

Michael H. Küper

Der Zugang zu Gasversorgungsnetzen gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG

Bilanzkreise; Einzelbuchungsmodell; Entry-Exit-System; Kooperationsvereinbarung; Marktgebiete; Nominierung; Virtueller Handlungspunkt; Zweiverträgemodell

Nachdem der Zugang zu den deutschen Gasversorgungsnetzen in der Vergangenheit aufgrund politischer und regulatorischer Maßnahmen mit zahlreichen Ungewissheiten verbunden war, scheint mit der am 01. Juni 2007 in Kraft getretenen überarbeiteten „Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen“ ein verbindlicher Rechtsrahmen zu bestehen. Die betroffenen Gasversorgungsunternehmen verbinden mit dem neuen rechtlichen Rahmen in erster Linie die Hoffnung auf überfällige verlässliche Spielregeln. Nicht zu unterschätzen ist allerdings die Komplexität des neuen Gasnetz Zugangsmodells, welche insbesondere dessen Einführung in die Unternehmen erschweren dürfte und zukünftig Anlass zur Klärung verschiedenster Einzelfragen geben wird.

I. Einleitung

Die deutsche Gaswirtschaft sieht sich in den Gaswirtschaftsjahren 2006/2007 und 2007/2008 mit enormen Herausforderungen konfrontiert. Der politische Wille, Hemmnisse für die Entwicklung eines liquiden Gasmarktes und für mehr Wettbewerb in der Gaswirtschaft zu beseitigen, ist ungebrochen. Nicht zuletzt die Veröffentlichung eines bundesweiten Gaspreisvergleichs durch das Bundeskartellamt und die große Resonanz der Verbraucher hierauf haben den Druck auf die Gasversorgungsunternehmen erheblich erhöht. Hinzu kommen die bundesweiten Angebote einer Tochtergesellschaft des größten deutschen Energiekonzerns, mit denen Kunden Strom und Gas immer günstiger als nach den allgemeinen Strom- und Gaspreisen der örtlichen Grundversorger angeboten werden. Weitere Gesellschaften haben angekündigt, mit neuen Angeboten nachzuziehen. Neben diesen, wohl eher öffentlichkeitswirksamen Maßnahmen sind es aber vor allem regulatorische Eingriffe, die für die betroffenen Unternehmen eine zunehmende Herausforderung darstellen.

Im Vordergrund stehen dabei neben den umstrittenen Netzentgeltverfahren insbesondere Fragen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen. Vor allem durch den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 18. November 2006, mit dem die Unzulässigkeit des Einzelbuchungsmodells festgestellt wurde und die Verbände zu einer umfassenden Überarbeitung der Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zwischen den Betreibern von in

Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (nachfolgend Kooperationsvereinbarung) aufgefordert wurden, ist Klarheit im Hinblick auf die Rahmenbedingungen der zukünftigen Ausgestaltung des Netzzugangs entstanden. Für die betroffenen Unternehmen bedeuten aber die häufigen Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen und die tief greifenden Einflussnahmen der Regulierungsbehörden erhebliche organisatorische und finanzielle Belastungen, die unternehmerische Handlungsspielräume zunehmend verringern. Dieser Beitrag erläutert die rechtlichen Rahmenbedingungen, nach denen derzeit der Zugang zu den Gasversorgungsnetzen ausgestaltet ist, und geht auf die angedeuteten aktuellen Entwicklungen ein.

II. Rechtlicher Rahmen

Die grundlegenden Festlegungen zum Gasnetzzugang finden sich in § 20 Abs. 1b) EnWG, der seit dem 1. Februar 2006 anzuwenden ist. In elf Sätzen beschreibt der Gesetzgeber den Inhalt und die Anforderungen an die Ausgestaltung des regulierten Gasnetzzugangs. Kern der Vorschrift ist die Abkehr vom bislang nach der Verbändevereinbarung Erdgas II (VV II) ausgestalteten transaktionsabhängigen Netzzugang (Festlegung von Transportpfaden) hin zu einem Entry-Exit-System, bei dem der Lieferant (Transportkunde) an beliebigen Orten Gas in das Gasnetz einspeisen kann und Gas aus dem Gasnetz entnehmen kann.

Die sich aus § 20 Abs. 1b) EnWG ergebende Pflicht der Netzbetreiber zur Zusammenarbeit wird dabei durch eine zwischen den in Deutschland gelegenen Betreibern von Gasversorgungsnetzen geschlossene Kooperationsvereinbarung ausgestaltet. Die Kooperationsvereinbarung ist Folge einer Unstimmigkeit in der deutschen Gesetzgebung. Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die Details des Gasnetzzugangs regeln sollte, und § 20 Abs. 1b) EnWG, der die Basis für ein Gasnetzzugangsmodell schafft, sind inhaltlich nicht aufeinander abgestimmt. Da § 20 Abs. 1b) EnWG erst später in die Diskussion zum Gesetzgebungsverfahren eingebracht wurde, waren zu diesem Zeitpunkt bereits sehr große Teile der GasNZV verhandelt und beschlossen.

Die logische Konsequenz wäre eine Novellierung der GasNZV gewesen. Tatsächliche Konsequenz war die Entwicklung eines Zugangsmodells durch die Verbände BGW und VKU unter Einbindung der Bundesnetzagentur (zur Entwicklung Müller-Kirchenbauer u. a. 2004, S. 225 ff.).

Aus diesen Vorschriften ergeben sich folgende wesentliche Rahmenbedingungen:

Gem. § 20 Abs. 1b) EnWG sind Betreiber von Gasversorgungsnetzen dazu verpflichtet, Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anzubieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind.

Der Netznutzer/Transportkunde (der Lieferant von Gas wird Transportkunde genannt, da in seinem Auftrag Gas transportiert wird) muss für die Belieferung des Kunden/Letzterverbrauchers gem. § 20 Abs. 1b) EnWG nur zwei Zugangsverträge abschließen (Einspei-

severtrag und Ausspeisevertrag). Dabei besteht für die Netzbetreiber die Pflicht zusammenzuarbeiten, um den Transport durch mehrere Netze nur auf der Basis dieser zwei Verträge zu ermöglichen, soweit diese Zusammenarbeit technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.

§ 20 Abs. 1b) EnWG stellt noch weitere essentielle Ansprüche an das resultierende Gasnetzzugangsmodell:

- Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, bei der Berechnung und dem Angebot von Kapazitäten, der Erbringung von Systemdienstleistungen und der Kosten- und Entgeltwälzung eng zusammenzuarbeiten und einheitliche Vertragsstandards zu entwickeln. Dabei werden die Entgelte der Stufe des Fernleitungsnetzbetreibers auf die nachgelagerten Netze gewälzt.
- Um einen einfachen und reibungsfreien Lieferantenwechsel zu ermöglichen, kann der neue Transportkunde vom bisherigen Transportkunden die benötigten Einspeise- und Ausspeisekapazitäten zur Belieferung des Endkunden verlangen, soweit ihm die Belieferung ansonsten nicht möglich ist.
- Betreiber von Fernleitungsnetzen sind dazu verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes bereitzustellen (Entry-Exit-System).¹
- Örtliche Verteilnetzbetreiber haben nach § 24 EnWG den Netzzugang durch Übernahme des Gases an Einspeisepunkten ihrer Netze für alle angeschlossenen Ausspeisepunkte zu gewähren.

Eine Verweigerung des Netzzugangs durch einen Netzbetreiber ist der Regulierungsbehörde in Textform zu begründen (§ 20 Abs. 2 S. 2 EnWG).

III. Das Netzzugangsmodell

Nach der Kooperationsvereinbarung erfolgt der Netzzugang nach dem gesetzlich vorgeschriebenen sog. Zweiverträgemodell. In der Fassung der Kooperationsvereinbarung vom 19. Juli 2006 wurde dem Transportkunden noch die Möglichkeit gegeben, zwischen dem sog. Einzelbuchungsmodell und dem Zweiverträgemodell zu wählen. Am 17. November 2006 beschloss die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur dann in einem Missbrauchsverfahren gemäß § 31 EnWG, dass die Ausgestaltung des Gasnetzzugangs durch das Einzelbuchungsmodell unzulässig ist (BNetzA, 17. November 2006, Az.: BK-06-074). Beim Einzelbuchungsmodell waren Netzbetreiber verpflichtet, eine Buchung in einer Transportkette anzubieten, also die einzelnetzbezogene Buchung durchzuführen. Das geschah beim Transport durch vorgelagerte Netze durch die Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten an einzelnen Netzkopplungspunkten. Beim örtlichen Verteilnetzbetreiber musste ein Transportvertrag geschlossen werden, der den Transport innerhalb dieses Netzes

¹ Kurth 2005, S. 26 ff.; Pritzsche/Klauer 2005, S. 22 f.; Büdenbender u. a. 2006, S. 45; Drenckhan u. a. 2006, S. 50 ff.

gewährte; hierbei wurden keine Kapazitäten gebucht. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur verstößt dieses Einzelbuchungsmodell in mehrfacher Hinsicht gegen die Vorschriften des EnWG. Hervorzuheben sind dabei insbesondere Verstöße gegen die gesetzliche Anforderung der Nichtdiskriminierung (§ 20 Abs. 1 S. 1 EnWG), gegen die Pflichten zur Ermöglichung eines effizienten Netzzugangs und einer effizienten Gasversorgung (§§ 1 Abs. 1, 20 Abs. 1 S. 2 und 4 EnWG), gegen die Pflicht zur Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs (§ 1 Abs. 2 EnWG) sowie die Anforderungen an einen massengeschäftstauglichen Netzzugang (§ 20 Abs. 1 S. 4 EnWG).

Im Rahmen des Beschlusses der Bundesnetzagentur wurden die Netzbetreiberverbände aufgefordert, eine Kooperationsvereinbarung zu erarbeiten, die lediglich das Zweiverträgemodell abbildet. Dieser Aufforderung kamen die Verbände mit der am 25. April 2007 vorgelegten Kooperationsvereinbarung (KoV II) nach, welche am 1. Juni 2007 in Kraft trat. Das danach zukünftig anzuwendende Zweiverträgemodell ermöglicht den Gastransport auf der Basis von nur einem Einspeisevertrag und einem Ausspeisevertrag (auch bei einem Transport über mehrere Transportnetze hinweg), § 20 Abs. 1b) S. 2 und 3 EnWG. Die Buchung von Kapazitäten an Netzkopplungspunkten zwischen den Netzbetreibern innerhalb eines Marktgebiets ist hierbei nicht mehr möglich.

IV. Marktgebiete und virtueller Handelspunkt

Die Netze der öffentlichen Gasversorgung in Deutschland werden in vertikal integrierte und netzübergreifende Marktgebiete aufgeteilt. Zwar ist dies in § 20 Abs. 1b) EnWG nicht ausdrücklich vorgesehen; jedoch ergibt sich aus § 112 S. 3 Nr. 6 EnWG, dass der Gesetzgeber für den Zeitpunkt des Inkrafttretens des EnWG am 13. Juli 2005 vom Vorliegen einer Vielzahl von Marktgebieten ausging, aber als gesetzlich vorgesehenen Regelfall dennoch das Vorliegen eines einheitlichen Marktgebietes begreift (Däuper 2006, S. 211 ff.). Ein Marktgebiet ist ein vertikaler Verbund von (Teil-)Netzen verschiedener, miteinander verbundener Netzbetreiber, und erstreckt sich von dem Einspeisepunkt der Fernleitungsnetzbetreiber bis zu den Ausspeisepunkten bei Letztverbrauchern (§ 3 Nr. 13 KoV II). Das Einrichten der Marktgebiete obliegt den Fernleitungsnetzbetreibern, welche anhand der Eigentumsstruktur und Kapazitätsrestriktionen ihrer Netze Marktgebiete aufspannen. Diese Fernleitungsnetzbetreiber werden damit zu Marktgebietskoordinatoren. Voraussetzung für ein Marktgebiet ist, dass alle Ausspeisepunkte im Marktgebiet durch jeden Einspeisepunkt erreicht werden können (Brühl/Weissmüller 2006, S. 12 ff.; Wiegelmann/Heidel 2006, S. 12 ff.). Dies bedeutet, dass innerhalb eines Marktgebiets keine Kapazitätsrestriktionen vorliegen dürfen. Dadurch wird es Transportkunden, die in einem Marktgebiet tätig sind, ermöglicht, alle im Marktgebiet gelegenen Letztverbraucher zu erreichen. Somit ist ein Lieferantenwechsel innerhalb eines Marktgebiets ohne zusätzliche Kapazitätsprüfung möglich, da es nicht relevant ist, über welche Einspeisung der Endkunde versorgt wird, und der bisherige Transportkunde die Kapazitäten zur Beliefe-

rung des Endkunden ggf. an den neuen Transportkunden übertragen muss (Rucksackprinzip) (Brühl/Weissmüller 2006, S. 5).

Aufgrund der Aufforderung der Bundesnetzagentur im Beschluss vom 17. November 2006 sind die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber verpflichtet, ihre Marktgebiete weiter zu reduzieren. Dies hat dazu geführt, dass in einem ersten Schritt durch eine Zusammenlegung der drei H-Gas Marktgebiete der E.ON Gastransport AG & Co. KG zu einem Marktgebiet sowie der Zusammenlegung der zwei H-Gas Marktgebiete der RWE Transportnetz Gas GmbH zu einem Marktgebiet die Anzahl der Marktgebiete in der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 25. April 2007 auf noch 16 Marktgebiete reduziert werden konnte. In einem weiteren Schritt werden die E.ON Gastransport AG & Co. KG und die RWE Transportnetz Gas GmbH dann zum 1. Oktober 2008 ein gemeinsames L-Gas-Marktgebiet bilden und damit die Anzahl der Marktgebiete weiter reduzieren.

Gemäß § 5 S. 1 KoV II ist jeder Ausspeisepunkt zu Letztverbrauchern im Rahmen einer initialen Zuordnung einem Marktgebiet zuzuordnen. Erstmals erfolgte dies im Jahr 2006 auf der Grundlage der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 19. Juli 2006 sowie des „BGW/VKU-Leitfaden zur initialen Kunden- bzw. Ausspeisestellenzuordnung“. Besondere Schwierigkeiten bereitet die Zuordnung von Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern bei netztechnischen Überschneidungen. In dieser Konstellation kann ein Letztverbraucher von einem Einspeisepunkt aus über Leitungen verschiedener Fernleitungsnetzbetreiber versorgt werden. Für diesen Fall sind in der Kooperationsvereinbarung drei Zuordnungsprinzipien aufgeführt, da nach Willen der Bundesnetzagentur jeder Letztverbraucher nur genau einem Marktgebiet zugeteilt werden muss: Zunächst wird die Marktgebietszuordnung der Endkunden anhand netzhydraulischer Zuordnungskriterien (etwa des festgestellten technisch-physikalischen Lastflusses) vorgenommen. Ist eine eindeutige Zuordnung anhand dieser Kriterien nicht möglich, wird anhand bestehender Verträge zugeordnet; dieses Prinzip ist besonders für größere Sondervertragskunden geeignet. Wenn auch nach dem Prinzip der vertraglichen Zuordnung keine eindeutige Zuordnung eines Letztverbrauchers möglich ist, wird ratierlich nach Kundengruppen zugeordnet. Nach Durchlaufen dieser drei Zuordnungsprinzipien muss jeder Letztverbraucher einem Marktgebiet zugeordnet sein.

In einem Marktgebiet werden Gasmengen am sog. virtuellen Handelspunkt gehandelt, § 3 Nr. 26 KoV II. Der virtuelle Handelspunkt dient als essentieller Bestandteil der Umsetzung des Zweiverträgemodells und des Lieferantenwechsels ohne zusätzliche Kapazitätsprüfung. Vom virtuellen Handelspunkt aus können alle Ausspeisepunkte des Marktgebiets erreicht werden. Der bereits angesprochene Übergang der Kapazitäten bei Lieferantenwechsel erfolgt für alle Kapazitäten vom Letztverbraucher bis hin zum virtuellen Handelspunkt, der im Netz des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers liegt. Des Weiteren werden am virtuellen Handelspunkt auch die Bilanzkreise des Marktgebiets geführt.

Für den Handel ergeben sich durch den virtuellen Handelspunkt Möglichkeiten, die sonst nicht oder nur beschränkt gegeben wären. So haben Transportkunden die Möglichkeit,

nicht benötigte Gasmengen am virtuellen Handelspunkt zu verkaufen oder gegen Gasmengen an anderen Handelspunkten zu tauschen. Ferner können sie Gasmengen am virtuellen Handelspunkt an jedem Ausspeisepunkt im Marktgebiet ausspeisen.

V. Prinzip der Entgeltwälzung

Die Entgeltwälzung im Gasnetzzugangsmodell ist, im Gegensatz zur Stromsparte, eine wirkliche Entgelt- und keine Kostenwälzung. Sie funktioniert nach dem Prinzip, dass der Ausspeisenetzbetreiber die Netzentgelte aller Netzebenen bis hin zum virtuellen Handelspunkt des Marktgebiets für die Belieferung eines Endkunden vom Transportkunden eintreibt (Ohmen 2006, S. 42 ff.). Laut § 20 Abs. 1b) EnWG sind Netzbetreiber sowohl verpflichtet, bei der Kosten- oder Entgeltwälzung eng zusammenzuarbeiten, als auch dafür zu sorgen, dass der Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfads möglich ist. Die Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 25. April 2007 greift diese Vorgaben in § 6 auf und konkretisiert das Verfahren zur Entgeltwälzung.

Bei der Entgeltwälzung ist zwischen Kapazitätsentgelten und Netznutzungsentgelten zu unterscheiden. Auf der Ebene von regionalen Verteilnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern finden sich meist Kapazitätsentgelte, sog. „*Entry-Exit-Entgelte*“. Hinter diesem Entgelt steht der Gedanke, dass eine gebuchte Kapazität bezahlt werden muss, unabhängig davon, ob und in welchem Umfang diese Kapazität jemals genutzt wird. Auf der Ebene des örtlichen Verteilnetzbetreibers gilt die jeweilige „Briefmarke“ für die Netznutzung. Bei einer „Briefmarke“ wird die tatsächliche Netznutzung, d. h. die transportierte Gasmenge und die maximal gefahrene Leistungsspitze, entfernungsunabhängig bezahlt.

Für die Entgeltwälzung wurden beide Entgeltprinzipien beibehalten. Hierfür legt der Ausspeisenetzbetreiber für jeden Letztverbraucher eine Vorhalteleistung fest. Diese Vorhalteleistung stellt die größtmögliche Leistungsspitze des Letztverbrauchers dar und somit die Leistung, die bis hin zum virtuellen Handelspunkt durch alle Netzbetreiber garantiert durchgeleitet werden muss. Jeder Netzbetreiber bucht die benötigte Vorhalteleistung bei seinem vorgelagerten Netzbetreiber, welcher diese wiederum bei seinem vorgelagerten Netzbetreiber bestellt. Für die Bereithaltung der Kapazitäten an den jeweiligen Einspeise- und Ausspeisepunkten sind die jeweiligen Kapazitätsentgelte zu zahlen. Diese Entgelte gehen in die Briefmarke ein und werden dem Transportkunden so in Rechnung gestellt.

Dabei ist das Entgelt der vorgelagerten Ebene nach der neuen Kooperationsvereinbarung nicht mehr nach dem Prinzip der Gleichpreisigkeit zu ermitteln. In der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 19. Juli 2006 war noch vorgesehen, dass für den Fall, dass ein örtliches Verteilnetz innerhalb eines Marktgebiets über verschiedene Transportwege erreicht werden kann, die vorgelagerten Netzbetreiber dazu verpflichtet sind, sicherzustellen, dass für die vorgelagerten Netzebenen jeweils nur ein einziges, ggf. angepasstes

Kapazitätsentgelt für die Netzkopplungspunkte zum Ausspeisenetzbetreiber gilt (Exit-Entgelt).

Zur Ermittlung dieses gleichpreisigen Exit-Entgeltes wurden die jeweiligen Entgelte an Einspeise- und Ausspeisepunkten jedes möglichen Transportpfades addiert und dann mit der Kapazität des jeweiligen Transportpfades gewichtet, um ein Mischentgelt zu ermitteln.

Mit Wegfall dieses Erfordernisses ist nunmehr ein Hindernis für echten Wettbewerb um die Gasversorgungsnetze beseitigt – ein Schritt, der von der BNetzA in ihrem Beschluss vom 17. November 2006 ausdrücklich gefordert wurde.

VI. Nominierung und Bilanzkreisführung

Selbst bei sorgfältigster Kapazitätsplanung lassen sich Abweichungen von eingespeister und entnommener Gasmenge nicht vermeiden. Zum Ausgleich entstehender Differenzen sehen die §§ 26 ff. GasNZV die Einrichtung von Bilanzkreisen vor, in deren Rahmen sich die Nominierung und der Bilanzausgleich gegenüberstehen. Zur Nominierung muss der Transportkunde die voraussichtliche Inanspruchnahme von Ein- und Ausspeisemengen nach Stundenmengen für den kommenden Gaswirtschaftstag gegenüber den Netzbetreibern angeben (nominieren), § 27 GasNZV. Am Tag der Lieferung werden die nominierten Mengen in das Gasnetz eingespeist, wobei die ausgespeisten Mengen nicht der Nominierung entsprechen (die eine Prognose des Liefertags darstellt), sondern den tatsächlich verbrauchten Mengen der Letztverbraucher. Dadurch werden prinzipiell immer entweder Mengen im Netz verbleiben (tatsächliche Ausspeisung < Nominierung) oder zu viele Mengen aus dem Netz entnommen (tatsächliche Ausspeisung > Nominierung); diese Mengen muss ein Netzbetreiber in der Lieferkette ausgleichen, wobei diese Dienstleistung mindestens durch den marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber angeboten werden muss. Der Ausgleich dieser Mengen wird Bilanzausgleich genannt. Bis 14:00 Uhr müssen die am Folgetag benötigten Einspeisemengen gegenüber dem Bilanzkreisnetzbetreiber und ggf. dem Einspeisenetzbetreiber nominiert werden, vgl. § 27 Abs. 1 GasNZV. Die Netzbetreiber bestätigen die Nominierung bis 18:00 Uhr am Vortag. Änderungen der Nominierungen sind für die jeweiligen Stundenmengen auch am Tag des Gastransports mit einer Vorlaufzeit von 2 Stunden möglich. Nominiert wird getrennt für Standardlastprofilkunden und für leistungsgemessene Kunden.

Wie bereits beschrieben, dient der Bilanzkreis der Saldierung der Differenzen zwischen nominierten Gasmengen und tatsächlich abgenommenen Mengen. Auftretende Differenzen zwischen den bereitgestellten und den tatsächlich abgenommenen Mengen müssen durch Ausgleichsenergie ausgeglichen werden. Die in Anspruch genommene Ausgleichsenergie wird auf der Basis einer verursachungsgerechten Aufteilung abgerechnet. Der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber ist verpflichtet, einen Bilanzkreis für den Ausgleich von Differenzmengen anzubieten, § 30 GasNZV. Gleichzeitig ist der Transportkunde, unabhängig von der Transportvariante, dazu verpflichtet, einen eigenen Bilanz-

kreis beim Bilanzkreisnetzbetreiber einzurichten oder einem bestehenden Bilanzkreis beizutreten. Die Bildung von Bilanzkreisen in nachgelagerten Netzen ist in der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 25. April 2007 nicht mehr vorgesehen. Gemäß § 3 Nr. 20 Kov II i. V. m. § 18 Anlage 3 der KoV II ist jedoch die Bildung von Sub-Bilanzkonten, also von Konten in einem Bilanzkreis zur Zuordnung von Ein- und Ausspeisemengen zu Transportkunden, möglich. Jeder Bilanzkreis benötigt einen Bilanzkreisverantwortlichen, der dafür sorgt, dass innerhalb seines Bilanzkreises für jede Stunde die gesamte Gasmenge, die an Einspeisepunkten übergeben wird, auch an den Ausspeisepunkten wieder entnommen wird, um Differenzmengen möglichst zu vermeiden. Gemäß § 20 Anlage 3 der KoV II ist der Bilanzkreisverantwortliche ein beim Netzbetreiber angemeldeter Transportkunde oder ein Dritter, der die gleichen Qualifikationen erfüllen muss. Der Bilanzkreisnetzbetreiber gewährt dem Bilanzkreisverantwortlichen einen Basisbilanzausgleich innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von +/- 10 % und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge bezogen auf den niedrigsten Wert von gebuchter Ein- oder Ausspeiseleistung zu gleichen Konditionen, § 30 Abs. 1 GasNZV i. V. m. § 18 KoV II. Für Differenzmengen außerhalb der oben genannten Toleranzgrenzen werden Pönalen fällig; um sie zu vermeiden oder zumindest zu minimieren, sind genaue Nominierungen anzustreben.

VII. Standardlastprofile

Für Kunden mit einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh und einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Mio. kWh wird ein vereinfachtes Verfahren, das Standardlastprofilverfahren, anstelle der registrierten Leistungsmessung zur Ermittlung der benötigten Ein- und Ausspeisekapazitäten am Folgetag angewandt. Standardlastprofile orientieren sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Letztverbraucher, insbesondere Gewerbe- und Haushaltskunden, in Abhängigkeit von der Temperatur. Diese Lastprofile wurden von der Technischen Universität München auf der Basis umfangreicher mehrjähriger Messungen, die im gesamten Bundesgebiet stattgefunden haben, entwickelt.

Für die Standardlastprofilkunden nominiert der Transportkunde anhand der vom Netzbetreiber erstellten Standardlastprofile die benötigten Ein- und Ausspeisemengen unter Berücksichtigung der Temperaturprognose des Vortags der vom Netzbetreiber benannten Wetterstation um 12:00 Uhr. Durch die Abweichungen zwischen der prognostizierten Temperatur und der tatsächlichen Temperatur kommt es zu Ein- und Ausspeisedifferenzen, welche der Netzbetreiber ausgleicht und zunächst monatlich abrechnet. Nimmt der Netzbetreiber innerhalb eines Abrechnungsmonats Differenzmengen entgegen, so hat er sie dem Transportkunden entsprechend zu vergüten. Differenzmengen, die vom Netzbetreiber geliefert werden, stellt der Netzbetreiber dem Transportkunden in Rechnung. Endgültig werden die Differenzmengen am Ende des Jahres oder des Vertragszeitraums

auf Basis eines Abgleichs der an der jeweiligen Entnahmestelle tatsächlich gemessenen Ausspeisemenge mit der vorläufig abgerechneten Menge abgerechnet.

VIII. Netzpuffer

Regelungen in Zusammenhang mit dem Einsatz eines Netzpuffers trifft § 11 der KoV II. Eine dementsprechende Regelung war in der Kooperationsvereinbarung vom 19. Juli 2006 nicht enthalten. Gemäß § 11 Ziffer 1 muss es grundsätzliches Ziel des Einsatzes eines Netzpuffers im Rahmen der operativen Netzsteuerung sein, die innerhalb eines Gastages auftretenden Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen seines Netzes zum vorgelagerten Netz zu glätten und damit die maximale stündliche Einspeiseleistung in sein Netz zu minimieren. Ein Vorteil des Netzpuffers wird zukünftig auch für Transportkunden entstehen. Diese können vom Netzpuffer durch ein erhöhtes Toleranzband beim Bilanzausgleich profitieren. Für die Ermittlung des Netzpuffers und dessen Umrechnung in eine stündliche und kumulative Toleranzgrenze werden gemäß § 11 Ziffer 2 der KoV II unter Mitwirkung der Verbände abgestimmte einheitliche Berechnungsstandards anzuwenden sein.

IX. Vertragliche Ausgestaltung

Das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und dem Transportkunden ist gemäß § 20 Abs. 1b) S. 2 und S. 3 EnWG i. V. m. den Vorschriften der GasNZV durch den Abschluss eines Einspeisevertrages und eines Ausspeisevertrages zu gestalten. Der Einspeisevertrag wird dabei zwischen dem Transportkunden und dem Einspeisenetzbetreiber, der Ausspeisevertrag zwischen dem Transportkunden und dem Ausspeisenetzbetreiber geschlossen. Obwohl das EnWG nicht direkt den Abschluss zusätzlicher Verträge zur Umsetzung des Netzzugangs fordert, gibt es Hinweise, dass zusätzlich zum Einspeise- und Ausspeisevertrag auch noch Verträge über die Kooperation der Netzbetreiber und über die Bilanzkreisführung abzuschließen sind (Ohmen 2006, S. 42 ff.). Konkretisiert werden die abzuschließenden Verträge und deren Mindestinhalt durch die Kooperationsvereinbarung, insbesondere durch deren Anlage 3.

Der Einspeisevertrag regelt die Einspeisung von Gas in das Marktgebiet bis zum virtuellen Handlungspunkt. Wesentlicher Inhalt des Einspeisevertrags ist die Verpflichtung des Einspeisenetzbetreibers, für den Transportkunden die gebuchte feste und/oder unterbrechbare Kapazität – oder im Falle von örtlichen Verteilnetzen die Vorhalteleistung – an den Einspeisepunkten vorzuhalten und den Transport bei Vorliegen der weiteren Voraussetzungen der Netzzugangsbedingungen (Anlage 3 der KoV II), insbesondere der Einbringung der Kapazität in einen Bilanzkreis, durchzuführen. Durch den Abschluss eines Einspeisevertrages wird dem Transportkunden ermöglicht, Gasmengen am virtuellen Handlungspunkt bereitzustellen, und zwar unabhängig davon, ob in das Netz des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers oder in ein nachgelagertes Netz eingespeist wird.

Der Ausspeisevertrag (auch Ausspeiserahmenvertrag oder Lieferantenrahmenvertrag genannt) regelt den Gastransport vom virtuellen Handelspunkt bis zum Ausspeisepunkt (Breuer u. a. 2006, S. 264 ff.). Er ist ein Rahmenvertrag, weswegen nur ein Vertrag je Transportkunden abgeschlossen werden muss. Der Transportkunde ist verpflichtet, die benötigte Vorhalteleistung am Ausspeisepunkt im örtlichen Verteilnetz zu buchen sowie das Gas am virtuellen Handelspunkt bereitzustellen und das Gas am vereinbarten Ausspeisepunkt wieder zu übernehmen. Hierbei ist es irrelevant, ob der Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt durch Netze verschiedener Netzbetreiber verläuft, da die Netzbetreiber verpflichtet sind, den netzübergreifenden Transport durch Bestellung der benötigten Kapazitäten bei dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber zu gewährleisten.

Die Abrechnung von Differenzmengen sowie die operative Abwicklung im Rahmen des Bilanzkreises werden im Bilanzkreisvertrag zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Bilanzkreisnetzbetreiber geregelt (dazu Koenig/Kühling/Rasbach 2006, S. 70). Der Transportkunde kann für sich allein einen Bilanzkreisvertrag abschließen und ist damit Bilanzkreisverantwortlicher, oder er kann mit anderen Transportkunden einen Bilanzkreisverantwortlichen bestimmen, welcher dann in Vertretung der jeweiligen Transportkunden den Vertrag abschließt. Sonstige Eckpunkte sind die Einbringung von Ein- und/oder Ausspeisekapazitäten und/oder Vorhalteleistung, die Mengenzuordnung, die Ermittlung und der Ausgleich von Differenzmengen sowie die Übertragung von Gas-mengen zwischen Bilanzkreisen.

Neben diesen gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG bzw. der GasNZV geforderten Verträgen im Verhältnis Netzbetreiber – Transportkunde wird zur Regelung der Kooperationspflichten ein Netzkopplungsvertrag gemäß § 25 GasNZV im Verhältnis der Netzbetreiber untereinander geschlossen.

Der Netzkopplungsvertrag ist ein „technischer“ Vertrag, welcher die technischen Bedingungen der Übergabe und Übernahme von Gas aus einem Netz in ein anderes Netz regelt. Partner des Netzkopplungsvertrags sind Netzbetreiber, deren Netze über Netzkopplungspunkte miteinander verbunden sind. Der Mindestinhalt des Vertrags ist in § 25 Abs. 2 GasNZV aufgeführt. Inhaltliche Schwerpunkte eines Netzkopplungsvertrages sind insbesondere Fragen in Zusammenhang mit zu vereinbarenden Übergabedruck, dem Bau und der Instandhaltung von Gasübernahmestationen und der Bildung von virtuellen Ausspeisezonen.

Hinzuweisen ist darauf, dass ein Rahmenvertrag über die Abwicklung von Bestellungen nach dem Vorbild der Anlage 5 der Kooperationsvereinbarung in der Fassung vom 19. Juli 2006 zukünftig nicht mehr abzuschließen sein wird, da diesbezügliche Regelungen nunmehr in der Kooperationsvereinbarung selbst enthalten sind.

X. Sonstige Regelungen

Gemäß § 20 Abs. 2 EnWG können Betreiber von Energieversorgungsnetzen den Netzzugang verweigern, soweit sie nachweisen, dass ihnen die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. § 25 EnWG gewährt den Betreibern von Gasversorgungsnetzen weitere Verweigerungsgründe im Zusammenhang mit unbedingten Zahlungsverpflichtungen. In § 25 EnWG heißt es, dass die Gewährung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen i. S. d. § 20 Abs. 2 EnWG insbesondere dann nicht zumutbar ist, „wenn einem Gasversorgungsunternehmen wegen seiner im Rahmen von Gaslieferverträgen eingegangenen unbedingten Zahlungsverpflichtungen ernsthafte wirtschaftliche und finanzielle Schwierigkeiten entstehen würden.“ Es obliegt der Regulierungsbehörde zu entscheiden, ob diese Voraussetzungen gegeben sind. Die Prüfung richtet sich nach Art. 27 der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments. Eine vergleichbare Regelung für Stromnetzbetreiber ist nicht vorhanden.

Der Zugang zu vorgelagerten Netzen und Speichern für den Gasbereich ist in den Spezialvorschriften der §§ 26 – 28 EnWG ausgestaltet. § 26 EnWG normiert dabei die Möglichkeit eines vertraglich ausgestalteten Zugangs zum Gasversorgungsnetz. Gemäß § 27 EnWG sind Betreiber von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen verpflichtet, ihre Netze Dritten zu den gleichen Konditionen zur Verfügung zu stellen, wie sie für Leistungen innerhalb des eigenen Unternehmens oder eines assoziierten Unternehmens angeboten werden. Der Zugang kann jedoch versagt werden, „soweit der Betreiber nachweist, dass ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“ Die Prüfung dieser Gegebenheiten erfolgt analog zu der Prüfung in § 25 EnWG. Maßgeblich ist hier Art. 20 Abs. 2 S. 3 Buchst. a bis d der Richtlinie 2003/55/EG.

Des Weiteren schränkt § 28 EnWG den Zugang zu Gasspeicheranlagen ein, indem er Betreiber von Speicheranlagen nur verpflichtet, Zugang zu gewähren, soweit der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist.

§ 28 a EnWG bietet schließlich noch zusätzliche Ausnahmen zum Zugang zu neuer Infrastruktur. Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und anderen Staaten, Flüssiggasleitungen und Leitungen zu Speicheranlagen können von den Zugangsbedingungen der §§ 20 – 28 EnWG zeitlich begrenzt ausgeschlossen werden, sofern diese Investitionen den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit steigern; ob diese Voraussetzungen vorliegen, entscheidet die Bundesnetzagentur. Ziel des Gesetzgebers ist es, ein Ausbleiben von risikoreichen Investitionen aufgrund von Regulierungsvorgaben zu verhindern.

Literaturverzeichnis

- Breuer, Matthias, Ulf Kreienbrock, Gregor Seidenwinkel und Heinrich von Kopp-Colomb (2006), Die Kooperationsvereinbarung der Gastransportnetzbetreiber gem. § 20 Abs. 1b EnWG – Ein Überblick, in: Recht der Energiewirtschaft, Heft 9, S. 264-271.
- Brühl, Götz und Gerhard Weissmüller (2006), Gasnetzzugang, München.
- Büdenbender, Ulrich, Karl-Heinz Lause und Peter Rosin (2006), 6. Düsseldorfer Energierechtstag Regulierung – Erste Erfahrungen, Bd. 4, Essen.
- Däuper, Olaf (2006), Ausgestaltung des regulierten Gasnetzzugangs gemäß § 20 Abs. 1b EnWG, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Bd. 10, Heft 3, S. 211-218.
- Drenckham, Axel, Michaela Eger und Ande S. Estermann (2006), Das Entry-Exit-System – Was ist zum Gaswirtschaftsjahr 2006/2007 zu tun?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9, S. 50-51.
- Koenig, Christian, Jürgen Kühling und Winfried Rasbach (2006), Energierecht, Frankfurt am Main.
- Kurth, Mathias (2005), Energiewirtschaftsgesetz seit 13.07.2005 in Kraft: Bundesnetzagentur für klare und verlässliche Rahmenbedingungen beim Netzzugang, in: Energie Markt Wettbewerb, Heft 4, S. 26-30.
- Müller-Kirchenbauer, Joachim, Christof Niehörster, Wolfgang Zander, Andrea Möller (2004), Entry-Exit ante portas?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 28, Heft 3, S. 225-229.
- Ohmen, Stefan (2006), Das neue Gasnetzzugangsmodell – Umsetzung bei einem Verteilnetzbetreiber, in: Energie Markt Wettbewerb, Heft 4, S. 42-46.
- Pritzsche, Kai Uwe und Stefan Klauer (2005), Das neue Energiewirtschaftsgesetz: Ein Überblick, in: Energie Markt Wettbewerb, Heft 4, S. 22-25.
- Wiegelmann, Ralph und Nadja Heidel (2006), Auswirkungen des neuen Netzzugangsmodells auf die deutschen Gasversorger, in: Energie Markt Wettbewerb, Heft 3, S. 12-16.