

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN



Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18
14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086
Fax +49 (0)30 36418-255
info@energien-speichern.de
www.energien-speichern.de

Stellungnahme

Zur Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren zur
Ausgestaltung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen
nach dem Urteil des EuGH vom 02.09.2021 (C-718/18)

1. Einleitung

Gemäß EuGH-Urteil war die normative Regulierung in Deutschland mit den Energiebinnenmarktrichtlinien unvereinbar. Die Vorstrukturierung regulatorischer Entscheidungen durch die GasNZV, GasNEV, StromNZV, StromNEV und ARegV stellte einen Verstoß gegen die Vorgaben zur Unabhängigkeit und ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (d.h. der Bundesnetzagentur, BNetzA) dar.

Mit einer Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) am 29. Dezember 2023 wurden deshalb Festlegungsbefugnisse für die BNetzA geschaffen, damit sie unter anderem die bisherigen Regelungsinhalte der GasNZV in Festlegungen selbst regeln kann. Der Gesetzgeber hat die Befugnisse der BNetzA so ausgestaltet, dass sie von bestehenden Regelungen abweichen oder ergänzende Regelungen treffen kann. Die GasNZV tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2025 außer Kraft.

Mit der am 8. Mai 2024 veröffentlichten Einleitung mehrerer Festlegungsverfahren, nimmt die BNetzA nun diese Befugnisse wahr, um den Zugangs zu Gasversorgungsnetzen auszugestalten.

INES dankt der BNetzA für das transparente Verfahren und die Konsultation der eingeleiteten Festlegungsverfahren. Nachfolgend nimmt INES strukturiert nach den Regelungsinhalten der bisherigen Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zu den von der BNetzA dargelegten Erwägungen Stellung.

2. Allgemeine Bestimmungen (Teil 1 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, § 2 GasNZV (Begriffsbestimmungen) insb. in die Festlegung GaBi Gas 2.1 und in eine neue Festlegung ZuBio zu überführen.

INES begrüßt eine Überführung der Begriffsbestimmungen. INES empfiehlt, darüber hinaus den § 2 Nr. 11a in die KARLA Gas 2.0 zu überführen, um die Grundlage zur Überführung der §§ 38 und 39 GasNZV zu schaffen (siehe Punkt 9.).

3. Vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs (Teil 2 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 3 Verträge für den Netzzugang
- § 4 Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen

- § 6 Registrierung

ohne Änderungen in die drei Festlegungen KARLA Gas 2.0, GaBi Gas 2.1, GeLi Gas 3.0 und ZuBio zu überführen, um die grundsätzliche vertragliche Konzeption des Netzzugangs mit:

- Einspeise- und Ausspeisevertrag,
- Bilanzkreisvertrag
- Lieferantenrahmenvertrag

und Mindestanforderungen an die AGB sowie eine Registrierungspflicht für Transportkunden festzulegen.

INES begrüßt die Erwägung, die grundsätzliche vertragliche Konzeptionen verbunden mit Mindestanforderungen und einer Registrierungspflicht in die genannten Festlegungen themenspezifisch zu überführen.

4. Abwicklung des Netzzugangs (Teil 3 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 7 Netzkopplungsvertrag
- § 8 Abwicklung des Netzzugangs
- § 9 Ermittlung technischer Kapazitäten
- § 11 Kapazitätsprodukte
- § 12 Kapazitätsbuchungsplattform
- § 13 Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität
- § 15 Nominierung und Nominierungsersatzverfahren
- § 16 Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten
- § 18 Reduzierung der Kapazität nach Buchung
- § 19 Gasbeschaffenheit

in die beiden Festlegungen KARLA Gas 2.0 und GaBi Gas 2.1 zu überführen, um die grundsätzliche Abwicklung des Netzzugangs im Hinblick auf die Themen:

- Kapazitäten,
- Netzkopplung und
- Gasbeschaffenheit

festzulegen. Dabei erwägt die BNetzA Auktionsverfahren zur Kapazitätsvergabe künftig auch an LNG-Terminals (ggf. auch bei Letztverbrauchern und Produktionsanlagen) einzuführen (KARLA Gas 2.0).

INES begrüßt eine Überführung der grundsätzlichen Abwicklungsregeln zum Netzzugang in die KARLA Gas 2.0 und GaBi Gas 2.1.

INES empfiehlt, Auktionsverfahren künftig auch an LNG-Terminals, Produktionsanlagen (inkl. Biogas-Anlagen), und Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern einzuführen, um sämtliche Netzpunkte im Rahmen der konkurrierenden Kapazitätszuteilung diskriminierungsfrei einbeziehen zu können.

INES empfiehlt, über die Erwägung der BNetzA hinaus, die Transparenzanforderungen im Hinblick auf die Ermittlung technischer Kapazitäten zu erhöhen. Dafür sollten insb.

- die Pflicht zu einer bundesweiten und transparenten Berechnung der Kapazitäten (in einer Lastflusssimulation bzw. Modellierung über alle Fernleitungsnetze hinweg und auf Basis wahrscheinlicher und realistischer Lastfälle) festgelegt werden, um Synergien innerhalb der Gasnetzinfrastrukturen besser auszuleuchten und die Kosteneffizienz zu stärken,
- die Transparenz zur historischen und prognostizierten Kapazitätsnutzung erhöht werden, indem die Pflicht zur möglichst punktscharfen Veröffentlichung der jeweiligen Nutzungsdaten eingeführt wird, und
- eine Pflicht eingeführt wird, die Auslastung bestehender Kapazitäten zu ermitteln und die Daten transparent für Marktteilnehmer zugänglich zu machen.

Eine Ermittlung der erforderlichen technischen Kapazitäten sollte auch weiterhin (durch Überführung der entsprechenden Regelungen in die KARLA Gas 2.0) in der langen Frist erfolgen (bisher § 17 GasNZV). Zur Deckung der erforderlichen Kapazitäten im Gasnetz sollten marktbasierter Instrumente (MBI) eine vorrangige Funktion (als Alternative zum konventionellen Netzausbau) übernehmen. Der Einsatz von MBI stellt sicher, dass ein bedarfsgerechtes Kapazitätsangebot trotz der anstehenden Transformation des Energiesystems hin zur Treibhausneutralität gewährleistet werden kann, ohne umfangreiche langfristige Investitionen in Gasnetze noch vornehmen zu müssen.

INES empfiehlt zudem, die Gasbeschaffenheit (bisher § 19 GasNZV) u.a. vor dem Hintergrund des Imports odorierter Gasmengen aus Frankreich rechtssicher zu regeln. Es muss sichergestellt werden, dass die Spezifikationen der Gasbeschaffenheit, die mit den Netzanschlussnehmern verhandelt werden und die Restriktionen der Netzanschlussnehmer zu beachten haben, grundsätzlich eingehalten werden.

Gasmengen, die nicht den Spezifikationen entsprechen, aber dennoch an bspw. Speicheranlagen vom Netzbetreiber abgegeben werden, müssen im Umkehrschluss vom Netzbetreiber bei der Rückspeisung auch wieder angenommen werden. Selbst dann, wenn das Gas die Spezifikationen dann logischerweise immer noch nicht erfüllt. Ist eine Wiederaufnahme solcher Gasmengen in das Netz für den Netzbetreiber nicht möglich, dann muss er vor der Ausspeisung seinerseits sicherstellen, dass nur Gas mit regelkonformer Spezifikation an den Speicherbetreiber übergeben wird.

Sollte ein Speicher die Spezifikationen einhalten müssen, aber zuvor Gas vom Netzbetreiber außerhalb der geforderten Spezifikationen erhalten haben, könnte dies im schlimmsten Fall zu einer Stilllegung des Gasspeichers führen. Der Speicherbetreiber müsste die Gasmengen im Extremfall aus dem Speicher entfernen, bevor der Speicher erneut an das Netz genommen werden könnte. Nicht nur würde das gespeicherte Gas verloren gehen, es gäbe auch Folgewirkungen im Bereich der Schadensersatzansprüche zu beachten, die ihrerseits noch ungeklärte Fragen aufwerfen. Es ist nicht nachzuvollziehen, wenn auf der einen Seite Gasmengen aus Frankreich außerhalb der Spezifikation toleriert werden, dass auf der anderen Seite die gleichen Gasmengen aus einem Gasspeicher nicht mehr in das Netz zurückgespeist werden dürfen.

5. Kooperation der Netzbetreiber (Teil 4 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, § 20 GasNZV (Marktgebiete) ohne Änderungen in die Festlegung GaBi Gas 2.1 zu überführen.

INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zum Betrieb eines deutschen Gas-Marktgebietes.

6. Bilanzierung (Teil 5, Abschnitt 1 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 22 Grundsätze der Bilanzierung
- § 23 Bilanzkreisabrechnung
- § 24 Standardlastprofile
- § 25 Mehr- oder Mindermengenabrechnung
- § 26 Datenbereitstellung

in die Festlegung GaBi Gas 2.1 zu überführen. Dabei schlägt die BNetzA vor, dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) eine Mitwirkungsmöglichkeit für eine gesonderte Anpassung von Allokationen bei SLP-Kunden (§ 24 GasNZV) einzuräumen.

INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zur Bilanzierung. Darüber hinaus begrüßt INES, dass dem MGV eine Mitwirkungsmöglichkeit zur Anpassungen der SLP-Allokationen eingeräumt werden soll. Die Verantwortung zum Ausgleich zwischen Nachfrage- und Angebotsschwankungen sollte möglichst vollumfänglich von den Markakteuren (respektive Bilanzkreisverantwortlichen) getragen werden. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die SLP-Allokationen eine unzureichende Genauigkeit aufweisen und damit die Verantwortung zum Ausgleich teilweise auf den MGV übertragen wird und Regelenergieeinsatz erforderlich. Der Einbezug des MGV kann helfen, die Genauigkeit von Allokationsdaten zu verbessern und die Verantwortung eindeutiger zuzuordnen.

7. Regelenergie (Teil 5, Abschnitt 2 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 27 Einsatz von Regelenergie
- § 28 Beschaffung externer Regelenergie
- § 29 Regelenergiekosten und -erlöse; Kosten und Erlöse bei der Erbringung von Ausgleichsleistungen

in die Festlegung GaBi Gas 2.1 ohne Änderungen zu überführen.

INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zur Regelenergie.

8. Biogas (Teil 6 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, § 35 GasNZV (Erweiterter Bilanzausgleich) in die Festlegung GaBi Gas 2.1 ohne Änderungen zu überführen.

Bei der Betrachtung des Teils 6 ist grundsätzlich zu beachten, dass gemäß § 3 Nr. 10g Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auch:

„Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils

nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen,“

als Biogas definiert worden ist. Die Überführung des erweiterten Bilanzausgleichs ist insoweit auch auf dem Gasnetz beigemischten Wasserstoff anzuwenden. Der erweiterte Bilanzkreisausgleich sieht eine Bilanzierungsperiode von 12 Monaten vor. Da Biogas (inkl. Wasserstoff oder synthetisches Methan im obigen Sinne) im Gasnetz bislang eine untergeordnete Rolle gespielt hat, unterstützten die bisherigen Regelungen entsprechende Einspeisungen ohne negative Auswirkungen.

Vor dem Hintergrund, dass perspektivisch im Gasnetz entweder die genutzten Gasmengen zurückgehen oder zunehmend durch Biogas (gemäß § 3 Nr. 10g EnWG) substituiert werden, empfiehlt INES die Bilanzierungsperiode für Biogas zu reduzieren. Damit bleibt sichergestellt, dass nicht die Netzbetreiber bzw. der Marktgebietsverantwortliche zunehmend, sondern weiterhin die Markakteure (entsprechend der Rollentrennung auf Basis der Entflechtung) die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage tragen.

Ziel sollte es zudem sein, im Gasnetz beigemischten Wasserstoff in Sachen Bilanzierung genauso zu behandeln, wie in einem reinen Wasserstoffsystem. Eine Ungleichbehandlung könnte anderenfalls die Nutzung des reinen Wasserstoffnetzes in seiner Entwicklung hemmen. INES empfiehlt eine möglichst kurze Bilanzierungsperiode von maximal einer Stunde für Wasserstoff (und auch für Biogas) vorzusehen, um die Verantwortung zum Ausgleich möglichst vollumfänglich auf die Markakteure zu übertragen. Ggf. kann für heutige Biogasanlagen im Gasnetz eine Übergangsregelung Anwendung finden, damit die Bilanzkreisverantwortlichen mit bestehenden Anlagen die Möglichkeit zur technischen oder vertraglichen Anpassung erhalten.

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 32 Begriffsbestimmungen
- § 34 Vorrangiger Netzzugang für Transportkunden von Biogas
- § 36 Qualitätsanforderungen für Biogas

in die Festlegung ZuBio zu überführen. Dabei schlägt die BNetzA vor, den statischen Verweis auf das DVGW-Regelwerk durch einen abstrakten Verweis auf die anerkannten Regeln der Technik zu verweisen.

INES begrüßt grundsätzlich eine Überführung der Regelungen zu Biogas in eine eigenständige Festlegung und den vorgeschlagenen abstrakten Verweis auf die anerkannten Regeln der Technik. INES schlägt darüber hinaus vor, Wasserstoff im

Gasnetz grundsätzlich von Biogas unabhängig und im Einklang mit den (gemäß § 28n EnWG noch festzulegenden) Bestimmungen für Wasserstoff in reinen Wasserstoffnetzen zu regulieren. Nicht nur muss die Gasbeschaffenheit für den Bereich Wasserstoff individuell betrachtet und reflektiert werden. Die bisherigen Regelungen zum Netzanschlussbegehren und den damit verbundenen Vorprüfungen sind im Bereich Wasserstoff grundsätzlich anders in der Komplexität und auf der Kostenseite zu bewerten.

9. Kapazitätsreservierung und Kapazitätsausbauanspruch (Teil 7, Abschnitt 1 der GasNZV)

Die BNetzA sieht bislang keine Überführung der Paragraphen der GasNZV:

- § 38 Kapazitätsreservierung für Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Gaskraftwerken
- § 39 Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber von Gaskraftwerken sowie Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen

in die Festlegung KARLA Gas 2.0 vor.

INES empfiehlt davon abweichend, eine Überführung der Bestimmungen in die KARLA Gas 2.0 (zumindest für den Bereich der Gasspeicher) vorzusehen. Gerade bei der Umstellung von L-Gasspeichern auf H-Gas ist eine erhöhte Kapazitätsausstattung nur über die genannten Anspruchsgrundlagen zu erlangen. Nicht nur sind Gasspeicherkapazitäten vor dem Hintergrund der immer noch nicht vollständig überwundenen Gaskrise von großer Bedeutung. Die von der L-H-Gas-Umstellung betroffenen Speicher sind ausschließlich Kavernenspeicher, die perspektivisch in jedem Fall die geologischen Voraussetzungen mitbringen, um Wasserstoff lagern zu können. Diese Speicher werden also nicht nur kurz-, sondern auch mittel- bis langfristig mit ihrer vollen Leistungsfähigkeit für das Energiesystem gebraucht. Sie sollten deshalb (kapazitiv) vollständig an das System angeschlossen werden.

10. Netzanschluss von LNG-Anlagen (Teil 7, Abschnitt 2 der GasNZV)

Die BNetzA sieht keine Überführung des Teil 7, Abschnitt 2 der GasNZV vor, weil die Regelungen bereits zum 1. Juni 2024 ausgelaufen sind.

11. Wechsel des Gaslieferanten (Teil 9 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, § 43 GasNZV (Messung) in die Festlegung GeLi Gas 3.0 zu überführen. Dabei schlägt die BNetzA vor, den Messstellenbetreiberrahmenvertrag aufzuheben und eine branchenseitige Neuerarbeitung und Integration im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) zu ermöglichen.

12. Messung (Teil 10 der GasNZV)

Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:

- § 41 Lieferantenwechsel
- § 42 Rucksackprinzip
- § 42a Elektronischer Datenaustausch

in die Festlegung GeLi Gas 3.0 ohne Änderungen zu überführen.

Über uns

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gaspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gaspeicherkapazitäten in der EU. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist unter folgendem Link in das Register eingetragen:
<https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797>.

Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

info@energien-speichern.de

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

www.energien-speichern.de



INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN



Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de