

Das Entry/Exit-System bei BEB

**Erläuterungen zur Umsetzung
dieses Modells im Hinblick auf**

- **Systemmodellierung**
- **Kapazitätsmanagement**
- **Anfragenmanagement**

1 Einleitung / Historie

Im Zuge der Erdgasmarktliberalisierung kommen viele neue Anforderungen auf die Netzbetreiber u.a. auch in der Verwaltung verfügbarer Pipelinekapazitäten zu. Dies gilt um so mehr, je mehr Flexibilitäten dem Markt frei verfügbar gemacht werden.

Pipelinesysteme wurden in der Vergangenheit mit Entwicklung des Erdgasmarktes auf Basis langfristiger Verträge gebaut bzw. ausgebaut. Neue Vorgänge, d.h. zusätzlicher Transportbedarf kündigte sich damals langfristig an und wurde durch hydraulische Neubewertung des Netzes in der technischen Planung aufgenommen. Die Netze wurden bedarfsgerecht („tailor-made“) und nur mit investitionsstrategisch sinnvoller oder technisch bedingter Mehrkapazität, d.h. Kapazität oberhalb des vertraglich abgesicherten Bedarfes ausgestattet. Die Frage nach noch verfügbarer Kapazität war kurzfristig nicht zu beantworten, da stets eine hydraulische Bewertung des Systems zu erfolgen hatte. Je nach Umfang des Berechnungsaufwandes war eine solche Bewertung unterschiedlich komplex, in jedem Fall hinsichtlich der Bearbeitungszeiten für praxisnahe Netzzugangsanfragen nach heutigen Anforderungen in einem liberalisierten Erdgasmarkt aber kaum befriedigend.

Die Einführung hochflexibler Entry/Exit-Systeme, wie in Deutschland erstmalig ab 01.07.2004 bei BEB erfolgt, stellt zusätzliche Anforderungen an das Kapazitätsmanagement und die Modellbildung zur Kapazitätsverwaltung (Systemmodellierung). So sind Kapazitäten punktbezogen (Anm.: scheinbar punktbezogen) an Entry- und Exit-Punkten auszuweisen, die flexibel nutzbar, verlagerbar, aggregierbar und vor allem buchungsseitig nicht zwangsläufig einander zugeordnet und ausgeglichen sein sollen.

Die Kapazitätsberechnung und die Modellbildung zur buchhalterischen Verwaltung von Kapazitäten bei den Netzbetreibern ist aufgrund dieser neuen Anforderungen entsprechend anzupassen. Im Folgenden soll dargestellt werden, wie BEB im Planungs- und Kapazitätsverwaltungsbereich bei der Umsetzung des Entry/Exit-Modells vorgeht.

Der vorliegende Fachaufsatz wendet sich an die breite, gaswirtschaftlich orientierte Öffentlichkeit, verlangt jedoch ein gewisses Maß an gastransportwirtschaftlicher Vorkenntnis. Für Rückfragen, Anregungen, Kritik und Diskussion ist BEB im Sinne der Weiterentwicklung eines funktionierenden Netzzugangs dankbar:

BEB Transport und Speicher Service GmbH
Abt. MAB – Geschäftsentwicklung, Regulierung, Unternehmenskommunikation
Riethorst 12
30659 Hannover

Tel.: +49 (0) 511 / 641-2643
Fax: +49 (0) 511 / 641-2554

WWW.ENTRY-EXIT.DE

2 Kapazitätsmanagement

Im Folgenden soll unter „Kapazitätsmanagement“ ein Sammelbegriff verstanden werden, der alle Tätigkeiten und Vorgänge einschließt, die der

- Festlegung von hydraulisch zusammenhängenden Systemabschnitten des Transportsystems auf Basis von dokumentierbaren technischen und vertraglichen Randbedingungen
- Berechnung von Kapazitäten als Basiskapazitäten des Transportsystems nach allg. anerkannten Berechnungsmethoden, die auf strömungsmechanischen Gesetzmäßigkeiten beruhen,
- Abschnitts- und Zonendefinition in Pipelinenetzen
- diskriminierungsfreie Vergabe von Kapazitäten
- hydraulische Prüfung im Anfragenmanagement im planerischen Grenzauslastungsbereich, ggf. Dokumentation und Quantifizierung nicht mehr darstellbarer Transportkapazitäten
- transparente Verwaltung der gebuchten Kapazitäten getrennt von den Basiskapazitäten
- Dokumentation der o.g. Teilvorgänge

dienen. Hierzu zählt BEB auch das Engpassmanagement, d.h. die nichtdiskriminierende Vergabe von Kapazitäten im Engpassfall, worauf in dieser Veröffentlichung jedoch nicht eingegangen werden soll.

2.1 Gesamtzusammenhang / Übersicht

Die Berechnung einer Pipelinekapazität erfolgt nach allgemein anerkannten Berechnungsverfahren, die auf strömungsmechanischen Gesetzmäßigkeiten beruhen. Dies geschieht entweder auf einer einzelnen Pipeline zwischen zwei Betrachtungspunkten oder in einem zuvor definierten Systemabschnitt, bestehend aus mehreren Pipelines, die durch dokumentierte technische und vertragliche Randbedingungen abgegrenzt werden können. Die Basiskapazität ist als hydraulische Eigenschaft der Pipeline bzw. des Systemabschnittes eine gerichtete Größe.

Der so berechneten Basiskapazität werden die vertraglich gebuchten Transportkapazitäten des jeweils betroffenen Abschnittes gegenübergestellt. Hierbei ist die strömungstechnische Ausrichtung der Buchungen bedeutsam, um die gerichtete maximale Beanspruchung des Transportsystems identifizieren und hydraulisch prüfen zu können. Die planerische Identifikation der maximalen Beanspruchung erfordert die Bildung und Dokumentation von Lastszenarien, wobei die unabhängige Nutzung der von den einzelnen Transportkunden gebuchten Kapazitäten zu berücksichtigen ist.

Keine als fest kontrahierte Kapazität darf in ihrer physikalischen Erfüllbarkeit von der Nutzung einer anderen Kapazität abhängen, wenn dies nicht vertraglich abgesichert ist.

Das Residuum zwischen Basiskapazität und synchroner, gleichgerichteter, gebuchter Kapazitäten entspricht der freien Transportkapazität des Transportsystems bzw. des Systemabschnittes und ist ebenfalls eine gerichtete Größe (oft als Freikapazität bezeichnet).

2.2 Berechnung von Pipelinekapazitäten

Die Pipelinekapazität oder Basiskapazität eines Pipelineabschnittes quantifiziert die maximale Durchflussrate, also das strömungstechnische Durchflussvermögen des Erdgases in der Pipeline, aufgrund des Druckgefälles zwischen zwei Punkten (Ein- und Ausspeisung eines Pipelineabschnittes). Die Kapazität wird in m^3/h (V_n), d.h. in Normkubikmeter pro Stunde angegeben. Sie ergibt sich nur nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten und hängt ab von

- der Höhe der Druckdifferenz zwischen der Ein- und Ausspeisung,
- der Pipelinegeometrie (Durchmesser, Länge der Pipeline zwischen der Ein- und Ausspeisung, Innenrauigkeit des Rohres, Anzahl der Rohrbögen, Querschnittsveränderungen, etc.)
- thermischen Zustandsgrößen als Randbedingungen (z.B. die Temperatur, Eingangs- oder Ausgangsdruck des strömenden Mediums)
- der Art und Zusammensetzung des Erdgases

Die strömungsmechanischen Grundlagen zur Beschreibung der Kapazitäten sind exakt, d.h. mathematisch und physikalisch eindeutig. Zur Lösung der beschriebenen Zusammenhänge sind jedoch Annahmen und wissenschaftlich fundierte Vereinfachungen notwendig, die nach allgemein anerkannten und stets weiterentwickelten Regeln getroffen werden. Bedingt durch diese Parameterunschärfen ist auch das Ergebnis der Kapazitätsberechnung mit einer für technische Berechnungen üblichen und vertretbaren Toleranzbandbreite zu interpretieren.

Es besteht kein Zusammenhang zwischen der Basiskapazität einer Pipeline zwischen zwei Punkten und der Beschäftigung der Pipeline im gaswirtschaftlichen Sinne – anders verhält sich dies in einem Pipelinesystem oder Pipelinenetz (siehe unten).

2.3 Definition von Netzabschnitten / Pipelinenetzabschnitten

Pipelines sind zumeist über ihre Gesamtlänge im Durchmesser unterschiedlich, mit anderen Pipelines vernetzt oder „geloopt“ (Loop = hydraulisch gekoppelte Parallelleitung). Es ist daher zur Berechnung ganzer Netze sinnvoll, Pipeline- oder Netzabschnitte zu definieren, an deren Anfangs- und Endpunkten dokumentierbare, vertraglich festgelegte oder anderweitig plausible Randbedingungen herrschen.

Für einen solchen Abschnitt kann eine Basiskapazität angegeben werden, wobei diese neben den technischen Rahmenbedingungen nach Abschnitt 2.2 auch von der gaswirtschaftlichen Nutzung in Form von kontrahierten Kapazitäten abhängt. Relevant ist hierbei die Festlegung der synchronen und gleichgerichteten Transportbelastungen als Lastszenarien zur Sicherstellung der strömungstechnischen Gewährleistung der gebuchten Kapazitäten. Durch die Festlegung und die hydraulische Prüfung der Lastszenarien wird die Verlässlichkeit der fest anbietbaren Basiskapazitäten sichergestellt.

2.4 Definition von Kapazitätzonen

In bestimmten Systemabschnitten des Transportsystems besteht die Möglichkeit, dass gebuchte Beanspruchungen aufgrund des nachgelagerten Transportsystems nicht synchron erfolgen, so z.B. bei mehreren Ausspeisungen zu einem Erdgaskunden, der seine Gesamtbezugsmenge alternativ über verschiedene Stationen beziehen kann. Die Folge ist die Unterscheidung solcher alternativer Beanspruchungen innerhalb von Lastszenarien, wobei dabei immer der hydraulisch belastendste Fall zu berücksichtigen ist. Durch die Berücksichtigung der alternativen hydraulischen Beanspruchungen von Systemabschnitten, die als Kapazitätzonen definiert werden können, ist eine freie Verlagerung von Kapazitäten innerhalb dieser Kapazitätzone möglich, die wiederum für das nachgeschaltete System eine maximale Bezugsflexibilität bedeutet.

2.5 Zuweisung von Basiskapazitäten innerhalb des Transportsystems bzw. der Systemabschnitte

Entlang einer einzelnen Pipeline kann jedem definierten Pipelineabschnitt nach Berechnung gem. Abschnitt 2.2 eine Basiskapazität als gerichtete Größe und Eigenschaft des Transportsystems zugewiesen werden.

In Netzabschnitten und Zonen ist die Ausweisung einer Basiskapazität auf unterschiedliche Weise möglich. Sinnvoll im Sinne einer transparenten Ausweisung und schnellen diskriminierungsfreien und sicheren Zuteilung von Kapazitäten ist jedoch die Angabe einer durchgängig im gesamten Netzabschnitt verfügbaren Kapazität. Diese Angabe stellt ein Mindestmaß an verfügbarer Kapazität dar und ist zudem mit zunehmender Abschnittsgröße immer geringer, da mit zunehmender Abschnittsgröße auch die einschränkenden Bedingungen zunehmen. Dennoch ist die so angegebene Kapazität ohne weitere hydraulische Prüfung anbietbar und damit für die kapazitätsbuchhalterischen Zwecke gut nutzbar.

Die Höhe der zur Verfügung stehenden Basiskapazitäten und der unter Berücksichtigung der kontrahierten Kapazitäten ermittelten freien Transportkapazitäten hängt hierbei, wie oben dargestellt, von der Anzahl der zu berücksichtigen Lastszenarien ab.

Je größer die Flexibilität der Nutzung des Transportsystems ist,
desto höher ist die Anzahl der zu berücksichtigen Lastszenarien und
desto geringer wird die Höhe der fest ausweisbaren Basiskapazitäten.

Eine theoretische Möglichkeit, dieser zwangsläufigen Reduzierung der Basiskapazitäten entgegenzuwirken, wäre die Unterteilung des Transportsystems in mehrere Zonen, innerhalb derer die Lastszenarien dann zu berücksichtigen sind. Ein Transport zwischen den Zonen stellt sich dann je nach Nutzung der Buchungen in der Zone als Residualgröße ein. Dies ist jedoch ein Widerspruch zur Unabhängigkeitsforderung in Abschnitt 2.1, kann vom Netzbetreiber nicht geplant werden und ist daher praktisch nur sehr bedingt bis gar nicht möglich.

Die Basiskapazität eines Netzabschnittes ist solange unveränderlich, wie die in die Berechnung eingehenden Parameter konstant sind. Kommt es z.B. zu Systemausbauten, Änderungen von Druckrandbedingungen oder zu signifikanten Lastflussveränderungen, so ist das System hydraulisch neu zu bewerten und dementsprechend eine aktualisierte Basiskapazität auszuweisen.

2.6 Zuweisung von Basiskapazitäten auf die Ein- und Ausspeisepunkte im Entry/Exit-System

Für den Transportkunden im Entry/Exit-System ist die streckenbezogene Kapazität und der gerichtete Transport innerhalb des Transportsystems bzw. innerhalb der Systemabschnitte nicht von Interesse, sondern die Angabe der Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten hinreichend. Da jedoch auch im Entry/Exit-System die Basiskapazitäten sowie die freien Kapazitäten den physikalischen Gesetzmäßigkeiten unterliegen, sind die (scheinbar) punktbezogenen Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte auf sinnvolle (berechnungstechnisch) vordefinierte Transportstrecken zu beziehen.

Die Modellbildung hat stets dem Grundsatz der Versorgungssicherheit mit oberster Priorität zu folgen. Risikobehaftete Annahmen sind nur in Ausnahmefällen und zur Vermeidung wirtschaftlich oder technisch unzumutbarer infrastrukturellen Maßnahmen statthaft.

Die sichere Gewährleistung der ausgewiesenen festen Entry- und Exit-Kapazitäten wird bei BEB durch die Festlegung eines hydraulischen Zentrums erreicht,

- zu dem die Kapazitäten von den Einspeisepunkten aus hinführen

und

- von dem die Kapazitäten zu den Ausspeisepunkten hin abgehen.

Sämtliche so definierten Kapazitäten können synchron oder/und unabhängig voneinander erfüllt werden.

Die Anforderung an größtmögliche Flexibilität dieses Systems erfordert wiederum die Festlegung von Lastszenarien und in Abhängigkeit der Anzahl dieser Szenarien sowie der Größe des gesamten Entry/Exit-Systems führt dies zu einer Verringerung der ausweisbaren Basiskapazitäten.

Um diesen Kapazitätsminderungseffekt aufzufangen bzw. zu kompensieren, hat ein Netzbetreiber drei Möglichkeiten, will er die Flexibilitäten anbieten:

1. Verringerung der flexiblen Nutzung und Einführung weiterer hydraulischer Zentren. Zwischen diesen hydraulischen Zentren wiederum ist die Gewährleistung von festen Kapazitäten nur bedingt möglich, da der Transporteur in Bezug auf deren Beschäftigung kein Risiko übernehmen kann.
2. Erhöhung der fest anbietbaren Kapazitäten durch Ausbau des Transportsystems (Investition, Kapazitätsüberangebot)
3. Zuordnung bestimmter Ein- und Ausspeisepunkte innerhalb des flexibel nutzbaren Gesamtsystems deren Mindestbeschäftigung sich der Netzbetreiber von geeigneten Vertragspartnern, z.B. großen Transportkunden gegen Entgelt hat zusichern lassen. Eine solche Mindestbeschäftigung entspricht der vertraglichen Absicherung von Hauptflußrichtungen durch den Transporteur. Durch diese Maßnahme besteht die Möglichkeit, die fest anbietbaren Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte im flexibel nutzbaren Entry/Exit-System zu maximieren ohne dass der Netzbetreiber oder der Transportkunde ein Risiko über die Beschäftigung gebuchter Transportkapazitäten übernimmt.

BEB hat sich in Vorbereitung auf das Entry/Exit-Modell im Sinne wettbewerbsfähiger Transporttarife und einer flexiblen Dienstleistungsstrategie für die Variante 3 entschieden. BEB sichert dadurch in ihrem Entry/Exit-System kontrahierbare Kapazitäten, die sonst nicht ausweisbar wären.

Die Zuweisung der Basiskapazitäten und der gebuchten Kapazitäten kann damit bei BEB (scheinbar) auf die Ein- und Ausspeisepunkte erfolgen. Vom Netzbetreiber BEB werden diese intern unter Berücksichtigung des bzw. der hydraulischen Zentrums bzw. Zentren und eventueller fester Zuordnungen oder Mindestbeschäftigung bestimmter Ein- oder Ausspeisepunkte auf die Topologie des Transportsystems bzw. der Systemabschnitte streckenbezogen abgebildet.

2.7 Differenzbildung: Basiskapazität minus gebuchter Kapazität

Analog zu der im Kapazitätsberechnungsmodell hinterlegten Netztopologie wird das Pipelinennetz in der buchhalterischen Verwaltung durch die kontrahierten Kapazitäten beansprucht. Bei BEB wird dies seit August 2000 mit Hilfe der BEB-intern entwickelten Datenbank KAPLAN (Kapazitäts-Auslastungs-Planung) getrennt von der hydraulischen Systemberechnung durchgeführt. Die fest gebuchten Kapazitäten müssen hierbei von den Basiskapazitäten abgedeckt werden können. Die Differenz zwischen den Basiskapazitäten und gebuchten Kapazitäten jedes Systemabschnittes entspricht dann der freien Kapazität (siehe auch Kap. 2.8.1).

Da sowohl die Basiskapazitäten, als auch die vertragliche Auslastung des Systems zeitlich veränderlich sind, ist die Betrachtung über die Zeit erforderlich. Der Betrachtungszeitraum in KAPLAN umfaßt ca. 10 Jahre in die Zukunft um Ausbauprojekte frühzeitig zu identifizieren und planerisch mit zu verwalten. Die kleinste Zeiteinheit dabei ist der Tag, um Taged Transporte abbilden zu können.

2.8 Anfragenmanagement

Jede als fest kontrahierte Transportkapazität muss gemäß Abschnitt 2.1 individuell erfüllbar sein, sie darf also nicht vom Vorhandensein oder Nichtvorhandensein anderer kontrahierter Kapazitäten oder deren Nutzung abhängen, ohne dass dies vertraglich abgesichert wäre (vgl. Kap. 2.1). Eine vom Transportkunden angefragte Kapazität darf der Netzbetreiber daher nur als „zusätzliche“ Beanspruchung in seiner Planung aufnehmen, es sei denn, er verfügt über die gesicherte Erkenntnis, dass es sich bei der Anfrage um ein Kapazitätssubstitut handelt (Beispiel: Lieferantenwechsel bei einem Erdgaskunden).

Bei BEB hat sich gezeigt, dass diese Information zum Zeitpunkt der Anfrage in der Regel nicht oder nicht gesichert vorliegt und teilweise vom Transportkunden trotz Rückfrage nicht angegeben wird und häufig wohl auch nicht angegeben werden kann. Eine Anfrage wird bei BEB daher bis zur gegenteiligen Kenntnis zwangsläufig immer als zusätzliche Kapazität eingeplant und ab Zeitpunkt der Kapazitätsszusage gleichwertig mit vergebenen Kapazitäten behandelt.

2.8.1 Freikapazität

Die Summe aller als fest kontrahierten Kapazitäten darf die verfügbare Basiskapazität auf dem selben Netzabschnitt nicht überschreiten. Als „freie Kapazität“ auf einem Pipelineabschnitt wird folglich die (positive) Differenz aus der Basiskapazität und der Summe aller nicht unterbrechbaren Buchungen auf diesem System incl. angebotener Kapazitäten verstanden.

Als fest sind Kapazitäten nur dann kontrahierbar, wenn infrastrukturell ausreichend freie Kapazität zur Verfügung steht. Jede darüber hinausgehende Kapazität kann nur unterbrechbar angeboten werden. Hierzu zählen insbesondere bereits kontrahierte, aber nicht bzw. nicht durchgehend genutzte Kapazitäten.

2.8.2 Zusagekriterium bei einer Anfrage

Ist die Freikapazität in allen Pipelineabschnitten größer, als eine angefragte Kapazität, so kann diese umgehend angeboten, vertraglich zugesichert und freikapazitätsmindernd eingebucht werden.

Kommt es infolge einer solchen Bewertung zu Kapazitätsengpässen auf einigen wenigen Pipelineabschnitten, so kann die hydraulische Neubewertung des gesamten Pipelinenetzes / der Zone ggf. Abhilfe schaffen (Umverteilung von Kapazitäten). Dies ist nur solange möglich, bis eine der vertraglichen oder technischen Rahmenbedingungen in diesem Pipelineabschnitt unzulässig berührt würde.

2.8.3 Absagekriterium

Kann auch eine Umverteilung von Kapazitäten nicht mehr stattfinden, ohne vertragliche oder technische Randbedingungen zu verletzen, so muss die Anfrage ganz oder teilweise negativ beantwortet werden. Eine erläuternde Begründung ist in der Ablehnung anzugeben. Kann die angefragte Kapazität nur zum Teil angeboten werden, kommt es zum Engpassmanagement.

3 Fazit

Das Entry/Exit-System ist bei BEB seit dem 01.07.2004 eingeführt und vereinfacht aus Transportkundensicht den Netzzugang erheblich. Zugleich wird dem Anspruch aller Beteiligten Rechnung getragen, dass Netzzugang nach objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Regelungen erfolgt und Netze betriebs- und volkswirtschaftlich optimal ausgenutzt werden. Hinter der durch das Entry/Exit-Modell vereinfachten Netzzugangs-Nutzeroberfläche muss also ein eindeutiges, diskriminierungsfreies und transparentes Kapazitätsmanagement stehen.

BEB hat frühzeitig ein Kapazitätsmanagement aufgebaut, das seit Beginn der Erdgasmarktliberalisierung schrittweise ausgebaut wurde und unter Einbeziehung der Nutzungsvereinbarungen (Kap. 2.6) auch alle wesentlichen Anforderungen erfüllen kann, die durch das Entry/Exit-System gestellt werden.

Auch weiterhin wird BEB die Modellsystematik fortentwickeln um auf Basis unabänderlicher physikalisch-technischer Gesetze ein effizientes und effektives Kapazitätsmanagement nach den Anforderungen von Markt und Gesetz bereitzustellen.