

Wichtigste Forderungen für das „Osterpaket“ als Angebot für mehr Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit

Die Biogasbranche bietet:

- Zuverlässige und bedarfsgerechte Stromproduktion
- Sichere und preiswerte Wärme
- Emissionsarmer Kraftstoff
- Wertschöpfung und Arbeitsplätze in der Region
- Unabhängigkeit von Importen
- Nachhaltiges technisches Mengenpotenzial in Höhe von 42 % der Erdgasimporte aus Russland

Die Biogasbranche braucht dafür:

1. Bestandsanlagen muss nach Ablauf des EEG-Vergütungszeitraums ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ermöglicht werden!

Vorschlag #1: Weiterentwicklung der Anschlussregelung über zusätzliche 10 Jahre im Ausschreibungsmodell

- Die Obergrenze des bestehenden Zuschlags für Bestandsanlagen mit geringer Leistung (§ 39i Abs. 5 EEG 2021) wird umgestellt von bisher 500 kW installierter Leistung auf 450 kW Bemessungsleistung.
- Der Zuschlag wird auf 2,5 ct/kWh angehoben.

Vorschlag #2: Einführung einer neuen Anschlussregelung über 10 Jahre mit Festvergütung

- Der anzulegende Wert beträgt 22 ct/kWh. Die Anlagen haben Anspruch auf den Flexzuschlag nach EEG 2023.
- Die Vergütung wird für eine Bemessungsleistung von 450 kW gezahlt (entspricht der EU-beihilferechtlich zulässigen Grenze von 1 MW installierter Leistung).
- Es gelten alle sonstigen Anforderungen des EEG 2023 (Deckelung des Einsatzes von Mais & Getreide; verpflichtende Flexibilisierung, etc.).

2. Unnötige Investitionshemmnisse im EEG wie die endogene Mengensteuerung und die Südquote müssen abgeschafft werden (§ 39d EEG 2021).

3. Die Flexibilitätsprämie für bestehende Biogasanlagen sollte weiterentwickelt werden, um die Flexibilisierung des Anlagenbestands voranzutreiben (§ 50b EEG 2021).

- Die Flexibilitätsprämie setzt in ihrer jetzigen Ausgestaltung keine Anreize mehr für neue Flexibilisierungsprojekte, da es kaum noch Anlagen gibt, die die Prämie lang genug in Anspruch nehmen können, um eine Flexibilisierung zu finanzieren.
- Anstatt der bisherigen Systematik – Zahlung einer jährlichen Prämie von 65 Euro/kW zusätzlicher Leistung (bei doppelter Überbauung) für 10 Jahre – sollte eine Gesamtsumme von 650 Euro/kW festgelegt werden, die in gleichmäßigen Raten auf die noch verbleibenden Jahre des ersten Vergütungszeitraums verteilt werden.
- Hat eine Anlage bereits Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie erhalten, werden diese entsprechend abgezogen.

4. Regulatorische Begrenzungen der Stromerzeugung von Biogasanlagen sollten kurzfristig und befristet ausgesetzt werden, damit bestehende Kapazitäten stärker genutzt werden können, um die Nutzung bestehender Erdgasvorräte zu schonen bis andere Maßnahmen zur Einsparung des Erdgasverbrauchs greifen.

- Die Höchstbemessungsleistung für Bestandsanlagen sollte befristet ausgesetzt werden (§ 101 Abs. 1 EEG 2017).
- Der Mindestgülleanteil des Güllebonus sollten unterschritten werden dürfen, ohne dass der Bonus endgültig entfällt (§ 27 Abs. 4 EEG 2009); in Zeiten der Unterschreitung wird der Bonus dann nicht gezahlt.
- Alle Anlagen in der Sondervergütungskategorie für Güllevergärung sollten unabhängig vom Jahr der Inbetriebnahme dauerhaft eine Bemessungsleistung von bis zu 150 kW erreichen dürfen. (§ 44 EEG 2021, § 44 EEG 2017, § 46 EEG 2014, § 27b EEG 2012)
- Die Anforderungen für eine bauplanungsrechtliche Privilegierung in § 35 BauGB, insb. dass die Biogaserzeugung von privilegierten Anlagen am Standort nicht mehr als 2,3 Millionen Normkubikmeter pro Jahr betragen darf, sollten befristet ausgesetzt werden.
- Anstelle einer Einhaltung der hydraulischen Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System können (§ 9 Abs. 5 EEG 2021/2017/2014, § 9 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2012). Betreiber dauerhaft die Alternativen zur Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung der TA-Luft 2021 zur Nachweisführung nutzen.
- Der Vollzug der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) sollte bundesweit einheitlich die Lagerung von Gärresten auch in JGS-Anlagen ermöglichen.

5. Die Biogaseinspeisung sollte erleichtert werden, indem die **Wälzung von Kosten für den Gasnetzanschluss neu geregelt** wird. Grundsätzlich sollte die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten für den ersten Leistungskilometer inkl. der Einspeisestation, die den Großteil der Kosten des Gasnetzanschlusses ausmachen, stark begrenzt werden (§ 33 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV).

Nachhaltiges technisches Mengenpotenzial für Methan aus Biogasanlagen

1. Methan aus Biomasse-Vergärung (Biogas/Biomethan)

(i) Abfälle, Reststoffe & Nebenprodukte: 56-115 TWh

- Kommunale Reststoffe: 6,3 TWh
- Industrielle Reststoffe: 27,1 TWh
- Tierische Exkremente: 21,4 TWh
- Stroh: 0 - 58,1 TWh
- Sonst. Erntereste: 1,7 TWh

(ii) Energiepflanzen (ohne Dauergrünland): 55 TWh

(iii) Aufwuchs von Dauergrünland: 23 TWh

(iv) Aufwuchs von extensiv genutztem Dauergrünland (bis zu 1 Mio. ha in 2030): 0 - 12 TWh

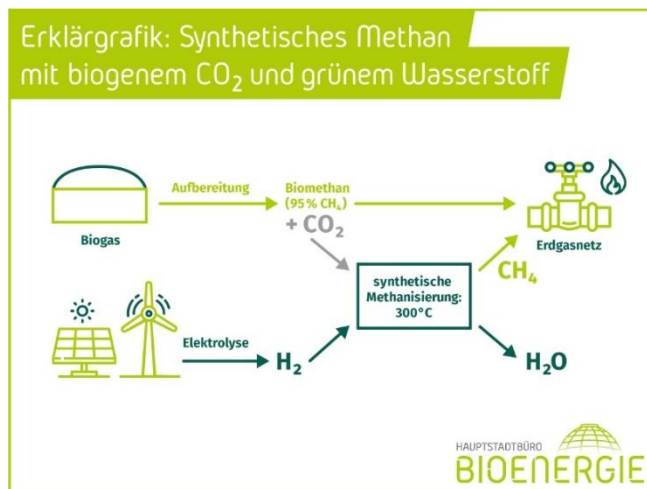
(v) Aufwuchs von Biodiversitätsflächen (bis zu 1,2 Mio. ha Wild- und Blühpflanzen in 2030): 0 - 30 TWh

=> **Bis zu 235 TWh** (davon ca. 95 TWh erschlossen)

=> **Entspricht ca. 42% der heutigen Erdgasimporte aus Russland.**



2. Synthetisches Methan mit CO₂ aus Biogasanlagen („Power-to-Methan“; SNG): Bis zu 216 TWh



=> **Methan aus Biogasanlagen (Biomethan + SNG) insgesamt: Bis zu 450 TWh**
(davon ca. 95 TWh erschl.)

=> **Entspricht ca. 80% der heutigen Erdgasimporte aus Russland.**

Quellen:

- Abfälle, Reststoffe, Nebenprodukte, Energiepflanzen und Aufwuchs von Dauergrünland nach DVGW (2019), Ermittlung des Gesamtpotenzials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Gasnetz.
- Aufwuchs von extensiv genutztem Grünland und Biodiversitätsflächen in 2030 nach Annahmen für das Jahr 2030 und Berechnungen des Fachverband Biogas e.V.
- Das SNG-Potenzial ergibt sich durch einen angenommenen CO₂-Gehalt von 48% am Roh-Biogas.