



Initiative Erdgasspeicher e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

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

[www.erdgasspeicher.de](http://www.erdgasspeicher.de)

# Festlegungen REGENT, AMELIE MARGIT und BEATE 2.0,

## Stellungnahme

Berlin, 17. Dezember 2018

### **Über die Initiative Erdgasspeicher e.V.**

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 12 Mitgliedern repräsentiert die INES rund 90 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU.

## Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung .....	3
2. Referenzpreismethode: Eine oder vier Briefmarken .....	3
3. Ausgleichsmechanismus: Unkompliziert und wirksam .....	6
4. Rabatte und Ausnahmen.....	6
5. Unterjährig differenzierte Bepreisung von Kapazitätsprodukten: Multiplikatoren und saisonale Faktoren .....	8
6. Bepreisung unterbrechbarer oder bedingter Kapazitätsprodukte.....	9
7. Transparenz: Prognostizierte Buchungen und Distanzen .....	10
8. Umlagen: Marktraumumstellungsumlage.....	11

## 1. Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 17. Oktober 2018 überarbeitete Festlegungsentwürfe zu den Verfahren „REGENT-NCG/GP“, „AMELIE“, „MARGIT“ und „BEATE 2.0“ zur abschließenden Konsultation veröffentlicht. Dabei ist zu beachten, dass die Festlegung BEATE 2.0 formal unabhängig von den anderen Festlegungen konsultiert wird.

INES nimmt zu den genannten überarbeiteten Festlegungen nachfolgend strukturiert Stellung.

## 2. Referenzpreismethode: Eine oder vier Briefmarken

### Einheitliche Briefmarke

Als Referenzpreismethode schlägt der NC TAR (EU-Verordnung Nr. 2017/460) die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz vor, weil ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der Transportdistanz und den Netzkosten besteht. Davon abweichend möchte die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit dem Entwurf der REGENT-Festlegung zur Berechnung des Referenzpreises die Methode der einheitlichen Briefmarke festlegen.

### Vier Briefmarken (Frontier-Studie für GASCADE, GRTgaz, Fluxys und OGE)

Auf dem Workshop der Beschlusskammer 9 (BK9) am 7. November 2018 wurde als Alternative zur einheitlichen Briefmarke eine Referenzpreismethode präsentiert, die im Ergebnis unterschiedliche Briefmarken für vier Netzpunkttypen ausweist:

- 1) „GÜP/MÜP/Produktion-Entry“,
- 2) „Speicher-Entry/-Exit“,
- 3) „Letztverbraucher-Exit/IB“ und
- 4) „GÜP/MÜP-Exit“

Neben den Folien zur Präsentation auf dem Workshop hat die BK9 die Frontier-Studie, die den Vorschlag weitergehend beschreibt, und eine darauf aufbauende unverbindliche Netzentgeltkalkulation veröffentlicht. Dafür dankt die INES der BK9.

Eine Einführung von vier Briefmarken anstelle einer einheitlichen Briefmarke wird von Frontier bzw. den vier beauftragenden Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) damit begründet, dass der „Transit“ mit dem vorliegenden Vorschlag gemäß REGENT mit überhöhten Netzentgelten belastet wird. Dies sei weder kostenreflektierend noch verursachungsgerecht, wird behauptet. Weder auf dem Workshop noch in der Studie wurde allerdings nachvollziehbar dargelegt, welche Kosten tatsächlich verursachungsgerecht dem „Transit“ zuzuordnen wären und inwieweit diese verursachungsgerechte Kostenzuordnung mit vier Briefmarken besser erreicht werden

würde, als mit der einheitlichen Briefmarke. Aus Sicht der INES stellt sich also zunächst die Frage, ob nicht sogar mit der heutigen Netzentgeltsystematik der „Transit“ von einer Quersubvention durch andere Netznutzer profitiert hat. In diesem Fall würde die einheitliche Briefmarke nämlich eher zu einer verursachungsgerechteren Kostenzuordnung führen, wohingegen die vier Briefmarken eine unbegründete Quersubvention aufrechterhielten.

Darüber hinaus ist nicht nachvollziehbar dargelegt worden, wie „Transite“ in einem Entry-/Exit-System tatsächlich identifiziert werden können. In der Frontier-Studie wird stark vereinfachend angenommen, dass die Buchungen der Exit-Kapazitäten an Grenzübergangspunkten (GÜP) vollumfänglich auf „Transite“ zurückzuführen sind. In der Folge werden diese Exit-Kapazitätsbuchung auch als Maß für „Transit“-Buchungen von Entry-Kapazitäten an GÜP angesetzt. Das Ergebnis soll näherungsweise grenzüberschreitende „Transite“ durch Deutschland definieren. Nicht nur ist die Exaktheit der Vorgehensweise zu hinterfragen, es bleibt auch unbeantwortet, wie die vier Briefmarken den Transit darauf aufbauend differenziert bepreisen sollen. Denn für Entry-Kapazitäten an Marktgebietsübergangspunkten (MÜP), Produktions-Anschlusspunkten (PAP) und GÜP wird in der Studie bspw. eine Briefmarke vorgeschlagen. Dies bedeutet allerdings, dass nicht nur „Transite“, sondern Importe im Allgemeinen von einer Entgeltreduktion dieser Briefmarke profitieren würden. Zum Beispiel würden Importe, die zur Belieferung inländischer Verbraucher getätigt werden, auch durch ein netzpunkttyp-spezifisches niedrigeres Entgelt entlastet werden. Dieses Entgelt entfiel zudem auch auf Einspeisungen aus Produktionsquellen und auch auf Gas, das über einen Marktgebietsübergangspunkt (MÜP) transportiert wird.

Im weiteren Verlauf des Workshops und in der Frontier-Studie wurde davor gewarnt, dass eine Erhöhung der Netzentgelte für „Transite“ die Transportbuchungen reduzieren wird. Der verringerte Divisor würde in der Folge die spezifischen Netzentgelte für alle Netznutzer insgesamt verteuern. Als Beispiel wird auf einen Wegfall von 20% der Transitbuchungen abgestellt. Dass grundsätzlich ein Buchungsrisiko besteht, ist anzuerkennen. Dieses Risiko besteht allerdings auch an Netzknoten, die nicht für Transite genutzt werden. Es ist insofern auch zu hinterfragen, ob mit der Reduktion von Entgelten für Gasimporte nicht sogar der Wegfall von inländischen Kapazitätsbuchungen einhergeht, da diese höhere Kosten zu tragen hätten.

Sicher scheint, dass die inländischen Verbraucher bei Einführung der vier Briefmarken höhere Netzentgelte zu zahlen hätten. Dies zeigt die Kalkulation der BK9 deutlich. Inwieweit das Buchungsrisiko an GÜP tatsächlich eintritt und in welcher Höhe die inländischen Verbraucher in der Folge zusätzlich belastet werden, ist hingegen unsicher. Diese Unsicherheit konnte auch mit der im Workshop vorgetragene Argumentation, insb. zur geschätzten Höhe des Buchungsrisikos, nicht ausgeräumt werden. Zum Beispiel bestehen für Gasimporte aus Russland, die das deutsche Gassystem über die Nordstream, über Polen oder über Tschechien erreichen, kaum Alternativ-Routen außerhalb Deutschlands zum Weitertransport (Transit) nach Frankreich. Zwischen Italien und

Frankreich besteht beispielsweise keine Pipeline-Verbindung, die die Nutzung einer Transportroute über Österreich ermöglicht.

Neben der grundsätzlichen Unsicherheit über die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Buchungsrisikos erscheint zudem der in der Frontier Studie angenommene Beitrag der „Transite“ zur Erlösobergrenze stark überschätzt worden zu sein. Ein Wegfall von 20% der „Transit-Erlöse“ führt laut Studie zu Mindereinnahmen in Höhe von 180 Mio. €. Demnach müssten 100% der Transite einen fünffach höheren Erlösbeitrag in Höhe von 900 Mio. € leisten. Wird die Argumentation der Studie zugrunde gelegt, dass die GÜP-Exit-Kapazitäten vollständig und ausschließlich für den Transit verwendet werden und demnach in gleicher Höhe auch die GÜP-Entry-Kapazitätsnutzung für „Transite“ definieren, dann ließen sich mit den von der BK9 veröffentlichten Regent-Anlagen für eine einheitliche Briefmarke 568 Mio. € (284,15 Mio. € sowohl für die GÜP-Exit-Kapazitäten, als auch für die GÜP-Entry-Kapazitäten) als Näherung für die Transiterlöse im Jahr 2020 ableiten.

An dieser Stelle sei zudem angemerkt, dass Prognosefehler, die bei der Referenzpreismethode „Vier Briefmarken“ auftreten, direkten Einfluss auf die Entgelte an den Netzpunkttypen nehmen können. Wird bspw. die Buchungssituation an GÜP/MÜP/PAP-Entrypunkten überschätzt, ist der Divisor zu groß und die daraus abgeleiteten Netzentgelte zu gering. Es werden Mindererlöse erwirtschaftet. Wird zeitgleich die Buchungssituation der Speicher-Entrys unterschätzt, dann werden hier zu hohe Entgelte und in der Folge Mehrerlöse erzielt, die sich zwar auf dem Regulierungskonto ausgleichen könnten, im Ergebnis aber zu ungewollten Veränderungen der Netzentgelte führen. Fehler in der Kapazitätsprognose nehmen insofern im Vergleich zu einer einheitlichen Briefmarke stärker Einfluss auf die punktspezifische Entgeltbildung.

**Zusammenfassend lässt sich deshalb festhalten, dass der Transit unter den heutigen Rahmenbedingungen weder trennscharf identifiziert noch durch die Systematik der vier Briefmarken ein Transit differenziert bepreist werden kann. Ob in der Folge eine verursachungsgerechtere Kostenallokation erreicht werden kann, ist deshalb vollkommen unklar. Das Risiko wegfallender Buchungen in Höhe von 20% erscheint zum aktuellen Zeitpunkt darüber hinaus nicht belastbar. Die Einführung von vier Briefmarken als Referenzpreismethode ist deshalb abzulehnen. INES begrüßt allerdings den Vorschlag der BK9, die Buchungssituationen behördlich verstärkt zu beobachten.**

Unabhängig vom Vorschlag der „Vier Briefmarken“ ist allerdings zu prüfen, ob mit der einheitlichen Briefmarke ein ausgewogenes Verhältnis zwischen

- der Beförderung des Wettbewerbs (jeder Netznutzer zahlt gleich, sodass die Netzkosten keinen Einfluss auf den Wettbewerb nehmen) auf der einen Seite und
- der verursachungsgerechten Kostenzuordnung (jeder Netznutzer zahlt exakt die von ihm verursachten Netzkosten) auf der anderen Seite

erreicht wird.

## **Grundsätzlich unterstützt INES das Ziel, Netzentgelte stärker kostenreflektierend bzw. verursachungsgerecht zu bilden.**

INES hielte es deshalb für sachgerecht, wenn im Falle einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung, die eine Kurzstrecke darstellt und keinen Zugang zum VHP umfasst, in der Netzentgeltsystematik eine gesonderte (niedrigere) Tarifierung vorgesehen wird, um eine sachgerechte Bepreisung, z. B. für Transite über kurze Strecken zu gewährleisten.

### **3. Ausgleichsmechanismus: Unkompliziert und wirksam**

Damit die Fernleitungsnetzbetreiber trotz einheitlicher Briefmarke ihre regulierten Erlösobergrenzen erwirtschaften können, ist ein wirksamer Ausgleichsmechanismus zwingend erforderlich. Dieser soll mit dem Entwurf der AMELIE-Festlegung eingeführt werden.

Der vorgeschlagene Mechanismus sieht vor, dass anhand der prognostizierten Kapazitätsbuchungen und dem Referenzpreis die voraussichtlichen Erlöse ex-ante ermittelt werden. Dabei ist zu beachten, dass der Referenzpreis seinerseits auf der Basis von prognostizierten, durchschnittlich kontrahierten (d. h. voraussichtlich durchschnittlich gebuchten), unangepassten Kapazitäten ermittelt wird. Aus der ex-ante-Betrachtung abzuleitende Mehr- oder Mindererlöse, die im Verhältnis zwischen den prognostizierten individuellen Erlösen und den individuell regulierten Erlösobergrenzen eines FNB entstehen, werden dann zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durch Abschlagszahlungen gegenseitig (positiv und negativ) ausgeglichen.

Sollten sich trotz Ausgleichszahlungen aufgrund abweichender tatsächlicher Kapazitätsbuchungen (ex-post) Differenzen zwischen den tatsächlichen Erlösen und regulierten Erlösobergrenzen ergeben, werden diese über das Regulierungskonto ausgeglichen.

**INES begrüßt den unkomplizierten und wirksamen Mechanismus, den die BK9 im Rahmen des Festlegungsentwurfs vorschlägt.**

### **4. Rabatte und Ausnahmen**

INES dankt der BK9 für die Feststellung, dass die Belastung von Ein- und Ausspeicherungen mit Transportentgelten zu einer Doppelbelastung des gespeicherten Gases führt. Die BK9 führt dazu folgendes auf Seite 27 des BEATE 2.0-Festlegungs-Entwurfs aus:

*„Für die Kapazität, die in die Speicheranlage ein- und später wieder aus der Speicheranlage ausgespeist wird, wird bereits ein Einspeiseentgelt bei der Einspeisung in das Marktgebiet sowie ein Ausspeiseentgelt für die Ausspeisung beim Endkunden, beim Marktgebietswechsel oder beim Transit berechnet. Speicheranlagennutzer werden damit an den Kosten der*

*Transportinfrastruktur bereits beteiligt. Durch ein zusätzliches vollständiges Ein- und Ausspeisentgelt an Speicheranlagen kommt es faktisch zu einer Doppelbelastung; es fielen insgesamt doppelt so hohe Entgelte an, obwohl die Ein- und Ausspeicherung für den Netzbetreiber in der Regel nicht zu doppelten Kosten führt und das Netz nicht doppelt belastet.“*

Die BK9 schreibt in der Folge die Anwendung eines Rabatts in Höhe von 75% auf die Transporttarife an Speicheranschlusspunkten vor. Damit verbleibt allerdings immer noch ein Exit-Entgelt bei der Einspeicherung und ein Entry-Entgelt bei der Ausspeicherung in Höhe von jeweils 25%, das über das Entry-Entgelt beim Markteintritt und das Exit-Entgelt beim Endkunden hinaus auf Speichergas entfällt. Auf konkurrierende Flexibilität, bspw. über LNG-Terminals importiert, ist hingegen nur ein Entry- und Exit-Entgelt auf der gesamten Strecke bis zum Kunden im Marktgebiet zu entrichten. Im Ergebnis ist solche Flexibilität durch den Regulierungsrahmen gegenüber Speicherflexibilität ungerechtfertigt bevorteilt. Der Wettbewerb ist dadurch verzerrt.

**INES hält es deshalb für sachgerecht, den Speicherrabatt auf 100% zu erhöhen, um ein Level-Playing-Field auf den Flexibilitätsmärkten herzustellen.**

Die BK9 legt für LNG-Einspeisepunkte fest, dass ein Abschlag nicht anzuwenden ist. Da für Gas, das über LNG-Terminals in ein Marktgebiet eingespeist wird, analog zu GÜP, lediglich ein Entry-Entgelt bei der Einspeisung in das Marktgebiet und ein Exit-Entgelt bei der Ausspeisung aus dem Marktgebiet (z.B. beim Endkunden) zu zahlen ist, ist diese Entscheidung nachvollziehbar. Ein Grund für die Ungleichbehandlung bzw. Besserstellung von LNG-Importpunkten gegenüber GÜP-Importpunkten durch Rabattierung ist nicht sachlich zu begründen. **INES empfiehlt grundsätzlich, GÜP und LNG-Terminals gleich zu behandeln und eine Rabattierung an LNG-Einspeisepunkten nicht anzuwenden.**

Im Zusammenhang mit Speichern, die in verschiedenen Marktgebieten genutzt werden können (sog. „Multi-Market-Speicher“) würde die BK9 mit dem Entwurf der REGENT-Festlegung und BEATE 2.0-Festlegung die Möglichkeiten zur Inanspruchnahme des Speicherrabatts gegenüber der bisherigen BEATE-Festlegung und über den Anwendungsbereich der Ausnahmen gemäß NC TAR hinaus deutlich einschränken. Die BK9 stellt mit der gewählten Formulierung nicht auf die tatsächliche Nutzung des Speichers ab:

*„Kapazitätsbuchungen an Anschlusspunkten zu Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungs- oder Verteilnetz verbunden sind, sind nur dann mit dem Rabatt zu versehen, wenn die Speicheranlage von dem jeweiligen Nutzer bei der konkreten Nutzung nicht als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden kann.“*

Vielmehr wird auf die Buchung von Transportkapazitäten und das damit verbundene Nutzungspotenzial abgestellt. Die Transportkapazität kann jedoch im Extremfall einige Monate vor der tatsächlichen Nutzung des Speichers gebucht werden. **INES hält es**

**deshalb für sachgerecht und NC TAR-konform, konsequent auf die tatsächliche Nutzung des Speichers abzustellen.**

Darüber hinaus wird eine Speicheranlage nur dann als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt, wenn ein Speicherkunde Gasmengen aus einem Marktgebiet einspeichert und gleichzeitig (innerhalb eines Tages) in ein anderes Marktgebiet wieder ausspeichert. Diese Nutzung des Speichers ist mit der Nutzung eines Kopplungspunktes vergleichbar (Gleichzeitigkeit der Ein- und Ausspeicherung).

**INES empfiehlt deshalb, einen Rabatt grundsätzlich für die tatsächliche Speichernutzung anzuwenden, wenn ein Speicherkunde den Speicher nicht konkurrierend (gleichzeitige Ein- und Ausspeicherung eines Speicherkunden in zwei Marktgebiete) zu einem GÜP nutzt.**

## **5. Unterjährig differenzierte Bepreisung von Kapazitätsprodukten: Multiplikatoren und saisonale Faktoren**

Multiplikatoren können an bestimmten Netzpunkten Anreize setzen, die Kapazitäten das Jahr hinweg in gleicher Höhe konstant auszulasten und mindern dadurch den Leerstand im Netz. **Die Anwendung von Multiplikatoren an GÜP und LNG-Terminals wird von INES deshalb begrüßt.**

Eine Anwendung von Multiplikatoren an Speichern ist hingegen nicht zielführend. Selbst eine anteilige Nutzung der Entry- und Exit-Kapazitäten, die in Summe eine vollständige Auslastung des bidirektionalen Speicheranschlusspunktes über das gesamte Jahr hinweg sicherstellt, kann eine Teuerung der Netznutzung durch Multiplikatoren nicht verhindern. Werden beispielsweise von April bis November Exit-Kapazitäten zur Einspeicherung und von Dezember bis März Entry-Kapazitäten zur Ausspeicherung am Speicher gebucht, dann wird der Anschlusspunkt am Speicher ein Jahr lang gebucht und genutzt. Dennoch werden die genutzten Entry- und Exit-Kapazitäten durch Multiplikatoren verteuert, weil sie nicht jeweils für ein ganzes Jahr gebucht werden. Eine ganzjährige Buchung und Nutzung von Entry- und Exit-Kapazitäten an dem gleichen Punkt erscheint netztechnisch kaum sinnvoll. Eine Anwendung der Multiplikatoren in der aktuellen Ausgestaltung kann also keine effektive Anreizwirkung an Speicherpunkten entfalten. **INES empfiehlt deshalb, Multiplikatoren an Speichern nicht anzuwenden bzw. deren Höhe auf jeweils 1 festzulegen.**

Saisonale Faktoren sind ein Instrument, mit dem ein system- bzw. netzdienliches Verhalten angereizt werden kann. An GÜP und LNG-Terminals stellt ein über die Zeit konstanter, d.h. in gleichbleibender Höhe stattfindender Import, eine optimale Auslastung der nachgelagerten Infrastrukturen sicher. Eine stark schwankende Nutzung der Importkapazitäten an GÜP oder LNG-Terminals würde hingegen Leerstand im Netz verursachen. Eine Verteuierung der saisonal unterschiedlichen Nutzung von GÜP oder LNG-Terminals (hohe Nutzung im Winter und niedrige Nutzung im Sommer) mit

saisonalen Faktoren, setzt insofern einen wirksamen Anreiz für netzdienliches Verhalten der Netznutzer und reduziert damit Leerstand im Netz. **INES empfiehlt deshalb, saisonale Faktoren an GÜP und LNG-Terminals einzuführen, um damit eine konstante Netzauslastung an den Importpunkten anzureizen.**

Da bei Gasspeichern gerade die strukturierte Nutzung eine system- bzw. netzdienliche Nutzung darstellt, wäre die Einführung von saisonalen Faktoren analog zu GÜP/LNG-Punkten kontraproduktiv. Gerade die verbrauchsnahe Deckung von hohen Lasten ermöglicht der vorgelagerten Infrastruktur eine kostenoptimale Auslegung. Importe können in der Folge von Verbrauchsstrukturen unabhängig sowohl im Sommer als auch im Winter in konstanter Höhe erfolgen. **INES empfiehlt deshalb, von der verpflichtenden Einführung saisonaler Faktoren an Speichern weiterhin abzusehen.**

## 6. Bepreisung unterbrechbarer oder bedingter Kapazitätsprodukte

Speicheranlagen sind das zentrale Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, weil sie die Gasverfügbarkeit absichern. Gerade die gesicherte Verfügbarkeit von Gas wird jedoch durch unterbrechbare Kapazitätsprodukte gefährdet. Insofern entwertet eine unterbrechbare Kapazität die Nutzbarkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Punkten in besonderem Maße. Die besondere Stellung der Gasspeicher sollte deshalb im Rahmen des Faktors A durch gesonderte Behandlung der Speicheranschlusspunkte Berücksichtigung finden. **INES empfiehlt deshalb, den Faktor A für Speicheranschlusspunkte gesondert zu betrachten und anzuheben, um den Wertverlust unterbrechbarer Kapazitäten an Speichern adäquat abzubilden.**

Bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten sollten Rabatte bzw. Abschläge grundsätzlich zur Anwendung kommen, da die Wertigkeit eines uneingeschränkt verbindlichen Kapazitätsprodukts nicht erreicht wird. Bei bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten mit jeweils gleichen Bedingungen sollten zudem die gleichen Abschläge bzw. Rabatte unabhängig von dem zuständigen Netzbetreiber zur Anwendung kommen, um ein Level-Playing-Field zu gewährleisten. Es muss sichergestellt sein, dass diese Abschläge bzw. Rabatte die mit der Bedingung einhergehenden Einschränkungen adäquat abbilden bzw. bewerten. Darüber hinaus sollte sich die höchstmögliche Rabattierung nicht pauschal an dem geringsten rabattierten unterbrechbaren Kapazitätsprodukt an diesem Punkt orientieren. Vielmehr sollte die höchstmögliche Rabattierung durch das unterbrechbare Kapazitätsprodukt begrenzt sein, welches denselben potenziellen Nutzungszeitraum umfasst (z.B. sollte sich die höchstmögliche Rabattierung eines bedingten Monatsprodukts für Mai auch an der niedrigsten kalkulierten Rabattierung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten für Mai an dem Punkt orientieren). Anderenfalls besteht die Gefahr, dass der Rabatt bzw. Abschlag eines bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukts stets an dem Rabatt bzw. Abschlag eines unterbrechbaren Produkts bemessen wird, das kaum oder im extremen Fall gar nicht

unterbrochen wird. Wird beispielsweise am Speicher eine Exit-Kapazität für Sommertage in Form eines unterbrechbaren Tagesprodukts angeboten, dann ist diese wahrscheinlich nur selten bzw. gar nicht unterbrochen. Den Rabatt bzw. Abschlag auf ein bedingtes verbindliches Kapazitätsprodukt in Form einer Monatskapazität für den Winterzeitraum an diesem „Sommer-Tages-Exit-Kapazitätsprodukt“ in der maximalen Höhe zu orientieren, würde den Wertverlust des bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukts in der Folge nicht adäquat abbilden. Denn für dieses Produkt wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit deutlich höher liegen.

## 7. Transparenz: Prognostizierte Buchungen und Distanzen

Grundsätzlich kann den Fernleitungsnetzbetreibern eine Motivation unterstellt werden, die zugestandene regulierte Erlösobergrenze auch tatsächlich erwirtschaften zu wollen. Eine Unterschätzung der Buchungssituation im Fernleitungsnetz birgt allerdings die Gefahr, dass die tatsächlich (ex-post) erwirtschafteten Erlöse die im Vorfeld prognostizierten Erlöse (ex-ante) übersteigen. Im Ergebnis hätten die Netznutzer in dem Kalenderjahr zu viel für die Netznutzung an die Fernleitungsnetzbetreiber gezahlt.

**Um eine unsachgemäße Unterschätzung der Buchungen zu prüfen, bittet INES darum, die prognostizierten Buchungen für die einzelnen Entry- und Exit-Punkte zu veröffentlichen. Die prognostizierten Kapazitätsbuchungen müssen für eine solche Prüfung stundenscharf veröffentlicht werden, da aufgrund der entworfenen MARGIT- und BEATE 2.0-Festlegungen unterschiedliche Reservepreise für Jahres-, Quartals-, Monats-, Tages- und untertägige Kapazitätsprodukte zu erwarten und der Kalkulation zugrunde zu legen sind.**

Zur Berechnung des Referenzpreises selbst gemäß REGENT-Festlegung und darauf aufbauend auch zur Prognose der voraussichtlichen Erlöse gemäß AMELIE-Festlegung sind jeweils prognostizierte Kapazitätsbuchungen zugrunde zu legen (REGENT: prognostizierte, durchschnittlich kontrahierte, unangepasste Kapazitäten bzw. AMELIE: prognostizierte Kapazitätsbuchungen). Für konsistente Berechnungen gemäß den Festlegungen muss jeweils auf die identischen Werte für die prognostizierten Kapazitätsbuchungen zurückgegriffen werden. Eine unterschiedliche Prognose der Buchungen in Abhängigkeit des zu berechnenden Aspekts der Netzentgeltsystematik wäre nicht nachvollziehbar.

**INES bittet deshalb darum, darüber zu informieren, ob die Werte für die prognostizierten Buchungen auch für die Berechnung der Referenzpreismethode (prognostizierte durchschnittliche Buchungen) zugrunde gelegt wurden. Sofern dies nicht der Fall ist, bittet INES darum, den Berechnungen dieselben Werte zugrunde zu legen.**

Grundsätzlich wird gemäß NC TAR die „kapazitätsgewichtete Distanz“ als Referenzpreismethode vorgeschlagen. Die BK9 möchte davon abweichend eine einheitliche Briefmarke als Methode festlegen. Um diese Entscheidung beurteilen und konsultieren zu können, hat die INES versucht, die jeweiligen Referenzpreismethoden und damit zu kalkulierenden Referenzpreise nachzurechnen. Leider sind im Rahmen der Konsultationsunterlagen von den FNB bzw. der BK9 keine Distanzen und zugehörige Kapazitäten veröffentlicht worden. Damit ist es nur schwer bzw. gar nicht möglich, die berechneten Referenzpreise nachzuvollziehen und zu prüfen. Der NC TAR wollte aber mit den erhöhten Transparenzanforderungen gerade die Möglichkeit für Netznutzer schaffen, die Transporttarife selbst nachzurechnen.

**INES bittet deshalb darum, die Distanzen und zugehörige Kapazitäten zu veröffentlichen, die von den FNB bzw. der BNetzA zwischen den Entry- und Exit-Punkten angenommen wurden, um die veröffentlichten Transporttarife gemäß der Referenzpreismethode „kapazitätsgewichtete Distanz“ zu berechnen. Darüber hinaus bittet INES darum, die Distanzen und zugehörige Kapazitäten für die Entry- und Exit-Punkte des deutschen Systems vollständig und maschinenlesbar zu veröffentlichen.**

## **8. Umlagen: Marktraumumstellungsumlage**

Im Zuge der geplanten Umstellungen von L-Gas-Markträumen auf die H-Gas-Qualität werden Anpassungen an den Gasinfrastrukturen vorgenommen. Mit diesen Anpassungen soll ermöglicht werden, dass Gaskunden, die zuvor L-Gas verbraucht haben, weiterhin mit H-Gas versorgt werden können. Mit dem § 19a EnWG wurde eine Marktraumumstellungsumlage eingeführt, die dem Ziel dient, diese Anpassungs- bzw. Umstellungskosten künftig im gesamten Bundesgebiet auf alle Gas-Kunden gleichmäßig umzuverteilen. Bislang ist vorgesehen, diese Umlage mit Ausnahme der GÜP/MÜP auf sämtliche Exit-Kapazitäten aus dem Gasnetz zu erheben. Die Wälzung soll eine soziale Gerechtigkeit zwischen den Gaskunden sicherstellen. Kein Gaskunde, der im L-Gas-Gebiet wohnt, soll schlechter gestellt werden als Gaskunden, die H-Gas beziehen. Einspeicherungen in einen Gasspeicher erfolgen allerdings auch über Exit-Kapazitäten. In deutschen Gasspeichern zwischengelagertes Gas wird den aktuellen Regelungen folgend also bereits bei der Einspeicherung (Exit) mit der Umlage belastet. Mit der Erhebung der Marktraumumstellungsumlage beim Endverbraucher (Exit) wird im Fall des im Speicher bloß zwischengelagerten Gases die Umlage dann ein zweites Mal erhoben. Insbesondere gegenüber ausländischen Speichern entsteht deutschen Gasspeichern damit ein Wettbewerbsnachteil. Auf im Ausland gespeichertes Gas wird nämlich bei der Einspeicherung (Exit) keine Marktraumumstellungsumlage erhoben, da die deutsche Regulierung dort nicht angewendet wird. Mit fortschreitender Marktraumumstellung steigt der Einfluss auf den Wettbewerb immer weiter an, weil die gewälzten Kosten ansteigen. Darüber hinaus kann auch in inländischen Speichern zwischengelagertes Gas

für den Verbrauch im Ausland genutzt werden und die damit verbundene Erhebung der MRUU widerspricht der beabsichtigten Befreiung von Transitmengen.

Im Workshop am 7. November 2018 wurde seitens der BK9 angemerkt, dass auch Teile der Umstellungskosten von L-Gasspeichern auf die H-Gasqualität über die Marktraumumstellungsumlage refinanziert werden. Die BK9 hält eine vollständige Befreiung der Gasspeicher von der Marktraumumstellungsumlage deshalb für nicht sachgerecht.

**Vor diesem Hintergrund empfiehlt INES, Transportkapazitäten an Gasspeichern, die ausschließlich zum Umschlag von Speichergas (Flexibilitätsdienstleistung am Markt) genutzt werden, von der Marktraumumstellungsumlage (MRUU) zu befreien. Die Transportkapazitäten an Gasspeichern, die zum Transport der Verbrauchsgasmengen für den Betrieb des Speichers genutzt werden, können mit der Umlage belastet werden, z. B. auf dem Wege von getrennten Kapazitätsbuchungen am Speicheranschlusspunkt.** Damit wird auf der einen Seite sichergestellt, dass mit der Inanspruchnahme der Flexibilitätsdienstleistung eines Gasspeichers in Deutschland keine Doppelbelastung mit der MRUU einhergeht. Auf der anderen Seite werden Gasmengen, die am Speicheranschlusspunkt endverbraucht werden, an der Solidargemeinschaft der MRUU beteiligt.

### **INES-Ansprechpartner**

Sebastian Bleschke  
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255  
[s.bleschke@erdgasspeicher.de](mailto:s.bleschke@erdgasspeicher.de)