



LEE.SH

Aus dem Norden.
In die Zukunft.

LEE SH • Walkerdamm 1 • 24103 Kiel

Deutscher Bundestag, 20. Wahlperiode

Ausschuss für Klimaschutz und Energie

Öffentliche Anhörung

am Mi., 15.01.2025, 9.00 – 11.00 Uhr

Paul-Löbe-Haus, Sitzungssaal E.300

**Landesverband
Erneuerbare Energien
Schleswig-Holstein e.V.**

Kiel, den 13.01.2025

Walkerdamm 1
24103 Kiel

T 0431 22181450
F 0431 22181458

info@lee-sh.de
www.lee-sh.de

**Vorsitzender des
Vorstands**
Reinhard Christiansen

**Geschäftsführer
Vorstand**
Hans-Ulrich Martensen
Ove Petersen
Heiko Hansen
Petra Zahnen

Geschäftsführer
Marcus Hrach

Bankverbindung
IBAN
DE89 2176 3542 0007 4147 73
BIC GENODEF1BDS
VR-Bank eG Niebüll

Sehr geehrte Damen und Herren,

der LEE SH bedankt sich für die Möglichkeit zu der o. a. Drucksache Stellung zu nehmen.

Im Folgenden nehmen wir zu dem o.a. Gesetzesentwurf Stellung.

Ihre Fragen beantworten wir gerne. Zudem ist der LEE SH bereit, an der weiteren politischen Diskussion aktiv und lösungsorientiert mitzuwirken.

Mit freundlichen Grüßen

Martin Laß

(Mitglied des Vorstands)

Stellungnahme



Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung



Entwurf Jan. 2025

Stellungnahme



Biomassepaket:

Speicherkraftwerke: Versorgungssicherheit für Strom und Wärme. Weiterentwicklung fördern – kein Fadenriss

Die Versorgungssicherheit in der Energiewende erfordert klimafreundliche regelbare Kraftwerke am Mittelspannungsnetz (20 kV). Gleichzeitig wächst die Nachfrage nach erneuerbarer Wärmeversorgung, angeregt durch die kommunale Wärmeplanung.

In Deutschland produzieren knapp 10.000 Biogas-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit 6 GW installierter elektrischer Leistung etwa 30 TWh Strom pro Jahr. Das sind derzeit etwa 15 % des Kraftwerksbedarfs. Sie können zu regenerativen Speicherkraftwerken (RSK) weiterentwickelt werden, um Kohlemeiler zu ersetzen – das können sie sogar wesentlich flexibler und effizienter. **Dies greift der vorliegende Gesetzesentwurf grundsätzlich richtig auf, muss aber in entscheidenden Punkten angepasst werden, um die politischen Ziele (z.B. Kohleausstieg) bis 2030 sicher erreichen zu können.**

Bisherige Biogas-BHKW laufen im Mittel knapp 6.000 Betriebsstunden pro Jahr. Sie brauchen lediglich Speicher und mehr BHKW-Leistung, dann liefern sie – mit gleicher Biogasmenge! – in einem Viertel dieser Zeit die vierfache Leistung: Aus bisher 6 GW können 24 GW regelbare Kapazität für die Versorgungslücken und „Dunkelflauten“ werden. Sie speisen außerdem klimafreundliche Wärmenetze, als kostengünstige Ergänzung zu Wärmepumpen, in Zeiten mit weniger erneuerbarer Stromproduktion.

Die meisten Biogas-Anlagen kommen in den kommenden Jahren an ihr Förderende. Landwirte, Bürger und kommunale Entscheidungsträger in ländlichen Regionen und viele KMU erhoffen sich eine Brücke in eine marktisierte Zukunft. Deshalb muss schnell gehandelt werden. **Schon im Jahr 2025 wird das Anlagensterben ohne regulatorisches Gegensteuern massiv.**

Der Bundestag muss sich auf ein substanzielles Biogaspaket einigen, sonst wird ein weiterer, inzwischen stärkerer Biogas-Jahrgang (ca. 400 MW, potenziell 3 GW installierte Leistung) überwiegend stillgelegt. Damit ginge auch ein langfristig wertvoller Beitrag zur Energie- und Wärmewende verloren.

Stattdessen kann eine technologisch für Biogas-Speicherkraftwerke offene Kraftwerksstrategie die Versorgung schneller, klimafreundlicher sichern und andere Kraftwerke kostengünstiger substituieren. Gleichzeitig wird ein substanzielles Konjunkturschub ausgelöst und die Abhängigkeit von fossilen Erdgasimporten verringert.

Das Kontingentmodell für Stundenbudget und Anlagenlaufzeit

Das verbesserte Biogaspaket im Entwurf der o.a. Fraktionen vom 17. Dezember 2024 (FrakE) bedeutet eine drastische Wende der Biogasförderung im EEG und einen erheblichen Anschub für den flexiblen Anlagenbetrieb.

Stellungnahme



Der Gesetzesentwurf muss in der parlamentarischen Beratung weiter verbessert werden, um die Potenziale von Biogas für die Versorgungssicherheit, die Wärmewende und den Klimaschutz kurzfristig zu heben.

Die dafür notwendige Weiterentwicklung des Anlagenparks erfordert mehr Zeit für Planung, Genehmigungen und Realisierung. **Daher sollten insbesondere im Entwurf gekürzten Fristen wieder von 24 auf 48 Monate verlängert werden, um die Investitionen in den Anlagenpark zu ermöglichen.**

Um die inländische Biogaserzeugung sinnvoll zu steuern und auf dem bewährten Niveau zu halten, muss das Ausschreibungsvolumen an die verkürzten Betriebszeiten und die dadurch stark erhöhte Kraftwerksleistung angepasst werden. Ansonsten würde die Stromerzeugung aus Biogas zurückgehen. **Zielführender sollte die Ausschreibung direkt auf die erzeugte Strommenge („Bemessungsleistung“) umgestellt werden.** Die BNetzA-Ausschreibungen sollten das bisherige Produktionsvolumen von Biogas sichern. Eine gemeinsame Ausschreibung für Biogas und Biomethan von 750 MW *Bemessungsleistung* ist dafür zielgenauer und offen für *mehr installierte Leistung*. Zudem drückt die Zeit: **2025 sollten Betreiber ohne vorherige BlmSch-Genehmigung teilnehmen dürfen, damit Investitionen angeschoben und 2026 gebaut wird!**

Auch die – im Prinzip richtige, aber sehr kurzfristige – Begrenzung der Stromerzeugung auf etwa ein Viertel der Jahresstunden überfordert den Anlagenbestand unnötig. **Es wäre energiepolitisch ausreichend, die Betriebsstunden ab 2030 auf dem Niveau des KWK-G zu begrenzen (2.500 Jahresstunden, ab dann sinkend).**

Als alternative Lösung ist ein Kontingentmodell geeignet, bei dem die Betriebszeit der Förderdauer insgesamt begrenzt wird. Anlagenbetreibende, die sich auf bisherige Rahmenbedingungen verlassen haben, können ihre Einspeisung höheren Jahresbetriebszeiten weiter betreiben – in einer Zeit, in der das auch energiesystemisch dienlich ist. Im Gegenzug verkürzt sich die Förderlaufzeit. Diese Einbuße gleicht der höhere Flexibilitätszuschlag aus.

Für bestehende Anlagen, die an der Ausschreibung für eine zweite Förderperiode teilnehmen, wird die Begrenzung pro Jahr nach § 39 i Absatz 2a zu 100.000 Betriebs-Viertelstunden in der gesamten zweiten Förderperiode zusammengefasst.

Betreibende können in einem Jahr maximal 16.000 Betriebs-Viertelstunden einspeisen, jedoch nur so lange, bis das Stundenkontingent erfüllt ist, längstens jedoch 15 Jahre. Betreibende können am Jahresende durch Mitteilung an den Netzbetreiber bestimmen, welche Betriebsviertelstunden von der Marktprämie ausgenommen werden sollen.

Das Stundenkontingent beginnt mit dem Umstieg auf die zweite Förderperiode. Für Betreibende, die innerhalb von drei Jahren nach dem Beginn der zweiten Förderperiode die installierte Leistung um mehr als 100 % erhöhen, wird die Inanspruchnahme des Stundenkontingents für den Zeitraum bis zu Inbetriebnahme der erhöhten Leistung halbiert.

Damit wird eine variable Dauer der zweiten Förderperiode zwischen 7 Jahren und 15 Jahren erreicht. Betreibende, deren betriebliche Konstellation nicht für einen stärker flexiblen Betrieb geeignet ist, können

- ihren Betrieb (mit einer leicht verkürzten Gesamtbetriebsdauer) fortsetzen
- sich durch passive Flexibilisierung anpassen (verminderte Fütterung oder verstärkter Einsatz energieärmerer Substrate, insbesondere Gülle)

Stellungnahme



- die Stromeinspeisung durch anderweitige Verwertung von Biogas als Treibstoff oder als Biomethan mindern
- oder durch Investition in die Flexibilisierung zu einer Verlängerung der zweite Förderperiode bei deutlich verringelter Jahresbetriebszeit erreicht.

Weitere wichtige Punkte, die im Gesetzentwurf durch einfache juristische Formulierungen angepasst werden sollten:

- Die **Kapazitätsprämie** für die Investitionen in regelbare Kraftwerksleistung wird auf 120 €/kW pro Jahr gesetzt (etwa wie KWSG). (Optional: nur für Zusatzleistung, dafür den Förderzeitraum auf 15 Jahre verlängern.)
- **Vorrang Netzintegration** gem. geplanter Ergänzung (**Drucksache 20/14235**) EEG-2023 § 8 ff. muss als „Muss-Bestimmung“ formuliert werden, damit technisch sehr geeignete Netzverknüpfungspunkte (NVP) für Speicherkraftwerke nicht von Verteilnetzbetreibern (VNB) abgelehnt werden dürfen.
- Die Verringerung des Zahlungsanspruchs für Biogasanlagen in Ausschreibungen bei schwach positiven und **negativen Preisen** ist wenig hilfreich und behindert die systemtechnisch wichtige Marktteilnahme am Intradaymarkt (IDC).
 - § 51b mit Verringerung bei schwach positiven Preisen ist nicht notwendig, bürokratisch und sollte ganz entfallen.
 - Die Verringerung nach § 51 sollte positive Viertelstundenerlöse am IDC ausnehmen.
- Der ab 1.1.2026 erreichte **Maisdeckel von 30 %** sollte zunächst auf diesem Niveau erhalten bleiben. Der Umbau zu regenerativen Speicherkraftwerken führt zu einem Wärmenetzdienlichen Winterbetrieb, d.h. es wird Biogasproduktionsmenge innerhalb der gleichen Anlage vom Sommer in den Winter verlegt. Das hebt zusätzliche Flexibilität sowohl für den Strom- wie für den Wärmemarkt. Gerade im Winter ist der verbliebene NaWaRo-Anteil hocheffizient eingesetzt und damit systemdienlich. Die **Biologische Methanisierung**, also die Nutzung von Wasserstoff und CO2 zur Erhöhung des Methangehalts im Rohgas hat darüber hinaus das Potential, den Substrateinsatz unter Nutzung von Überschussstrom perspektivisch zu reduzieren und damit auch den Flächenbedarf für Anbaumasse zu entschärfen.

Martin Laß

(Landesverband Erneuerbare Energien SH)

Kontakt:

Martin Laß

m.lass@asl-gruppe.de