

## Einleitung

*Der Sonderweg Deutschlands mit der Verbändevereinbarung Erdgas endete mit Unterbrechung der Verhandlungen zur VV Erdgas III im April 2003 und ebenso mit Verabschiedung der Beschleunigungsrichtlinie Erdgas im Juni 2003. Die Diskussion konzentriert sich nun auf die notwendige Entwicklung eines Modells für den künftig regulierten Netzzugang in Deutschland. Parallel hierzu hat die EU-Kommission einen weit reichenden Verordnungsentwurf vorgelegt und im Rahmen des sog. Marathon-Verfahrens gegenüber den Unternehmen BEB und Ruhrgas in Form von Auflagen Verbesserungen im Netzzugang durchgesetzt. Besonders hervorzuheben ist das von BEB zum 1. Juli 2004 neu eingeführte Netzzugangsmodell, das einen grundlegenden Wandel einleiten kann. Im Lichte dieser Entwicklungen können die beiden zentralen Diskussionspunkte - die behauptete Verminderung vermarktbarer und nutzbarer Kapazitäten und die Unzumutbarkeit von Koordination und Kooperation der Netzbetreiber - neu bewertet werden.*

## Die Rahmenbedingungen

### Monitoring-Bericht

Eine umfassende Bewertung des bestehenden Regelwerks zum Gasnetzzugang erfolgte im Monitoring-Bericht durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA). Das Ergebnis kann bezüglich des Gasnetzzugangs wie folgt zusammengefasst werden:

Die Entwicklung im Gasmarkt seit Beginn der Liberalisierung ist spürbar langsamer als im Strombereich verlaufen. Dies resultiert u. a. aus dem Kontraktpfadmodell der VV Erdgas, welches aus Sicht des BMWA die Entwicklung im deutschen Erdgasmarkt behindert hat. Insbesondere durch die erforderliche

separae Abwicklung jedes Einzelgeschäfts hat das Kontraktpfadmodell zu einer Zersplitterung der Märkte geführt, das Massen- und Börsengeschäft, sowie die Entstehung eines liquiden Sekundärmarktes verhindert.

### Neufassung EnWG

Im Februar 2004 wurde vom BMWA ein erster Entwurf für die Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlicht. Am 28.07.2004 hat das Bundeskabinett den (überarbeiteten) Gesetzentwurf beschlossen. In diesem Entwurf ist die Frage des Gasnetzzugangsmodells noch nicht geklärt. Statt dessen liegt eine umfassende Verordnungsermächtigung an das BMWA vor.

Im Vorfeld hatte Bundeswirtschaftsminister Wolfgang Clement sich zu Zielen und Inhalten des Gesetzgebungsverfahrens geäußert. Als Ziel wurde die wettbewerbliche Dynamik bei Strom und Gas genannt. Erreicht werden soll dieses Ziel über eine staatliche Festlegung bzw. Genehmigung wesentlicher Marktregeln zum Netzzugang und zum Netzanschluss. Als Rahmen wird die Bedeutung der Entflechtung vertikal integrierter Unternehmen und insbesondere die Einrichtung einer staatlichen Regulierungsbehörde für den Monopolbereich betont.

Die Erstausrüstung durch Gesetze und Verordnungen soll möglichst durch Übernahme bewährter Regelungen wie der VV Strom erreicht werden. Beim

## Entry-Exit ante portas?

### Aktuelle Entwicklungen zum Gasnetzzugangsmodell für Deutschland

*Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer*

*Dr. Christof Niehörster*

*Dr. Wolfgang Zander*

*Andrea Möller*

Gas soll mangels erprobter Alternativen ein Entry-Exit-Modell entwickelt werden, das „in der ersten Stufe Überlegungen der Gaswirtschaft aufgreift.“ Im nächsten Schritt soll dann der Übergang zu einem börsenfähigem Gasnetzzugangsmodell erfolgen.

Es wird ein genereller Erfahrungszeitraum von 3 Jahren angestrebt, nach dem eine grundsätzliche Bewertung der Marktentwicklung stattfinden soll. In der Zwischenzeit soll die Regulierungsbehörde Anpassungen durchführen und „notfalls“ Anpassungen auch durch den Gesetzgeber erfolgen.

### EU-Verordnungsentwurf zum Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

Parallel zu diesem nationalen Prozess hat die Kommission (DG TREN) am 10. Dezember 2003 einen Verordnungsvorschlag zum Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen vorgelegt. Sowohl die Verabschiedung durch Ministerrat als auch Parlament ist erforderlich, um den Verordnungsentwurf umzusetzen. Im April 2004 wurde dem Vorschlag der Kommission vom Parlament in leicht veränderter Fassung zugestimmt.

Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer,  
Dr. Christof Niehörster,  
Dr. Wolfgang Zander, Andrea Möller  
Büro für Energiewirtschaft und technische  
Planung GmbH  
Theaterstraße 58-60, 52062 Aachen  
E-Mail: [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de)

Mit In-Kraft-Treten der Verordnung würde diese unmittelbar auch national Rechtskraft erlangen. Geplant war ursprünglich eine Umsetzung bis zum 01.07.2005 - nun wird der 01.07.2006 diskutiert.

Die Weiterentwicklung der Verordnung ist im Kommitologieverfahren vorgesehen. Dies würde bedeuten, dass nach In-Kraft-Treten der Verordnung ohne weitere Verabschiedung durch Ministerrat bzw. Parlament Veränderungen der Verordnung möglich wären. Die inhaltliche Weiterentwicklung würde in Konsultationen zwischen Kommission (DGTREN), der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas und dem europäischen Erdgasregulierungsforum mit „allen einschlägigen Gremien der Industrie“ stattfinden.

Die Begründung der Kommission zur Vorlage des Verordnungsentwurfs ist, dass zusätzliche Regeln erforderlich sind, vor allem für die Entgeltgrundsätze, die Transparenz, das Engpassmanagement und den Ausgleich von Mengenabweichungen. Des Weiteren zeigen Erfahrungen, dass die Leitlinien für die gute Praxis rechtlich durchsetzbar gemacht werden müssen.

- Die Inhaltlichen Schwerpunkte sind:
- Vorgabe von Kriterien für die Festlegung von Entgelten zur Sicherstellung der Grundsätze der Nichtdiskriminierung, Transparenz und der Binnenmarktanforderungen. Erreicht werden soll dies mit kostenorientierten Entgelten inklusive einer angemessenen Kapitalrendite. Zusätzlich ist die Möglichkeit zur Berücksichtigung internationaler Entgeltvergleiche enthalten.
  - Festlegung von Mindestdienstleistungen für den Netzzugang Dritter: Diese Festlegungen beziehen sich auf Standardtransportverträge oder einen gemeinsamen Netzcode.
  - Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement: In diesem Punkt wird die Veröffentlichung und Umsetzung nichtdiskriminierender und transparenter Mechanismen festgelegt. Un-

genutzte Kapazitäten müssen im Primärmarkt angeboten bzw. im Sekundärmarkt weiterverkauft werden. Darüber hinaus sollen ohne nähere Spezifizierungen im Entwurf ein use-it-or-lose-it-Verfahren sowie marktorientierte Lösungen bei physischen Engpässen eingeführt werden.

- Festlegung von Transparenzanforderungen: Entsprechend dem Bedarf der Netznutzer sollen ausführliche Informationen veröffentlicht werden. Dies sind unter anderem numerische Informationen zu technischen, kontrahierten und verfügbaren Kapazitäten für alle maßgeblichen Punkte bzw. Strecken. Die konkreten Inhalte der Veröffentlichungspflichten werden durch die nationalen Regulierungsbehörden festgelegt.
- Die Regelungen zum Ausgleich von Mengenabweichungen und die Ausgleichsentgelte sind nichtdiskriminierend, transparent und nach objektiven Kriterien zu gestalten. Für die Entgelte ist ein marktorientiertes System oder ein Toleranzbandsystem zu schaffen. Weitestgehend kostenorientierte Ausgleichsentgelte sollen umgesetzt werden.
- Schließlich wird gefordert, dass Grundanforderungen für den Handel mit primären Kapazitätsrechten festgelegt werden, um liquide Sekundärmärkte zu ermöglichen.

Der Verordnungsentwurf geht damit stellenweise deutlich über den deutschen Diskussionsstand hinaus und ist in der weiteren Modellbewertung besonders zu berücksichtigen.

## Marathon-Verfahren

Ein weiterer wesentlicher Impuls zur weiteren Entwicklung resultiert schließlich aus dem Abschluss des Marathon-Verfahrens gegen BEB und Ruhrgas.

Gegenüber der EU-Kommission hat sich BEB bereits im Juli 2003 zur Einführung eines Entry-Exit-Systems für den Zugang zu ihren Fernleitungsnetzen verpflichtet. Im April 2004

machte auch Ruhrgas entsprechende Zusagen.

Wesentliche Inhalte sind die Einführung getrennt buchbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten, die Einräumung eines Online-Bilanzausgleichs für große Netzkunden mit steuerbaren Quellen und die flexiblere Nutzung unterschiedlicher Gasqualitäten im Rahmen der Systemflexibilität.

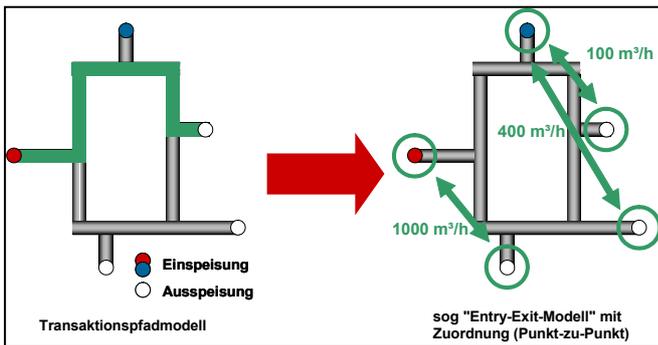
BEB hat diese Zusagen zum 01.07.2004 umfassend und weitreichend ausgestaltet und veröffentlicht (siehe unten). Die Umsetzung durch Ruhrgas zum 01.11.2004 kann mit Spannung erwartet werden.

## Die Modelldiskussion

### Punkt-zu-Punkt Zuordnung nach BGW/VKU

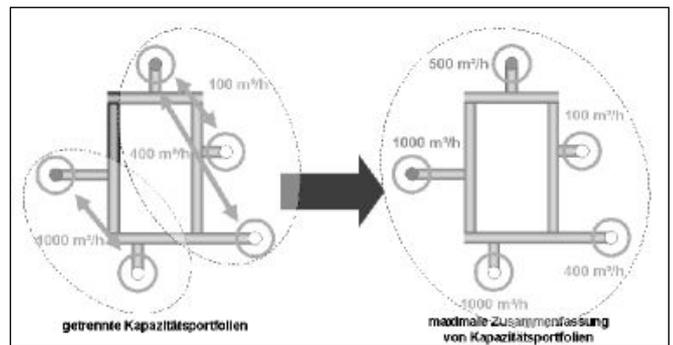
Der Modellvorschlag von BGW/VKU sieht vor, dass die Kapazitätsvergabe in zwei Schritte aufgeteilt wird: Die Buchungs- und die Zuordnungsphase. Zunächst können Netzkapazitäten für Einspeisung (Entry) und Ausspeisung (Exit) in einem Netzgebiet in unterschiedlicher Höhe und Zeitdauer gebucht werden. Für die tatsächliche Nutzung der Kapazitäten muss allerdings eine Zuordnung von Entry- und Exit-Kapazitäten vorgenommen werden, so dass letztlich Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten entstehen. Auf Basis dieser Daten nehmen die Netzbetreiber eine Prüfung vor und entscheiden, ob eine Nutzung tatsächlich möglich ist, also ein geplantes Handelsgeschäft abgewickelt werden kann. Bei positivem Prüfungsergebnis wird der Transport genehmigt; bei negativem Ergebnis wird der Netznutzer darauf verwiesen, sich auf einem Sekundärmarkt passende Kapazitäten zu suchen oder die erworbenen Kapazitäten zu verkaufen. De facto wird damit das Kapazitätsprodukt als Punkt-zu-Punkt-Kapazität ausgestaltet. Das von BGW/VKU als Entry-Exit-Modell bezeichnete Netzzugangssystem wird durch die geforderte Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten mit dem

**Bild 1:** Geringe Fortschritte von Transaktionspfad zu Punkt-zu-Punkt



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BEB, VNG

**Bild 2:** Entry-Exit mit Netzsteuerung statt Punkt-zu-Punkt-Zuordnung



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BEB

Vorbehalt der positiven Kapazitätsprüfung zu einem transaktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modell und sollte daher zutreffender als (Punkt-zu-Punkt)-Zuordnungsmodell bezeichnet werden. Die Konsequenz eines solchen Modells ist, dass der Kapazitätsmarkt in hohem Maße zersplittert und damit eine wesentliche Voraussetzung für einen liquiden Handel mit Kapazitäten und Erdgas nicht erfüllt wird.

Weiteres Merkmal des Punkt-zu-Punkt-Zuordnungsmodells ist, dass jeder Netzbetreiber ein bzw. mehrere separate Netzgebiete bildet.

Die Kapazitätsallokation und das Engpassmanagement sollen innerhalb dieser Netzgebiete erfolgen. Dies hat eine weitere Zersplitterung des Marktes zur Folge, so dass allein in der Transportstufe eine hohe Anzahl von separierten Marktgebieten gebildet wird.

Die Netzbetreiber würden durch Zuordnungsmodelle den Aufwand für Steuerung, Koordination und Abwicklung auf andere, nämlich die Netznutzer, abwälzen. Informationen über die Belastung des Gasversorgungssystems, die bei den Netzbetreibern konzentriert vorliegen, könnten dann nicht genutzt werden. Die Netznutzer müssten sich mühsam zusammensuchen, wer entsprechend passende Entry- oder Exit-Kapazitäten benötigt oder abgeben möchte. Dazu müssten sich Netznutzer immer neu zusammenfinden, Entry- und Exit-Kapazitäten zuordnen und die neue Punkt-zu-Punkt-Zuordnung wiederum durch den Netzbetreiber über-

prüfen lassen. Nur wenn dieser Aufwand durch alle Netznutzer betrieben und der Abstimmungsprozess gegen alle Erwartung optimal funktionieren würde, könnten alle verfügbaren Kapazitäten tatsächlich nutzbar gemacht werden. Dies würde bedeuten, dass die Netznutzer zentrale Netzbetreiberaufgaben übernehmen bzw. koordinieren und der Netzbetreiber weitgehend zu einem Eigentumsverwalter bzw. Vermieter von Rohrleitungskapazitäten verkümmern würde. Erfahrung, Kompetenz und wirtschaftliches Potential der optimierten Netzsteuerung (Systemdispatch) würden nicht mehr genutzt.

Die Zuordnung von Entry- und Exit-Kapazitäten zu Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten führt also zu einem hohen Transaktionsaufwand und Wettbewerbshemmnissen und kann darüber hinaus auch noch die Versorgungssicherheit gefährden. Gegenüber einem Transaktionspfadmodell bringen Zuordnungsmodelle daher nur geringfügige Vorteile.

### Entry-Exit mit Systemdispatch am Beispiel BEB

Demgegenüber zeigt BEB mit dem zum 01.07.2004 veröffentlichten Entry-Exit-Modell tatsächlich bestehende Möglichkeiten: In Kapazitätsportfolios können Kapazitäten flexibel kombiniert und sicher genutzt werden. Diese Kapazitäten können sich über das gesamte H-Gas-, L-Gas- bzw. LL-Gas-Netz erstrecken. Damit hat BEB auch die Forderungen des Monitoring-Berichtes umgesetzt, dass die Bildung einheitli-

cher Marktgebiete auf der Grundlage wesentlicher technischer Netzrestriktionen erfolgen sollte.

Innerhalb eines Kapazitätsportfolios können gebuchte Entry- und Exit-Kapazitäten frei genutzt werden. Auf eine Punkt-zu-Punkt-Zuordnung wird völlig verzichtet. Ferner stellt BEB Kapazitäten auf Basis der physischen Leitungen und zugekaufter vertraglicher Leistungen (Swaps, Backing) bereit. Damit wird insgesamt das Systemdispatch (Netzsteuerung) zutreffend als Aufgabe und somit wirtschaftliches Potential des Netzbetreibers verstanden und nicht - wie im Zuordnungsmodell von BGW/VKU - auf die Abstimmung zwischen Transportkunden verlagert.

### Kapazitätsportfolio

Im BEB-Modell werden Entry- und Exit-Kapazitäten getrennt vermarktet. Die Buchung einer Kapazität zu einem beliebigen Zeitpunkt findet jeweils bezogen auf einen Entry- oder Exit-Punkt, einen Zeitraum und auf ein Teilsystem (H-, L- oder LL-Gas-System) statt. Kapazitätsprodukte werden von Tages- bis hin zu Langfristprodukten angeboten.

BEB bietet umfangreiche Netzbetreiberdienstleistungen an, wodurch keine Minderung der vermarktbareren Kapazitäten gegenüber der bisherigen transaktionsabhängigen Punkt-zu-Punkt-Zuordnung stattfindet. D. h. bei den aus Sicht von BEB erforderlichen Kapazitätsprüfungen (vor der Buchung!) wird der Spielraum berücksich-

tigt, der durch übergreifende Portfolioeffekte für den Netzbetreiber besteht. So können trotz hoher Systemauslastung ("rote Ampel") weitere Transporte ermöglicht werden.

Für fest definierte Kurzstreckentransporte werden noch gesonderte Produkte bzw. Tarife geschaffen.

Der Netzkunde kann entsprechend den Buchungen die jeweiligen Kapazitäten im gesamten H-Gas- bzw. L-Gas- bzw. LL-Gas-System ohne weitere Kapazitätsprüfungen flexibel nutzen. Innerhalb eines solchen Systems mit gleicher Gasqualität können Netzkunden (einer oder mehrere) Kapazitätsportfolios zusammenstellen. Ein solches Kapazitätsportfolio kann im Sinne eines Bilanzkreises frei genutzt werden. Zu jedem Portfolio gehört ein Portfoliomanager, der BEB gegenüber als Verantwortlicher für das Portfolio auftritt.

Zur Vereinfachung des Sekundärmarktes für Kapazitäten bzw. des Handels mit Energie können auch virtuelle Entry- bzw. Exitpunkte für Kapazitätsportfolios gebildet werden. Die Entstehung eines Sekundärmarktes wird dadurch gefördert, dass Kapazitäten an "qualifizierte" Transportkunden verkauft bzw. auch "untervermietet" werden können.

Nutzt ein Netzkunde die von ihm gebuchten Kapazitäten unbegründet nicht und besteht Nachfrage nach der Kapazität, so wird eine "use-it-or-lose-it"-Regelung verwendet. Folge sind Verhandlungen bzw. Einsatz eines "Schiedsrichters". Die Effektivität dieser Regelung wird die Praxis zeigen.

### **Bilanzausgleich**

Innerhalb eines Portfolios wird der Bilanzausgleich unter dem Grundprinzip der zeitgleichen Ein- und Ausspeisung durchgeführt. Eine Basisdienstleistung für den unplanbaren Bilanzausgleich (Transport, nicht Energie) ist im Entgelt enthalten. Kriterien sind stündliche und kumulierte Differenzmengen.

Ein erweiterter, zahlungspflichtiger Bilanzausgleich für planbare Schwankungen wird zusätzlich angeboten. Dieser ermöglicht maximal die 480-fache Stundenleistung als kumulierte Differenzmenge. Als weitere Dienstleistung wird die Online-Absteuerung angeboten. Auf Basis einer flexiblen Quelle (z. B. Speicher oder offener Vertrag) und von 3-Minuten-Online-Messwerten wird von BEB der Transport kostenlos abgesteuert.

### **Entgelte**

Das Transportentgelt ist die Summe der Entry- und Exit-Entgelte. Hierin enthalten sind das ehemalige Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für Treibgas. Es gibt keine Abhängigkeit zwischen Entry- und Exit-Entgelten. Die Entgelte werden für die Vorhaltung der Kapazität und nicht für die tatsächliche Nutzung erhoben.

Ausgangsbasis der Entry-Exit-Entgelte sind nicht näher bezeichnete Vergleichsmarktpreise. Regelmäßige Benchmarks mit europäischen Vergleichsmärkten sollen laut BEB die Angemessenheit der Entgelte belegen.

Die Entry-Exit-Entgelte werden nach Laufzeit (ein Tag bis mehrere Jahre), und Unterbrechbarkeit festgelegt. Darüber hinaus gibt es Pönalisierungen bei Überschreitung der Kapazitätsrechte. Werden zusätzliche Dienstleistungen in Anspruch genommen, so fallen zusätzliche Entgelte an.

### **Vertragssystem**

Das am 01.07.2004 vorgelegte Vertragspaket zum Entry-Exit-Modell für den Gasnetzzugang der BEB besteht aus einem Kapazitätsvertrag, einem Portfoliovertrag, einem optionalen erweiterten Bilanzausgleichsvertrag und den Geschäftsbedingungen Transport (GBT) nebst Anlagen. Die Verträge selbst sind sehr knapp gefasst und beschränken sich weitestgehend auf die Aufnahme der Vertragsdaten und den Verweis auf die inhaltlichen Regelungen in den umfangreichen GBT.

Der Kapazitätsvertrag greift dabei auf die Regelungen zu, nach denen feste und unterbrechbare Entry- bzw. Exit-Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten des BEB-Gasnetzsystems kontrahiert werden. Als wesentliche Obliegenheiten finden sich seitens des Netzbetreibers BEB die Vorhaltung und Zur-Verfügung-Stellung der kontrahierten Kapazitäten und weiter die Veröffentlichung von Druck- und Beschaffenheitsparametern für alle Ein- und Ausspeisepunkte. Der Transportkunde (Netznutzer) ist verpflichtet, die entsprechenden Tarife zu entrichten.

Im Portfoliovertrag werden die Kapazitäten eines oder mehrerer Kapazitätsverträge zur tatsächlichen Nutzung gebündelt. Auf dieser Basis wird als Vertragspflicht des Netzbetreibers BEB konstituiert, im Rahmen des Kapazitätsvertrags und des Portfoliovertrags Transportdienstleistungen zu erbringen. Korrespondierende Vertragspflichten des Transportkunden sind lediglich die Bereitstellung und Entgegennahme des jeweils ein- oder auszuspeisenden Gases. Eine Punkt-zu-Punkt-Zuordnung von Entry- und Exit-Kapazitäten erfolgt nicht.

Für den Bilanzausgleich sehen Portfoliovertrag und GBT die Einrichtung von Gaskonten vor, die alle einem Portfolio zugeordnete Ein- und Ausspeisepunkte umfassen. Damit entspricht ein Portfolio einem Bilanzkreis. Der Bilanzausgleich ist im Basisfall des Portfoliovertrags auf unvermeidbare und strukturell nicht planbare Lastschwankungen begrenzt und kann durch Abschluss des erweiterten Bilanzausgleichsvertrags entgeltspflichtig ausgedehnt werden.

Das Vertragspaket beinhaltet weiterhin ausführliche allgemeine Regelungen (darunter Rechnungsstellung, Haftung, Vertragsänderungen), die einer sorgfältigen Prüfung bedürfen. Im Unterschied zu aus den Niederlanden oder Großbritannien bekannten Trading System/Transmission Service Arrangements, die in der Grundstruktur ähnlich sind, allerdings teilweise noch ausführlicher und vor allem praxiserprobter,

wurde das Vertragspaket der BEB schließlich noch keiner regulatorischen Prüfung unterworfen.

## Zwei zentrale Punkte: Kapazitätsvernichtung und Koordination

Zwei Punkte lassen sich in der Diskussion um ein Modell für den Gasnetzzugang in Deutschland als Schlüsselfragen identifizieren. Die beiden zentralen Frage sind:

- Werden die vermarktbar und tatsächlich nutzbaren Nutzungsrechte für Kapazitäten verringert, wenn man sie so definiert, dass sie nur vom Ort der Einspeisung (Entry) bzw. der Ausspeisung (Exit) abhängen und vom Netznutzer frei genutzt werden können, also auch für ihre tatsächliche Nutzung eine Zuordnung von Entry zu Exit nicht erfolgen muss? Oder verkürzt: Vernichtet flexibles Entry-Exit vermarktbar und nutzbare Kapazitäten?
- Werden die Netzbetreiber unzumutbar belastet, wenn sie ihre Tätigkeiten und Pflichten zum einen untereinander so koordinieren müssen, dass alle Freiheitsgrade des Gasversorgungssystems inkl. Systemdispatch genutzt werden, um möglichst viele Kapazitäten bereitzustellen, und zum anderen die Netzbetreiber so kooperieren müssen, dass Netzeigentumsgrößen den Wettbewerb nicht behindern und sich der Netzzugang Dritter als Zugang zu einem einheitlichen Marktgebiet darstellt? Oder verkürzt: Sind Koordination und Kooperation zur Schaffung möglichst großer einheitlicher Marktgebiete unzumutbar?

### Vernichtet echtes Entry-Exit Kapazitäten?

Für einen Vergleich, welche Kapazitäten durch ein Modell nutzbar gemacht werden, sind im BGW/VKU-Modell die gebuchten Entry-/Exit-Kapazitäten und die zugeordneten Punkt-zu-Punkt-

Kapazitäten strikt zu unterscheiden. Die **Entry-/Exit-Kapazitäten ohne Zuordnung** können sehr hoch liegen, erlauben aber keine Aussage, welche Kapazitäten tatsächlich genutzt werden können, da sie ja noch unter dem Vorbehalt der richtigen Zuordnung stehen.

Tatsächlich nutzbar sind nur die **zugeordneten Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten**, soweit sie ein positives Prüfergebnis erhalten. Diese sind in allen relevanten Fällen zwangsläufig niedriger als die gebuchten Entry-/Exit-Kapazitäten. Werden sie ungeeignet zugeordnet, besteht die Gefahr, dass Teile der Entry- oder Exit-Kapazitäten ungenutzt bleiben. Die im Punkt-zu-Punkt-Zuordnungsmodell tatsächlich nutzbaren Kapazitäten liegen dann weit unter den nominellen Entry-/Exit-Kapazitäten.

Bei einem Netzzugangmodell mit echtem Entry-Exit entfällt die Zuordnung und damit die Umwandlung in eine Punkt-zu-Punkt-Kapazität. Der Netznutzer bucht Entry- bzw. Exit-Kapazitäten, deren Nutzbarkeit von vornherein klar feststeht: Unterschieden werden in vielen internationalen Anwendungsfällen sichere und unterbrechbare Kapazitäten ('firm capacities' und 'interruptible capacities'; genauer wäre der Begriff 'Kapazitätsnutzungsrechte').

Für die Ermittlung dieser Kapazitäten und ihre Aufteilung in sichere und nur eingeschränkt nutzbare Kapazitäten werden netzhydraulische Berechnungen durchgeführt. Diese berücksichtigen sämtliche Restriktionen des Gasversorgungssystems. Wahrscheinlichkeitsberechnungen sorgen dafür, dass Unsicherheiten über die künftige Belastung verschiedener Entry- und Exit-Kapazitäten Rechnung getragen wird.

Die so ermittelten sicheren Kapazitäten können von den Netznutzern dann gebucht und sicher genutzt werden, die unterbrechbaren mit dem Risiko, dass konkrete Nutzungen unterbrochen werden. Dieses Vorgehen bietet die Gewähr, dass alle technisch verfügbaren Kapazitäten bei entsprechender Nachfrage auch tatsächlich genutzt

werden können und nicht aufgrund ungeeigneter Zuordnungen ungenutzt bleiben müssen.

Die richtige Schrittfolge, die auch von BEB nun praktisch angewandt wird, ist also:

- Unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen des Gesamtsystems werden in netzhydraulischen Berechnungen die maximalen **Entry- und Exit-Kapazitäten** ermittelt.
- Die so ermittelten Kapazitäten werden mit allen Flexibilitäten an die Netznutzer vergeben. **Gebuchte Kapazitäten** für Entry und Exit können **unterschiedlich hoch** sein.
- Die **Nutzung der Kapazitäten** erfolgt durch die Nominierungen der Netznutzer, die für Ein- und Ausspeisung **ausgeglichen** sein müssen.
- Der tatsächliche Gasfluss ergibt sich dann aus den Nominierungen bzw. Ein- und Ausspeisungen.
- Da die **Kapazitätsprüfung vor der Buchung** erfolgt, ist die gebuchte Kapazität auch sicher nutzbar und kann auf einem Sekundärmarkt gehandelt werden.

Die technischen Netzkapazitäten hängen natürlich nicht vom Modell des Netzzugangs ab. Für die vermarktbar und tatsächlich nutzbare Kapazität können sich aber Unterschiede ergeben. Bei den sicheren Kapazitäten liegt der Unterschied offen zu Tage: Im Gegensatz zu echten Entry-Exit-Modellen gibt es im Zuordnungsmodell nach BGW/VKU überhaupt keine sicheren Kapazitäten. Alle Kapazitäten sind bedingt, da sie immer unter dem Vorbehalt einer passenden Zuordnung stehen. Daher sind die Entry- bzw. Exit-Kapazitäten in Zuordnungsmodellen in ihrer Gesamtheit bestenfalls unterbrechbare Kapazitäten, die aber als sichere Kapazitäten voll zu bezahlen sind.

Aber auch hinsichtlich der Gesamtheit der Kapazitäten, also sicherer und bedingter Kapazitäten, ist eher bei den Modellen mit Zuordnung zu befürchten, dass aus administrativen Gründen einzelne Kapazitäten ungenutzt bleiben, weil sie ungeeignet zugeordnet wurden.

Dass die Steuerung des Gesamtsystems ohne Zutun der Netzbetreiber über Bulletin Boards oder einen Sekundärmarkt funktioniert, der heute noch nicht einmal in Grundzügen existiert, kann nicht gewährleistet werden.

Diese theoretischen Ableitungen werden nun von BEB unter **praktischen Beweis** gestellt: Eine Verminderung von vermarktbar und nutzbaren Kapazitäten wird im flexiblen Entry-Exit-System der BEB durch Systemdispatch vollständig vermieden.

### Sind Koordination und Kooperation unzumutbar?

Der Monitoring-Bericht (S. 51) empfiehlt, dass Netzgebiete ungeachtet unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse möglichst zu einem einheitlichen Marktgebiet zusammengefasst werden sollten, damit wirksamer Wettbewerb ermöglicht wird. Nur hierdurch wird ein funktionsfähiger und wirksamer Gas-zu-Gas-Wettbewerb möglich.

Die Zusammenfassung von Netzgebieten unterschiedlicher Eigentümer zu einem einheitlichen Marktgebiet für Gas und Hilfsdienste ist in sehr unterschiedlichen Varianten und Intensitäten vorstellbar. In Vorträgen oder Gutachten werden die im Monitoring-Bericht vorgestellten Grundzüge eines Regelzonenmodells für Deutschland vielfach mit den Regelungen in Österreich gleichgesetzt und daraus insbesondere die Einführung eines Regelzonenführers abgeleitet. Im Gegensatz hierzu spricht der Monitoring-Bericht (S. 52) allerdings von einer "zentralen Koordinationsstelle", die nicht zwingend ein Transportnetzbetreiber sein müsste.

Wichtig ist, was in einer solchen zentralen Koordination tatsächlich gewährleistet werden muss. Die Netzbetreiber müssen sich abstimmen, damit

- ausreichende Kapazitäten bereitgestellt werden,
- die Systemstabilität und Versorgungssicherheit aufrechterhalten wird

- der Systemdispatch mit Bilanzausgleich und Qualitätsmanagement funktioniert,

- alle wichtigen Informationen bereitgestellt werden und

- Datenformate vereinheitlicht werden können.

Der Mangel an verbindlicher Kooperation im BGW/VKU-Modell wirkt sich in einer enormen Anzahl und Komplexität von Verträgen und Datenübermittlungen zwischen Netznutzer und der Vielzahl von Netzbetreibern aus. Diese Verträge sind darüber hinaus interdependent und müssen aufeinander abgestimmt werden. Wenn die zentrale Koordination fehlt, muss die Abstimmung in einer Vielzahl von Iterationen bilateral erfolgen und zieht enormen Transaktionsaufwand nach sich.

Eine Tätigkeit verschiedener Agenten würde diese Verhältnisse noch weiter komplizieren, da jeweils noch weitere Akteure hinzukommen.

Jeder Vertrag bedeutet erheblichen Aufwand für alle Beteiligten. Jede Datenübermittlung stellt eine Quelle möglicher Fehler dar, deren Bereinigung wiederum hohen Aufwand und Kosten verursacht. Bis zu einer weitgehenden Implementierung von deutlich weniger komplexer Strukturen vergingen nach Verabschiedung der VV II Strom (1999) über zwei Jahre. Der Prozess ist bis heute noch nicht vollständig abgeschlossen.

Demgegenüber sind entscheidende Vereinfachungen durch eine zentrale Koordination über Eigentums Grenzen hinweg zu erreichen. Ohne diese könnte ein Marktgeschehen schon am enormen Abwicklungsaufwand und den damit verbundenen Transaktionskosten scheitern.

Die meisten dieser Abstimmungen werden schon heute von den Gasversorgungsunternehmen durchgeführt. Dies erfolgt aber meist integriert in die bestehenden Liefer- und Bezugsverträge zwischen den Netzbetreibern bzw. integrierten Gasversorgungsunternehmen. Ebenso finden sich betriebliche Abstimmungen, die ohne vertragliche

Grundlagen gängige Praxis geworden sind.

Künftig muss diese Kooperation und Koordination auch Dritten zur Verfügung gestellt werden. Hier ist der Systemdispatch (Netzsteuerung) der Flaschenhals, ohne den ein effizienter Netzzugang gar nicht möglich ist. Damit ist der Zugang zum Systemdispatch auch kein eigenständiger Eigentums eingriff in die Rechte der Netzbetreiber. Er ist vielmehr schon Teil des Netzzugangs, da dieser sonst wirkungslos oder unvollständig bliebe.

Die Schaffung einheitlicher Marktgebiete erfordert nicht zwingend einen Regelzonenführer. Planungs- und Steuerungstätigkeiten müssen Netzbetreibern nicht entzogen werden. Sie müssen aber zwischen den Netzbetreibern abgestimmt werden. Eine solche zentrale Koordination könnte auch durch einen Verband oder Verein erfolgen. Vorbilder hierfür aus der Stromwirtschaft sind die DVG (Deutsche Verbundgesellschaft e. V.) oder auf europäischer Ebene die UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity). Beide Vereinigungen haben über Jahrzehnte hinweg für die erforderliche Koordination gesorgt. Dabei wurden die Mitgliedsunternehmen keineswegs enteignet. Sie konnten ihr Eigentum vielmehr effizienter nutzen.

Eine zentrale Koordination ist vor allem nicht mit einem Entzug der wirtschaftlichen Nutzung von Eigentum verbunden und stellt auch keinen direkten Eingriff in Betrieb und Planung der Netzbetreiber dar. Sie würde insbesondere auch die Tätigkeit der Netzbetreiber vereinfachen und kann daher nicht als unzumutbar erkannt werden.

### Fazit und Ausblick

Die seitens BGW/VKU argumentierte Vernichtung von Kapazitäten durch flexibles Entry-Exit lässt sich durch intelligente Netzsteuerung vollständig vermeiden. Es wird vielmehr deutlich, dass unter Anwendung des BGW/VKU-Modells die Gefahr besteht, dass durch die unflexible Zuordnung von

Entry- und Exit-Kapazitäten zu Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten technisch verfügbare Kapazitäten aufgrund von Modellschwächen blockiert werden. In einem echten Entry-Exit-Modell können hingegen alle verfügbaren Kapazitäten zur Nutzung angeboten und flexibel genutzt werden.

Das neue **Entry-Exit-Modell der BEB** stellt unter Beweis, dass die Einführung eines Entry-Exit-Modells ohne Punkt-zu-Punkt-Zuordnung möglich und zumutbar ist. Es sollte daher auch Benchmark für die Praxis anderer Netzbetreiber und Modellgrundlage der **Netzzugangsverordnung Gas** sein. Sachliche Gründe, die einer Übertragung auf andere Netze und Netzbetreiber entgegenstehen, sind nicht zu erkennen.

Zwischen Netzbetreibern bestehende Eigentumsgrößen bringen aber weiterhin enormen Aufwand für die Anbahnung und Abwicklung des Netzzugangs mit sich. Eine Vielzahl komplexer Verträge und Datenübermittlungen muss aufeinander abgestimmt werden. Eine **zentrale Koordinierung** muss hier die **entscheidenden Vereinfachungen** bringen, ohne die der Transaktionsaufwand für einen funktionierenden Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu hoch bleiben würde.

Die Zusammenfassung von Netzgebieten unterschiedlicher Eigentümer zu einheitlichen Marktgebieten kann dabei durch eine Vielzahl unterschiedlicher praktischer Lösungen erfolgen. Die Einführung eines Regelzonenführers ist nicht zwingend erforderlich. Die Planungs- und Steuerungskompetenz muss Netzbetreibern nicht entzogen werden. Erforderlich ist aber eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern. Der Systemdispatch (Netzsteuerung) als Kern dieser zentralen Koordination ist im Netzzugang selbst enthalten. Eine **zentrale Koordination** stellt daher **keinen unzumutbaren Eingriff** in das Eigentum der Netzbetreiber dar.

Daher sollten entsprechende Verpflichtungen zu Koordination und Kooperation Eingang in die Netzzugangsverordnung Gas finden.

## Literatur

- Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen, <http://www.bmwi.de/Redaktion/Inhalte/Downloads/monitoring-bericht,property=pdf.pdf>
- Rede des Bundesministers Wolfgang Clement vom 20.01.2004, <http://www.bmwi.de/Navigation/Presse/reden-und-statements,did=28900.html>
- Entwurf eines Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechtes (Referentenentwurf), <http://www.bmwi.de/Redaktion/Inhalte/Downloads/referentenentwurf-EnWG,property=pdf.pdf>
- Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Gesetzesentwurf), <http://www.bmwi.de/Navigation/root,did=38392.html>
- Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen/\* KOM/2003/0741 endg. - COD 2003/0302 \*/, [http://www.europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/amending\\_legislation\\_en.htm](http://www.europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/amending_legislation_en.htm)
- Präsentation zum BGW/VKU-Modell, Klaus-Dieter Barbknecht, E-World of Energy and Water, 12.02.2004
- Darstellung des BEB Entry-Exit-Systems, <http://www.beb.de/cms/index.cfm?709B137292FAF629EC3083A6EED38862>
- Vertragspaket zum BEB Entry-Exit-Modell, <http://www.beb.de/cms/index.cfm?391560D850224009D1338B225D256B86>