sich einstellenden Fahrweise einzelner Bioenergieanlagen in Abhängigkeit der in AP 2 entwickelten Konzepte sowie deren ökonomische, technologische und ökologische Bewertung. Für erstere wurde in MatLab das Anlagenmodell FlexBED¹⁰ entwickelt, das mit dem Ziel der Erläsoptimierung auf den Spotmärkten¹¹ simuliert, wie sich Erlöse durch die Anwendung der Konzepte aus AP 2 verändern und eine dadurch angereizte flexible Stromerzeugung realisiert werden kann.

Die zu untersuchenden Technologien werden extern über Kennzahlen beschrieben und in das Modell übergeben. Die Definition der Technologien und die Anlagenauslegung erfolgt dabei

¹⁰ Model for Flexible BioEnergy Dispatch

¹¹ Day-Ahead- und Intraday-Markt

Ergebnisse des Vorhabens

in Anlehnung an die Anlagencluster des Projektes BE20plus¹². Neben Biogasanlagen mit unterschiedlicher technischer Ausstattung und variablem Flexibilisierungsgrad aber einer jährlich eher gleichverteilten Stromproduktion werden auch saisonal wärmegeführte Technologien wie Pflanzenöl- und Biomethan-BHKWs sowie Holzvergaser-BHKW betrachtet (Tabelle 3). Die Fahrpläne sind stündlich aufgelöst und für eine Preis- und Wärmelastzeitreihe des Stützjahres 2016 berechnet worden. Die Wärmelieferverpflichtung wurde dabei über ein synthetisches Wärmelastprofil und ergänzende Infrastrukturkomponenten wie Wärmespeicher und Spitzenlastkessel abgebildet. Weitere Vorgaben für die Modellierung resultieren aus den Vorgaben der Konzepte aus AP 2 (siehe Tabelle 1).

Tabelle 3: Technologieparameter zur Charakterisierung der abgebildeten Anlagencluster.

	Name	BGA 250	BGA 500	BGA 1000	BGA 1500	Pflanzenöl 250	Biomethan 250	Holzvergaser 250
PQ = 1 PQ = 2 PQ = 3 PQ = 4	Hauptprodukt	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom
	Strommenge [kWh/a]	1.506.720	3.486.480	4.607.760	6.070.680	262.800	1.278.960	779.640
	Wärmemenge [kWh/a]	1.710.331	3.853.478	4.607.760	5.774.549	297.840	1.406.856	1.228.524
	Bemessungsleistung [kW _{el}]	172	398	526	693	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	therm. Leistung [kW _{th}]	195	440	526	660	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	Gasspeicherkapazität [h]	0	0	0	0			
	installierte Leistung [kW _{el}]	344	796	1.052	1.387	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	therm. Leistung [kW _{th}]	391	880	1.052	1.319	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	Gasspeicherkapazität [h]	9	9	9	9			
	installierte Leistung [kW _{el}]	516	1.194	1.578	2.080	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	thermische Leistung [kW _{th}]	586	1.320	1.578	1.979	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	Gasspeicherkapazität [h]	12	12	12	12			
	installierte Leistung [kW _{el}]	689	1.592	2.104	2.774	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	thermische Leistung [kW _{th}]	782	1.760	2.104	2.639	variiert täglich aufgrund Saisonalität		
	Gasspeicherkapazität [h]	14	14	14	14			
	Nebenprodukt	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme
	KWK-Nutzungsgrad high	80%	80%	80%	80%	100%	100%	100%
	KWK-Nutzungsgrad low	40%	40%	40%	40%	-	-	-
	Stromkennzahl	0,881	0,905	1,000	1,051	0,882	0,909	0,635
	Wärmelastprofil	MIX	MIX	MIX	MIX	MIX	MIX	MIX

Um abzuschätzen, welche technischen Beschränkungen Einfluss auf die flexible Fahrweise der Anlagen haben und wie stark sich diese auf die resultierenden Verstromungszeitpunkte und somit auf die Erlöse auswirken, wurden folgende Restriktionen in das Modell implementiert:

- **BHKW-Leistung:** Die installierte Leistung wird bei den Biogasanlagen über eine fest vorgegebene Bemessungsleistung und einen variablen Leistungsquotienten (PQ) abgebildet. Dieser variiert von 1 (nicht flexibel) bis 4 (hoch flexibel). Bei den saisonalen

¹² Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) (FKZ: 22404016, 22407817, 22406917, 22407117, 22407517, 22407417)

Ergebnisse des Vorhabens

Technologien erfolgt lediglich eine Unterscheidung in flexible und nicht flexible Fahrweise (Abbildung 12).

- *Kapazität des Gasspeichers*¹³: Das maximale Volumen des Gasspeichers ist an die installierte Leistung und somit an PQ gekoppelt, da davon ausgegangen wird, dass bei einer Flexibilisierung der Anlage durch Leistungszubau auch eine Steigerung der Speicherkapazität vorgenommen wird. Eine dahingehende Auswertung der DBFZ Betreiberbefragung 2020 zeigt, dass die Gasspeicher im Durchschnitt maximal die Gasproduktion fassen können, die innerhalb 75 % der BHKW-Stillstandszeiten produziert wurde.
- *Wärmelieferverpflichtung*: Diese wird ausschließlich kostenseitig (ohne Wärmeerlöse) mit Hilfe eines synthetischen Lastprofils und den Infrastrukturkomponenten Wärmespeicher und Spitzenlastkessel abgebildet. Der Wärmespeicher ist so konzipiert, dass er die Wärmeproduktion von maximal vier Stunden der BHKW-Laufzeit fassen kann. Die daraus resultierenden Wärmespeichergrößen wurden mit den Datenerhebungen des Forschungsprojektes IE-BioNetz validiert¹⁴. Für die Dimensionierung des Spitzenlastkessels wurde der Maximalwert der Wärmelast innerhalb des jeweiligen Wärmelastprofils als Kapazitätsgrenze gesetzt. Übersteigt der Wärmebedarf den verfügbaren Wärmeinhalt des Wärmespeichers, wird die Wärmelieferverpflichtung über den Spitzenlastkessel bedient. Dieser verursacht Kosten, für die exemplarisch die Preise für Holzhackschnitzel in Höhe von 3 Ct/kWh angesetzt werden¹⁵.



¹³ nur bei den Biogasanlagen

¹⁴Haufe (2020)

¹⁵ C.A.R.M.E.N. e.V. (2020) Marktpreise Hackschnitzel, Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln

Ergebnisse des Vorhabens

Abbildung 12: Berechnungsvarianten des Modells FlexBED in Abhängigkeit der betrachteten Technologien und der gewählten Parameter (KWK = Grad der Wärmeauskopplung). Daraus resultieren insgesamt 70 verschiedene Berechnungsvarianten, die in FlexBED abgebildet werden.

Die unterschiedlichen technischen Konfigurationen der Anlagen sowie die verschiedenen Wärmeauskopplungsgrade ermöglichen die Abbildung und Variation der Einflussfaktoren, um deren Auswirkungen auf die Fahrweise der verschiedenen Konstellationen in der Praxis abzubilden. Dadurch können Aussagen getroffen werden, welche technischen Hemmnisse trotz ausreichender Marktanreize eine flexible Fahrweise erschweren. Dazu gehört z.B. die Größe des Gasspeichers, der bei einer begrenzten Kapazität dazu führen kann, dass nicht immer erlösoptimale Produktionszeiträume realisiert werden können. Diese Thematik wird in der geplanten Publikation „Power on demand - Constraints for a market-optimized operation of flexible biogas plants“ vertiefend betrachtet.

Da Day-Ahead- und Intraday-Markt unterschiedliche Funktionsmechanismen aufweisen, wurden sie getrennt voneinander modelliert. Beide unterscheiden sich in ihrem Risiko für den Anlagenbetreiber*innen, da die Preisbildung anderen Mustern folgt. Im Falle des Day-Ahead Handels erfolgt eine einmalige Planung für die Gebotsabgabe bei einem einheitlichen Zuschlagspreis (uniform pricing) für einzelne Stunden. Im Intraday-Markt gibt es auch eine initiale Auktion nach der Day-Ahead-Auktion und anschließend einen kontinuierlichen Handel aus dem immer individuelle Preise für jede einzelne Transaktion resultieren (pay as bid).

Als Input für die Modellierung wurden die Preiszeitreihen des Day-Ahead Marktes (EPEX-SPOT Day-Ahead) und der Intraday Vermarktung (EPEX-SPOT Intraday continous) herangezogen. Dabei wurden die Transaktionspreise des kontinuierlichen Intraday-Handels einem Preprocessing in Python unterzogen und in einer SQLite-Datenbank abgespeichert, um die Daten in ein aussagekräftiges Format zu bringen (ein Preiswert pro Stunde). Das Preprocessing der Daten ist detailliert in Abbildung 25 im Anhang zu sehen. Um die starke Volatilität am Intraday-Markt im Modell abzubilden, wurden zur Vereinfachung für jeden Tag acht Preiszeitreihen aus den Transaktionspreisen erstellt (alle 3 Stunden eine). Sie bilden den nach Volumen gewichteten Mittelwert des Strompreises aus den Transaktionen der letzten drei Stunden vor dem Betrachtungszeitpunkt ab. Im Modell ändern sich dadurch die Preisinformationen, nach denen die Optimierung erfolgt, alle drei Stunden. Für die verbleibenden Tagesstunden wird dann anhand der aktualisierten Preise ein neuer Fahrplan erstellt. Darin werden bereits realisierte Verstromungsblöcke sowie die letzten Speicherstände berücksichtigt und fortgeschrieben.

Als Ergebnis werden Fahrpläne erstellt, die für die jeweilige Anlagenkonfiguration den maximalen Erlös unter Berücksichtigung der Konzepte aus AP 2 ermöglichen (Abbildung 13). Das Mehrerlöspotential ergibt sich aus der Gegenüberstellung mit den Erlösen bei unflexibler Stromerzeugung (Bandeinspeisung).

Ergebnisse des Vorhabens

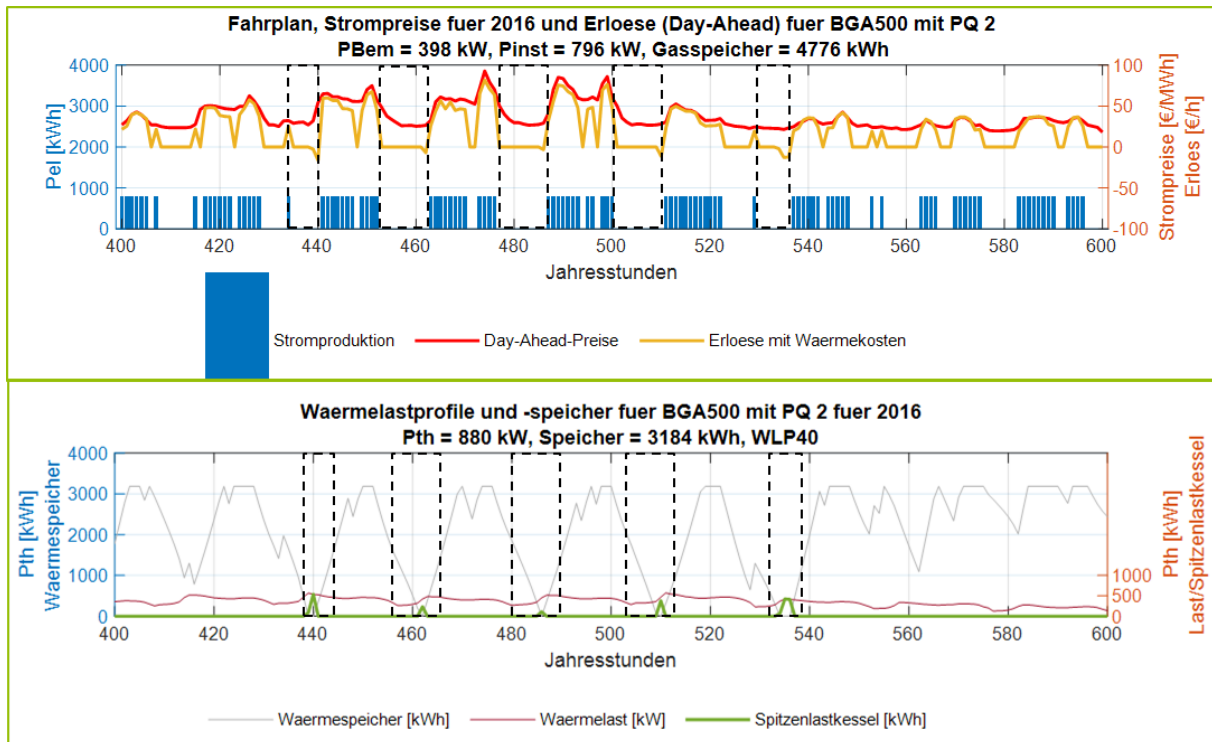


Abbildung 13: Exemplarische Darstellung eines Fahrplans für eine doppelt überbaute Biogasanlage mit 396 kW Bemessungsleistung. Die grauen Balken markieren BHKW-Stillstandzeiten, in denen keine Wärme produziert wird. Bei Leerlaufen des Wärmespeichers (graue Linie) und zeitgleichem Wärmebedarf (rote Linie) kommt der Spitzenlastkessel (grüne Linie) zur Wärmedeckung zum Einsatz und verursacht damit Kosten.

Eine statistische Auswertung der Ergebnisse zeigt ein ähnliches Mehrerlöspotential am Day-Ahead- sowie Intraday-Markt durch die flexible Fahrweise. Je nach Überbauungsgrad können bei den Biogasanlagen zwischen 4,7 - 7,0 €/MWh, bei den saisonalen Technologien 5 - 10,5 €/MWh zusätzlich realisiert werden (Tabelle 4). Die Implementierung der Konzepte aus AP 2 führt am Day-Ahead-Markt zu einer Verdopplung des Mehrerlöspotentials und am Intraday-Markt zu einer Steigerung um das mindestens 1,5-fache gegenüber dem heutigen Mehrerlöspotential durch eine flexible Fahrweise. Die etwas geringere Erhöhung am Intraday-Markt ist mit der erschwerten Planung aufgrund der komplexen Preisbildung zu erklären, welche neben dem damit einhergehenden größeren Risiko durch einen höheren monetären Aufschlag in den systemdienlichen Stunden kompensiert wird.

Insgesamt liegen die potentiellen Mehrerlöse bei Anwendung der Konzepte, je nach Anlagentyp, mit 8 bis 18 €/MWh am Day-Ahead-Markt und 8 bis 17 €/MWh am Intraday-Markt auf einem ähnlichen Niveau.

Ergebnisse des Vorhabens

Tabelle 4: Mehrerlöspotentiale gegenüber einer unflexiblen Fahrweise für den Day-Ahead- und den Intraday-Markt in €/MWh für das Stützjahr 2016 (bei 40 prozentiger Auskopplung der erzeugten Wärme bei den Biogasanlagen).

Day-Ahead 2016	Überbauungsgrad	Mehrerlöspotential durch Flexibilisierung [€/MWh]	Mehrerlöspotential durch Flexibilisierung und Konzepte [€/MWh]	Anzahl bonusberechtigter Stunden	Anzahl malusberechtigter Stunden
Biogasanlagen	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.117
	2	4,7	9,1	2.139	185
	3	6,7	13,5	2.003	0
	4	7,0	14,2	1.574	0
Pflanzenöl	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.117
	flexibel	10,4	18,1	1.450	0
Biomethan	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.117
	flexibel	5,0	8,4	1.897	418
Holzvergaser	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.117
	flexibel	8,5	14,5	1.627	9

Intraday 2016	Überbauungsgrad	Mehrerlöspotential durch Flexibilisierung [€/MWh]	Mehrerlöspotential durch Flexibilisierung und Konzepte [€/MWh]	Anzahl bonusberechtigter Stunden	Anzahl malusberechtigter Stunden
Biogasanlagen	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.089
	2	4,9	7,9	1.515	629
	3	6,7	11,1	1.149	294
	4	7,0	11,1	848	244
Pflanzenöl	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.089
	flexibel	10,5	16,9	892	76
Biomethan	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.089
	flexibel	5,3	7,8	1.374	647
Holzvergaser	unflexibel	0,0	0,0	2.190	2.089
	flexibel	8,6	13,6	1.086	172

Neben den Aussagen für das Stützjahr 2016 wurden weitergehend Fahrpläne auf Grundlage von Prognosedaten für beide Spotmärkte im Jahr 2025 ermittelt. Für die Abschätzung der Preisentwicklung und den damit einhergehenden veränderten Fahrplänen wurden durch die UDE Prognosepreise für den Day-Ahead- und den Intraday-Markt für 2025 bereitgestellt¹⁶. Da diesmal keine Transaktionspreise für den kontinuierlichen Intraday-Handel sondern der weighted average zur Verfügung stand, fiel das Preprocessing zur Erstellung der acht täglichen Preiszeitreihen weniger umfangreich aus.

Für die Übertragung der Preisvariabilität im zeitlichen Verlauf der Transaktionspreise zu einem bestimmten Handelszeitpunkt wurde ausgehend von den acht Preisbeobachtungen (3 h, 6 h,

¹⁶ Die Daten basieren auf Berechnungen von Glas, S, Kiesel, R, Kolkmann, S, Kremer, M, von Luckner, N G, Ostmeier, L, Weber, C (2020). Intraday renewable electricity trading: advanced modeling and numerical optimal control

Ergebnisse des Vorhabens

9 h, 12 h, 15 h 18 h, 21 h und 24 vor dem Liefertermin eines Stundenblockes am Intraday-Markt) von 2016 für jede Kombination von Betrachtungszeitpunkt und Liefertermin ein Normalisierungsfaktor¹⁷ abgeleitet. Mit diesen Normalisierungsfaktoren, die das Muster der Preisentwicklung für einen Lieferzeitpunkt über den kontinuierlichen Handel abbilden, wurde der stundenbezogene weighted average der Prognosedaten für 2025 multipliziert und so acht Prognose-Preiszeitreihen je Tag erzeugt, die als Input für das Modell dienen und dabei die Preisschwankungen über die Handelsspanne abbilden.

Tabelle 5: Mehrerlöspotenziale gegenüber einer unflexiblen Fahrweise am Day-Ahead- und Intraday-Markt auf Grundlage der Prognosepreiszeitreihen für 2025 (bei einer 40 prozentigen Wärmeauskopplung bei den Biogasanlagen).

Day-Ahead 2025	Überbauungsgrad	Mehrerlöspotenzial durch Flexibilisierung [€/MWh]	Mehrerlöspotenzial durch Flexibilisierung und Konzepte [€/MWh]	Anzahl bonusberechtigter Stunden	Anzahl malusberechtigter Stunden
Biogasanlagen	unflexibel	0,0	0,0	2.138	1.749
	2	8,8	13,4	2.058	51
	3	12,2	18,4	1.799	0
	4	12,8	19,2	1.398	0
Pflanzenöl	unflexibel	0,0	0,0	2.138	1.749
	flexibel	18,3	26,0	1.403	0
Biomethan	unflexibel	0,0	0,0	2.138	1.749
	flexibel	12,4	16,2	1.845	308
Holzvergaser	unflexibel	0,0	0,0	2.138	1.749
	flexibel	16,0	22,2	1.578	7

Intraday 2025	Überbauungsgrad	Mehrerlöspotenzial durch Flexibilisierung [€/MWh]	Mehrerlöspotenzial durch Flexibilisierung und Konzepte [€/MWh]	Anzahl bonusberechtigter Stunden	Anzahl malusberechtigter Stunden
Biogasanlagen	unflexibel	0,0	0,0	2.136	1.736
	2	14,0	20,3	1.946	99
	3	19,6	28,1	1.677	28
	4	22,2	31,4	1.366	22
Pflanzenöl	unflexibel	0,0	0,0	2.136	1.736
	flexibel	26,4	36,2	1.195	17
Biomethan	unflexibel	0,0	0,0	2.136	1.736
	flexibel	16,0	20,8	1.642	367
Holzvergaser	unflexibel	0,0	0,0	2.136	1.736
	flexibel	22,2	30,1	1.382	47

Die Modellierungsergebnisse in Tabelle 5 zeigen, dass die Mehrerlöspotentiale der Biogasanlagen durch die Flexibilisierung sich sowohl am Day-Ahead- als auch am Intraday-Markt aufgrund der größeren Spreads deutlich erhöht haben. Die Preisunterschiede sind dabei noch nicht groß genug, damit die in den Konzepten aus AP 2 beschriebenen Grenzbedingungen zum Tragen kommen und eine Fälligkeit des Bonus bzw. Malus dadurch

¹⁷ Verhältnis von Stundenpreis des jeweiligen Zeitvorlaufs zum gewichteten Mittel aller Transaktionen für einen Handelszeitpunkt

obsolet würde. In Abhängigkeit der Entwicklung auf den verschiedenen Strommärkten wird in den kommenden Jahren durch die Beschlüsse zum Atom- und Kohleausstieg sowie dem weiteren Zubau variabler Erzeuger die Volatilität auf dem Spotmarkt schrittweise sehr wahrscheinlich ansteigen, sodass die Grenzbedingungen dann öfter greifen. Es ist zu erwarten, dass der Markt dann über eine ausreichend hohe Eigenvolatilität verfügt, um eine flexible Stromerzeugung aufgrund größerer Preisschwankungen selbst anzureizen.

6.4.2 Ökologische Bewertung

Innerhalb der vorliegenden Studie wurden für die ökologische Bewertung ausschließlich Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) berücksichtigt. Die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen auf Einzelanlagenebene erfolgte entsprechend den methodischen Vorgaben nach Thrän 2013¹⁸ für folgende Anlagen:

- BGA 250 (53 % Wirtschaftsdünger, 47 % Nawaro)
- BGA 500 (40 % Wirtschaftsdünger, 60 % Nawaro)
- BGA 1000 (35 % Wirtschaftsdünger, 65 % Nawaro)
- BGA 1500 (28 % Wirtschaftsdünger, 72 % Nawaro)
- Pflanzenöl-BHKW (80 % Palmöl, 20 % Rapsöl)
- Biomethan 250
- Holzvergaser 250 (Altholz, Industrierestholz, Waldrestholz)

Für die Bilanzierung von THG-Emissionen wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt.

Im Folgenden sollen die im Rahmen dieser Arbeit getroffenen Annahmen, Rahmenbedingungen sowie die der Bilanzierung zugrundeliegende Datenbasis kurz erläutert werden.

Ziel ist es, Treibhausgasbilanzen für die genannten KWK-Anlagen zu ermitteln. Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur biomassebasierten Strombereitstellung von der Biomassebereitstellung bis zur Biomasseverarbeitung und Stromerzeugung. Beim Einsatz von Anbaubiomasse beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biomassesubstrate Gülle, Festmist, Bioabfall, biogene industrielle Reststoffe sowie Altholz startet die Bilanzierung mit den Prozessen Sammlung und Transport.

Da die vorliegende Untersuchung vorrangig den Stromsektor adressiert, wird die funktionelle Einheit im vorliegenden Fall als 1 kWh Strom definiert. Die funktionelle Einheit dient als

¹⁸ Thrän D, Pfeiffer D (2013): Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte

Ergebnisse des Vorhabens

harmonisierte Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Die über die KWK-Anlagen bereitgestellte und extern genutzte Wärme wird mittels exergetischer Allokation berücksichtigt. Das heißt, dass die THG-Emissionen (die entlang der Prozesskette bis zum Punkt der Produktion des Nebenproduktes entstehen) zwischen Produkten Strom und (extern genutzter) Wärme mittels exergetischer Allokation aufgeteilt werden. Exergie ist ein thermodynamisches Konzept, das die maximale nutzbare Arbeit beschreibt, welche die verfügbare Energie leisten kann. Somit werden Wärme und Strom unterschiedlich bewertet. Für Wärme kann der Exergiewert leicht mit einer physikalischen Formel als Carnot-Effizienz berechnet werden (die thermodynamische Qualität der Wärme).

$$C_h = \frac{(T_h - T_o)}{T_h}$$

Formel 1: Carnot-Effizienz

Wobei sich die Carnot-Effizienz (C_h) aus der Differenz des Temperaturniveaus (T_h [K]) des Wärmestroms und der auf 273 K festgelegten Umgebungstemperatur ($T_o = 0$ °C) ergibt. Dies bedeutet, dass die Exergie von der Temperatur des Wärmestroms abhängig ist. Hohe Temperaturen führen zu hohen Exergiewerten. Für Strom wird immer ein Exergiewert von 1 zugrunde gelegt. Im Prinzip bedeutet dies, dass Wärme aufgrund ihres niedrigeren Exergiewerts immer niedriger als Strom gewichtet wird. Die Allokationsfaktoren für Strom und Wärme werden entsprechend der folgenden Formeln berechnet¹⁹:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} * \left(\frac{C_{el} * \eta_{el}}{C_{el} * \eta_{el} + C_h * \eta_h} \right)$$

Formel 2: Allokationsfaktor Strom

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} * \left(\frac{C_h * \eta_h}{C_h * \eta_h + C_{el} * \eta_{el}} \right)$$

Formel 3: Allokationsfaktor Wärme

Dabei stellen EC_{el} die gesamten THG-Emissionen aus der Strombereitstellung (pro MJ), EC_h die gesamten THG-Emissionen aus der Wärmebereitstellung (pro MJ) und E die THG-Emissionen des Biomassebrennstoffs (pro MJ) dar. η_{el} steht für den elektrischen und η_h den thermischen Wirkungsgrad.

Für Wärmenutzungen mit Temperaturen unter 150°C wurde ein konstanter Carnot-Wirkungsgrad von 0,3546 unterstellt.

Ergebnisse der THG-Bilanzierung auf Anlagenebene

Die entsprechend der beschriebenen Methode erstellten THG-Bilanzen zeigen eine sehr große Bandbreite. Wie in Abbildung 14 dargestellt, ist die Strombereitstellung in den Anlagen, die überwiegend bzw. ausschließlich Anbaubiomasse nutzen (BGA 1000 & 1500, Pflanzenöl BHKW, Biomethan BHKW), mit vergleichsweise hohen THG-Emissionen verbunden. Im

¹⁹ European Commission (2018)

Ergebnisse des Vorhabens

Gegensatz dazu verringert der Einsatz von Abfall- und Reststoffen die THG-Emissionen (Holzvergaser, Biogas 250) die Gesamt-THG-Emissionen. Die mit dem Biomasseanabau verbundenen THG-Emissionen sind in erster Linie auf die Bereitstellung der Düngemittel, den direkten Feldemissionen aus der Stickstoff-Applikation und dem Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen zurückzuführen. Diese THG-Emissionen entfallen beim Einsatz von Rest- und Abfallstoffen.

Dieser Effekt tritt deutlich bei der Betrachtung der THG-Emissionen des Holzvergaser BHKWs in Erscheinung. Neben dem Anlagenmodell Biogas 250 weist die Strombereitstellung durch Heizkraftwerke, in denen ausschließlich Altholz, Industrierestholz und Holz aus der Landschaftspflege eingesetzt wird, die geringsten THG-Emissionen auf. Die negativen Werte für die THG-Emissionen der biogasbasierten KWK-Prozesse resultieren hier aus der Nutzung von Gülle/Mist und den sich daraus ergebenden Gutschriften für die vermiedenen THG-Emissionen aus der offenen Lagerung tierischer Exkremente. Diese überkompensieren die sonstigen Emissionen der Anlage und führen zu einer netto THG-Einsparung. Wie sensitiv sich der Anteil der Gülle im Substratmix auf die Gesamt THG-Emissionen einer Anlage auswirkt, zeigt sich an der hier betrachteten BGA 1500 verglichen mit BGA 250 mit einem hohen Anteil Gülle und Festmist im Substratmix.

Die leicht höheren Emissionen der Biomethan-KWK-Anlagen gegenüber den Biogas-KWK-Anlagen werden durch den höheren Bedarf an Prozessenergie für die Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan verursacht.

Die vergleichsweise höchsten THG-Emissionen weist die Strombereitstellung über die Anlagenkategorie Pflanzenöl-BHKW auf. Dies ist in erster Linie auf den sehr hohen Anteil von Palmöl im angenommenen Pflanzenölmix zurückzuführen.

Ergebnisse des Vorhabens

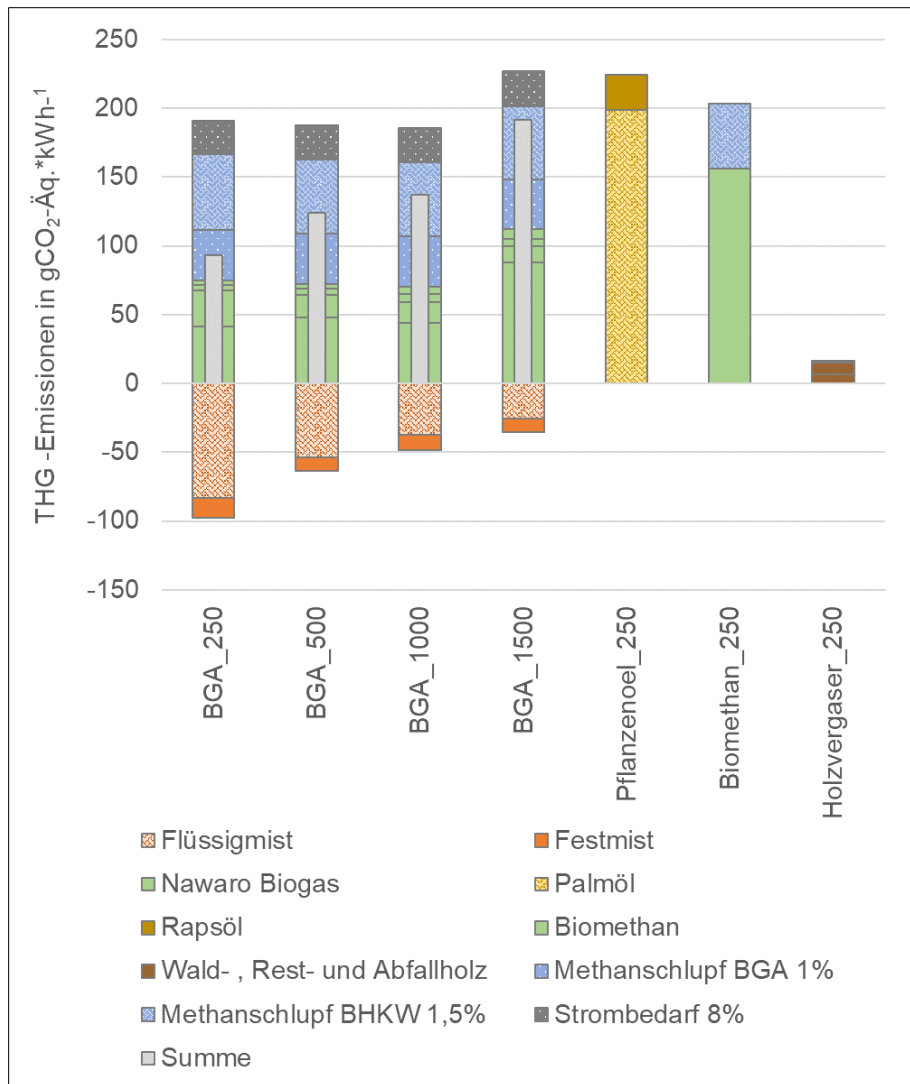


Abbildung 14: spezifische THG-Emissionen der betrachteten KWK Prozesse in gCO₂-Äq.*kWh⁻¹

Bewertung der flexiblen Strombereitstellung

Die Bewertung flexibel betriebener Bioenergieanlagen findet hauptsächlich auf zwei Ebenen statt. Zum einen auf Einzelanlagenebene, auf der die spezifischen THG-Emissionen der Energiebereitstellung analysiert werden und zum anderen auf Systemebene. Hier geht es vornehmlich darum, den Systemeffekt von flexibel bereitgestellter Elektrizität über mögliche THG-Minderungen aus Substitutionseffekten darzustellen.

Auf Anlagenebene hat die flexible Fahrweise von Bioenergie-KWK-Anlagen im Wesentlichen über Wirkungsgradänderungen des KWK-Prozesses einen Einfluss auf die spezifischen THG-Emissionen. Ändert sich zum Beispiel durch eine flexible Fahrweise eines Biogas-BHKWs dessen Wirkungsgrad durch längere Teillastbetriebsphasen während der Start- und Stoppvorgänge gegenüber der Vollastnutzung, so hat dies Einfluss auf den spezifischen Substratbedarf (kg Substrat je kWh) und auf die spezifischen substratbezogenen THG-Emissionen (gCO₂-Äq. je kWh Elektrizität). Ähnlich verhält es sich mit dem spezifischen Prozessenergiebedarf und den damit verbundenen Emissionen. Im vorliegenden Fall wurde entsprechend der Technologieparameter (vgl. auch Tabelle 3) keine Änderung der Wirkungsgrade angenommen. Deshalb ist auch kein Einfluss der flexiblen Fahrweise auf die spezifischen THG-Emissionen darstellbar.

Ergebnisse des Vorhabens

Zur Bewertung möglicher THG-Minderungseffekte auf Systemebene werden häufig Referenzwerte definiert, die den spezifischen THG-Bilanzergebnissen vergleichend gegenübergestellt werden. Im Rahmen der Bioenergiebereitstellung werden für gewöhnlich konventionelle Referenzsysteme wie in Abbildung 15 dargestellt als Vergleichsbasis beschrieben, im Stromsektor z. B. der Emissionswert für den deutschen Erzeugungsmix. Dieser sehr allgemeine Ansatz orientiert sich also an der durchschnittlichen Erzeugung und Bereitstellung von Strom in Deutschland. Bei einer dezidierteren Betrachtung der Substitutionswirkung im Rahmen der flexiblen Bioenergiebereitstellung, würde man z. B. der flexiblen Bereitstellung von Elektrizität durch ein Biogas-BHKW eher ein flexibel betriebenes Erdgas-BHKW gegenüberstellen oder, wie in IFEU 2017²⁰ dargestellt, fossile Kraftwerke. Dies beschreibt jedoch ausschließlich die Substitution fossiler Energieträger, jedoch nicht die positiven Effekte flexibler Bioenergie auf das Gesamtenergiesystem und den Einsatz anderer Erneuerbarer Energien (Systemdienstleistungen).

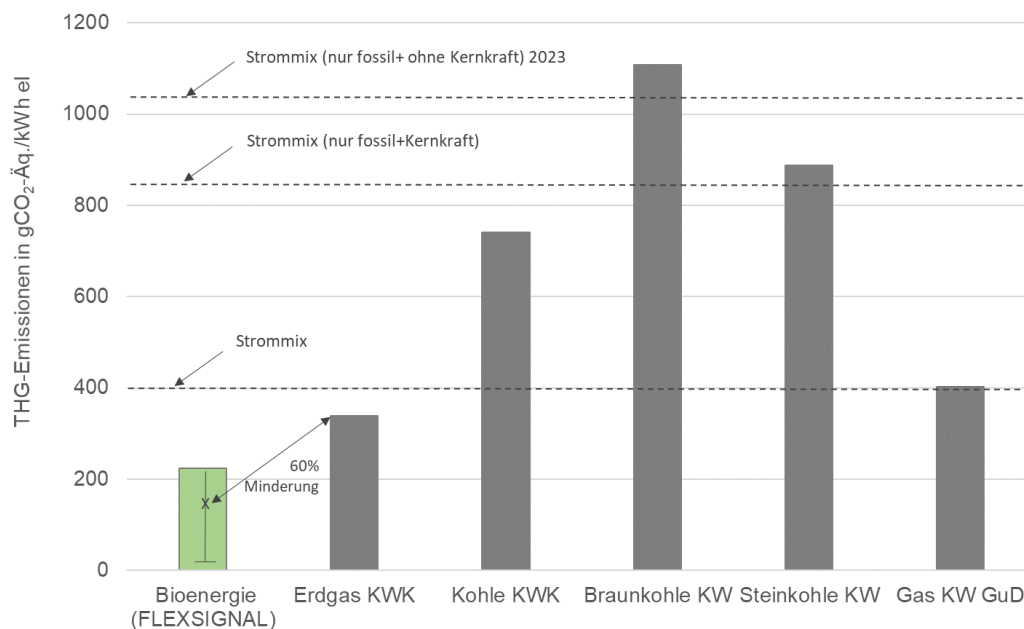


Abbildung 15: Vergleich der betrachteten Bioenergie KWK-Anlagen mit möglichen Referenzen und Referenzsystemen

6.4.3 Empirischer Bewertungsansatz der systemischen Effekte auf die Treibhausgasemissionen im Stromsektor für flexible Bioenergie

Aus einer Diskussion zum Abschlussworkshop am 02.12.2020 hat sich die Idee entwickelt, auch auf Einzelanlagenebene die systemischen Effekte der flexiblen gegenüber der konstanten Fahrweise zu quantifizieren, da hierzu bislang keine Methodik verfügbar ist.

Daraus wurde ein empirischer Ansatz entwickelt, der auf der fundamentalen Angebot-Nachfrage-Funktion auf dem Strommarkt basiert, die häufig durch das Merit-Order-Modell beschrieben wird. Das Merit-Order-Modell beschreibt, vereinfacht gesagt, die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken an der Strombörse, die zur Deckung des Strombedarfs

²⁰ Szenario Energiewende Berlin

Ergebnisse des Vorhabens

notwendig sind. Als Merit-Order-Effekt wird hingegen die Verschiebung des Einsatzes (fossiler) Kraftwerke durch steigende Anteile erneuerbarer Stromerzeuger mit sehr geringen variablen Kosten bezeichnet. Um ein Gebot für die Day-Ahead-Auktion an der Strombörse abzugeben, berücksichtigen die Anlagenbetreiber*innen in erster Linie die Grenzkosten pro MWh. Die Grenzkosten für die nicht-erneuerbare Stromerzeugung (NESE) setzen sich aus Brennstoffkosten, Emissionszertifikatspreisen, Anfahrkosten und im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung möglichen Opportunitätskosten zusammen. Diese Faktoren können sowohl für einzelne Anlagen als auch für unterschiedliche Zeiträume in einem weiten Bereich variieren. Die Grundannahme ist, dass eine aggregierte Gruppe einer bestimmten Erzeugungstechnologie (z.B. Braunkohlekraftwerke) nicht einen einzelnen Betrag an Grenzkosten hat, sondern durch eine Grenzkostenfunktion bzw. Preisreaktionsfunktion dargestellt werden kann. Diese Preisreaktionsfunktion beschreibt den Zusammenhang zwischen dem Strompreis und dem Erzeugungsniveau einer bestimmten Erzeugungstechnologie. Die flexible Stromerzeugung in Bioenergieanlagen führt zu einer zeitlichen Verschiebung der Stromeinspeisung (siehe Abbildung 16) und damit auch zu einer Verschiebung der Merit Order. In der Folge ergeben sich hierdurch auch Veränderungen im Emissionsmix des Kraftwerksparkes.

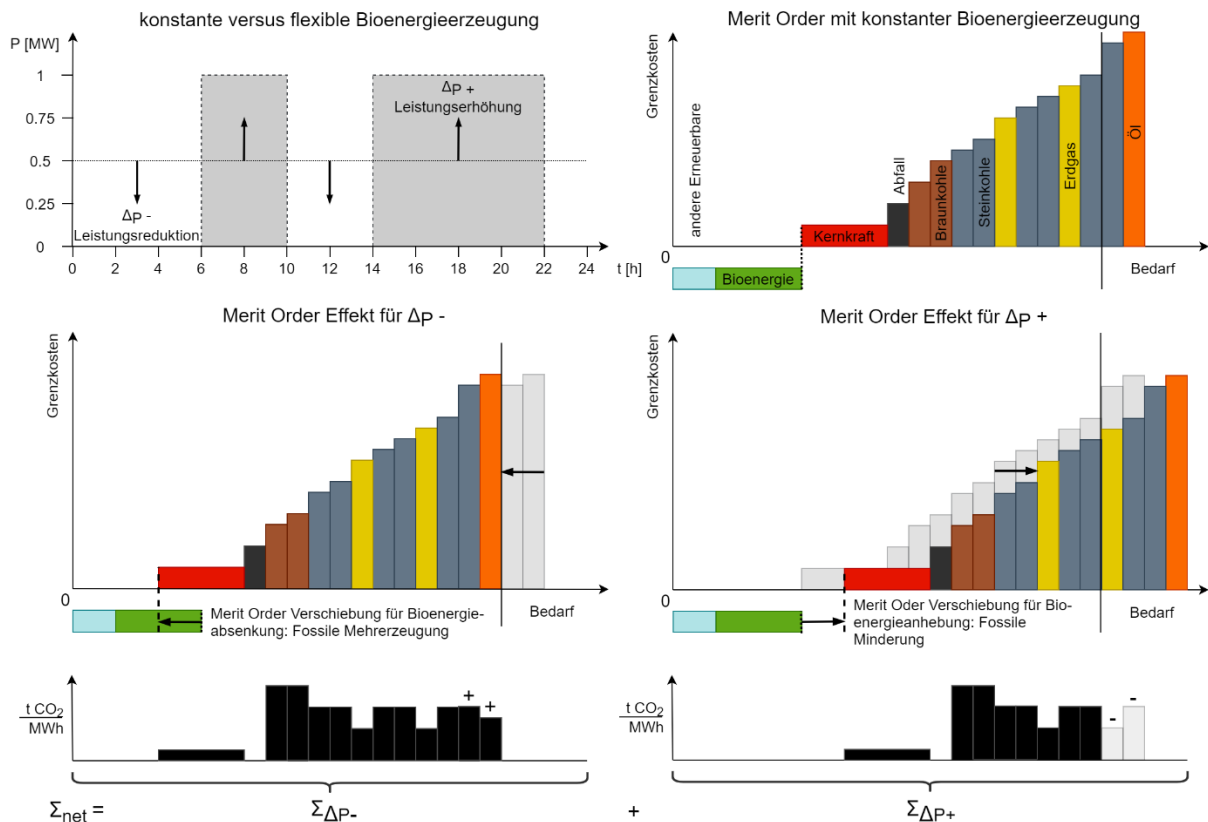


Abbildung 16 Nettoemissionseffekte bei einer Umstellung der Bioenergieerzeugung von konstante auf eine flexible Fahrweise

Die Übertragung dieser prinzipiellen Vorgehensweise ist ausführlich in der Veröffentlichung „Empirical greenhouse gas assessment for flexible bioenergy in interaction with the German power sector“ (DOI...) beschrieben und soll hier entlang der 5 Berechnungsschritte (siehe Abbildung 17) kurz dargestellt werden.

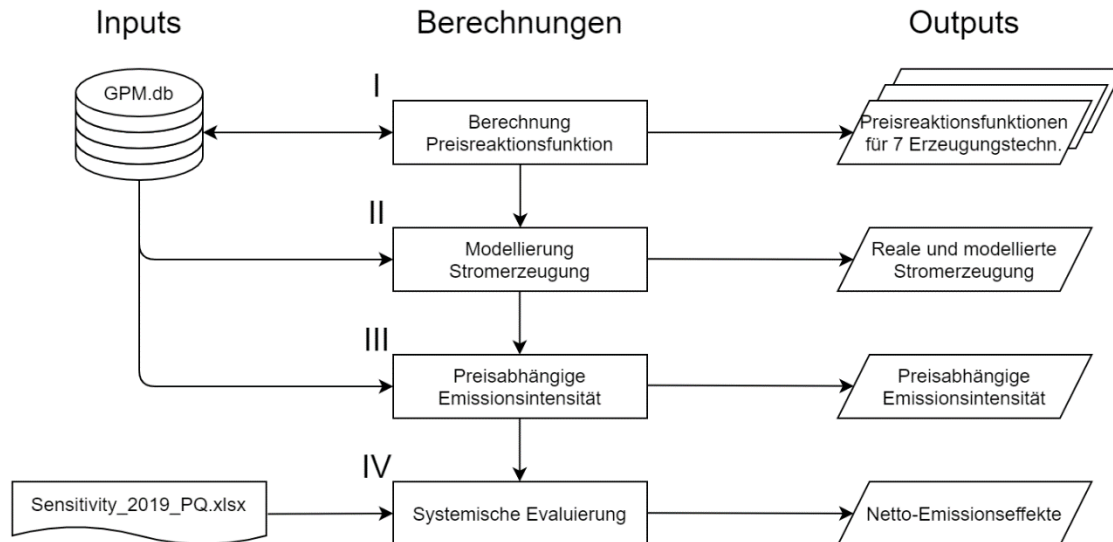


Abbildung 17: Schema der Berechnungsschritte zur systemischen Bewertung der Emissionseffekte der flexiblen Betriebsweise von Bioenergieanlagen

Als Daten- und Methodenbasis diente die „GermanPowerMarket.database.toolbox“ (GPM.db.tb) welche separat entwickelt wurde und nicht Gegenstand des Forschungsprojekts ist. Primäre Datenquelle für die GPM.db.tb ist die ENTSO-E-Transparenzplattform²¹, von der Zeitreihen für den Day-Ahead-Markt und die tatsächliche Erzeugung für verschiedene Erzeugungstypen verwendet wurden. Die Datenbank sowie die zugehörige Toolbox für die Datenverarbeitung, Visualisierungen und die finalen Berechnungen zur THG-Bewertung sind bei ZENODO²² veröffentlicht und stehen auch in einem öffentlichen GitLab-Repositoryum²³ zur Verfügung. Um eine einfache Möglichkeit zur Reproduktion und Wiederverwendung der beschriebenen Methodik zu erreichen, ist die GPM.db.tb unter einer internationalen Creative Commons Attribution 4.0 Lizenz (CC-BY 4.0) veröffentlicht²⁴. Die im Folgenden beschriebenen Methoden zur Abschätzung der Preisreaktionsfunktion, der Preisabhängigen Emissionsintensität und schließlich zur Berechnung der Effekte für die flexible Stromerzeugung von Biogasanlagen sind Bestandteil der Toolbox. Der Unterordner applications/FLEXSIGNAL enthält die hierzu verwendeten Rechenvorschriften und berechneten Ergebnisse für die transparente Reproduzierbarkeit der hier beschriebenen Vorgehensweise sowie der Ergebnisse für die gewählte Beispielauslegung der Modellbiogasanlage aus 6.4.1.

Berechnung der Preisreaktionsfunktion

Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen dem Preis und einem bestimmten Lastniveau einer Erzeugungsart kann durch eine logistische Funktion abgebildet werden (siehe Formel (4)). Nach Duong et.al.²⁵ ist eine logistische Funktion eine geeignete Möglichkeit, um den

²¹ European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E Transparency Platform (2021): Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market

²² Dotzauer M (2021): GermanPowerMarket.database.toolbox (Version 1.0), 2021

²³ Dotzauer M (2021): GermanPowerMarket.database.toolbox (GPM.db.tb): GitLab repository.

²⁴ Creative Commons, Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0), 2021.

²⁵ Duong N, Phan V (2019): Optimal Load Dispatch in Competitive Electricity Market by Using Different Models of Hopfield Lagrange Network

Ergebnisse des Vorhabens

impliziten Zusammenhang zwischen dem Marktpreis und der Erzeugungsmenge einer bestimmten Kraftwerksgruppe zu beschreiben.

$$g(p) = G_{min} + \frac{G_{max} - G_{min}}{1 + e^{-k(p-x_0)}}$$

$g(p)$ = Preisabhängige Erzeugung (generation)

G_{min} = Erzeugung minimum

G_{max} = Erzeugung maximum

k = Curvatur Factor

p = Preis einer bestimmten Stunde

x_0 = Zentralpunkte der Kurve

Formel 4: Zusammenhang zwischen Preis und Lastniveau

Zur Berechnung einzelner Funktionen liegt der Fokus hier ausschließlich auf nicht erneuerbarer steuerbarer Erzeugung (NESE) aus: Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Kernkraft, Öl, anderen fossilen Brennstoffen und Abfall. Es wird angenommen, dass die Menge der Erzeugung aus diesen Kraftwerkstypen im Wesentlichen vom Preis am Day-Ahead-Markt abhängt. Auch wenn diese starke Vereinfachung andere Faktoren vernachlässigt, scheint sie eine brauchbare Schätzung zu sein, um das durchschnittliche Verhalten der NESE im Durchschnitt eines betrachteten Jahres zu beschreiben.

Die einzelnen Parameter für die verschiedenen Kurvenanpassungen werden mit Hilfe des scipy-Pakets (Scientific Python) ermittelt, das im Kern den Ansatz der kleinsten Quadrate zur Parameterschätzung der einzelnen Funktionen verwendet^{26,27}. Die Anpassung für die Erzeugungsart Braunkohle und die resultierenden Parameter sind in Abbildung 18 dargestellt.

²⁶ Community driven development, SciPy (pronounced "Sigh Pie") is open-source software for mathematics, science, and engineering.: `scipy.optimize.least_squares`. python library, 2021.

²⁷ Community driven development, SciPy (pronounced "Sigh Pie") is open-source software for mathematics, science, and engineering.: `scipy.optimize.curve_fit`. python library, 2021

Ergebnisse des Vorhabens

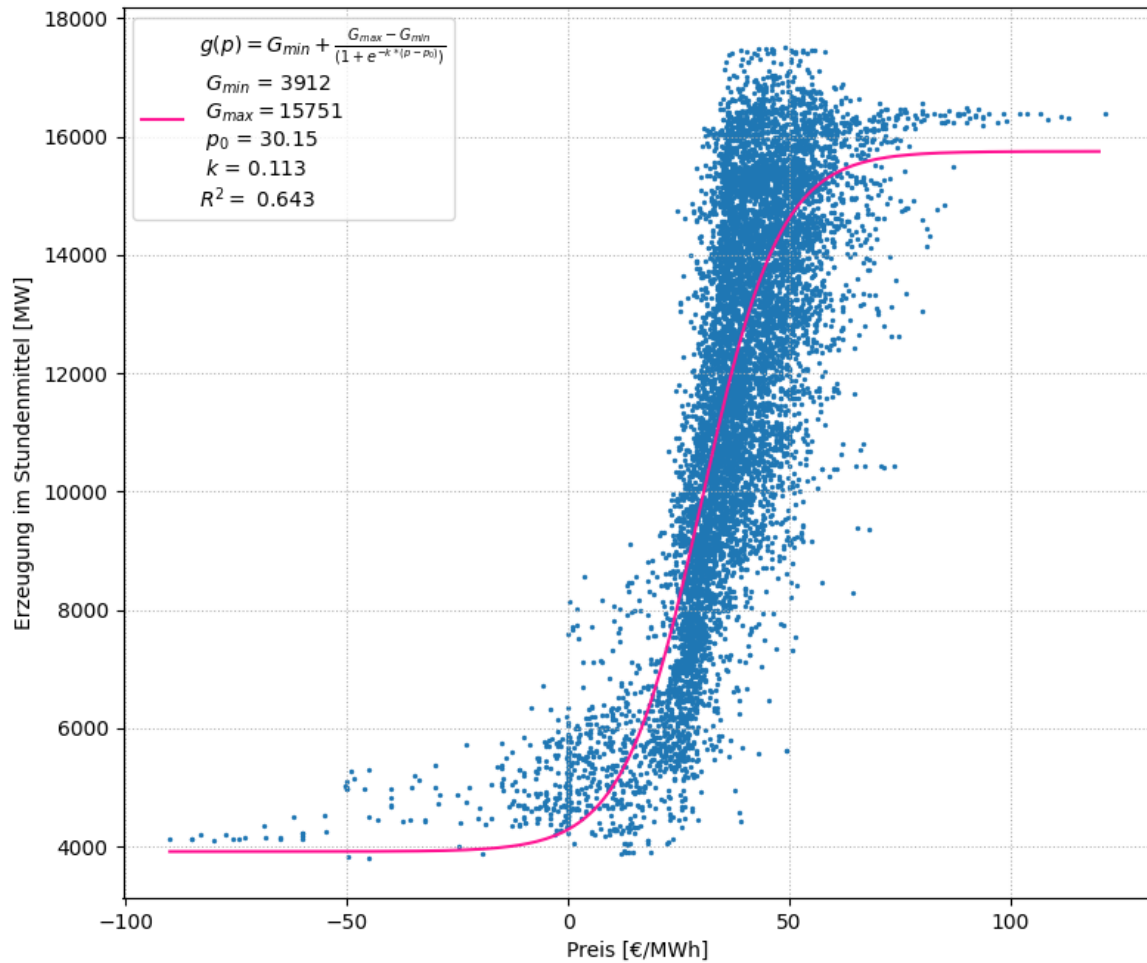


Abbildung 18: Preiselastizität und Parametrisierung der Log-Funktion für Braunkohle 2019

Modellierte Stromerzeugung

Auf der Grundlage individueller Anpassungen der Funktionen der Preisreaktionsfunktionen für ein bestimmtes Jahr kann ein idealisiertes Modell für NESE erstellt werden. Wie in Abbildung 19 gezeigt, folgen einige der modellierten Funktionen für die verschiedenen Arten von NESE einer sigmoiden Form. Während Kernkraft und Braunkohle über eine beträchtliche Menge an Must-Run-Kapazität verfügen, bleiben sie zu sehr niedrigen Preisen in Betrieb. Steinkohle und Erdgas agieren als sehr vielseitige Erzeugungsarten mit einer geringen Must-Run-Menge. Steinkohle hat eine steile Rampe im mittleren und oberen Preisbereich (rund 25 – 60 €/MWh), wohingegen Erdgas einen gestreckten Reaktionsbereich zeigt.

Ergebnisse des Vorhabens

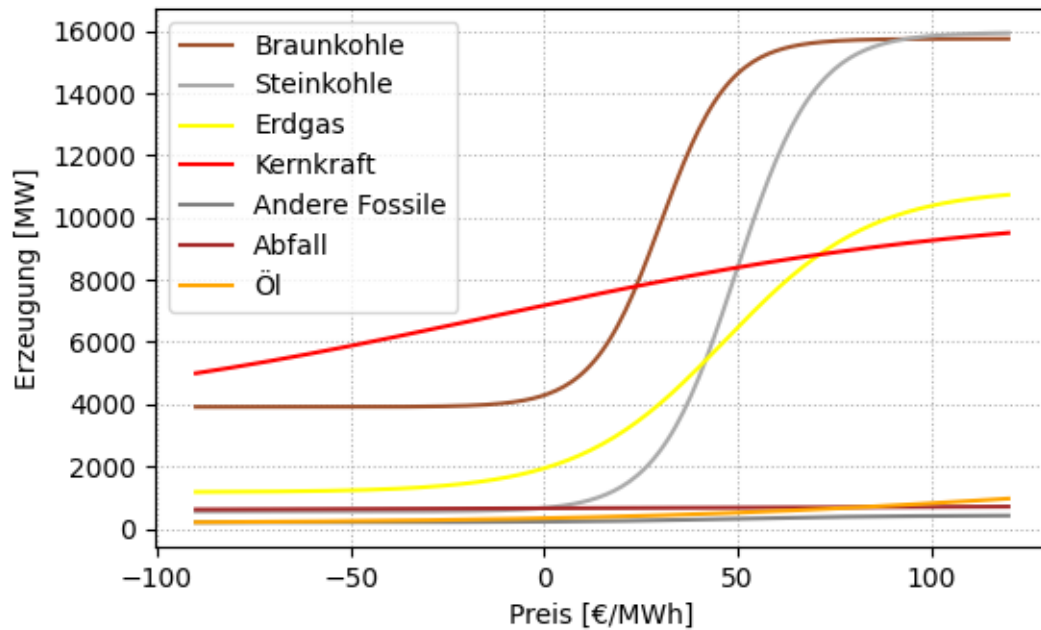


Abbildung 19: Preiselastizitätskurven der betrachteten Erzeugungstechnologien zur Modellierung der Stromerzeugung

Das Ergebnis der Anpassung der Preiselastizitätskurven für alle Erzeugungsarten (Index g) und deren Verwendung zur Modellierung der jährlichen Erzeugung mit einer stündlichen Auflösung (Index h), ergibt eine Matrix $L_{h,g}$ (siehe Formel 5). Diese Matrix besteht dann also aus 7 (Anzahl der Erzeugungsarten) x 8.760 (Jahresstunden ohne Schaltjahr) Einzelwerten, die nach Einsetzen der Preise eines Jahres das modellierte Verhalten des Kraftwerksparkes (NESE) widerspiegelt.

$$L_{h,g} = \begin{matrix} l_{h1,g1} & \dots & l_{h1,g7} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{hg1} & \dots & l_{hg7} \end{matrix}$$

Formel 5: Matrix der Preiselastizitätskurven für NESE

Preisabhängige Grenzemissionen

Durch Kombination der Preiselastizitätsfunktionen für NESE mit den spezifischen Emissionsfaktoren erhalten wir eine aggregierte, aber diskrete, Kurve, die die preisabhängigen Emissionsintensitäten (PEI) darstellt.

In einer Literaturrecherche wurden dazu zuerst die spezifischen Emissionsfaktoren für nicht-erneuerbare Kraftwerke ermittelt. Wir konzentrieren uns auf die brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren, da für einen kurzfristigen Vergleich verschiedener Betriebsarten die Emissionen für die Infrastruktur vernachlässigt werden können. Die Treibhausgasbilanzierung für die Bioenergieanlagen bleibt in diesem Ansatz unberücksichtigt, da nur die verschiedenen Betriebsarten verglichen werden. Wir dabei davon aus, dass unter ceteris paribus-Bedingungen die Gesamtenergiemenge und der Massenumsatz konstant bleiben.

Ergebnisse des Vorhabens

Tabelle 6: spezifische Emissionen der nicht erneuerbaren Kraftwerkstypen²⁸

Kraftwerkstyp	Symbol	spezifische Emissionen [g CO ₂ Äq / kWh]
Kernkraft	e_{ncl}	33
Braunkohle	e_{lgn}	1108
Steinkohle	e_{hcl}	888
Erdgas	e_{ngs}	350
Öl	e_{oil}	788
Abfall	e_{wst}	276
Andere Fossile	e_{fso}	750

Mit den spezifischen Emissionen aller sieben beobachteten Erzeugungsarten (Index g) erhalten wir einen Vektor E_g , der ein Tupel ist, das für spätere Berechnungen verwendet wird (siehe Formel 6).

$$E_g = (e_{ncl}, e_{lgn}, e_{hcl}, e_{ngs}, e_{oil}, e_{wst}, e_{fso})$$

Formel 6: Vektor der spezifischen Emissionen für NESE

Da die Grenzkosten den Einsatz von NESE bestimmen, definieren wir den Begriff preisabhängige Emissionsintensität (PAEI), um die Änderung der durchschnittlichen Emissionen für den Strommix bei einem bestimmten Preisniveau zu beschreiben, wenn zu einer bestimmten Stunde die marginale Veränderung im Kraftwerkspark entsprechende Mehr- bzw. Minderemissionen mit sich bringt. Kurz gesagt, die PAEI werden vermieden, wenn NESE durch eine Erhöhung der anderen Erzeugung (hier flexible Bioenergie, die ihre Leistung erhöht) ersetzt wird und würden zusätzlich emittiert, wenn die andere Erzeugung (hier flexible Bioenergie, die ihre Leistung absenkt) verringert wird.

Um die PAEI für ein bestimmtes Jahr zu berechnen, werden die modellierten Lastwerte für die beobachteten sieben Erzeugungsarten ($L_{h,g}$) verwendet. Jede stündliche Last pro Erzeugungsart wird mit deren spezifischen Emissionen (E_g) multipliziert und die Summe dieser Gesamtemissionen durch die kumulierte Menge der modellierten Erzeugungsmenge geteilt (siehe Formel 7). Der resultierende Vektor M_h enthält für jede Stunde (Index h) die PAEI. M_h gibt die Menge an Treibhausgasemissionen an, die emittiert werden würde, wenn der disponible Kraftwerkspark eine zusätzliche kWh erzeugen würde, da die flexible Bioenergie hier eine Lücke hinterlässt. Umgekehrt entspricht M_h der Treibhausgaseinsparung, wenn flexible Bioenergieanlagen ihre Stromerzeugung erhöhen würden, um die nicht-erneuerbare Stromerzeugung zu einer bestimmten Stunde zu ersetzen.

$$M_h = \frac{\sum_{g=1}^7 L_{h,g} * E_g}{\sum_{g=1}^7 L_{h,g}}$$

Formel 7: Vektor der preisabhängigen Emissionsintensität

Für diese Berechnung wurde die unterschiedliche Gewichtung für jeden Typ von NESE entsprechend dem Stundenwert und unter Verwendung der angepassten Log-Funktionen berücksichtigt. Die Abbildung 20 zeigt die berechneten PAEI für die aggregierten NESE in

²⁸ Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente (ProBas). Webportal, Umweltbundesamt, 2000.

Ergebnisse des Vorhabens

Abhängigkeit des Marktpreises im Jahr 2019. Wie der Hals eines Schwans besteht die Kurve aus einem mittleren Bereich zwischen 0 €/MWh und 55 €/MWh, in dem ein positiver Zusammenhang zwischen dem Preis und der preisabhängigen Emissionsintensität zu beobachten ist. Je höher die Preise am Day-Ahead-Markt, desto höher der spezifische Emissionsfaktor für die NESE. Sowohl unterhalb als auch oberhalb dieses Preisbereichs kehrt sich der Zusammenhang um und mit steigendem Preis sinkt die spezifische Emission für die NESE.

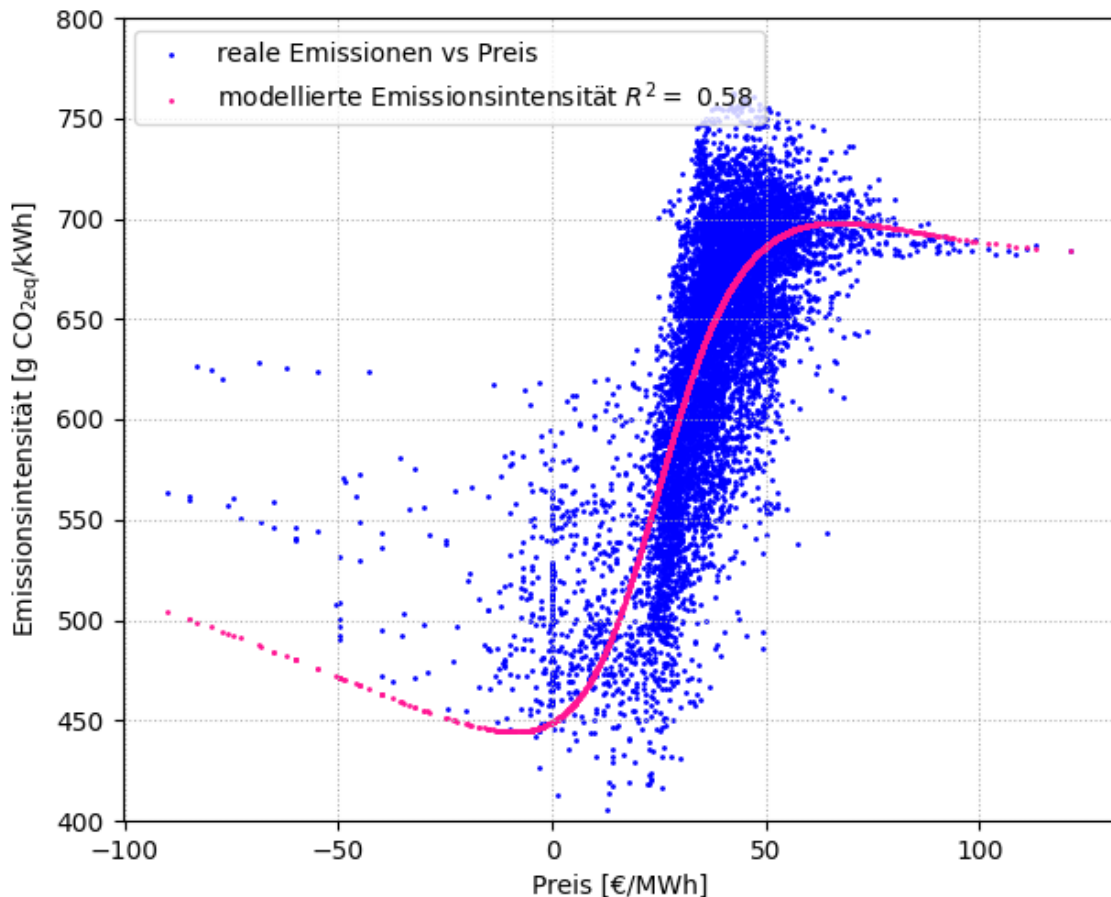


Abbildung 20: Preisabhängige Emissionsintensität auf Basis der realen Daten sowie der modellierten Stromerzeugung berechneten Werte

Systemische Evaluierung

Für eine Auswahl der in AP 2 dargestellten Überbauungsvarianten (Tabelle 7) wurde das oben beschriebene empirische Analyseverfahren angewendet.

Tabelle 7: Auswahl der Überbauungsgrade, die für die empirische Analyse der Emissionseffekte ausgewählt wurden.

PQ	[-]	1.5	2	2.4	3	4	6	8
tägliche Laufzeit	[h]	18	12	10	8	6	4	3
P _{inst}	[kW]	597	796	955	1,194	1,592	2,388	3,184

Ergebnisse des Vorhabens

Der letzte Schritt zur Berechnung der systemischen Effekte einer flexiblen Stromerzeugung einer Beispiel-Biogasanlage ist die Kombination der geschätzten Grenzemission und des Anlagenfahrplans. Um den Effekt verschiedener Flexibilisierungsgrade zu zeigen, führen wir diese Berechnung für die in Tabelle 7 angegebenen PQ-Werte durch.

$$E_{net} = \frac{\sum_{h=1}^n (P_{el, rat} - P_h) * M_h}{\sum_{h=1}^n P_h}$$

Formel 8: Netto-Emissionseffekt von Biogasanlagen für verschiedene Werte von PQ

Der in Formel 8 beschriebene Nettoemissionseffekt (E_{net}) ist die Summe über Differenzen der Nennleistung (P_{rat}) und der erzeugten Leistung (P_h , Betrag abhängig von PQ) multipliziert mit dem spezifischen Grenzemissionsfaktor (M_h) dieser Stunde und schließlich dividiert durch die Summe der erzeugten elektrischen Leistung.

Die Ergebnisse für die Beispiel-Biogasanlage zeigen, dass für alle Variationen des Leistungsquotienten (PQ) der flexible Betrieb im Vergleich zu einer konstanten Betriebsweise, unter den Rahmenbedingungen des Jahres 2019, zu Netto-Treibhausgasreduktionen führt. Je höher der PQ, desto größer ist die Reduktion, mit Ausnahme von PQ=8 im Vergleich zu PQ=6. Dieser Zusammenhang nimmt für höhere PQ ab. Die geschätzte spezifische Treibhausgasreduktion reicht von $-20 \text{ g CO}_{2\text{eq}} * \text{kWh}^{-1}$ für PQ=1,5 bis fast $-36 \text{ g CO}_{2\text{eq}} * \text{kWh}^{-1}$ für PQ = 6. Multipliziert mit der Gesamtmenge der erzeugten elektrischen Energie von 3.486 MWh erreichen die geschätzten Treibhausgaseinsparungen für die Beispielanlage zwischen 70 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ und 125 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$ pro Jahr.

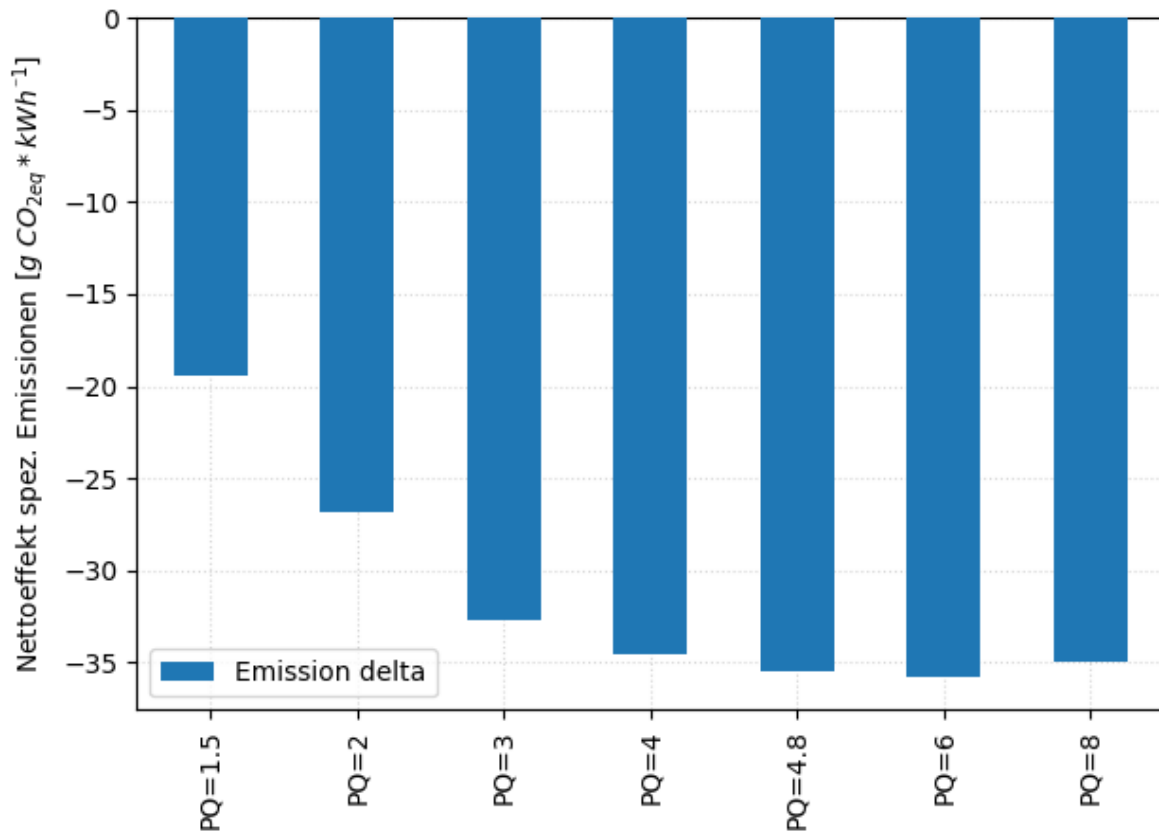


Abbildung 21: Treibhausgaseinsparungen einer flexibel betriebenen Biogasanlage in Abhängigkeit des Überbauungsgrades.

6.5 AP 4: Systemanalyse und Wechselwirkungen

Inhalt des AP 4 war die modellseitige Abbildung von Bioenergieanlagen einschließlich ihrer technischen Restriktionen im Gesamtsystem. Dazu wurde die Modellierung von Bioenergieanlagen im kurzfristigen Elektrizitätssystemmodell des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen anhand der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse weiterentwickelt und angepasst.

Die Arbeitsschwerpunkte im AP 4 waren dreigeteilt und lagen zunächst auf der detaillierten Modellierung flexibler Bioenergieanlagen, zweitens auf der Definition eines passenden Szenariorahmens und der damit verbundenen Datenaufbereitung und drittens auf der Auswertung der Simulationsergebnisse der Vergleichsrechnungen. Diese Dreiteilung orientierte sich an den Meilensteinen 4.1 bis 4.3.

6.5.1 Modellierung flexibler Bioenergieanlagen im JMM

Joint Market Model

Als Systemmodell kam in diesem Projekt das WILMAR Joint Market Model (JMM), ein dynamisches Elektrizitätsmarktmodell für den europäischen Strommarkt, zum Einsatz. Es wurde ursprünglich im Rahmen des Projekts „Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets“ (WILMAR) entwickelt, welches durch die EU gefördert wurde.²⁹ Das Modell lässt sich für vielseitige ökonomische Untersuchungen der Elektrizitätsmärkte einsetzen und liefert die Fahrpläne für konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicher, Marktpreise sowie die grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Detailliertere Informationen über das Modell und seine Gleichungen finden sich in mehreren Publikationen.^{30 31}

Das JMM bildet durch einen Optimierungsansatz das optimale Marktergebnis ab. Es wird jede Stunde des Simulationsjahres mit der Zielsetzung der Minimierung der Systemkosten modelliert. Entsprechend der sequentiellen Abfolge der Strommärkte kommt die sogenannte rollierende Planung zum Einsatz. Auf diese Weise können die Kraftwerkseinsatzplanung am Vortag und prognosebedingte Abweichungen untertäglich abgebildet werden: In Anlehnung an den Day-Ahead-Markt wird jeweils um 12 Uhr basierend auf den zum Vortag verfügbaren Informationen hinsichtlich Stromnachfrage, Einspeisung erneuerbarer Energien und verfügbarer Erzeugung die Einsatzplanung für den folgenden Tag festgelegt. Dies stimmt mit dem Handel an den europäischen Strombörsen überein. Anschließend werden untertäglich neue Informationen wie Prognosefehler von erneuerbaren Energien berücksichtigt und die Planung des Kraftwerkseinsatzes erneut optimiert und angepasst. Diese erneute Optimierung wird durch Entscheidungen der ursprünglichen vortägigen Planung, wie bspw. das Hochfahren von Kraftwerken, limitiert und entspricht einem Intraday-Markt. Die modellierten Marktpreise reflektieren die marginalen Erzeugungskosten.

Die grundlegenden Charakteristika dieses optimierenden Elektrizitätsmarktmodells sind die folgenden: Die variablen Kosten umfassen Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Anfahrkosten und weitere variable Kosten für Wartung und Versicherung. Technische Restriktionen wie

²⁹ Barth R, Brand H, Meibom P, Weber C (2006): A Stochastic Unit-commitment Model for the Evaluation of the Impacts of Integration of Large Amounts of Intermittent Wind Power

³⁰ Weber C, Meibom P, Barth R, Brand H (2009): WILMAR - a stochastic programming tool to analyse the large scale integration of Wind Energy

³¹ Trepper K, Bucksteeg M, Weber C (2015): Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe

Ergebnisse des Vorhabens

Anfahrzeiten, Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten, Teillastwirkungsgrade, minimale und maximale Erzeugung und Reserveanforderungen werden berücksichtigt. Neben der Nachfrage nach Strom muss auch die Nachfrage nach Wärme in allen 8.760 Stunden des Jahres gedeckt sein. Aufgrund der Wechselwirkungen von KWK-Anlagen mit den Strommärkten sind auch regionale Märkte für Fernwärme und industrielle Prozesswärme im Modell enthalten.

Um eine möglichst große Realitätsnähe zu schaffen, werden die Wechselwirkungen zwischen konventionellem Kraftwerkseinsatz, Einspeisung erneuerbarer Energien, verfügbarer Reserveleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) und verfügbaren Übertragungskapazitäten abgebildet.

Modellierung flexibler Biogasanlagen

Im ersten Schritt auf dem Weg zum Erreichen des Meilensteins 4.1, der Modellierung flexibler Bioenergieanlagen im JMM, lag der Arbeitsschwerpunkt auf der Aufarbeitung des Status-quo und der Erweiterung der Anlagenmodellierung um verschiedene Flexibilitätsoptionen.

Prozesskette Biogasanlage mit Wärmenutzung

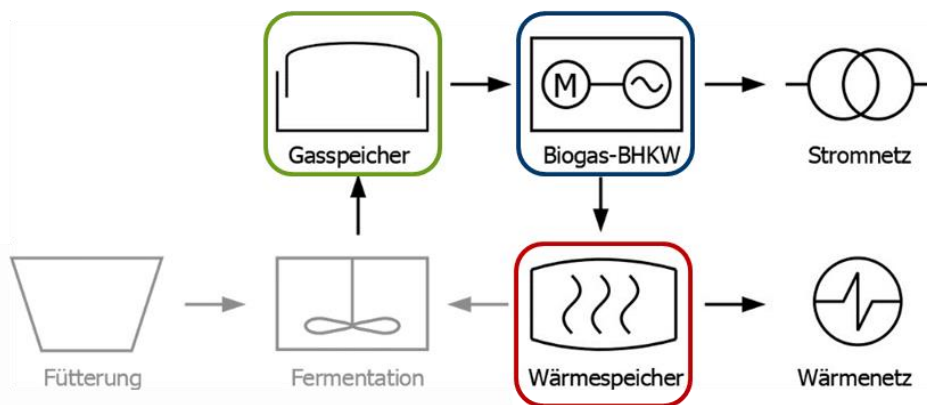


Abbildung 22: Prozesskette einer Biogasanlage mit Wärmenutzung: Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 22 zeigt die schematische Darstellung der Prozesskette einer Biogasanlage mit Wärmenutzung. In diesem Schema sind vier für die Modellierung in einem Systemmodell relevante Komponenten abgebildet. Das ist zum einen das Biogas-BHKW selbst, zweitens der Gasspeicher, drittens der Wärmespeicher und zuletzt der vorgelagerte und zusammengefasste Fütterungs- und Fermentationsprozess. Die ersten drei der vier genannten Komponenten wurden bei der Modellierung detailliert berücksichtigt. Hingegen wurde der Fütterungs- und Fermentationsprozess nicht explizit im Modell abgebildet, da davon ausgegangen wird, dass die aus der Fermentation resultierende Biogasproduktion nicht marktorientiert durch eine Anpassung des Fütterungsprozesses beeinflusst werden kann.

Der Gasspeicher ist dem Fermenter nachgelagert und speichert das produzierte Gas zwischen. Durch die schon beschriebene fehlende Flexibilität im Fütterungs- und Fermentationsprozess fließt dem Gasspeicher qua Annahme eine konstante Menge Gas pro Stunde zu. Der Gasspeicher ist ein Kernelement für die Flexibilität der Biogasanlagen. Als Zwischenspeicher des im Fermenter produzierten Gases ermöglicht er eine zeitliche Entkoppelung der Gas- und Stromproduktion und schafft so Flexibilität. Das Flexibilitätspotential ist dabei einerseits abhängig vom Volumen des Speichers, d.h. wie viele

Ergebnisse des Vorhabens

Stunden die Gasproduktion gespeichert werden kann und ist andererseits direkt abhängig von der Dimensionierung des nachgelagerten BHKWs selbst.

Das BHKW dient der Erzeugung von Strom und Wärme aus dem im Fermenter produzierten und im Gasspeicher zwischengespeicherten Biogas. Eine Flexibilisierung des BHKWs bedeutet, dass die installierte Leistung im Verhältnis zur Bemessungsleistung erhöht wird.

Der Wärmespeicher ist das letzte Kernelement in der Prozesskette und eine elementare Flexibilitätskomponente. Er ermöglicht es, in Abhängigkeit seiner Dimensionierung, einen bestimmten Wärmebedarf unabhängig von der Stromproduktion zu decken und so auch in Stillstandszeiten des BHKWs bestehende Wärmelieferverpflichtungen zu bedienen. Ohne das Vorhandensein eines Wärmespeichers bei gleichzeitiger (Teil-)Wärmelieferverpflichtung der Anlagenbetreiber*innen, wäre eine flexible strommarktorientierte Fahrweise der Biogasanlage nicht möglich (s.a. AP 3) (Quelle DBFZ).^{32]}

Modellierung des Gasspeichers

Die nachfolgende Formel 9 bildet die Funktionsweise des Gasspeichers der Biogasanlage im JMM ab.

$$V_{a,i,t}^{Storage} = (1 - \eta_{a,i}^{StoLoss}) \cdot V_{a,i,t-1}^{Storage} + \eta_{ai}^{LoadEff} \cdot i_{a,t}^{Inflow} - F_{a,i,t}$$

$$\forall a \in A, i \in I^{Bioflex}, t \in T$$

Formel 9: Abbildung des Gasspeichers im JMM

Der aktuelle Speicherfüllstand ($V_{a,i,t}^{Storage}$) entspricht dem Füllstand der Vorperiode ($V_{a,i,t-1}^{Storage}$) abzüglich eventueller Speicherverluste ($\eta_{a,i}^{StoLoss}$), zuzüglich des aus dem vorgelagerten Fütterungs- und Fermentationsprozess eingespeisten Gases ($i_{a,t}^{Inflow}$) und abzüglich des vom Biogas-BHKW verbrauchten Gases ($F_{a,i,t}$). $i_{a,t}^{Inflow}$ wird als Zeitreihe exogen vorgegeben, da der Fütterungs- und Fermentationsprozess nicht explizit im Modell abgebildet wird.

Modellierung des Wärmespeichers

Die nachfolgende Formel 10 bildet die Funktionsweise des Wärmespeichers der Biogasanlage ab.

$$V_{a,i,t}^{StoHeat} = (1 - \eta_{a,i}^{StoHloss}) \cdot V_{a,i,t-1}^{StoHeat} + W_{a,i,t}^{Heat} - Q_{a,i,t}$$
$$\forall a \in A, i \in I^{Heatsto}, t \in T$$

Formel 10: Abbildung des Wärmespeichers im JMM

Der aktuelle Speicherfüllstand ($V_{a,i,t}^{StoHeat}$) entspricht dem Füllstand der Vorperiode ($V_{a,i,t-1}^{StoHeat}$) abzüglich von Wärmeverlusten ($\eta_{a,i}^{StoHloss}$), zuzüglich der eingespeicherten Wärme ($W_{a,i,t}^{Heat}$) und abzüglich der abgegebenen Wärme ($Q_{a,i,t}$).

³² Erstellung der Wärmelastprofile in Anlehnung an BDEW 2016.

6.5.2 Datengrundlage und Szenariorahmen

Szenariorahmen

Als Ausgangspunkt der Arbeiten für Meilenstein 4.2 hat das Projektkonsortium das Jahr 2025 als Zieljahr festgelegt. Begründet ist dieser Zeithorizont in der kurz- bis mittelfristigen Relevanz der im Projekt entwickelten Bonuskonzepte. Für das Szenariojahr 2025 werden Wetterdaten des Jahres 2016 zu Grunde gelegt. Insbesondere in der Szenarioabstimmung hat das Projektkonsortium auf Wahrung der Konsistenz zwischen der Einzelanlagenanalyse in AP 3 und der Systemanalyse in AP 4 geachtet.

Das Jahr 2016 liefert historische Wetterdaten für alle Zeitreihen wie erneuerbare Einspeisung und Bedarfsprofile. Die Stromnachfrageprofile basieren auf Daten der ENTSO-E³³ und sind so skaliert, dass sie dem nationalen Jahresstromverbrauch 2016 gemäß EUROSTAT³⁴ entsprechen. Unter der Annahme, dass Effizienzsteigerungen den zusätzlichen Strombedarf durch Sektorkopplung kompensieren, wird angenommen, dass der Strombedarf bis 2025 konstant bleibt. Der Bedarf an Reserveleistung wird über das Jahr hinweg als konstant angenommen und bleibt für alle Zeiträume auf dem Niveau von 2016. Die Einspeiseprofile für Solar-PV, Wind Onshore und Offshore basieren auf Open Power System Data und werden mittels der Erzeugungskapazitäten in 2016 und denen aus dem Szenario „Best Estimate“ des ENTSO-E TYNDP auf das Jahr 2025 skaliert.³⁵ Zukünftige Windprofile werden dabei so skaliert, dass die Volllaststunden zunehmen, während die maximale Einspeisung erhalten bleibt. Auf diese Weise wird der Zubau von fortschrittlichen Windturbinen abgebildet.

Die Verfügbarkeit der Erzeugungseinheiten wird auf Basis von wöchentlichen Verfügbarkeiten modelliert. Die entsprechenden Zeitreihen werden mit einem probabilistischen Modell erzeugt, das zwischen ungeplanten und geplanten Erzeugungsausfällen unterscheidet. Ungeplante Ausfälle können durch technische Fehler auftreten und werden zufällig ausgelöst. Bei geplanten Ausfällen, z.B. Wartungsarbeiten, werden saisonale Einflüsse berücksichtigt, die zu reduzierten Verfügbarkeiten während der Sommerperiode führen. Entsprechende Daten und Annahmen, d. h. Wahrscheinlichkeit und Dauer geplanter und ungeplanter Ausfälle sowie saisonale Muster geplanter Ausfälle, basieren auf (ENTSO-E).³⁶

Die Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Zertifikate basieren auf dem Szenario "Current policies" des World Energy Outlook.³⁷ Die Modellierung der Marktkopplung und des grenzüberschreitenden Austauschs zwischen den europäischen Ländern erfolgt auf Basis der Nettoübertragungskapazitäten aus dem TYNDP 2018 und speziell für Deutschland auf Daten aus dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030.³⁸

³³ ENTSO-E (2018a) ENTSO-E Transparency Platform

³⁴ Eurostat (2018) Annual Statistics

³⁵ Open Power System Data (2020) European Power System Data

³⁶ ENTSO-E (2018b) TYNDP 2018

³⁷ IEA (2018) World Energy Outlook 2018. World Energy Outlook. OECD.

³⁸ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2018) Szenariorahmen Für Den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf Der Übertragungsnetzbetreiber

Biogas-Typanlagen

Die in der Modellierung betrachteten Typanlagen entsprechen den repräsentativen Beispielanlagen aus dem AP 3 und wurden durch das DBFZ bereitgestellt. In den Folgerechnungen wird eine installierte Leistung des flexibilisierten Biogasanlagenbestandes von 5,18 GW angenommen.

Tabelle 8: Typanlagendefinition (Quelle: DBFZ)

	BGA_A	BGA_B	BGA_C	BGA_D
Installierte Leistung [kW]	215	493	1140	1500
Bemessungsleistung [kW]	172	398	526	693
Überbauungsgrad	1,25	1,24	2,17	2,16
Stromkennzahl	0,88	0,90	1,00	1,05
Thermische Leistung [kW]	244	544	1140	1427
Gasspeicherkapazität [h]	6	6	9	9
Wärmespeicherkapazität [h]	4	4	4	4
Anteil BGA-Gesamtbestand [%]	27	38	18	17

Parametrierung

Die Biogasproduktion wird exogen über eine stündliche Zeitreihe vorgegeben. Da im Fütterungs- und Fermentationsprozess keine Flexibilität angenommen wird, ist dieser Zufluss im Zeitverlauf konstant. Die Menge des produzierten Biogases orientiert sich an der Bemessungsleistung des Anlagentyps. Die Berücksichtigung im Modell erfolgt über den Parameter $i_{a,t}^{Inflow}$ (vgl. Abschnitt 6.5.1).

Wärmeseitig wurde jeder Typanlagengruppe ein spezifisches Wärmelastprofil zugewiesen. Die so vorgegebene Wärmenachfrage kann direkt aus dem Biogas-BHKW, dem der Anlage zugewiesenen Wärmespeicher oder durch einen Spitzenlastkessel bedient werden. Der Spitzenlastkessel weist sehr hohe Einsatzkosten auf, sodass dieser nur in Ausnahmefällen, bspw. bei Nichtverfügbarkeit des Biogas-BHKW, zur Wärmeproduktion genutzt wird.

Fahrweisen der Biogasanlage

Der Schwerpunkt der Modellrechnungen lag auf dem Vergleich der flexiblen mit der inflexiblen Fahrweise der Biogasanlagen. Flexibel bedeutet, dass die Anlagenfahrweise im vorgegebenen technischen Rahmen modellendogen optimiert wird (im Folgenden Flex). Im inflexiblen Fall kann hingegen kein Gas aus dem Fütterungs- und Fermentationsprozess zwischengespeichert werden und die Biogasanlage muss das produzierte Gas in jedem Zeitschritt verfeuern (im Folgenden Fix).

FixFlex Fahrweise

Neben der modellendogen optimierten flexiblen Fahrweise wurde zudem die Alternative eines optimierten, aber exogen vorgegebenen Fahrplans betrachtet. Diese Variante ist im Folgenden mit FixFlex abgekürzt. Die FixFlex Fahrweise resultiert aus einem fest vorgegebenen Anlagenfahrplan. Dieser Fahrplan schreibt für jeden Wochentag eine feste typspezifische Anlagenfahrweise vor. Um saisonalen Veränderungen gerecht zu werden, wird der Fahrplan

Ergebnisse des Vorhabens

quartalsweise angepasst und optimiert. Diese fest geplante Fahrweise erlaubt es den Anlagenbetreiber*innen auf die regelmäßigen Schwankungen des Strommarktes zu reagieren und gewährt durch wiederkehrende Einspeisemuster gleichzeitig Planungssicherheit im Anlagenbetrieb. Anders als bei der voll flexiblen Fahrweise wird nicht auf jede Änderung am Strommarkt reagiert und die Flexibilität ist nur noch eingeschränkt verfügbar. Diese Fahrweise wurde in den Modellläufen als Alternative zwischen einer vollständig inflexiblen und vollständig flexiblen Fahrweise berücksichtigt.

Des Weiteren wurden verschiedenen Sensitivitäten hinsichtlich des CO₂-Preises berücksichtigt. Dem Szenario *CO2 Medium* liegt für das hier betrachtete Jahr 2025 ein CO₂-Preis von 66,75 €/tCO₂ zugrunde, im Vergleich zu 26 €/tCO₂ im Szenario *Status quo*. Das Szenario *CO2 High* berücksichtigt einen Extrempreis von 107,50 €/tCO₂. Aus den vorgestellten Modellvariationen und Sensitivitäten resultieren die in Tabelle 9 genannten Modellläufe.

Tabelle 9: Übersicht der Modellläufe im AP 4

	Fix	FixFlex	Flex
CO2 Status quo	Referenz	X	X
CO2 Medium	X	X	X
CO2 High	X	X	X

Bonuskonzepte

Anschließend wurde auf die Ergebnisse der Modellläufe das in AP 2 entwickelte Bonuskonzept angewendet. Dazu wurden die bonus- und malusberechtigten Stunden ex post ermittelt und der Bonus/Malus diesen Stunden zugeschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Konzepte findet sich in den Ausführungen zum AP 2.

6.5.3 Diskussion der Modellergebnisse

Der dritte und letzte Meilenstein dieses Arbeitspakets sieht die Diskussion der Simulationsergebnisse vor. Die Modellläufe liefern unter anderem Preise auf den relevanten Märkten, Erzeugungsmengen verschiedener Technologien, Systemkosten und Emissionsmengen. Modellläufe mit unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Speichergröße oder des Überbauungsgrades können anhand dieser Variablen verglichen und bewertet werden. Somit steht im Folgenden der Vergleich einer inflexiblen und einer flexiblen Fahrweise der betrachteten Anlagen im Vordergrund. Zusätzlich wurde die im vorherigen Abschnitt vorgestellte FixFlex-Fahrweise berücksichtigt.

Auswirkungen auf Marktpreise

Der Vergleich der inflexiblen und der flexiblen Fahrweise der Biogasanlagen zeigt nur sehr geringe Effekte auf den Day-Ahead-Preis (s. Abbildung 23, sodass im Mittel keine signifikanten Veränderungen beobachtbar sind (s. a.

Tabelle 10. In den Hochpreisstunden führt die flexible Fahrweise zu einer kleinen Reduktion der Preisspitzen. So reduziert sich die Zahl der Hochpreisstunden im Vergleich zum Modellergebnis mit inflexibler Stromerzeugung aus Biogasanlagen. Diese Entwicklung ist durch das im flexiblen Fall leicht erhöhte Stromangebot aus Biogasanlagen in den Stunden hoher Residuallast begründet. Umgekehrt erhöht sich der Strompreis auch leicht in Stunden negativer Residuallast, da hier die Biogasanlagen ihr Angebot reduzieren.

Ergebnisse des Vorhabens

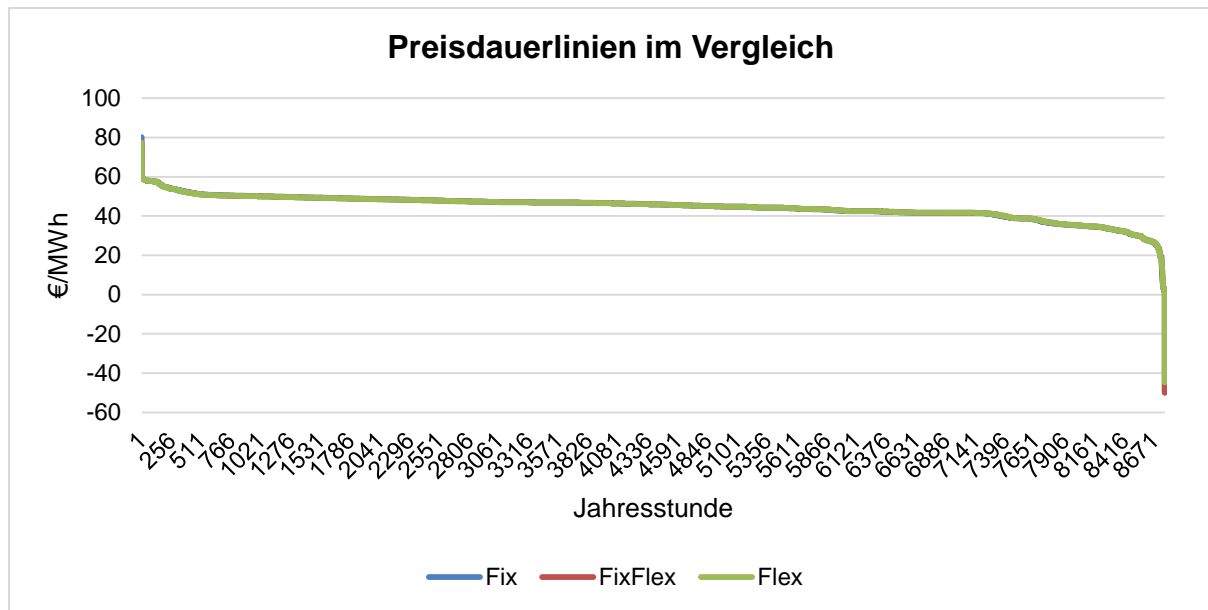


Abbildung 23: Vergleich der Preisdauerlinien für verschiedene Modellläufe

Tabelle 10: Preisstatistik Day-Ahead

€/MWh	Mittelwert	SD	Min	Max
Fix	44,58	6,27	-50,00	80,15
FixFlex	44,59	6,20	-50,00	77,45
Flex	44,59	6,18	-44,72	77,45

Auswirkungen auf Systemkosten

Die Systemkosten werden durch die flexible Fahrweise der Biogasanlagen reduziert (s. Tabelle 11). Die Veränderungen der Systemkosten werden getrieben durch die Reduktion der variablen Erzeugungskosten, insbesondere der CO₂- und Brennstoffkosten. Diese resultieren aus den im Folgeabschnitt beschriebenen Veränderungen im Kraftwerkseinsatz. Durch die flexible Fahrweise steigen jedoch die Anfahrtkosten der Biogasanlagen, was dort zu einem leichten Anstieg der variablen Erzeugungskosten führt. Die systemkostensenkenden Effekte in Deutschland lassen sich aufgrund der Wechselwirkungen mit den europäischen Nachbarländern nicht vollständig auf das Gesamtsystem übertragen. Dadurch weicht die Höhe der Systemkostenreduktion im Gesamtsystem von der Höhe der Reduktion in Deutschland, bereinigt um Im- und Exporte, ab. In Summe überwiegen sowohl in Deutschland als auch im Gesamtsystem die systemkostensenkenden Effekte durch ein flexibles Stromangebot aus Biogasanlagen.

Tabelle 11: Systemkostenreduktion durch Flexibilisierung

Systemkostenreduktion in Mio. €	Europa (einschl. DE)	
	Deutschland	
CO2 Status quo	26,90	17,26
CO2 Medium	43,52	50,23
CO2 High	70,30	60,87

Auswirkungen auf Erzeugungs- und Austauschmengen

Mit der flexiblen Fahrweise von Biogasanlagen gehen einerseits Veränderungen im Kraftwerkseinsatz anderer Technologien einher und andererseits verändern sich durch die Veränderung des Stromangebots in Deutschland die Austauschflüsse mit dem europäischen Ausland.

Die flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt zu einer (Teil-)Verschiebung des Stromangebots aus Stunden geringer Residuallast in Stunden hoher Residuallast. Dadurch kommt es zu Wechselwirkungen mit anderen flexiblen Erzeugungstechnologien. Die jährliche Stromerzeugungsmenge aus Pumpspeicherkraftwerken sinkt durch die flexible BGA-Fahrweise um 0,27 TWh. Zudem führt das flexible Stromangebot aus Biogasanlagen zu einer Reduktion der jährlichen Erzeugungsmenge aus Steinkohle um 0,31 TWh. In der folgenden Grafik sind die Wechselwirkungen der Stromerzeugung aus Biogasanlagen und der Erzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken an einem Beispieltag dargestellt.

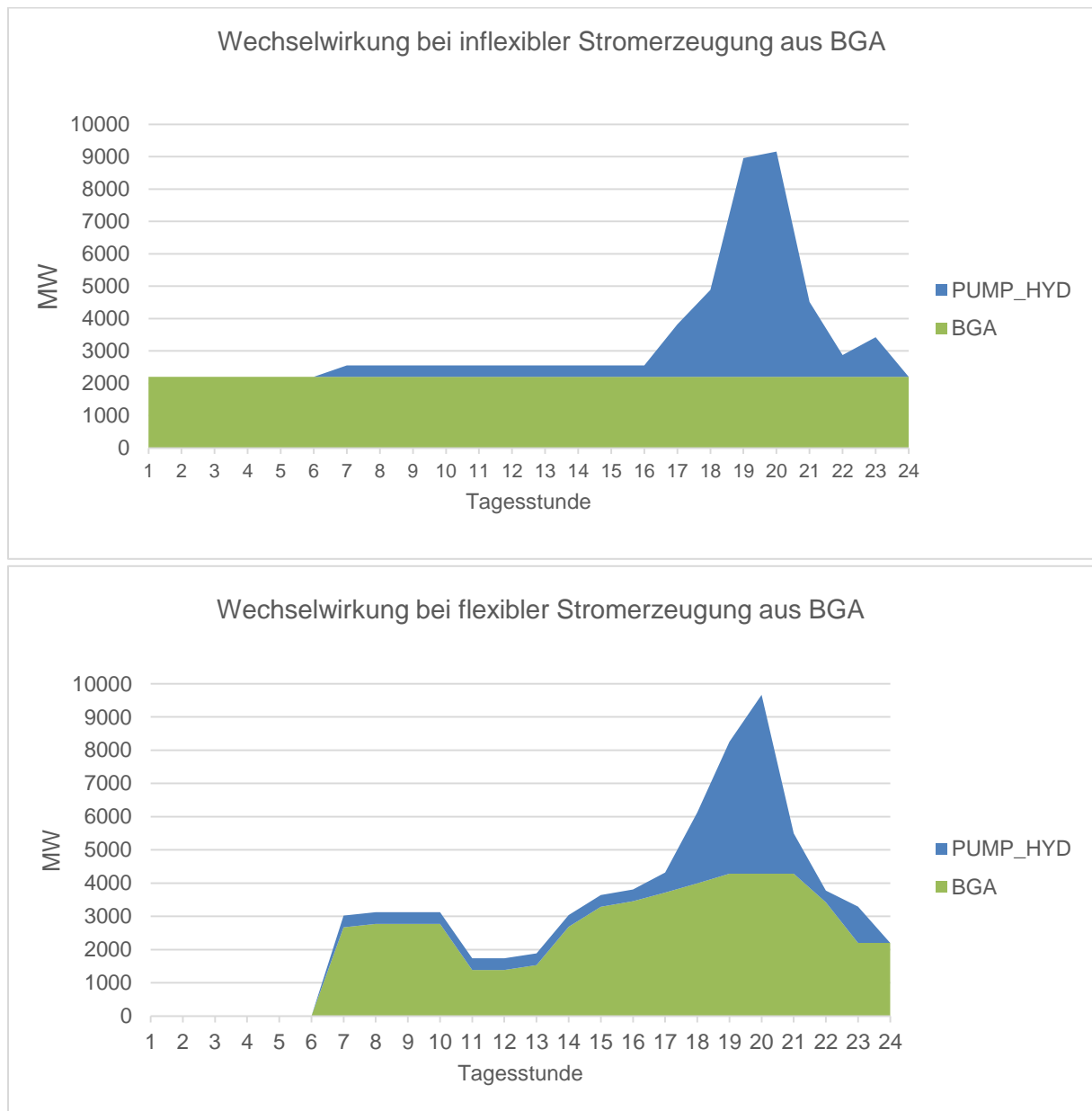


Abbildung 24: Wechselwirkungen in der Fahrweise flexibler Erzeugungstechnologien (exemplarisch: 12.03.2025)

Die flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt auch zu Veränderungen der Austauschmengen mit den Nachbarländern. Durch die bereits beschriebene Verlagerung des Stromangebots von Biogasanlagen aus den Stunden geringer Residuallast in Stunden hoher Residuallast, steigt bzw. sinkt in diesen Stunden der Preis. Durch den Preisanstieg in den Stunden geringer Residuallast, reduziert sich der Stromexport um 0,27 TWh pro Jahr. Bei gleichzeitiger leichter Zunahme des Stromimports um 0,05 TWh pro Jahr ist im Gesamteffekt eine leichte Erhöhung des Nettoimports um 0,32 TWh beobachtbar. Im FixFlex Fall fällt dieser Effekt aufgrund der nur eingeschränkt flexiblen Fahrweise mit einer Erhöhung des Nettoimports von 0,18 TWh pro Jahr etwas geringer aus.

Auswirkungen auf CO₂-Emissionen

Die Emissionen im Gesamtsystem können durch die flexible Fahrweise der Biogasanlagen gesenkt werden. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, führt die flexible Fahrweise zu einem reduzierten Einsatz von fossilen Kraftwerken. Die beobachtete Emissionsreduktion entspricht den vermiedenen Emissionen aus dem reduzierten Einsatz fossiler Energieträger. Folglich wird der Großteil des Gesamtsystemeffekts durch die Emissionsreduktion in Deutschland erklärt. Tabelle 12 zeigt, dass der Gesamteffekt in allen drei betrachteten CO₂-Preis-Szenarien für den FixFlex Fall bei rund 0,2 Mio. t CO₂ pro Jahr und für den Flex Fall bei über 0,3 Mio. t CO₂ pro Jahr liegt.

Tabelle 12: Emissionsreduktion durch flexible BGA-Fahrweise im Gesamtsystem

Emissionsreduktion in Europa (Deutschland) in Mio. t CO ₂	FixFlex	Flex
	CO₂ Status quo	0,22 (0,09)
CO₂ Medium	0,22 (0,26)	0,34 (0,36)
CO₂ High	0,21 (0,24)	0,32 (0,32)

Bewertung des Bonuskonzeptes aus Systemsicht

Die jährlichen Gesamtkosten des Bonuskonzeptes belaufen sich bei flexibler Fahrweise der Biogasanlagen auf 38,60 Mio. €. Bei inflexibler Fahrweise und bei gleicher Höhe des Bonus und des Malus resultieren keine Kosten. Dieses Ergebnis bestätigt, dass das Konzept Mitnahmeeffekte bei Beibehaltung der inflexiblen Fahrweise verhindert. Die FixFlex Fahrweise führt zu Kosten des Bonuskonzeptes in Höhe von 33,79 Mio. €. Die niedrigeren Kosten im Fall des FixFlex Fahrplans sind den Flexibilitätseinschränkungen gegenüber des vollflexiblen Falls geschuldet.

Tabelle 13: Jährliche Kosten des Bonussystems

Mio. €	Jährliche Kosten des Bonussystems
Fix	0
FixFlex	33,79
Flex	38,60

Das Bonuskonzept führt bei flexibler Fahrweise zu einer Steigerung des Deckungsbeitrages. Nach der Anwendung der Bonuskonzepte können die Anlagentypen A und B Zusatzerlöse in Höhe von 0,91 bis 0,98 €/MWh und die Anlagentypen C und D Zusatzerlöse von 4,03 bis

Ergebnisse des Vorhabens

4,04 €/MWh erzielt werden. Im FixFlex-Fall fallen die Zusatzerlöse durch die geringere Flexibilität der Anlagen etwas geringer aus und betragen für die Anlagentypen A und B 0,82 bis 0,88 €/MWh und für die Typen C und D 3,61 bis 3,62 €/MWh. Die Ergebnisse zeigen, dass das Mehrerlöspotential gegenüber der Bandeinspeisung grundsätzlich mit dem Überbauungsgrad und dem daraus resultierenden Flexibilitätspotential der Anlage steigt.

Tabelle 14: Zusatzerlöse nach Anwendung der Bonuskonzepte

Zusatzerlöse nach Anwendung der Bonuskonzepte in €/MWh	FixFlex	Flex
BGA_A	0,88	0,98
BGA_B	0,82	0,91
BGA_C	3,61	4,03
BGA_D	3,62	4,04

6.6 AP 5: Synthese und Handlungsempfehlungen

Ziel des AP 5 war es, die Kernaussagen der Analysen aus den AP 1 - AP 4 zu bündeln und die Konzepte mittels einer SWOT-Analyse zu bewerten und daraus Handlungsempfehlungen für die relevanten Zielgruppen abzuleiten. Hierfür werden zunächst die Kernaussagen aus den Modellierungen der AP 3 und 4 zusammengestellt.

6.6.1 Kernaussagen

Die Kernaussagen des Projektes lassen sich analog zur Betrachtungsebene der AP 3 und 4 unterscheiden nach Aussagen, die betriebswirtschaftlich für Anlagenbetreiber*innen relevant sind und solchen, die aus Systemsicht von Bedeutung sind. Die Ergebnisse des AP 3 zeigen auf der Anlagenebene dabei folgendes:

- Die Anlagenflexibilisierung und eine preisgeführte Fahrweise führen auch unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen zu Mehrerlösen an den Spotmärkten.
- Das Mehrerlöspotential gegenüber der Bandeinspeisung steigt mit dem Überbauungsgrad und dem daraus resultierenden Flexibilitätspotential der Anlage.
- Die in FLEXSIGNAL entwickelten Konzepte erhöhen den Anreiz, in den systemdienlichen Stunden zu produzieren.
- Restriktionen wie Speichergröße und Wärmelieferverpflichtung erschweren die erlösoptimale Produktion und verlagern diese gegebenenfalls in weniger erlösreiche Stunden.

Auf systemischer Ebene hat die flexible Fahrweise der Bioenergieanlagen Auswirkungen auf die Systemkosten, die THG-Emissionen und die Austauschmengen mit den europäischen Nachbarländern. Je nach gewähltem CO₂-Preis und der Art des Fahrplans (Flex, FixFlex) variieren die im JMM modellierten Werte. Die folgenden Kernaussagen gelten jedoch für alle betrachteten Varianten.

Die flexible Fahrweise von Bioenergieanlagen führt im deutschen und europäischen Strom- und Wärmesystem zu:

- einer Systemkostenreduktion,

Ergebnisse des Vorhabens

- einer Reduktion der Gesamtemissionen und
- aufgrund eines Preisanstiegs in Stunden niedriger Residuallast zu einer Reduktion des Exports, wodurch sich der Nettoimport leicht erhöht.

6.6.2 SWOT - Analyse der Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse

Die SWOT-Analyse (engl. Akronym für **S**trengths (Stärken), **W**eaknesses (Schwächen), **O**pportunities (Chancen) und **T**hreats (Risiken)) ist ein Instrument der strategischen Planung in der Betriebswirtschaft. Es wird hier in adaptierter Form zur Bewertung der entwickelten Anreizkonzepte genutzt. Eingangs sollen die wesentlichen Punkte der SWOT-Analyse in einer 2x2-Matrix (siehe Tabelle 15) tabellarisch dargestellt und anschließend eingehender diskutiert werden. Argumente, die für beide Konzepte gelten, sind in schwarz geschrieben, beziehen sie sich nur auf den Day-Ahead-Bonus in **blau** und auf den Intraday-Bonus in **rot**.

Tabelle 15: Übersichtsmatrix der SWOT-Analyse für die Konzepte für eine flexible Stromerzeugung aus Biomasse

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhen das Erlöspotenzial an den Spotmärkten • Positive Systemeffekte (THG-Reduktion, Kostensenkung) • Stellen eine Erweiterung der bestehenden Instrumente auf alle Biotechnologien, die Flexibilität bereitstellen können, dar • Sind einfach und modular konzipiert 	<ul style="list-style-type: none"> • Eine Implementierung führt zu erhöhten Transaktionskosten und erfordert entsprechende regulatorische Anpassungen • Bevorzugen aus Systemsicht Bioenergie gegenüber anderen flexiblen Technologien
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung der Preissignale führt zu einer Mobilisierung der Flexibilitätspotenziale • Konzepte erleichtern Anlagenbetreiber*innen den Marktzugang und führen zu Lerneffekten • Day-Ahead-Bonus führt zu mehr Teilnahme am Day-Ahead-Handel und mehr planbarer Flexibilität • Intraday-Bonus führt zu mehr Teilnahme am Intraday-Handel (Handelsplatz für physische Knappheiten) 	<ul style="list-style-type: none"> • Trotz der Berücksichtigung des Malus könnten bisher nicht berücksichtigte Mitnahmeeffekte entstehen • Festlegung der notwendigen Bonus- (Malus) höhe nicht präzise möglich • Effektive Mobilisierung der Konzepte würde entsprechende Förderkosten nach sich ziehen • Notwendige Laufzeit der Konzepte ist nicht exakt zu bestimmen

Stärken

Im Rahmen der Untersuchungsansätze des Projektes mit den gewählten Methoden konnte gezeigt werden, dass mit den Konzepten die intendierten Wirkungen auch zielgerecht adressiert werden können. Die Förderkosten für eine temporäre Verstärkung der Preissignale sind vergleichsweise moderat und werden zum Teil durch Einsparungen im restlichen Kraftwerkspark kompensiert. Weiterhin ist im Gesamtsystem mit sinkenden THG-Emissionen zu rechnen, die hier ebenfalls zu Förderkosten ins Verhältnis gesetzt werden sollten.

Ergebnisse des Vorhabens

Die Konstruktion der Konzepte mit einem kombinierten Bonus-Malus-System erhöht gezielt die Attraktivität der flexiblen Fahrweise, ohne über Mitnahmeeffekte eine weiterhin unflexible Fahrweise zu honorieren.

Schwächen

Die Konzepte stellen für sich genommen eine temporäre „Hilfskonstruktion“ für die Überwindung aktueller Fehlanreize im Energiemarkt dar, da für Bioenergieanlagenbetreiber*innen die marktseitigen Preissignale derzeit nur geringe Anreize setzen, die Stromerzeugung trotz vorhandener technischer Ausrüstung vollumfänglich flexibel zu gestalten. Die Ursachen hierfür liegen zum einen darin begründet, dass die aktuellen Preisschwankungen für Bioenergieanlagen relativ gesehen niedrig ausfallen und dass das absolute Vergütungsniveau deutlich über dem mittleren Marktpreisniveau liegt. Bezogen auf eine beispielhafte Vergütungshöhe von 20 Ct/kWh³⁹ ist z.B. der dynamische Preisspread für die täglich besten 12 h von knapp 1 Ct/kWh nur ein relativer Mehrerlös von 5 %. Bezogen auf das mittlere Preisniveau an der Strombörse von ca. 4 Ct/kWh würde der gleiche dynamische Spread hingegen 25 % Mehrerlös bedeuten.

Die Konzepte korrigieren also nur die prinzipbedingte Abschwächung der Preissignale für Bioenergieanlagenbetreiber und sollten daher nur so lange zum Einsatz kommen, bis die marktgetriebene Entwicklung der Preissignale ein ausreichendes Niveau für den bedarfsorientierten Betrieb erreicht hat. Das ist zum einen aus Wettbewerbsgründen notwendig, um keine (weitere) Marktverzerrung zu Ungunsten von Betreibern anderer (erneuerbarer) Erzeugungsanlagen zu provozieren. Zum anderen sollten auch die damit verbundenen Zahlungsströme, die bei einer Implementierung der Konzepte im EEG das Umlagesystem belasten und damit die Strompreise aller nicht privilegierten Letztverbraucher erhöhen, auf das unbedingt notwendige Maß begrenzt werden.

Chancen

Die im Rahmen des Projektes entwickelten Konzepte bieten die Möglichkeit, bestehende und bisher nur unzureichend genutzte Flexibilitätspotentiale schnell zu mobilisieren. Damit werden zum einen die bereits getätigten Investitionen in Flexibilisierungsmaßnahmen aufgewertet, da diese dann auch effektiv im Energiesystem als Flexibilitätsoption wirksam werden. Weiterhin verbindet sich damit auch die Chance, noch mehr Anlagenbetreiber*innen als bisher für eine systemdienliche Fahrweise zu motivieren. Langfristig dürften damit auch die Chancen steigen, dass mehr Anlagenbetreiber*innen als bisher sich auf eine flexible Stromproduktion einstellen und damit zukünftig noch stärker als bisher die Rolle der in den kommenden zwei Dekaden außer Betrieb gehenden fossilen Kohlekraftwerken teilweise übernehmen.

Risiken

Für die Konzepte ist im Rahmen der Studie eine Laufzeit von 5 Jahren angesetzt worden, da die Studienautor*innen davon ausgehen, dass in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre die Preisvolatilität nach vollzogenem Atomausstieg und bereits ersten Kraftwerksstilllegungen im Rahmen des Kohleausstiegs soweit zunehmen wird, dass die Verstärkung der Preissignale nicht mehr notwendig ist, um ausreichend viele Bioenergieanlagenbetreiber*innen zu einer flexiblen Erzeugung zu motivieren. Da die genaue Entwicklung der Preisvolatilität in der

³⁹ Eigene Berechnungen auf Basis der EEG-Jahresabrechnung 2019, Quelle: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

Zukunft nicht sicher prognostizierbar ist, besteht das Risiko, dass der gewählte Zeitraum entweder zu kurz oder auch zu lang bemessen ist. Dies hängt u.a. vom Tempo des Ausbaus der volatilen Erzeugungstechnologien Wind und PV ab. Durch die Nebenbedingung, dass die Boni bei mittleren monatlichen dynamischen Preisspreads von über 20 €/MWh ausgesetzt werden, reduziert sich jedoch das Risiko einer Überförderung. Schon während der Laufzeit der Konzepte kommt der Anreizmechanismus nicht zur Geltung, wenn der Markt hohe Volatilitäten aufweist.

Es besteht trotz der gründlichen Abwägungen bei der Erarbeitung der Konzepte sowie der anschließenden Evaluierung ein Restrisiko, dass über bisher nicht berücksichtigte Effekte trotz der Bonus-Malus-Konstruktion Mitnahmeeffekte ohne entsprechende Effekte für das Stromsystem entstehen können. Diese entstehen vorwiegend bei den Anlagen, die bereits heute flexibel an den Spotmärkten agieren.

6.6.3 Handlungsempfehlungen

Basierend auf den Projektergebnissen wurden die obenstehenden Kernaussagen formuliert und bewertet. Aus diesen lassen sich konkrete Handlungsempfehlungen ableiten, wie mit den Ergebnissen weiter umgegangen werden kann.

- Die Konzepte bieten eine gute Möglichkeit zur Mobilisierung der Flexibilitätspotentiale von Bestandsbiogasanlagen, die die Flexibilitätsprämie beziehen, ohne deren EEG-Bestandsschutz anzutasten
- Die Konzepte sollten in den entsprechenden regulatorischen Rahmen (z.B. EEG) integriert werden. Hier könnten sie z.B. an den Regelungen zur gleitenden Marktprämie ansetzen.
- Die hier gemachten Vorschläge für Bonus-Malus-Konzepte sollten in Abstimmung mit relevanten Marktteilnehmern weiter präzisiert werden, mit dem Ziel zu prüfen, wie so ein Instrument in die Geschäftsprozesse der Energievermarktung integriert werden kann und ob es die gewünschte Anreizwirkung entfalten wird.
- Anlagenbetreiber*innen, die bereits die Flexibilitätsprämie beanspruchen, aber ihr Flexibilitätspotential nicht vollständig ausschöpfen, sollten unabhängig von einer möglichen Erweiterung der gleitenden Marktprämie prüfen, wie durch einen flexiblen Anlagenbetrieb Mehrerlöse erzielt werden können.

7 Literatur

Barth R, Brand H, Meibom P, Weber C (2006): A Stochastic Unit-commitment Model for the Evaluation of the Impacts of Integration of Large Amounts of Intermittent Wind Power, *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, 2006, pp. 1-8, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360195.

BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden (2016): Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf

BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2020): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

BNetzA [Bundesnetzagentur] (2020) Marktdaten. Stromerzeugung. Realisierte Erzeugung. Deutschland. <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten>

CEER [Council of European Energy Regulators] (2017): Status Review of Renewable Support Schemes in Europe

Daniel-Gromke et al. 2019: Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung durch Biogasanlagen (LF Flex).

Dotzauer M (2021): GermanPowerMarket.database.toolbox (Version 1.0), <https://doi.org/10.5281/zenodo.4574501>

Dotzauer M (2021): GermanPowerMarket.database.toolbox (GPM.db.tb): GitLab repository. https://gitlab.com/M.Dotzauer/gpm_dbtb.

Creative Commons, Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0), 2021. <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Duong N, Phan V (2019): Optimal Load Dispatch in Competitive Electricity Market by Using Different Models of Hopfield Lagrange Network, *Energies* 12 (15) (2019) 2932. <https://doi.org/10.3390/en12152932>.

Eclareon GmbH (2019): RES Legal Europe. Legal Sources on Renewable Energy Sources. Comparison Tool. <http://www.res-legal.eu/comparison-tool/>

ECOFYS (2014): Design features of support schemes for renewable electricity, Task 2 report.

ECOFYS (2019): Technical assistance in realisation of the 4th report on progress of renewable energy in the EU.

ENTSO-E (2018a): 'ENTSO-E Transparency Platform'. 2018. <https://transparency.entsoe.eu/>.

ENTSO-E (2018b): 'TYNDP 2018'. <https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>.

ENTSO-E (2021): Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market, 2021. <https://transparency.entsoe.eu/>

Literatur

- European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL - of 11 December 2018 - on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.
- Eurostat (2018). 'Annual Statistics'. Eurostat - Your Key to European Statistics. 2018. https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-datasets/-/nrg_105a.
- Fraunhofer ISI/Fraunhofer IEE/IKEM (2019): Monitoring der Direktvermarktung, 6/2019)
- Glas, S, Kiesel, R, Kolkmann, S, Kremer, M, von Luckner, N G, Ostmeier, L, Weber, C (2020). Intraday renewable electricity trading: advanced modeling and numerical optimal control. *Journal of Mathematics in Industry*, 10(1), 3
- Haufe H (2020): Bioenergiedörfer: Eine technologische Analyse und Evaluation unter dem Aspekt der Sektorkopplung. Welche zukünftige Rolle kann Bioenergie in Bioenergiedörfern einnehmen? Fachkongress Holzenergie 2020, 23.09.2020.
- Hochloff P, Braun M (2014): Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets, *Biomass and Bioenergy*, Volume 65, 2014, Pages 125-135, ISSN 0961-9534, <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.12.012>.
- C.A.R.M.E.N. e. V. (2020). Marktpreise Hackschnitzel. Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln. <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>
- IEA [International Energy Agency] (2018). World Energy Outlook 2018. World Energy Outlook. OECD. <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>.
- Lauer M, Thrän D (2018) Flexible Biogas in Future Energy Systems—Sleeping Beauty for a Cheaper Power Generation. *Energies* 11:761. doi: 10.3390/en11040761
- Lauven L-P, Geldermann J, Desideri U (2019) Estimating the revenue potential of flexible biogas plants in the power sector," *Energy Policy*, Elsevier, vol. 128(C), pages 402-410.
- Open Power System (2020). 'European Power System Data'. 2020. <https://data.open-power-system-data.org>.
- Rippel K M, Wiede T, Meinecke M, König R (2019) Szenariorahmen Für Den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf Der Übertragungsnetzbetreiber', https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf
- Thrän D, Pfeiffer D (Hrsg.) (2013): Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, Methoden zur Bestimmung von Technologiekenwerten, Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, 2. Auflage, Leipzig.
- Trepper K, Bucksteeg M, Weber C (2015): Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe, in: *Energy Policy*, Volume 87, December 2015
- IFEU (2017): Szenario Energiewende Berlin. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Szenario-Energiewende-Berlin_final-Jul17.pdf.
- Weber C, Meibom P, Barth R, Brand H (2009) WILMAR - a stochastic programming tool to analyse the large scale integration of Wind Energy. In: *Optimisation in the Energy Industry*. Kallrath, J.; Pandalos, P.; Rebennack, S.; Scheidt, M., New York.

8 Anhang

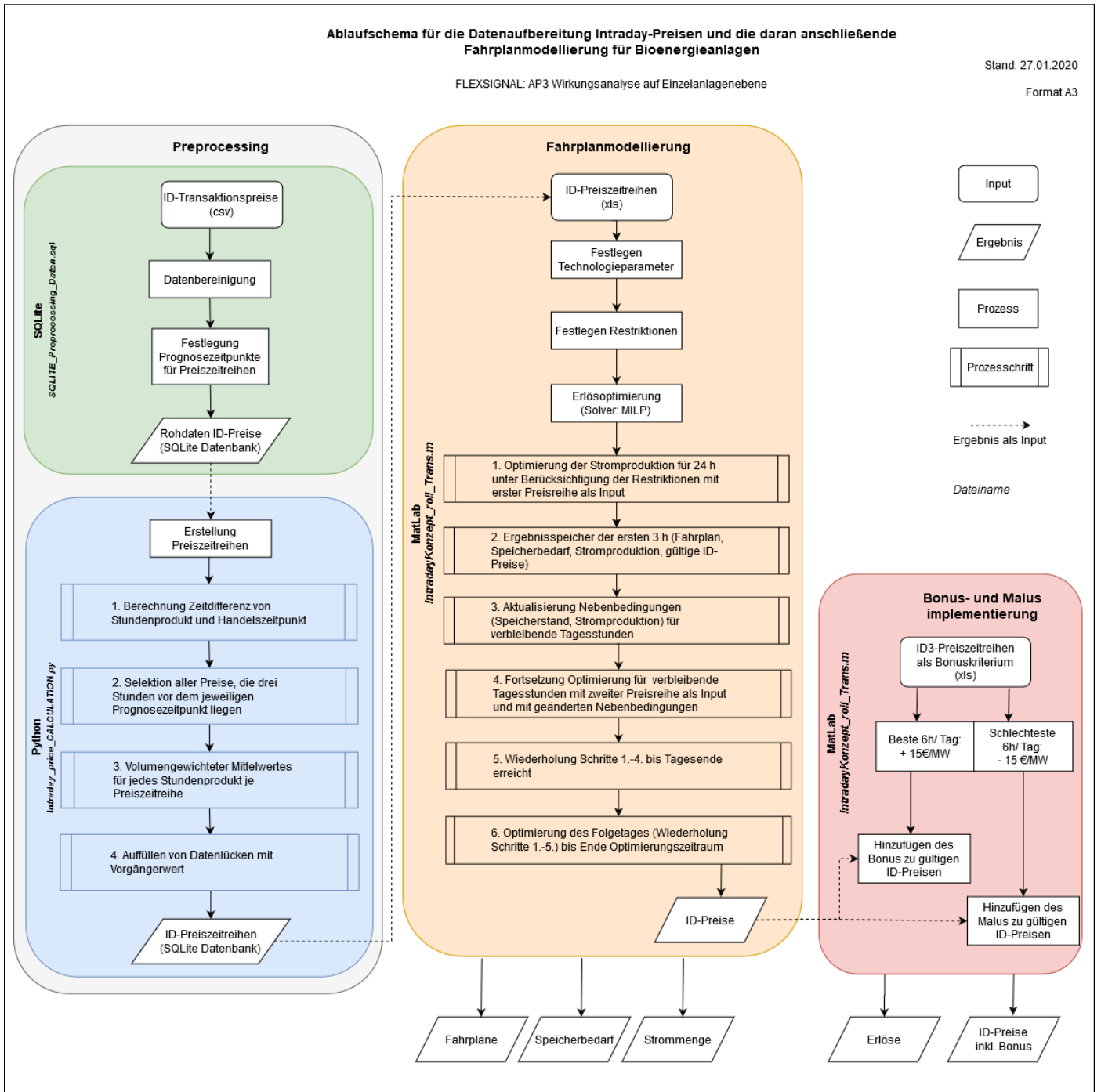


Abbildung 25: Schematischer Ablaufplan des Preprocessings und der Fahrplanoptimierung für die Modellierung der Intraday-Fahrpläne