

20.05.10

Wi - AV - In - U

Verordnung
der Bundesregierung

Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts**A. Problem und Ziel**

Die Bedingungen für flächendeckenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt sind verbesserungswürdig. Insbesondere der Zugang zum Gasnetz stellt für Wettbewerber gegenwärtig eine Hürde für den Markteintritt dar. Wettbewerber könne die für einen Transport benötigten Gas-Kapazitäten zum Teil nicht erwerben, weil diese langfristig ausgebucht sind. Zudem wird durch die bestehende Zahl von Marktgebieten zusätzlicher Vertragsaufwand und zusätzliche Abwicklungskosten im Zusammenhang mit marktgebietsüberschreitenden Gastransporten verursacht. Dies erschwert es insbesondere neuen Anbietern mit wenigen Kunden Wettbewerbsangebote abzugeben. Anders als Anbieter, die ein bundesweit verteiltes Kundenportfolio sowie gegebenenfalls Zugriff auf verschiedene Beschaffungsquellen haben, verfügen sie nicht in gleichem Maße über die notwendige Flexibilität bei der Abwicklung eines Gastransports, um eine Belieferung über mehrere Marktgebiete hinweg wirtschaftlich darstellen zu können.

Zudem besteht für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke derzeit keine ausreichende Investitionssicherheit mit Blick auf den Gasnetzzugang. Die Betreiber solcher Anlagen müssten sich, um überhaupt die benötigten Kapazitäten im Netz zu erhalten, teilweise bereits zu einem Zeitpunkt langfristig gegenüber dem Netzbetreiber binden, zu dem die Anlagenbetreiber noch keine endgültige Investitionsentscheidung treffen konnten. Dadurch werden die Anlagenbetreiber mit einem wirtschaftlichen Risiko belastet, dass dazu führen kann, dass Projekte, die grundsätzlich aus

Wettbewerbs- und Versorgungssicherheitssicht vorteilhaft sind, nicht durchgeführt werden.

B. Lösung

Die Verordnung legt ein konkretes Zieldatum fest, bis zu dem die Anzahl der Marktgebiete auf höchstens zwei verringert sein muss. Zudem führt die Verordnung ein verbessertes Kapazitätsmanagement sowie die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils an Grenzübergangspunkten und Punkten zwischen Marktgebieten ein. Dies wird Wettbewerbern den Zugang zu benötigten Kapazitäten erleichtert. Die Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke wird erhöht, indem solchen Anlagenbetreiber ein zeitlich begrenztes Recht eingeräumt wird, benötigte Kapazitäten im Netz im Rahmen der technisch vorhandenen Kapazitäten für die Dauer eines Jahres gegen Gebühr zu reservieren.

C. Alternativen

Keine

D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte

Keine

E. Sonstige Kosten

Der durch diese Verordnung intensivierte Wettbewerb auf den Gasmärkten kann sich positiv auf das allgemeine Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, auswirken. Der Umfang möglicher Veränderungen von Einzelpreisen kann nicht quantifiziert werden. Zudem wird die Bewirtschaftung vorhandener Kapazitäten optimiert und so volkswirtschaftlich unnötige Investitionskosten aufgrund eines nicht erforderlichen Kapazitätsausbaus werden vermieden.

F. Bürokratiekosten

Die vorliegende Verordnung ersetzt die bisher geltende Gasnetzzugangsverordnung i. d. Fassung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 3 des Gesetzes vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die mit Inkrafttreten dieser Verordnung außer Kraft tritt. Die Verordnung verursacht Informationspflichten für die Wirtschaft, die zum Vollzug der Verordnung notwendig sind. Im Gegenzug fallen Informationspflichten der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung weg.

1. Bürokratiekosten der Wirtschaft

Die vorliegende Verordnung enthält neue Informationspflichten. Außerdem enthält sie solche Informationspflichten, die bereits Bestandteil [Gegenstand] der derzeit geltenden Verordnung sind sowie Informationspflichten, die bereits aufgrund anderer gesetzlicher Regelungen in die Bürokratiekostenmessung eingeflossen sind. Im Rahmen der ex-ante-Schätzung ist mit dem vorliegenden Verordnungsentwurf eine jährliche Bürokratiekostenbelastung von 15.771,00 € sowie eine einmalig entstehende Kostenbelastung von 1.657.067,00 € zu erwarten.

Durch den Wegfall von Informationspflichten nach der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung entsteht eine Entlastung von 92.975,00 €.

2. Bürokratiekosten für die Bürger

Es wird keine Informationspflicht für die Bürgerinnen und Bürger neu eingeführt.

3. Bürokratiekosten für die Verwaltung

Es wird eine Informationspflicht für die Verwaltung eingeführt, für die eine ex-ante-Schätzung der Bürokratiekosten nicht möglich ist.

Bundesrat

Drucksache 312/10

20.05.10

Wi - AV - In - U

Verordnung
der Bundesregierung

Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts

Bundesrepublik Deutschland
Die Bundeskanzlerin

Berlin, den 20. Mai 2010

An den
Präsidenten des Bundesrates
Herrn Bürgermeister
Jens Böhrnsen
Präsident des Senats der
Freien Hansestadt Bremen

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich die von der Bundesregierung beschlossene

Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem
Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts

mit Begründung und Vorblatt.

Ich bitte, die Zustimmung des Bundesrates aufgrund des Artikels 80 Absatz 2 des Grundgesetzes herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Absatz 1 NKRG ist als Anlage beigefügt.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Angela Merkel

**Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des
Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts**

Vom ...

Es verordnen auf Grund

- des § 17 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 2 und 3,
des § 18 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1,
des § 21a Absatz 6 Satz 1 Nummer 2 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 7,
des § 21b Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 1 und 3,
des § 24 Satz 1 Nummer 1, 2 und 4 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 1, 2, 3, 3a
und 3b sowie mit Satz 2 Nummer 4 und Satz 3, Satz 1 Nummer 1 auch in
Verbindung mit § 21b Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit Satz 2
Nummer 1 und 3,
und des § 29 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I
S. 1970), von denen § 21b Absatz 4 Satz 1 und 2 zuletzt durch Artikel 1 des
Gesetzes vom 29. August 2008 (BGBl. I S. 1790) geändert wurde, die
Bundesregierung,
- des § 25 Satz 4 in Verbindung mit Satz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes, der
zuletzt durch Artikel 7 Nummer 2 des Gesetzes vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I
S. 2833) geändert wurde, das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie,
- des § 57c Satz 1 Nummer 1 des Bundesberggesetzes, der zuletzt durch Artikel 11
Nummer 2 des Gesetzes vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I S. 2833) geändert
wurde, das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Einvernehmen
mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Artikel 1

**Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
(Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV)**

Inhaltsübersicht

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

- § 1 Anwendungsbereich
- § 2 Begriffsbestimmungen

Teil 2

Vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs

- § 3 Verträge für den Netzzugang
- § 4 Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen
- § 5 Haftung bei Störung der Netznutzung
- § 6 Registrierung

Teil 3

Abwicklung des Netzzugangs

- § 7 Netzkopplungsvertrag
- § 8 Abwicklung des Netzzugangs
- § 9 Ermittlung technischer Kapazitäten
- § 10 Zusatzmenge; Rückkaufsverfahren
- § 11 Kapazitätsprodukte
- § 12 Kapazitätsplattformen
- § 13 Zuteilung der Ein- und Ausspeisekapazität
- § 14 Vertragslaufzeiten
- § 15 Nominierung und Nominierungsersatzverfahren
- § 16 Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten
- § 17 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs
- § 18 Reduzierung der Kapazität nach Buchung
- § 19 Gasbeschaffenheit

Teil 4

Kooperation der Netzbetreiber

§ 20 Marktgebiete

§ 21 Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete

Teil 5

Bilanzierung und Regelenenergie

Abschnitt 1

Bilanzierung

§ 22 Grundsätze der Bilanzierung

§ 23 Bilanzkreisabrechnung

§ 24 Standardlastprofile

§ 25 Mehr- oder Mindermengenabrechnung

§ 26 Datenbereitstellung

Abschnitt 2

Regelenenergie

§ 27 Einsatz von Regelenenergie

§ 28 Beschaffung externer Regelenenergie

§ 29 Regelenenergiekosten und -erlöse; Kosten und Erlöse bei der Erbringung von
Ausgleichsleistungen

§ 30 Evaluierung des Ausgleichs- und Regelenenergiesystems

Teil 6

Biogas

§ 31 Zweck der Regelung

§ 32 Begriffsbestimmungen

§ 33 Netzanschlusspflicht

§ 34 Vorrangiger Netzzugang für Transportkunden von Biogas

§ 35 Erweiterter Bilanzausgleich

§ 36 Qualitätsanforderungen für Biogas

§ 37 Monitoring

Teil 7

Besondere Netzzugangsregelungen für Speicheranlagen-, Produktionsanlagen- und Gaskraftwerksbetreiber

§ 38 Kapazitätsreservierung für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke

§ 39 Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber neuer Gaskraftwerke sowie neuer Speicher- und Produktionsanlagen

Teil 8

Veröffentlichungs- und Informationspflichten

§ 40 Veröffentlichungspflichten

Teil 9

Wechsel des Gaslieferanten

§ 41 Lieferantenwechsel

§ 42 Rucksackprinzip

Teil 10

Messung

§ 43 Messung

§ 44 Messung des von Haushaltskunden entnommenen Gases

§ 45 Messung nach Vorgabe des Transportkunden

§ 46 Betrieb von Mess- und Steuereinrichtungen

§ 47 Nachprüfung von Messeinrichtungen

§ 48 Vorgehen bei Messfehlern

Teil 11

Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 49 Verfahren zur Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes

Teil 12

Befugnisse der Regulierungsbehörde

§ 50 Festlegungen

Teil 13

Sonstige Bestimmungen

§ 51 Ordnungswidrigkeiten

Teil 1

Allgemeine Bestimmungen

§ 1 Anwendungsbereich

Diese Verordnung regelt die Bedingungen, zu denen die Netzbetreiber den Netzzugangsberechtigten im Sinne des § 20 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Zugang zu ihren Leitungsnetzen gewähren, einschließlich der Einspeisung von Biogas sowie den Anschluss von Biogasanlagen an die Leitungsnetze, die Bedingungen für eine effiziente Kapazitätsausnutzung mit dem Ziel, den Netzzugangsberechtigten diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren, sowie die Verpflichtungen der Netzbetreiber, zur Erreichung dieses Ziels zusammenzuarbeiten. Die Vorschriften dieser Verordnung sind abschließend im Sinne des § 111 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes.

§ 2 Begriffsbestimmungen

Für diese Verordnung gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Allokation“ ist die Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis;
2. „Ausgleichsenergie“ ist die Energiemenge, die zum Ausgleich des Saldos aller Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis am Ende der Bilanzierungsperiode rechnerisch benötigt wird;
3. „Ausspeiseleistung“ ist die vom Netzbetreiber an einem Ausspeisepunkt für den Transportkunden vorgehaltene maximale Leistung in Kilowattstunde pro Stunde;
4. „Bilanzkreis“ ist die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen;
5. „Bilanzkreisverantwortlicher“ ist eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist;
6. „Buchung“ ist das Erwerben von Kapazitätsrechten;

7. „Brennwert „H_{s,n}““ ist die nach DIN EN ISO 6976 (Ausgabe: September 2005¹) bei vollständiger Verbrennung freiwerdende Wärme in Kilowattstunde pro Normkubikmeter oder in Megajoule pro Normkubikmeter;
8. „Einspeiser von Biogas“ ist jede juristische oder natürliche Person, die am Einspeisepunkt im Sinne von § 3 Nummer 13b des Energiewirtschaftsgesetzes Biogas in ein Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers einspeist;
9. „Einspeiseleistung“ ist die vom Netzbetreiber an einem Einspeisepunkt für den Transportkunden vorgehaltene maximale Leistung in Kilowattstunde pro Stunde;
10. „Marktgebiet“ ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können;
11. „Marktgebietsverantwortlicher“ ist die von den Fernleitungsnetzbetreibern bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet durch eine Person zu erbringen sind;
12. „Regelenergie“ sind die Gasmengen, die vom Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzstabilität eingesetzt werden;
13. „Technische Kapazität“ ist das Maximum an fester Kapazität, das der Netzbetreiber unter Berücksichtigung der Systemintegrität und der Erfordernisse des Netzbetriebs Transportkunden anbieten kann;
14. „Verfügbare Kapazität“ ist die Differenz zwischen technischer Kapazität und der Summe der gebuchten Kapazitäten für den jeweiligen Ein- oder Ausspeisepunkt;
15. „Virtueller Handelspunkt“ ist ein Punkt im Marktgebiet, an dem Gas zwischen Bilanzkreisen übertragen werden kann, der jedoch keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht;
16. „Werktage“ sind die Tage Montag bis Freitag, mit Ausnahme der bundeseinheitlichen gesetzlichen Feiertage sowie des 24. und des 31. Dezembers.

Teil 2

Vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs

§ 3

Verträge für den Netzzugang

¹) Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei Beuth-Verlag GmbH, Berlin; archivmäßig gesichert niedergelegt beim Deutschen Patent- und Markenamt.

- (1) Transportkunden sind nach Maßgabe dieser Verordnung gegenüber dem Ein- oder Ausspeisenetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, einen Einspeise- oder Ausspeisevertrag abzuschließen; in diesem sind die Rechte und Pflichten, die den Netzzugang betreffen, einschließlich des zu entrichtenden Entgelts zu regeln. Beabsichtigt ein Transportkunde ausschließlich den Handel mit Gas am Virtuellen Handelspunkt eines Marktgebiets, ist er berechtigt und verpflichtet, wenigstens einen Bilanzkreisvertrag mit dem Marktgebietsverantwortlichen abzuschließen. Bilanzkreisverantwortliche sind gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen eines Marktgebietes berechtigt und verpflichtet, einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen.
- (2) Marktgebietsverantwortliche haben Bilanzkreisverantwortlichen standardisierte Bilanzkreisverträge anzubieten. Der Bilanzkreisvertrag regelt die Einrichtung eines Bilanzkreises sowie die Erfassung, den Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen allokierten Gasmengen.
- (3) Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportkunden standardisierte Ein- und Ausspeiseverträge anzubieten, durch die Kapazitätsrechte des Transportkunden an Ein- und Ausspeisepunkten begründet werden. Der Einspeisevertrag berechtigt den Transportkunden zur Nutzung des Netzes vom Einspeisepunkt bis zum Virtuellen Handelspunkt; der Ausspeisevertrag berechtigt den Transportkunden zur Nutzung des Netzes vom Virtuellen Handelspunkt bis zum Ausspeisepunkt beim Letztverbraucher, zu einem Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkt oder zu einer Speicheranlage im Sinne des § 3 Nummer 31 des Energiewirtschaftsgesetzes.
- (4) Betreiber von örtlichen Gasverteilernetzen haben Transportkunden Ausspeiseverträge in Form von standardisierten Lieferantenrahmenverträgen anzubieten. Der Lieferantenrahmenvertrag berechtigt Transportkunden in einem Marktgebiet zur Nutzung der Netze ab dem Virtuellen Handelspunkt und zur Ausspeisung von Gas an Ausspeisepunkten der örtlichen Gasverteilernetze.
- (5) Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben ihren Ein- und Ausspeise- oder Bilanzkreisverträgen allgemeine Geschäftsbedingungen zugrunde zu legen, die die Mindestangaben nach § 4 enthalten.
- (6) Netzbetreiber haben die Verträge und Geschäftsbedingungen für die Einspeisung von Biogas so auszugestalten, dass ein transparenter, diskriminierungsfreier und effizienter Netzzugang zu angemessenen Bedingungen ermöglicht wird.

§ 4

Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen

(1) Die allgemeinen Geschäftsbedingungen für Ein- oder Ausspeiseverträge müssen Mindestangaben enthalten über:

1. die Nutzung der Ein- oder Ausspeisepunkte;
2. die Abwicklung des Netzzugangs, der Buchung von Kapazitäten und der Nominierung, insbesondere über den Zeitpunkt, bis zu dem eine Nominierung vorgenommen werden muss und inwieweit nachträgliche Änderungen der Nominierungen möglich sind, sowie über ein Nominierungsersatzverfahren;
3. die Gasbeschaffenheit und Drücke des Gases im Netz;
4. die Leistungsmessung oder über ein Standardlastprofilverfahren;
5. den Daten- und Informationsaustausch zwischen Transportkunden und Netzbetreibern sowie Marktgebietsverantwortlichen, die bei elektronischem Datenaustausch auch die dafür zu verwendenden Formate und Verfahren festlegen;
6. die Messung und Ablesung des Gasverbrauchs;
7. mögliche Störungen der Netznutzung und Haftung für Störungen;
8. die Voraussetzungen für die Registrierung als Transportkunde;
9. die Kündigung des Vertrages durch den Netzbetreiber oder den Transportkunden;
10. den Umgang mit Daten, die vom Transportkunden im Rahmen des Vertrages übermittelt wurden;
11. die Abrechnung;
12. die Ansprechpartner beim Netzbetreiber für Fragen zu Ein- und Ausspeiseverträgen und ihre Erreichbarkeit;
13. die Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen;
14. Regelungen betreffend die Freigabe von Kapazitäten nach § 16.

Ein Lieferantenrahmenvertrag nach § 3 Absatz 4 sowie Ausspeiseverträge im örtlichen Verteilernetz müssen Bestimmungen nach Satz 1 Nummer 2 nur insoweit enthalten, als deren Gegenstand die Abwicklung des Netzzugangs ist. Für Messstellen, die von einem Dritten betrieben werden und den Gasverbrauch eines Letztverbrauchers messen, ist Satz 1 Nummer 6 nicht anzuwenden. Wird der Ausspeisevertrag in Form eines Lieferantenrahmenvertrages gemäß § 3 Absatz 4 abgeschlossen, sind Angaben nach Satz 1 Nummer 2 nicht erforderlich.

(2) Die allgemeinen Geschäftsbedingungen für Bilanzkreisverträge müssen Mindestangaben enthalten über:

1. die bei der Bilanzierung anzuwendenden Prozesse;
2. die Abrechnung der Bilanzkreise, insbesondere über die Ermittlung der Zu- und Abschläge nach § 23 Absatz 3, sowie zur Abrechnung von Mehr- und Mindermengen;
3. den Daten- und Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern, Marktgebietsverantwortlichen und Bilanzkreisverantwortlichen, die bei elektronischem Datenaustausch auch die dafür vorgesehenen Formate und Verfahren festlegen;
4. die Haftung des Marktgebietsverantwortlichen und des Bilanzkreisverantwortlichen;
5. die Voraussetzungen für die Registrierung als Bilanzkreisverantwortlicher;
6. die Kündigung des Vertrages durch den Marktgebietsverantwortlichen oder den Bilanzkreisverantwortlichen;
7. den Umgang mit Daten, die vom Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen des Vertrages übermittelt wurden;
8. Ansprechpartner beim Marktgebietsverantwortlichen für Fragen zum Bilanzierungsvertrag und ihre Erreichbarkeit;
9. Voraussetzungen für die Erhebung einer Sicherheitsleistung in begründeten Fällen.

§ 5

Haftung bei Störung der Netznutzung

§ 18 der Niederdruckanschlussverordnung gilt für die Haftung bei Störungen der Netznutzung entsprechend.

§6

Registrierung

- (1) Transportkunden haben sich bei den Netzbetreibern, mit denen sie Verträge gemäß § 3 abschließen wollen, zu registrieren. Dabei kann der Netzbetreiber die Angabe der Anschrift des Transportkunden oder eines Vertreters fordern.
- (2) Bilanzkreisverantwortliche haben sich beim Marktgebietsverantwortlichen, in dessen Marktgebiet sie Bilanzkreisverträge abschließen wollen, zu registrieren, es sei denn, sie sind bereits als Transportkunde bei einem Netzbetreiber im jeweiligen Marktgebiet registriert. Der

Marktgebietsverantwortliche kann für die Registrierung die Angaben der Anschrift des Bilanzkreisverantwortlichen oder eines Vertreters fordern.

Teil 3

Abwicklung des Netzzugangs

§7

Netzkopplungsvertrag

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, mit Netzbetreibern, mit deren Netzen sie über einen Netzkopplungspunkt verbunden sind, Netzkopplungsverträge abzuschließen. Die Regelungen sind so zu gestalten, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Daten oder Informationen gewahrt ist. Netzkopplungsverträge müssen mindestens Regelungen zu Folgendem enthalten:

1. die notwendigen Informationspflichten der Netzbetreiber untereinander zur Abwicklung von Transporten;
2. die technischen Kriterien des Netzkopplungspunktes, insbesondere Druck, Gasbeschaffenheit und technische Leistung des Netzkopplungspunktes;
3. den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern;
4. die Messung und die Bereitstellung der Messergebnisse;
5. die Nominierung oder alternative Verfahren;
6. die Bedingungen für die Einstellung oder Reduzierung der Gasbereitstellung oder Gasübernahme.

(2) Die Netzbetreiber richten untereinander Netzkopplungskonten an ihren Netzkopplungspunkten ein, die gewährleisten, dass für Stationsstillstandszeiten sowie bei Gasflussrichtungswechsel, minimalem Gasfluss oder Messungenauigkeiten die Transportverträge unterbrechungsfrei erfüllt werden. Die Netzkopplungskonten können auch zur Bereitstellung und Entgegennahme von interner Regelenergie genutzt werden. Ein Netzkopplungskonto umfasst zumindest drei Stundenmengen der Stationskapazität.

§ 8

Abwicklung des Netzzugangs

(1) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, von Transportkunden bereitgestellte Gasmengen an den vom Transportkunden benannten Einspeisepunkten des Marktgebiets zu übernehmen und an den vom Transportkunden benannten Ausspeisepunkten des Marktgebiets mit demselben

Energiegehalt zu übergeben. Die Nämlichkeit des Gases braucht bei der Ausspeisung nicht gewahrt zu bleiben.

(2) Fernleitungsnetzbetreiber haben frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen. Transportkunden ist es zu ermöglichen, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend zu buchen. Die Rechte an gebuchten Kapazitäten (Kapazitätsrechte) berechtigen den Transportkunden, im Rahmen dieser Kapazitätsrechte Gas an jedem gebuchten Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem gebuchten Ausspeisepunkt des betreffenden Marktgebietes bereitzustellen. § 9 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 und 3 bleibt unberührt.

(3) Nachgelagerte Netzbetreiber bestellen bei den ihrem Netz unmittelbar vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern feste Ausspeisekapazitäten an den Netzkopplungspunkten (interne Bestellung), um insbesondere die dauerhafte Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas im eigenen und in den nachgelagerten Netzen zu gewährleisten. § 9 Absatz 4 und die §§ 10 bis 18 finden auf interne Bestellungen keine Anwendung.

(4) Die kapazitätsbezogene Abwicklung von Transporten zwischen örtlichen Verteilernetzen erfolgt nach der Inanspruchnahme des vorgelagerten örtlichen Verteilernetzes durch das nachgelagerte örtliche Verteilernetz. Der nachgelagerte örtliche Verteilernetzbetreiber hat dem vorgelagerten örtlichen Verteilernetzbetreiber die zur Abwicklung von Transporten erforderliche Vorhalteleistung rechtzeitig anzumelden.

(5) Für Letztverbraucher mit registrierender Lastgangmessung und einem in der Regel nicht planbaren, extrem hohen und extrem schwankenden Gasverbrauch kann der Ausspeisenetzbetreiber technische Ausspeisemeldungen und die Einhaltung technischer Grenzen verlangen, soweit dies für die Systemintegrität des Ausspeisenetzes erforderlich ist und entsprechend vereinbart wurde.

(6) Zur Abwicklung netzübergreifender Transporte haben die Netzbetreiber eine Kooperationsvereinbarung abzuschließen, in der sie die Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit regeln, die notwendig sind, um einen transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu gewähren.

§ 9

Ermittlung technischer Kapazitäten

(1) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die technischen Kapazitäten im Sinne des § 8 Absatz 2 zu ermitteln. Sie ermitteln für alle Einspeisepunkte die Einspeisekapazitäten und für alle Ausspeisepunkte die Ausspeisekapazitäten.

(2) Die erforderlichen Berechnungen von Ein- und Ausspeisekapazitäten in einem Marktgebiet erfolgen auf der Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem Stand der Technik, die auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen dabei insbesondere die historische und prognostizierte Auslastung der Kapazitäten sowie die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse. Die Fernleitungsnetzbetreiber und die Betreiber nachgelagerter Netze haben bei der Kapazitätsberechnung und der Durchführung von Lastflusssimulationen mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die technischen Kapazitäten zu maximieren. Hierzu haben sie sich unverzüglich gegenseitig alle erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(3) Führt die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Absatz 1 und 2 zu dem Ergebnis, dass sie nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbar angeboten werden können, haben Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, die das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten erhöhen. Sie haben insbesondere folgende Maßnahmen in der nachstehenden Reihenfolge zu prüfen:

1. vertragliche Vereinbarungen mit Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichern sowie geeignet und erforderlich sind, die Ausweisbarkeit frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erhöhen (Lastflusszusagen); der Umfang von Lastflusszusagen ist so gering wie möglich zu halten;
2. das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten, die abweichend von § 8 Absatz 2 mit bestimmten Zuordnungsaufgaben verknüpft sind; diese Vorgaben sind so gering wie möglich zu halten;
3. den Ausschluss einzelner Ein- und Ausspeisepunkte von der freien Zuordenbarkeit; diese Vorgaben sind so gering wie möglich zu halten.

Dienstleistungen nach Satz 2 sind in diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren unter angemessenen Bedingungen zu beschaffen.

Ergibt die Prüfung, dass wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen nach Satz 2 möglich und geeignet sind, das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen, sind sie vom Fernleitungsnetzbetreiber in der in Satz 2 genannten Reihenfolge zu ergreifen. Bei der Prüfung wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen zur Erhöhung des Angebots frei zuordenbarer Kapazitäten haben Netzbetreiber mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Anwendung von Maßnahmen nach Satz 2 möglichst gering zu halten.

(4) Die Regulierungsbehörde genehmigt die Höhe der von den Fernleitungsnetzbetreibern nach Absatz 1 bis 3 ermittelten technischen Kapazität, bevor die Fernleitungsnetzbetreiber Verfahren nach § 10 Absatz 1 einführen. Bei der Genehmigung hat die Regulierungsbehörde insbesondere die in den Vorjahren ermittelte technische Kapazität und die in den Vorjahren ausgewiesenen Zusatzmengen im Sinne des § 10 Absatz 1 zu berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Regulierungsbehörde alle für eine Überprüfung der Ermittlung der technischen Kapazität erforderlichen Informationen, insbesondere zu den bei der Ermittlung der technischen Kapazität verwendeten Annahmen, zur Verfügung zu stellen und ihr Zugang zu den Kapazitätsberechnungssystemen zu gewähren. Die zur Verfügung gestellten Daten müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, die Ermittlung der technischen Kapazität ohne weitere Informationen vollständig nachvollziehen zu können.

§ 10

Zusatzmenge; Rückkaufsverfahren

(1) Um das verfügbare Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten über das nach § 9 Absatz 4 genehmigte Maß hinaus zu erhöhen, können die Fernleitungsnetzbetreiber Verfahren einführen, nach denen sie über die bereits ausgewiesene technische Kapazität hinaus feste frei zuordenbare kurzfristige Kapazitäten anbieten (Zusatzmenge). Sie können insbesondere feste Kapazitätsrechte von den Transportkunden zurückkaufen, soweit dies zur Aufrechterhaltung eines technisch sicheren Netzbetriebs erforderlich ist (Rückkaufsverfahren). Die sichere Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas muss bei der Anwendung von Rückkaufsverfahren gewährleistet bleiben. Weisen die Fernleitungsnetzbetreiber Zusatzmengen aus, sind sie verpflichtet, diese bezogen auf einzelne Ein- oder Ausspeisepunkte oder Ein- oder Ausspeisezonen an Grenzen zu anderen Staaten oder Marktgebieten zu ermitteln.

(2) Die bei Anwendung der Verfahren nach Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 erzielten Einnahmen haben die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst zur Deckung der Kosten dieser Verfahren zu verwenden. Übersteigen die Einnahmen aus den Verfahren nach Absatz 1 Satz 1 und 2 nach Deckung der Kosten am Ende eines Kalenderjahres weiterhin die Kosten dieser Verfahren,

werden 50 Prozent dieser Differenz auf dem Regulierungskonto nach § 5 der Anreizregulierungsverordnung verbucht, die restlichen 50 Prozent dieser Differenz verbleiben bei den Fernleitungsnetzbetreibern. Reichen die Einnahmen aus den Verfahren nach Absatz 1 Satz 1 und 2 am Ende eines Kalenderjahres nicht aus, um die Kosten dieser Verfahren zu decken, hat der Fernleitungsnetzbetreiber 50 Prozent dieser Differenz zu tragen; die restlichen 50 Prozent dieser Differenz werden auf dem Regulierungskonto nach § 5 der Anreizregulierungsverordnung verbucht. Soweit die Kosten der Verfahren nach Absatz 1 Satz 1 und 2 in einem Kalenderjahr nicht durch die erzielten Einnahmen gedeckt werden konnten, hat der Fernleitungsnetzbetreiber die angebotene Zusatzmenge im Folgejahr angemessen zu reduzieren.

§11

Kapazitätsprodukte

(1) Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportskunden sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitäten anzubieten, und zwar mindestens auf Jahres-, Monats-, Quartals- und Tagesbasis. Fernleitungsnetzbetreiber haben bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte in dem Ausmaß zusammenzuarbeiten, das erforderlich ist, um aufeinander abgestimmte Kapazitätsprodukte in möglichst großem Umfang anzubieten.

(2) Fernleitungsnetzbetreiber haben Einspeisekapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten zu Einspeisezonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies strömungsmechanisch möglich ist. Satz 1 ist auf Ausspeisekapazitäten entsprechend anwendbar. Ist insbesondere aus Gründen der Strömungsmechanik ein Angebot nach Satz 1 und 2 nicht möglich, haben die Fernleitungsnetzbetreiber in dem Umfang zusammenzuarbeiten, der erforderlich ist, um ein Angebot nach Satz 1 und 2 zu ermöglichen. Die Verpflichtung nach § 9 Absatz 2 Satz 3 und 4 bleibt unberührt.

§ 12

Kapazitätsplattformen

(1) Fernleitungsnetzbetreiber haben spätestens bis zum 1. August 2011 für die Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazitäten eine gemeinsame Plattform einzurichten und zu betreiben, über die die Kapazitäten nach § 13 vergeben werden (Primärkapazitätsplattform). Die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb der Primärkapazitätsplattform sind von den beteiligten Netzbetreibern anteilig zu tragen und können auf die Netzentgelte umgelegt werden.

(2) Transportkunden dürfen Ein- und Ausspeisekapazitäten an Dritte weiterveräußern oder diesen zur Nutzung überlassen. Die Weiterveräußerung oder Nutzungsüberlassung erfolgt ausschließlich unter Nutzung der gemeinsamen von Fernleitungsnetzbetreibern eingerichteten Handelsplattform zur Überlassung von Transportkapazität (Sekundärkapazitätsplattform). Die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb der Sekundärkapazitätsplattform sind von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern anteilig zu tragen und können auf die Netzentgelte umgelegt werden. Die Entgelte für gehandelte Ein- und Ausspeisekapazitäten dürfen die ursprünglich für die entsprechende Primärkapazität an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Entgelte nicht wesentlich überschreiten.

(3) Auf der Primär- sowie der Sekundärkapazitätsplattform sind alle Angebote gleichartiger Kapazitäten und Nachfragen nach gleichartigen Kapazitäten für die Transportkunden transparent zu machen. Die Anonymität des Handelsvorgangs gegenüber Anbietenden, Nachfragenden und Dritten muss gewährleistet sein. Transportkunden müssen nach § 6 registriert sein, um am Handel auf den Kapazitätsplattformen teilzunehmen.

(4) Die Betreiber der Plattformen nach Absatz 1 und 2 haben einen gemeinsamen Internetauftritt einzurichten, um Transportkunden eine massengeschäftstaugliche Abwicklung des Erwerbs von Primär- und Sekundärkapazität zu ermöglichen.

§ 13

Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität

(1) Fernleitungsnetzbetreiber haben feste Ein- und Ausspeisekapazitäten über die Primärkapazitätsplattform in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren, erstmalig rechtzeitig vor dem 1. Oktober 2011, zu versteigern. Der Zuschlag bei der Kapazitätsversteigerung erfolgt nach dem Markträumungspreis. Werden Kapazitäten in der Versteigerung nicht entsprechend dem Umfang der Anfrage zugeteilt, gilt der Netzzugang in dem Umfang der nicht zugeteilten Kapazität als verweigert. Untertägige Kapazitäten sowie unterbrechbare Kapazitäten werden vom Ein- oder Ausspeisenetzbetreiber nach der zeitlichen Reihenfolge ihrer jeweiligen Buchung vergeben.

(2) Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten können bei einer Versteigerung fester Kapazitäten Gebote abgeben, um die unterbrechbaren Kapazitäten in feste Kapazitäten umzuwandeln. Ist der Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten bei der Versteigerung nicht erfolgreich, behält er seine unterbrechbare Kapazität.

(3) Absatz 1 und 2 werden nicht angewendet auf Ausspeisekapazitäten zur Ausspeisung zu Letztverbrauchern und Speicheranlagen sowie auf Einspeisekapazitäten zur Einspeisung aus

Speicher-, Produktions- oder LNG-Anlagen sowie aus Anlagen im Sinne des Teils 6 zur Einspeisung von Biogas in das Fernleitungsnetz. Diese Kapazitäten werden in der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen vergeben. Sie können vom angeschlossenen Letztverbraucher oder vom Betreiber von Speicher-, Produktions- oder LNG-Anlagen oder von Anlagen im Sinne des Teils 6 zur Einspeisung von Biogas gebucht werden

(4) Erlöse aus den Versteigerungen nach Absatz 1 sind in dem Umfang, in dem sie das in Übereinstimmung mit § 17 Absatz 1 der Anreizregulierungsverordnung gebildete Entgelt übersteigen, von den Fernleitungsnetzbetreibern unverzüglich für Maßnahmen zur Beseitigung von dauerhaften Engpässen zu verwenden oder hierfür zurückzustellen. Liegt ein vorübergehender Engpass vor, können die Erlöse aus den Versteigerungen nach Absatz 1 Satz 1 in dem Umfang, in dem sie das in Übereinstimmung mit § 17 der Anreizregulierungsverordnung gebildete Entgelt übersteigen, abweichend von Satz 1 von den Fernleitungsnetzbetreibern für Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zurückgestellt oder entgeltmindernd in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Die erzielten Versteigerungserlöse und ihre Verwendung sind von den Fernleitungsnetzbetreibern zu dokumentieren. Aus der Dokumentation muss erkennbar werden, in welchem Umfang die Erlöse das regulierte Entgelt übersteigen. Die Dokumentation ist der Regulierungsbehörde vorzulegen.

§ 14

Vertragslaufzeiten

- (1) An Grenzen zu anderen Staaten und Marktgebieten sind 20 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes für Kapazitätsprodukte reserviert, die mit Vertragslaufzeiten von bis zu zwei Jahren einschließlich vergeben werden. 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Einspeisepunktes dürfen mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden. Satz 1 und 2 gelten an Grenzen zu anderen Staaten und Marktgebieten für die technische Jahreskapazität von Ausspeisepunkten entsprechend.
- (2) Bei Punkten, die nach § 11 Absatz 2 zu Ein- oder Ausspeisезonen zusammengefasst wurden, gilt Absatz 1 entsprechend für die Jahreskapazität der Ein- oder Ausspeisезone.
- (3) Die Bundesnetzagentur berichtet der Bundesregierung spätestens zum 1. Oktober 2013 zu den Erfahrungen mit der Anwendung von § 14. Die Bundesnetzagentur hat in dem Bericht insbesondere dazu Stellung zu nehmen, ob eine Absenkung des prozentualen Anteils der technischen Jahreskapazität, der an Ein- und Ausspeisepunkten an Grenzen zu anderen Staaten oder Marktgebieten mit Vertragslaufzeiten von mehr als vier Jahren vergeben werden kann, zur Förderung des Wettbewerbs geeignet und erforderlich ist.

§ 15

Nominierung und Nominierungsersatzverfahren

(1) Der Transportkunde hat die beabsichtigte Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Stundenmengen in Kilowattstunden pro Stunde beim Fernleitungsnetzbetreiber anzumelden (Nominierung). Ausspeisenominierungen sind nur in den folgenden Fällen notwendig:

1. bei der Ausspeisung aus einer Speicheranlage, soweit der betreffende Ausspeisepunkt nicht nach § 13 Absatz 3 Satz 3 vom Betreiber der Speicheranlage gebucht wurde,
2. bei der Überspeisung in ein anderes Marktgebiet oder einen angrenzenden Staat, sowie
3. bei der Buchung von Transportkapazität an demselben Ausspeisepunkt durch mehrere Transportkunden, sofern dieser Ausspeisepunkt unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet ist.

Satz 2 Nummer 3 gilt entsprechend, wenn der Transportkunde denselben Ausspeisepunkt in unterschiedliche Bilanzkreise eingebracht hat.

(2) Transportkunden können einen Dritten mit der Nominierung beauftragen. Dieser nominiert im Namen der ihn beauftragenden Transportkunden beim Fernleitungsnetzbetreiber. Die vertraglichen Verpflichtungen zwischen Transportkunde und Fernleitungsnetzbetreiber bleiben hiervon unberührt.

(3) Fernleitungsnetzbetreiber haben Transportkunden neben dem Standardnominierungsverfahren nach Absatz 1 ein Nominierungsersatzverfahren anzubieten, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Das Angebot muss diskriminierungsfrei sein. Ist dem Fernleitungsnetzbetreiber ein solches Angebot technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar, hat er dies schlüssig zu begründen.

§ 16

Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten

(1) Transportkunden sind bis zum Nominierungszeitpunkt verpflichtet, vollständig oder teilweise ungenutzte feste Kapazitäten unverzüglich als Sekundärkapazitäten auf der in § 12 Absatz 2 vorgesehenen Sekundärhandelsplattform anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung zu stellen. Fernleitungsnetzbetreiber können finanzielle Anreize zur Freigabe von ungenutzten Kapazitätsrechten vorsehen.

(2) Soweit der Transportkunde von ihm gebuchte feste Kapazitäten zum Nominierungszeitpunkt nicht oder nicht vollständig nominiert, ist der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diese Kapazitäten in dem nicht in Anspruch genommenen Umfang unter Berücksichtigung bestehender Renominierungsrechte für den Folgetag als feste Kapazitäten anzubieten. Die Verpflichtung des Fernleitungsnetzbetreibers nach § 11 Absatz 1 zum Angebot unterbrechbarer Kapazitäten bleibt unberührt. Der Transportkunde, dessen Kapazitäten durch den Fernleitungsnetzbetreiber nach Satz 1 angeboten wurden, bleibt zur Zahlung der Einspeise- oder Ausspeiseentgelte verpflichtet.

(3) Der Fernleitungsnetzbetreiber hat bei Vorliegen vertraglicher Engpässe die festen gebuchten Kapazitäten mit einer Laufzeit von mindestens einem Jahr in dem Umfang zu entziehen, in dem der Transportkunde seine festen gebuchten Kapazitäten während drei Monaten innerhalb des zurückliegenden Kalenderjahres dauerhaft nicht in Anspruch genommen hat. Einer dieser drei Monate muss der Monat Oktober, November, Dezember, Januar, Februar oder März gewesen sein.

(4) Der Transportkunde kann der Entziehung widersprechen, wenn er

1. nachweist, dass er die Kapazitäten in Übereinstimmung mit § 16 Absatz 1 auf dem Sekundärmarkt angeboten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat,
2. unverzüglich schriftlich schlüssig darlegt, dass er die Kapazitäten in vollem Umfang weiterhin benötigt, um bestehende vertragliche Verpflichtungen, insbesondere aus Gasbezugs- oder Gaslieferverträgen, zu erfüllen, oder
3. unverzüglich schriftlich schlüssig darlegt, dass er über verschiedene vertragliche Gasbeschaffungsalternativen verfügt, für die Kapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten gebucht sind, die von ihm alternativ genutzt werden, und dass er die nicht benötigten Kapazitäten für den Zeitraum der Nichtnutzung im Umfang der Nichtnutzung auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung zur Verfügung gestellt hat.

Fernleitungsnetzbetreiber haben Informationen nach Satz 1 sowie Absatz 2 und 3 über einen Zeitraum von zwei Jahren aufzubewahren und der Regulierungsbehörde auf Anforderung zur Verfügung zu stellen. Auf Anforderung erbringt der Transportkunde den Nachweis nach Satz 1 Nummer 2 und 3 gegenüber der Regulierungsbehörde durch Vorlage von Kopien der entsprechenden vertraglichen Vereinbarungen. Transportkunden, denen Ein- und Ausspeisekapazität verweigert wurde, sind vom Fernleitungsnetzbetreiber auf Verlangen die

Informationen nach Satz 1 unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter zur Verfügung zu stellen.

§ 17

Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

(1) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, marktgebietsweit, jährlich zum 1. April den langfristigen Kapazitätsbedarf in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu ermitteln. Dabei berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber insbesondere:

1. ihre Erwartungen über die Entwicklung des Verhältnisses von Angebot und Nachfrage,
2. vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf,
3. vorliegende Erkenntnisse aus Lastflusssimulationen nach § 9 Absatz 2 Satz 1,
4. Erkenntnisse über bestehende oder prognostizierte physische Engpässe im Netz,
5. Ergebnisse des Kapazitätsvergabeverfahrens nach § 13 Absatz 1,
6. Erkenntnisse aus Verweigerungen des Netzzugangs nach § 25 Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes;
7. Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung durch Zusammenarbeit mit angrenzenden Fernleitungs- oder Verteilernetzbetreibern,
8. vorliegende Erkenntnisse über Kapazitätsbedarf, der sich aus Zusammenlegungen von Marktgebieten nach § 21 ergibt,
9. vorliegende Erkenntnisse aus den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplänen nach Artikel 8 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36, Ber. ABl. L 229 vom 1.9.2009, S. 29), sowie
10. vorliegende sowie abgelehnte Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Anschlussbegehren nach § 39.

Fernleitungsnetzbetreiber sollen bei der Kapazitätsbedarfsermittlung mit den Betreibern angrenzender ausländischer Fernleitungsnetze zusammenarbeiten und nach Möglichkeit die

Verfahren grenzüberschreitend durchführen. Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, den ermittelten Kapazitätsbedarf auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

(2) Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, auf der Grundlage der Ergebnisse des Kapazitätsermittlungsverfahrens den dauerhaft erforderlichen Netzausbau gemäß § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführen.

§ 18

Reduzierung der Kapazität nach Buchung

Soweit sich die Kapazitäten nach Abschluss des Ein- oder Ausspeisevertrages aus technischen Gründen vermindern, reduzieren sich die gebuchten Kapazitäten anteilig im Verhältnis der von den Transportkunden gebuchten Kapazitäten. Die Gründe sind dem Transportkunden unverzüglich mitzuteilen.

§ 19

Gasbeschaffenheit

(1) Der Transportkunde hat sicherzustellen, dass das zur Einspeisung anstehende Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Absatz 2 und 3 des Energiewirtschaftsgesetzes entspricht und kompatibel im Sinne des Absatzes 2 ist.

(2) Die Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases ist gegeben, wenn der Transportkunde das Gas an dem Einspeisepunkt mit einer Spezifikation entsprechend den zum Zeitpunkt der Einspeisung auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlichten Eigenschaften des sich im aufnehmenden Netz befindlichen Gases zur Übergabe anstellt.

(3) Sind ungeachtet der Erfüllung der Kompatibilitätsanforderungen nach Absatz 2 für die Übernahme des Gases in den relevanten Netzteilen Maßnahmen zum Druckausgleich oder zur Umwandlung des Gases zur Anpassung an die jeweiligen Gegebenheiten und Verhältnisse auch aus Gründen der Anwendungstechnik erforderlich, so hat der Netzbetreiber diese zu ergreifen. Der Netzbetreiber trägt die Kosten für Maßnahmen nach Satz 1.

(4) Ist die Kompatibilität im Sinne des Absatz 2 des zur Einspeisung anstehenden Gases nicht gegeben, hat der Netzbetreiber, soweit technisch möglich und zumutbar, dem Transportkunden ein Angebot zur Herstellung der Kompatibilität zu Bedingungen zu unterbreiten, die den Anforderungen nach § 21 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen. Ist dem Netzbetreiber ein solches Angebot unmöglich oder unzumutbar, muss der Netzbetreiber dies begründen.

Teil 4

Kooperation der Netzbetreiber

§ 20

Marktgebiete

(1) Die Fernleitungsnetzbetreiber bilden Marktgebiete. Für jedes gebildete Marktgebiet ist ein Marktgebietsverantwortlicher zu benennen. Der Marktgebietsverantwortliche hat insbesondere folgende Aufgaben:

1. den Betrieb des Virtuellen Handelspunktes eines Marktgebietes;
2. die Bilanzkreisabwicklung, insbesondere Vertragsabwicklung, Datenübermittlung und –veröffentlichung sowie Abrechnung der Bilanzkreise, sowie
3. die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelernergie.

Fernleitungsnetzbetreiber können die Marktgebietsverantwortlichen mit der Wahrnehmung weiterer Aufgaben des Netzbetriebs beauftragen.

(2) Jeder Ein- und Ausspeisepunkt muss durch die Transportkunden zu jedem Zeitpunkt eindeutig einem Marktgebiet zugeordnet werden können. Dazu haben die Netzbetreiber alle Netzbereiche vor- und nachgelagerter Netzbetreiber einem Marktgebiet zuzuordnen. Die Zuordnung eines Netzbereichs zu mehreren Marktgebieten ist zulässig, soweit dies aus netztechnischen Gründen erforderlich ist.

§ 21

Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete

(1) Die Fernleitungsnetzbetreiber, die Marktgebiete nach § 20 bilden, haben mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen. Bis 1. April 2011 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Zahl der Marktgebiete für L-Gas auf höchstens eins und die Zahl der Marktgebiete für H-Gas auf höchstens zwei zu reduzieren. Ein Marktgebiet gilt als H-Gasmarktgebiet, wenn es überwiegend Erdgas in H-Gasqualität enthält. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben bis zum 1. Oktober 2012 die mit einer Marktgebietszusammenlegung durch Kapazitätsausbau oder Anwendung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen nach § 9 Absatz 2 verbundenen Kosten und den mit solchen Maßnahmen verbundenen Nutzen zu evaluieren. Sie haben im Rahmen dieser Kosten-Nutzen-Analyse die wirtschaftlichen Auswirkungen des Vorgehens nach Satz 4 mit anderen Maßnahmen, insbesondere einer Kopplung der Virtuellen Handelspunkte in den H-Gasmarktgebieten und die Einbeziehung des L-Gasmarktgebietes in eins oder beide der H-Gasmarktgebiete, zu vergleichen. Auf Grundlage dieser Analyse sind die

Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 1. August 2013 die Maßnahme zu ergreifen, die am Geeignetesten und Wirtschaftlichsten ist, um höchstens zwei Marktgebiete in Deutschland zu erreichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Regulierungsbehörde die Analyse nach Satz 4 bis zum 1. Oktober 2012 zu übermitteln. Die Analyse muss die Regulierungsbehörde in die Lage versetzen, die Wirtschaftlichkeit und Eignung der Maßnahmen überprüfen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben der Regulierungsbehörde im Einzelfall Zugang zu weiteren Systemen, insbesondere zu Lastflusssimulationssystemen, zu gewähren, soweit dies für die Überprüfung der Analyse nach Satz 4 und 5 erforderlich ist.

(2) Die Regulierungsbehörde prüft, ob die Verpflichtungen nach Absatz 1 Satz 2 und 6 erfüllt wurden. Stellt sie fest, dass dies nicht der Fall ist, hat sie von ihren Befugnissen nach § 65 des Energiewirtschaftsgesetzes Gebrauch zu machen. Die Marktgebietsverantwortlichen haben die Analyse nach Satz 4 unter Wahrung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter auf Verlangen auch Transportkunden zur Verfügung zu stellen, soweit eine Marktgebietszusammenlegung nicht erfolgt.

Teil 5

Bilanzierung und Regelenenergie

Abschnitt 1

Bilanzierung

§ 22

Grundsätze der Bilanzierung

(1) Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisemengen eines oder mehrerer Transportkunden werden in einem Bilanzkreis ausgeglichen. Der Marktgebietsverantwortliche eines Marktgebietes führt das Bilanzkreissystem. Er hat den Bilanzausgleich für alle Transportkunden diskriminierungsfrei durchzuführen. Transportkunden ordnen jeden von ihnen genutzten Ein- und Ausspeisepunkt eindeutig einem Bilanzkreis zu. Der Virtuelle Handelspunkt des Marktgebietes ist Bestandteil jedes Bilanzkreises des Marktgebietes. Für die Nutzung des Virtuellen Handelspunktes dürfen keine Gebühren erhoben werden.

(2) Für jeden Bilanzkreis ist ein Bilanzkreisverantwortlicher gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen zu benennen. Die Zuordnung eines Bilanzkreises als Unterbilanzkreis zu einem anderen Bilanzkreis ist zulässig. Mehrere Bilanzkreisverantwortliche können ihre Bilanzkreise zum Zwecke der Saldierung und einheitlichen Abrechnung verbinden.

(3) Bilanzkreisverantwortliche haben bei den ihrem Bilanzkreis zugeordneten Ein- und Ausspeisemengen durch geeignete Maßnahmen innerhalb der Bilanzperiode für eine

ausgeglichene Bilanz zu sorgen. Der Bilanzkreisverantwortliche trägt gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen allokierten Ein- und Ausspeisemengen des Bilanzkreises.

§ 23

Bilanzkreisabrechnung

(1) Die Bilanzierungsperiode ist der Gastag. Der Gastag beginnt um 6.00 Uhr und endet um 6.00 Uhr des folgenden Tages.

(2) Die Marktgebietsverantwortlichen legen der Abrechnung eines Bilanzkreises den Saldo des Bilanzkontos zu Grunde, der sich aus den in der Bilanzierungsperiode in den jeweiligen Bilanzkreis allokierten Ein- und Ausspeisemengen in Energieeinheiten ergibt. Dieser Saldo wird um fünf Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen vermindert (Toleranzmenge). Dieser so ermittelte Saldo wird vom Marktgebietsverantwortlichen unverzüglich dem Bilanzkreisverantwortlichen gemeldet und als Ausgleichsenergie abgerechnet. Die Toleranzmenge ist in die übernächste Bilanzierungsperiode zu übertragen und in der Bilanz des Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen.

(3) Der Marktgebietsverantwortliche kann bei der Ermittlung der Entgelte für die Abrechnung nach Absatz 2 Satz 3 angemessene Zu- und Abschläge auf diese Entgelte erheben, wenn und soweit dies erforderlich und angemessen ist, um die Netzstabilität zu sichern oder eine missbräuchliche Ausnutzung des Bilanzierungssystems zu vermeiden. Die Entgelte sollen den Bilanzkreisverantwortlichen insbesondere angemessene Anreize zur Vermeidung von Bilanzungleichgewichten setzen.

§ 24

Standardlastprofile

(1) Verteilnetzbetreiber wenden für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 Kilowattstunden pro Stunde und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen Kilowattstunden vereinfachte Methoden (Standardlastprofile) an.

(2) Die Verteilnetzbetreiber können Lastprofile auch für Letztverbraucher mit höheren maximalen Ausspeiseleistungen oder höheren jährlichen Entnahmen als die in Absatz 1 genannten Grenzwerte festlegen. Darüber hinaus können die Verteilnetzbetreiber abweichend von Absatz 1 auch niedrigere Grenzwerte festlegen, wenn bei Berücksichtigung der in Absatz 1 genannten Grenzwerte ein funktionierender Netzbetrieb technisch nicht zu gewährleisten ist oder

die Festlegung niedrigerer Grenzwerte im Einzelfall mit einem Transportkunden vereinbart ist. Höhere oder niedrigere Grenzwerte kann der Verteilnetzbetreiber auch lediglich für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern festlegen. Innerhalb einer solchen Lastprofilgruppe sind die Grenzwerte jedoch einheitlich auf alle Letztverbraucher anzuwenden. Legt der Verteilnetzbetreiber höhere oder niedrigere Grenzwerte fest, hat er dies der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

(3) Standardlastprofile müssen sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Gruppen von Letztverbrauchern orientieren, insbesondere von:

1. Gewerbebetrieben,
2. Kochgaskunden,
3. Heizgaskunden.

Bei der Entwicklung und Anwendung der Standardlastprofile haben Verteilnetzbetreiber darauf zu achten, dass der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert wird.

(4) Örtliche Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, für jeden Lastprofilkunden des Transportkunden eine Prognose über den Jahresverbrauch festzulegen, die in der Regel auf dem Vorjahresverbrauch basiert. Die Prognose ist dem Transportkunden mitzuteilen. Dieser kann unplausiblen Prognosen widersprechen und dem örtlichen Verteilnetzbetreiber eine eigene Prognose unterbreiten. Kommt keine Einigung zustande, legt der örtliche Verteilnetzbetreiber die Prognose über den Jahresverbrauch fest. In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose vom Transportkunden und dem örtlichen Gasverteilnetzbetreiber gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.

§ 25

Mehr- oder Mindermengenabrechnung

(1) Die Mehr- und Mindermengen, die durch Abweichungen zwischen allokierten Mengen und der tatsächlichen Ausspeisung beim Letztverbraucher entstehen, gelten als vom Ausspeisenetzbetreiber bereitgestellt oder entgegengenommen und werden von diesem mit den Transportkunden abgerechnet. Diese Abrechnung erfolgt mindestens jährlich oder am Ende des Vertragszeitraums auf der Basis der in den Bilanzkreis des Transportkunden allokierten Ausspeisungen sowie der gemessenen Werte für die Letztverbraucher.

(2) Nimmt der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mehrmengen entgegen oder liefert der Ausspeisenetzbetreiber innerhalb des betreffenden Abrechnungszeitraums Mindermengen, so hat er dem Transportkunden einen Arbeitspreis zu vergüten oder in Rechnung zu stellen.

(3) Der Ausspeisenetzbetreiber rechnet Ausgaben und Einnahmen aus der Mehr- und Mindermengenabrechnung mit dem Marktgebietsverantwortlichen ab, der die Regelenenergie bereitstellt.

§ 26

Datenbereitstellung

(1) Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche haben sich gegenseitig sowie den Transportkunden und den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die zur Vermeidung, zum Ausgleich und zur Abrechnung von Bilanzungleichgewichten erforderlich sind.

(2) Zur Anbahnung und zur Abwicklung der Netznutzung sowie zur Abwicklung der Bilanzierung und der Mehr- und Mindermengenabrechnung werden die Daten zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen, dem Netzbetreiber, dem Transportkunden sowie dem Bilanzkreisverantwortlichen elektronisch ausgetauscht. Der Datenaustausch erfolgt in einem bundesweit einheitlichen Format sowie in einheitlichen Prozessen, die eine vollständige Automatisierung des Datenaustauschs ermöglichen. Die Netzbetreiber haben die Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen an der Entwicklung des Verfahrens und der Datenformate angemessen zu beteiligen.

Abschnitt 2

Regelenenergie

§ 27

Einsatz von Regelenenergie

(1) Regelenenergie wird im Rahmen des technisch Erforderlichen zum Ausgleich von Schwankungen der Netzlast mit dem Ziel eingesetzt, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. Der Marktgebietsverantwortliche steuert den Einsatz der Regelenenergie, die von den Netzbetreibern im Marktgebiet benötigt wird. Schwankungen der Netzlast werden zunächst durch folgende Maßnahmen ausgeglichen (interne Regelenenergie):

1. Nutzung der Speicherfähigkeit des Netzes;
2. Einsatz des Teils von Anlagen zur Speicherung von Gas im Sinne des § 3 Nummer 31 des Energiewirtschaftsgesetzes, der ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist

(netzzugehöriger Speicher) und der der Regulierungsbehörde vom Netzbetreiber angezeigt worden ist;

3. Nutzung der Speicherkapazität der an das betroffene Netz angrenzenden Netze, sowie netzzugehöriger Speicher in anderen Netzen innerhalb und außerhalb des Marktgebiets.

(2) Können Schwankungen der Netzlast nicht durch Maßnahmen nach Absatz 1 ausgeglichen werden, kommen Dienstleistungen Dritter zum Einsatz, bei denen von Transportkunden oder Speicherbetreibern Gasmengen aus dem Marktgebiet entnommen oder zur Verfügung gestellt werden (externe Regelleistung). Die Marktgebietsverantwortlichen sind verpflichtet, den gegenläufigen Einsatz externer Regelleistung in angrenzenden Marktgebieten im Rahmen des technisch Möglichen und wirtschaftlich Zumutbaren zu vermeiden.

§ 28

Beschaffung externer Regelleistung

(1) Externe Regelleistung wird vom Marktgebietsverantwortlichen für die in seinem Marktgebiet gelegenen Netzbetreiber beschafft. Die Marktgebietsverantwortlichen vereinheitlichen die zur Beschaffung externer Regelleistung anzuwendenden Verfahren und Produkte.

(2) Marktgebietsverantwortliche sind berechtigt, bei der Beschaffung von Regelleistung Mindestangebote festzulegen. Die Anbieter externer Regelleistung sind berechtigt, zeitlich, räumlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten; dabei dürfen die Teilleistungen das jeweilige Mindestangebot nicht unterschreiten. Die Bildung einer Anbietergemeinschaft zur Erreichung der Mindestangebote ist zulässig.

§ 29

Regelleistungskosten und -erlöse; Kosten und Erlöse bei der Erbringung von Ausgleichsleistungen

Der Saldo aus Kosten und Erlösen für die Beschaffung und den Einsatz von externer Regelleistung ist vorrangig mit den Erlösen des Marktgebietsverantwortlichen aus der Bilanzierung zu decken; dies umfasst insbesondere die Entgelte nach § 23 Absatz 3 und die Zahlungen im Rahmen der Mehr- und Mindermengenabrechnung nach § 25 Absatz 3. Reichen die Erlöse im Sinne des Satz 1 für die Beschaffung und den Einsatz von externer Regelleistung nicht aus, werden die verbleibenden Kosten diskriminierungsfrei auf die Bilanzkreisverantwortlichen im Marktgebiet umgelegt. Erlöse, die nach Deckung der Kosten für externe Regelleistung verbleiben, sind diskriminierungsfrei zugunsten der Bilanzkreisverantwortlichen zu berücksichtigen. Die Marktgebietsverantwortlichen sind

berechtigt, von den Bilanzkreisverantwortlichen Abschlagszahlungen zur Deckung der voraussichtlichen Kosten für Regelenergie zu verlangen.

§ 30

Evaluierung des Ausgleichs- und Regelenergiesystems

Die Bundesnetzagentur legt zum 1. April 2011 einen Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit einer Evaluierung der wirtschaftlichen Wirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems vor. Sie kann Vorschläge zu einer Weiterentwicklung des Ausgleichs- und Regelenergiesystems und Handlungsvorschläge machen. Die Bundesnetzagentur soll den Bericht nach Satz 1 unter Beteiligung der Länder sowie der betroffenen Wirtschaftskreise erstellen und internationale Erfahrungen mit Bilanzierungssystemen berücksichtigen. Sie gibt den betroffenen Wirtschaftskreisen Gelegenheit zur Stellungnahme.

Teil 6

Biogas

§ 31

Zweck der Regelung

Ziel der Regelungen des Teils 6 ist es, die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials von 6 Milliarden Kubikmetern jährlich bis 2020 und 10 Milliarden Kubikmetern jährlich bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen. Biogas soll verstärkt in der Kraft-Wärme-Kopplung und als Kraftstoff eingesetzt werden können.

§ 32

Begriffsbestimmungen

Für diesen Verordnungsteil gelten die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. „Anschlussnehmer“ ist jede juristische oder natürliche Person, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber eine Anlage, mit der Biogas im Sinne von § 3 Nummer 10c des Energiewirtschaftsgesetzes auf Erdgasqualität aufbereitet wird, den Netzanschluss dieser Anlage beansprucht;
2. „Netzanschluss“ ist die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases;
3. „Anlage“ ist die Anlage zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität.

§ 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.

(2) Der Netzbetreiber hat die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen und ist für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich. Er trägt hierfür die Kosten. Soweit es für die Prüfung der technischen Einrichtungen und der Messeinrichtungen erforderlich ist, hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer oder seinem Beauftragten Zutritt zu den Räumen zu gestatten. Der Anschlussnehmer und der Netzbetreiber können vertraglich weitere Rechte und Pflichten, insbesondere Dienstleistungen, vereinbaren und sich diese gegenseitig vergüten.

(3) Netzbetreiber haben für den Netzanschluss neben den in § 19 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes aufgeführten Angaben auf ihrer Internetseite folgende Angaben zu machen:

1. die für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens mindestens erforderlichen Angaben,
2. standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss sowie
3. eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung der Netzauslastung in ihrem gesamten Netz einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe.

(4) Richtet ein Anschlussnehmer ein Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber, so hat dieser dem Anschlussnehmer innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens darzulegen, welche Prüfungen zur Vorbereitung einer Entscheidung über das

Netzanschlussbegehren notwendig sind und welche erforderlichen Kosten diese Prüfungen verursachen werden. Soweit zusätzliche Angaben erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von einer Woche nach Antragseingang vom Anschlussnehmer anzufordern. In diesem Fall beginnt die in Satz 1 genannte Frist mit dem Eingang der vollständigen zusätzlichen Angaben beim Netzbetreiber.

(5) Nach Eingang einer Vorschusszahlung des Anschlussnehmers in Höhe von 25 Prozent der nach Absatz 4 dargelegten Kosten der Prüfung ist der Netzbetreiber verpflichtet, unverzüglich die für eine Anschlusszusage notwendigen Prüfungen durchzuführen. Soweit erforderlich, sind andere Netzbetreiber zur Mitwirkung bei der Prüfung verpflichtet. Der Anschlussnehmer kann verlangen, dass der Netzbetreiber auch Prüfungen unter Zugrundelegung von Annahmen des Anschlussnehmers durchführt. Das Ergebnis der Prüfungen ist dem Anschlussnehmer unverzüglich, spätestens aber drei Monate nach Eingang der Vorschusszahlung mitzuteilen. Der Anschlussnehmer trägt die notwendigen Kosten der Prüfung.

(6) Der Netzbetreiber ist an ein positives Prüfungsergebnis für die Dauer von drei Monaten gebunden. Die Frist beginnt mit dem Zeitpunkt der Mitteilung nach Absatz 4. Innerhalb dieser Frist muss der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer ein verbindliches Vertragsangebot vorlegen. Das Vertragsangebot umfasst die Zusicherung einer bestimmten garantierten Mindesteinspeisekapazität. Die Wirksamkeit des Netzanschlussvertrages steht unter der aufschiebenden Bedingung, dass innerhalb von 18 Monaten mit dem Bau der Anlage begonnen wird. Zeiträume, in denen der Anschlussnehmer ohne sein Verschulden gehindert ist, mit dem Bau der Anlage zu beginnen, werden nicht eingerechnet.

(7) Nach Abschluss des Netzanschlussvertrages hat der Netzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Anschlussnehmer unverzüglich die Planung des Netzanschlusses durchzuführen. Die hierbei entstehenden Kosten sind Teil der Kosten des Netzanschlusses nach Absatz 1. Der Netzbetreiber stellt den Netzanschluss auf Grundlage der gemeinsamen Planung unverzüglich selbst oder durch einen Dritten her. Zu diesem Zweck vereinbaren Netzbetreiber und Anschlussnehmer zusammen mit dem Netzanschlussvertrag einen Plan über Inhalt, zeitliche Abfolge und Verantwortlichkeit von Netzbetreiber und Anschlussnehmer für die einzelnen Schritte zur Herstellung des Netzanschlusses und der gesicherten Einspeisekapazität, einschließlich der Rückspeisung in vorgelagerte Netze (Realisierungsfahrplan). Der Realisierungsfahrplan muss angemessene Folgen bei Nichteinhaltung der wesentlichen, insbesondere zeitlichen Vorgaben, vorsehen. Soweit es veränderte tatsächliche Umstände erfordern, hat jeder der Beteiligten einen Anspruch auf Anpassung des Realisierungsfahrplanes.

Im Realisierungsfahrplan müssen Zeitpunkte festgelegt werden, zu denen wesentliche Schritte zur Verwirklichung des Netzanschlusses abgeschlossen sein müssen. Derartige Schritte können insbesondere sein, es sei denn Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbaren etwas Abweichendes:

1. der Erwerb dinglicher Rechte oder langfristiger schuldrechtlicher Ansprüche, die die Nutzung der für das Netzanschlussvorhaben benötigten Grundstücke ermöglichen,
2. die Beantragung der für den Netzanschluss erforderlichen behördlichen Genehmigungen,
3. die Freigabe der Netzanschlussarbeiten durch den Anschlussnehmer,
4. das Bestellen der erforderlichen Anschlusstechnik,
5. der Beginn der Baumaßnahmen,
6. die Fertigstellung der Baumaßnahmen sowie
7. der Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses.

Der Netzbetreiber hat den Realisierungsfahrplan unverzüglich der Regulierungsbehörde vorzulegen. Der Netzbetreiber hat dem Anschlussnehmer die Kosten für Planung und Bau offen zu legen. Bei Bau und Betrieb sind die Grundsätze der effizienten Leistungserbringung zu beachten. Wird der im Realisierungsfahrplan vorgesehene Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage aus vom Netzbetreiber zu vertretenden Gründen überschritten, erlischt der Anspruch des Netzbetreibers auf den vom Anschlussnehmer nach Absatz 1 zu tragenden Kostenanteil für den Netzanschluss einschließlich einer Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer; die daraus resultierenden Kosten des Netzbetreibers dürfen nicht auf die Netzentgelte umgelegt werden. Hat der Anschlussnehmer bereits Vorschusszahlungen geleistet, sind diese ihm vom Netzbetreiber zu erstatten.

(8) Lehnt der Netzbetreiber den Antrag auf Anschluss ab, hat er das Vorliegen der Gründe nach § 17 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen. Ein Netzanschluss kann nicht unter Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist.

(9) Wird der Anschluss an dem begehrten Anschlusspunkt verweigert, so hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer gleichzeitig einen anderen Anschlusspunkt vorzuschlagen, der im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die geäußerten Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklicht.

(10) Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um seiner Pflicht nach § 34 Absatz 2 Satz 3 nachzukommen, es sei denn die Durchführung der Maßnahmen ist wirtschaftlich unzumutbar.

§ 34

Vorrangiger Netzzugang für Transportkunden von Biogas

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren, soweit diese Gase netzkompatibel im Sinne von § 36 Absatz 1 sind. Der Netzbetreiber meldet unverzüglich die Einspeisemengen in Energieeinheiten, die er vom Transportkunden übernommen hat, an den betreffenden Anschlussnehmer, den Bilanzkreisverantwortlichen sowie an vom Anschlussnehmer benannte Dritte.

(2) Netzbetreiber können die Einspeisung von Biogas verweigern, falls diese technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Die Einspeisung kann nicht mit dem Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist. Der Netzbetreiber muss alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten sowie die Fähigkeit seines Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biogas zu befriedigen. Davon umfasst ist auch die Sicherstellung der ausreichenden Fähigkeit zur Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netze einschließlich der gegebenenfalls erforderlichen Einrichtungen, zum Beispiel zur Deodorierung und Trocknung des Biogases. § 17 Absatz 2 gilt entsprechend. Der Netzbetreiber hat zu prüfen, inwieweit die Einspeisung von Biogas ohne oder mit verminderter Flüssiggasbeimischung zu gesamtwirtschaftlich günstigen Bedingungen unter Berücksichtigung der zukünftigen Biogaseinspeisung realisiert werden kann.

§ 35

Erweiterter Bilanzausgleich

(1) Marktgebietsverantwortliche innerhalb eines Marktgebietes haben für die Ein- und Ausspeisung von Biogas einen erweiterten Bilanzausgleich anzubieten.

(2) Marktgebietsverantwortliche bieten den erweiterten Bilanzausgleich für Bilanzkreisverträge an, in die der Bilanzkreisverantwortliche ausschließlich Biogasmengen einbringt (besonderer Biogas-Bilanzkreisvertrag). Der Austausch von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen nach § 22 sowie eine Verrechnung von Differenzmengen erfolgt zwischen besonderen Biogas-

Bilanzkreisverträgen. Eine Übertragung von Mengen in Erdgasbilanzkreise ist möglich, jedoch keine Übertragung von Mengen aus Erdgasbilanzkreisen in Biogas-Bilanzkreise.

(3) Ein besonderer Biogas-Bilanzkreisvertrag, der sich entweder auf einen physischen Ein- oder Ausspeisepunkt oder beides bezieht, beinhaltet neben einem Bilanzausgleich von zwölf Monaten (Bilanzierungszeitraum) einen Flexibilitätsrahmen in Höhe von 25 Prozent. Der Flexibilitätsrahmen bezieht sich auf die kumulierte Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb des Bilanzierungszeitraums. Der Marktgebietsverantwortliche und der Bilanzkreisverantwortliche können abweichend von Satz 1 einen ersten Bilanzierungszeitraum von weniger als zwölf Monaten vereinbaren (Rumpfbilanzierungszeitraum). § 22 Absatz 2 gilt entsprechend; für verbundene Biogas-Bilanzkreise gilt einheitlich der Flexibilitätsrahmen nach Satz 1.

(4) Vor Beginn eines jeden Bilanzierungszeitraums informiert der Bilanzkreisverantwortliche den Marktgebietsverantwortlichen über die voraussichtlichen Ein- und Ausspeisemengen sowie deren zeitlich geplante Verteilung für den Bilanzierungszeitraum.

(5) Der Bilanzkreisverantwortliche hat sicherzustellen, dass die Ein- und Ausspeisemengen innerhalb des Flexibilitätsrahmens verbleiben und am Ende des Bilanzierungszeitraums ausgeglichen sind. Der Bilanzkreisverantwortliche ist nicht an die nach Absatz 4 abgegebene Prognose des zeitlichen Verlaufs der Ein- und Ausspeisemengen gebunden.

(6) Wird der Bilanzkreis für Biogas über einen anschließenden Bilanzierungszeitraum weiter geführt, können positive Endsalden eines vorhergehenden auf den nachfolgenden Bilanzierungszeitraum übertragen werden. Hierbei ist der Flexibilitätsrahmen des besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags einzuhalten.

(7) Nach Ablauf eines Bilanzierungszeitraums sind die einem Bilanzkreis des besonderen Biogas-Bilanzkreises zugeordneten Differenzen zwischen den tatsächlichen Ein- und Ausspeisemengen, die den Flexibilitätsrahmen übersteigen, auszugleichen. Dabei ist ein transparentes, diskriminierungsfreies und an den tatsächlichen effizienten Kosten für die Lieferung von Ausgleichsenergie orientiertes Verfahren anzuwenden. Es dürfen nur die Kosten anteilig in Rechnung gestellt werden, die zum Ausgleich der Differenzmengen erforderlich sind, die nach Saldierung aller bei einem Marktgebietsverantwortlichen geführten Bilanzkreise verbleiben.

(8) Bilanzkreisverantwortliche eines besonderen Biogas-Bilanzkreisvertrags zahlen an den Marktgebietsverantwortlichen ein Entgelt für den erweiterten Bilanzausgleich in Höhe von 0,001 Euro je Kilowattstunde für die Nutzung des tatsächlich in Anspruch genommenen

Flexibilitätsrahmens. Die Höhe des pauschalierten Entgelts und die damit verbundene Anreizwirkung werden im Zuge des Monitoring nach § 37 überprüft.

(9) §§ 22, 23 sowie 25 finden keine Anwendung.

§ 36

Qualitätsanforderungen für Biogas

(1) Der Einspeiser von Biogas hat ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007)² entspricht. Der Einspeiser trägt hierfür die Kosten. Der Einspeiser muss gegenüber dem Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Netzanschlusses durch einen geeigneten, von einer staatlich zugelassenen Stelle erstellten oder bestätigten Nachweis für die individuelle Anlage oder den Anlagentyp belegen, dass bei regelmäßigem Betrieb der Anlage bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 0,5 Prozent bis zum 30. April 2012 nicht übersteigen. Danach darf die maximale Methanemission den Wert von 0,2 Prozent nicht übersteigen. Abweichend von den Anforderungen nach Satz 1 kann das Biogas mit einem höheren Vordruck an den Netzbetreiber übergeben werden.

(2) Abweichend von Absatz 1 trägt der Netzbetreiber die angemessenen Kosten für die notwendige technische Anpassung der Anlage, die dem Einspeiser auf Grund einer Umstellung des Netzes auf eine andere Gasqualität entstehen.

(3) Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007)³ entspricht. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

(4) Der Netzbetreiber ist für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.

§ 37

Monitoring

Die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz nach Teil 6 werden von der Bundesregierung geprüft. Die Bundesnetzagentur legt hierzu erstmals bis zum 31. Mai 2011 und anschließend jährlich einen Bericht vor. Darin werden das Erreichen der Ziele nach § 31, die Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas, die erzielbaren Erlöse, die

² Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mit beschränkter Haftung, Bonn, archivmäßig niedergelegt beim Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

³ Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mit beschränkter Haftung, Bonn, archivmäßig niedergelegt beim Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

Kostenbelastung der Netze und Speicher sowie die Notwendigkeit von Musterverträgen untersucht.

Teil 7

Besondere Regelungen für Speichereinrichtungen-, Produktionsanlagen- und Gaskraftwerksbetreiber

§ 38

Kapazitätsreservierung für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke

(1) Betreiber von Speicher- und Produktionsanlagen sowie Betreiber von Gaskraftwerken, die nach Inkrafttreten dieser Verordnung an ein Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen, können im Rahmen der technischen Kapazität des Netzes, an das sie angeschlossen werden sollen, Ausspeisekapazität im Fernleitungsnetz reservieren, es sei denn, die Reservierung führt unter Berücksichtigung des bereits gebuchten Anteils der technischen Kapazität des betreffenden Fernleitungsnetzes zu einer Überschreitung der vom Fernleitungsnetzbetreiber ausgewiesenen technischen Kapazität. Satz 1 gilt entsprechend für Einspeisepunkte zur Einspeisung von Gas aus Speicher- oder Produktionsanlagen in das betreffende Fernleitungsnetz. Reservierte Kapazität kann bereits vor dem Ende des Reservierungszeitraumes nach Absatz 3 Satz 7 fest gebucht werden. Die Regelungen der §§ 33 und 34 bleiben unberührt.

(2) Für die Reservierung sind durch den Betreiber von Anlagen nach Absatz 1 folgende Voraussetzungen zu erfüllen und gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber nachzuweisen:

1. Kurzbeschreibung des Anlagenkonzepts,
2. Kurzdarstellung des aktuellen Stands des Genehmigungsverfahrens sowie
3. Benennung des Zeitpunkts der ersten Gasabnahme.

(3) Der Fernleitungsnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber von Anlagen im Sinne des Absatz 1 innerhalb von zwei Wochen nach Eingang der Anfrage mitzuteilen, welche Unterlagen er für die weitere Prüfung der Anfrage benötigt und welche Kosten mit der Prüfung verbunden sind. Der Betreiber der Anlage teilt dem Fernleitungsnetzbetreiber innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Prüfungsergebnisses mit, ob der Fernleitungsnetzbetreiber die notwendigen Prüfungen durchführen soll. Nach Eingang der vollständigen Unterlagen beim Fernleitungsnetzbetreiber hat dieser die Anfrage des Betreibers innerhalb zwei Monaten zu prüfen und ihm das Ergebnis der Prüfung mitzuteilen. Ergibt die Prüfung, dass eine Reservierung von Kapazität auf Grund von nicht ausreichender technischer Kapazität im Fernleitungsnetz

nicht möglich ist, hat der Betreiber einer Anlage im Sinne des Absatz 1 keinen Anspruch auf Kapazitätsreservierung für den angefragten Ein- oder Ausspeisepunkt. Ist die Reservierung im Rahmen der technischen Kapazität des Fernleitungsnetzes möglich, wird dem Betreiber der Anlage entsprechend seiner Anfrage Kapazität im Netz reserviert. Die Reservierung wird mit Zahlung der Reservierungsgebühr wirksam. Die Kapazitätsreservierung verfällt, wenn der Ausspeisepunkt nicht innerhalb von drei Jahren nach Zugang der Reservierungserklärung beim Fernleitungsnetzbetreiber fest gebucht wurde.

(4) Für die Reservierung zahlt der Betreiber einer Anlage im Sinne des Absatz 1 eine Reservierungsgebühr an den Fernleitungsnetzbetreiber. Wird die Reservierung für ein Gaskraftwerk im Sinne des Absatz 1 vorgenommen, beträgt die Reservierungsgebühr 0,50 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr. Wird die Reservierung für eine Speicher- oder Produktionsanlage im Sinne des Absatz 1 vorgenommen, beträgt die Reservierungsgebühr 0,40 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr. Die vom Betreiber einer Anlage im Sinne des Absatz 1 zu entrichtende Reservierungsgebühr wird auf das Entgelt angerechnet, das nach der festen Buchung der Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlen ist.

(5) Verfällt die Reservierungsgebühr nach Absatz 3, werden Erlöse aus den Reservierungsgebühren auf dem Regulierungskonto nach § 5 der Anreizregulierungsverordnung verbucht.

§ 39

Kapazitätsausbauanspruch für Betreiber neuer Gaskraftwerke sowie neuer Speicher- und Produktionsanlagen

(1) Betreiber neuer Speicher- oder Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke, deren Reservierungsanfrage nach § 38 wegen fehlender Kapazität im Fernleitungsnetz nicht berücksichtigt werden konnte (Anschlusswillige), haben Anspruch darauf, dass die an der Speicher- oder Produktionsanlage oder dem Gaskraftwerk benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus, dessen Erforderlichkeit sich auf Grundlage des nach § 17 Absatz 1 ermittelten Kapazitätsbedarfs ergibt, bereitgestellt wird, es sei denn, die Durchführung des erforderlichen Kapazitätsausbaus ist dem Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich nicht zumutbar. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit eines Kapazitätsausbaus wird vermutet, wenn die an der Speicher- oder Produktionsanlage oder dem Gaskraftwerk benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität spätestens 18 Monate vor dem im Realisierungsfahrplan nach Absatz 2 Satz 2 vorgesehenen Zeitpunkt der Fertigstellung der neuen Speicher- oder Produktionsanlage oder des neuen Gaskraftwerks verbindlich langfristig beim Fernleitungsnetzbetreiber gebucht wird.

(2) Nach Abschluss des Verfahrens nach § 17 Absatz 1 haben der Fernleitungsnetzbetreiber und der Anschlusswillige unverzüglich einen verbindlichen Realisierungsfahrplan zu erarbeiten, auf dessen Grundlage der Ausbau erfolgen soll. Dieser Realisierungsfahrplan hat auch den geplanten Zeitpunkt des Baubeginns sowie der Fertigstellung der neuen Speicher- oder Produktionsanlage oder des neuen Gaskraftwerks zu enthalten. Der Fernleitungsnetzbetreiber hat Anspruch auf Anpassung des Realisierungsfahrplans, sofern dies auf Grund von ihm nicht zu vertretender Umstände erforderlich ist. Satz 3 gilt für den Anschlusswilligen entsprechend.

(3) Der Anschlusswillige ist in dem Zeitraum zwischen Abschluss des Verfahrens zur Kapazitätsbedarfsermittlung nach § 17 und dem Zeitpunkt der verbindlichen langfristigen Buchung der Kapazität an der neuen Speicher- oder Produktionsanlage oder dem neuen Gaskraftwerk (Planungsphase) verpflichtet, sich an den Planungskosten des Fernleitungsnetzbetreibers mit einer Planungspauschale zu beteiligen. Die Planungspauschale beträgt für neue Gaskraftwerke 0,50 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr und für neue Speicher- oder Produktionsanlagen 0,40 Euro pro Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr. Die vom Anschlusswilligen gezahlte Planungspauschale ist vom Fernleitungsnetzbetreiber nach einer verbindlichen langfristigen Buchung der Kapazität mit dem Ein- oder Ausspeisentgelt, das für die Kapazität zu zahlen ist, zu verrechnen. Wird die Kapazität vom Anschlusswilligen nicht verbindlich langfristig gebucht, verfällt die vom Anschlusswilligen gezahlte Planungspauschale, es sei denn die Kapazität, die für die Anlage benötigt worden wäre, wird verbindlich langfristig von einem Dritten benötigt. In diesem Fall ist der Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, dem Anschlusswilligen die gezahlte Planungspauschale zu erstatten. Eine Reservierungsgebühr nach § 38 darf vom Fernleitungsnetzbetreiber zusätzlich zur Planungspauschale nicht verlangt werden.

Teil 8

Veröffentlichungs- und Informationspflichten

§ 40

Veröffentlichungspflichten

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, auf ihren Internetseiten regelmäßig folgende aktualisierte Angaben in einem gängigen Datenformat zu veröffentlichen:

1. im Fernleitungsnetz eine unter Betreibern angrenzender Netze abgestimmte einheitliche Bezeichnung für Netzkopplungspunkte oder Ein- oder Ausspeisezonen, unter denen dort Kapazität gebucht werden kann,

2. im Fernleitungsnetz mindestens einmal jährlich Angaben über Termine von Versteigerungen nach § 13 Absatz 1 Satz 1, mindestens für die nächsten fünf Jahre im Voraus,
3. im Fernleitungsnetz, zumindest für den Folgetag, die Zusatzmenge nach § 10 Absatz 1 Satz 1,
4. im Fernleitungsnetz Angaben über die bei der Lastflusssimulation nach § 9 Absatz 2 verwendete Methode,
5. im Fernleitungsnetz mindestens einmal jährlich eine Dokumentation der nach § 9 Absatz 3 durchgeführten kapazitätserhöhenden Maßnahmen und ihrer jeweiligen Kosten,
6. im Fernleitungsnetz Angaben zu den Erlösen aus der Kapazitätsvergabe nach § 13 Absatz 1 und deren Verwendung nach § 13 Absatz 4,
7. im Verteilnetz die Gasbeschaffenheit bezüglich des Brennwertes „H_{s,n}“ sowie am zehnten Werktag des Monats den Abrechnungsbrennwert des Vormonats an allen Ein- und Ausspeisepunkten,
8. im Verteilnetz Regeln für den Anschluss anderer Anlagen und Netze an das vom Netzbetreiber betriebene Netz, sowie den Zugang solcher Anlagen und Netze zu dem vom Netzbetreiber betriebenen Netz,
9. im örtlichen Verteilnetz die zur Anwendung kommenden Standardlastprofile,
10. die Zuordenbarkeit jeder Entnahmestelle zu einem oder mehreren Marktgebieten,
11. die „Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen“ nach § 4, sowie die Vereinbarung nach § 8 Absatz 6 sowie
12. Ansprechpartner im Unternehmen für Netzzugangsfragen.

Diese Angaben sind bei Änderungen unverzüglich anzupassen, mindestens monatlich oder, falls es die Verfügbarkeit kurzfristiger Dienstleistungen erfordert, täglich. Die Veröffentlichungspflichten der Fernleitungsnetzbetreiber nach Anhang I zur Verordnung (EG) Nummer 715/2009 bleiben unberührt.

Die Veröffentlichung der Angaben nach Satz 1 hat in einem gängigen Format zu erfolgen, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten von der Internetseite des Fernleitungsnetzbetreibers ermöglicht. Die Angaben werden in deutscher Sprache veröffentlicht. Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen sie auf ihrer Internetseite zusätzlich in englischer

Sprache. Örtliche Verteilnetzbetreiber stellen darüber hinaus auf ihrer Internetseite eine Karte bereit, auf der schematisch erkennbar ist, welche Bereiche in einem Gemeindegebiet an das örtliche Gasverteilernetz angeschlossen sind.

(2) Marktgebietsverantwortliche veröffentlichen auf ihrer Internetseite:

1. die Methoden, nach denen die Ausgleichs- und Regelennergieentgelte berechnet werden;
2. unverzüglich nach der Bilanzierungsperiode, die verwendeten Entgelte für Ausgleichsenergie, sowie
3. jeweils am Folgetag des Einsatzes der Regelennergie und mindestens für die zwölf zurückliegenden Monate, Informationen über den Einsatz interner und externer Regelennergie. Bei externer Regelennergie haben die Marktgebietsverantwortlichen zwischen externen Flexibilitäten und externen Gasmengen zu unterscheiden. Sie haben auch anzugeben, welcher Anteil der externen Regelennergie auf Grund lokaler oder räumlich begrenzter Ungleichgewichte eingesetzt wurde.

Teil 9

Wechsel des Gaslieferanten

§ 41

Lieferantenwechsel

(1) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, für die Durchführung des Lieferantenwechsels bundesweit einheitliche, massengeschäftstaugliche Verfahren anzuwenden. Für den elektronischen Datenaustausch mit den Transportkunden ist ein einheitliches Datenformat zu verwenden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die elektronische Übermittlung und Bearbeitung von Kundendaten in massengeschäftstauglicher Weise zu organisieren, so dass deren Übermittlung und Bearbeitung vollständig automatisiert erfolgen können. Die Verbände der Transportkunden sind an der Entwicklung der Verfahren und Formate für den Datenaustausch angemessen zu beteiligen.

(2) Eine Entnahmestelle ist anhand von nicht mehr als drei mitgeteilten Daten zu identifizieren. Es soll eine der folgenden Datenkombinationen mitgeteilt werden:

1. Zählpunkt oder Zählpunkt-Aggregation und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle,
2. Zählernummer und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle oder

3. Name des bisherigen Lieferanten, Kundennummer des bisherigen Lieferanten und Name oder Firma des Kunden sowie Straße, Postleitzahl und Ort der Entnahmestelle.

Wenn der neue Lieferant keine der in Satz 2 aufgeführten Datenkombinationen vollständig dem Netzbetreiber mitteilt, darf der Netzbetreiber die Meldung nur zurückweisen, wenn die Entnahmestelle nicht eindeutig identifizierbar ist. In diesem Fall ist die Meldung für diese Entnahmestelle unwirksam. Änderungen wesentlicher Kundendaten sind wechselseitig unverzüglich mitzuteilen.

§ 42

Rucksackprinzip

Bei einem Wechsel des Lieferanten kann der neue Lieferant vom bisherigen Lieferanten die Übertragung der für die Versorgung des Kunden erforderlichen, vom bisherigen Lieferanten gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten verlangen, wenn ihm die Versorgung des Kunden entsprechend der von ihm eingegangenen Lieferverpflichtung ansonsten nicht möglich ist und er dies gegenüber dem bisherigen Lieferanten begründet. Als erforderlich gilt die vom Kunden abgenommene Höchstmenge des vorangegangenen Abnahmehabes, soweit eine entsprechende Höchstabnahmemenge auch weiterhin zu vermuten ist.

Teil 10

Messung

§ 43

Messung

Der Messstellenbetreiber oder gegebenenfalls der Messdienstleister nimmt die Messung von Gasmengen vor. Der Netzbetreiber kann, soweit dies zur Erfüllung seiner Aufgaben zwingend erforderlich ist, Kontrollablesungen durchführen. Die Messung erfolgt nach § 11 der Messzugangsverordnung.

§ 44

Messung des von Haushaltskunden entnommenen Gases

- (1) Bei der Messung des von grundversorgten Haushaltskunden entnommenen Gases werden die Messeinrichtungen nach den Vorgaben des Grundversorgers möglichst in gleichen Zeitabständen, die zwölf Monate nicht wesentlich überschreiten dürfen, abgelesen.
- (2) Im Falle eines Lieferantenwechsels nach § 41 ist für die Ermittlung des Verbrauchswertes im Zeitpunkt des Lieferantenwechsels ein einheitliches Verfahren zugrunde zu legen. Die

Abrechnung kann auf Grundlage einer Messung nach § 43 oder, sofern kein Ableseergebnis vorliegt, durch Schätzung des Netzbetreibers erfolgen. Im Falle einer Schätzung ist der Verbrauch zeitanteilig zu berechnen; jahreszeitliche Verbrauchsschwankungen sind auf der Grundlage der für Haushaltskunden maßgeblichen Erfahrungswerte angemessen zu berücksichtigen.

§ 45

Messung nach Vorgabe des Transportkunden

Liegt eine Vereinbarung nach § 40 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes vor, sind die hieraus folgenden Vorgaben zu den Zeitabständen der Messung zu beachten.

§ 46

Betrieb von Mess- und Steuereinrichtungen

(1) Für den Betrieb der Mess- und Steuereinrichtungen gelten § 8 Absatz 1 und § 9 Absatz 3 der Messzugangsverordnung.

(2) Der Anschlussnehmer haftet für das Abhandenkommen und die Beschädigung von Mess- und Steuereinrichtungen, soweit ihn daran ein Verschulden trifft. Er hat den Verlust, Beschädigungen und Störungen dieser Einrichtungen dem Messstellenbetreiber unverzüglich mitzuteilen.

§ 47

Nachprüfung von Messeinrichtungen

(1) Der Transportkunde kann jederzeit die Nachprüfung der Messeinrichtungen durch eine Eichbehörde oder eine staatlich anerkannte Prüfstelle im Sinne des § 2 Absatz 4 des Eichgesetzes verlangen. Stellt der Transportkunde den Antrag auf Nachprüfung nicht bei dem Messstellenbetreiber, so hat er diesen zugleich mit der Antragstellung zu benachrichtigen.

(2) Die Kosten der Nachprüfung fallen dem Messstellenbetreiber zur Last, falls die Abweichung die eichrechtlichen Verkehrsfehlergrenzen überschreitet, sonst dem Transportkunden.

§ 48

Vorgehen bei Messfehlern

Ergibt eine Prüfung der Messeinrichtungen eine Überschreitung der gesetzlichen Verkehrsfehlergrenzen und ist die Größe des Fehlers nicht einwandfrei festzustellen oder zeigt eine Messeinrichtung nicht an (Messfehler), so hat der Netzbetreiber die Daten für die Zeit seit der letzten fehlerfreien Ablesung aus dem Durchschnittsverbrauch des ihr vorhergehenden und des der Beseitigung des Fehlers nachfolgenden Ablesezeitraums oder auf Grund des Vorjahreswertes durch Schätzung zu ermitteln.

Teil 11

Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 49

Verfahren zur Verweigerung des Netzzugangs nach § 25 des Energiewirtschaftsgesetzes

- (1) Gasversorgungsunternehmen haben den Antrag nach § 25 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes bei der Regulierungsbehörde spätestens bis zum Juni eines Jahres zu stellen. Eine spätere Antragstellung ist nur zulässig, wenn der Netzzugangsverweigerungsgrund nach dem in Satz 1 genannten Zeitpunkt entstanden ist. Dem Antrag sind alle für die Prüfung erforderlichen Angaben über die Art und den Umfang der Unzumutbarkeit und die von dem Gasversorgungsunternehmen zu deren Abwendung unternommenen Anstrengungen beizufügen.
- (2) Soweit nach Artikel 27 Absatz 2 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (ABl. EU Nr. L 176 vom 15. Juli 2003, S. 57) die Beteiligung der Kommission der Europäischen Gemeinschaften (EG-Beteiligungsverfahren) vorgesehen ist, leitet die Regulierungsbehörde dieses Verfahren ein. Die Regulierungsbehörde hat eine Entscheidung über einen Antrag nach Absatz 1 Satz 1 nach Maßgabe einer endgültigen Entscheidung der Kommission nach Artikel 27 Absatz 2 in Verbindung mit Artikel 30 Absatz 2 der Richtlinie 2003/55/EG zu ändern oder aufzuheben; die §§ 48 und 49 des Verwaltungsverfahrensgesetzes bleiben unberührt.

Teil 12

Befugnisse der Regulierungsbehörde

§ 50

Festlegungen

- (1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen:
1. zu den Verträgen nach §§ 3 ,7 und 33 sowie den Geschäftsbedingungen nach §§ 3 Absatz 6, §§ 4 und 33 Absatz 3 Nummer 2, sofern nicht ein Standardangebot angewendet wird;
 2. zu den Voraussetzungen und Grenzen für technische Ausspeisemeldungen nach § 8 Absatz 5;

3. zu Verfahren und Anforderungen an eine Registrierung des Transportkunden beim Netzbetreiber oder des Bilanzkreisverantwortlichen beim Marktgebietsverantwortlichen nach § 6, insbesondere zu Fristen, die bei der Registrierung einzuhalten sind, soweit dies erforderlich ist, um die Diskriminierungsfreiheit der Registrierung zu gewährleisten;
4. zu Ermittlung und Angebot von Kapazitäten nach § 9, insbesondere zum Verfahren zur Beschaffung von Maßnahmen nach § 9 Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 bis 3, sowie zu Kapazitätsprodukten nach § 11;
5. zum prozentualen Anteil, zu dem Kosten und Erlöse beim Fernleitungsnetzbetreiber verbleiben, in Abweichung zu § 10 Absatz 2 Satz 1 und 2, soweit dies erforderlich ist, um eine nachfragegerechte Maximierung des Kapazitätsangebots im Sinne des § 9 durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährleisten; um eine nachfragegerechte Maximierung des Kapazitätsangebots im Sinne des § 9 durch die Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährleisten, kann die Regulierungsbehörde auch einen Höchstbetrag festlegen, zu dem Erlöse und Kosten aus Verfahren nach § 10 beim Fernleitungsnetzbetreiber verbleiben.
6. zu den Kapazitätsplattformen nach § 12; sie kann insbesondere festlegen, dass ein Anteil kurzfristiger Kapazitäten in anderer Weise, insbesondere durch implizite Auktionen, zugewiesen werden kann, wenn dies erforderlich ist, um insbesondere durch eine Kopplung der Märkte die Liquidität des Gasmarkts zu erhöhen;
7. zum Verfahren für die Beschaffung, den Einsatz und die Abrechnung von Regelenergie nach Teil 5 Abschnitt 2 dieser Verordnung, insbesondere zu den Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen, und den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen;
8. zum System und der Beschaffenheit des Netzanschlusses von Anlagen zur Aufbereitung von Biogas an das Gasversorgungsnetz, der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, zur Vereinheitlichung von technischen Anforderungen für Anlagen und Netzanschluss, einschließlich Abweichungen von den Vorgaben in § 36 Absatz 1, der Arbeitsblätter G 260, 262 und G 685 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. (Stand 2007)⁴ sowie des Netzzugangs und der Bilanzierung von Transportkunden von Biogas;

⁴ Amtlicher Hinweis: Zu beziehen bei Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mit beschränkter Haftung, Bonn, archivmäßig niedergelegt beim Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

9. zum Bilanzierungssystem nach Teil 5 Abschnitt 1 dieser Verordnung, um berechnete Bedürfnisse des Marktes angemessen zu berücksichtigen; sowie insbesondere zu einer von § 23 Absatz 1 Satz 1 abweichenden Länge der Bilanzierungsperiode, zu den Anforderungen an und den zu verwendenden Datenformaten für den Informationsaustausch im Rahmen der Bilanzierung, zu Inhalten sowie den Fristen im Zusammenhang mit der Datenübermittlung und zu den Methoden, nach denen die Entgelte nach § 23 Absatz 2 Satz 3 gebildet werden; sie hat dabei zu beachten, dass ein Bilanzausgleichssystem einen effizienten Netzzugang ermöglicht und, soweit erforderlich, auch Anreize gegen eine missbräuchliche Nutzung der Bilanzausgleichsdienstleistungen enthalten soll;
10. zu Entgelten und Gebühren für die Nutzung des Virtuellen Handelspunktes in Abweichung von § 22 Absatz 1 Satz 6;
11. zu Anreizen und Pönalen für die Transportkunden, soweit dies zur Durchsetzung der Verpflichtung der Transportkunden zum Angebot von Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt oder zum Zurverfügungstellen von Kapazitäten an den Fernleitungsnetzbetreiber nach § 16 Absatz 1 erforderlich ist;
12. zur Vereinheitlichung des Nominierungsverfahrens nach § 15; insbesondere kann sie Festlegungen treffen zum Zeitpunkt, bis zu dem eine Nominierung erfolgen muss, und zum Umfang der Möglichkeiten für nachträgliche Änderungen der Nominierung;
13. zu Beginn und Ende des Gastages in Abweichung von § 23 Absatz 1 Satz 2, wenn dies der Erreichung der Ziele des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes dient;
14. zur Abwicklung des Lieferantenwechsels nach § 41, insbesondere zu den Anforderungen und dem Format des elektronischen Datenaustauschs.

(2) Die Regulierungsbehörde kann die Ausgestaltung der Versteigerungsverfahren nach § 13 für Kapazitätsrechte festlegen; diese muss diskriminierungsfrei sein. Die Regulierungsbehörde kann insbesondere die Art und Weise der Bekanntmachung sowie die Zeitpunkte der Versteigerungstermine durch die Fernleitungsnetzbetreiber festlegen; dies umfasst auch die zeitliche Reihenfolge, in der langfristige und kurzfristige Kapazitätsrechte vergeben werden.

(3) Die Regulierungsbehörde kann von Amts wegen Festlegungen treffen, mit denen die prozentuale Aufteilung der technischen Jahreskapazität auf unterschiedliche Kapazitätsprodukte abweichend von § 14 festgelegt wird, soweit dies zur Erreichung der Ziele des § 1 des

Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist. Sie hat auf Antrag eines Gasversorgungsunternehmens eine abweichende prozentuale Aufteilung der technischen Jahreskapazität eines Ein- oder Ausspeisepunktes oder einer Ein- oder Ausspeisezone festzulegen, soweit das Gasversorgungsunternehmen nachweist, dass dies zur Erfüllung von Mindestabnahmeverpflichtungen aus Lieferverträgen erforderlich ist, die am 1. Oktober 2009 bestanden. Bei einer Festlegung von Amts wegen hat die Regulierungsbehörde zuvor die Verbände der Netzbetreiber und die Verbände der Transportkunden anzuhören.

(4) Die Regulierungsbehörde kann zu Standardlastprofilen nach § 24 und deren Anwendung nach Anhörung der Verbände der Netzbetreiber und der Verbände der Transportkunden Festlegungen treffen, insbesondere zur Behandlung der Messeinrichtungen im Sinne des § 21b Absatz 3a und 3b des Energiewirtschaftsgesetzes oder vergleichbaren Messeinrichtungen und zur Behandlung der ausgelesenen Messwerte im Rahmen des Netzzugangs sowie zur Erarbeitung von Lastprofilen für bestimmte Verbrauchergruppen. Sie kann für die Erarbeitung von Lastprofilen für bestimmte Verbrauchergruppen terminliche Vorgaben machen. Dabei sind die Erfahrungen der Marktteilnehmer angemessen zu berücksichtigen.

(5) Festlegungen können die Netzbetreiber auch verpflichten, über die Angaben in § 40 hinaus weitere Informationen zu veröffentlichen, die für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich sind. Festlegungen können die Netzbetreiber und Transportkunden verpflichten, bei der Erfüllung von Veröffentlichungs- und Datenübermittlungspflichten aus dieser Verordnung oder aus Festlegungsentscheidungen auf der Grundlage dieser Verordnung bestimmte einheitliche Formate einzuhalten.

(6) Die Regulierungsbehörde macht Festlegungsentscheidungen in ihrem Amtsblatt öffentlich bekannt und veröffentlicht sie kostenfrei im Internet in druckbarer Form.

(7) An Stelle einer Festlegungsentscheidung kann die Regulierungsbehörde in den Fällen des Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 die Netzbetreiber auffordern, ihr innerhalb einer bestimmten, angemessenen Frist ein Standardangebot für Geschäftsbedingungen nach § 4 und für die Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte nach § 11 vorzulegen, insbesondere in Bezug auf die Möglichkeit zur nachträglichen Änderung der Nominierung sowie auf standardisierte Bedingungen nach § 33 Absatz 3 Nummer 2. Sie kann in dieser Aufforderung Vorgaben für die Ausgestaltung einzelner Bedingungen machen, insbesondere in Bezug auf Diskriminierungsfreiheit und Angemessenheit. Sie gibt den Verbänden der Netzbetreiber und den Verbänden der Transportkunden in geeigneter Form Gelegenheit zur Stellungnahme und kann unter Berücksichtigung der Stellungnahmen durch Festlegung Änderungen der

Standardangebote vornehmen, insbesondere soweit einzelne Vorgaben nicht umgesetzt worden sind.

(8) Die Regulierungsbehörde kann Netzbetreiber und Marktgebietsverantwortliche verpflichten, innerhalb einer bestimmten, angemessenen Frist ein Standardangebot zu den in Absatz 1 Nummer 9 genannten Teilen des Bilanzierungssystems vorzulegen. Sie kann in dieser Aufforderung Vorgaben für die Ausgestaltung einzelner Bedingungen machen, insbesondere in Bezug auf standardisierte Geschäftsprozesse der Bilanzierung wie für den elektronischen Datenaustausch im Rahmen der Bilanzierung, soweit dies einer effizienten Abwicklung der Bilanzierung dient. Sie gibt den Verbänden der Netzbetreiber und den Verbänden der Transportkunden in geeigneter Form Gelegenheit zur Stellungnahme und kann unter Berücksichtigung der Stellungnahmen durch Festlegung Änderungen der Standardangebote vornehmen, insbesondere soweit einzelne Vorgaben nicht umgesetzt worden sind.

Teil 13

Sonstige Bestimmungen

§ 51

Ordnungswidrigkeiten

(1) Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe a des Energiewirtschaftsgesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig

1. entgegen § 9 Absatz 2 Satz 3 oder Absatz 3 Satz 5 nicht zusammenarbeitet,
2. entgegen § 9 Absatz 2 Satz 4 oder § 26 Absatz 1 eine Information nicht oder nicht rechtzeitig zur Verfügung stellt,
3. entgegen § 33 Absatz 2 Satz 1 die Verfügbarkeit des Netzanschlusses nicht sicherstellt,
4. entgegen § 33 Absatz 4 Satz 1 eine dort genannte Angabe nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig darlegt,
5. entgegen § 33 Absatz 4 Satz 2 eine Angabe nicht oder nicht rechtzeitig anfordert;
6. entgegen § 33 Absatz 5 Satz 4 eine Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig macht,
7. entgegen § 33 Absatz 6 Satz 3 ein Vertragsangebot nicht oder nicht rechtzeitig vorlegt,

8. entgegen § 40 Absatz 1 Nummer 2 oder § 40 Absatz 2 Nummer 2 oder Nummer 3 Satz 1 eine Veröffentlichung nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig vornimmt oder

9. einer vollziehbaren Anordnung nach § 50 Absatz 5 zuwiderhandelt.

(2) Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Absatz 1 Nummer 5 Buchstabe b des Energiewirtschaftsgesetzes handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig einer vollziehbaren Anordnung nach § 50 Absatz 1, 2, 3 Satz 1 oder Satz 2, Absatz 4 Satz 1 oder Satz 2, Absatz 7 oder Absatz 8 zuwiderhandelt.

Artikel 2

Änderung der Messzugangsverordnung

Die Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) wird wie folgt geändert:

1. In § 4 Absatz 3 Satz 2 werden nach dem Wort „und“ die Angabe „§ 38a Absatz 1“ durch die Angabe „§ 44 Absatz 1“ ersetzt und die Wörter „vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 8. April 2008 (BGBl. I S. 693) geändert worden ist“ gestrichen;
2. in § 7 Absatz 2 Satz 1 wird nach dem Wort „und“ die Angabe „§ 41“ durch die Angabe „§ 48“ ersetzt;
3. § 11 wird wie folgt geändert:
 - a) Der bisherige Wortlaut des § 11 wird Absatz 1,
 - b) In Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 wird die Angabe „§ 29“ durch die Angabe „§ 24“ ersetzt,
 - c) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„(2) Ein Letztverbraucher im Sinne des § 24 der Gasnetzzugangsverordnung ist als Anschlussnutzer berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber eine Messung nach Absatz 1 zu verlangen, sofern der Lieferant mit dem Netzbetreiber die Anwendung des Lastgangzählverfahrens vereinbart hat. Netzbetreiber und Messstellenbetreiber sind im Falle eines solchen Verlangens zur Aufnahme entsprechender Vereinbarungen in den Verträgen nach § 3 verpflichtet.“

Artikel 3

Änderung der Niederdruckanschlussverordnung⁵

§ 13 Absatz 2 Satz 4 und 5 der Niederdruckanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477, 2485), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist, wird wie folgt ersetzt:

„Es dürfen nur Materialien und Gasgeräte verwendet werden, die entsprechend § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes unter Beachtung der allgemein anerkannten Regeln der Technik hergestellt wurden. Die Einhaltung der Voraussetzungen des Satzes 4 wird vermutet, wenn die vorgeschriebene CE-Kennzeichnung vorhanden ist. Sofern die CE-Kennzeichnung nicht vorgeschrieben ist, wird dies auch vermutet, wenn die Materialien oder Gasgeräte das Zeichen einer akkreditierten Stelle tragen, insbesondere das DVGW-Zeichen. Materialien und Gasgeräte, die

1. in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union oder der Türkei rechtmäßig hergestellt oder in den Verkehr gebracht worden sind oder
2. in einem anderen Vertragsstaat des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum rechtmäßig hergestellt worden sind,

und die den technischen Spezifikationen der Zeichen im Sinne des Satzes 6 nicht entsprechen, werden einschließlich der von den vorgenannten Staaten durchgeführten Prüfungen und Überwachungen als gleichwertig behandelt, wenn mit ihnen das geforderte Schutzniveau gleichermaßen dauerhaft erreicht wird.“

Artikel 4

Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung⁶

§ 13 Absatz 2 Satz 6 und 7 der Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 5 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist, wird wie folgt ersetzt:

„Es dürfen nur Materialien und Geräte verwendet werden, die entsprechend § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes unter Beachtung der allgemein anerkannten Regeln der

⁵ Die Verpflichtungen aus der Richtlinie 98/34/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 über ein Informationsverfahren auf dem Gebiet der Normen und technischen Vorschriften und der Vorschriften für die Dienste der Informationsgesellschaft (ABl. EG Nr. L 204 S. 37), zuletzt geändert durch die Richtlinie 2006/96/EG des Rates vom 20. November 2006 (ABl. EU Nr. L 363 S. 81), sind beachtet worden.

⁶ Die Verpflichtungen aus der Richtlinie 98/34/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 über ein Informationsverfahren auf dem Gebiet der Normen und technischen Vorschriften und der Vorschriften für die Dienste der Informationsgesellschaft (ABl. EG Nr. L 204 S. 37), zuletzt geändert durch die Richtlinie 2006/96/EG des Rates vom 20. November 2006 (ABl. EU Nr. L 363 S. 81), sind beachtet worden.

Technik hergestellt wurden. Die Einhaltung der Voraussetzungen des Satzes 6 wird vermutet, wenn die vorgeschriebene CE-Kennzeichnung vorhanden ist. Sofern die CE-Kennzeichnung nicht vorgeschrieben ist, wird dies auch vermutet, wenn die Materialien oder Geräte das Zeichen einer akkreditierten Stelle tragen, insbesondere das VDE-Zeichen oder das GS-Zeichen. Materialien und Geräte, die in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union oder der Türkei oder einem Mitgliedstaat der Europäischen Freihandelsassoziation, der Vertragspartei des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum ist, rechtmäßig hergestellt oder in den Verkehr gebracht worden sind, und die den technischen Spezifikationen der Zeichen im Sinne des Satzes 8 nicht entsprechen, werden einschließlich der von den vorgenannten Staaten durchgeführten Prüfungen und Überwachungen als gleichwertig behandelt, wenn mit ihnen das geforderte Schutzniveau gleichermaßen dauerhaft erreicht wird.“

Artikel 5

Änderung der Gasnetzentgeltverordnung

Die Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 4 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 4 Absatz 6 wird die Wörter „§ 6 Absatz 3 Satz 2 Nr. 1“, durch die Wörter „§ 9 Absatz 3 Satz 2 Nummer 1“ ersetzt.
2. In § 13 Absatz 2 Satz 4 wird die Wörter „§ 42 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2“ durch die Angabe „§ 50 Absatz 1 Nummer 4“ ersetzt.
3. In § 19 Absatz 1 wird folgender Satz 3 angefügt: „Für die Einspeisung von Biogas ins Fernleitungsnetz sind keine Einspeiseentgelte zu entrichten.“
4. § 20a wird wie folgt geändert:
 - a) in Satz 1 werden nach dem Wort „Netzkosten“ die Wörter „für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses für die Einspeisung von Biogas.“ eingefügt;
 - b) in Satz 3 wird die Angabe „§ 41g“ durch die Angabe „§ 37“ ersetzt.
5. In § 20b wird in:

- a. Spiegelstrich 1 die Angabe „§ 41c Abs. 1“ durch die Angabe „§ 33 Absatz 2“, die Angabe „§ 41c Abs. 8“ durch die Angabe „§ 33 Absatz 10“, sowie die Angabe § 41d Abs. 2 durch die Angabe „§ 34 Absatz 2“ ersetzt;
- b. Spiegelstrich 2 die Angabe „§41e“ durch die Angabe „§ 35“ und die Angabe „§ 41e Abs. 8“ durch die Angabe „§ 35 Absatz 8“ ersetzt;
- c. Spiegelstrich 3 werden die Wörter § 41f Abs. 2 und 3“ durch die Wörter „§ 36 Absatz 3 und 4“ ersetzt.

Artikel 6

Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 5 Absatz 1 Satz 3 wird die Angabe „§ 38b“ durch die Angabe „§ 44“ ersetzt;
2. In § 11 Absatz 2 Nummer 8a wird
 - a. die Angabe „§ 41e“ durch die Angabe „§ 35“ und
 - b. im ersten Spiegelstrich die Angabe „§ 41c Abs. 8“ durch die Angabe „§ 33 Absatz 10“, die Angabe „41d Abs. 2“ durch die Angabe „§ 35 Abs. 2“ sowie die Wörter „§ 41f Abs. 2 und 3“ durch die Wörter „§ 36 Absatz 3 und 4“ ersetzt.

Artikel 7

Änderung der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben

Die Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 24. Januar 2008 (BGBl. I S. 85) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 1 wird nach Nummer 6 folgende Nummer 6a eingefügt:

„6a. Unterspeicher für

- a) Erdgas mit einem Fassungsvermögen von
 - aa) 1 Milliarde Kubikmeter oder mehr auf Grund einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung,
 - bb) 100 Millionen Kubikmeter bis weniger als 1 Milliarde Kubikmeter auf Grund einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung,
- b) Erdöl, petrochemische oder chemische Erzeugnisse mit einem Fassungsvermögen von
 - aa) 200 000 Tonnen oder mehr,
 - bb) 50 000 Tonnen bis weniger als 200 000 Tonnen auf Grund einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung,
 - cc) 10 000 Tonnen bis weniger als 50 000 Tonnen auf Grund einer standortbezogenen Vorprüfung des Einzelfalls nach § 3c des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung;“.

2. Dem § 4 wird folgender Absatz 4 angefügt

„(4) Die am ...[einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieser Verordnung] bereits begonnenen Verfahren betreffend betriebsplanpflichtige Vorhaben im Sinne des § 1 Nummer 6a sind nach den bisher geltenden Vorschriften zu Ende zu führen.“

Artikel 8

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Die Verordnung tritt am Tag nach ihrer Verkündung in Kraft. Die Gasnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist, tritt am Tag nach Verkündung dieser Verordnung außer Kraft.

Der Bundesrat hat zugestimmt.

Begründung

A. Ziel und Gegenstand der Verordnung

Die Bedingungen für flächendeckenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt sind verbesserungswürdig. Insbesondere der Zugang zum Gasnetz stellt für Wettbewerber gegenwärtig eine Hürde für den Markteintritt dar. Wettbewerber können die für einen Transport benötigten Gas-Kapazitäten zum Teil nicht erwerben, weil diese langfristig ausgebucht sind. Zudem werden durch die bestehende Zahl von Marktgebieten zusätzlicher Vertragsaufwand und zusätzliche Abwicklungskosten im Zusammenhang mit marktgebietsüberschreitenden Gastransporten verursacht. Dies erschwert es insbesondere neuen Anbietern mit wenigen Kunden, Wettbewerbsangebote abzugeben. Anders als Anbieter, die ein bundesweit verteiltes Kundenportfolio sowie gegebenenfalls Zugriff auf verschiedene Beschaffungsquellen haben, verfügen sie nicht in gleichem Maße über die notwendige Flexibilität bei der Abwicklung eines Gastransports, um eine Belieferung über mehrere Marktgebiete hinweg in jedem Fall wirtschaftlich darstellen zu können. Es ist damit zu rechnen, dass es bei Unternehmen, die aufgrund bestehender Hemmnisse für flächendeckenden Wettbewerb in der Vergangenheit profitiert haben, mit zunehmendem Wettbewerb gegebenenfalls zu verringerten Einnahmen kommen kann.

Zudem besteht für Betreiber neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke derzeit keine ausreichende Investitionssicherheit mit Blick auf den Gasnetzzugang. Die Betreiber solcher Anlagen müssen sich, um überhaupt die benötigten Kapazitäten im Netz zu erhalten, teilweise bereits zu einem Zeitpunkt langfristig gegenüber dem Netzbetreiber binden, zu dem sie noch keine endgültige Investitionsentscheidung treffen können. Dadurch werden die Anlagenbetreiber mit einem wirtschaftlichen Risiko belastet, das dazu führen kann, dass Projekte, die grundsätzlich aus Wettbewerbs- und Versorgungssicherheitssicht vorteilhaft sind, nicht durchgeführt werden. Um den Anlagenbetreibern ausreichende Investitionssicherheit zu geben, wird ihnen die Möglichkeit gegeben, gegen Gebühr bzw. Pauschale Kapazität im vorhandenen Fernleitungsnetz zu reservieren bzw. die Sicherheit zu erhalten, dass ihr Kapazitätsbedarf beim notwendigen Fernleitungsnetzausbau berücksichtigt wird. Machen die Anlagenbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, ist die Zahlung der Gebühr bzw. der Pauschale verpflichtend. Dies ist jedoch wegen des wirtschaftlichen Vorteils (Bereitstellung knapper vorhandener bzw. Zubau neuer Kapazität zur Befriedigung ihres Kapazitätsbedarfs), den die Anlagenbetreiber erhalten, sachgerecht.

Die Verordnung regelt die Bedingungen für einen diskriminierungsfreien Netzzugang auf der Basis von nur zwei Verträgen und gewährleistet, dass vorhandene Kapazitäten marktorientiert bewirtschaftet werden. Im Ergebnis werden die Rahmenbedingungen für einen wettbewerblich orientierten nationalen Gasmarkt sowie einen funktionierenden europäischen Binnenmarkt deutlich verbessert. Gleichzeitig wird Belangen der Versorgungssicherheit angemessen Rechnung getragen.

Zusätzliche Kosten für die Verteilnetzbetreiber sind nicht erkennbar. Bei den Gasfernleitungsnetzbetreibern könnte die Einführung von Rückkaufverfahren gegebenenfalls zu höheren Kosten führen. Dies gilt jedoch nur, soweit diese Verfahren aufgrund einer autonomen Entscheidung der Gasfernleitungsnetzbetreiber auch tatsächlich eingeführt werden. Vor dem Hintergrund, dass es sich bei der Einführung von solchen Verfahren um eine freiwillige unternehmerische Entscheidung handelt, können weder das Ob der Kostenentstehung noch die Höhe entstehender Kosten quantifiziert werden. In diesem Zusammenhang, aber auch generell bei der Bewertung eventuell beim Netzbetreiber entstehender Kosten, ist zu berücksichtigen, dass den Fernleitungsnetzbetreibern entstehenden Kosten auch entsprechende Erlöse aus genehmigten und regulierten Netzentgelten gegenüberstehen, mit denen die Kosten gedeckt werden.

II. Finanzielle Auswirkungen

Es sind keine Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte erkennbar.

In Folge der Ordnungsregelungen ist von einem besser funktionierendem Wettbewerb auf den Gasmärkten auszugehen, der preisdämpfende Wirkungen auf die von den Verbrauchern (Industrie- und Haushaltskunden) zu zahlenden Gaspreise haben kann. Daneben werden durch die optimierte Bewirtschaftung vorhandener Kapazitäten volkswirtschaftlich unnötige Investitionskosten aufgrund eines nicht erforderlichen Kapazitätsausbaus vermieden. Der Umfang möglicher Veränderungen von Einzelpreisen kann nicht quantifiziert werden. Bei zunehmendem Wettbewerb kann jedoch grundsätzlich von einem geringeren Anstieg bzw. einem Sinken der Preise ausgegangen werden.

In Deutschland gibt es etwa 700 - mittelständische und nicht mittelständische - Gasnetzbetreiber, die in unterschiedlichem Umfang von den Regelungen betroffen sind. Alle Gasnetzbetreiber sind

in einem regulierten Umfeld tätig, da es sich bei den Netzen um ein natürliches Monopol handelt. Kosten, die in diesem Zusammenhang entstehen, können von den Netzbetreibern, soweit die Kosten effizient sind, grundsätzlich auf die Netzentgelte umgelegt werden.

III. Bürokratiekosten

Die vorliegende Verordnung enthält neue Informationspflichten, solche, die bereits Bestandteil der derzeit geltenden Verordnung sind, sowie Informationspflichten, die bereits aufgrund anderer gesetzlicher Regelungen in die Bürokratiekostenmessung eingeflossen sind. Des Weiteren fallen Informationspflichten nach der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung weg.

Die Unternehmen der Gaswirtschaft haben bereits in Erfüllung der Informationspflichten nach der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung die IT-technischen Voraussetzungen geschaffen. Dadurch ist es möglich geworden, die Informationspflichten durch elektronischen Datenaustausch unter den Unternehmen sowie mit den Regulierungsbehörden abzuwickeln. Dies trägt zu einer erheblichen Vereinfachung der Informationsverfahren und zu einer Reduzierung der dennoch anfallenden Bürokratiekosten bei.

Durch die neuen Informationspflichten entstehen der Wirtschaft zum Teil einmalig Kosten wie z.B. bei der Registrierungspflicht nach § 6 Absatz 1 oder für die Anpassung der IT-Software. In diesen Fällen entstehen zu einem bestimmten Zeitpunkt zwar höhere Kosten, die aber später nicht mehr anfallen. Andere Informationspflichten sind einmal im Jahr zu erbringen. Die neu eingeführten Informationspflichten sind erforderlich, um das Ziel der Verordnung - funktionierenden Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Märkten durch diskriminierungsfreien und marktorientierten Netzzugang - zu erreichen.

Es werden keine Informationspflichten für die Bürgerinnen und Bürger neu eingeführt.

Drei Informationspflichten sind an die Verwaltung (Regulierungsbehörde) gerichtet. Eine Abschätzung der Bürokratiekosten ist nicht möglich.

Im Rahmen der Ex-ante-Schätzung werden für die Wirtschaft Bürokratiekostenbelastungen von jährlich 753 747,00 € sowie einmalig 1 271 218,00 € erwartet. Durch das Außerkrafttreten der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung entfallen jährliche Bürokratiekosten in Höhe von insgesamt 742.094,00 €. Davon sind 635.648,00 € für Informationspflichten, die Grundlage für

inhaltliche Änderungen von Informationspflichten im Rahmen des vorliegenden Verordnungstextes sind. Diese Informationspflichten wurden unter Berücksichtigung des bisherigen Standes neu berechnet. Tatsächlich entlastet wird die Wirtschaft von jährlichen Bürokratiekosten in Höhe von 106.446,00 € für Informationspflichten, weil diese nicht in den vorliegenden Verordnungstext aufgenommen wurden. Einzelheiten zu den Informationspflichten und den geschätzten Bürokratiekosten können der Anlage 1 entnommen werden.

B. Zu den einzelnen Vorschriften

Artikel 1

Zu § 1

Die Vorschrift regelt den Anwendungsbereich der Verordnung und bestimmt, dass die Vorschriften der Verordnung gegenüber dem Wettbewerbsrecht abschließend im Sinne des § 111 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes sind.

Zu § 2

Die Vorschrift definiert für den Gasnetzzugang im Sinne der Verordnung zentrale Begriffe. Im Übrigen gelten die im Energiewirtschaftsgesetz verwendeten Definitionen.

Nummer 1 bestimmt den Begriff der Allokation als Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis. Damit wird der Allokationsbegriff von einem technischen Verständnis der physischen Zuordnung von Gasmengen zu Transportkunden zu einem kaufmännischen Verständnis der Zuordnung von Ein- und Ausspeisungen zur Bilanz eines Transportkunden weiter entwickelt. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Bilanzierungsregeln und des dort geltenden Grundsatzes „allokiert wie nominiert“ von Bedeutung. Nach diesem Grundsatz sind die vom Transportkunden nominierten Gasmengen ausschlaggebend für die Bilanzierung und die Abrechnung des Bilanzsaldos zwischen Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem. Dies gilt entsprechend für die von Standardlastprofilkunden entnommenen Gasmengen. Auch bei diesen sind die Werte des für die jeweilige Verbrauchsgruppe angewendeten Profils bilanzrelevant und nicht die von den in der Verbrauchsgruppe zusammengefassten Letztverbrauchern tatsächlich entnommenen Mengen. Bei Letztverbrauchern mit einer registrierenden Leistungsmessung werden entsprechend dem Grundsatz „allokiert wie nominiert“ die tatsächlich gemessenen Werte in die Bilanz eingestellt, eine zeitaufwändige Korrektur des Messergebnisses um Brennwertschwankungen wird damit – anders als in der Vergangenheit - entbehrlich. Somit ist die tatsächliche Einspeisung bzw. Entnahme eines

Transportkunden in bzw. aus dem Gasnetz für den Prozess der Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis zunächst nicht von Bedeutung. Für den Vorgang der Bilanzierung ist allein die Allokation der Mengen des jeweiligen Transportkunden ausschlaggebend.

Nummer 2 enthält eine inhaltliche Bestimmung des Begriffs der Ausgleichsenergie. Die Begriffsbestimmung verdeutlicht den inhaltlichen Unterschied zwischen Ausgleichs- und Regelenenergie. Anders als Regelenenergie ist Ausgleichsenergie die rechnerisch erforderliche Energiemenge, die benötigt wird, um Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen zu saldieren. Die Durchführung eines physikalischen Gastransportes ist hierfür nicht zwingend erforderlich.

Nummer 3 definiert den Begriff der Ausspeiseleistung als die Leistung, die vom Netzbetreiber maximal an einem Ausspeisepunkt vorzuhalten ist. Diese muss in Energieeinheiten angegeben werden. Die Beschränkung der Definition auf Energieeinheiten berücksichtigt, dass es bereits Praxis ist, diese Leistung in Energieeinheiten anzugeben, sowie den Umstand, dass der Transportkunde die Ausspeiseleistung in Volumeneinheiten aufgrund von Brennwertschwankungen nicht für jeden Zeitpunkt der Belieferung konkret angeben kann. Dem gegenüber ist dem Netzbetreiber jedoch bekannt, welcher Brennwert im Netz vorherrscht. Er ist daher besser als der Transportkunde in der Lage, das zur Durchführung des Transports jeweils erforderliche Transportvolumen zu ermitteln. Die Möglichkeit, Energieeinheiten zu verwenden, vermeidet zudem, dass Transportkunden bei ihren Kapazitätsberechnungen den niedrigsten technisch zulässigen Brennwert im Netz zugrunde legen und dadurch Kapazitäten über das tatsächlich erforderliche Maß hinaus blockiert werden. Bereits die Beschränkung der Definition auf Energieeinheiten könnte dazu führen, dass Kapazitäten in etwas größerem Umfang als bisher als verfügbar ausgewiesen werden können.

Nummer 4 übernimmt die entsprechende Nummer der Gasnetzzugangsverordnung von 2005 (im Folgenden GasNZV a. F.) und ergänzt diese um den Zweck, Handelstransaktionen zu ermöglichen. Die Erweiterung der Definition um die Handelsdimension trägt der Ausgestaltung des Zweivertragsmodells Rechnung, in dem der Gashandel an einem Virtuellen Handelspunkt erfolgt, der Bestandteil jedes Bilanzkreises ist. Gashandel erfolgt daher konsequenterweise durch Übertragung von Gasmengen am Virtuellen Handelspunkt aus einem Bilanzkreis in einen anderen Bilanzkreis.

Die Nummern 5 bis 7 übernehmen die entsprechenden Ziffern der GasNZV a. F.. In diesem Zusammenhang ist die Definition in Ziffer 5 angepasst worden, da aufgrund des neuen Bilanzierungssystems der Bilanzkreisverantwortliche nicht mehr gegenüber dem Netzbetreiber, sondern dem Marktgebietsverantwortlichen verantwortlich ist.

Nummer 8 entspricht der entsprechenden Definition in § 30 GasNZV a. F., ist jedoch nach vorne verschoben worden, da sich auch in den übrigen Teilen der Verordnung für Biogaseinspeiser relevante Vorschriften befinden.

Nummer 9 definiert entsprechend zu Nummer 3 den Begriff der Einspeiseleistung.

Nummer 10 definiert den Begriff des Marktgebiets und entspricht dem in der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur und in der Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber erprobten und verwendeten Verständnis. Dabei ist unerheblich, ob es sich bei den jeweiligen Netzen um einander gleichgelagerte oder nachgelagerte Netze handelt. Damit wird klargestellt, dass Marktgebiete auf Ebene der Fernleitungsnetzbetreiber grundsätzlich auch über Eigentumsgrenzen hinausgehen können und sollen.

Nummer 11 konkretisiert den Begriff des Marktgebietsverantwortlichen, der u. a. mit Blick auf die Bilanzierungsvorschriften eine koordinierende Rolle im Netzzugangssystem erhält. Zwar wird in der Regel einer der marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber gleichzeitig der Marktgebietsverantwortliche sein, doch ist dies nicht zwingend. Insbesondere vor dem Hintergrund von Marktgebietszusammenlegungen über Eigentumsgrenzen hinweg, kann nicht ausgeschlossen werden, dass die betroffenen marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber gesellschaftsrechtliche Konstruktionen wählen, denen die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen übertragen werden. Grundsätzlich denkbar ist auch eine Übertragung von Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen auf externe Dritte, die dann als externe Dienstleistende tätig werden. Auch die Marktgebietsverantwortlichen eines anderen Marktgebietes können solche externe Dritte sein.

Nummer 12 definiert den Begriff der Regelenenergie. Dem Einsatz von Regelenenergie liegt – anders als dem Einsatz von Ausgleichsenergie - in der Regel ein tatsächliches Einwirken auf die physikalisch im Netz vorhandenen Gasmengen zu Grunde (z.B. durch Entnahme oder durch zusätzliche Einspeisungen). In Betracht kommen hierbei insbesondere der Einsatz

gegebenenfalls im Marktgebiet vorhandener netzzugehöriger Speicher sowie der Bezug oder die Abgabe von Gasmengen aus oder in ein angrenzendes Netz als sog. interne Regelenergie. Zudem können Dritte, die nicht dem Netzbereich zuzuordnen sind, Gas bereitstellen oder übernehmen. Diese Form der Regelenergie wird als externe Regelenergie bezeichnet. Die Bereitstellung oder Übernahme von Gas für die Anwendung kapazitätserhöhender Maßnahmen (Lastflusszusagen, Kapazitätsrückkauf) fallen nicht unter den Begriff der Regelenergie, da sie von ihrem Zweck her dazu dienen, die frei zuordenbaren festen Kapazitäten zu maximieren.

Nummer 13 entspricht der bisherigen Nummer 13 in der GasNZV.

Nummer 14 definiert den Begriff der verfügbaren Kapazität. Der Regelungsgehalt entspricht dabei der bisherigen Definition der freien Kapazität in Ziffer 9 der GasNZV a. F..

Nummer 15 definiert den Begriff des Virtuellen Handelspunktes, eines zentralen Bestandteils des Zweivertragsmodells. Der Virtuelle Handelspunkt kann im Marktgebiet des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers räumlich nicht lokalisiert werden und entspricht daher keinem physischen Punkt im Netz. Der Virtuelle Handelspunkt ist jedoch in jedem Fall als Teil des jeweiligen Gasfernleitungsnetzes anzusehen, da an ihm das Gas nach der Einspeisung ins Gasnetz zur Ausspeisung beim Letztverbraucher bereitgestellt und dort abgeholt wird. Der Virtuelle Handelspunkt ist zudem Bestandteil jedes Bilanzkreises, um die Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen zu ermöglichen. Transportkunden können so Gas untereinander austauschen und somit Gashandel betreiben. Für die Belebung des Wettbewerbs ist es unverzichtbare Voraussetzung, dass dieser Gasaustausch in massengeschäftstauglicher Weise erfolgen kann.

Nummer 16 entspricht im Wesentlichen der bisherigen Nummer 15 der GasNZV a. F., konkretisiert die Definition jedoch, indem auf bundeseinheitliche gesetzliche Feiertage abgestellt wird. Damit wird eine reibungslose Abwicklung des Gasnetzzugangs auch für den Fall gewährleistet, dass aufgrund divergierender landesrechtlicher Feiertagsregelungen in einzelnen Bundesländern gesetzlicher Feiertag, in anderen jedoch Werktag im Sinne der Definition ist.

Zu § 3

Die Vorschrift konkretisiert das in § 20 Absatz 1b Energiewirtschaftsgesetz enthaltene Recht auf Zugang zu den Gasversorgungsnetzen. Danach sind für den eigentlichen Netzzugang an sich

grundsätzlich nur noch zwei Verträge, nämlich ein Ein- und ein Ausspeisevertrag abzuschließen. Darüber hinaus wird zur Abwicklung des Gasnetzzugangs ein Bilanzkreisvertrag benötigt, der die Rechte und Pflichten der Vertragspartner mit Blick auf die Saldierung und anschließende Abrechnung von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen eines Transportkunden regelt. Für den Fall, dass einzelne Marktakteure ausschließlich als Händler am Virtuellen Punkt aktiv sein möchten, ist es für diese Marktteilnehmer ausreichend, aber auch mindestens erforderlich, einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen. Hintergrund ist, dass ein Gastransport durch Nominierungsvorgänge in Bilanzkreisen (Ein- und Ausspeisen von Gasmengen) kaufmännisch abgewickelt wird.

Absatz 1 gibt den Transportkunden einen Anspruch auf Abschluss der erforderlichen Verträge zur Durchführung eines Gastransports. Gleichzeitig wird klargestellt, dass auch seitens der Transportkunden die Verpflichtung besteht, einen Ein- oder Ausspeisevertrag abzuschließen. Anspruchsgegner sind der Einspeise- bzw. Ausspeisenetzbetreiber sowie der Marktgebietsverantwortliche. Satz 2 verpflichtet Transportkunden auch dann zum Abschluss eines Bilanzkreisvertrages, wenn sie nicht beabsichtigen, im Marktgebiet Gas physisch ein- oder auszuspeisen. Adressat dieser Regelung sind daher die Marktteilnehmer, die reine Händlerfunktionen am Virtuellen Handelpunkt wahrnehmen. Satz 3 verpflichtet die Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber dem jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen, mit diesem Bilanzkreisverträge abzuschließen.

Absatz 2 Satz 1 verpflichtet Marktgebietsverantwortliche, Bilanzkreisverantwortlichen einen standardisierten Bilanzkreisvertrag anzubieten, und komplettiert damit den entsprechenden Anspruch der Bilanzkreisverantwortlichen gegen die Marktgebietsverantwortlichen nach Absatz 1 Satz 3. Die Verpflichtung der Marktgebietsverantwortlichen sowie die Kombination mit einem entsprechenden Anspruch der Bilanzkreisverantwortlichen sind erforderlich, um einen diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz zu ermöglichen. Satz 2 enthält Vorgaben zu den Inhalten, die im Bilanzkreisvertrag zu regeln sind.

Absatz 3 verpflichtet Fernleitungsnetzbetreiber, für den Gastransport standardisierte Ein- oder Ausspeiseverträge anzubieten, die grundsätzlich frei zuordenbare Kapazitätsrechte an ihren Ein- oder Ausspeisepunkten in einem Marktgebiet begründen. Satz 2 konkretisiert, in welchem Umfang Ein- oder Ausspeiseverträge zur Netznutzung berechtigen. Es ist sachlogisch

selbstverständliche Konsequenz, dass den Fernleitungsnetzbetreiber Pflichten treffen, die in ihrem Inhalt mit der Berechtigung nach Satz 2 korrespondieren.

Absatz 4 Satz 1 verpflichtet Betreiber von örtlichen Verteilnetzen, standardisierte Lieferantenrahmenverträge zu entwickeln und gegenüber den Transportkunden anzuwenden. Die Vorschrift stellt zudem klar, dass der Zugang von Transportkunden zu örtlichen Verteilnetzen grundsätzlich auf der Basis eines Lieferantenrahmenvertrages erfolgt und es sich beim Lieferantenrahmenvertrag ebenfalls um eine Art des Ausspeisevertrages handelt.

Satz 2 konkretisiert den Inhalt eines Lieferantenrahmenvertrages und in welchem Umfang der Transportkunde zur Netznutzung berechtigt wird. Der Lieferantenrahmenvertrag hat grundsätzlich den gleichen Regelungsgehalt wie ein Ausspeisevertrag aus einem Fernleitungsnetz.

Absatz 5 verpflichtet Ein- und Ausspeisenetzbetreiber, ihren Verträgen allgemeine Geschäftsbedingungen zu Grunde zu legen, die mindestens den Anforderungen des § 4 entsprechen. Damit soll es insbesondere neuen Marktteilnehmern erleichtert werden, die Vertragsbedingungen zu vergleichen und das mit einer Kundenbelieferung verbundene wirtschaftliche und rechtliche Risiko abzuschätzen.

Absatz 6 verpflichtet Netzbetreiber, Verträge und Geschäftsbedingungen so auszugestalten, dass für alle Biogaseinspeiser ein effizienter, diskriminierungsfreier und transparenter Netzzugang möglich wird. Die Regelung gewährleistet, dass alle Einspeiser – unabhängig von ihrer Größe und Marktposition – gleich behandelt werden.

Zu § 4

Die Vorschrift benennt Mindestanforderungen an die allgemeinen Geschäftsbedingungen, die Netzbetreiber in ihren Verträgen zugrunde zu legen haben. Ziel ist, einen vergleichbaren Mindestinhalt der Verträge zu gewährleisten, der dazu führt, dass für den Netzzugang wesentliche Elemente im Verhältnis Netzbetreiber und Transportkunde vertraglich geregelt werden. Insbesondere müssen Angaben zu Kündigungsrechten und zum Umgang mit Daten, die im Rahmen des Ein- oder Ausspeisevertrages (Absatz 1 Satz 1 Nummer 9 und 10) oder des Bilanzkreisvertrages (Absatz 2 Nummer 6 und 7) übermittelt wurden, enthalten sein. Absatz 1 Satz 1 Nummer 9 und Absatz 2 Nummer 6 umfassen dabei ordentliche wie außerordentliche Kündigungsrechte im Rahmen des nach allgemeinem Zivilrecht Zulässigen und abhängig von

der Ausgestaltung des konkreten Vertragstyps. Aufgrund von Absatz 1 Satz 1 Nummer 10 und Absatz 2 Nummer 7 sind in die Verträge Angaben zum Umgang mit Daten des Transportkunden bzw. des Bilanzkreisverantwortlichen aufzunehmen. Dies sollten insbesondere Vertragsbestimmung dazu sein, ob und unter welchen Voraussetzungen Daten an Dritte weitergegeben werden dürfen. Durch die Vorgabe von Mindestanforderungen an die Geschäftsbedingungen wird gewährleistet, dass die Verträge der verschiedenen Netzbetreiber miteinander vergleichbar sind. Die Vorschrift ist daher ein weiterer Baustein zur Erleichterung von Wettbewerbsangeboten auf dem Gasmarkt.

Die Regelung differenziert in Absatz 1 und 2 zwischen Ein- und Ausspeiseverträgen einerseits und Bilanzkreisverträgen andererseits. Diese Trennung ist erforderlich, da die Verträge jeweils zwischen unterschiedlichen Vertragspartnern abgeschlossen werden. Ein- und Ausspeiseverträge kommen zwischen Transportkunde und Netzbetreiber zustande, während Bilanzkreisverträge zwischen Bilanzkreisverantwortlichem und Marktgebietsverantwortlichem abgeschlossen werden. Zudem wird durch die differenzierte Regelung und die Vorgabe unterschiedlicher Mindestanforderungen auch abgebildet, dass ein Bilanzkreisvertrag immer abgeschlossen werden muss. Ein- und Ausspeiseverträge sind dem gegenüber jedoch nur erforderlich, wenn auch ein physischer Gastransport durchgeführt werden soll.

Zu § 5

Die Vorschrift bestimmt, dass die Haftungsregelung der Niederdruckanschlussverordnung, die eine Haftungsregelung im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher enthält, auch für das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Lieferant gilt. Damit wird vermieden, dass derselbe Sachverhalt im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher anders behandelt wird als im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Lieferanten.

Zu § 6

Absatz 1 der Vorschrift regelt, dass sich Transportkunden beim Netzbetreiber registrieren müssen, und benennt abschließend die Angaben, die der Netzbetreiber vom Transportkunden fordern darf.

Absatz 2 der Vorschrift regelt, dass sich Bilanzkreisverantwortliche beim Marktgebietsverantwortlichen registrieren müssen und benennt abschließend die Angaben, die der Marktgebietsverantwortliche vom Bilanzkreisverantwortlichen fordern darf. Die

Registrierung ist erforderlich, um einen reibungslosen Ablauf der, weit überwiegend elektronisch, erfolgenden Kommunikation zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen und erforderlichenfalls die Durchführung im Geschäftsverkehr vor Aufnahme einer Geschäftsbeziehung üblicher Abwicklungsschritte zu gewährleisten. Zudem wird durch die Registrierung gewährleistet, dass für beide Vertragsparteien eindeutig ist, wer Ansprechpartner für die jeweils andere Partei ist. Um unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden, wird ebenfalls geregelt, dass eine Registrierung beim Marktgebietsverantwortlichen nicht erfolgen muss, wenn der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche bereits als Transportkunde bei einem Netzbetreiber in dem jeweiligen Marktgebiet registriert ist.

Zu § 7

Netzkopplungsverträge gewährleisten einen reibungslosen Ablauf des Gastransports und die einwandfreie Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern, indem Rechte und Pflichten klar zwischen den jeweiligen Netzbetreibern verteilt werden.

Absatz 1 Satz 1 verpflichtet die Netzbetreiber zum Abschluss von Netzkopplungsverträgen, damit es nicht aufgrund ungeklärter vertraglicher Verhältnisse zu Störungen beim Gastransport kommt, die letztlich die Sicherheit der Versorgung von Kunden mit Erdgas gefährden könnte. Satz 2 bezweckt den Schutz wirtschaftlich sensibler Daten. Hauptsächlich Begünstigte dieser Regelung sind die Transportkunden, auch wenn diese Vertraulichkeitsanforderungen in Verträgen zwischen Netzbetreibern enthalten sind; berechnete Vertraulichkeitsinteressen der vertragsschließenden Netzbetreiber selbst sind jedoch gleichermaßen geschützt. Satz 3 enthält Mindestangaben, die in allen Verträgen enthalten sein müssen. Die Vorgabe von Mindestangaben gewährleistet eine inhaltliche Standardisierung, die den Abschluss und die Kompatibilität der Netzkopplungsverträge erleichtert.

Absatz 2 verpflichtet die Netzbetreiber, an den Netzkopplungspunkten, d. h., an den physischen Punkten, über die ihr Netz mit dem eines anderen Netzbetreibers verbunden ist, Netzkopplungskonten (in der GasNZV a. F. als Bilanzkonten bezeichnet), einzurichten, um einen unterbrechungsfreien Gastransport auch in Fällen zu gewährleisten, in denen die Abweichungen vom physischen Normalzustand des Netzes u. a. mit Blick auf übliche Flussrichtung und Größe im Netz befindlicher Gasvolumina auftreten. Ziel ist, eine sichere Versorgung der Endkunden mit Gas auch in Situationen zu gewährleisten, die von den üblichen Gegebenheiten im Netz

abweichen. Zudem kann das in den Netzknoten an den Netzkopplungspunkten vorgehaltene Gas innerhalb des Regel- und Ausgleichsenergiesystems einen Beitrag zur Netzstabilität leisten, da es vom Netzbetreiber ohne vorherige Rückfrage beim angrenzenden Netzbetreiber als interne Regelleistung eingesetzt werden kann.

Zu § 8

Absatz 1 Satz 1 gibt Transportkunden einen Anspruch darauf, dass die von ihnen an Einspeisepunkten bereitgestellten Gasmengen transportiert und zur Ausspeisung bereitgestellt werden. Satz 2 trägt der Tatsache Rechnung, dass eine zeitgleiche Bereitstellung genau des eingespeisten Gases am Ausspeisepunkt aufgrund der physikalischen Gegebenheiten (z. B. Fließgeschwindigkeit des Gases) tatsächlich nicht möglich ist, die Gasmengen im Netz als Gesamtheit betrachtet werden und so die physikalische Identität zwischen ein- und ausgespeistem Gas nicht gewahrt werden kann und muss.

Absatz 2 Satz 1 konkretisiert den Grundsatz des Entry-Exit-Systems, nach dem ein Gastransport zwischen Einspeisung und anschließender Ausspeisung ohne Festlegung eines konkreten Transaktionspfades möglich sein muss. Damit erhalten die Transportkunden die Möglichkeit, den Gastransport entsprechend ihren Bedürfnissen zu steuern und das Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung zu handeln. Diese Möglichkeit macht den Gasmarkt erst flexibel. Die Netzbetreiber müssen die freie Zuordenbarkeit bereits bei der Ermittlung der verfügbaren Transportkapazitäten berücksichtigen und erforderlichenfalls kapazitätserhöhende Maßnahmen nach § 9 prüfen und veranlassen. Satz 2 gibt Transportkunden das Recht, Ein- und Ausspeisekapazitäten entsprechend ihren Bedürfnissen getrennt zu buchen. Hierdurch wird gewährleistet, dass die mit einem Entry-Exit-System verbundene Flexibilität vollständig genutzt werden kann. Satz 3 regelt abstrakt, wie Transportkunden Kapazitätsrechte nutzen dürfen. Das Recht zur Nutzung der Netze wird in seinem Umfang durch die Höhe der jeweils gebuchten Kapazitäten begrenzt. In räumlicher Hinsicht beschränkt sich dieser Nutzungsumfang auf das jeweilige Marktgebiet, da die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten über Marktgebietsgrenzen hinweg nicht gegeben ist. Nach Ermittlung der frei zuordenbaren Kapazitäten kann ein Transportkunde davon ausgehen, dass ein Transport, der sich innerhalb der Grenzen der gebuchten Kapazitäten bewegt, grundsätzlich in jedem Fall erfüllbar ist. Satz 3 stellt klar, dass trotz des Grundsatzes der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten, die in § 9 Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 und 3 genannten Beschränkungen im Rahmen der dort gesetzten Voraussetzungen möglich bleiben.

Absatz 3 enthält die Grundprinzipien, nach denen ein Gastransport innerhalb eines Marktgebietes zwischen den Netzbetreibern abgewickelt wird. Entsprechend dem Zweivertragsmodell können Netzkopplungspunkte zwischen Netzbetreibern nicht mehr gebucht werden. Ungeachtet dessen ist es jedoch erforderlich, dass der vorgelagerte Netzbetreiber darüber in Kenntnis gesetzt wird, in welchem Umfang Kapazitäten in seinem Netz von nachgelagerten Netzbetreibern für eine zuverlässige Belieferung von Letztverbrauchern in Anspruch genommen werden. Damit der vorgelagerte Netzbetreiber verlässliche Angaben hierzu erhält, wird der nachgelagerte Netzbetreiber verpflichtet, die entsprechend benötigten Kapazitäten im vorgelagerten Netz intern zu bestellen. Satz 2 stellt klar, dass für die interne Bestellung die §§ 9 Absatz 4 und §§ 10 bis 18 keine Anwendung finden und die Netzkopplungspunkte daher auch nicht separat gebucht werden können.

Absatz 4 regelt die Abwicklung des Netzzugangs zwischen zwei örtlichen Verteilnetzbetreibern für den Fall, dass ein örtliches Verteilnetz dem anderen vorgelagert ist. Er stellt klar, dass die Kapazitätsabwicklung in diesem Fall auf einer anzumeldenden Vorhalteleistung erfolgt.

Absatz 5 sieht die Möglichkeit, die Einhaltung technischer Grenzen vorzugeben, nur für Fälle vor, in denen ein Letztverbraucher einen regelmäßig nicht planbaren, extrem hohen und extrem schwankenden Gasverbrauch hat.

Absatz 6 greift die Verpflichtung der Netzbetreiber gemäß § 20 Absatz 1b Satz 5 EnWG auf, dass Netzbetreiber zur Abwicklung von netzübergreifenden Transporten verbindlich zusammenzuarbeiten haben, und regelt, dass diese Zusammenarbeit entsprechend der bereits gängigen Praxis in einer Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber erfolgen soll. Darin vereinbaren die Netzbetreiber alle notwendigen Einzelheiten ihrer Zusammenarbeit, um den Transportkunden einen einheitlichen, transparenten, diskriminierungsfreien, effizienten und massengeschäftstauglichen Netzzugang zu angemessenen Bedingungen zu ermöglichen.

Zu § 9

Absatz 1 sieht vor, dass Fernleitungsnetzbetreiber die technischen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten ermitteln müssen, bevor eine Buchung durch Transportkunden erfolgen kann.

Absatz 2 Satz 1 und 2 bestimmen, dass die von den Fernleitungsnetzbetreibern in einem Marktgebiet durchgeführte Kapazitätsberechnung auf Grundlage von Lastflusssimulationen nach dem jeweils aktuellen Stand der Technik erfolgen muss. Im Rahmen dieser Lastflusssimulationen werden auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse berücksichtigt. Damit sollen neue Erkenntnisse in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt und gleichzeitig vermieden werden, dass das Gesamtangebot an verfügbaren Kapazitäten aufgrund nicht mehr zeitgemäßer Annahmen oder Methoden verringert wird. Bei der Kapazitätsberechnung sollen insbesondere die historische und für die Zukunft prognostizierte Kapazitätsauslastung, die historische und prognostizierte Nachfrage nach Kapazitäten sowie Gegenströmungen auf Basis der wahrscheinlichen und realistischen Lastflüsse berücksichtigt werden. Damit wird eine „dynamischere“, auf aktuelle Besonderheiten und Entwicklungen im jeweiligen Netz abgestimmte Kapazitätsberechnung ausdrücklich in der Verordnung vorgesehen. Die Berücksichtigung von Auslastung und Nachfrage soll dazu dienen, die Berechnungsparameter oder –methoden für die Kapazitätsberechnung in einer Weise anzupassen, dass Kapazitäten z. B. an dauerhaft stark nachgefragten oder ausgelasteten Punkten – ggf. auch nur für kürzere Zeiträume - im Netz erhöht werden. Die Vorgabe, dass die Annahmen hinsichtlich der Lastflüsse wahrscheinlich und realistisch sein müssen, gewährleistet, dass die bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigten Parameter belastbar sind. Hiermit kann u. a. ineffizienter Netzausbau vermieden werden.

Absatz 2 Satz 3 regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Kapazitätsberechnung zusammen arbeiten sollen. Mit dieser Verpflichtung zur Zusammenarbeit soll sichergestellt werden, dass die Netzinfrastruktur optimal genutzt werden kann. Insbesondere können eventuell vorhandene Synergieeffekte angemessen genutzt werden, die bei einer allein auf das eigene Netz gerichteten Betrachtung eventuell übersehen werden. Damit dies ermöglicht wird, sieht Satz 4 vor, dass sich die Netzbetreiber die erforderlichen Informationen zur Verfügung stellen. Die Vorschrift zielt somit vorrangig auf die Erhöhung der Transparenz der Berechnung, belässt jedoch die Auswahl der anzuwendenden Parameter oder des relevanten Kapazitätsberechnungsmodells dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.

Absatz 3 Satz 1 verpflichtet die Netzbetreiber, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, um eine Belebung des

Wettbewerbs auf den Gasmärkten zu erreichen. Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen haben die Netzbetreiber die in Satz 2 angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die von der geringsten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit bis zur Maßnahme mit der größten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit reicht. Die Nachfrage nach Lastflusszusagen (Satz 2 Nummer 1), die Vorgaben zu Zuordnungsaufgaben (Satz 2 Nummer 2) und der Ausschluss einzelner Punkte von der freien Zuordenbarkeit (Satz 2 Nummer 3) sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren. Hierzu ist es nach Satz 3 auch erforderlich, dass die kapazitätserhöhenden Maßnahmen transparent und diskriminierungsfrei beschafft werden. Satz 4 bestimmt, dass die Maßnahmen des Satz 2 erforderlichenfalls in der dort genannten Reihenfolge vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen sind. Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird. Satz 5 sieht vor diesem Hintergrund auch vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel zusammenarbeiten sollen, kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden.

Absatz 4 sieht für den Fall, dass Fernleitungsnetzbetreiber Verfahren nach § 10 einsetzen wollen, um Zusatzmengen im Sinne des § 10 Absatz 1 auszuweisen, vor, dass die zugrunde gelegte technische Kapazität vor der Anwendung der Verfahren von der Regulierungsbehörde genehmigt wird. Damit wird gewährleistet, dass die technische Kapazität, die als Basisgröße für die Ermittlung der Zusatzmenge dient, entsprechend der Verpflichtung nach Absatz 2 zunächst maximiert wird. Die Genehmigung soll daher einen Missbrauch des Verfahrens nach § 10 vermeiden.

Zu § 10

Absatz 1 gibt Fernleitungsnetzbetreibern zudem die Möglichkeit, Verfahren einzuführen, mit denen sie zusätzliche feste frei zuordenbare kurzfristige Kapazitäten anbieten können, die über die bereits ausgewiesene – und in diesem Fall genehmigte – technische Kapazität hinausgehen. Hierzu können sie unter anderem ein Überbuchungsmodell mit Rückkaufoption für Kapazitäten (sog. „capacity-buy-back“) einführen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass aufgrund statistischer Erkenntnisse grundsätzlich davon ausgegangen werden kann, dass nicht alle Transportkunden ihre gebuchte Kapazität jederzeit in vollem Umfang nutzen. Dieser „statistische Nichtnutzungsgrad“ ist von den Fernleitungsnetzbetreibern abzuschätzen. In diesem Umfang sollen Netzbetreiber berechtigt sein, über die technische Kapazität hinaus gehende Kapazitäten als verfügbar anzubieten. Soweit die Grenze der – mit Blick auf Systemssicherheit und –

Integrität– (noch) zulässigen Kapazitätsüberbuchung erreicht wird, soll der Netzbetreiber die „zuviel“ verkaufte Kapazität in dem notwendigen Umfang zurückkaufen. Die Möglichkeit zum „capacity-buy-back“ findet an dem Punkt ihre Grenze, an dem die Versorgung von Letztverbrauchern mit Gas gefährdet würde.

Absatz 2 enthält ein Bonus-Malus-System, bei dem das finanzielle Risiko, das mit dem Angebot einer Zusatzmenge verbunden ist (Notwendigkeit des Kapazitätsrückkaufs durch den Fernleitungsnetzbetreiber), und der mit dem Angebot einer Zusatzmenge verbundene Nutzen (Ermöglichung zusätzlicher Transporte durch optimale Bewirtschaftung vorhandener Kapazitäten) miteinander ins Verhältnis gesetzt werden. Einerseits wird das von den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangene zusätzliche Risiko honoriert, indem sie einen Teil der Erlöse aus dem Angebot der Zusatzmenge für sich verbuchen dürfen, andererseits wird auch das mit dem Rückkaufssystem verbundene Risiko anteilig von den Fernleitungsnetzbetreibern getragen. Am verbleibenden Risiko werden die Netznutzer über das Regulierungskonto der Anreizregulierungsverordnung beteiligt.

Zu § 11

Absatz 1 benennt die Kapazitätsprodukte, die von Fernleitungsnetzbetreibern mindestens anzubieten sind. Darüber hinaus steht es Fernleitungsnetzbetreibern frei, weitere Kapazitätsprodukte anzubieten, wenn dafür ein Marktbedürfnis besteht. Allerdings befreit dieses Recht die Fernleitungsnetzbetreiber nicht von der in Satz 2 enthaltenen ausdrücklichen Kooperationsverpflichtung bei der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte. Nicht allein die Berechnung der insgesamt verfügbaren technischen Kapazität ist für einen einfachen Gastransport erforderlich, vielmehr sollen auch die an beiden Seiten eines Punktes angebotenen Kapazitätsprodukte – genauso wie die ermittelten technischen Kapazitäten – möglichst umfassend miteinander kompatibel sein, um „Sackgassen“ für den Gastransport zu vermeiden.

Absatz 2 Satz 1 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, buchbare Einspeise- und Ausspeisepunkte in ihren Netzen zu so genannten Ein- oder Ausspeisezonen zusammenzufassen. Die Verpflichtung wird durch die Grenzen der Strömungsmechanik begrenzt. Bei Berechnung und anschließender Ausweisung von Kapazitäten an einzelnen Punkten werden verschiedene Berechnungsszenarien zu Grunde gelegt. Es ist denkbar, dass sich bei der Berechnung der Kapazitäten an einem Punkt zeigt, dass z.B. die Einspeisung an diesem Punkt nicht in allen berücksichtigten Szenarien möglich ist und eine Kapazitätszuweisung damit nicht erfolgen kann.

Soweit dieser Fall an verschiedenen Einspeisepunkten jeweils bei verschiedenen Szenarien eintritt, soll die benötigte Kapazität dennoch zugewiesen werden. Tritt das Szenario ein, in dem die Einspeisung vom Netzbetreiber am gebuchten Punkt nicht mehr gewährleistet werden kann, ist es Aufgabe des Netzbetreibers, die Gasflüsse flexibel anzupassen, um das angestellte Gas über einen anderen Einspeisepunkt in der Einspeisezone in das Netz einzuspeisen. Die Regelung ermöglicht eine flexiblere Nutzung des Gasnetzes und trägt dazu bei, den Umfang verfügbarer technischer Kapazitäten zu erhöhen. Satz 2 enthält eine entsprechende Regelung für die Ausspeisepunkte aus einem Fernleitungsnetz. Satz 3 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, mit dem Ziel zusammenzuarbeiten, die Bildung von Ein- und Ausspeisezonen zu ermöglichen, wenn dieses aufgrund strömungsmechanischer Gegebenheiten zunächst nicht möglich sein sollte. Satz 4 regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin verpflichtet sind, die technischen Kapazitäten zu maximieren.

Zu § 12

Um im Interesse eines funktionierenden Kapazitätsmarktes eine möglichst effiziente Kapazitätsvergabe zu ermöglichen und insbesondere auch neue Marktteilnehmer besser in die Lage zu versetzen, einen Gastransport z. B. mit dem Ziel der Kundenbelieferung durchzuführen, soll die Zahl der „Anlaufstellen“ für eine Kapazitätsbuchung verringert werden. Um einen Transport durchführen zu können, muss der Transportkunde möglichst einfach und unkompliziert Ein- und Ausspeisekapazität buchen können. Bisher muss er dazu im besten Fall – also wenn ein Transport innerhalb eines Marktgebietes auf der Basis von nur zwei Verträgen abgewickelt wird – die Internetseite des Ein- und die Internetseite des Ausspeisenetzbetreibers aufrufen und sich dort jeweils am Kapazitätsvergabeprozess beteiligen. Soweit er dort keine Kapazitäten erwerben kann, kann er in einem nächsten Schritt versuchen, die benötigte Kapazität auf dem Sekundärmarkt zu erhalten. Dieser Vorgang und der damit verbundene Transaktionsaufwand multipliziert sich mit der Zahl der durchquerten Marktgebiete, da er an jeder Marktgebietsgrenze wiederholt werden muss. Von der Zusammenführung des Primärkapazitätenhandels auf einer Primärkapazitätsplattform und einem gemeinsamen Internetauftritt der Primär- und Sekundärhandelsplattformen dürfte vor diesem Hintergrund eine erhebliche Vereinfachung für Transportkunden zu erwarten sein.

Absatz 1 Satz 1 bestimmt daher, dass die Fernleitungsnetzbetreiber eine einheitliche Plattform einzurichten haben, auf der die Netzbetreiber die von ihnen zu vergebende Primärkapazität anbieten (Primärkapazitätsplattform). Satz 2 sieht vor, dass die Kosten für Einrichtung und

Betrieb der Primärkapazitätsplattform auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Die Kosten der Primärkapazitätsplattform, die von den beteiligten Netzbetreibern anteilig zu tragen sind, unterliegen damit auch dem Effizienzerfordernis der Anreizregulierung. Die Primärkapazitätsplattform ist von den Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 1. August 2011 einzurichten, damit gewährleistet ist, dass die Kapazitätsvergabe bereits zum Gaswirtschaftsjahr 2011/2012 über diese Plattform erfolgen kann.

Absatz 2 schreibt vor, den Sekundärhandel mit Transportkapazitäten auf einer einheitlichen Plattform abzuwickeln. Ziel ist, größere Transparenz über die auf dem Sekundärmarkt verfügbaren Kapazitäten zu erhalten und so einen funktionierenden Wettbewerb zu ermöglichen. Vor diesem Hintergrund gibt Satz 1 Transportkunden das Recht, erworbene Kapazitäten an Dritte weiter zu veräußern oder diesen die Kapazitätsrechte zur Nutzung zu überlassen (z. B. Pacht oder Miete). Um einen effektiven und funktionierenden Sekundärmarkt für Transportkapazitäten zu ermöglichen, sieht Satz 2 vor, dass die Veräußerung oder Nutzungsüberlassung der Kapazitäten ausschließlich über eine gemeinsame Handelsplattform erfolgt. Dadurch wird gewährleistet, dass an Sekundärkapazität interessierte Marktteilnehmer einfacher einen vollständigen Überblick über das auf dem Markt vorhandene Kapazitätsangebot erhalten können. Satz 3 verpflichtet die Netzbetreiber, diese Plattform zu betreiben. In diesem Zusammenhang steht es den Netzbetreibern frei, eine bereits bestehende Plattform für die Durchführung des Sekundärhandels zu nutzen. Satz 4 sieht vor, dass die Kosten für Einrichtung und Betrieb auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Die Kosten der Sekundärkapazitätsplattform, die vom jeweiligen Netzbetreiber zu tragen sind, unterliegen damit auch dem Effizienzerfordernis der Anreizregulierung. Satz 5 bestimmt, dass die Entgelte für gehandelte Kapazitäten die ursprünglichen Entgelte nicht wesentlich überschreiten dürfen. Die Vorschrift dient dem Schutz der Transportkunden und letztlich der Gasverbraucher vor spekulativ überhöhten Netzentgelten und soll vermeiden, dass der reine Handel mit Kapazitätsrechten (also ohne dahinter liegendes Transportbedürfnis) zum Nachteil der Netzkunden zum Geschäft wird.

Absatz 3 Satz 1 verpflichtet die Plattformbetreiber, den Kapazitätserwerb zu vereinfachen, indem die Transparenz über Angebote und Nachfragen nach gleichartiger Kapazität erhöht wird. Satz 2 bestimmt, dass der Handelsvorgang vollständig anonym erfolgen muss. Mit dieser Vorgabe wird insbesondere eines der wichtigsten Hemmnisse auf dem Weg zu einem funktionierenden Sekundärmarkt behoben. Bei einem vollständig anonymisierten Ablauf des Handels ist

ausgeschlossen, dass Marktbeteiligte Einblicke in die Geschäftsabläufe des Anbietenden oder Nachfragenden erhalten, die zur Marktmanipulation genutzt werden könnten. Satz 3 bestimmt, dass für eine Teilnahme am Handel auf den Plattformen die Registrierung entweder beim Netzbetreiber oder beim Marktgebietsverantwortlichen ausreicht. Die hiermit eintretende weitere Vereinfachung für Transportkunden soll bewirken, dass sich aus den Anforderungen an der Handelsteilnahme keine weiteren Markteintrittsbarrieren ergeben.

Absatz 4 enthält die Verpflichtung der Betreiber der Primär- und Sekundärkapazitätsplattformen, einen gemeinsamen Internetauftritt einzurichten, der eine einfache, massengeschäftstaugliche Abwicklung des Kapazitätshandels ermöglicht. Wie intensiv diese Zusammenarbeit der Plattformbetreiber zu diesem Zweck ausgestaltet wird, unterliegt der unternehmerischen Entscheidung der Plattformbetreiber. Denkbar ist daher sowohl die Einrichtung eines Online-Portals, in dem Transportkunden über Links jeweils das Angebot der selbstständigen Plattformen erreichen können, als auch eine stärkere Zusammenarbeit der Plattformbetreiber untereinander. Entscheidend ist, dass die gewählte Form der Zusammenarbeit die Vereinfachungsziele des Absatz 3 und 4 erreichen kann.

Zu § 13

Absatz 1 Satz 1 regelt das Verfahren zur Vergabe fester Ein- und Ausspeisekapazitäten.

Grundsätzlich werden feste Ein- und Ausspeisekapazitäten von den Fernleitungsnetzbetreibern über die Primärkapazitätsplattform versteigert. Die Versteigerung verfügbarer Kapazitäten soll erstmalig rechtzeitig vor dem 1. Oktober 2011 (Beginn des Gaswirtschaftsjahres) erfolgen.

Damit wird einerseits eine angemessene Umsetzungsfrist gewährleistet, die erforderlich ist, um die notwendigen Datenverarbeitungssysteme zu schaffen, und gleichzeitig eine möglichst rasche Einführung dieses marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahrens sichergestellt.

Untertägige und unterbrechbare Kapazitäten werden weiterhin nach der zeitlichen Reihenfolge ihre Buchung vergeben. Das bisher maßgebliche Prioritätsprinzip wird damit stark eingeschränkt. Die Vergabe unterbrechbarer und untertägiger Kapazitäten nach dem Prioritätsprinzip ist durch bestehende Unterschiede zwischen untertägigen und unterbrechbaren Kapazitäten einerseits und festen Ein- und Ausspeisekapazitäten andererseits gerechtfertigt. Vor dem Hintergrund fehlender Praktikabilität und um unnötigen Verwaltungsaufwand zu vermeiden, werden untertägige Kapazitäten daher weiter im Wege des Prioritätsprinzips vergeben. Gleiches gilt entsprechend für die Vergabe unterbrechbarer Kapazitäten. Auch hier ist eine Vergabe durch Versteigerungen nicht erforderlich und wäre mit einem unverhältnismäßigen

Aufwand verbunden. Unterbrechbare Kapazitäten können theoretisch in unbegrenztem Umfang vergeben werden, das spezifische Unterbrechungsrisiko steigt jedoch an, je mehr unterbrechbare Kapazitäten bereits vergeben wurden.

Die Versteigerung von Ein- und Ausspeisekapazitäten vermeidet Diskriminierungen, wie sie bei Anwendung eines reinen Prioritätsprinzips z. B. durch Informationsvorsprünge etablierter Transportkunden gegenüber neuen bzw. kleineren Transportkunden entstehen können. So wird im Gegensatz zum Prioritätsprinzip gewährleistet, dass einzelne Transportkunden nicht aufgrund eines Informationsvorsprungs gegenüber anderen Transportkunden bevorzugt werden. Bei einer Auktion der knappen Kapazitäten werden zudem verlässlichere, marktbasiertere Ausbausignale gesetzt, die sich im jeweiligen Kapazitätspreis widerspiegeln.

Absatz 2 berücksichtigt, dass feste Kapazitäten grundsätzlich wirtschaftlich wertvoller sind als unterbrechbare Kapazitäten. Vor diesem Hintergrund können sich Inhaber unterbrechbarer Kapazitäten gemäß Satz 1 an der Versteigerung fester Kapazitäten beteiligen und ihre unterbrechbaren Kapazitäten im Erfolgsfall in feste Kapazitäten umwandeln. Folge einer solchen „Kapazitätsumwandlung“ ist, dass erfolgreichen Inhabern unterbrechbarer Kapazitäten das für die unterbrechbare Kapazität bereits gezahlte Entgelt auf den Preis der in der Auktion erworbenen festen Kapazität angerechnet wird. Eine mehrfache, quasi „doppelte“, Entrichtung des Entgelts zunächst für die unterbrechbare und anschließend für die erworbene feste Kapazität wird damit vermieden; jedenfalls in dem Umfang, in dem die neu erworbene feste Kapazität in ihrem Volumen der bereits beim Kapazitätsinhaber „vorhandenen“ unterbrechbaren Kapazität entspricht. Satz 2 gewährleistet, dass sich das aufgrund der Unterbrechbarkeit bereits vorhandene Transportrisiko für den Inhaber der unterbrechbaren Kapazität nicht dadurch erhöht, dass er an der Auktion teilnimmt.

Absatz 3 stellt klar, dass die Kapazitätsvergabe im Wege der Versteigerung nur an Marktgebietsgrenzen und Grenzen zu Nachbarstaaten erfolgt. Kapazitäten an Ein- oder Ausspeisepunkten von und zu Speichern, Produktions-, Biogas- und LNG-Anlagen sowie an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern werden daher weiterhin in der zeitlichen Reihenfolge der jeweiligen Anfragen vergeben, d.h. vom entsprechenden Anfragenden gebucht. Diese Kapazitäten können auch durch den Betreiber der angeschlossenen Anlage bzw. vom angeschlossenen Letztverbraucher gebucht werden. Damit wird eine Regelung geschaffen, die mit den Vorgaben zur Kapazitätsreservierung in § 38 kohärent ist und gleichzeitig vertragliche

Engpässe an den betreffenden Punkten vermeidet. Um Letztverbrauchern die Abwicklung zu erleichtern, können Letztverbraucher ihr Buchungsrecht an den sie versorgenden Transportkunden übertragen. Dieser erwirbt dann im eigenen Namen Kapazitätsrechte und übernimmt die entsprechende Vertragsabwicklung. Entsprechendes gilt für Betreiber von Speicher-, LNG- oder Produktionsanlagen.

Absatz 4 stellt sicher, dass die Versteigerungserlöse dazu genutzt werden, zusätzliche Kapazitäten zu schaffen, die für den Gastransport zur Verfügung stehen können. Die Vorschrift vermeidet zudem, dass durch die Versteigerungen aufgrund eines steigenden Kapazitätspreises zwar zusätzliche Erlöse für den Netzbetreiber generiert werden, diese jedoch nicht im Netz „zugunsten“ der Transportkunden und Letztverbraucher verwendet werden. Die Vorschrift gibt zudem eine Reihenfolge der Verwendung dieser Versteigerungserlöse vor; sie sind vorrangig für die Beseitigung dauerhafter Engpässe zu verwenden, um das Ziel einer ausreichenden Kapazitätsverfügbarkeit zu erreichen. Dieser Vorrang ist zudem sachlogische Konsequenz aus der Kapazitätsversteigerung im Engpassfall. Marktsignale aus einer Versteigerung können nur dann ihren Zweck erfüllen, wenn entsprechend den Marktsignalen gehandelt wird. Sätze 3 bis 5 enthalten Dokumentations- und Mitteilungspflichten für die Fernleitungsnetzbetreiber, deren Ziel es ist, diskriminierendes Verhalten sowie eine nicht bedarfsgerechte Kapazitätsschaffung zu vermeiden.

Zu § 14

Gasversorgungsunternehmen, die Gas transportieren wollen, benötigen Zugang zu entsprechenden Transportkapazitäten im Gasnetz. Diese sind jedoch, wie der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2009 feststellt, nahezu vollständig und langfristig ausgebucht (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur S. 150-152). Im selben Zeitraum bestand zudem eine deutliche Nachfrage nach Kapazitäten im Netz, wie sich an der hohen Zahl der Netzzugangsverweigerungen (223 im Gaswirtschaftsjahr 2007/2008) zeigt (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur S. 153). Die Abfrage zum Monitoring 2009 zeigt zudem, dass die existierenden vertraglichen Engpässe kein vorübergehendes Phänomen sind, sondern über mehrere Jahre in die Zukunft Kapazitäten nicht im benötigten Umfang zur Verfügung stehen (Monitoringbericht der Bundesnetzagentur S. 153/154, insbes. Abb. 65). Neue Anbieter konnten daher weder mittel- noch langfristig die für einen dauerhaften Markteintritt benötigten festen Kapazitätsrechte erwerben.

Die Vorschrift legt daher bestimmte Laufzeitgrenzen fest, bis zu denen prozentuale Anteile der technischen Jahreskapazität eines Grenzübergangspunktes oder Punktes an den Grenzen zu Marktgebieten gebucht werden können. Die Vorschrift trifft eine Infrastrukturregelung, die sich auf die jeweiligen Punkte bezieht. Die vorgegebenen Grenzen sind daher für jeden einzelnen Grenzübergangspunkt oder Punkt an der Grenze zu Marktgebieten anzuwenden, so dass für jeden dieser Punkte konkret die entsprechenden Grenzen gelten.

Die Festlegung, dass höchstens 65 Prozent der technischen Jahreskapazität eines Grenzübergangspunktes oder Marktübertrittspunktes für mehr als 4 Jahre gebucht werden können, könnte Auswirkungen auf die Eigentums- und die Berufsfreiheit der betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber haben. Aufgrund der Bestimmungen in dieser Vorschrift ist es den betroffenen Fernleitungsnetzbetreibern zukünftig grundsätzlich nicht mehr möglich, die technische Jahreskapazität vollständig, also zu 100 Prozent langfristig, d.h. für mehr als vier Jahre, interessierten Transportkunden zur Verfügung zu stellen.

Eventuell eintretende Beeinträchtigungen der Eigentumsfreiheit (Art. 14 GG) oder der Berufsfreiheit (Art. 12 GG) werden jedoch durch erhebliche Gemeinwohlinteressen an funktionierendem Wettbewerb auf den Märkten, die dem Netz vor- bzw. nachgelagert sind (Import von und Versorgung mit Gas), gerechtfertigt.

Fernleitungsnetzbetreiber sind in der Regel Eigentümer oder Pächter der Fernleitungsnetze und damit Inhaber vermögenswerter Rechte an den Pipelines, die es ihnen erlauben, die eingeräumten Rechte eigenverantwortlich zu nutzen. Mit der vorgenommenen Begrenzung des Anteils lang-, mittel- und kurzfristig buchbarer Kapazitäten werden die inhaltlichen Schranken bestimmt, innerhalb derer die Fernleitungsnetzbetreiber von ihren Rechten Gebrauch machen dürfen. Die vorgenommene Beschränkung ist geeignet, erforderlich und zumutbar, um das verfolgte Ziel zu erreichen.

Durch die Beschränkung des Anteils langfristig buchbarer Kapazitäten auf einen festgelegten Prozentsatz der technischen Kapazität und die Staffelung zulässiger Vertragslaufzeiten (2- 4 Jahre bzw. bis 2 Jahre einschließlich) für den übersteigenden Kapazitätsanteil wird in regelmäßigen Abständen der Wettbewerb um den Erwerb dieser Kapazitätsrechte eröffnet und neuen Wettbewerbern die Möglichkeit zum Markteintritt gegeben. Es ist zu erwarten, dass sich die Zahl der Anbieter auf dem Gasmarkt und damit der Wettbewerb erhöht, da ein dauerhafter

Markteintritt Zugang zu Kapazitätsrechten erfordert. Die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils ist daher geeignet, das verfolgte Ziel - funktionierenden Wettbewerb auf den dem Netz vor- und nachgelagerten Märkten - zu erreichen.

Die vorgenommene Begrenzung ist erforderlich, um den Wettbewerb um Kapazitäten zu beleben. Blicke es wie bisher möglich, Kapazität zu 100 Prozent langfristig zu vermarkten, würden die Voraussetzungen für funktionierenden Wettbewerb nicht in gleicher Weise erreicht werden können wie bei einer prozentualen Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils. Blicke der Status quo erhalten, so könnten neue Marktteilnehmer jeweils erst nach sehr langen Zeiträumen (z. T. 15 bis 20 Jahre) benötigte Kapazitätsrechte erwerben. Es handelt sich hier nicht um ein vorübergehendes Phänomen, sondern um ein systemimmanentes Merkmal, wenn Kapazitätsrechte vollständig langfristig gebucht werden könnten. Die gegenwärtige Situation würde daher unverändert fortbestehen und auch zukünftig neuen Marktteilnehmern den Marktzutritt erheblich erschweren. Weder Wettbewerbsvoraussetzungen noch Liquidität auf dem Gasmarkt würden verbessert.

Die vorgenommene Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils ist zumutbar. Die Reduzierung des Anteils langfristig buchbarer Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten macht mittel- und kurzfristige Kapazitäten in regelmäßigen Abständen verfügbar und eröffnet den Wettbewerb um diese Kapazitäten zwischen den jeweils auf dem Gasmarkt tätigen Wettbewerbern. Dem gegenüber wird den Fernleitungsnetzbetreibern die Möglichkeit zur Kapazitätsvermarktung nicht genommen, sie müssen jedoch regelmäßig einen bestimmten Anteil dieser Kapazitäten erneut aktiv vermarkten und somit letztlich unternehmerisch tätig werden. Damit werden im Netzbereich, der ein natürliches Monopol darstellt, Bedingungen wie in funktionierenden Wettbewerbsmärkten geschaffen, da unternehmerisches Handeln von den Netzbetreibern erwartet werden kann. Werden daher die Eigentumsinteressen der Fernleitungsnetzbetreiber einerseits und die mit der Regelung verfolgten Ziele (funktionierende, flächendeckend wettbewerbliche Organisation des Gasmarktes) sowie die daran anknüpfenden volkswirtschaftlichen Vorteile für die Verbraucher (sinkendes Preisniveau durch zunehmenden Wettbewerb und größere Anbietervielfalt) miteinander ins Verhältnis gesetzt, sind die vorgenommenen Einschränkungen als zumutbar und verhältnismäßig anzusehen.

Auch soweit die Berufsfreiheit der Fernleitungsnetzbetreiber betroffen sein könnte, weil Vorgaben gemacht werden, für welche Zeiträume Kapazitäten vermarktet werden dürfen, ist

diese Einschränkung gerechtfertigt. Da neuen Anbietern der Zutritt zu den Gasmärkten eröffnet wird, werden die Voraussetzungen für funktionierenden Wettbewerb verbessert.

Funktionierender Wettbewerb bewirkt, dass Verbraucher für ein Produkt oder eine Ware (z. B. Erdgas) faire Preise zahlen, mit denen keine Monopolrenditen erzielt werden. Vor diesem Hintergrund stellt funktionierender Wettbewerb ein wesentliches Gemeinwohlinteresse dar, das die Beeinträchtigung der Berufsfreiheit der Fernleitungsnetzbetreiber rechtfertigt.

Die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils ist zumutbar, da die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin die Kapazitäten vermarkten dürfen. Es wird von ihnen lediglich erwartet, regelmäßig den Wettbewerb um einen Teil dieser Kapazitäten zu ermöglichen. Dieses von den Fernleitungsnetzbetreibern verlangte unternehmerische Verhalten unterscheidet sich nicht vom Verhalten solcher Unternehmen, die auf wettbewerblichen Märkten aktiv sind. Da es sich bei den Netzen um ein natürliches Monopol handelt, muss dieses - auf anderen Märkten übliche - Verhalten durch regulatorische Vorgaben herbeigeführt werden.

Mit Blick auf die gegenwärtigen Inhaber der Kapazitätsnutzungsrechte kommt eine Beeinträchtigung des Eigentumsrechts oder der Berufsfreiheit nicht in Betracht. Zwar kann hinsichtlich vertraglicher Nutzungsrechte sowie der Art und der Umstände der Berufsausübung (z. B. Import von Gas) grundsätzlich Vertrauensschutz dahingehend bestehen, dass bestimmte Rahmenbedingungen erhalten bleiben. Das Vertrauen darauf, dass eine bestimmte Gesetzeslage, z. B. die Zulässigkeit, 100 Prozent der vorhandenen Kapazität langfristig zu buchen, stets unverändert bleibt, ist jedoch nicht schutzwürdig. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass es sich bei den Fernleitungsnetzen um eine sog. „essential facility“ handelt; der Zugang zu dieser Infrastruktur also erforderlich ist, um überhaupt in den Markt eintreten zu können, und die Infrastruktur nicht bzw. nur zu unverhältnismäßig hohen Kosten dupliziert werden kann. Letztlich würde sich ein Vertrauensschutz zugunsten der gegenwärtigen Kapazitätsinhaber im Ergebnis darauf beziehen, dass sie vor privater Konkurrenz geschützt werden. Dieses Vertrauen ist im Rahmen einer marktwirtschaftlichen Ordnung jedoch nicht schutzwürdig.

In diesem Zusammenhang sind zudem zu berücksichtigen: die Berufsfreiheit der neuen Anbieter, denen mit der Vorschrift überhaupt erst die Möglichkeit zu einem langfristigen und effizienten Netzzugang gegeben wird, sowie die in § 50 Absatz 3 vorgesehene Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur, mit der die Erfüllbarkeit bestehender vertraglicher Mindestabnahmeverpflichtungen gewährleistet und die Möglichkeit geschaffen wird, den

langfristig buchbaren Kapazitätsanteil gegebenenfalls zu erhöhen, während eine Reduzierung dieses Anteils durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur gleichzeitig ausgeschlossen ist.

Die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils schafft daher einen angemessenen Ausgleich zwischen den Vertrauensschutzinteressen der gegenwärtigen Kapazitätinhaber und den Interessen der neuen Marktteilnehmer, indem sie regelmäßigen Nachfragewettbewerb um Kapazitätsrechte ermöglicht. Gleichzeitig trägt die vorgenommene Staffelung auch der Rolle langfristiger Lieferverträge im Rahmen der Versorgungssicherheit angemessen Rechnung.

In der Vorschrift ist zudem vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur die Erfahrungen mit den vorgesehenen Regeln zur Vertragslaufzeit bis zum 1.10.2013 evaluiert und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie berichtet. In diesem Bericht hat sie insbesondere dazu Stellung zu nehmen, ob und in welchem Umfang eine Absenkung des Anteils langfristig buchbarer Kapazitäten von 65 Prozent aufgrund der aktuellen Marktverhältnisse auf dem Gasmarkt erforderlich ist.

Zu § 15

Um den Fernleitungsnetzbetreiber über die voraussichtlichen Lastflüsse in Kenntnis zu setzen, sind die ein- und auszuspeisenden Mengen vom Transportkunden zum Nominierungszeitpunkt zu nominieren. Soweit Renominierungsrechte bestehen, geben diese dem Transportkunden die Möglichkeit, seine Nominierung auch noch nach dem „eigentlichen“ Nominierungszeitpunkt anzupassen.

Absatz 1 Satz 1 bestimmt, dass die Nominierung in Kilowattstunde pro Stunde erfolgt. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass der Transportkunde den jeweils relevanten Brennwert im Netz, der für eine Angabe in Volumeneinheiten aber bekannt sein müsste, gerade nicht kennt. Satz 2 stellt klar, dass Ausspeisenominierungen grundsätzlich nicht erforderlich sind, und benennt gleichzeitig die Ausnahmen von dieser Regelung.

Absatz 2 sieht vor, dass Transportkunden auch einen Dritten mit der Nominierung beauftragen können. Diese Regelung korrespondiert mit der Möglichkeit der Transportkunden, Unterbilanzkreise zu bilden, also einen Dritten mit der Erfüllung der Aufgaben des Bilanzkreisverantwortlichen für ihren Bilanzkreis zu beauftragen. Wenn dies möglich ist, muss

aus Kohärenzgründen auch ein Dritter in der Lage sein, gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber für den delegierenden Transportkunden zu nominieren.

Absatz 3 verpflichtet Fernleitungsnetzbetreiber, ein Nominierungsersatzverfahren anzubieten. Mit solchen Verfahren kann es Transportkunden ermöglicht werden, gemessene Entnahmemengen seines Bilanzkreises automatisch an einen Netzbetreiber zu übermitteln. Dieser kann dann die Einspeisungen aus einer Aufkommensquelle (z. B. Speicher), die dem Transportkunden zur Verfügung steht, entsprechend zu den gemessenen Entnahmen des Bilanzkreises steuern.

Zu § 16

Absatz 1 verpflichtet die Transportkunden, nicht benötigte Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt oder dem Fernleitungsnetzbetreiber für den Zeitraum und im Umfang der Nichtnutzung anzubieten. Ziel ist, die Verfügbarkeit fester Kapazitätsrechte zu erhöhen, die durch die ausgewiesene technische Kapazität und den Umfang der bereits gebuchten Kapazitäten beschränkt wird. Feste Kapazitäten haben aus Transportkundensicht grundsätzlich einen höheren Wert als unterbrechbare Kapazitäten, so dass es nicht ausreicht, Transportkunden lediglich die Möglichkeit zu geben, Kapazitätsrechte auf dem Sekundärmarkt anzubieten. Es ist vielmehr eine Freigabepflicht erforderlich. Damit werden die Voraussetzungen für eine Belebung der (Handels-)Aktivitäten auf dem Gasmarkt verbessert. Satz 2 berechtigt die Fernleitungsnetzbetreiber, den Transportkunden ökonomische Anreize zu setzen, damit diese ihre Freigabeverpflichtung möglichst frühzeitig erfüllen – denkbar wäre hier insbesondere eine diskriminierungsfrei ausgestaltete Gebühr, die von Transportkunden zu für die Nichtinanspruchnahme der Kapazität zu zahlen wäre.

Absatz 2 Satz 1 verpflichtet den Fernleitungsnetzbetreiber, von Transportkunden nicht nominierte Kapazitäten für den darauf folgenden Tag (day ahead) als feste Kapazitäten anzubieten, es sei denn, die nicht angebotenen Kapazitäten werden für die Ausübung bestehender Nominierungsrecht benötigt. Marktteilnehmer erhalten so die Möglichkeit, entsprechend ihrem Bedarf kurzfristig feste Kapazitäten anstelle von unterbrechbaren Kapazitäten für den Gastransport zu buchen und zu nutzen. Das mit einem Gastransport verbundene wirtschaftliche Risiko (insbes. das Unterbrechungsrisiko) dürfte sich in diesem Fall verringern. Satz 2 hat ebenfalls das Ziel, einer größeren Zahl von Transportkunden einen Gastransport zu ermöglichen, und sieht daher vor, dass die in § 11 vorgesehene Verpflichtung der Fernleitungsnetzbetreiber,

unterbrechbare Kapazitäten anzubieten, unberührt bleibt. Insbesondere zu Zeiten, in denen keine Spitzenlasten auftreten, kann durch unterbrechbare Kapazitäten die Zahl der tatsächlich physikalisch durchführbaren Transporte erhöht werden. Satz 3 schafft finanzielle Anreize für Transportkunden, die zwar gebuchte, aber tatsächlich nicht benötigte Kapazität zu einem möglichst frühen Zeitpunkt frei zu geben, und vermindert so möglicherweise beim Transportkunden bestehende Anreize, Kapazitäten zu horten.

Absatz 3 soll den Nichtgebrauch oder die Hortung von Kapazität verhindern. Ziel ist es, eine Einschränkung der Liquidität auf dem Primärkapazitätsmarkt durch Kapazitätshortung zu vermeiden, da u. a. ein liquider Kapazitätsmarkt eine wichtige Voraussetzung für mehr Wettbewerb auf den Gasmärkten ist. Vor diesem Hintergrund ist der Ein- oder Ausspeisenetzbetreiber verpflichtet, dem Transportkunden die Kapazitäten zu entziehen, wenn die Kapazitäten dauerhaft nicht in Anspruch genommen wurden. Der Umfang, in dem Kapazitäten entzogen werden, entspricht dabei dem Umfang, in dem die Kapazitäten vom Transportkunden nicht genutzt wurden.

Absatz 4 regelt, dass der Transportkunde unter bestimmten Voraussetzungen einer Entziehung der Kapazitäten nach Absatz 3 widersprechen kann. Die Widerspruchsmöglichkeit für die Transportkunden ist erforderlich, da dem Fernleitungsnetzbetreiber die Handelsbeziehungen, die der Netznutzung durch seine Transportkunden zugrunde liegen, unbekannt sind. Der betroffene Netzbetreiber kann daher nicht abschätzen, ob Kapazitäten aus sachlich gerechtfertigten Umständen nicht genutzt werden oder ob tatsächlich eine missbräuchliche Hortung vorliegt. Der Fernleitungsnetzbetreiber stößt daher grundsätzlich ein Entziehungsverfahren an, sobald die objektiven Voraussetzungen, an die dieser Absatz eine Kapazitätsentziehung knüpft, erfüllt sind. Zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Transportkunde besteht also ein Informationsungleichgewicht zu Ungunsten des Fernleitungsnetzbetreibers, das durch die Widerspruchsmöglichkeit des Transportkunden ausgeglichen wird. Mögliche Widerspruchsgründe sind in der Vorschrift abschließend aufgeführt. Zudem enthält die Vorschrift bestimmte Vorhalte- und Informationsübermittlungspflichten, die der Regulierungsbehörde die Möglichkeit geben, die Anwendung des Instruments zu kontrollieren, sowie ein Einsichtsrecht für Transportkunden.

Zu § 17

Absatz 1 regelt das Verfahren, mit dem der langfristige Kapazitätsbedarf ermittelt wird. Satz 1 legt fest, dass der Kapazitätsbedarf transparent, diskriminierungsfrei und marktgebietsweit ermittelt werden muss. Damit werden die Ergebnisse dieses netzbetreiberübergreifenden Ermittlungsverfahrens für aktuelle und potentielle Transportkunden nachvollziehbar gemacht, um u. a. die Akzeptanz der Ergebnisse und der daraus eventuell abgeleiteten Investitions- oder Ausbauprojekte zu erhöhen. Satz 2 enthält Kriterien, die von den Fernleitungsnetzbetreibern bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs insbesondere zu berücksichtigen sind. Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf, die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können. Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann. Es ist Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber, die Erkenntnisse, die sie aus den in Nummern 1 bis 10 genannten Kriterien erhalten, zu bewerten und in die Kapazitätsbedarfsermittlung einfließen zu lassen. Bei dieser Bewertung und der darauf aufbauenden Bedarfsermittlung berücksichtigen sie insbesondere auch Möglichkeiten zur Vergrößerung des verfügbaren Kapazitätsumfangs, die sich aus Kooperationen mit anderen Netzbetreibern ergeben können.

Kooperationsmöglichkeiten, die einen physischen – Kapazitäten in Anspruch nehmenden – Gastransport entbehrlich machen könnten, könnten sich z. B. ergeben, wenn Kapazitäten in parallel liegenden Rohren in entgegen gesetzter Flussrichtung erhöht werden müssten. Eine Kapazitätserhöhung könnte in einem solchen Fall beispielsweise durch ein sog. Swap-Geschäft vermieden werden. Satz 3 regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber nach Möglichkeit auch mit ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern zusammenarbeiten sollen, wenn sie den Kapazitätsbedarf ermitteln. Um die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse und die Transparenz zu erhöhen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber durch Satz 4 verpflichtet, die Ergebnisse sowie wesentliche Annahmen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

Absatz 2 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, Ausbaumaßnahmen, die sich nach Abschluss des Verfahrens des Absatz 1 als erforderlich erweisen, gemäß § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführen. Hinsichtlich des Umfangs eines eventuellen Ausbaus

ist eine Gesamtbetrachtung der Ergebnisse des Verfahrens nach Absatz 1 erforderlich. Ein genereller individueller Ausbauanspruch eines einzelnen Transportkunden gegenüber dem jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber auf die Befriedigung gerade seiner konkreten Kapazitätsvorstellungen – außerhalb des Anwendungsbereichs des § 39 - ergibt sich daraus nicht.

Zu § 18

Soweit technische Gründe nach erfolgten Kapazitätsbuchungen zu einer Reduzierung der Kapazität führen, wäre es nicht sachgerecht, nur einzelne Transportkunden mit den negativen Folgen einer solchen Kapazitätsreduzierung zu belasten. Vor diesem Hintergrund sieht die Vorschrift eine pro rata Kürzung aller gebuchten Kapazitäten vor, um eine gleichmäßige Belastung aller Transportkunden mit den Folgen der Reduzierung zu gewährleisten.

Zu § 19

Die Vorschrift verteilt die Verantwortung zwischen Transportkunde und Netzbetreibern, soweit es um die Gewährleistung der notwendigen Kompatibilität zwischen dem zur Einspeisung anstehenden Gas und dem bereits im Netz befindlichen Gas geht.

Absatz 1 verpflichtet den Transportkunden, zu gewährleisten, dass zur Einspeisung anstehendes Gas den vom Einspeisenetzbetreiber veröffentlichten Spezifikationen entspricht. Dies ist dem Transportkunden auch grundsätzlich zumutbar, da er Gas zur Einspeisung in ein System anstellt, in dem sich bereits Gas mit einer bestimmten Beschaffenheit befindet.

Absatz 2 enthält eine Regelung, nach der die Kompatibilität der Gasbeschaffenheiten vermutet wird, wenn der Transportkunde die vom Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Einspeisung veröffentlichten Spezifikationen erfüllt. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund sachgerecht, dass der Transportkunde die exakte Beschaffenheit (z. B. genauer Brennwert) des Gases zum Einspeisezeitpunkt - anders als der Netzbetreiber selbst – nicht aus eigenen Informationen kennen kann und sich daher auf die Angaben des Netzbetreibers auf dessen Internetseite verlassen muss.

Absatz 3 enthält die Verpflichtung des Einspeisenetzbetreibers, die erforderlichen Maßnahmen zu treffen, sollte das zur Einspeisung anstehende Gas mit dem im Netz befindlichen Gas nicht kompatibel sein. Satz 2 stellt klar, dass die Kosten für diese zusätzlichen Maßnahmen vom

Netzbetreiber zu tragen sind. Dies ist verhältnismäßig und zumutbar, da Abweichungen zwischen dem zum jeweiligen Betrachtungszeitraum im Netz vorherrschenden Brennwert und dem auf der Internetseite des Einspeisenetzbetreibers veröffentlichten Brennwert innerhalb der Einflussosphäre des Netzbetreibers und nicht des Transportkunden liegen.

Absatz 4 verpflichtet den Netzbetreiber im Rahmen des technisch Möglichen und Zumutbaren, Transportkunden anzubieten, die zur Einspeisung erforderliche Kompatibilität herzustellen, soweit diese beim zur Einspeisung anstehenden Gas nicht gegeben ist. Soweit dies technisch nicht möglich oder unzumutbar ist, sehen die Sätze 2 und 3 eine Begründungspflicht für den Netzbetreiber vor. In einer logischen Fortführung der Verpflichtung des Transportkunden in Absatz 1 sind die Kosten für die Herstellung der Kompatibilität des zur Einspeisung anstehenden Gases vor der Einspeisung vom Transportkunden zu tragen.

Zu § 20

Seit Einführung des Zweivertragsmodells für den deutschen Gasmarkt beeinflussen die sog. Marktgebiete grundsätzlich die Entwicklung des Gaswettbewerbs in Deutschland.

Vor diesem Hintergrund werden in Absatz 1 die Marktgebietsbildung sowie die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen näher bestimmt. Der Aufgabenkatalog in Satz 2 enthält Aufgaben, die innerhalb eines Marktgebiets einheitlich erbracht werden müssen, damit effizienter Zugang zum Gasnetz möglich ist. Die Aufzählung ist nicht abschließend, so dass es den Netzbetreibern in einem Marktgebiet möglich ist, weitere Aufgaben auf den Marktgebietsverantwortlichen zu übertragen, wenn sie dies für die Gewährung eines effizienten Gasnetzzugangs für erforderlich halten. Dies wird durch Satz 3 klargestellt.

Absatz 2 bestimmt, dass jeder Ein- und Ausspeisepunkte durch die Transportkunden zu jedem Zeitpunkt einem Marktgebiet eindeutig zugeordnet werden kann. Die eindeutige Zuordnung der Ein- und Ausspeisepunkte zu den Marktgebieten ist erforderlich, um einen Gastransport technisch überhaupt durchführen zu können. Grundsätzlich soll ein nachgelagertes Netz dabei nur jeweils einem Marktgebiet zugeordnet sein. Die Zuordnung eines Netzes zu mehreren Marktgebieten wird durch Satz 3 jedoch dennoch zugelassen, wenn dies aus netztechnischen Gründen erforderlich ist; z. B. weil das betreffende Netz aus vorgelagerten Netzen aufgespeist wird, die selbst in unterschiedlichen Marktgebieten liegen.

Zu § 21

Die Aufteilung des deutschen Gasmarktes in zahlreiche Marktgebiete stellt ein wesentliches Hindernis für den ungehinderten Gastransport dar. Sie kann – soweit sie nicht durch tatsächliche technische oder wirtschaftliche Restriktionen gerechtfertigt ist – zu unnötiger Marktzersplitterung führen, die sich hemmend auf die Wettbewerbsentwicklung auf dem deutschen Gasmarkt auswirken kann. Ihre Anzahl soll daher bis zum 1. April 2011 durch die Fernleitungsnetzbetreiber auf höchstens ein Marktgebiet für L-Gas und höchstens zwei Marktgebiete für H-Gas reduziert werden. Für die Einordnung eines Marktgebietes ist entscheidend, welche Gasqualität im jeweiligen Marktgebiet überwiegt. Dem zufolge ist ein Marktgebiet z.B. als H-Gasmarktgebiet auch in dem Fall anzusehen, wenn in das Marktgebiet ein L-Gasmarktgebiet integriert wurde. In einem weiteren Schritt soll dann die wirtschaftlichste Lösung für die Schaffung von höchstens zwei Marktgebieten in Deutschland ergriffen werden. Da lediglich nur die Maximalzahl der Marktgebiete in Deutschland vorgegeben wird, die erreicht werden soll, ist auch die Schaffung nur eines Marktgebiets denkbar, soweit dies nach der Kosten-Nutzen-Analyse eine wirtschaftliche bzw. die wirtschaftlichste Maßnahme ist.

Absatz 1 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber daher, zur Erhöhung der Liquidität auf den Gasmärkten zusammenzuarbeiten. Dem Grundsatz des Energiewirtschaftsgesetzes folgend, dass der Verbraucher nur mit effizienten Kosten und Entgelten für den Netzbetrieb belastet werden soll, werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, bis zum 1. Oktober 2012 verschiedene Möglichkeiten, das Ziel von höchstens zwei Marktgebieten in Deutschland wirtschaftlich zu erreichen, in einer Kosten-Nutzen-Analyse zu untersuchen. Satz 4 gibt in Gestalt von Regelbeispielen vor, welche Optionen zumindest untersucht werden sollen. Es ist Entscheidung der Fernleitungsnetzbetreiber, ob sie darüber hinaus weitere Optionen, z. B. die Bildung grenzüberschreitender Marktgebiete, in die Analyse mit einbeziehen. Durch die Verpflichtung, die wirtschaftlichste Lösung zu wählen, um das vorgegebene Ziel zu erreichen, wird gewährleistet, dass die angestrebten wettbewerblichen Vorteile auf dem Gasmarkt nicht durch unverhältnismäßig hohe Kosten einer Zusammenlegung existierender Marktgebiete überkompensiert werden. Die erstellte Analyse muss der Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellt werden, um eine Überprüfung zu ermöglichen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet, der Regulierungsbehörde im Rahmen der Untersuchung in erforderlichem Umfang Zugang insbesondere zu den Lastflusssimulationssystemen zu gewähren.

Absatz 2 enthält die notwendigen Sanktionsmöglichkeiten für den Fall, dass die Verpflichtungen aus Absatz 1 Satz 2 und 5 nicht erfüllt wurden. Erforderlichenfalls hat die Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde die Verpflichtungen durchzusetzen. Satz 3 enthält ein Einsichtsrecht der Transportkunden für den Fall, dass eine Marktgebietszusammenlegung nicht erfolgt.

Zu § 22

Die Vorschrift regelt die Grundsätze der Bilanzierung und nimmt die Eckpfeiler der entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur vom 28.05.2008 (Az.: BK7-08-002) in die Verordnung auf.

Absatz 1 Satz 1 enthält den Grundsatz, dass Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis gegenüber gestellt und für den jeweiligen Transportkunden saldiert werden. Bilanzkreise sind u. a. erforderlich, um eine Abrechnung gegebenenfalls vom Marktgebietsverantwortlichen oder Bilanzkreisverantwortlichen rechnerisch bereitgestellten Gases gegenüber dem Transportkunden zu ermöglichen oder die Vergütung vom Transportkunden zuviel eingespeister Mengen durch den Marktgebietsverantwortlichen oder den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen.

Absatz 1 Satz 2 weist dem Marktgebietsverantwortlichen die Verantwortung für die Bilanzkreisführung in seinem Marktgebiet zu. Dies ist sachgerecht, da es in einem Marktgebiet nur noch einen Bilanzkreisnetzbetreiber gibt, bei dem Transportkunden Bilanzkreise bilden können. Dieser Bilanzkreisnetzbetreiber ist der Marktgebietsverantwortliche. Satz 3 enthält nochmals die ausdrückliche Verpflichtung des Marktgebietsverantwortlichen zu einer diskriminierungsfreien Abwicklung des Bilanzkreises für alle Bilanzkreisverantwortlichen; dies betrifft insbesondere die Preisgestaltung für die angebotenen Dienstleistungen. Satz 4 verpflichtet Transportkunden, jeden von ihnen genutzten Ein- und Ausspeisepunkt eindeutig einem Bilanzkreis zuzuordnen; dies ist u. a. aus abrechnungstechnischen Gründen erforderlich. Satz 5 bestimmt, dass der Virtuelle Handelspunkt in jedem Marktgebiet Bestandteil jedes Bilanzkreises ist. Die Möglichkeit zur ungehinderten Übertragung von Gasmengen von einem Bilanzkreis in den nächsten ist Voraussetzung dafür, dass Gas gehandelt werden kann. Die Einbeziehung des Virtuellen Handelspunktes in jeden Bilanzkreis ist daher ein wichtiger Baustein, um die Liquidität auf den Gasmärkten zu steigern und die Wettbewerbssituation auf dem Gasmarkt zu verbessern. Satz 6 stellt klar, dass die Nutzung des Virtuellen Handelspunktes

gebührenfrei ist. Damit wird sichergestellt, dass keine zusätzlichen Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer errichtet werden.

Absatz 2 Satz 1 bestimmt, dass gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für jeden Bilanzkreis ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen ist. Ziel ist, die notwendige Kommunikation zur Abwicklung der Bilanzierung durch die Benennung eines zentralen Ansprechpartners pro Bilanzkreis, eine effiziente vertragliche Abwicklung und schnelle Kommunikation zu gewährleisten – unabhängig von der Zahl der Transportkunden, deren Portfolien in dem jeweiligen Bilanzkreis letztlich verwaltet werden. Satz 2 stellt klar, dass mehrere Bilanzkreise zusammengefasst werden können, um sie gemeinsam zu saldieren und abzurechnen.

Absatz 3 Satz 1 verpflichtet den Bilanzkreisverantwortlichen, durch geeignete Maßnahmen die Ein- und Ausspeisungen in seinem Bilanzkreise möglichst zeitgleich anzupassen. Dies dient sowohl dazu, einem Missbrauch der gewährten Flexibilitäten im Bilanzierungssystem durch die Transportkunden vorzubeugen, als auch zur Verringerung der im Marktgebiet benötigten Regelenenergie. Der Bilanzkreisverantwortliche ist dabei in seiner Wahl der Maßnahmen grundsätzlich frei. Satz 2 bestimmt, dass allein der Bilanzkreisverantwortliche und nicht die einzelnen Transportkunden gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises trägt. Dies ist sachgerecht, da der Bilanzkreisverantwortliche im Gegensatz zum einzelnen Transportkunden den Überblick über den Ausgleichstatus aller in einem Bilanzkreis zusammengefassten Ein- und Ausspeisepunkte hat. Der Bilanzkreisverantwortliche kann demnach besser überblicken, ob Gegenmaßnahmen erforderlich sind, um den Bilanzkreis ausgeglichen zu halten, oder ob der Bilanzkreis insgesamt trotz Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisungen eines einzelnen Transportkunden einen ausgeglichenen Saldo aufweist.

Zu § 23

Absatz 1 legt fest, dass die Bilanzierungsperiode der Länge eines Gastages entspricht, und regelt Beginn und Ende des Gastages.

Absatz 2 enthält die Eckpfeiler der Bilanzkreisabrechnung. Satz 1 bestimmt, welche Informationen der Abrechnung des Bilanzkreises vom Marktgebietsverantwortlichen zugrunde zu legen sind. Die tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen in jeder Stunde eines Gastages sind

dabei nicht direkt für die Gesamtabrechnung der Tagesbilanz relevant. Die Endabrechnung erfolgt vielmehr auf Grundlage der Allokation in den Bilanzkreis am Ende des Gastages, um die Vorteile einer Tagesbilanzierung gegenüber einer Stundenbilanzierung zu erhalten. Satz 2 enthält eine Toleranzregel für Mengen, die an leistungsgemessene Kunden ausgespeist werden. Nach dieser werden Schwankungen im Bereich von einer Toleranz von fünf Prozent nicht abgerechnet. So werden insbesondere für Industriekunden die Risiken der Prognoseungenauigkeit minimiert. Ohne unverhältnismäßig hohen Aufwand lässt sich der Verbrauch für Industriekunden schwer mit einer Genauigkeit prognostizieren, bei der die Abweichungen kleiner als fünf Prozent sind. Daher ist es gerechtfertigt, dass das Risiko dieser Ungenauigkeiten, wie auch im Bereich der Standardlastprofilkunden, im Wege eines potentiell geringfügig höheren Regelennergiebedarfs sozialisiert wird. Eine höhere Toleranz würde den Anreiz für eine angemessene Prognosequalität verringern und die Allgemeinheit aufgrund potentiell steigenden Regelennergiebedarfs mit höheren Kosten belasten. Satz 3 verpflichtet die Markgebietsverantwortlichen, die in ihrer Bilanzzone angemeldeten Bilanzkreise unverzüglich nach Abschluss der Bilanzierungsperiode zu saldieren, auszugleichen und gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen abzurechnen. Dies stellt insgesamt sicher, dass Transportkunden zeitnah die mit einer unausgeglichenen Bilanz verbundenen Kosten kennen. Satz 4 stellt klar, dass in den Fällen des Satz 2 die Toleranzmenge in der übernächsten Bilanzierungsperiode (also zwei Tage, nachdem das Bilanzungleichgewicht aufgetreten ist) durch den Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen ist (entweder durch Über- oder Unterspeisung seines Bilanzkreises, abhängig davon, ob der Bilanzkreis ursprünglich über- oder unterspeist war).

Absatz 3 enthält Regelungen zu den Entgelten für entstehende Bilanzungleichgewichte. Um einen Missbrauch eines aus Wettbewerbsgesichtspunkten positiv zu bewertenden Tagesbilanzierungssystems zu vermeiden, sieht Absatz 3 vor, dass angemessene Zu- und Abschläge auf die veröffentlichten Entgelte für Ausgleichsenergie erhoben werden können. Ziel ist es, den Transportkunden bzw. Bilanzkreisverantwortlichen ausreichende Anreize zu geben, ihren Bilanzkreis in einem ausgeglichenen Zustand zu halten. Bei der Ausgestaltung der Zu- und Abschläge muss ein Zielkonflikt angemessen gelöst werden: Einerseits müssen die Zu- und Abschläge ausreichend hoch sein, um den Anreiz für eine ausgeglichene Bilanz zu stärken und einem Missbrauch des Systems vorzubeugen, andererseits darf die Höhe der Zu- und Abschläge nicht dazu führen, dass durch die Zu- und Abschläge Marktzutrittsschranken für neue Marktteilnehmer entstehen. Um dies zu gewährleisten, erhält die Regulierungsbehörde in § 50 die Befugnis, die Methoden der Bildung der Entgelte für Bilanzungleichgewichte festzulegen.

Zu § 24

Standardlastprofile dienen der vereinfachten Abwicklung von Gaslieferungen an Letztverbraucher, an deren Entnahmestelle eine registrierende Lastgangmessung aufgrund ihrer relativ geringen Abnahmemenge unverhältnismäßig wäre.

Absatz 1 bestimmt die Grenzen, innerhalb derer Standardlastprofile für Letztverbraucher angewendet werden können.

Absatz 2 berechtigt Verteilnetzbetreiber, Lastprofile für andere als in Absatz 1 genannte Grenzwerte anwenden, wenn dies aus Gründen der Netzsicherheit und der Systemintegrität erforderlich ist bzw. eine entsprechende Vereinbarung mit dem Transportkunden vorliegt. Dies gewährleistet, dass der Anwendungsbereich der Standardlastprofile nicht an der Praxis vorbei definiert wird.

Absatz 3 enthält Maßstäbe, an denen sich Standardlastprofile orientieren müssen, um den Gegebenheiten in der Praxis Rechnung zu tragen. Da vor allem Haushaltskunden und kleine bzw. Kleinstgewerbe nach Standardlastprofilen beliefert werden, ist deren Abnahmeprofil als maßgeblich heranzuziehen. Innerhalb der Haushaltskunden ist zwischen Kochgas- und Heizgaskunden zu unterscheiden, um dem unterschiedlichen Abnahmeverhalten dieser Kunden Rechnung zu tragen. Zudem verpflichtet Satz 3 die Netzbetreiber, bei Entwicklung – also Berechnung – und Anwendung von Standardlastprofilen auf ausreichende Prognosequalität zu achten und so dazu beizutragen, den Regelenergiebedarf im Marktgebiet möglichst zu minimieren.

Absatz 4 übernimmt die entsprechende Regelung aus § 13 Absatz 1 der Stromnetzzugangsverordnung, um möglichst genaue Lastprofile für die verschiedenen Kundengruppen zu ermöglichen. Eine größere Prognosegenauigkeit leistet einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung von Regelenergie und damit zur Verringerung von Regelenergiekosten.

Zu § 25

Absatz 1 Satz 1 verpflichtet den Ausspeisenetzbetreiber, entstehende Mehr- oder Mindermengen abzurechnen. Da der Transportkunde, wenn er Letztverbraucher versorgt, mit dem Ausspeisenetzbetreiber in einer Vertragsbeziehung steht, gelten diese Mehr- oder Mindermengen

gemäß Satz 2 als vom Ausspeisenetzbetreiber geliefert oder entnommen und werden entsprechend abgerechnet. Dass der Ausspeisenetzbetreiber diese Aufgabe wahrnimmt, ist auch sachgerecht, da er – anders als der Marktgebietsverantwortliche – die in seinem Netz an Letztverbraucher ausspeisenden Transportkunden kennt.

Absatz 2 enthält die Grundsätze, nach denen bereitgestellte Ausgleichsenergie vom Ausspeisenetzbetreiber in Rechnung zu stellen oder zu vergüten ist.

Absatz 3 regelt die Abrechnung von Einnahmen und Ausgaben aus der Mehr- und Minderabrechnungen zwischen Ausspeisenetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichem. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass die Differenzen, die in den Ausspeisenetzen zur Mehr- und Mindermengenabrechnung geführt haben, technisch durch den Marktgebietsverantwortlichen in erforderlichem Umfang durch den Einsatz von Regelenenergie ausgeglichen wurden.

Zu § 26

Ein funktionierendes Bilanzkreissystem setzt voraus, dass alle Transportkunden sowie der Marktgebietsverantwortliche zeitnah alle für die Bereitstellung und Vermeidung von Ausgleichsenergieleistungen sowie für die Abrechnung erforderlichen Daten erhalten. Absatz 1 sieht daher eine entsprechende Datenübermittlungspflicht zwischen Marktgebietsverantwortlichen, Netzbetreibern und Transportkunden vor.

Absatz 2 sieht vor, dass die Datenübermittlung zwischen den Beteiligten im Bilanzierungs- und Netzzugangssystem elektronisch erfolgen muss. Damit wird die Abwicklung und Handhabung des Bilanzierungs- und Netzzugangssystems weiter standardisiert, erleichtert und letztlich beschleunigt.

Zu § 27

Absatz 1 bestimmt, welchen Zwecken der Einsatz von Regelenenergie dient, und stellt klar, dass es Aufgabe des Marktgebietsverantwortlichen ist, den Einsatz der im Marktgebiet benötigten Regelenenergie zu koordinieren. Damit der Marktgebietsverantwortliche die koordinierende Rolle auch erfüllen kann, ist erforderlich, dass er auch die Beschaffung der benötigten Regelenenergie für das Marktgebiet übernimmt. Satz 3 gibt in Verbindung mit Absatz 2 die Reihenfolge vor, in der Regelenenergie beschafft und eingesetzt werden soll. Es gilt dabei der Grundsatz „intern vor extern“, nach dem Schwankungen der Netzlast zunächst durch den flexiblen Einsatz der

Netzinfrastruktur (z. B. Nutzung eigenen Netzpuffers oder des Netzpuffers angrenzender Netze) ausgeglichen werden. Erst in einem nächsten Schritt erfolgt die Beschaffung externer Regelenenergie im Sinne von Absatz 2. Dadurch wird gewährleistet, dass die Netzbetreiber zunächst die in der Netzinfrastruktur, d. h. in der „Netzbetreibersphäre“, vorhandenen Spielräume nutzen, um technische Schwierigkeiten zu lösen. Dies soll dazu beitragen, dass die Regelenenergiekosten zugunsten aller Gasverbraucher möglichst reduziert werden.

Absatz 2 Satz 1 enthält eine Legaldefinition des Begriffs der externen Regelenenergie. Externe Regelenenergieprodukte können insbesondere Dienstleistungen zur untertägigen Strukturierung, die Beschaffung von Gas zum Ausgleich von Fehlmengen sowie die Veräußerung von Gas zum Ausgleich von Überschussmengen sein. Satz 2 enthält die Vorgabe, dass der gegenläufige Einsatz von Regelenenergie zu vermeiden ist. Ziel ist, die letztlich von allen Gasverbrauchern zu tragenden Kosten für Regelenenergie im Gasbereich zu verringern.

Zu §28

Absatz 1 konzentriert die Regelenenergiebeschaffung beim Marktgebietsverantwortlichen und trägt damit dem Erfordernis einer preisgünstigen Energieversorgung in § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes Rechnung. Durch die zentrale Beschaffung von Regelenenergie durch den Marktgebietsverantwortlichen an Stelle jedes einzelnen Netzbetreibers im Marktgebiet werden die Beschaffung und der Einsatz effizient gestaltet, da aufgrund der umfassenden Übersicht des Marktgebietsverantwortlichen u. a. der gegenläufige Einsatz von Regelenenergie in benachbarten Netzen vermieden wird. In der Folge werden Kostensteigerungen, die auf die individuelle Regelenenergiebeschaffung durch den jeweiligen Netzbetreiber zurückgingen, vermieden. Es ist davon auszugehen, dass sich dies auf die Kosten des Netzbetriebs, die über Netzentgelte vom Endkunden gezahlt werden, grundsätzlich senkend auswirken könnte.

Absatz 2 Satz 1 erlaubt es Marktgebietsverantwortlichen, bei der Ausschreibung von Regelenenergie Mindestangebote in einer gewissen Höhe zu verlangen. Damit soll zum Einen gewährleistet werden, dass sich nur solche Regelenenergieanbieter an einer Ausschreibung beteiligen, die über eine ausreichende wirtschaftliche Leistungsfähigkeit verfügen, um mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Bereitstellung auch in dem Zeitpunkt gewährleisten zu können, in dem der Marktgebietsverantwortliche die Regelenenergie benötigt. Satz 2 ermöglicht auch kleineren Anbietern, auf dem Regelenenergiemarkt tätig zu werden, indem Teilleistungen ausdrücklich erlaubt werden. Diese Regelung dient daher dazu, überhöhte Preise, die aufgrund der dominanten

Marktstellung einzelner Regelenergieanbieter entstehen, zu vermeiden. Es ist daher davon auszugehen, dass die Vorschrift einen Beitrag zu einem wettbewerblich organisierten Regelenergiemarkt leisten wird. Die Teilleistungen dürfen die vom Marktgebietsverantwortlichen festgelegten Mindestgrößen jedoch nicht unterschreiten, damit das mit Satz 1 verfolgte Ziel einer effizienten und preisgünstigen Beschaffung von Regelenergie nicht umgangen werden kann. Satz 3 ermöglicht es potentiellen Anbietern von Regelenergie grundsätzlich, Anbietergemeinschaften zur bilden, um die Mindestangebotsgröße zu erreichen. Die Voraussetzungen für funktionierenden Wettbewerb auf dem Regelenergiemarkt werden dadurch weiter verbessert, da so auch Anbieter am Ausschreibungsverfahren teilnehmen können, denen eine Teilnahme sonst z.B. aufgrund unzureichender Möglichkeiten, über entsprechende Gasmengen zu verfügen, oder wegen des geringeren Umfangs ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit gegebenenfalls verwehrt geblieben wäre.

Zu § 29

Satz 1 bestimmt, dass die Kosten für Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie vorrangig aus den Bilanzierungsentgelten zu decken sind. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass zwischen Ausgleichs- und Regelenergie im Saldo ein sachlicher Zusammenhang besteht. Weichen Ein- und Ausspeisungen dauerhaft stark voneinander ab, hat dies Auswirkungen auf die Netzlast. Aufgrund dieser Schwankungen kann gegebenenfalls der Einsatz von Regelenergie erforderlich werden, die im Voraus beschafft werden muss. Vor dem Hintergrund, dass die Abwicklung der Ausgleichsleistungen grundsätzlich ergebnisneutral sein soll, ist es auch sachgerecht, die Kosten des Regelenergieeinsatzes zunächst mit den Erlösen aus den Bilanzierungsentgelten zu decken. Ergebnisneutralität bedeutet in diesem Zusammenhang, dass tatsächlich entstandene Kosten für die Beschaffung und den Einsatz von externer Regelenergie dem Marktgebietsverantwortlichen erstattet werden. Die Regelenergie soll jedoch keine zusätzliche Einnahmequelle für den Marktgebietsverantwortlichen darstellen.

Soweit die Erlöse aus den Ausgleichsenergieentgelten nicht zur Deckung der Regelenergiekosten ausreichen, sieht Satz 2 vor, dass die verbleibenden Kosten auf alle Bilanzkreisverantwortlichen diskriminierungsfrei umzulegen sind. Satz 3 gewährleistet, dass alle Bilanzkreisverantwortlichen an nach Deckung der Regelenergiekosten beim Marktgebietsverantwortlichen verbleibenden Erlösen in gleicher Weise beteiligt werden, wie an verbleibenden Kosten.

Satz 4 berechtigt die Marktgebietsverantwortlichen, angemessene Abschläge zur Deckung der voraussichtlichen Kosten für Regelenergie zu verlangen. Damit wird eine vollständige

Vorfinanzierung der Regelenergiebeschaffung und des Regelenergieeinsatzes durch die Marktgebietsverantwortlichen vermieden. Zudem müssen die Marktgebietsverantwortlichen im Falle einer Abschlagszahlung nicht das gesamte Insolvenzrisiko der Bilanzkreisverantwortlichen tragen. Damit wird ein angemessener Ausgleich zwischen Transportkundeninteressen an der Regelenergiebereitstellung und der Marktgebietsverantwortlichen an einer Kostendeckung gewährleistet.

Zu § 30

Das Bilanzierungssystem ist ein zentrales Element eines Gasnetzzugangsmodells, das die Wettbewerbsmöglichkeiten für alle Kundengruppen deutlich beeinflussen kann. Vor diesem Hintergrund sieht die Vorschrift vor, dass die Bundesnetzagentur einen Bericht vorlegt, in dem sie die Wirkungen des Bilanzierungssystems evaluiert sowie gegebenenfalls Vorschläge zu dessen Weiterentwicklung macht. Bei der Erstellung des Berichts hat die Bundesnetzagentur die betroffenen Wirtschaftskreise zu beteiligen und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Die Verpflichtung der Bundesnetzagentur, den Verbänden Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben, bedeutet nicht, dass dies zwingend in einem gesonderten Verfahrensschritt erfolgen muss. Denkbar ist vielmehr auch, dass diese Gelegenheit bereits mit der Beteiligung bei der Erstellung des Berichts in angemessenem Umfang gewährt wurde, wenn das Verfahren zur Erstellung des Berichts entsprechend ausgestaltet ist.

Teil 6

Im Interesse der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und zur Stärkung der Versorgungssicherheit soll die Einspeisung von Biogas aus inländisch erzeugter Biomasse in das Gasnetz erleichtert werden. Der Einsatz von Biogas erweitert das Angebot an kosteneffizienten schnell verwendbaren und zuverlässigen erneuerbaren Energien am Energiemix. Die vorliegenden Regelungen konkretisieren die Anschlusspflicht für Biogasanlagen mit Biogasaufbreitungstechnik ans Erdgasnetz. Sie fassen darüber hinaus bestehende Vorrangregelungen für die Einspeisung von Biogas zusammen, konkretisieren diese und sehen eine Kostenentlastung vor, damit die Einspeisung von Biogas zu wirtschaftlichen Konditionen erfolgen kann.

Zu § 31

Die Vorschrift formuliert den Zweck der Regelungen. Mit den Vorschriften des Teils 6 soll die Ausschöpfung des in Deutschland bestehenden inländischen Biogaspotentials von ca. 10 Mrd.

Kubikmeter jährlich bis zum Jahr 2030 bzw. 6 Mrd. Kubikmeter jährlich bis zum Jahr 2020 erleichtert werden.

Zu § 32

Die Vorschrift enthält die für Regelungen in Teil 6 erforderlichen Begriffsbestimmungen. Die Geltung der Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt.

Zu § 33

Die Bestimmung regelt die Verpflichtung der Gasnetzbetreiber, Biogasanlagen auf Antrag vorrangig an das Erdgasversorgungsnetz anzuschließen.

Absatz 1 sieht vor, dass die Kosten für den Anschluss zu 75 Prozent vom Netzbetreiber zu zahlen sind. Die verbleibenden Kosten sind zu 25 Prozent vom Anschlussnehmer zu zahlen. Für den Netzanschluss und die Verbindungsleitung von bis zu einem Kilometer Länge wird eine Kostendeckelung eingefügt. Durch diese Kostenaufteilung wird gewährleistet, dass die Hauptverantwortung bei der Anschlussplanung beim Netzbetreiber liegt, gleichzeitig aber auch das Interesse des Biogaseinspeisers an einer effizienten Umsetzung des Netzanschlusses sichergestellt wird. Darüber hinaus wird gewährleistet, dass für den Netzbetreiber ein besonderer Anreiz zur kosteneffizienten Durchführung des Anschlusses besteht. Zu den Anschlusskosten zählen auch die Kosten für die Anlagen zur Qualitätsmessung und zur Verdichtung. Der Netzbetreiber ist Eigentümer des Anschlusses und ist für die Wartung verantwortlich. Die Kosten für Verbindungsleitungen mit einer Länge zwischen einem und zehn Kilometern Länge werden nach dem Schlüssel in Satz 1 und 2 geteilt, d.h. der Netzbetreiber trägt 75 Prozent und der Anschlussnehmer 25 Prozent der Kosten. Der Kostendeckel gilt in diesem Fall jedoch nicht. Soweit die Verbindungsleitung zehn Kilometer überschreitet, hat der Anschlussnehmer die darauf entstehenden Mehrkosten zu tragen. Damit werden Anreize für eine Optimierung der Standortwahl gesetzt. Der Netzbetreiber trägt insbesondere die Betriebskosten für die Messeinrichtungen und die Einrichtung für die Druckerhöhung.

Absatz 2 verpflichtet den Netzbetreiber, die dauerhafte tatsächliche Verfügbarkeit des Anschlusses sicherzustellen, mindestens aber eine Verfügbarkeit von 96 Prozent. Eine hohe Verfügbarkeit ist entscheidend, um einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage zu gewährleisten. Die Festlegung berücksichtigt Ausfallzeiten zur Behebung technischer Mängel oder Schäden entsprechend dem Stand der Technik bei wirtschaftlich angemessenen

Realisierungskosten für den Netzanschluss und garantiert dem Biogaseinspeiser die Verfügbarkeit für den wirtschaftlichen Betrieb der Aufbereitungsanlage. Es wird zudem klargestellt, dass Wartung und Betrieb des Netzanschlusses Aufgabe des Netzbetreibers ist und demzufolge der Netzbetreiber auch verpflichtet ist, damit verbundene Kosten zu tragen. Es wird ebenfalls klargestellt, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, dem Anschlussnehmer Zutritt zu den Räumen zu gestatten hat, soweit es für eine Prüfung der technischen Einrichtungen und der Messeinrichtungen erforderlich ist. Ebenfalls wird ausdrücklich geregelt, dass Anschlussnehmer und Netzbetreiber weitere Dienstleistungen, z. B. Wärmelieferungen, gemeinsamer Stromanschluss, gemeinsamer Strombezug, Gaskühlung, Brennwertanhebung über die Bestimmung des § 36 hinaus vereinbaren können, um einen sinnvollen Leistungsabtausch der Beteiligten zu fördern.

Absatz 3 enthält Informationspflichten für den Netzbetreiber. Aufgrund dieser Informationen soll es dem potentiellen Anschlussnehmer möglich sein, sich schnell einen Überblick über die Anschlussmöglichkeiten und –bedingungen zu verschaffen.

Absatz 4 ermöglicht es dem Anschlussnehmer, innerhalb einer überschaubaren Frist eine Abschätzung des Netzbetreibers hinsichtlich des Umfangs und der entstehenden Kosten der durchzuführenden Arbeiten zu erhalten.

Absatz 5 verpflichtet den Anschlussnehmer zur Zahlung eines Vorschusses. Durch diese Verpflichtung soll dem Interesse des Netzbetreibers entsprochen werden, nur solche Prüfungen durchzuführen, für die eine ernsthafte Realisierungsabsicht vorliegt. Zudem wird klargestellt, dass der Anschlussnehmer die Kosten der Prüfung zu tragen hat, da die Prüfung in seinem Interesse liegt.

Absatz 6 regelt, wie lange der Netzbetreiber an eine Anschlusszusage gebunden ist. Die dreimonatige Bindungsfrist des Netzbetreibers an eine positive Prüfung und die aufschiebende Bedingung der Wirksamkeit des Netzanschlussvertrages, wenn mit dem Bau der Anlage nicht innerhalb von 18 Monaten begonnen wird, sollen verhindern, dass Netzkapazitäten dauerhaft durch nicht in Betrieb gehende Anlagen blockiert werden. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die Aufnahme einer kontinuierlichen Einspeisung in bestimmter Höhe zu garantieren. Die Realisierung des Netzanschlusses kann durch den Anschlussnehmer oder den Netzbetreiber

erfolgen. Bei der Planung werden eine Zusammenarbeit der Parteien und Offenlegungspflichten vorgesehen.

Absatz 7 enthält eine Regelung zur Beschleunigung der Planung des Netzanschlusses. Biogaseinspeiser und Gasnetzbetreiber sollen gemeinsam nach der volkswirtschaftlich günstigsten Lösung suchen. Die Festlegung eines gemeinsamen Realisierungsfahrplans orientiert sich an den Vorgaben der Kraftwerksnetzanschlussverordnung. Ziel ist, Transparenz bei der Realisierung des Netzanschlusses und der Herstellung der gesicherten Einspeisekapazität zu erreichen und Verzögerungen zu vermeiden bzw. einvernehmlich die Planung, z. B. bei Verzögerung der Erteilung der Baugenehmigung, anzupassen. Daher sieht die Vorschrift Mindestinhalte für den Realisierungsfahrplan vor, soweit sich Netzbetreiber und Biogaseinspeiser nicht auf andere Etappenziele einigen. Der Realisierungsfahrplan muss insbesondere den geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses enthalten, um zu gewährleisten, dass der Netzanschluss rechtzeitig bereitgestellt werden kann. Damit wird vermieden, dass bei Betriebsbereitschaft der Biogasaufbereitungsanlage die Aufnahme der Gaseinspeisung noch nicht möglich ist bzw. Biogas abgefackelt werden muss. Für den Einspeiser wird damit planbar, zu welchem Zeitpunkt er mit der vollen Einspeisekapazität kalkulieren kann. Zudem wird geregelt, dass der Netzbetreiber seinen Anspruch auf die vom Anschlussnehmer gezahlte Kostenbeteiligung verliert, wenn der im Realisierungsfahrplan vorgesehene Zeitpunkt der Inbetriebnahme aus Gründen, die vom Netzbetreiber zu vertreten sind, nicht erreicht werden kann. Damit wird sichergestellt, dass in dieser Situation unvermeidbare Betriebskosten bzw. entgangene Einnahmen des Anlagenbetreibers erstattet werden.

Absatz 8 stellt klar, dass nur tatsächliche physikalische Netzengpässe einen Ablehnungsgrund darstellen. Der Netzanschluss kann nicht mit dem Hinweis auf bestehende Verträge verweigert werden.

Absatz 9 verpflichtet den Netzbetreiber, einen alternativen Anschlusspunkt im Falle der Verweigerung des begehrten Anschlusses vorzuschlagen. Der alternative Anschlusspunkt muss die Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklichen.

Absatz 10 verpflichtet den Netzbetreiber, die erforderlichen und wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen im Netz zu ergreifen, um den Anschluss zu ermöglichen. Dazu gehören

insbesondere die Verdichtung in eine höhere Druckstufe bzw. Druckerhöhungen im Netz oder das Erstellen eines zusätzlichen Verknüpfungspunktes.

Zu § 34

Die Vorschrift regelt die vorrangige Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und den vorrangigen Transport für alle Netze und ergänzt damit die Regelung zur vorrangigen Anschlusspflicht.

Absatz 1 berechtigt den Netzbetreiber, die Einspeisung zu verweigern, wenn das einzuspeisende Biogas nicht netzkompatibel ist. Dies ist ausschließlich der Fall, abweichend von § 19, wenn die Qualität des einzuspeisenden Biogases nicht den in den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. festgelegten Voraussetzungen entspricht, d.h. außerhalb der dort beschriebenen Bandbreite liegt. Mit der Regelung wird klargestellt, dass nur tatsächliche, physikalische Netzengpässe einen Ablehnungsgrund darstellen. Der Netzzugang kann nicht mit dem Hinweis auf bestehende Verträge verweigert werden. Bei Fragen der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit kann sich der Netzbetreiber nicht auf Kostenbelastungen berufen, die er aufgrund dieser Verordnung zu tragen hat.

Absatz 2 verpflichtet den Netzbetreiber, wirtschaftlich zumutbare Aufwendungen durchzuführen, um die technische Aufnahmefähigkeit des Netzes zu optimieren. Er muss insbesondere wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen durchführen, um auch in den Sommermonaten die Einspeisung des Biogases zu ermöglichen. Dazu zählen insbesondere die Fähigkeit zur Rückspeisung sowie die Schaffung der erforderlichen Einrichtungen, zum Beispiel zur Deodorierung oder Trocknung des Biogases. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, dem Anschlussnehmer, den Bilanzkreisverantwortlichen und vom Anschlussnehmer benannten Dritten (z.B. BLE, Biomethandokumentationssystemen) unverzüglich Daten über die eingespeisten Energiemengen bereitzustellen.

Zu § 35

Die Vorschrift enthält besondere Bilanzierungsregeln gegenüber den allgemein gültigen Bilanzierungsregelungen der §§ 22 ff.

Absatz 1 verpflichtet den Marktgebietsverantwortlichen, dem Biogaseinspeiser einen erweiterten Bilanzausgleich für 12 Monate anzubieten.

Absatz 2 regelt, dass vom Marktgebietsverantwortlichen besondere Biogasbilanzkreise anzubieten sind und eine Übertragung vom Biogasbilanzkreis in den Erdgasbilanzkreis möglich ist, umgekehrt jedoch nicht. Der Ausschluss der entgegen gesetzten Übertragung ist notwendig, da nur so zu Zwecken der Abrechnung und Vergütung von Biogasmengen eine eindeutige Zuordnung und Erfassung der Biogasmengen möglich ist und ein Missbrauch vermieden wird.

Absatz 3 regelt, dass der Marktgebietsverantwortliche einen besonderen Biogasbilanzkreis anbietet, der in der Regel einen Zeitraum von 12 Monaten umfasst. Der Bilanzausgleich beinhaltet einen Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent für die Biomethanmengen, die im besonderen Biogasbilanzkreis physisch ein- oder ausgespeist werden. Der maximale Flexibilitätsrahmen beträgt für die Biomethanmengen in einem Bilanzkreiskonto 25 Prozent. Der Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent bezieht sich auf die Differenz der kumulierten Ein- und Ausspeisemengen im Verhältnis zu der Jahresmenge. Damit wird klargestellt, dass sich der Zeitraum von 12 Monaten auf die Bilanzierung und nicht nur auf die bloße Abrechnung bezieht.

Absatz 4 verpflichtet den Bilanzkreisverantwortlichen, den zeitlichen Verlauf der Ein- und Ausspeisemenge der Biogasanlage zu prognostizieren und den Marktgebietsverantwortlichen darüber zu informieren. Die Prognose entfaltet keine bindende Wirkung.

Absatz 5 verpflichtet den Bilanzkreisverantwortlichen, die Ein- und Ausspeisemengen innerhalb des Flexibilitätsrahmens am Ende des Bilanzierungszeitraums auszugleichen. Der Bilanzkreisverantwortliche ist nicht an die Prognose nach Absatz 4 gebunden.

Absatz 6 regelt, dass positive Salden im besonderen Biogas-Bilanzkreis auf nachfolgende Jahre übertragen werden können.

Absatz 7 regelt die Kostenberechnung für vom Marktgebietsverantwortlichen bereitgestellte Ausgleichsenergie aufgrund der tatsächlichen Differenzen, die über den Flexibilitätsrahmen hinaus entstanden sind. Die Vergütung richtet sich nach diskriminierungsfreien Verfahren für die tatsächlichen und effizienten Kosten für die Lieferung von Ausgleichsenergie.

Absatz 8 regelt, dass für den erweiterten Bilanzausgleich ein Pauschalbetrag in Höhe von 0,001 €/kWh zu entrichten ist, um die Einspeisung von Biogas unter Kostengesichtspunkten zu

erleichtern. Der Pauschalbetrag weicht deutlich nach unten von den tatsächlichen Kosten ab. Die tatsächlichen Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich liegen zwischen 0,003 und 0,0075 €/kWh. Durch die Pauschale werden die Kosten für den erweiterten Bilanzausgleich und die Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz insgesamt deutlich reduziert sowie gleichzeitig Anreize zu einer Optimierung des Abnahmeportfolios gesetzt.

Zu § 36

Die Vorschrift regelt die Verantwortlichkeiten für die Einhaltung der Gasqualität.

Absatz 1 bestimmt, dass der Biogaseinspeiser ausschließlich für die Einhaltung der Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) verantwortlich ist und hierfür die Kosten trägt. Aufgrund der verschiedenen Verfahren zur Aufbereitung von Biogas ist eine Bereitstellung des Gases zu unterschiedlicher Druckhöhe vorgesehen. Der Biogaseinspeiser belegt mit einem Herstellernachweis, der durch eine staatlich zugelassene Stelle (z.B. Technischer Überwachungsverein e. V., DEKRA o. ä.) geprüft oder bestätigt wurde, die Einhaltung der maximalen Emissionsgrenzen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung des Biogases zu Erdgasqualität. Die Methanemissionen in die Atmosphäre werden zum 30. April 2012 auf 0,2 Prozent begrenzt.

Absatz 2 bestimmt, dass der Netzbetreiber in angemessenem Umfang die Kosten für notwendige technische Anpassungen der Anlage, die dem Biogaseinspeiser aufgrund der Umstellung der Gasqualität entstehen, zu tragen hat. Die Umstellung auf die Gasqualität ist eine wirtschaftliche Entscheidung des Netzbetreibers, die vom Biogaseinspeiser nicht beeinflusst werden kann. Daher soll der Biogaseinspeiser von resultierenden Kosten freigestellt werden.

Absatz 3 bestimmt, dass der Netzbetreiber für die Einhaltung der eichrechtlichen Bestimmungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 verantwortlich ist und hierfür die Kosten trägt. Mit der Regelung wird der Biogaseinspeiser bzw. Transportkunde von Biogas wirtschaftlich deutlich entlastet.

Absatz 4 verpflichtet den Netzbetreiber, insbesondere die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit vorzunehmen und hierfür die Kosten zu tragen.

Zu § 37

Die Bundesnetzagentur erstellt bis zum 31.05.2011 und sodann jährlich einen Bericht zur Erreichung der in § 31 normierten Ziele, der Entwicklung der Kosten der Biogaseinspeisung, der erzielbaren Erlöse, der Kostenbelastung für Netze und Speicher sowie der Notwendigkeit von Musterverträgen.

Zu § 38

Die Vorschrift regelt den Anspruch von Betreibern neuer Speicher- und Produktionsanlagen sowie neuer Gaskraftwerke auf Reservierung von Kapazitäten im Gasnetz.

Absatz 1 gewährt im Rahmen vorhandener technischer Kapazitäten den Betreibern bestimmter Anlagen einen zeitlich begrenzten Anspruch auf Reservierung von Kapazität gegen den Fernleitungsnetzbetreiber. Die Vorschrift soll den Betreibern solcher Anlagen die endgültige Investitionsentscheidung erleichtern. Häufig müssen sich die Betreiber solcher Anlagen bereits zu einem Zeitpunkt langfristig gegenüber dem Netzbetreiber binden, zu dem eine verbindliche Investitionsentscheidung noch nicht möglich ist. Ohne diese frühzeitige vertragliche Verpflichtung gegenüber dem Netzbetreiber würde ansonsten das Risiko bestehen, dass zum Zeitpunkt der endgültigen Investitionsentscheidung benötigte Kapazität, die zum Zeitpunkt der Anfrage beim Netzbetreiber noch vorhanden war, bereits anderweitig vergeben wurde. Der zeitlich begrenzte Reservierungsanspruch bringt daher die Pflicht des Netzbetreibers zum Angebot maximaler verfügbarer Kapazität und das Interesse des Anlagenbetreibers, langfristige vertragliche Verpflichtungen erst bei bzw. nach der endgültigen Investitionsentscheidung einzugehen, in einen angemessenen Ausgleich. Satz 4 stellt klar, dass die besonderen Regelungen zum Anschluss und Netzzugang von Biogasanlagen auch gegenüber dem Reservierungsrecht der in Absatz 1 genannten Anlagen unberührt bleiben.

Absatz 2 benennt Voraussetzungen, die vom Betreiber neuer Speicheranlagen und neuer Gaskraftwerke gegenüber dem Fernleitungsnetzbetreiber vor Vornahme einer Reservierung nachgewiesen werden müssen. Es soll vermieden werden, dass Reservierungen „auf Vorrat“ vorgenommen werden, obwohl das dahinter stehende Projekt noch bzw. überhaupt nicht die notwendige Planungsreife erreicht, und so knappe Kapazitäten blockiert werden. Um die Anforderungen an eine Reservierung von Kapazitäten nicht zu hoch zu legen, benennt Absatz 2 drei Kriterien, die erfüllt sein müssen. Zunächst muss eine Kurzbeschreibung des Konzepts vorliegen, um dem Fernleitungsnetzbetreiber die Beurteilung zu ermöglichen, ob grundsätzlich

entsprechende Kapazitäten vorhanden sein könnten. Nummern 2 und 3 enthalten Kriterien, die dem Fernleitungsnetzbetreiber die Abschätzung ermöglichen sollen, ob die benötigten Kapazitäten zum angefragten Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Der in Nummer 3 genannte Zeitpunkt der ersten Gasentnahme ist dabei gleichbedeutend mit dem Zeitpunkt der ersten Kapazitätsnutzung für eine Belieferung oder Ausspeisung aus der angeschlossenen Anlage.

Absatz 3 sieht Fristen vor, innerhalb derer die einzelnen Prüfverfahren abgewickelt werden müssen. Die Regelung vermeidet daher, dass der Abschluss der Prüfungen allein von Geschehnissen in der Einflussosphäre des Netzbetreibers abhängt. Sie gewährleistet zudem, dass der Anschlusspetent zeitnah ein Ergebnis erhält. Auf Basis dieses Ergebnisses kann der Anschlusspetent – bei negativem Ausfall – entscheiden, ob er für einen anderen Punkt eine Anfrage stellen möchte. Die Fristen des Absatz 3 orientieren sich dabei an den Vorgaben der Kraftwerksnetzanschlussverordnung, damit beide Verfahren möglichst parallel verlaufen. Dies ist insbesondere für die Betreiber neuer Gaskraftwerke von großer Bedeutung. Satz 7 enthält eine zeitliche Befristung der Möglichkeit, Kapazitäten zu reservieren. Dies ist erforderlich, um zu vermeiden, dass Kapazitäten auf Dauer durch Einzelne für andere Projekte blockiert werden.

Absatz 4 Satz 1 bestimmt, dass der Anschlusspetent an den Netzbetreiber eine Reservierungsgebühr zahlen muss. Diese Reservierungsgebühr ist ein Mittel, um nicht ernsthafte Kapazitätsreservierungen zu vermeiden. Satz 2 regelt die Höhe der Reservierungsgebühr, die zwar hoch genug ist, um von einer nicht ernsthaften Anfrage abzusehen, gleichzeitig jedoch keine Markteintrittsbarriere darstellt. Satz 3 regelt, dass die gezahlte Reservierungsgebühr bei endgültiger Buchung der Kapazität mit dem Netzentgelt zu verrechnen ist. Damit ist sichergestellt, dass der Anschlusspetent die Kapazitätsreservierung vergütet, die Sicherung des Zugangsanspruchs jedoch insgesamt kostenneutral bleibt und Anschlusspetenten nicht von einer Anfrage abgehalten werden.

Absatz 5 sieht vor, dass die Erlöse aus der Reservierungsgebühr auf dem Regulierungskonto in der Anreizregulierung verbucht werden, wenn die Reservierungsgebühr verfällt.

Zu § 39

Nicht in allen Fällen wird die im Fernleitungsnetz vorhandene Kapazität ausreichen, damit Kapazität in dem Umfang, der für ein neues Gaskraftwerk oder eine neue Speicher- bzw. Produktionsanlage erforderlich ist, im Netz reserviert werden kann. In diesen Fällen ist dann ein

Ausbau des Netzes erforderlich. Die Vorschrift vervollständigt daher die bereits in § 38 angelegte Verbesserung der Investitionssicherheit für neue Gaskraftwerks-, Speicher- oder Produktionsanlagen-Projekte.

Absatz 1 regelt den Anspruch des Anlagenbetreibers, dass die für das Projekt benötigte Kapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus, der sich aufgrund des Kapazitätsbedarfsermittlungsverfahrens nach § 17 Absatz 1 als erforderlich ergeben hat, berücksichtigt wird. Der Fernleitungsnetzbetreiber ist verpflichtet, die notwendige Kapazität im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren zur Verfügung zu stellen. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit ist zu vermuten, wenn die entsprechende Kapazität beim Fernleitungsnetzbetreiber langfristig verbindlich gebucht wird. Zu diesem Zeitpunkt erhält der Fernleitungsnetzbetreiber die notwendige Sicherheit, dass es sich bei der Investition nicht um ein sog. „stranded investment“ handelt. Vor diesem Hintergrund sind einerseits das Interesse des Fernleitungsnetzbetreibers an wirtschaftlicher Sicherheit und andererseits das Interesse des Anlagenbetreibers an einem Abschluss des Netzausbaus zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage angemessen auszugleichen. Angesichts der Vorlaufzeiten und der verschiedenen Phasen eines Investitionsprojekts ist es als angemessen anzusehen, wenn der Anlagenbetreiber 18 Monate vor Inbetriebnahme der Anlage die Kapazität buchen muss. Zu diesem Zeitpunkt ist davon auszugehen, dass die Planungsphase sowohl beim Anlagenbetreiber als auch beim Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen sein muss.

Absatz 2 sieht vor, dass vom Fernleitungsnetzbetreiber und dem Anschlusswilligen ein verbindlicher Realisierungsfahrplan zu erarbeiten ist, der die wesentlichen Schritte des Netzausbaus regelt. Dieser Fahrplan ist erforderlich, um eine verbindliche Arbeits- und Vertrauensgrundlage zu schaffen und Meinungsverschiedenheiten aufgrund eines unterschiedlichen Verständnisses zu vermeiden.

Absatz 3 sieht vor, dass vom Anschlusswilligen während der Planungsphase des Fernleitungsnetzbetreibers eine Planungspauschale zu entrichten ist. Die Pauschale gewährleistet, dass nicht ernsthafte Verlangen nach Netzausbau vermieden werden. Um sicherzustellen, dass die Planungspauschale für den Anlagenbetreiber kostenneutral ist und damit keine Marktzutrittsbarriere darstellt, ist vorgesehen, dass diese Pauschale nach der langfristigen Kapazitätsbuchung mit dem zu zahlenden Entgelt verrechnet wird. Wird die Kapazität während der Planungsphase nicht verbindlich beim Fernleitungsnetzbetreiber gebucht, verfällt die

Planungspauschale. Dies gilt dann nicht, wenn ein Dritter die vom Fernleitungsnetzbetreiber für den Anschlusswilligen vorgesehene Kapazität verbindlich bucht. In diesem Fall ist dem Anschlusswilligen die gezahlte Planungspauschale zurückzuerstatten.

Zu § 40

Absatz 1 enthält netzbezogene Informationen, die von Netzbetreibern veröffentlicht werden müssen. Mit der Regelung soll die von Transportkunden zur Vorbereitung und Abwicklung eines Gastransports benötigte Transparenz geschaffen und die Abschätzung des mit einem Gastransport verbundenen Risikos erleichtert werden. Die Veröffentlichungspflichten entsprechen im Wesentlichen den Pflichten, die bereits in der GasNZV a. F. enthalten sind.

Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber, eine eventuelle Zusatzmenge zumindest für den Folgetag auszuweisen. Dadurch erhalten Marktteilnehmer die notwendigen Informationen, in welchem Umfang Zusatzmengen gesichert zur Verfügung stehen. Um den internationalen Gastransport und Gashandel zu erleichtern, müssen Fernleitungsnetzbetreiber die in Absatz 1 genannten Informationen auch in englischer Sprache zur Verfügung stellen. Satz 7 verpflichtet örtliche Verteilnetzbetreiber, auf ihrer Internetseite eine Karte des Gemeindegebietes zur Verfügung zu stellen, auf der schematisch erkennbar ist, in welchen Bereichen des Gemeindegebietes Gasversorgung grundsätzlich möglich ist. Ziel ist, die in diesem Zusammenhang weiterhin bestehende Informationsasymmetrie zwischen dem althergebrachten Gaslieferanten im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers und neuen Anbietern zu beseitigen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund erforderlich, dass der althergebrachte Lieferant die Lage der Gasanschlüsse kennt und daher gezielter um Kunden werben kann als ein neuer Lieferant.

Absatz 2 verpflichtet Marktgebietsverantwortliche, bilanzierungsrelevante Informationen, insbesondere die Methoden, die bei der Berechnung der Bilanzierungsentgelte verwendet werden, zu veröffentlichen. Die Transportkunden erhalten so die notwendige Transparenz über das Zustandekommen der Bilanzierungsentgelte.

Zu § 41

Einem problemlosen Wechsel des Lieferanten kommt eine Schlüsselstellung im Wettbewerb mit Haushaltskunden zu. Damit der Gashändler, der neue Kunden beliefern möchte, dazu in der Lage ist, muss der Ausspeisenetzbetreiber dem neuen Lieferanten auf Verlangen die erforderlichen

Daten zur Verfügung stellen. Dies umfasst insbesondere Daten, die für die vertragliche Abwicklung der Belieferung erforderlich sind.

Zu § 42

Kapazitäten, die von einem Transportkunden bisher zur Versorgung eines Letztverbrauchers genutzt werden, müssen dem neuen Lieferanten zur Verfügung gestellt werden, wenn ohne diese Weitergabe ein Lieferantenwechsel ausgeschlossen wäre. Dabei wird das Interesse des neuen Lieferanten, die zur Belieferung dieses Kunden vom alten Lieferanten nicht mehr benötigten Kapazitäten zu übernehmen, höher bewertet als das mögliche Interesse des alten Lieferanten, seine Kapazitäten weiterhin zu verwenden. Die Anforderungen an die Begründung des neuen Lieferanten sollen nicht zu unnötigem Aufwand führen, sondern müssen wirtschaftlich zumutbar sein.

Zu § 43

Die Vorschrift regelt die Verantwortung für die Messung und ergänzt insoweit § 21b des Energiewirtschaftsgesetzes. Sie berechtigt den Netzbetreiber – soweit er nicht Messstellenbetreiber ist oder die Messungen durch einen Messdienstleister durchgeführt werden – zu Kontrollmessungen. Dies lässt jedoch vertragliche Regelungen zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister unberührt, die den Netzbetreiber verpflichten können, den jeweiligen Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister mit einer etwaigen Kontrollablesung zu beauftragen. Dieses Kontrollrecht ist erforderlich, da die Messung eine wesentliche Funktion insbesondere bei der Abrechnung des betroffenen Netzbetreibers gegenüber den Transportkunden hat. Maßgeblich für die Vornahme der Messung sind die Regeln der Messzugangsverordnung sowie die Regelungen in den §§ 44 bis 47.

Zu § 44

Die Vorschrift regelt die Messung des von Haushaltskunden entnommenen Gases. Die Messung erfolgt grundsätzlich in regelmäßigen zeitlichen Abständen, um eine regelmäßige Abrechnung zu ermöglichen. Dabei sind die Vorgaben des Grundversorgers zu beachten. Für den Fall, dass ein Kunde vom Grundversorger zu einem anderen Lieferanten wechselt, müssen Verfahren installiert sein, nach denen der Verbrauchswert ermittelt wird, um eine Schlussrechnung und eindeutige Abgrenzung zu ermöglichen. Zur Abrechnung kann entweder ein gemessener Wert oder eine zeitanteilige Schätzung zugrunde gelegt werden.

Zu § 45

Die Vorschrift stellt sicher, dass im Falle einer Durchführung der Messung durch Dritte bei der Wahl der Zeitabstände der Messung durch den Dritten auch das Vorliegen einer Vereinbarung nach § 40 Absatz 2 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes beachtet wird. Gleichzeitig enthält die Vorschrift eine Verpflichtung des Netzbetreibers. Unabhängig davon, ob er selbst die Messung durchführt oder die Messdaten von Dritten erhält, muss er bei der Übermittlung von Messdaten an den Netznutzer das Vorliegen einer solchen Vereinbarung beachten. Netznutzer wird im Regelfall der Lieferant sein. Ist Netznutzer der Letztverbraucher, so obliegt es ihm, eine Harmonisierung der Ablesezeiträume mit der auf sein Verlangen getroffenen Vereinbarung nach § 40 Absatz 2 Satz 2 EnWG herbeizuführen. Grundsätzlich bleibt der Lieferant frei, eine Ablesung auch in anderer Weise sicherzustellen.

Zu § 46

Absatz 1 bestimmt, dass für den Betrieb der Mess- und Steuereinrichtungen und die damit zusammenhängenden Pflichten die Regeln der spezielleren Messzugangsverordnung gelten. Absatz 2 regelt die Haftung der Netznutzer gegenüber dem Messstellenbetreiber.

Zu § 47

Die Vorschrift regelt die Rechte des Transportkunden im Zusammenhang mit Messeinrichtungen. Absatz 2 enthält eine Regelung, in welchen Fällen der Transportkunde bzw. der Messstellenbetreiber die Kosten zu tragen hat.

Zu § 48

Die Vorschrift regelt das Verfahren, nach dem bei einem Messfehler vorgegangen werden soll, wenn aufgrund des Messfehlers eine fehlerfreie Ablesung von Verbrauchsdaten nicht möglich ist.

Zu § 49

§ 25 des Energiewirtschaftsgesetzes enthält den materiellen Verweigerungsgrund im Fall ernsthafter wirtschaftlicher und finanzieller Schwierigkeiten, die dem Unternehmen durch die Gewährung des Netzzugangs entstehen könnten. § 49 regelt das Verfahren, in dem dieser Verweigerungsgrund geltend gemacht werden kann. Die vorgesehene Antragsfrist soll sicherstellen, dass eine abschließende Entscheidung über die Berechtigung der Zugangsverweigerung noch vor Beginn des Gaswirtschaftsjahres getroffen werden kann.

Stimmt die Regulierungsbehörde dem Antrag auf Zugangsverweigerung zu, so überprüft die Europäische Kommission deren Entscheidung. Die Regulierungsbehörde ist an eine endgültige Entscheidung der Kommission entsprechend Absatz 2 gebunden.

Zu § 50

Ein funktionierendes Netzzugangssystem setzt eine Vielzahl von einheitlichen Regelungen und Verfahren voraus. Des Weiteren muss ein Netzzugangssystem lernfähig sein, um zu gewährleisten, dass die Vorgaben nicht an den Bedürfnissen der Praxis vorbei gehen. In der Regel zeigt erst die Praxis, an welchen Stellen Ergänzungs- bzw. Anpassungsbedarf besteht, um funktionierenden Wettbewerb im Netz zu ermöglichen. Um eine Überregulierung durch den Ordnungsgeber zu vermeiden, die zu einem starren, inflexiblen System führen würde, erhält die Regulierungsbehörde die Befugnis, weitere Festlegungen in einzelnen Regelungsbereichen zu treffen. Im Rahmen ihrer Entscheidungsbefugnisse hat die Behörde auch zu prüfen, ob der Nutzen der beabsichtigten Festlegungen in einem angemessenen Verhältnis zu den damit für Netzbetreiber und Netznutzer verbundenen Kosten steht. In Absatz 5 erhält die Bundesnetzagentur die Befugnis, zusätzliche Veröffentlichungspflichten festzulegen, soweit dies für den Wettbewerb im Gashandel oder bei der Belieferung von Kunden erforderlich ist. Wenn die Bundesnetzagentur von dieser Befugnis Gebrauch macht, hat sie bei der Festlegung des Umfangs im Rahmen der Prüfung der Verhältnismäßigkeit der Regelung nicht ausschließlich einen Kosten-Nutzen-Vergleich durchzuführen. Es sind vielmehr insbesondere auch sicherheitsrelevante Aspekte im Rahmen der Festlegung von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen.

Zu § 51

Die Vorschrift enthält Bußgeldtatbestände, die als ultima ratio sicherstellen sollen, dass die wesentlichen Elemente der Verordnung und damit die Eckpfeiler eines funktionierenden Gasmarktes effektiv durchgesetzt werden können. Zudem wird - wie schon in der GasNZV a.F. - sichergestellt, dass die Regulierungsbehörde die notwendigen Möglichkeiten zur Durchsetzung ihrer Entscheidungen an die Hand bekommt.

Artikel 2

Artikel 2 enthält eine Änderung der Messzugangsverordnung, um auch im Gasbereich für Standardlastprofilkunden die Anwendungsmöglichkeiten moderner Messgeräte zu erweitern.

Artikel 3

Die Neuregelung des § 13 Absatz 2 Satz 4 bis 7 ersetzt den bisherigen § 13 Absatz 2 Satz 4 und 5 der Niederdruckanschlussverordnung. Die Neuregelung nach § 13 Absatz 2 Satz 5 und 6 unterscheidet, den europarechtlichen Vorgaben entsprechend, zwischen Materialien und Gasgeräten, für die die CE-Kennzeichnung vorgeschrieben ist, und solchen, für die sie nicht vorgeschrieben ist. Nach Auffassung der Europäischen Kommission ist nach der Druckgeräte-Richtlinie 97/23/EG die CE-Kennzeichnung die einzige Kennzeichnung, die die Konformität der Produkte mit den Bestimmungen dieser Richtlinie bescheinigt. Damit ist die CE-Kennzeichnung verpflichtend für alle Produkte, die in den Geltungsbereich dieser Richtlinie fallen.

Die Neuregelung ergänzt die bisherige Regelung aus europarechtlichen Gründen um eine Gleichwertigkeitsregelung (vgl. Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen – Erleichterung des Marktzugangs für Waren in einem anderen Mitgliedstaat: praktische Anwendung des Prinzips der gegenseitigen Anerkennung, ABl. EU Nr. C 265 S. 2 v. 4.11.2003). § 13 Absatz 2 Satz 7 unterscheidet dabei, den europäischen Vorgaben entsprechend, zwischen Materialien und Geräten nach Nummer 1 und nach Nummer 2.

Artikel 4

Die Neuregelung ergänzt die bisherige Regelung aus europarechtlichen Gründen um eine Gleichwertigkeitsregelung (vgl. Mitteilung der Kommission zu Auslegungsfragen – Erleichterung des Marktzugangs für Waren in einem anderen Mitgliedstaat: praktische Anwendung des Prinzips der gegenseitigen Anerkennung, ABl. EU Nr. C 265 S. 2 v. 4.11.2003). § 13 Absatz 2 Satz 9 unterscheidet dabei, den europäischen Vorgaben entsprechend, zwischen Materialien und Geräten nach Nummer 1 und nach Nummer 2.

Artikel 5**Zu Nummer 1**

Die Regelung enthält einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Zu Nummer 2

Die Regelung enthält einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Zu Nummer 3

Die Einfügung stellt klar, dass für die Einspeisung von Biogas ins Ferngasnetz keine Einspeiseentgelte zu entrichten sind. Damit wird gewährleistet, dass Einspeiser von Biogas nicht wegen des zu zahlenden Einspeiseentgeltes auf die Einspeisung von Biogas ins Fernleitungsnetz verzichten.

Zu Nummer 4

Die Regelung berücksichtigt in Buchstabe a, dass gegenwärtig die pauschalen Entgelte für vermiedene Netzkosten weder in der Berechnung des Verkaufspreises für Biogas noch in der Wirtschaftlichkeitsrechnung von Anlagen berücksichtigt werden. Insbesondere finanzierende Kreditinstitute integrieren diese pauschalen Entgelte nicht in der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Vor diesem Hintergrund ist die Festschreibung der Entgelte erforderlich, um in diesem Zusammenhang Erleichterung zu schaffen.

Die Regelung enthält in Buchstabe b einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Zu Nummer 5

Die Regelung enthält einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Artikel 6

Zu Nummer 1

Die Regelung enthält einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Zu Nummer 2

Die Regelung enthält einen rein redaktionellen Nachvollzug, um zutreffende Verweise auf die Gasnetzzugangsverordnung zu gewährleisten.

Artikel 7**Zu Nummer 1**

Die Einfügung eines neuen § 1 Nummer 6a UVP-V Bergbau betrifft die in den letzten Jahren infolge der sicherheitstechnischen, wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile zunehmend an Bedeutung gewinnende Untergrundspeicherung von Erdgas und anderen Stoffen und sieht vor, dass neben den nach Nummer 9 der Anlage 1 zum UVPG der UVP-Pflicht unterliegenden Anlagen zur oberirdischen und unterirdischen Lagerung von brennbaren Gasen und Flüssigkeiten in festen Behältern auch Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Erdgas und anderen Stoffen nach Maßgabe des § 1 Nummer 6a UVP-pflichtig sind. Mit den in § 1 Nummer 6a angegebenen Prüfwerten wird für die allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls eine ausreichende Menge von Anlagen erfasst, um den Aspekten Art, Größe und Standort von Vorhaben im Hinblick auf die sicherheitstechnischen, wirtschaftlichen und ökologischen Besonderheiten von Untergrundspeichern Rechnung zu tragen. Um im Einzelfall auch eine kleinere Anlage zu erfassen, die auf Grund besonderer Standortgegebenheiten zu erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen insbesondere im Hinblick auf die zugehörigen Tagesanlagen führen kann, ist in § 1 Nummer 6a eine standortbezogene Vorprüfung vorgesehen, die schon ab einem geringeren Prüfwert eröffnet wird.

Zu Nummer 2

Die Vorschrift enthält im Anschluss an § 4 Absatz 1 bis 3 UVP-V Bergbau die erforderliche Überleitungsregelung für begonnene Verfahren betreffend Untergrundspeicher, die vor dem Inkrafttreten der Änderungsverordnung eingeleitet worden sind.

Artikel 8

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten der Verordnung und das Außerkrafttreten der GasNZV a. F.

Ifd. Nr.	Informationspflicht (Bezeichnung)	Paragraf	Periodizität	Fallzahl pro Jahr	Bürokratie-Kosten in €	Bürokratie-Kosten in € nach der noch geltenden GasNZV	Bemerkungen
1	Registrierungspflicht für Transportkunden am Gashandel	§ 6 Abs. 1 i.V. § 12 Abs. 3 letzter Satz	einmalig	4.347	5.608,00	40,00	bisher schon - geringe Fallzahl; Kosten entstehen einmal bei Registrierung, d.h. nicht jährlich.
2	Registrierungspflicht für Bilanzkreisverantwortliche am Gashandel	§ 6 Abs. 1 i.V. § 12 Abs. 3 letzter Satz	einmalig	85	110,00	0,00	neu; Kosten entstehen einmal bei Registrierung, d.h. nicht jährlich.
3	Rechtzeitige Anmeldung der zur Abwicklung des Transportes erforderlichen Vorhalteleistung durch nachgelagerten örtlichen Verteilnetzbetreiber (VNB) an vorgelagerten örtlichen VNB	§ 8 Abs. 4 letzter Satz	1	450	726,00	0,00	neu; Datenübermittlung erfolgt elektronisch
4	Gegenseitige Informationspflicht der Fernleitungsnetzbetreiber zu verfügbaren Kapazitäten	§ 9 Abs. 2 letzter Satz	1	936	1.208,00	430,00	bisher schon - geringe Fallzahl; Voraussetzungen für elektronischen Datenaustausch (Programme/Datenbanken) wurde mit der bisher geltenden VO geschaffen
5	Pflicht für Fernleitungsnetzbetreiber alle erforderlichen Informationen zur Überprüfung der Ermittlung der technischen Kapazitäten der Regulierungsbehörde zur Verfügung zu stellen	§ 9 Abs. 4 Satz 3	1	18	335,00	0,00	neu
6	Durch Netzbetreiber (auch Fernleitungsnetzbetreiber) transparente Information über Kapazitätsangebote sowie Nachfragen von gleichartigen Kapazitäten auf Primärplattform sowie Sekundärplattform (beides im Internet)	§ 12 Abs.3 i.V.m. Abs. 4	365	262.070	84.518,00	65.000,00	bisher schon - geringe Fallzahl; Voraussetzungen für elektronischen Datenaustausch (Programme/Datenbanken) wurde mit der bisher geltenden VO geschaffen; täglich über Fallzahl abgedeckt
7	Durch Fernleitungsnetzbetreiber Vorlage der Dokumentation über Erlöse auf Verlangen der Regulierungsbehörde	§ 13 Abs. 4 letzter Satz	1	18	25,00	0,00	bisher schon; aber Fallzahl 0; berechnet nur Übermittlung, da Dokumentation ohnehin schon gemacht wird
8	Durch Transportkunden Anmeldung von Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisekapazitäten gegenüber Fernleitungsnetzbetreiber	§ 15 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2	365	155.855	50.264,00	0,00	neu; täglich über Fallzahl abgedeckt

9	Auf Anforderung der Regulierungsbehörde zur Verfügungstellung von Informationen nach § 16 Abs. 4 Satz 1 sowie Abs. 2 u. 3 durch Fernleitungsnetzbetreiber	§ 16 Abs. 4 Satz 2; Halbsatz	0	0	0,00	0,00	neu
10	Auf Anforderung der Regulierungsbehörde zur Verfügungstellung von Informationen nach § 16 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 und 3 durch Transportskunden	§ 16 Abs. 4 Satz 3	0	0	0,00	0,00	neu
11	Auf Verlangen der Transportskunden Zurverfügungstellung der Informationen nach Satz 1 durch Fernleitungsnetzbetreiber	§ 16 Abs. 4 letzter Satz i.V.m. Satz 1	0	0	0,00	0,00	neu
12	Pflicht zur Veröffentlichung (Internetseite) des ermittelten Kapazitätsbedarfs durch Fernleitungsnetzbetreiber	§ 17 Abs. 1 Satz 4	1	18	25,00	0,00	neu
13	Mitteilung der Gründe der Kapazitätsreduzierung durch Fernleitungsnetzbetreiber gegenüber Transportskunden	§ 18 Satz 2	1	18	58,00	40,00	bisher schon
14	Begründung der Ablehnung eines Angebotes zur Kompatibilität des anstehenden Gases durch Fernleitungs- u. Verteilnetzbetreiber	§ 19 Abs. 4 letzter Satz	1	7	72,00	150,00	bisher schon
15	Durch Fernleitungsnetzbetreiber Übermittlung der Analyse nach § 21 Satz 3 GasNZV bis 1. Oktober 2012 an Regulierungsbehörde sowie im Einzelfall Gewährung des Zugangs zu weiteren Systemen für Regulierungsbehörde	§ 21 Satz 7 i.V.m. Satz 9	1	18	25,00	0,00	neu
16	Auf Verlangen der Transportskunden (der Fernleitungsnetzbetreiber) Zurverfügungstellung der Informationen, soweit eine Marktgebietszusammenlegung nicht erfolgt, durch Marktgebietsverantwortliche	§ 21 Absatz 2 Satz 3 i.V.m. Absatz 1	1	2.562	6.610,00	0,00	neu
17	Anzeige durch Verteilnetzbetreiber gegenüber Regulierungsbehörde höherer oder niedrigerer Grenzwerten für Standardlastprofile	§ 24 Abs. 2 letzter Satz	1	116	225,00	1000,00	bisher schon; aufgrund schon geschaffener technischer Voraussetzungen (Programme/Datenbanken) Reduzierung der Kosten
18	Mitteilung der Prognose (Basis Vorjahresverbrauch) über den Jahresverbrauch gegenüber dem Transportskunden oder Netznutzer durch Verteilnetzbetreiber	§ 24 Abs. 4 Satz 2 i.V.m. Satz 3	1	3920	7.585,00	0,00	neu

19	Zur Verfügungstellung aller Informationen zur Abwicklung des Bilanzkreises zwischen Netzbetreiber und Markgebietsverantwortlichem sowie gegenüber Transportkunden und Bilanzkreisverantwortlichen	§ 26 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2	1	61872	79.815,00	0,00	neu ; Datenaustausch elektronisch in bundesweit einheitlichem Format
20	Durch Netzbetreiber Veröffentlichung der Netzanschlussanfordernisse auf Internetseite	§ 33 Abs. 3	einmalig	718	179.500,00	0,00	neu ; Kosten entstehen einmalig für Anpassung IT-Software
21	Aktualisierung der Daten zur Netzauslastung oder Engpässen auf Internetseite durch Netzbetreiber	§ 33 Abs. 3 Nr. 3	365	262.070	169.035,00	0,00	neu ; zur Verfügungstellung elektronischer Daten; täglich über Fallzahl abgedeckt
22	Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Netzanschlussbegehrenden hinsichtlich der Prüfung zur Vorbereitung der Entscheidung	§ 33 Abs. 4 i.V.m. Abs. 5	1	20	52,00	0,00	neu ; analog KraftNAV
23	Durch Netzbetreiber Realisierungsfahrplan unverzüglich der Regulierungsbehörde vorlegen	§ 33 Abs. 7 Satz 9	1	20	52,00	0,00	neu
24	Durch Netzbetreiber Nachweis der Ablehnung Netzanschlusses	§ 33 Abs. 8 i.V.m. § 17 Abs. 2 EnWG	1	2	15,00	0,00	neu
25	Mitteilung des Netzbetreibers gegenüber dem Netzanschlussbegehrenden hinsichtlich der Prüfung zur Vorbereitung der Entscheidung	§ 38 Abs. 3	1	10	26,00	0,00	neu ; analog KraftNAV
26	Veröffentlichungspflichten auf Internetseite für Fernleitungsnetzbetreiber	§ 40 Abs. 1	einmalig	18	31.500,00	28.800,00	bisher schon und neu ; aufgrund schon geschaffener technischer Voraussetzungen (Programme/Datenbanken) besteht nur für neue Veröffentlichungen einmaliger Anpassungsbedarf der IT-Software
	Aktualisierungen der Daten		0	20.970	27.052,00		Aktualisierung teils jährlich, monatlich oder täglich ist über Fallzahl abgedeckt
27	Veröffentlichungspflichten auf Internetseite für Verteilnetzbetreiber	§ 40 Abs. 1	einmalig	700	350.000,00	37.023,00	bisher schon und neu ; aufgrund schon geschaffener technischer Voraussetzungen (Programme/Datenbanken) besteht nur für neue Veröffentlichungen einmaliger Anpassungsbedarf der IT-Software
	Aktualisierungen der Daten		0	28.700	37.023,00		Aktualisierung teils jährlich, monatlich ist über Fallzahl abgedeckt
28	Veröffentlichungspflicht auf Internetseite für örtliche Verteilnetzbetreiber für eine Karte mit schematischer Darstellung der an das örtliche Gasverteilnetz angeschlossenen Bereiche im Gemeindegebiet	§ 40 Abs. 1 letzter Satz	einmalig	700	700.000,00	0,00	neu ; Kosten entstehen einmal für Einrichtung der Gaskarte auf Internetseite

	Aktualisierungen der Daten		10	700	70.000,00	0,00	Anpassung in Abhängigkeit von Entwicklung des Netzausbaus, eshalb einmal in 10 Jahren
29	Veröffentlichungspflichten auf Internetseite für Marktgeldsverantwortliche zu Entgelten für Ausgleichs- und Regelenenergie	§ 40 Abs. 2	einmalig	6	4.500,00	0,00	neu ; Kosten entstehen wegen Anpassungsbedarf der IT-Software für schon bestehende Internetseite
	Aktualisierungen der Daten			0	2.926,00	0,00	Aktualisierung teils jährlich, monatlich, täglich ist über Fallzahl abgedeckt
30	wechselseitige Mitteilung von Änderungen wesentlicher Kundendaten durch Netzbetreiber und Lieferanten	§ 41 Abs. 2 letzter Satz	1	167.500	216.075,00	540.188,00	bisher schon; aufgrund schon geschaffener technischer Voraussetzungen (Programme/Datenbanken) Reduzierung der Kosten
31	Mitteilung durch Anschlussnehmer an Messstellenbetreiber über Verlust, Beschädigung u. Störung der Messeinrichtung	§ 46 Abs. 2	0	0	0,00	0,00	als IP bei § 8 Abs. 4 Satz 2 MessVO berechnet
32	Antrag auf Nachprüfung der Messeinrichtungen durch Transportkunden	§ 47 Ab. 1	0	0	0,00	0,00	<u>bisher schon</u> , keine Fallzahl
33	Antrag nach § 25 Satz 2 EnWG an Regulatorischebehörde	§ 49 Abs. 1	0	0	0,00	0,00	als IP bei § 25 Satz 2 EnWG mit Fallzahl 0 angegeben (200611201008276);
		Gesamtbürokratiekosten			2.024.965,00	635.648,00	
		einmalige Kosten			1.271.218,00	106.446,00	tatsächlich wegfallende Kosten, da IP bei Außerkrafttreten der jetzigen VO nicht in neue VO aufgenommen werden
		jährliche Bürokratiekosten			753.747,00	742.094,00	insgesamt wegfallende Kosten, da bisher geltende VO außer Kraft tritt
1	Evaluierungsbericht der Regulatorischebehörde zu Ausgleichs- u. Regelenenergiesystemen an BMWi	§ 30	0	0	0,00	0,00	neu ; Umsetzung IEKP der Bundesregierung (Meseberg)
2	Monitoringbericht der Regulatorischebehörde (erstmalig 31.5.2011) über Auswirkungen der Sonderregelungen zu Biogas an BMWi, ab 2011 jährlich	§ 37	0	0	0,00	0,00	neu ;
3	Bekanntgabe im Amtsblatt und Internet durch Regulatorischebehörde der Festlegungsentscheidungen	§ 47 Abs. 5	0	0	0,00	0,00	<u>bisher schon</u>

Anlage

Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz: Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts (NKR-Nr.: 1239)

Der Nationale Normenkontrollrat hat das oben genannte Regelungsvorhaben auf Bürokratiekosten, die durch Informationspflichten begründet werden, geprüft.

Die Verordnung enthält für die Wirtschaft insgesamt 33 Informationspflichten. Davon werden 20 Informationspflichten neu eingeführt und 13 bisher bereits bestehende Informationspflichten – insbesondere der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung – übernommen. Zudem werden 26 Informationspflichten der Gasnetzzugangsverordnung aufgehoben. Für die Verwaltung werden zwei Informationspflichten neu eingeführt und eine bestehende Informationspflicht geändert.

Das Ressort hat die im Regelungsvorhaben enthaltenen Informationspflichten und die daraus resultierenden Bürokratiekosten der Wirtschaft ausführlich dargestellt.

Durch die Einführung neuer Informationspflichten entstehen jährliche Bürokratiekosten von rund 385.000 Euro. Demgegenüber stehen jedoch Entlastungen von 373.000 Euro durch Änderung und Aufhebung bestehender Informationspflichten der derzeit geltenden Gasnetzzugangsverordnung. Im Saldo führt das Regelungsvorhaben damit zu einer jährlichen Mehrbelastung der Wirtschaft von rund 12.000 Euro.

Darüber hinaus entstehen einmalige Bürokratiekosten der Wirtschaft von rund 1,27 Mio. Euro.

Ziel der Verordnung ist es, die Rahmenbedingungen für einen Wettbewerb auf den Märkten durch diskriminierungsfreien und marktorientierten Netzzugang zu erreichen. In diesem Sinne ist es nach Auffassung des Ressorts wichtig, dass die auf dem Gasmarkt tätigen Akteure alle für ihr Handeln notwendigen Informationen erhalten und bestehende Informationsdefizite abgebaut werden.

So verpflichtet beispielsweise § 40 Abs. 1 Satz 5 örtliche Verteilnetzbetreiber, auf ihrer Internetseite eine Karte des Gemeindegebietes zur Verfügung zu stellen, auf der schematisch erkennbar, in welchen Bereichen des Gemeindegebietes Gasversorgung grundsätzlich möglich ist. Damit soll die weiterhin bestehende Informationsasymmetrie zwischen dem derzeitigen Gaslieferanten im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers und neuen Anbietern beseitigt werden. Dies sei insbesondere vor dem Hintergrund

erforderlich, dass der derzeitige Lieferant die Lage des bestehenden Gasnetzes kennt und daher gezielter um Kunden werben kann als ein neuer Lieferant. Zur Einrichtung der Karte über das Gasnetz entstehen den örtlichen Verteilnetzbetreibern sowohl einmalige Kosten als auch jährlich Aktualisierungskosten.

Insgesamt liegen dem Nationalen Normenkontrollrat keine Anhaltspunkte für kostengünstigere Regelungsalternativen vor, um die oben genannte Ziele zu erreichen. Gleichwohl bittet er das Ressort, nach einem angemessenen Zeitraum zu evaluieren, inwieweit sich die neu eingeführten Informationspflichten bewährt und zur beabsichtigten Zielerreichung beigetragen haben.

gez.
Catenhusen
Stv. Vorsitzender

gez.
Dr. Schoser
Berichterstatter