

Stellungnahme

Zum Gesetz zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts im
Zusammenhang mit dem
Klimaschutz-Sofortprogramm
und zu Anpassungen im Recht
der Endkundenbelieferung

Inhalt

1. Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung in §12a EnWG.....	3
2. Anpassung der Vorgaben an Mindestfaktoren in §13 EnWG.....	3
3. Weiterentwicklung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV).....	5
3.1. Beteiligung von Anlagenbetreibern an den Gasnetzanschlusskosten deckeln (§ 33 Abs. 1 GasNZV)	5
3.2. Aktualisierung des Verweises für die Qualitätsanforderung an Biogas (§ 36 Abs. 1 GasNZV).....	6

1. Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung in §12a EnWG

Die Bioenergieverbände begrüßen den Vorschlag, dass nicht nur die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, sondern auch die klimapolitischen Zielsetzungen in den zukünftigen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan einfließen müssen.

Zu unserem Bedauern haben sich die Übertragungsnetzbetreiber in der Vergangenheit allerdings klar über diese gesetzliche Vorgabe hinweggesetzt. Der aktuell diskutierte „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023“ sieht beispielsweise vor, dass die Stromproduktion aus Biomasse bis zum Jahr 2037 um 67 Prozent im Vergleich zu dem aktuellen Wert abnehmen wird. Diese Annahmen lassen sich in keiner Weise aus den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) ableiten, welches bereits Ausschreibungsvolumina für Biomasse festgelegt, die eine Fortführung der Strommengen in etwa auf dem heutigen Niveau sicherstellen sollen. Auch der Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP enthält ein klares Bekenntnis sowohl zur zukünftigen Nutzung von Bioenergie als auch zum Aufbau von gesicherter Leistung aus Erneuerbaren Energien, womit im Wesentlichen Bioenergie gemeint ist. Es erscheint vor diesem Hintergrund fragwürdig, dass die Bioenergie in den Szenariorahmen der Netzbetreiber ein bedeutungsloses Element ist, während der Zubau und Weiterbetrieb von Erdgaskraftwerken als zentrale Brückentechnologie dargestellt wird.

Vorschlag

§12a Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sollte nach Satz 2 um folgenden Satz ergänzt werden:

„Dabei muss insbesondere sichergestellt werden, dass die politischen Zielsetzungen, welche für die einzelnen Technologieformen bei der Erzeugung von Strom, gelten, in angemessener Weise berücksichtigt werden.“

Nur so kann sichergestellt werden, dass die Simulationen nicht auf Ergebnissen einzelner Studien basieren, welche ggf. im Interesse bestimmter Stakeholdergruppen stehen, sondern auch den politischen Willen des Gesetzgebers berücksichtigen. Insbesondere Aspekte wie Ausbaupfade etc. sind Ergebnis von demokratisch getroffenen Entscheidungen, welche nicht durch die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung vernachlässigt werden dürfen.

2. Anpassung der Vorgaben an Mindestfaktoren in §13 EnWG

Auch wenn die Änderung des §13 EnWG nicht Gegenstand der vorliegenden Konsultationsdokumente ist, möchten die Bioenergieverbände die Chance nutzen, um auf ein dringendes Problem hinzuweisen, welches die aktuelle Ausgestaltung des Redispatch 2.0 betrifft.

§13 EnWG definiert, dass es einen für alle Erneuerbare Energien Anlagen (EE-Anlagen) einheitlichen Mindestfaktor gibt, auf dessen Basis ein kalkulatorischer Preis ermittelt wird, welcher dazu dient die Abschaltreihenfolge im Redispatch 2.0 festzulegen. Der Mindestfaktor für EE-Anlagen wurde von der Bundesnetzagentur auf „10“ festgelegt, woraus die Übertragungsnetzbetreiber einen kalkulatorischen Preis von 590,60 €/MWh errechnen haben.

Auf Nachfrage im Rahmen der Festlegungen der Mindestfaktoren durch die Bundesnetzagentur (BNetzA), warum an dieser Stelle nicht die energieträgerspezifischen Vergütungsunterschiede berücksichtigt werden, wurde die Aussage getroffen, dass Anlagen, die im Redispatch 2.0 geregelt werden, weder besser noch schlechter gestellt würden als ohne die entsprechende Maßnahme. Volkswirtschaftlich würde ein einheitlicher kalkulatorischer Preis für alle regenerativen Erzeugungsarten zu keinen Verwerfungen führen. Wenn die Anlagen Strom produzieren, würden die

Betreiber dafür eine Vergütung in Höhe des jeweiligen anzulegenden Wertes des EEG erhalten. Werden die Anlagen im Redispatch abgeregelt, wird genau dieser entgangene Betrag entschädigt, sodass ein einheitlicher kalkulatorischer Preis ausreichend sei und energieträgerspezifische Vergütungsunterschiede an dieser Stelle vernachlässigt werden könnten. So könne trotzdem ein Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien, unabhängig von der jeweiligen Technologie, sichergestellt werden.

Die getroffene Argumentation gilt jedoch nur, wenn die Wärmeerzeugung vernachlässigt wird. Die vermarktete Wärme wird bei EE-Anlagen nicht über das EEG vergütet, sondern wird auf Basis individueller Verträge an entsprechende Abnehmer, beispielsweise Haushalte an einem Wärmenetz, vermarktet. Werden Anlagen mit einer solchen Wärmelieferverpflichtung abgeregelt, kann ein gewisses Flexibilitätspotential in Form von Wärmespeichern genutzt werden. Dieses ist jedoch begrenzt, sodass bei einer Vielzahl von Abschaltungen von einer alternativen Wärmebereitstellung durch Ersatzbrennstoffe auszugehen ist. Da die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ein Hocheffizienzkriterium ist, sollte diese grundsätzlich einer separaten Wärmeerzeugung vorgezogen werden.

Da Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke und andere Biomasse-KWK-Anlagen bereits jetzt ca. 27 Terawattstunden (TWh) Wärme bereitstellen bedeutet die fehlende Berücksichtigung dieses Beitrages beim Redispatch 2.0 einen Rückschritt für die Energiewende. Diese sollte sich nicht nur auf den Strom, sondern auch den Wärmebereich beziehen.

Insbesondere in Norddeutschland ist auf Grund der stark zunehmenden Windenergiekapazitäten davon auszugehen, dass es auch zukünftig weiterhin verstärkt zu Engpässen kommt. Müssen an dieser Stelle EE-Anlagen im Rahmen des Redispatch 2.0 abgeregelt werden, darf bei der Anlagenauswahl nicht ausschließlich auf die produzierte Strommenge als Entscheidungskriterium abgestellt werden. Durch die gekoppelte Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme von Biomasse-KWK Anlagen kann bei gleicher elektrischer Leistung mehr regenerative Energie erzeugt werden als bei der reinen Stromerzeugung durch Wind- oder PV-Anlagen.

Seit mit dem 1. Oktober 2021 der Redispatch 2.0 gestartet ist, erreichen uns vermehrt Rückmeldungen unserer Mitglieder, dass insbesondere Biogasanlagen trotz bestehender Wärmenutzung teils über mehrere Tage auf Grund von Engpässen im Stromnetz abgeregelt werden. Zwar ist der Anlagenbestand zunehmend flexibilisiert, doch die vorhandenen Gasspeicher sind endlich. So tritt in vielen Fällen die paradoxe Situation auf, dass die Gasspeicherkapazität der Anlagen ausgeschöpft ist und das überschüssige Gas abgefackelt werden muss. Um die Anlagen oder Wärmenetze weiter beheizen zu können, müssen parallel alternative Brennstoffe eingesetzt werden. Es ist dabei irrelevant, ob es sich um regenerative Ressourcen wie Hackschnitzel oder fossile Ressourcen wie Heizöl oder Erdgas handelt – ein solches Vorgehen muss unbedingt vermieden werden. Gerade vor dem der Diskussion um die zuverlässige Energieversorgung und die Verringerung von Energieimporten ist ein derart verschwenderischer Umgang mit begrenzten und teuren Ressourcen weder vermittelbar noch angebracht.

Vorschlag

Unter Berücksichtigung einer nachhaltigen Energiewende, welche sich nicht ausschließlich auf den Sektor „Stromerzeugung“ beschränken darf, schlagen die Bioenergieverbände aus diesem Grund vor, einen Mindestfaktor von 15 für EE-Anlagen mit nachweislicher Wärmenutzung festzulegen, anhand dessen die kalkulatorischen Kosten zur Reduzierung der Wirkleistung bestimmt werden können.

Dies würde eine potentielle Merit Order folgender Reihenfolge ermöglichen:

1. Konventionelle Kraftwerke
2. KWK-Anlagen auf Basis fossiler Brennstoffe

3. EE-Anlagen
4. KWK-fähige EE-Anlagen mit Wärmenutzung

Bei der Wärmenutzung ist es irrelevant, ob diese beim Betrieb der Anlage, wie bei Biogasanlagen zur Aufrechterhaltung der biologischen Prozesse, oder im Rahmen einer externen Nutzung wie die Versorgung von z.B. Haushalten oder Gewerbebetrieben anfällt. In allen Fällen müssen alternative Ersatzbrennstoffe verheizt werden, wenn die bestehenden Wärmespeicher erschöpft sind und die Anlagen ausgeschaltet wurden.

Sollte es doch zu einer Abregelung von KWK-fähigen EE-Anlagen mit Wärmenutzung im Bioenergiebereich kommen, schlagen die Bioenergieverbände vor, die Abregelung auf 60 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen. Dieser Leistungswert kann i.d.R. durch die bestehenden Steuerstufen und physikalisch bedingten Mindestleistungen der Blockheizkraftwerke problemlos eingehalten werden. In diesem Fall würden Anlagen mit einer Wärmenutzung weiterhin dem Redispatch 2.0 zur Verfügung stehen und 40 Prozent des Leistungspotentials zur Engpassbehebung im Stromnetz bereitstellen. Parallel kann die Wärmenachfrage bedient werden, was eine sektorübergreifende Energiewende begünstigt.

3. Weiterentwicklung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

Es sollte ein elementarer Bestandteil des Klimaschutzsofortprogramms sowie der Diversifizierung der Gasversorgung sein, die heimische Produktion von erneuerbaren Gasen anzureizen. Über die Änderungen im EnWG hinaus sehen die Bioenergieverbände deshalb einen wichtigen Änderungsbedarf hinsichtlich der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Sinne der Reduktion von Treibhausgasen, der Versorgungssicherheit und der Diversifizierung der Gasversorgung, der mit der laufenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts adressiert werden sollte.

3.1. Beteiligung von Anlagenbetreibern an den Gasnetzanschlusskosten deckeln (§ 33 Abs. 1 GasNZV)

Die GasNZV regelt, wie die Kosten für den Anschluss von Anlagen zur Produktion Erneuerbarer Gase wie Biomethan zwischen dem Gasnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber aufzuteilen sind (§ 33 Abs. 1). Dort findet sich auch eine Obergrenze für die Beteiligung des Betreibers in Höhe von 250.000 Euro (§ 33 Abs. 1 Satz 3).

Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) § 33 Netzanschlusspflicht

(1) Netzbetreiber haben Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen. Der Anschlussnehmer trägt die verbleibenden 25 Prozent der Netzanschlusskosten, **bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250 000 Euro.** Soweit eine Verbindungsleitung eine Länge von zehn Kilometern überschreitet, hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Der Netzanschluss steht im Eigentum des Netzbetreibers. Kommen innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzu, so hat der Netzbetreiber die Kosten so aufzuteilen, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären, und Anschlussnehmern einen zu viel gezahlten Betrag zu erstatten.

Die Formulierung in § 33 Absatz 1 Satz 3 ist sehr knapp und lässt verschiedene Auslegungen zu. Bis Herbst 2021 wurde diese Regel jedoch durchgehend so interpretiert, dass Anlagenbetreiber die Kosten für die Einspeiseanlage und den ersten Leitungskilometer maximal bis zu einem Betrag von 250.000 Euro übernehmen müssen; erst bei den Kosten für die darüber hinaus gehenden Leitungsabschnitte hat sich der Betreiber auch ggf. mit einem höheren Betrag zu beteiligen (1/4 für den Anlagenbetreiber und 3/4 für den Netzbetreiber). Im Herbst 2021 hat die BNetzA die betreffende Passage der GasNZV neu interpretiert. Nach der neuen Auslegung gilt die Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern *nur für Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer* – bei Projekten mit einer

Leitungslänge von über einem Kilometer gilt keine Obergrenze (in diesen Fällen werden die gesamten Netzanschlusskosten nach dem Verhältnis $\frac{1}{4}$ zu $\frac{3}{4}$ zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt).¹

Nach Ansicht der Bioenergieverbände ist eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer nicht sinnvoll.

Zum einen ist es aus klima-, geo- und wirtschaftspolitischer Sicht notwendig die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz anzureizen. Wenn – wie von der BNetzA nun vorgesehen – Projekte mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer von der Obergrenze für die Kostenbeteiligung ausgenommen sind, dann bedeutet dies massive Zusatzkosten für Anlagenbetreiber und hemmt damit die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz. Bei einer typischen Gasaufbereitungsanlage mit einer Leitungslänge von beispielsweise 3 km liegen die Netzanschlusskosten (Einspeiseanlage zzgl. Leitung) bei etwa 4 Millionen Euro, von denen der absolut überwiegende Teil auf die Einspeiseanlage entfällt. Die bisherigen Methodik ergab bei einer solchen Beispielsanlage eine Kostenbeteiligung des Betreibers in Höhe von etwa 300.000 Euro; bei der seit Herbst 2021 von der BNetzA vorgegeben Methodik steigt die Kostenbeteiligung des Betreibers in diesem Fall hingegen auf eine Millionen Euro.²

Zum anderen führt eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer bestimmten Leitungslänge zum Teil zu willkürlichen Ergebnissen und gesamtwirtschaftlich unnötigen Kosten, da sie Anlagenbetreiber zwingt, die Entfernung zum Gasnetz zum alleinigen Entscheidungskriterium werden zu lassen (z.B. wenn Anlagen an das Ortsnetz mit hohen Rückspeisungskosten angeschlossen werden, um die Leitungslänge unter einem Kilometer zu halten). Die bisherige Handhabung der Obergrenze entsprach über einen Zeitraum von mehr als 10 Jahren der durchgängigen und unangefochtenen Regulierungspraxis und wurde in den an das Bundeswirtschaftsministerium adressierten Monitoringberichten der BNetzA und im Leitfaden Biogaskostenwälzung ausdrücklich erläutert und zu keinem Zeitpunkt kritisiert bzw. zum Anlass für eine Neuregelung genommen.

Vorschlag

§ 33 Abs. 1 GasNZV wird umformuliert, so dass die Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern wie bis zum Herbst 2021 gehandhabt und ohne Interpretationsspielraum Anwendung finden kann, d.h. die Beteiligung des Betreibers an den Netzanschlusskosten wird bei allen Projekten – unabhängig von der Leitungslänge – für den ersten Leitungskilometer (inklusive Einspeiseanlage) auf 250.000 Euro begrenzt.

3.2. Aktualisierung des Verweises für die Qualitätsanforderung an Biogas (§ 36 Abs. 1 GasNZV)

In den Qualitätsanforderungen für Biogas wird in § 36 Abs. 1 auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Stand 2007) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) verwiesen. Die G 260 ist im September 2021 in der achten Auflage erschienen. Die G 262 wurde zurückgezogen und ist nicht mehr existent.

¹ Siehe Hinweis der BNetzA vom 15.10.2021 zur „Kostenteilung beim Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz mit einer Anschlussleitung von mehr als einem Kilometer Länge: Änderung der Verfahrenspraxis“.

² Beispielrechnung eines Netzanschlusses mit einer Leitungslänge von 3 Kilometer und Investitionskosten 4 Millionen Euro (davon 3,76 Mio. Euro für die Einspeisestation und 80 Euro/Leitungsmeter).

Berechnungsmethodik bis Herbst 2021: Die Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Kosten für die Einspeisestation und den ersten Leitungskilometer (3,84 Mio. Euro) ist auf 250.000 Euro gedeckelt; an den Kosten für den zweiten und dritten Leitungskilometer (160.000 Euro) wird er zu 25 Prozent beteiligt; Beteiligung des Anlagenbetreibers insgesamt: 290.000 Euro

Berechnungsmethodik seit Herbst 2021: Der Betreiber trägt 25 Prozent aller Investitionskosten (4 Mio. Euro): 1 Mio. Euro

Vorschlag

Anstelle des Verweises auf die G 260 und G 262 (Stand 2007) wird auf das Arbeitsblatt G 260 (Stand 2021) verwiesen.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie
Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de