



House of
**Energy Markets
& Finance**

Effekte flexibler Stromproduktion durch Bioenergieanlagen auf das deutsche Strom- und Wärmesystem

Abschlussworkshop Projekt Flexsignal

Felix Meurer, Dr. Michael Bucksteeg, Prof. Dr. Christoph Weber
Leipzig, 02.12.2020

UNIVERSITÄT
D U I S B U R G
E S S E N

Offen im Denken

Agenda

Motivation

1

Methodik und Szenariorahmen

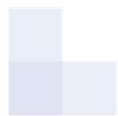
2

Ergebnisse der Modellrechnungen

3

Fazit

4



1. Motivation

Inhalte

- Abbildung von Bioenergieanlagen einschließlich technischer Restriktionen im Gesamtsystem und Implementierung in das Joint Market Model (JMM)

Vorgehen

- Ergänzung des JMM um eine detaillierte Abbildung der Bioenergieanlagen insb. Biogasanlagen
- Neben detaillierter Modellierung für Deutschland erfolgt vereinfachte Abbildung für den europäischen Raum
- Modellgestützte Bewertung der Konzepte für das Szenariojahr 2025

Indikatoren

- Ökonomische Auswirkungen
- Kraftwerkseinsatz verschiedener Technologien
- Quantifizierung damit einhergehender CO₂-Emissionen

Agenda

Motivation

1

Methodik und Szenariorahmen

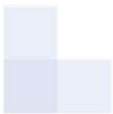
2

Ergebnisse der Modellrechnungen

3

Fazit

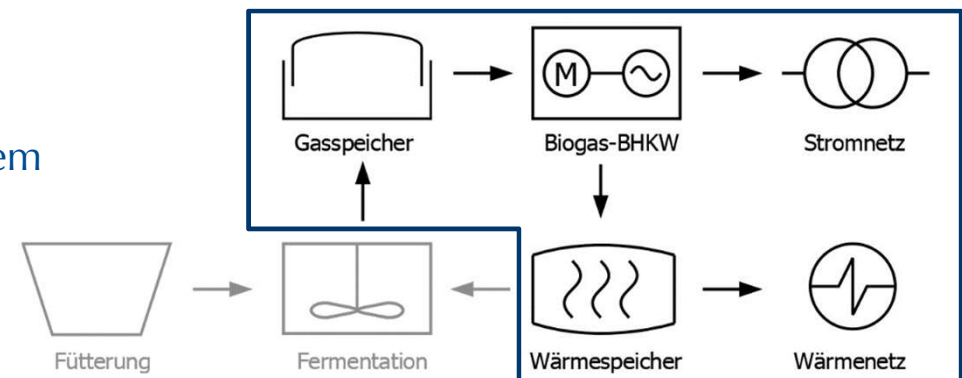
4



2. Methodik und Szenariorahmen

- Abbildung von Biogasanlagen und Integration in das Joint Market Modell (JMM)
 - Fokus nicht auf Einzelanlagenfahrweise (Arbeitspaket 3)
 - Modellierung technischer Restriktionen unter Berücksichtigung repräsentativer Beispielanlagen
 - Effekte von flexiblen Bioenergieanlagen im Gesamtsystem entscheidend
- Das JMM bildet europäischen Elektrizitätsmarkt einschließlich KWK und Fernwärmegebieten ab
 - Es berücksichtigt Day-ahead-, Intraday- sowie Regelleistungsmärkte
 - Regionale Wärmemärkte

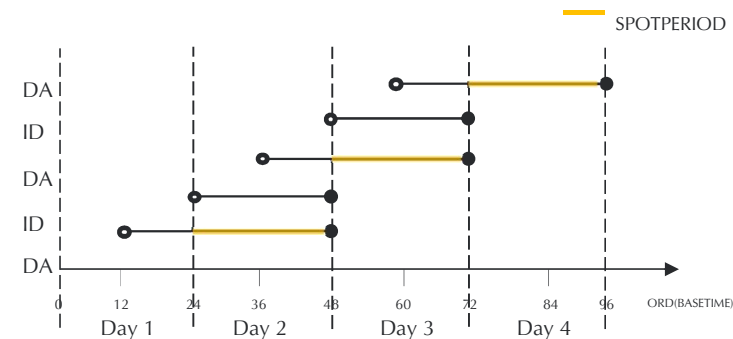
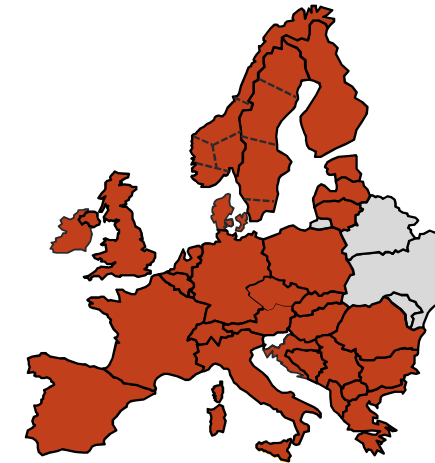
Prozesskette Biogasanlage mit Wärmenutzung



Grafik: DBFZ

2. Methodik und Szenariorahmen

- Kurzfristiges **Einsatzplanungsmodell**
 - Kostenminimierungsansatz
 - LP Modell für Europa
 - Abbildung von Importen und Exporten
- **Zweistufiger Optimierungsansatz** zur Modellierung von Prognosefehlern
 - Berücksichtigung des Eintreffens neuer Informationen („Wait-and-See“-Entscheidungsstruktur)
 - Zunächst wird Kraftwerkseinsatz aus Vortagesessicht optimiert (Day-ahead)
 - Dann untertägige Anpassung des Kraftwerkseinsatzes an neue Informationen (z. B. neue EE-Prognosen) (Intraday)



2. Methodik und Szenariorahmen

I. Technische Flexibilisierung der Biogasanlagen

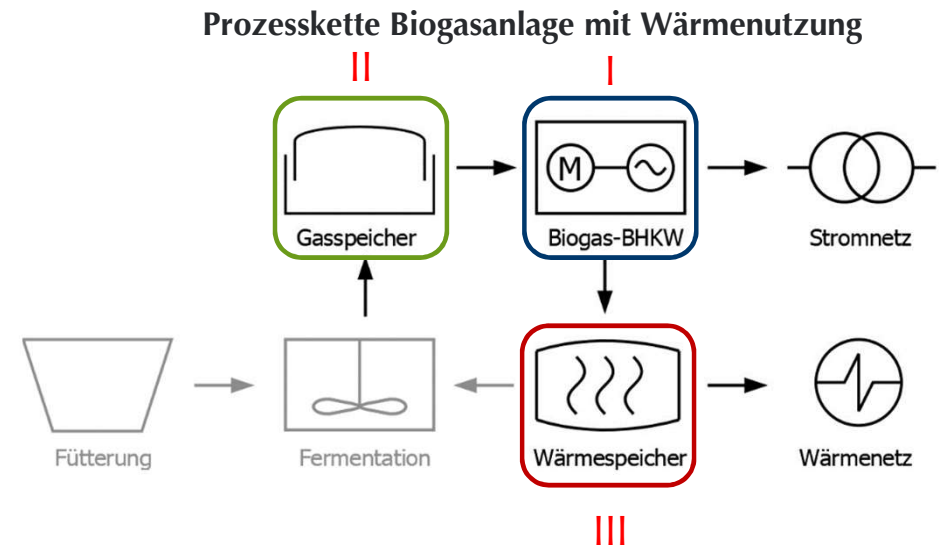
- Abbildung der Überbauung:
Verhältnis der installierten Leistung zur Bemessungsleistung

II. Fütterungsprozess / Gasproduktion

- Annahme konstanter Gasproduktion
→ Keine Flexibilität im Fütterungsprozess
- Flexibilität durch Gasspeicher

III. Wärmelieferverpflichtung

- Teilabgabe der produzierten Wärme an regionalen Wärmemarkt (Nahwärme)
- Flexibilitätsrestriktion durch Wärmelieferverpflichtung
- Flexibilität durch Wärmepufferspeicher



Grafik: DBFZ

2. Methodik und Szenariorahmen

- Hier betrachtete Typanalagen entsprechen den repräsentativen Beispielanlagen aus dem Arbeitspaket 3 (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	0.881	0.905	1.000	1.051
Thermische Leistung [kW]	244	544	1140	1427
Gasspeicherkapazität [h]	6	6	9	9
Wärmespeicherkapazität [h]	4	4	4	4
Anteil BGA-Gesamtbestand	0.27	0.38	0.18	0.17

Datengrundlage: DBFZ

Schwerpunkte

- Vergleich flexibler und inflexibler Fahrweise der Biogasanlagen
- Anwendung der Bonuskonzepte

Sensitivitäten

- Ermittlung einer „Second-Best“ Lösung:
Fix Flex Fahrplan
- Berücksichtigung von Prognoseabweichungen
- Variation des CO₂-Preises
- Erhöhung des Überbauungsgrades

Laufübersicht

	Inflex	Fix Flex	Flex
Referenz	A	B	C
Prognoseabweichung	A_forecast	B_forecast	C_forecast
CO ₂ -Preis	A_co2	B_co2	C_co2
Überbauung	-	B_superflex	C_superflex

DA-Bonuskonzept:

- Bonuszahlung auf den DA-Preis in den 6 Tagesstunden mit den höchsten Preisen
 - Höhe des Bonus: 10 € / MWh
- Malus-Abzug auf den DA-Preis in den 6 Tagesstunden mit den tiefsten Preisen
 - Höhe des Malus: 10 € / MWh

ID-Bonuskonzept:

- Analog zu DA-Bonuskonzept
 - Höhe des Bonus/Malus: 15 € / MWh

Anwendung:

- Bonusberechtigte Stunden werden ex post ermittelt und der Bonus/Malus ex post gezahlt
 - Dadurch wird Antizipation der Anlagenbetreiber außer Acht gelassen
 - Jedoch keine Veränderung der Preisreihenfolge, ergo im ökonomischen Kalkül der Anlagenfahrweise kein Unterschied zu erwarten

Agenda

Motivation

1

Methodik und Szenariorahmen

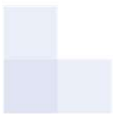
2

Ergebnisse der Modellrechnungen

3

Fazit

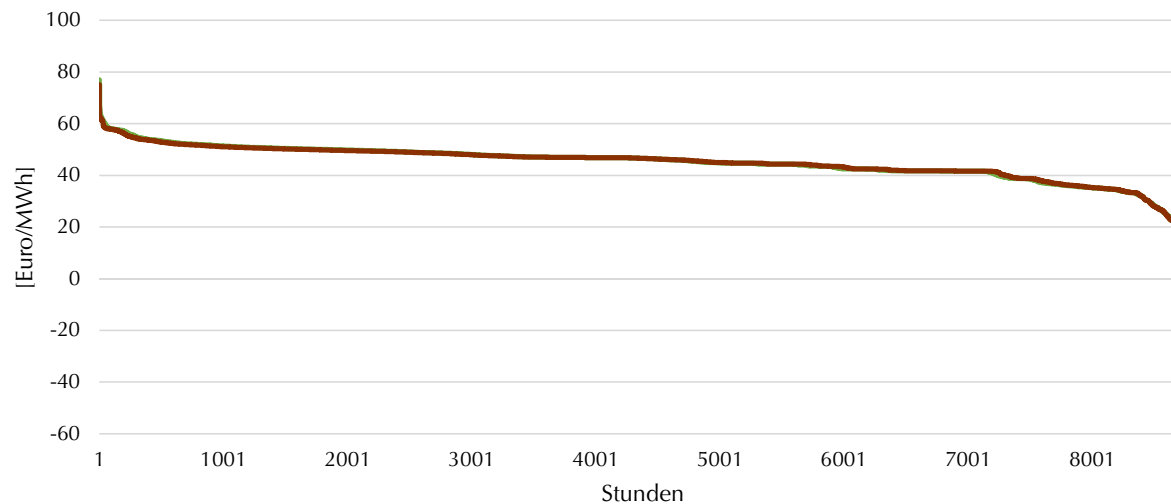
4



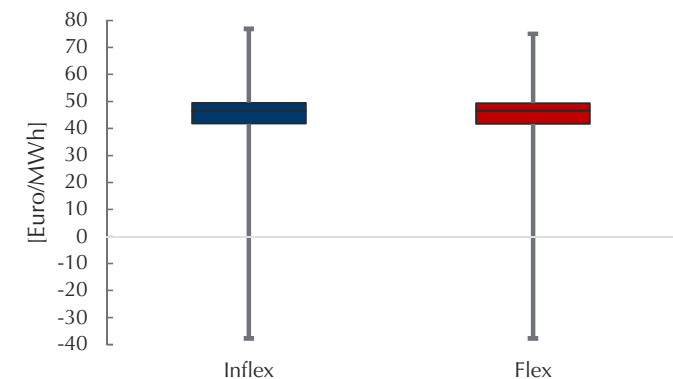
3. Ergebnisse der Modellrechnungen

- Flexibilisierung der BGA hat minimale Auswirkungen auf mittlere Preise
- Flexible Fahrweise reduziert Zahl der Hochpreisstunden ($> 60 \text{ €/MWh}$) gegenüber inflexibler Fahrweise von 47 h auf 31 h

Vergleich der Preisdauerlinien (Day-ahead)



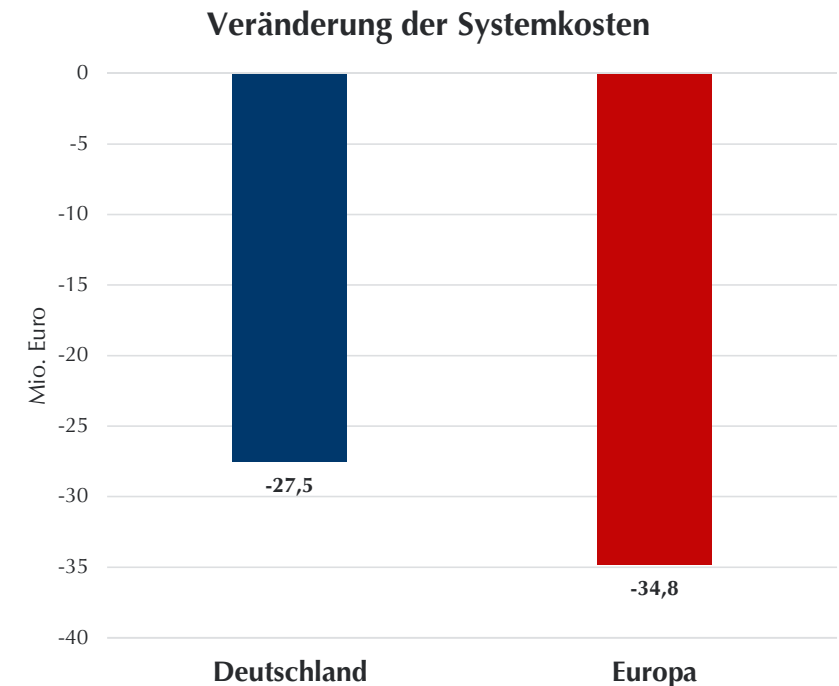
Preisverteilung (Day-ahead)



	Min.	1st Qu.	Median	Mean	3rd Qu.	Max
Inflex	-37.66	41.75	46.57	44.94	49.53	76.88
Flex	-37.66	41.75	46.6	44.93	49.38	75.04

3. Ergebnisse der Modellrechnungen

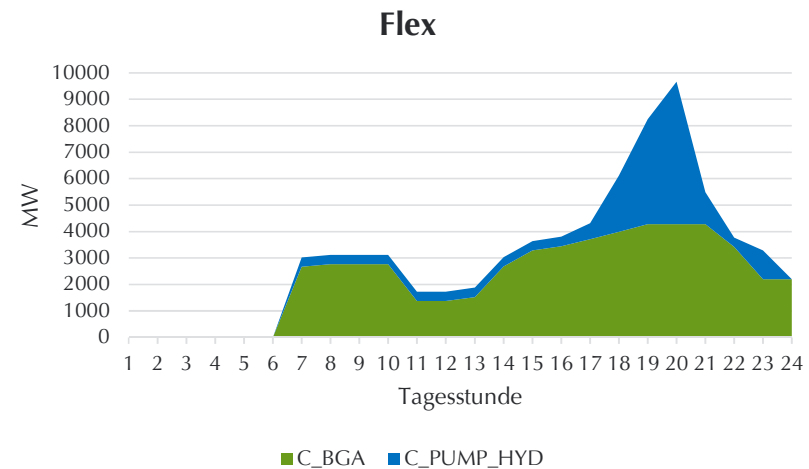
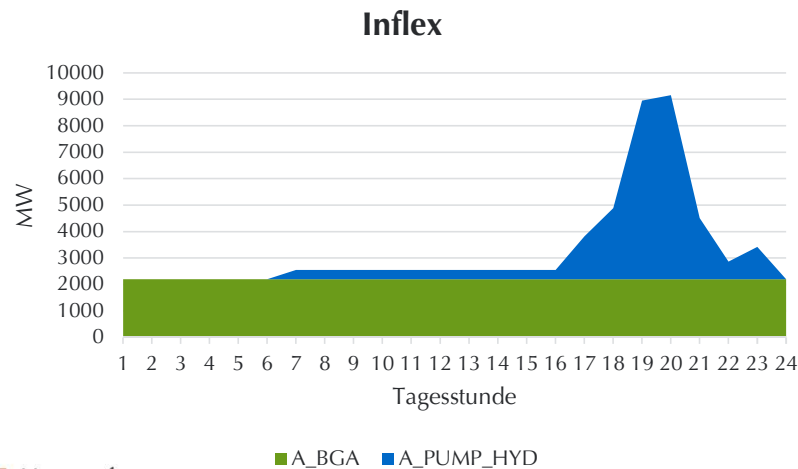
- Eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt im Vergleich zur inflexiblen Fahrweise zu einer Reduktion der Systemkosten
 - Reduktion in Deutschland in Höhe von 27,5 Mio. €
 - Reduktion in Europa (inkl. Deutschland) in Höhe von 34,8 Mio. €
- Veränderungen der Systemkosten werden getrieben durch
 - Reduktion der variablen Erzeugungskosten, insb. Brennstoffkosten und CO₂-Kosten
 - Anstieg der Anfahrtkosten von flexiblen Biogasanlagen in Deutschland



3. Ergebnisse der Modellrechnungen

- Mit der flexiblen Fahrweise von BGA gehen Veränderungen im Kraftwerkseinsatz anderer Technologien in Deutschland einher
 - Steinkohle: Reduktion um 0,72 TWh
 - Pumpspeicherkraft: Reduktion um 0,60 TWh

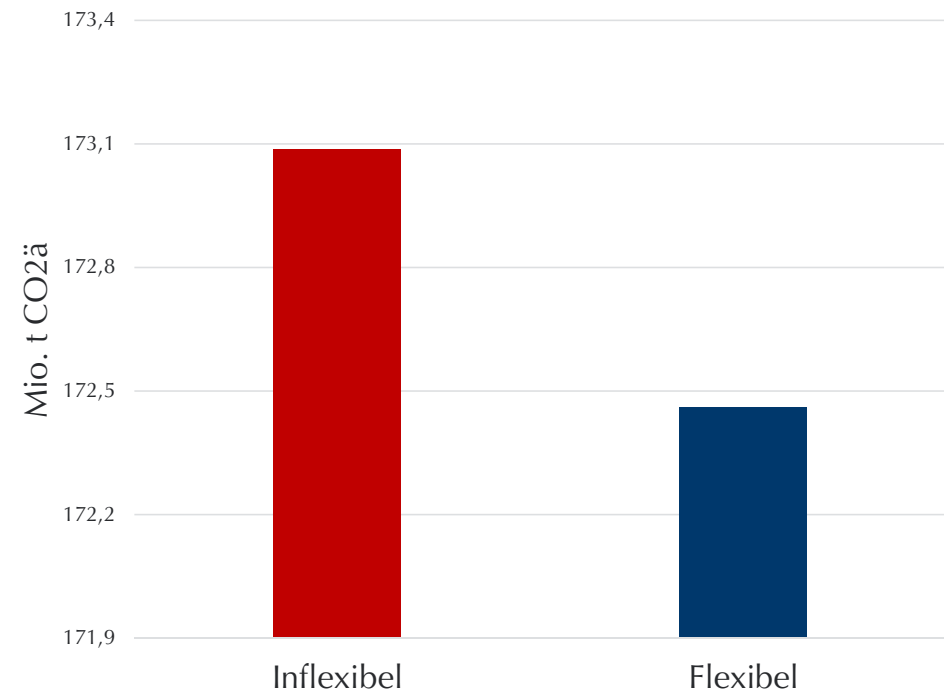
Wechselwirkungen zwischen Pumpspeicherkraftwerken und Biogasanlagen an einem Beispieltag:



3. Ergebnisse der Modellrechnungen

- Die Emissionen im deutschen Gesamtsystem können durch die flexible Fahrweise der BGA um **0,63 Mio. tCO₂ä** gesenkt werden
- Die flexible Fahrweise führt zu einem reduzierten Einsatz von insbesondere Kohlekraftwerken
- Reduktion entspricht den vermiedenen Emissionen aus dem reduzierten Einsatz fossiler Energieträger

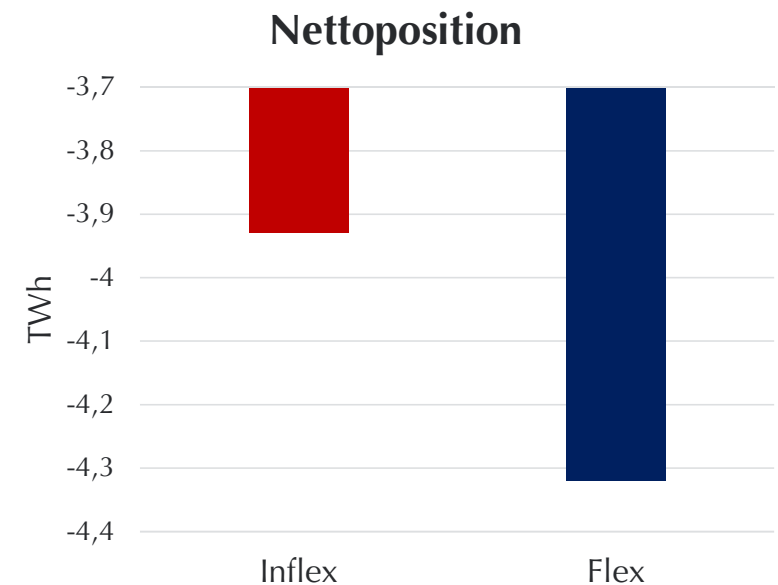
Emissionen in Deutschland



Veränderung der Nettoposition

3. Ergebnisse der Modellrechnungen

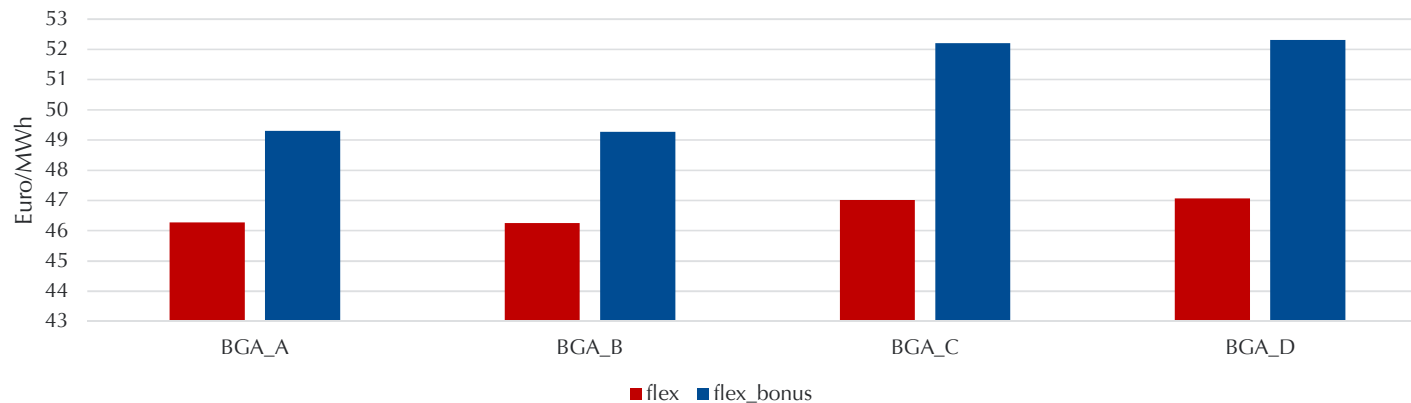
- Die flexible Fahrweise führt im Vergleich zur inflexiblen Fahrweise zu einer geringen Zunahme des Nettoimports um **0,39 TWh pro Jahr**
- Nettoeffekt setzt sich zusammen aus
 - **Reduktion des Exports** um 0,68 TWh
 - **Reduktion des Imports** um 0,29 TWh
- Ursache: Preisanstieg in Stunden mit geringer Residuallast, da Biogasanlagen (nach Flexibilisierung) hier nicht mehr einspeisen
 - Das führt zu einer Reduktion des Exports bei gleichzeitig geringerer Reduktion des Imports, wodurch sich der Nettoimport leicht erhöht



3. Ergebnisse der Modellrechnungen

- Gesamtkosten des Bonussystems betragen: **74,47 Mio. €**
- Das Bonuskonzept führt bei flexibler Fahrweise zu einer Steigerung des Deckungsbeitrages
- Nach Anwendung des Bonuskonzeptes können
 - für die Anlagentypen BGA_A und BGA_B Zusatzerlöse von 3,03 €/MWh erzielt werden
 - für die Anlagentypen BGA_C und BGA_D Zusatzerlöse von 5,25 €/MWh erzielt werden

Deckungsbeitragsentwicklung



Agenda

Motivation

1

Methodik und Szenariorahmen

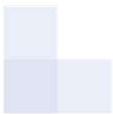
2

Ergebnisse der Modellrechnungen

3

Fazit

4



Ökonomische Dimension:

- Eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt im Vergleich zu einer Inflexiblen Fahrweise zu einer europaweiten **Reduktion der Systemkosten in Höhe von 34,8 Mio. €**

Nachhaltigkeit:

- Eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt im Vergleich zu einer Inflexiblen Fahrweise in Deutschland zu einer **Reduktion der Gesamtemissionen** von rund **0,63 Mio. tCO₂a**

Internationaler Stromaustausch:

- Eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen führt im Vergleich zu einer Inflexiblen Fahrweise zu einem **Anstieg des Nettoimports um 0,39 TWh**
 - Preisanstieg in Stunden mit geringer Residuallast führt zu einer deutlichen Reduktion des Exports, wodurch sich der Nettoimport leicht erhöht

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Felix Meurer, M.Sc.

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

House of Energy Markets and Finance

Universität Duisburg-Essen

Universitätsstraße 12 | 45141 Essen | Germany

Tel. +49 201/183-6973

Email: Felix.Meurer@uni-due.de

www.ewl.wiwi.uni-due.de