

Evaluierung des Tarifmodells gemäß den derzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Kapazitätsvergabe in Hinblick auf eine effiziente und kostensparende Nutzung der Kapazitäten in der Fernleitungsebene sowie Ableitung von regulatorischen Handlungsempfehlungen

Wissenschaftliche Gutachten
im Auftrag der
Energie Control GmbH

O. Univ.-Prof. Dr. Stefan Bogner

A-8043 Graz, Josefweg 35B, Tel. 0316 32 37 02

Dipl. Ing. Dr. Peter Christoph

A-1180 Wien, Geyergasse 2, Tel. 01 479 77 49

Graz-Wien, Dezember 2005

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	vi
1 Auftrag, Auftragsdurchführung und Gliederung des Gutachtens	1
1.1 Auftrag.....	1
1.2 Auftragsdurchführung	2
2 Bestehendes Kapazitätsallokationssystem.....	4
2.1 Zuordnung versus Reservierung	4
2.2 Zuordnungen per 1.10.2002	4
2.3 Zuordnungen aufgrund von Neuanmeldungen.....	5
2.4 Zuordnungen aufgrund von Versorgerwechseln.....	6
2.5 Zusammenfassung und praktische Auswirkungen.....	7
3 Factfinding.....	15
3.1 Ergebnisse Runde 1 – Äußerungen Marktteilnehmer	15
3.1.1 Großkunden	16
3.1.2 Bilanzgruppenverantwortliche/Händler.....	18
3.1.3 Netzbetreiber und AGGM.....	20
3.1.4 Interessenvertretungen und Berater.....	23
3.1.5 Zusammenfassung Factfinding Runde 1.....	24
3.2 Ergebnisse Runde 2	25
3.2.1 AGGM	26
3.2.2 Großkunden und Industriellenvereinigung.....	27
3.2.3 Netzbetreiber und Fachverband (inkl. Gashändler).....	30
3.2.4 Zusammenfassung Factfinding Runde 2.....	33
3.3 Engpasssituationen	36
3.3.1 Reservierte und zugeordnete Kapazität (“vertraglicher Engpass“) ...	37
3.3.2 Physische Kapazitätsengpässe.....	42
3.3.3 Zusammenfassung Engpässe.....	48

4	Identifikation der Problemstellungen.....	50
4.1	Ausschöpfung der technisch verfügbaren Kapazität durch Optimierung der Kapazitätsnutzung.....	51
4.1.1	Problemstellung 1 – Vollständigkeit und Qualität der Planung	52
4.1.2	Problemstellung 2 - Vermeidung von Überreservierungen und Kapazitätsblockaden durch Gestaltung des Regimes.....	56
4.1.2.1	Unzulänglichkeit 1: Entwicklung des Deltas zwischen zugeordneter und genutzter Kapazität	57
4.1.2.2	Unzulänglichkeit 2: hohe Differenzen zwischen zugeordneten und genutzten Kapazitäten	60
4.1.2.3	Unzulänglichkeit 3: Kapazitätsverwaltung auch für Sonstige Transporte	61
4.1.2.4	Unzulänglichkeit 4: nicht kontinuierlich ausgenützte Kapazität bei periodischer Abnahmestruktur (Nicht bedarfsgerechte Kapazitätsreservierung).....	62
4.1.2.5	Unzulänglichkeit 5: Delta reservierte versus bezahlte Kapazität	64
4.1.2.6	Unzulänglichkeit 6: Systembruch und Rucksack	65
4.2	Verbesserung der Planungssicherheit für Endkunden, Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, BGV/Versorger und RZF	65
4.3	Kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber	70
5	Lösungsansätze zur Optimierung der Kapazitätsnutzung	75
5.1	Option 1: Gestaltung von Verbesserungsansätzen für das bestehende System.....	81
5.1.1	Thema „Beantragung und Planung“ (Planungsprozess)	84
5.1.1.1	Verbesserung des Planungsansatzes	85
5.1.1.2	Datenqualität	87
5.1.2	Ausnützung vorhandener Kapazitäten (Kapazitätsallokationsprozess)	94
5.1.2.1	Vorgehensweise RZF	94
5.1.2.2	Bedarfsorientierte Kapazitätsverträge	97
5.1.2.3	Engpassprozess bzw. Engpassregelungen.....	102
5.1.3	Thema „Steuerung Netzbetrieb“ (Kapazitätsfreigabeprozess)	111
5.1.3.1	Prioritäten/Teil 2	111
5.1.3.2	Kapazitätsfreigabeprozess	112

5.1.4 Option 1 – Zusammenfassung der Eckpunkte und Änderungserfordernisse.....	115
5.1.4.1 Systemänderung Option 1.....	115
5.1.4.2 Änderungsbedarf in „regulativen“ Dokumenten Option	1116
5.1.4.3 Sonstige Anpassungen Option 1.....	118
5.2 Option 2: Gestaltung von Verbesserungsansätze mittels Entry–Exit–System laut AGGM Vorschlag	118
5.2.1 Übersicht.....	118
5.2.2 Detaillierte Beschreibung	120
5.2.2.1 Neues Netzzugangsregime	120
5.2.2.2 Leistungstarife	120
5.2.2.3 Vertragstypen	121
5.2.2.4 Kapazitätsallokation	121
5.2.2.5 Kapazitätsverwaltung	122
5.2.2.6 Verhinderung von Kapazitätsblockaden durch einzelne Händler:.....	122
5.2.2.7 Maßnahmen zur Planungs- und Investitionssicherheit: .	123
5.2.3 Verbesserungsansätze des AGGM Vorschlags:	124
5.2.4 Notwendige Änderungen in den bestehenden gesetzlichen und regulativen Bestimmungen	126
5.2.4.1 Gaswirtschaftsgesetz:	126
5.2.4.2 Gassystemnutzungstarifverordnung:.....	127
5.2.4.3 Wechselverordnung:	127
5.2.4.4 Bedingungen für den Netzzugang zu Verteilerleitungen:127	
5.2.4.5 Sonstige Marktregeln:	127
5.2.4.6 Allgemeine Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungen des Regelzonenführers (neu):	127
5.2.4.7 Adaption Allgemeine Bedingungen des Regelzonenführers für die Vertragsbeziehung zu Verteilerunternehmen:	128
5.2.4.8 Adaption Allgemeine Bedingungen des Regelzonenführers für die Vertragsbeziehungen zu Fernleitungsunternehmen.	128
6 Bewertung der wirtschaftliche Konsequenzen eines alternativen Entry–Exit-Tarif-Modells.....	129
6.1 Beschreibung eines vereinfachten Entry-Exit-Tarifmodells	129
6.2 Wirtschaftliche Konsequenzen insbesondere für Endkunden durch Einführung eines vereinfachten alternativen Entry-Exit-Modells.....	131

6.3	Unterschiede zwischen AGGM Modell und dem in Kapitel 6.1 vorgestellten vereinfachten alternativen Tarifsysteem.....	136
7	Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse.....	138
8	Literaturverzeichnis	148
9	Verwendete Internetadressen.....	150
10	Anhänge.....	151
10.1	Gesprächsberichte Factfindingrunde 1.....	151
10.2	Präsentation zum Workshop am 19. 7. 2005	152
10.3	Beziehungsgeflecht bestehendes System/Fahrplanabwicklung.....	2
10.4	Beziehungsgeflecht bestehendes System/Versorgerwechsel	3
10.5	Prioritätsregelungen	5

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Importe Oberkappel 2005	10
Abbildung 2:	Nutzung von Oberkappel durch BGV: zugeordnete versus genutzte Kapazitäten	14
Abbildung 3:	Gegenüberstellung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer zu den einzelnen Parametern eines Tarif und Kapazitätsallokationssystems	35
Abbildung 4:	Situation per 1.5.2005; per 1.10.2005 wurde per Antrag die max. übernehmbare Kapazität auf 380.000 Nm ³ /h angehoben	38
Abbildung 5:	Ausnützung der zugeordneten Kapazität ist geringer als 100%.....	39
Abbildung 6:	Auslastung Baumgarten.....	40
Abbildung 7:	Ausnutzung der zugeordneten Kapazität Baumgarten	40
Abbildung 8:	Engpasszonen gemäß LFP 2005, Quelle AGGM	43
Abbildung 9:	Drucksituation Ebelsberg 2.10.2004	45
Abbildung 10:	Kapazitäts- und Druckverlauf bei den Fällen 4 und 5; höherer Durchsatz als im Engpassfall.....	47
Abbildung 11:	Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2003	58
Abbildung 12:	Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2004	58
Abbildung 13:	Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2005	59
Abbildung 14:	Maximaler Verbrauch je m ³ /h je Bundesland der Regelzone Ost im Zeitraum 1. 4. 2004 bis 31. 3. 2005	72
Abbildung 15:	Anmeldungen an den Einspeisepunkten der Regelzone Ost..	73
Abbildung 16:	Positionierung der wesentlichen Verbesserungsansätze im Rahmen der Struktur der Kapazitätsoptimierungsaufgabe	80
Abbildung 17:	Informationsflüsse im Beziehungsgeflecht Option 1	82
Abbildung 18:	Erläuterungen zum Beziehungsgeflecht Option 1	83
Abbildung 19:	Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im aktuellen Tarifsystem	132

Abbildung 20: Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im alternativen Tarifsysteem.....	132
Abbildung 21: Systematik der Verrechnung anteiliger Fernleitungskosten über Energiepreise an Endkunden im alternativen Tarifsysteem	133
Abbildung 22: Verschiebungen der den einzelnen Tarifbereichen durch das alternative Tarifsysteem zugeordneten Fernleitungskosten....	134
Abbildung 23: Distanzabhängige Gesamttarife auf der TAG	135
Abbildung 24: Distanzabhängige Gesamttarife auf der WAG	135
Abbildung 25: Kapazitätsermittlung und Vergabe	144

1 Auftrag, Auftragsdurchführung und Gliederung des Gutachtens

1.1 Auftrag

Betrachtet man die Aufgabenstellung „*Evaluierung des Tarifmodells gemäß den derzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Kapazitätsvergabe in Hinblick auf eine effiziente und kostensparende Nutzung der Kapazitäten in der Fernleitungsebene sowie Ableitung von regulatorischen Handlungsempfehlungen*“, so ergeben sich folgende Eingrenzungen:

- Es ist lediglich das Kapazitätsallokationssystem auf der Fernleitungsebene (Netzebene 1) einer detaillierten Untersuchung zu unterziehen ist. Für die Netzebenen 2 und 3 steht die Fortführung des bisherigen Systems mit dem „Rucksackprinzip“ außer Diskussion.
- Die Evaluierung des Regulierungsmodells mit Tarifprüfungszyklus, Kostenprüfverfahren, Benchmarking, Tarifbestimmung, etc ist nicht Gegenstand des Gutachtens.

In diesem Sinne wird im gegenständlich ausgeschriebenen Aufgabenumfang der Fokus auf zwei, für einen potentiellen Wettbewerb von der Behörde beeinflussbaren Sachverhalte – **Tarif** und **Kapazität auf der Fernleitungsebene** – gelegt, um die in der Folge absehbaren Schwachstellen im Rahmen einer Modellevaluierung zu identifizieren und durch allfällige Modelladaptierungen zu beseitigen.

Für diese beiden Sachverhalte gilt Folgendes:

(1) Tarif

Bereits derzeit bestehen hinsichtlich der Tarifierung, und hier insbesondere hinsichtlich der Aufteilung von Fernleitungskosten auf die einzelnen Netzbereiche der Ebenen 2 und 3, permanente Diskussionen, in die auch die Behörde eingebunden ist. Wesentliche diesbezügliche Forderungen sind – durchaus widersprüchlich - einerseits der Wunsch nach Aufrechthaltung des bestehenden Tarifgefüges der Höhe nach, um veränderungsbedingte Unruhen auf der Kundenseite zu vermeiden sowie andererseits die Forderung nach mehr Transparenz und Kostenverursachungsgerechtigkeit. Diese zweite Forderung stellt für eine Gruppe von Marktteilnehmern die Grundlage für einen zu startenden Kosten(um)verteilungsprozess mit in der Regel zu erwartenden Gewinnern (entlastete Netzbereiche) und Verlierern (belastete Netzbereiche) dar.

Durch Integration neuer Leitungen in die Fernleitungsebene, durch Anhebung von Kapazitäten im „Inlandsrohr“ der Transitleitungen, durch Investitionen, etc. ergeben sich über die Kostenwälzung für die einzelnen Netzbereiche darüber hinaus zusätzlich veränderte Kostenanteile. Insgesamt können somit zusätzliche, durch Tarife abzudeckende Kosten und damit auch Kostenverschiebungen

entstehen, die möglicherweise auch Belastungsänderungen zwischen einzelnen Netzbereichen führen können.

Insbesondere wird hier von allen Marktteilnehmern Transparenz und Nachvollziehbarkeit in einem Maße gefordert, dass auch die Einführung eines alternativen Tarifsystems – wenn es diese Kriterien in einem zur Vermeidung des bestehenden Spannungsfeldes signifikant höheren Ausmaß erfüllt - zum Inhalt haben kann.

(2) Kapazität

Die Verfügbarkeit von Netzkapazität (im Folgenden Kapazität) stellt den primären Parameter für die Ermöglichung eines effektiven Wettbewerbs dar, da ohne freie Kapazität keine zusätzlichen Anbieter von Erdgas auftreten können.

Eine wettbewerbsschädliche Einschränkung der Kapazität kann sowohl auf technisch (investiver Ausbau des Netzes) als auch auf regulatorisch (Kapazitäts- bzw. Nominierungsregime, Tarifmodell, etc.) beseitigbaren Ursachen beruhen. Beide Ursachen werden daher im Rahmen des in der Ausschreibung geforderten Leistungsumfangs erschöpfend behandelt.

Ziel und Ergebnis der Studie sind jedenfalls die Entwicklung eines aus mehreren Lösungskomponenten bestehenden Kapazitätsallokationsmodells, das die optimale Nutzung der verfügbaren technischen Kapazität, allenfalls unter Zuhilfenahme von regulatorischen Mitteln, sicherstellt. Die Schaffung zusätzlicher, nicht benötigter und kosten- bzw. tarifwirksamer Kapazität ist jedenfalls zu verhindern. Niedrige Netztarife bilden eine der wesentlichen Grundvoraussetzungen für Wettbewerb.

Das Ziel ist hier einen unter Berücksichtigung der Argumente aller Marktteilnehmer optimierten Ansatz zu entwickeln, der

- Optimierung des Kapazitätsmanagements (Anmeldung, Verwaltung, Zuordnung)
- hinsichtlich der Art der Verteilung der Kosten unter Berücksichtigung etwaiger Veränderungen gegenüber dem „status quo“ („Gewinner – Verlierer“) konsensfähig ist,
- zur angestrebten Selbstregelung durch eine Reihe von speziell entwickelten Tarifbedingungen (z.B. Investitionsanreize, Incentives für die Rückgabe von Kapazitäten, Unterbrechbarkeit, Abschaffung von bestehenden Eintrittsbarrieren, etc.) beiträgt und
- insbesondere die Voraussetzungen für einen effektiven Wettbewerb als Quelle für die angestrebte Selbstregelung des Marktes (durch einfachen Netzzugang, freie Kapazitäten und niedrige Tarife) schafft.

1.2 Auftragsdurchführung

Entsprechend den Vorgaben des Auftrags zur Erstellung dieser Studie wurde eine Vielzahl von Gesprächen mit Vertretern sämtlicher österreichischer Markt-

teilnehmer, das sind Regulierungsbehörde, Regelzonenführer, Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, Versorger, Händler, Endkunden und Interessenvertretungen, wie Industriellenvereinigung, Wirtschaftskammer und Fachverband geführt und mit ihnen gemeinsam die relevanten Themen analysiert. Die geführten Gespräche unter Angabe der Gesprächspartner sind als Ergebnis der Factfindingrunden 1 und 2 im Gutachten selbst dargestellt. Die umfangreichen Gesprächsberichte zur Factfindingrunde 1 sind dem Gutachten als Anhang 10.1 beigefügt. Die Basis der Factfindingrunde 2 bildet die Präsentation zu den Workshops am 19. 7. 2005 und 14.9.2005, die in Anhang 10.2 wiedergegeben wird.

Der erste Teil des Gutachtens (Kapitel 2) setzt sich mit dem bestehenden Kapazitätsallokationssystem und seinen praktischen Auswirkungen auseinander. In diesem Kapitel werden an Hand von praktischen Erfahrungen Unzulänglichkeiten des bestehenden Allokationssystems identifiziert.

Die oben erwähnte Darstellung der Factfindingrunden 1 und 2 bildet den Inhalt von Kapitel 3. Ergänzt wird dieses Kapitel durch die Präsentation von realen Beispielen von Engpasssituationen in der jüngsten Vergangenheit.

In Kapitel 4 werden die im Rahmen der Kapitel 2 und 3 diagnostizierten Problemstellungen strukturiert und eingehend analysiert. Als Hauptproblem wird die Ausschöpfung der technisch verfügbaren Kapazität durch Optimierung der Kapazitätsnutzung identifiziert. Innerhalb der Optimierung der Kapazitätsnutzung kristallisieren sich als die zwei wesentlichen Problemstellungen die Vollständigkeit und Qualität der Planung sowie die Vermeidung von Überreservierungen und Kapazitätsblockaden heraus. In zwei weiteren Abschnitten werden die Planungssicherheit für Endkunden, Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, BGV/Versorger und RZF sowie die kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen von Fernleitungsnetzbetreiber als zu behebenden Mängel beschrieben, wobei zu diesen beiden Mängeln bereits hier entsprechende Verbesserungsansätze präsentiert werden.

In Kapitel 5 werden zwei Modelle zur Verbesserung der technisch verfügbaren Kapazität durch Optimierung der Kapazitätsnutzung vorgestellt. Option 1 diskutiert die Lösungsvorschläge, die innerhalb des bestehenden Systems umgesetzt werden können und damit keinen Systemwechsel erforderlich machen. Option 2 unterzieht den von der AGGM erarbeiteten Vorschlag eines Entry-Exit-Modells, das jedoch einen Systemwechsel notwendig machen würde, einer Analyse.

Kapitel 6 versucht die wirtschaftlichen Konsequenzen insbesondere für Endkunden in Folge der Einführung eines Entry-Exit-Modells an Hand eines vereinfachten Beispiels zu ermitteln. Ergänzt wird diese Bewertung durch eine Analyse der Unterschiede zwischen dem vereinfachten Modell und dem von der AGGM erarbeiteten Modell.

Eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie erfolgt in Kapitel 7. Literaturverzeichnis, verwendete Internetadressen und Anhänge stehen am Ende des Gutachtens.

2 Bestehendes Kapazitätsallokationssystem

2.1 Zuordnung versus Reservierung

Das bestehende Kapazitätsallokationssystem baut auf seitens der AGGM vorgenommenen Kapazitätszuordnungen auf, die sich einerseits aus der Zuordnung von Kapazitäten der seinerzeitigen Landesferngasgesellschaften an Bilanzgruppenverantwortliche (**BGV**) per 30.9.2002 sowie andererseits im Zuge von Neuanmeldungs- und/oder Wechselprozessen ergeben haben. Zuordnung bedeutet demnach die entgeltlose Zuordnung der von der AGGM für den jeweiligen Transportfall vorgesehenen Kapazität.

Der Begriff „Reservierung“ wird seitens der AGGM im Rahmen des bestehenden Kapazitätsallokationssystems nicht verwendet. Unter Reservierung soll in der Folge ein durch Bezahlung eines Reservierungsentgelts begründeter Anspruch auf eine bestimmte Kapazität verstanden werden.

In der Folge wird das bestehende Kapazitätsallokationssystem der Zuordnung als Grundlage für weiterführende Überlegungen beschrieben.

Es sind 3 Fälle zu unterscheiden:

2.2 Zuordnungen per 1.10.2002

2.3 Zuordnungen aufgrund von Neuanmeldungen

2.4 Zuordnungen aufgrund von Lieferantenwechseln

Anzumerken ist, dass die im Nachgang zur Kapazitätszuordnung verwendeten Kapazitätsallokationsprozesse – Kapazitätsanmeldungen über Fahrpläne, Ausgleichsenergiebeschaffung, etc. – für alle 3 Fälle gleich sind.

2.2 Zuordnungen per 1.10.2002

Der Großteil der Kapazitätszuordnungen erfolgte zum Zeitpunkt der Inkraftsetzung des GWG II mit 1.10.2002. Dies führte zur Feststellung der AGGM, dass ein Großteil der vorhandenen Netzkapazitäten pauschal zugeordnet ist und keine für eine detaillierte Planung erforderliche Differenzierung nach Endkundenkapazitätsbedarf erlaubt. Diese wird erst durch die detaillierte Datenbeistellung im Zuge von Neuanmeldungen oder von Lieferantenwechseln möglich.

Dies merkt auch Econgas in Ihrer Stellungnahme vom 12.8.2005 an, in der sie eine Überarbeitung der Zuordnung dieser Erstkapazitäten vorschlägt.

Folgende Zahlen wurden näherungsweise genannt (Econgas, 12.8.2005):

- Summe der Kapazitäten der Endkunden: ca. 6 – 8 Mio m³/h

- Summe der den BGV zugeordnete Kapazität und zugleich maximale physikalische Kapazität: ca. 2,2 Mio m³/h
- Auf Grund von Neuanmeldungen bzw. Lieferantenwechsel bekannte und beplanbare Kapazität: ca. 0,4 Mio M³/h¹.

2.3 Zuordnungen aufgrund von Neuanmeldungen

Diese baut auf den im GWG vorgesehenen Schritten auf und führt zur Bekanntgabe detaillierter und differenzierter Kapazitätsbedarfe für die Versorgung von Endkunden:

- (1) Netzzugangsantrag beim regionalen Netzbetreiber gemäß § 17 (1) GWG und § 24 (1) GWG
- (2) Übermittlung an AGGM zur weiteren Veranlassung in vorgelagerten Netzen
- (3) Durch Antragsannahme Konvertierung in Netzzugangsvertrag
- (4) Dazu Abschluss von zivilrechtlichen Verträgen zwischen den betroffenen Erdgasunternehmen. Die Netzzugangsberechtigten erhalten dabei ein unmittelbares Recht auf Zugang zu den vorgelagerten Netzen („Vertrag zugunsten Dritter“)
- (5) Netzzugangsvertrag baut auf genehmigten ANB auf (siehe § 26 (3) GWG), die für den Netzzugangsvertrag u.a. im Kapitel VIII verpflichtend vorsehen:
 - Angabe der maximalen Transportkapazität in Nm³/h (technischer oder vertraglicher Anschlusswert – siehe Muster ANB, Kap. VIII, (2) 5)) bzw. gemäß § 26 (3) 10 GWG die Verpflichtung des Netzzugangsberechtigten Leitungskapazität zu reservieren. Diese Kapazität orientiert sich am Entnahmepunkt im Verteilnetz und stellt keinen korrespondierenden Wert für das Fernleitungsnetz dar.
 - die gewünschten Einspeise- und Entnahmepunkte in der Regelzone (lt. § 26 GWG „die möglichen Einspeisepunkte für Erdgas“)
 - die Verpflichtung des BGV, Fahrpläne anzumelden
 - den prognostizierten Jahresverbrauch in kWh;
 - Versorger des zu transportierenden Erdgases und Zugehörigkeit zur Bilanzgruppe (laut ANB VIII (5)).
- (6) zu verrechnende Tarife gemäß § 23 a (3) GWG
 - der leistungsbezogene Anteil hat 80% an den Netznutzungspreisen nicht zu übersteigen; für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten stündlichen

¹ Angaben AGGM 14. 9. 2005, Workshop mit BGV/Versorger.

Durchschnittsbelastung heranzuziehen. Die Bestimmung von Mindestleistungen ist zulässig.

2.4 Zuordnungen aufgrund von Versorgerwechseln

Dafür ist die Wechselverordnung 2003 GWVO 01/03 heranzuziehen, die durch eine Reihe von Maßnahmen die (rechtzeitige) Übertragung notwendiger Rechte, Pflichten und Daten sicherstellt. Insbesondere sieht sie vor:

- (1) Das Recht des Kunden sich in allen Wechselbelangen vom neuen Versorger vertreten zu lassen („Wechsel-know how“)
- (2) Automatisches Zustandekommen eines neuen Netznutzungsvertrags („Rucksackprinzip“)
- (3) Im Zuge des Wechselprozesses findet über die „Wechsellisten“ ein umfangreicher Datenaustausch zwischen Versorger-Neu, Versorger-Alt und Netzbetreiber mit einer automatischen Prüfung der Kapazität unter Einbindung der AGGM statt.

Im Wesentlichen handelt es sich dabei um folgende Informationen:

- a) Der „Versorger-Neu“ sendet die Wechselliste (stößt damit den Wechselprozess an) mit maximaler Transportkapazität, prognostizierter Transportmenge, Einspeisepunkt und Entnahmepunkt (aufgrund seines neuen Liefervertrages), etc. an den Netzbetreiber - vorgesehen ist auch die Bekanntgabe von Transportbeginn und –ende, was allerdings unter Hinweis auf Massenkunden und den hohen damit verbundenen Aufwand nicht verwaltet wird; daraus ließe sich grundsätzlich die Verwaltung von zeitlich begrenzten Transportverträgen aufbauen) und Ergebnis der Netzzugangsprüfung
- b) Der „Versorger-Alt“ informiert AGGM (nur bei 1. Wechsel) über bisherige maximale Transportkapazität und Einspeisepunkt.

AGGM verfügt nunmehr über die Kenntnis des maximalen Transportkapazitätsbedarfs sowie über den für den jeweiligen Zählpunkt geltenden Einspeisepunkt und kann nunmehr seine Kapazitätsprüfung durchführen, wobei diese vom Versorger - Neu weitergegebenen Informationen auf dem abgeschlossenen Liefervertrag aufbauen.

- (4) Die unter (3).a – (3).b beschriebene Prüfung kann sowohl zu einer Netzzugangsverweigerung aus Gründen des Verteilernetzbetreibers als auch aus Gründen des RZF/AGGM führen, deren weitere Behandlung in der gegenständlichen Wechselverordnung ebenfalls geregelt ist.

Um keinen Versorgerwechsel aus Kapazitätsengpässen ablehnen zu müssen, bietet die AGGM den betroffenen Versorgern im Zuge des Prüfungsverfahrens die Durchführung einer „Kapazitätsanpassung“ mittels Einkürzung oder Streichung von Wechselanträgen an.²

² Siehe code of conduct, AGGM, als Vorstufe zu einem geregelten Prioritätsprozedere.

2.5 Zusammenfassung und praktische Auswirkungen

Zusammenfassend ist bezüglich der dem RZF zur Verfügung stehenden Informationsflüsse festzustellen:

Geregelte Informationsflüsse und Beziehungsgeflechte liegen im bestehenden System vor

- für die Fahrplanabwicklung (siehe Grafik Anhang 10.3³)
- für Versorger- und Bilanzgruppenwechsel (siehe Grafik Anhang 10.4⁴)

Keine geregelten Informationsflüsse bzw. Datenverpflichtungen bestehen für das für die Kapazitätsoptimierung ausschlaggebende Verhältnis RZF – BGV, das vor allem im Rahmen einer mittelfristigen Planung mit belastbaren Kapazitätsdaten abzubilden ist. Jedenfalls fällt auf, dass sich sämtliche bestehenden Datenverpflichtungen sowie das darunter liegende Konzept weitgehend auf Daten der Abrechnung und somit der Vergangenheit beziehen. Ein für Kapazitätsaussagen und –optimierung notwendiges Beziehungsgeflecht mit mittelfristigen Informationsflüssen liegt in geregelter Form nicht vor⁵.

Zur Darstellung der im derzeitigen System geübten Praxis werden nachfolgend unter Hinweis auf entsprechende Kritikpunkte eine Reihe von Fragen diskutiert bzw. beantwortet:

- (A) Welche Kapazität (Netznutzungsvertrag, Versorger-Alt, Versorger-Neu) verwendet die AGGM als Grundlage für ihre Netzsteuerung bzw. ihre Kapazitätsvergabe bzw. –verfügbarkeitsprüfung an den Entry-Punkten Baumgarten, Oberkappel, Freilassing, etc.?
- (B) Sind Aussagen bezüglich freier Kapazität an den Entry-Punkten überhaupt aussagekräftig für die Beurteilung von Engpassfällen?
- (C) Inwieweit entspricht die nach § 23 a (3) GWG gemessene Kapazität je Endkunde aggregiert über alle Kunden, der tatsächlich im Netz auftretenden maximalen Leistungsspitze?
- (D) Kann diese Differenz als freie Kapazität bezeichnet und damit dem Markt rückgeführt werden?

Ad (A) Welche Kapazität (Netznutzungsvertrag, Versorger-Alt, Versorger-Neu) verwendet die AGGM als Grundlage für ihre Netzsteuerung (Datenqualität) bzw. ihre Kapazitätsvergabe bzw. –verfügbarkeitsprüfung an den Entry-Punkten Baumgarten, Oberkappel, Freilassing, etc.

³ Quelle: Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil 1

⁴ Quelle: Wechselverordnung, Prozessbeschreibungen und Wechsellisten

⁵ Siehe Kapitel 5.1.

(A)1 Kapazitätszuordnung im Falle von Neuanmeldungen und Versorgerwechseln

AGGM verfügt gemäß oben beschriebenem Prozedere (siehe 2.3 und 2.4) über Informationen betreffend maximale Transportkapazität (relevant für die Entnahme aus dem Verteilnetz) und Einspeisepunkte des alten und des neuen Versorgers. Aus dem Liefervertrag des jeweiligen Versorgers mit dem Endkunden könnte AGGM keine Zuordnung der Kapazität der Bilanzgruppe auf die verschiedenen Entry-Punkte ableiten. AGGM⁶ basiert ihre Entscheidung für die Zuordnung von „maximaler Fernleitungskapazität“

- im Falle einer Neuanmeldung auf der vom Netzzugangsberechtigten/Endkunden bekannt gegebenen, maximalen Kapazität
- im Falle eines Versorgerwechsels auf den historischen Werten des alten Versorgers.

Bei genauer Befolgung der bestehenden Regelungen verzichtet AGGM einerseits auf die Nutzung von Portfolioeffekten und setzt sich andererseits dem Vorwurf aus, zu hohe Kapazitäten bei dem, einen Kunden verlierenden Versorger in Abzug zu bringen.

Der neue Versorger (=BGV) erhält mit dieser Vorgehensweise zusätzlich zu der ihm bereits zugeordneten Kapazität aufgrund seines bereits bestehenden Versorgungsportfolios die vom alten Versorger übertragene und nunmehr von AGGM approbierte „maximale Transportkapazität“ als Entry-Kapazität („Rucksack“) für den beantragten Punkt, sofern die Prüfung durch AGGM dies zulässt. Damit trägt die Verantwortung für die Gestaltung eines allfälligen Wechsels des Entry-Punktes die AGGM als Kapazitätsverwalter, wobei konsequenterweise eine zunehmende Differenzierung von Entry-Punkten zu einer Erhöhung der Verantwortung der AGGM bzw. zu erhöhten Anforderungen hinsichtlich Planung und Systemsteuerung führt.

Bei der von AGGM in ihren Kapazitätsüberprüfungen anzusetzenden „maximalen Transportkapazität“ kommt es bei der Anwendung insofern zu Spielräumen, da einige Einflüsse in der praktischen Abwicklung zu berücksichtigen sind:

- Im Zuge des Factfinding wurde mitgeteilt, dass die „maximale Transportkapazität“ des öfteren durch Division der „prognostizierte Jahresmenge“ durch eine runde Betriebsstundenzahl ermittelt wurde. Das Ergebnis ist dann nicht die „maximale“ sondern die auf Betriebsstunden gerechnete „durchschnittliche“ Transportkapazität, die wesentlich von der vorzuhaltenden Kapazität abweichen kann. Dies führt insbesondere bei Verbrauchern mit saisonal stark unterschiedlichen Lastgängen bzw. deren Versorgern zu unrichtigen Aussagen
- Diese Gepflogenheit wird auch dadurch motiviert, da jene die Kapazität abgebenden Versorger Interesse an einer geringen abzugebenden Kapazität haben, um ihr Portfolio zu schützen.

⁶ Information AGGM 4. 5. 2005, code of conduct.

Gegengleich gilt bei Verlust eines Kunden, dass dem verlierenden Versorger ebenfalls die nach obiger Usance ermittelte „maximale Transportkapazität“ von seiner zugeordneten Kapazität abgezogen wird. Diese Vorgehensweise führt zu der auch im Rahmen des Factfinding geäußerten Kritik, dass speziell im Falle umfangreicher Kundenverluste der Verlust der akkumulierten maximalen Transportkapazitäten ohne Anwendung eines Gleichzeitigkeitsfaktors zu nicht akzeptablen Kapazitätseinbußen beim Versorger-Alt führen kann.

Daraus ergibt sich, dass – im Extremfall – bei Versorgern mit nur wenigen Kunden der Verlust eines Kunden zu einer nicht akzeptablen Kapazitätseinschränkung für diesen Versorger und damit zu einem starken Wettbewerbsnachteil, führt.

Die später im Detail definierten Unzulänglichkeiten 1 und 2 („Überreservierungen“) ergeben sich nun daraus, dass die seitens AGGM zugeordneten Kapazitäten über den laut § 23 a (3) GWG zu bezahlenden (gemessenen) Kapazitäten liegen können und, da die bezahlten Kapazitäten dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf entsprechen, die daraus resultierende Kapazitätsreserve für den Kapazitätsinhaber keinerlei Wert darstellt und deswegen auch nicht an den Markt rückgeführt wird.

(A) 2 Basis - Kapazitätszuordnung zu Beginn der Liberalisierung

Der oben beschriebene Fall betrifft insbesondere aus Gründen der begrenzten Wechselhäufigkeit sowie der Marktdominanz eines Versorgers den kleineren Teil der durch fixe Zuordnungen blockierten Kapazität.

Der größere Teil der zugeordneten - und allenfalls nicht genutzten - Kapazität ergibt sich aus der verwendeten Methodik zu Beginn der Liberalisierung. So wurden zum Startpunkt der Liberalisierung – Stichtag 30.9.2002 – die Entry-Kapazitäten entsprechend der bestehenden Importverträge den einzelnen BGV bzw. Versorgern zugeordnet, womit jeder der Versorger über eine „zugeordnete Startkapazität“ verfügte, von der ausgehend das unter (A) 1 beschriebene Wechselprozedere gestartet und die gegenwärtige Situation bezüglich zugeordneter Kapazität geschaffen wurde.

Am Beispiel Oberkappel sollen für das bisherige Gasjahr 2005 die aktuell enthaltenen Kapazitätsreserven als Delta zwischen zugeordneter und per Fahrplan genutzter Kapazität (Jahresganglinie) dargestellt werden:

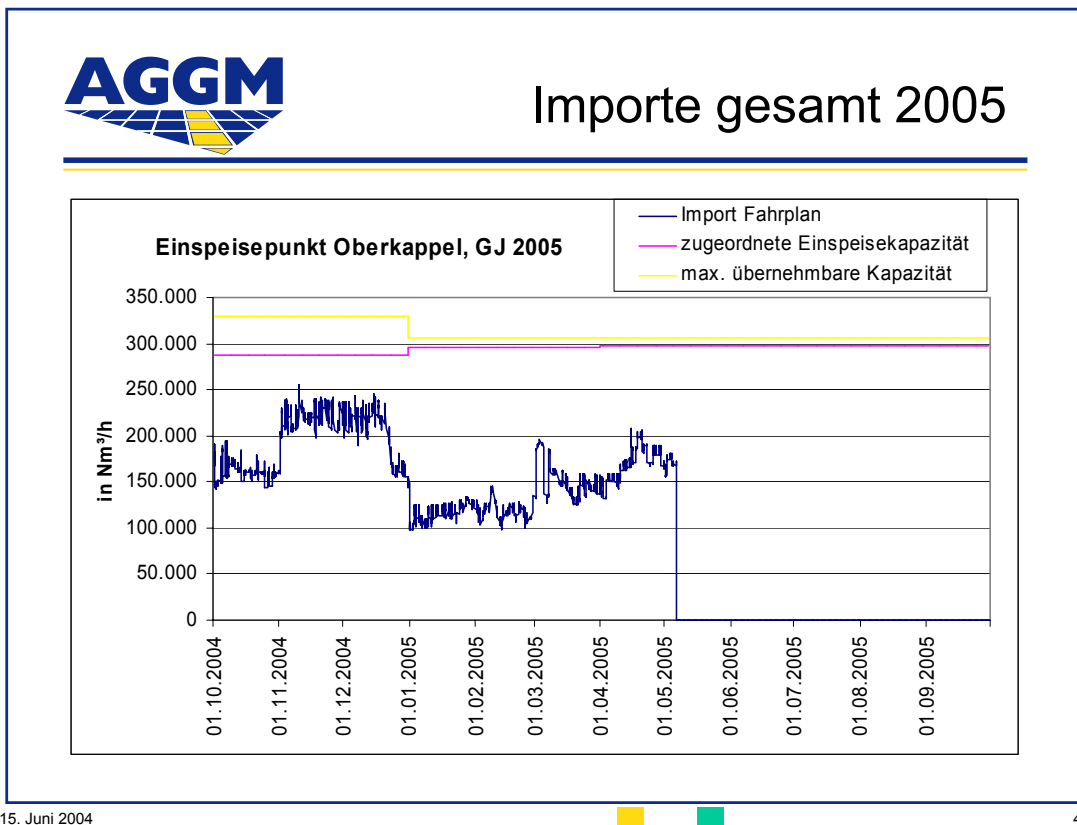


Abbildung 1: Importe Oberkappel 2005

Abbildung 1 zeigt, dass am Entry-Punkt Oberkappel bis zu 50% der zugeordneten Kapazitäten, unterschiedlich über das Jahr betrachtet, nicht genutzt sind: nicht genutzte „zugeordnete Kapazität“ hat keinen Wert bzw. verursacht keine zusätzlichen Kosten (\Rightarrow Unzulänglichkeit 1).

Insgesamt ergibt sich, dass AGGM aus den oben angeführten Gründen seine Kapazitätsaussagen mangels verbindlicher Daten für den Großteil der zu verwaltenden Kapazität weitgehend auf den per 30.9.2002 pauschal zugeordneten Kapazitäten aufbauen muss.

Ad (B) Sind Aussagen bezüglich freier Kapazität an den Entry-Punkten überhaupt aussagekräftig für die Beurteilung von Engpassfällen und ist die derzeitige Datenbasis hinsichtlich der von AGGM zu treffenden Kapazitätsaussagen als vollständig zu betrachten?

Zur Beurteilung der Verlässlichkeit von für das gesamte Fernleitungsnetz geltenden Kapazitätsaussagen auf Grund der zur Verfügung stehenden Datenströme an den verwalteten „externen“ Import-Entry-Punkten (Baumgarten, Oberkappel, Freilassing, etc. sei auf Folgendes hingewiesen:

- Hauptaufgabe des bestehenden Regimes ist dem Endkunden Kapazität im Transportnetz (Verteil- plus Fernleitungsnetz) zu garantieren, um ihm die freie Versorgerwahl zu ermöglichen. Dies wurde erreicht.

- Im Zuge des Betriebs des Netzes haben sich erwartungsgemäß Engpasssituationen herauskristallisiert auf die im Detail später einzugehen sein wird. Diese befinden sich weniger an den Import-Entry-Punkten, die nachfolgend in Bezug auf „freie Kapazität“ untersucht werden, sondern innerhalb des Fernleitungsnetzes der Regelzone Ost.
- Für die Kapazitätsverwaltung bzw. -beurteilung in diesen Regionen ist der bisherige Umfang an verwalteten Netzeinspeisungen zu gering, da das Netz z.B. im Falle des Engpasses in Oberösterreich durch zusätzliche, nicht verwaltete Transporte zu und von Speichern (wird noch verschärft werden durch den Speicherausbau Haidach, für den umfangreiche Investitionen auf der Transitebene vorgesehen sind) sowie von der Inlandsproduktion belastet ist. Es fehlen damit für eine vollständige Verwaltung der Kapazitäten die bislang nicht erfassten Regelzonen – Entries⁷, insbesondere in Bezug auf Speicher und Produktion. Die AGGM versucht im Rahmen von Szenarien und allgemeinen Gasflussvorhersagen diese zu erfassen bzw. deren Entwicklung prognostizieren.
- Für Aussagen hinsichtlich freier Kapazität sind die zugeordnete und die tatsächlich genutzte Kapazität maßgeblich. Die gesamte „zugeordnete“ Kapazität setzt sich – wie oben ausgeführt - aus der zum 30.9.2002 „zugeordneten“ Kapazität zu- bzw. abzüglich der unter dem Wechsel- bzw. Neuanmeldungsregime zugeordneten Kapazitätswerte zusammen. Erst durch dieses Wechselprozedere haben sich konkrete Zählpunktdaten als Erfordernis für die Beurteilung der Gasflüsse hinsichtlich
 - maximaler Transportkapazität (unter den Einschränkungen gemäß Antworten zu Frage A. - *Kapazitätszuordnung im Falle von Neuanmeldungen und Versorgerwechsel*),
 - der über den Rucksack verbundenen Kapazitäten an einem durchaus nicht mit dem Portfolio des neuen Versorgers⁸ übereinstimmenden Entry-Punktes
 ergeben.

Dementsprechend sind derzeit erst ca.15%⁹ der Netzanschlüsse sowie ca. ein Drittel¹⁰ der Kapazitäten an den Entry-Punkten im Verhältnis zum Regelzonenverbrauch erfasst. Diese für eine belastbare Planung unzufriedenstellende Situation ergibt sich unter anderem auch aus der Tatsache, dass keine Fortschreibung der sich seit dem 1.10.2002 geänderten bzw. sich laufend

⁷ Insgesamt handelt es sich unter Ansatz der derzeit absehbaren Netzeinspeisungen um Baumgarten, Freilassing, Oberkappel, Laa, Schärding-Simbach, Pucking, Speicher, Produktion (Quelle AGGM).

⁸ In den für die Kapazitätsverwaltung erforderlichen Wechsellisten finden sich für die Einspeisepunkte keine Angaben über Speicher- bzw. Inlandsgaskapazitäten.

⁹ Feststellung AGGM 4. 4. 2005 .

¹⁰ Siehe Gasflussstatistik und Wechselmanagement 03/05: RZ Verbrauch 1,970 Mio Nm³/h; seit 1. 10. 2002 gewechselte Kunden 0,327 Mio Nm³/h + (Neuanmeldungen + Neuanlagen) 0,112 Mio Nm³/h.

ändernden Kapazitätszuordnungen stattgefunden hat, wie es dem unter Kapitel 3.3.1 - Reservierte und zugeordnete Kapazität ("vertraglicher Engpass") beschriebenen Engpassfall 1 zu entnehmen ist.

Die Umfassendheit/Genauigkeit von Kapazitätsaussagen ist unter dieser Eingrenzung zu sehen. Folgende Fälle 1 und 2 sind zu beachten:

- Fall 1: Die bestehende Kapazitätsverwaltung bezieht sich – siehe oben – auf das Volumen der durchgereichten Rucksäcke. Ein Kunde hat nun seine zugeordnete Kapazität bei einem BGV/Versorger eingebracht. Dieser versorgt diesen Kunden jedoch unter starker Inanspruchnahme des Speichers, dessen Ausspeisekapazität (= Einspeisekapazität in die Regelzone) nicht verwaltet wird. Die zugeordnete Kapazität am Import-Entry-Punkt ist nicht ausgenützt und stellt eine Reserve dar; es besteht kein Anlass, sie freizugeben.
- Fall 2: Ein Händler hat die Gelegenheit größere Mengen an Spot-Gas unter ToP Bedingungen zur Speicherbefüllung zu kaufen. Die dafür notwendige Speicherbefüllungskapazität ist dabei nur so lange an den Import-Entry-Punkten abgebildet bzw. zugesichert, solange sie durch die kontinuierlich gebuchte Endkunden - Entry-Kapazitäten abgedeckt ist. Dieser zusätzliche Transportbedarf kann nur entsprechend der aktuellen Netzsituation¹¹ von AGGM beurteilt werden. Der Händler strebt jedoch eine Fixzusage im Vorhinein an, um eine ToP Verpflichtung eingehen zu können.

Die obigen Phänomene sind darauf zurückzuführen, dass das derzeitige System auf die Abgabeseite/den Verbrauch der Endkunden fokussiert ist und vor allem die Sicherung der Fernleitungskapazität für den Endkunden zum Ziel hat, sich aber nicht mit der differenzierten und u.a. über die Speicher und Inlandsproduktion entkoppelten Aufbringung auseinandersetzt.

Ad. (C) Inwieweit entspricht die nach § 23 a (3) GWG gemessene Kapazität der tatsächlich im Netz auftretenden maximalen Leistungsspitze?

- Fall 1: Auch im Fall von gleichmäßig Gas abnehmenden Kunden werden diese es als erforderlich ansehen, in ihren Versorgungsverträgen einen ein- oder öftermaligen Spitzenleistungsbedarf vorzusehen bzw. abzusichern. Die von der AGGM verwendete Vorgehensweise der Berücksichtigung der in der Vergangenheit tatsächlich verwendeten Spitzenleistung begrenzt zwar u.U. angestrebte Kapazitätsreserven, trägt aber trotzdem nicht dazu bei, dass allenfalls nicht unbedingt erforderliche Kapazitäten an den Markt zurückfließen bzw. konkret zur Freigabe von „zugeordneten Kapazitäten“ führen. „Nicht unbedingt erforderlich“ bedeutet dabei, dass der Kunde mittels unternehmensinterner Maßnahmen durchaus in der Lage sein kann bzw. bereit ist, seinen Kapazitätsbedarf abzusenken, sofern ihm über Incentives die ge-

¹¹ Aktuell wird derartiger Kapazitätsbedarf im Vorhinein angefragt bzw. per Fahrplan mit dem Risiko eingereicht, eine ablehnende Antwort zu erhalten.

eignete Motivation dafür angeboten ist (\Rightarrow *Unzulänglichkeit 1* – „Kapazität repräsentiert keinen Wert“).

Zu dieser Frage soll auch der Sonderfall der Versorgung von Krankenhäusern angeführt werden, für die aus Sicherheitsgründen als Leistungsspitze Kapazität bis zum 3-fachen des Durchschnittsbedarfs vorzuhalten ist.¹² Eine Anwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren durch die AGGM bedeutet hier die Übernahme einer entsprechenden Verantwortung, die durch geeignete Prioritätsregeln¹³ abgedeckt werden kann.

- Fall 2: Die nach § 23 a (3) GWG ermittelte, auf gemessenen IST-Werten aufbauende und zu bezahlende Kapazität ist wesentlich von der Periodizität des Leistungsbedarfs abhängig. So weisen typische Heiz- bzw. wärmeorientierte Kunden einen wesentlich geringeren und für die Tarifierung maßgeblichen, durchschnittlichen Jahreswert im Verhältnis zur ihrer Winterspitze aus als ein kontinuierlich über das Jahr produzierender Betrieb. Dies bedeutet einerseits eine in Bezug auf die Leistungsspitze günstige Tarifierung – eine Angelegenheit der hier nicht betrachteten Verteilung von Kosten mit Gewinnern/Verlierern –, andererseits aber ein Nichtausnützen der zugeordneten Kapazität in heizungsfreien Perioden (\Rightarrow *Unzulänglichkeit 4*), wobei allerdings AGGM in Anerkennung dieser Situation Anpassungen im Sinne der höheren erforderlichen Spitzenleistung vornimmt.

Anhand der obigen Beispiele ist zu erkennen, dass auch von erheblichen Unterschieden zwischen tarifrelevanten gemessenen 12 Monatsspitzenmittel und tatsächlich im Netz auftretenden Leistungsspitzen auszugehen ist.

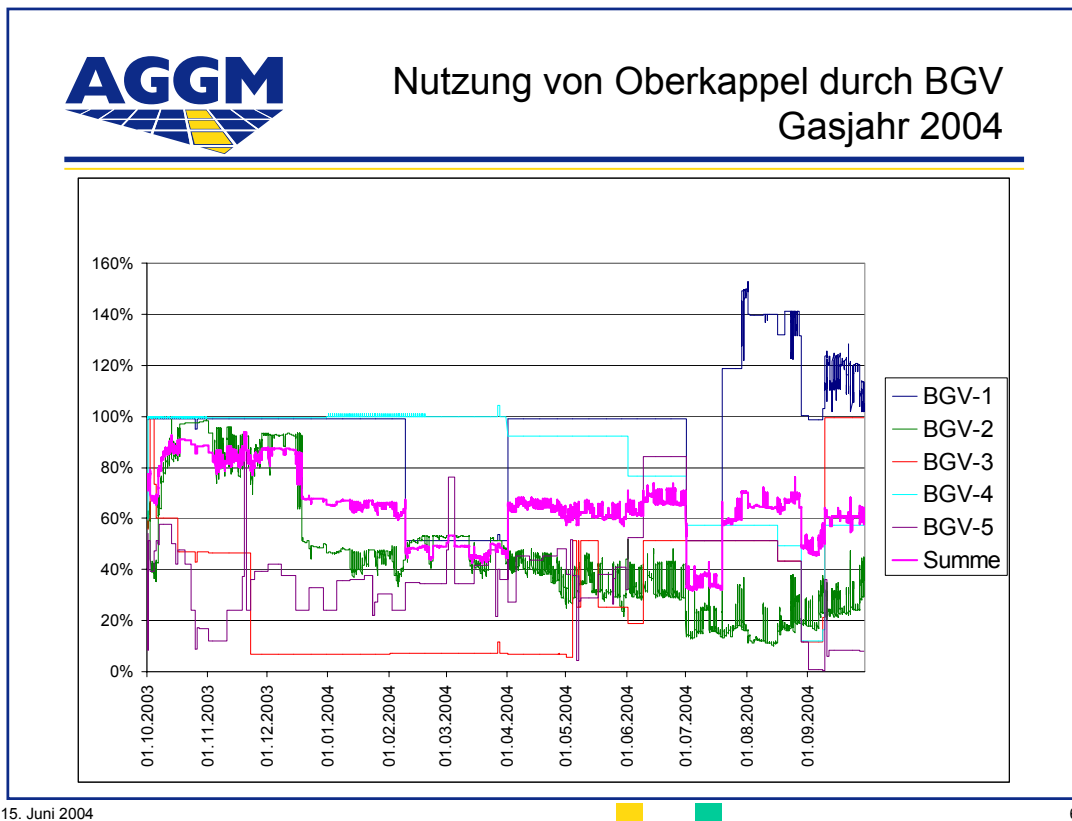
Ad. (D) Kann diese Differenz (physische Differenz zwischen zugeordneter und tatsächlich genutzter Kapazität) als freie Kapazität – bei Vorhandensein geeigneter Regelungen – bezeichnet und dem Markt rückgeführt werden?

Ein diesbezügliches Beispiel ergibt sich aus der Tätigkeit der AGGM selbst:

Wie Abbildung 2 zeigt, haben sich beispielsweise am Entry-Punkt Oberkappel im Gasjahr 2004 starke Über- bzw. Unterauslastungen bei den einzelnen BGV ergeben, deren zugeordnete Kapazität jeweils mit 100% dargestellt ist.

¹² Mitteilung im Rahmen des Factfinding, siehe Anhang 10.1.

¹³ Hier wird Bezug genommen auf die in § 19 (2) 3. GWG angeführte Prioritätsregel „Transporte zur Belieferung von Kunden, die gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen haben. Diese Regel bezieht sich allerdings auf den VNB und nicht auf die Steuerung des Fernleitungsnetzes und wird deswegen nicht mit den Prioritätsregeln auf dem Fernleitungsnetz gemäß Anhang 10.5 behandelt.“



15. Juni 2004

6

Abbildung 2: Nutzung von Oberkappel durch BGV: zugeordnete versus genutzte Kapazitäten

AGGM gleicht Über- mit Unterauslastungen von sich aus ab – derzeit ohne weitere Probleme hinsichtlich der Erreichung irgendwelcher physischer Grenzen und damit Haftungssachverhalte, wie auch der obigen Abbildung zu entnehmen ist.

Zugute kommt diesem von AGGM gesteuerten Prozess derzeit die Schlüsseleigenschaft des bestehenden Systems, dass mit dieser **zugeordneten** Kapazität kein Wert verbunden ist und diesbezügliche Kapazitätsverschiebungen zu keinen finanziellen Auswirkungen (inklusive Schadenersatzansprüchen) für die Beteiligten und insbesondere für den, diese Kapazitätsverschiebungen vornehmenden Regelzonenführer führen.

Beispiele für die Nutzung dieser **freien = (zugeordneten – genutzten) Kapazitäten** stehen zur Verfügung und reichen von zeitweise freien Kapazitäten (Angebot an den Markt sind unterbrechbare Kapazitäten) zu durchgehend freien Kapazitäten.

Die einleitend gestellte Frage kann damit aufgrund der von AGGM wahrgenommenen Tätigkeit positiv beantwortet werden, wobei hier begünstigend noch der Fall eintritt, dass AGGM als oberste Agglomerierungsebene über die besten Möglichkeiten des Kapazitätsausgleichs verfügt. Dies ist bei der Gestaltung von Lösungen zu berücksichtigen.

3 Factfinding

Das Factfinding¹⁴ baut auf 2 Runden auf:

- **Runde 1**, in deren Rahmen eine Vielzahl von Gesprächen mit den Marktteilnehmern geführt wurde und
- **Runde 2**, in deren Rahmen den Marktteilnehmern die Ergebnisse der Runde 1 – Workshops am 19.7. und 14.9 2005 - präsentiert und eingeladen wurden, zu einem Fragenpaket Stellung zu nehmen.

3.1 Ergebnisse Runde 1 – Äußerungen Marktteilnehmer

Die Gesprächsteilnehmer wurden nach folgenden Clustern ausgewählt und es wurden mit den nachfolgend angeführten Unternehmen bzw. Institutionen Gespräche geführt:

➤ *Großkunden*

- Mondi (7.4.2005 sowie zusätzlicher schriftlicher Beitrag)
- Mayr Melnhof Karton (8. 4. 2005)
- VOEST ALPINE Stahl AG (13. 4. 2005, 16. 9. 2005)
- Verbund Austrian Thermal Power (22. 4. 2005)

➤ *Bilanzgruppenverantwortliche und Händler*

- Terragas (12. 4. 2005 sowie mehrere schriftliche Beiträge und telefonische Kontakte)
- RAG (19. 4. 2005)
- EconGas (2. 5. 2005)
- WINGAS (20. 6. 2005)

➤ *Netzbetreiber und Regelzonenführer*

- OMV (4. 4. und 23. 5. 2005)
- AGGM (4. 4., 19. 5. 2005 sowie mehrere weitere Gespräche)
- EVN (6. 4. 2005)
- Wien Energie Gasnetz (6. 4. und 6. 9. 2005)
- OÖFG (7.4.2005 sowie mehrere schriftliche Beiträge)
- Steirische Gas Wärme (8. 4. 2005)
- Salzburg AG (11. 4. und 28. 4. 2005)
- KELAG (13. 5. 2005)

¹⁴ Siehe auch Gesprächsberichte Anhang 10.1.

➤ *Interessenvertretungen und Berater*

- Gas Alive (6. 4. 2005)
- WKO Die Industrie Steiermark (9. 5. 2005)
- Vereinigung der österreichischer Papierindustrie – Austropapier (13. 4. 2005)
- Fachverband Gas Wärme
- Arbeiterkammer
- Österreichischer Gewerkschaftsbund.

3.1.1 Großkunden

Im Einzelnen wurde seitens der Gesprächspartner festgestellt:

- Es besteht grundsätzliche Zufriedenheit mit dem bestehenden Modell hinsichtlich Netzzugang und Tarifsysteem, da der Versorgerwechsel kein Problem bereitet; man sieht keine Vorteile in einem Systemwechsel. Das Modell wurde deswegen auch seitens der Interviewpartner nicht zum Hauptthema des Gesprächs gemacht.
- Es liegen aber eine Reihe von grundsätzlich bekannten Sonderwünschen vor, die allerdings nicht im Gestaltungsbereich dieses Projektes liegen, wie z.B. Zusammenlegung von Zählpunkten, Anschluss an Netzebene 1, etc.
- Der Hauptkritikpunkt ist das Fehlen eines effektiven Wettbewerbs. So werden von Großkunden periodisch jeweils bis zu 15 Ausschreibungen (nach Abklärung der Netz-Kapazität) ausgesandt, die lediglich zu 3 – 4 konkreten Angeboten führen, von denen wiederum aus Preisgründen lediglich 1 – 2 für weitere Verhandlungen geeignet sind. Als Hemmnis wird der Mangel an verfügbarem Gas an den Regelzongengrenzen, nicht aber ein durch ein verbessertes Netzzugangsregime behandelbarer Kapazitätsmangel im österreichischen Fernleitungsnetz, diagnostiziert. Von Wettbewerbern wird darauf hingewiesen, dass es nicht möglich sei, die notwendigen Durchleitungen z.B. durch das deutsche Netz buchen zu können. Ähnliches gilt für die gemeinsamen Versuche eines Großkunden mit einem Lieferanten, Durchleitungen durch das slowakische Netz zu ermöglichen. Insgesamt liegen jedoch diese Kritikpunkte nicht innerhalb des Gestaltungsbereiches dieses Projekts.
- Seitens internationaler Großunternehmen besteht die Absicht, ihren Gasbezug europaweit zu bündeln. Diesbezüglich wird z.B. von 2 Gesprächspartnern verhandelt und es wird laufend ein internationales Benchmarking vorgenommen.
- Es besteht Lösungsbedarf hinsichtlich der mit bestehender Infrastruktur nicht mehr versorgbaren neuen Kraftwerke (Mellach wird als Beispiel dafür zitiert).
- Seitens eines Großkunden wird auf folgende Punkte im Falle eines Systemwechsels – Kapazitätsberechtigter ist der BGV/Versorger – hingewiesen:

- Die in einem Energieliefervertrag zugestandene Leistung muss jederzeit vom Kunden auch in Anspruch genommen werden können!
- Sofern der Kunde einen Teil der Lieferung an einen alternativen Gasanbieter vergibt (Bandlieferung), muss diese Leistung auch vom Hauptversorger (in dessen Bilanzgruppe sich der Kunde befindet) "freigegeben" werden und über die Bilanzgruppe des Hauptversorgers an den Kunden geliefert werden.
- Bei mehreren Einspeisepunkten an einem Standort, gilt gegenüber dem Netzbetreiber nur ein Messpunkt (Summe der Einspeisepunkte) als vereinbart
- Es ist darauf zu achten, dass insbesondere kleine Anbieter gegenüber "big player" benachteiligt sind, da diese ja durch Bündelung der Kapazitäten wesentlich niedrigere spezifische Netzkosten auf der NE 1 haben!"
- Aus dem Titel der Änderung dürfen keine Mehrkosten anfallen (Tarife der Netzebene 1 und Verteilnetz dürfen nicht teurer sein als der bisherige Netztarif)
- Die Kosten für Netzebene 1 müssen für den Kunden transparent sein und
- Die Kapazitäten der Netzebene 1 müssen einfach und transparent veröffentlicht werden

Zusammenfassung:

- Die Beteiligung der Endkunden an Detaildiskussionen z.B. zur genauen Herausarbeitung von Bedrohungsszenarien im Falle eines Systemwechsels ist aufgrund der hohen Komplexität des Themas schwierig zu erreichen. Man sieht vielmehr die ECG als Bewahrer der Endkundeninteressen. In diesem Sinne ist auch ein grundsätzliches Einverständnis zu einem Kapazitätstransfer zum BGV/Versorger zu verstehen, an den allerdings – siehe Protokoll Factfinding VOEST – ALPINE Stahl – eine Reihe von Bedingungen geknüpft wurden.
- Das derzeitige System ist ein endkunden- und abgabefokussiertes System, das dem Endkunden über den ihm zugeordneten Rucksack alle Voraussetzungen und Rechte für die freie Lieferantenwahl gibt. Dies hat sich in den Interviews niedergeschlagen. Durch das Festhalten an den mit der Endkundenkapazität verbundenen Parametern, z.B. Splittung der Kapazität auf unterschiedliche Versorger, unterschiedliche Import-Entry-Punkte und Wege bei unterschiedlichen Versorgern, ergibt sich für den Regelzonenführer eine komplexe Steuerungsaufgabe bei wenigen fixen und seitens des Endkunden durch (finanzielle) Verpflichtungen abgedeckte Planungseckpunkten. Er hat im Sinne des Gassees den Endkunden zu versorgen.
- Die von der AGGM angestrebte verbesserte Planung durch Fixstellung zusätzlicher, von den Versorgern beizubringender Planungseckpunkte führt zu einer verbesserten Beurteilung der Kapazitätssituationen im Netz, zu einer verbesserten Auslastung aufgrund der Vorhersehbarkeit der Gasflüsse aber

gleichzeitig auch zu einer Verlagerung der Planungsaufgabe bzw. –verantwortung zu denjenigen, die die zusätzlichen Planungseckpunkte beizutragen haben.

- Die Einführung des oben beschriebenen absoluten Endkundenanspruchs wurde aus Gründen einer für den Endkunden nicht auflösbaren Komplexität bei der Beschaffung der notwendigen Transportkapazitäten vorgenommen. Mit dem bestehenden System konnte diese Schwierigkeit beseitigt werden.
- Für den angestrebten Wettbewerb hat sich herausgestellt, dass jetzt nicht mehr der Mangel an zugeordneter Kapazität innerhalb der Regelzone sondern der Mangel an frei verfügbarem Gas an den Regelzonen – Entry-Punkten verantwortlich ist. Dieser Mangel beruht allerdings zum Teil auf der nicht unter österreichischer Gesetzgebung unterliegenden fehlenden Freigabe von Durchleitungskapazität in den Netzen außerhalb der Regelzone.

Für die Gestaltung des Tarif- und Kapazitätsallokationssystems bedeutet dies:

- Keine wesentlichen Einwendungen gegen einen etwaigen Systemwechsel unter Aufrechthaltung allerdings einer Reihe von Prinzipien. Diese entsprechen durch Absicherung der Endkundenkapazität weitgehend dem Rucksackprinzip.
- Wert wird auf eine transparente Darstellung von Fernleitungskosten und -kapazitäten gelegt.
- Auf eine Benachteiligung kleiner Anbieter gegenüber „big player“ auf Grund von Kapazitätsbündelungen ist zu achten.

3.1.2 Bilanzgruppenverantwortliche/Händler

Im Einzelnen wird festgestellt:

- Seitens der 3 befragten Händler wird das bestehende System (Rucksack, Briefmarke, klare Trennung von Netz- und Energiepreis, keine Nominierung von Leitungsabschnitten) als wettbewerbsfreundlich und eine Veränderung als Rückschritt bezeichnet. Es ist für den Händler nicht notwendig, auf Verdacht Kapazität zu reservieren.
- Darüber hinaus wird auch eine Übertragung der Kapazitätsbuchung auf den Händler als wettbewerbsbehindernd angesehen (EconGas, Terragas), wobei auf die dann stattfindende Verwischung von Netznutzung und Energiepreis hingewiesen wird.
- Auf die derzeitige Einfachheit der Abwicklung wird hingewiesen. Selbst eine einfache Version eines Entry–Exit-Tarifmodells benötigt erheblich aufwendigere Fahrpläne, was auch seitens Wien Energie angemerkt wird.
- Es werden verbesserbare Detail - Unzulänglichkeiten (Verbesserung der Planung durch Integration der Aufbringungsseite, Probleme bei der Speicherbefüllung, durch Kapazitäts-Zuordnungsmethodik verursachte Kapazitätsknappheit, Wechselmanagement sieht bei Kundenverlust Verlust dessen Maximalkapazität [insbesondere Krankenhäuser] vor, etc.) beim bestehenden System diagnostiziert, die auch ohne Systemwechsel beseitigbar sein

sollten. Der Regelzonenführer verfügt weitgehend über Kapazitätsgestaltungsmöglichkeiten, die er bereits nützt bzw. auch stärker in Anspruch nehmen könnte (Terragas).

- Seitens EconGas wurde auf das Problem der mehrfach stattgefundenen Einkürzung von Speicherbefüllungsfahrplänen hingewiesen und festgestellt, dass das System auch hinsichtlich dieses Punktes trotz regulatorischer Unvollständigkeiten gut funktioniert hat. Die Schlussfolgerung ist, dass der Gestaltungsfreiraum des Regelzonenführers in der Lage war und ist, ein durch Regulierungsbedingungen entstandenes Korsett problemorientiert aufzulösen.
- Bezüglich der Verbesserung der Kapazitätszuordnung wird seitens EconGas vorgeschlagen, die Erstzuteilung der Kapazitäten zu überarbeiten bzw. auf den aktuellen Stand zu bringen. Eine verpflichtende Buchung von Kapazitäten auf Entry-Punkten führt letztlich zum gleichen Ergebnis.
- Mehrfach wurde festgestellt, dass das bestehende Ausgleichsenergiesystem jedenfalls aufrecht zu belassen ist.
- Wettbewerb: Es werden ebenfalls fehlende Gasverfügbarkeit und nicht fehlende Netzkapazitäten in der Regelzone Ost als Wettbewerbshemmnis gesehen. Es wird auf
 - die bestehende Marktdominanz der EconGas mit ca. 80% Marktanteil hingewiesen¹⁵,
 - Möglichkeiten hingewiesen, Gas im Inland verfügbar zu machen (keine Liquidität auf einem organisierten Großhandelsmarkt, versteigerte Gas-mengen werden außerhalb der Regelzone abgesetzt).
- Seitens WINGAS wird auf die engpassorientierte und damit kapazitätsoptimierende Steuerungsmöglichkeit von Gasströmen durch unterschiedliche Entry-Tarife hingewiesen; insbesondere wenn Händler ihr Kapazitätsportfolio zu buchen haben, wird ihr Bestreben sein, kostengünstige Entry-Punkte zu bevorzugen.

Zusammenfassung:

- Die Meinung der Großkundengruppe hinsichtlich der hohen Nutzerfreundlichkeit des bestehenden Systems für die Abnehmerseite wird bestätigt, wobei jedoch Systemverbesserungsanmerkungen, auf die später im Detail eingegangen wird, unterbreitet werden. Die gegenständliche Interviewgruppe ist bereits stärker vom Betrieb des Netzes durch unterschiedliche Eindrücke, entsprechenden Flexibilitätsbedarf, etc. geprägt.
- Inwieweit eine Gasflusssteuerung durch unterschiedliche Entry-Tarife wirkungsvoll ist, hängt von der Gasverfügbarkeit an alternativen Entry-Punkten ab. Die Voraussetzung dafür ist also die Verfügbarkeit von Gas, deren Vorhandensein anhand einer entsprechenden Angebotsvielfalt bei den Endkun-

¹⁵ Quelle: „Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft“, Bundeswettbewerbsbehörde, Wien, September 2005; Kapitel 4.3.

den festgestellt werden kann. In der derzeitigen Situation scheint die begrenzte Gasverfügbarkeit so dominant zu sein, dass eine mögliche, in der Tarifhöhe beschränkte Differenzierung nicht zu einer Veränderung von Gasflüssen bzw. Entry-Punkten führt. Ein wesentlicher Vorteil eines Entry-Exit Modells kommt damit nicht zum Tragen. Sollte sich diese Situation ändern, d.h. an den Regelzongengrenzen stehen verfügbare Gasmengen an, kann mit Hilfe unterschiedlicher Entry-Tarife den Händlern die Möglichkeit gegeben werden, zu einer Kapazitätsoptimierung im Netz beizutragen.

- Für die Gestaltung des Tarif- und Kapazitätsallokationssystems kann gefolgert werden:
 - Das bestehende System wird auch von BGV/Versorger-Seite als wettbewerbsfreundlich und vor allem einfach eingestuft.
 - Eine Rücknahme des Rucksacks insgesamt würde zu dem früheren Status der Liberalisierung zurückführen; dies ist aber nicht in Diskussion; die Rücknahme eines Teil-Rucksacks auf der Fernleitungsebene ist diskutabel (Terragas).
 - Systemmankos sollten auch bei Beibehaltung des Basis-Systems (keine Kapazitätszuordnung zu BGV/Versorger) beseitigbar sein.
 - Eine Differenzierung von Entry-Tarifen im Rahmen eines eventuellen Systemwechsels scheint derzeit nicht sinnvoll.

3.1.3 Netzbetreiber und AGGM

Im Einzelnen wurde festgestellt:

- Bezüglich des Kernthemas Kapazitätsallokation
 - Es wird auf die Schwächen des bestehenden Modells eingegangen, die zum Teil innerhalb des bestehenden Systems beseitigt werden können, zum Teil einen außerhalb des geltenden GWG liegenden Systemwechsel nach sich ziehen.
 - An Schwächen werden u.a. angeführt:
 - ⇒ Bisher Optimierung/Verwaltung nur der Abgabe- aber nicht der Aufbringungsseite; keine Integration gaswirtschaftlicher Transporte in die Kapazitätsverwaltung
 - ⇒ Keine Optimierung von Entry-Kapazitäten aufgrund des fix zugeordneten Endkunden-Rucksacks; keine Nutzung von Portfolioeffekten auf BGV/Versorger-Ebene
 - ⇒ Bei Lieferantenwechsel keine Übertragung einer dem tatsächlichen Bedarf entsprechenden Kapazität
 - ⇒ Kein geordnetes Beziehungsgeflecht BGV/Versorger – AGGM
 - ⇒ Zusage unbefristeter Kapazitäten trotz deren Nichtnutzung z.B. im Sommer

- ⇒ Kapazität besitzt keinen Wert, was zu keiner sparsamen Kapazitätsbeanspruchung führt und einen Kapazitätshandel verhindert
- Der überwiegende Teil der Interviewpartner (mit Ausnahme Steirische Gas Wärme) sieht in einer Übertragung der Kapazitätsbuchung an den Händler eine Verbesserung gegenüber dem bisherigen System und verbindet dies aber gleichzeitig mit einer Zuordnung eines Wertes an die Kapazität.
- Dieser Ansatz, zusammen mit damit vernetzten Schlüsselbedingungen wie Übertragung der Kapazität an den BGV/Versorger, Einführung eines dann möglichen Sekundärmarktes, etc. stellt die Grundlage für ein Entry– Exit-Modell dar. Zur Veranschaulichung der Fähigkeiten und Konsequenzen eines derartigen Schrittes wurde seitens AGGM ein Vorschlag für ein Entry–Exit-Modell entwickelt. Die Argumente für dieses Modell sind zum Teil in den oben festgestellten Schwächen des bestehenden Systems erfasst.
- Seitens der Steirischen Gas Wärme werden Bedenken bezüglich einer derartigen Kapazitätszuordnung unter anderem mit folgenden Argumenten geäußert:
 - ⇒ Insbesondere bei Großabnehmern können Probleme entstehen, wenn Transportvertrag und Liefervertrag nicht synchron sind. Die Schnittstelle im Fall eines Lieferantenwechsels kann durch die synchrone Übertragung der Transportmöglichkeit zu Problemen administrativer und wettbewerbstaktischer Natur führen. Jedenfalls kann dadurch die Wechselbereitschaft bzw. –fähigkeit eingeschränkt werden.
 - ⇒ Bevorzugung größerer Händler: Größere Händler können Kapazitäten auf Verdacht reservieren; Risikotragungsfähigkeit hängt von der Größe des Händlers ab; kleine Händler ohne bestehendes Kundenportefeuille können das Risiko der Kapazitätsreservierung nicht eingehen; großer Händler gibt Kapazitäten dann nicht frei (kurzfristig wirksame Bestimmungen)
 - ⇒ Der Kosteneffekt der Portfoliowirkung kommt den „Großen“ zugute, der damit den Gas–zu–Gaswettbewerb beeinflussen kann.
 - ⇒ Die Vorteile der Briefmarke (einfach, transparent, Unabhängigkeit vom Gasfluss, keine speziellen Reservierungserfordernisse) sollten erhalten bleiben.
 - ⇒ Wettbewerb wird auf Wenige eingeschränkt. Die Hürde für New Entrants wird angehoben. Die Wahlmöglichkeit des Endkunden wird eingeschränkt.
 - ⇒ Die Nähe zwischen Eongas, OMV, AGGM, etc. wird in diesem Zusammenhang als kritisch angesehen.

Zusammenfassung Factfinding Kapazitätsallokation:

- Der wesentliche Schritt im Vorschlag der AGGM besteht in der Zuordnung eines Wertes zur Kapazität, an den sich die anderen Schritte, wie z.B. Bündelung der Kapazität beim BGV zur Nutzung eines Portfolioeffektes, Möglichkeit eines Sekundärmarktes, etc. knüpfen. AGGM argumentiert, dass erst dann Kapazität sparsam genutzt wird und vor allem realistisch geplant und bekannt gegeben wird, wenn die Bedrohung einer sonst verloren gehenden Reservierungszahlung etabliert ist.
- Durch Leistung eines Reservierungsentgelts in Höhe eines z.B. den Leistungsanteil der Fernleitungskosten abdeckenden Entry-Tarifs soll damit die notwendige Planungsdisziplin erreicht werden. Hauptargument ist also die Herstellung der notwendigen Planungsdisziplin.

Für die Gestaltung des Tarif- und Kapazitätsallokationssystems bedeutet dies:

- Ein wesentlicher erster Teil der Verbesserungsansätze kann im bestehenden System behandelt werden (z.B. Verbesserung der Planung durch Integration der Aufbringungsseite unter der eventuellen Randbedingung einer Qualitätseinbuße aufgrund der nicht mit finanziellen Belastungen unterlegten Reservierungen, Anpassung von Kapazitätsverträgen, Prioritätsregelungen, Überprüfung der Kapazitäts-Erstzuordnung, etc.)
- Der zweite Teil der Verbesserungsansätze stellt wesentliche Eigenschaften des bestehenden Systems in Frage (Rucksack, Festlegung eines eigenen Tarifs für Entry- und Exit-Punkte, Zuordnung der Fernleitungskapazität zum BGV/Versorger, Integration des Fernleitungstarif in den Energiepreis, Erweiterung der Aufgaben des Regelzonenführers, etc.) und bedeutet einen Systemwechsel, der hinsichtlich seiner Durchführbarkeit im Rahmen des geltenden GWG kritisch zu überprüfen ist.
- Daraus leiten sich hinsichtlich der zu optimierenden Kapazitätsverwaltung folgende Aufgaben ab:
 - ⇒ Überprüfung des mit Teil 1 erreichbaren verbesserten Niveaus sowie
 - ⇒ Überprüfung des durch Teil 2 sich für den Endkunden ergebende Risiken in Bezug auf die Gleichwertigkeit hinsichtlich des Zugangs zu einem Gas-zu-Gas-Wettbewerb.
- Bezüglich des Themas Tarifbasis
 - Kostenwälzung der Netzebene 1 ist wenig transparent und daher möglicherweise nicht kostenverursachungsgerecht.
 - Umsetzung der GWG – Bedingung der Kostenbasiertheit wird in Zweifel gezogen, da der Vorteil kurzer Anspeisungsdistanzen der Verteilnetze nicht berücksichtigt ist.
 - Gleichbehandlung aller Netzbetreiber im Rahmen der Tarifbestimmung durch die ECK wird angezweifelt (Outsourcing, Ausgleichszahlungen, etc.).

- Benennung von Leitungen als Fernleitungen ist zu hinterfragen.
- Saisonabhängige Tarife werden eingefordert.
- Anschaffungswertprinzip fördert u.U. nicht optimale Ersatzinvestitionen.
- Stichtagsprinzip bei der Festlegung der Finanzierungskosten ist realitätsfern.
- Risikoprämie bei Finanzierungskosten zwischen Strom- und Gasnetzen nicht vergleichbar.
- Diskriminierungsfreie Anwendung der verordneten Tarife wird bezweifelt (zB: Anwendung der Zonung bei unterjähriger Tarifänderung) ⇒ es werden klare Richtlinien gefordert.
- Tarifierungssystem ist wenig anreizkompatibel
 - ⇒ Orientierung an der Finanzbuchhaltung verzögert die tarifmäßige Abbildung aktueller bzw. zukunftsorientierter Netzinvestitionen
 - ⇒ Kurze Tarifprüfungszyklen schmälern den Anreiz zu Produktivitätssteigerungen
 - ⇒ Erlöse auf der Fernleitung ändern sich weder mit der transportierten Arbeit noch mit der reservierten bzw. transportierten Leistung
 - ⇒ Investitionssicherheit ist möglicherweise gefährdet

Zusammenfassung Factfinding Tarifbasis:

Bei den oben angeführten Punkten handelt es sich zum Teil um Kritikpunkte, die auf beabsichtigten (Kompromiss-)lösungen basieren (z.B. Beibehaltung von bisherigen Tarifniveaus zu Lasten transparenter Kostenwälzung Netzebene 1, beabsichtigte Distanzunabhängigkeit im Tarif, etc.) sowie zum größeren Teil um Punkte, die sich mit den finanziellen Grundlagen der Tarifgestaltung auseinandersetzen, die zum größeren Teil nicht Gegenstand dieses Projektes sind.

3.1.4 Interessenvertretungen und Berater

Der Tenor der Aussagen der Interessenvertretungen deckt sich naturgemäß mit den Aussagen der vertretenen Großkunden – siehe Punkt 3.1.1. Zusätzlich wird nachfolgend zum Thema „praktische Erfahrungen mit Wettbewerb“ eine bei der Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie eingegangene Aussage eines Mitglieds (SCA) dargestellt:

- Bei der letzten Ausschreibung wurden 8 potentielle Lieferanten (6 ausländische) eingeladen. Es wurde geringes Interesse seitens der Lieferanten unter Hinweis auf mangelnde Transportkapazitäten im Ausland, keine Ausleitungsmöglichkeiten, hohe Kosten für Ausgleichsenergie, hohe Kosten für Speichermithbenutzung festgestellt. Für die benötigte hohe Menge blieb 1 Angebot. Preise sind höher als bei Schwesterwerk in Deutschland

- Es besteht hohes Wechselinteresse bei günstigem Angebot. Wechselfrist mit 8 Wochen ist lange und führt zur Notwendigkeit einer frühen Beantragung mit der Konsequenz nicht an kurzfristige Spotmengen heranzukommen. Weiters ist zu einem frühen Zeitpunkt die Wechselabsicht bekannt, was zu entsprechenden Bemühungen seitens des bestehenden Lieferanten führt. Dies kann zu Verbesserung der Lieferkonditionen durch den Alt-Lieferanten führen, verhindert möglicherweise aber den tatsächlichen Lieferantenwechsel.
- Es wurden seitens der Lieferanten keine Notwendigkeit für kundenbindende Maßnahmen z.B. in Form von Preiszugeständnissen bei Vertragsverlängerung gesehen
- Jährliche Gasauktionen waren nicht nutzbar (Maßnahmen zum Halten des Gases in Österreich)..

3.1.5 Zusammenfassung Factfinding Runde 1

Aus den geführten Gesprächen des Factfinding Runde 1 hat sich ergeben,

- dass seitens Großkunden und Händlern Vorteile beim bestehenden System gesehen werden, die vor allem auf dessen Einfachheit und der darin enthaltenen Absicherung ihrer Transportkapazität beruhen. Die Lösung der insbesondere seitens der Großkunden nur teilweise erfassten Unzulänglichkeiten und Gefahren wird der AGGM überlassen und von dieser auch vorgenommen.
- dass die derzeitige und für Kapazitätsoptimierungen und Auslastung zur Verfügung stehende Planungsbasis unter dem Mangel an verlässlichen Daten leidet – u.a. durch fehlende Erstzuteilung, keine für die Planung geeignete Differenzierung eines Großteils der Kapazitäten, falsche Ergebnisse des Wechselprozederes. Es wurden im Zuge der Gespräche jedenfalls eine Reihe von Verbesserungsmöglichkeiten vorgeschlagen.
- weitgehend die Meinung bzw. auch die Bereitschaft besteht, Kapazität als Motivation zur sparsamen Verwendung – und damit zu ihrer genauen Definition als Planungseckpunkt - einen Wert zuzuordnen. Es wird dabei die Möglichkeit gesehen, dies auch ohne Systemwechsel – evtl. mit Abstrichen hinsichtlich der Genauigkeit der Daten – durchzuführen.
- seitens Netzbetreiber und AGGM die vorhandenen Schwächen des bestehenden Systems in den Vordergrund gestellt werden. Im Sinne der Schaffung einer verlässlichen Planungsgrundlage soll durch einen Systemwechsel die finanziell unterlegte Verantwortung für die Qualität eines wesentlichen Teils der Planungseckdaten den BGV/Versorgern zugeordnet werden. Dadurch wandert der Anspruch auf Fernleitungskapazität vom Endkunden zum Händler. Dies entspricht insofern der Logik, als der Händler seinen Transportbedarf entsprechend seiner Eindeckungsmöglichkeiten und seines Lieferportfolios am besten kennt und diesen aus Eigeninteresse im Sinne einer optimalen Kapazitätsnutzung und niedrigster Kosten auch so gestalten wird.

- durch die Übertragung von (Daten-)Verpflichtungen an Marktteilnehmer – hier an Händler für Kapazitätsreservierungen – der Regelzonenführer seine Verantwortung/Haftung und Aufwand hinsichtlich allfälliger Fehleinschätzungen reduziert. Der Eingreifbedarf des Regelzonenführers verhält sich komplementär zur Einführung zusätzlicher Regelungen. Es ist zu beurteilen, ob fixe Regelungen oder problemorientierte Steuerung besser dem Zweck – Sicherung freier Lieferantenwahl für den Endkunden bei optimierter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur/Kapazität – dienen.
- im Falle eines Systemwechsels aufgrund der den BGV/Versorgern zugeordneten Kapazitätsrechte striktere Sicherheitsbedingungen zur Vermeidung einer missbräuchlichen Verwendung/Horten der übertragenen Kapazität aus Diskriminierungsgründen erforderlich sind als im Falle des bestehenden Systems.
- bei Übertragung der Kapazität an den Händler dieser entsprechend seines Portfolios und seiner Risikobereitschaft einen Gleichzeitigkeitsfaktor anwendet. AGGM sieht für sich aus Haftungsgründen begrenzte Möglichkeiten einen gleichwertigen Gleichzeitigkeitsfaktor in eigener Verantwortung anzuwenden; die erforderlichen Daten – Abnahmeprofile der Großkunden, etc. – liegen aber grundsätzlich vor.
- der aus Kapazitätsoptimierungsgründen angedachte Übertrag der Kapazität an den Händler seitens der Endkunden als Ersatz eines absoluten Transportanspruchs durch eine noch nicht absehbare und intransparenter werdende Verhaltensweise eines derzeit wenig durch Wettbewerb beeinflussten Lieferanten gesehen wird.
- der seitens der Interviewpartner festgestellte Kritikpunkt „mangelnder Gaszu-Gaswettbewerb“ zu dieser Sichtweise beiträgt. Er ist derzeit allerdings nicht Angelegenheit mangelnder Transportkapazitäten in der Regelzone sondern mangelnde Gasverfügbarkeit an den Regelzongrenzen bzw. in der Regelzone.

3.2 Ergebnisse Runde 2

Es wurden 2 Workshops¹⁶ mit den bisherigen Ergebnissen des Factfindings durchgeführt und zwar

- ein Workshop 1 am 19.7.2005, zu dem seitens ECG der Fachverband Gas Wärme mit dem Ersuchen eingeladen wurde, eine die Themenbereiche Netzbetreiber und Händler repräsentativ abdeckende Delegation zu entsenden und in Ergänzung dazu
- ein Workshop 2 am 14.9.2005, zu dem seitens ECG Wettbewerber sowie - über die Vereinigung österreichischer Industrieller und die Wirtschaftskammer Österreich - Großkunden eingeladen wurden.

¹⁶ Siehe Anhang 10.2.

Den Abschluss beider Workshops bildete das Ersuchen der ECG an die Workshopteilnehmer zu einem strukturierten Fragenpaket Stellung zu nehmen, die in der Folge in ihren wesentlichen Aussagen wiedergegeben sind.

3.2.1 AGGM

Die 2. Runde ist wesentlich geprägt durch 2 Ausarbeitungen der AGGM und zwar durch

- (1) Netzzugang und Kapazitätsmanagement in den Gasleitungen - Änderungsvorschlag des RZF, Version 2.0 vom 12.9.2005 und
- (2) Stellungnahme Neuordnung Systemnutzung auf der Fernleitungsebene, eingegangen 23.9.2005,

beide im Nachgang zu den Workshops vom 19.7. und 14.9.2005.

AGGM fasst die bekannten Schwächen wie folgt zusammen:

- Rucksack-Prinzip auf der Fernleitungsebene bewirkt Kapazitätszuordnungen zu den einzelnen Bilanzgruppen, die dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf an den Einspeisepunkten in die Regelzone nicht entsprechen;
- Verbesserung der Planungssicherheit der AGGM im Hinblick auf die zukünftigen Einspeisebedürfnisse der Händler;
- Verbesserung der Investitionssicherheit der Fernleitungs- und Verteilunternehmen;
- Anreize zur bedarfsgerechten (insbesondere unterjährigen) Anmeldung von Kapazitäten sind zu schaffen;
- Derzeit gibt es keinen Investitionsanreiz für Fernleitungsunternehmen;
- Derzeit gibt es keine Motivation mit dem knappen Gut „Kapazitäten“ sparsam umzugehen;
- Derzeit ist ein Sekundärmarkt für Kapazitäten nicht möglich, weil die Transportrechte überwiegend beim anonymen Kunden ohne Online-messung liegen

und begründet mit der Stellungnahme (2) ihren im Rahmen von (1) unterbreiteten Entry–Exit–Vorschlag als ganzheitliche Lösung zur Verbesserung des Kapazitätsmanagements auf den Fernleitungen.

Neben einer Reihe von notwendigen Abwicklungsdetails stellt AGGM für die Einführung eines Entry–Exit–Tarif fest

- „dass als Mindestanforderungen die jeweiligen Daten von Händlern, Speicherunternehmen, Produzenten und Verteilerunternehmen, die wir derzeit nur auf freiwilliger Basis bekommen, zusätzlich zu den (auch jetzt schon gesetzlich vorgesehenen) Daten von Fernleitungsunternehmen für eine fundierte Planung erforderlich sind. Diese Daten müssen alle Ein- und Ausspeise-Punkte aus dem Fernleitungsnetz und alle sonstigen Ein-

und Ausspeisungen in und aus der Regelzone in anderen Netzebenen umfassen“ und

- dass aus Sicht AGGM jedenfalls pekuniäre Konsequenzen zur Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit auf der Fernleitungsebene notwendig sind. Unter „pekuniären Konsequenzen“ versteht AGGM die Abdeckung der Fernleitungskosten durch Entry–Exit-Tarife, die auf Basis von Kapazitätsreservierungsverträgen eingehoben werden. Pekuniäre Alternativen zur Sicherung der Datenqualität, wie Mindestentgelte, Pönalitäten, etc. werden – neben anderen Begründungen – als nicht ausreichend angesehen.
- Für die Sicherung der Datenqualität schlägt AGGM weiters den Abschluss von Standard-Kapazitätsverträgen mit unterschiedlichen Laufzeiten (ein Tag, ein Monat, ein Gasjahr, mehrjährige Verträge) zwischen den Vertragspartnern
 - BGV/Versorgern oder Großkunden und RZF sowie
 - zwischen RZF mit Fernleitungsunternehmen und Verteilunternehmen vor und geht auf die notwendigen Anpassungen der jeweiligen allgemeinen Bedingungen ein.

Als abstrahierte „primäre“ Lösungsansätze der AGGM sind darin enthalten

- die Verbesserung der Planung
 - die Vergabe von Prioritäten im Falle knapper Kapazitäten
 - die Zuordnung der Fernleitungskapazität zu den BGV/Versorgern oder Großkunden mit der Aufgabe des durchgängigen Rucksackprinzips
 - die Zuordnung eines Wertes zur Kapazität
 - unterjährige Kapazitätsreservierungen,
- die ihrerseits damit vernetzte „sekundäre“ Lösungsansätze nach sich ziehen.

3.2.2 Großkunden und Industriellenvereinigung

Seitens **VOEST ALPINE** Stahl und **Mondi** wird auf folgende Punkte aufmerksam gemacht bzw. werden folgende Bedenken vorgebracht:

- Ein Transfer der Kapazität an den BGV/Versorger bzw. die Aufgabe des „Rucksacks“, untermauert durch eine entgeltliche Reservierung, ist wettbewerbsschädlich:
 - Die Bedrohung des „alten“ Lieferanten durch Vergabe von unterbrechbarer Kapazität an den „neuen“ Lieferanten befriedigt nicht das Versorgungs-Sicherheitsbedürfnis.
 - Reservierungskosten alleine sind nicht genug Anlass für die Freigabe nicht genutzter Kapazität (durch Nicht-Reservierung oder Sekundärmarkt) im benötigten Umfang. Letztlich wird die rasche Verfügbarkeit

nicht genutzter Kapazität aufgrund der durch eine Reservierungszahlung erworbenen Rechte in Frage gestellt.

- Die Auflösung eines Bezugsportfolios z.B. auf verschiedene Bänder, die Integration von Spotgas, erfordert ein dynamisches Kapazitätsmanagement mit rascher Freigabe bzw. Umschichtung von Kapazitäten. Gerade in der derzeitigen Situation knapper Gasverfügbarkeit darf Regime-bedingter Kapazitätsmangel nicht zu Wettbewerbsbeschränkungen führen.
- Kleine Anbieter sind gegenüber „big player“ aufgrund mangelnden Kapazitätsbündelungsvermögens benachteiligt. Dazu kommt noch die Intransparenz durch den Zusammenfall von Transport- und Energiepreis.
- Im Falle der (langfristig voraus) Reservierungsverpflichtung durch Großkunden an einem Entry-Punkt erfolgt eine vorab Anbieterfestlegung bzw. -begrenzung
- Reservierungen von knappen Ressourcen können zu Spekulationen und damit zu Preisanstiegen führen.

Zusammenfassend werden damit vor allem gegen die Verknüpfung der beiden Lösungsansätze

- die Zuordnung der Fernleitungskapazität zu den BGV/Versorgern oder Großkunden mit der Aufgabe des durchgängigen Rucksackprinzips
- die Zuordnung eines Wertes zur Kapazität

Bedenken vorgebracht.

Die **Industriellenvereinigung** (IV) hat folgende Anliegen:

- Verbesserung des Planungsprozesses
- Verbesserung der Datenerfassung und des Rechtes auf Datenzugriff
- System der Kapazitätsreservierung verbessern
- jahreszeitliche tarifäre Maßnahmen
- begleitende rechtliche Änderungen (z. B. hinsichtlich Haftung, Rechte für handelnde Personen)

Im Einzelnen werden folgende Feststellungen getroffen:

- Planung: Es steht außer Zweifel, dass der AGGM die erforderliche Planungssicherheit ermöglicht werden muss. Die Verfügbarkeit sollte durch Verfeinerung der technischen, organisatorischen und rechtlichen Maßnahmen erhöht werden können. Die AGGM muss zur Erhöhung der gewünschten Planungssicherheit eine ausreichende Datenerhebungsbeziehung im Rahmen des derzeitigen Systems zuerkannt bekommen.
- Mögliche Wettbewerbsreduktion: Das derzeit bestehende System wird von den Gaskunden als einfach und transparent bezeichnet und positiv beurteilt. Für alternative Anbieter ist ein Gasübergabepunkt "Regelzone Ost" klar und ohne großen Prüfungsaufwand erreichbar. Durch eine et-

waige Abänderung des Systems in genannter Form, ist zu befürchten, dass das System nicht nur komplizierter und weniger transparent würde, sondern vor allem der Wettbewerb stark gehemmt und am Markt gut etablierte Lieferanten durch Kapazitätskonzentration weitere Vorteile bekommen könnten > Effekt: weitere Reduktion des ohnedies schwach ausgeprägten Wettbewerbs.

- Transparenz/Unbundling: Die Gasverbraucher sehen durch die deutliche Verschiebung aus dem regulierten in den verhandelbaren Teil des Energiepreises ein enormes Risiko zur Erhöhung der Kosten. Auch wird befürchtet, dass hohe Entry-Tarife zustande kommen, die sich erschwerend auf den Wettbewerb durch ausländische Erdgasanbieter auswirken. Die IV ersucht die E-Control jedenfalls sicherzustellen, dass die Transparenz der Netzkosten erhalten bleibt und es für industrielle Abnehmer keinesfalls zu einer Erhöhung der Kosten kommt > transparenter Ausweis der Vor-/Nachteile für Endkunden erforderlich.
- Verlust des Rucksackprinzips auf NE 1 als großer Rückschritt in der ohnehin schwachen Gasmarktentwicklung gesehen: Die Kapazitätsreservierung würde gemäß dem neuen System durch den BGV/Versorger erfolgen. Es ist jedoch zu befürchten, dass sich die Situation der Industrieabnehmer durch den Verlust des Rucksacks an die BGV/Versorger deutlich verschlechtert, weil die BGV/Versorger wiederum nach eigenen Gesichtspunkten und damit möglicherweise auf Kosten der Gaskunden optimieren. Die vom Kunden gekaufte Kapazität sollte auch in dessen Eigentum bleiben und das Rucksackprinzip gemäß §19 GWG für NE 1 auf jeden Fall beibehalten werden.
- Die IV hält fest, dass Endkunden kein Interesse haben, unnötig Kapazitäten zu reservieren, da sowohl im Gaslieferpreis, als auch in den Netznutzungskosten ein hoher Leistungsanteil enthalten ist, wodurch der Industriekunde von vornherein dazu angehalten ist, die maximale Stundenmenge (gekauft Kapazität) so gering wie möglich zu halten.
- Es besteht die Befürchtung, dass das bestehende und dem Verhältnis BGV – Regelzonenführer zuordenbare Problem über fix dem BGV/Versorger zugeordnete Rechte zulasten der Endkunden gelöst werden soll
- Engpassproblem nicht der direkten Endkundenversorgung sondern Sonstigen Transporten und gewinnoptimierenden Exporten zuzuschreiben
- Unterbrechbare Transporte kein Ersatz für Ausschöpfung der maximalen physischen Kapazität (z.B. bestehende ToP Klauseln)
- Aufrechthaltung der Verpflichtung zu Kapazitätsinvestitionen.
- Ablehnung einer Optimierung der Kapazitäten durch eine Umstellung des bestehenden Systems auf ein alternatives Entry-System, wie zur Diskussion gestellt gerade wegen dem derzeit noch überwiegend vorherrschenden Monopol- bzw. Oligopolmarkts.

3.2.3 Netzbetreiber und Fachverband (inkl. Gashändler)

OMV stellt bezüglich der Verbesserungsansätze Kapazitätsnutzung fest:

- Eine Erhöhung der Planungssicherheit reicht nicht für die Lösung der identifizierten Kapazitätsprobleme; es muss die finanzielle Verpflichtung verstärkt werden, wofür der Einführung eines Entry–Exit–Tarifs der Vorzug gegeben wird.
- Begleitmaßnahmen werden – in jeder Lösung – jedenfalls als sinnvoll angesehen und umfassen u.a. UIOLI, Prioritätsregeln¹⁷, unterbrechbare Verträge, Sekundärmarkt und saisonale Tarife; lediglich ein Mindestentgelt wird als zu umständlich administrierbar eingeschätzt. OMV ist der Ansicht, dass durch diese Begleitmaßnahmen für den Endkunden eine dem „Rucksack“ vergleichbare Kapazitätsabsicherung hergestellt wird.

Bezüglich der Tarifgestaltung stellt OMV fest:

- Eine Distanzabhängigkeit in der Tarifierung wird als notwendig angesehen und es wird auf das zu Lasten Wien sich ergebende verzerrte Ergebnis der präsentierten Musterrechnung hingewiesen. Die Distanzabhängigkeit kann z.B. durch einen m^3/h –Tarif für eine Durchschnittsdistanz sowie zu wälzende Entfernungsfaktoren bewerkstelligt oder durch netzbereichsspezifische Exits dargestellt werden.
- Das in der Präsentation vorgeschlagene Reservierungsentgelt von 15 € je m^3/h und Jahr wird wie folgt kritisiert:
 - Die undifferenzierte Verwendung der Dimension [m^3/h] ist nicht zulässig, da keine Distanzabhängigkeit der „teuren“ Fernleitungen TAG/WAG damit abgebildet ist.
 - Die Berechnung der 15 € je m^3/h und Jahr sind ebenfalls zu hinterfragen, da eine Tarifkalkulation nur von den tatsächlich genutzten Kapazitäten ausgehen kann.
 - Jedenfalls ist der Wert 15 € je m^3/h und Jahr wesentlich zu gering und stellt keinerlei Investitionsanreiz dar (die erforderliche Mellach Investition ist wesentlich teurer). Zur Schaffung von Investitionsanreizen sieht OMV die Einführung einer mengenvariablen, an Erlöse gekoppelten, flexiblen Tarifpolitik als notwendig an, in deren Rahmen ebenso eine Sekundärvermarktung möglich ist.
- Speicher: OMV schlägt die Tarifierung der Entry-Punkte in die Regelzone vor; die sonst als kritisch eingestufte Einspeicherung soll (weiterhin) nach Können und Vermögen erfolgen.

¹⁷ Siehe Vorschlag Anhang 10.5

EVN kritisiert

- bezüglich des bestehenden Systems die Ausgleichszahlungssystematik als nicht kostenverursachungsgerecht sowie die mangelnde Berücksichtigung der tatsächlichen Fernleitungsnutzung (keine Distanzabhängigkeit) und sieht hier eine ungerechtfertigte Mehrbelastung von 3,8 Mio €/Jahr für die Endverbraucher des Netzbereiches Niederösterreich und
- bezüglich des präsentierten Entry–Exit-Modells die daraus resultierende und dem BGV/Versorger zusätzlich überbundene Verantwortung¹⁸ und Mehraufwendungen, die zu einem höheren Risiko im Handelsbereich führt. Durch die in diesem Fall erfolgte Zuordnung der Kapazität hat der Handelsbereich darüber hinaus auch die Aufgabe die in den Energiepreis verschobenen Transportkosten gegenüber dem Kunden zu argumentieren.

Zusammenfassend scheint der EVN zur Beseitigung ihres Hauptkritikpunktes – Berücksichtigung der tatsächlichen Belastung der Fernleitungen je Netzbereich – ein kompletter Systemwechsel nicht erforderlich, wobei sie das präsentierte Entry–Exit Modell ablehnt.

Die **SAG** sieht die Einführung eines Entry-Tarifes als einen der Lösungsansätze zur besseren Nutzung des Fernleitungsnetzes aufgrund der damit möglichen Gasflusssteuerung an. Der RZF muss deswegen die Möglichkeit zur unterschiedlichen Tarifierung von Entry–Punkten haben, auch um dem Händler eine Optimierung seines Bezugsportfolios (Transport- plus Energiepreis) zu ermöglichen. Sollte diese Differenzierung nicht möglich sein, schlägt die SAG eine Beibehaltung des bestehenden Modells vor.

Stellungnahme Wiengas – Effekte für Netzbereich Wien

Da die Aufgabe des Gutachtens die Identifikation von Verbesserungsansätzen ist, ist es verständlich, wenn die Kritik am bestehenden System im Vordergrund steht. Der Ordnung halber soll aber auch auf durchaus positive Rückmeldungen eingegangen werden, für die die Aussagen der **Wien Energie Gasnetz** als Beispiel herangezogen werden kann:

- So stellt Wien Energie Gasnetz fest, dass man mit dem derzeitigen Netzzugang bzw. der Kapazitätsallokation aufgrund der guten Zusammenarbeit mit der AGGM sehr zufrieden ist, da dem Gasnetz Wien ohne aufwendige Anmeldungen oder Kapazitätsbuchungen Entnahmen möglich sind.
- Ebenso wird das bestehende Tarifsysteem mit der Kostenwälzung der Fernleitungskosten in den Netztarif als positiv angesehen.

FGW – Stellungnahme Gashändler

Grundsätzlich stehen die Händler überwiegend einem Entry-Exit-Modell a priori nicht ablehnend gegenüber. Die vordringlichen Probleme des bestehenden

¹⁸ Lösungsansatz „Zuordnung der Fernleitungskapazität zum BGV/Versorger“

Systems, nämlich der Kapazitätsausbau zur Versorgung bestehender und künftiger Kunden, die nicht gesicherten Kapazitäten für die Händler an den Einspeisepunkten und die Problematik der Priorisierung von Endverbrauchertransporten vor Speichertransporten können jedoch nach Meinung der Händler nicht mit dem vorgestellten Entry-Exit-Modell gelöst werden.

Für ein Entry-Exit System müssen aus Sicht mehrerer Händler folgende Prinzipien gelten:

- Kein Use-it-or-lose-it-Prinzip bei den von den Händlern reservierten und bezahlten Kapazitäten an den Einspeisepunkten
- Kein Rucksackprinzip auf der Fernleitungsebene
- Rechtliche und gesetzliche Kette zwischen Einspeisetarifen und deren Überbindung an die Endverbraucher muss geschlossen sein und eine Änderungsmöglichkeit von bereits abgeschlossenen Lieferverträgen gesetzlich verankert werden
- Klare gesetzliche Regelung betreffend der Form der Weiterverrechnung dieser Kosten an die Endverbraucher
- Transparenz der (an die Händler) übergewälzten Kosten
- Angedachte Veränderung des bestehenden Systems widerspricht dem Grundsatz des Unbundling, nämlich der strikten Trennung von Netzkosten und Energiekosten.

Soweit aus den vorliegenden Anhaltspunkten für das vorgestellte Alternativmodell ableitbar, stellt dieses keine Verbesserung gegenüber dem derzeitigen System dar und bringt einen Mehraufwand für Händler und Bilanzgruppenverantwortliche sowie einen erhöhten Erklärungsbedarf gegenüber den Kunden mit sich. Das derzeitige System soll daher trotz seiner Schwächen nicht durch das „vorgestellte Modell“ ersetzt werden.

FGW – Stellungnahme Netzbetreiber

- Die Präsentation der Gutachter zeigt lediglich Modellskizzen auf - ohne vertiefende Darlegung von Details zur endgültigen Ausgestaltung eines alternativen Systems. So z.B. sind die auf den Seiten 48 und 49 dargestellten Auswirkungen des alternativen Entry-Exit-Modells je Netzbereich für die Netzbetreiber nicht transparent nachvollziehbar.
- Das präsentierte alternative Tarifsysteem führt – wie auf Folie 33 generell angeführt und auf Folie 49 im Detail dargestellt – zu gravierenden Verschiebungen der Fernleitungskosten zwischen den Netzbereichen. Da die notwendigen Berechnungsunterlagen den betroffenen Unternehmen nicht übermittelt wurden, sind die Auswirkungen auf die Netzbereiche aber nicht nachvollziehbar.
- Das skizzierte „distanzunabhängige Entry-Exit-Modell ohne Ausgleichsfaktoren“ berücksichtigt per se die tatsächliche Fernleitungsbelastung nicht, sondern orientiert sich ausschließlich an den reservierten Entry-Leistungen. Wenngleich in diesem Modellansatz die bislang mehrfach kritisierten Aus-

gleichsfaktoren des bestehenden Ausgleichszahlungssystems wegfallen würden, kann die gänzliche Vernachlässigung der tatsächlichen Fernleitungsbelastung je Netzbereich aus Sicht einiger Netzbetreiber nicht akzeptiert werden.

- Das Problem der Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsunternehmen kann mit einem Tarifsysteemwechsel nicht gelöst werden, zumal sich auch im skizzierten Entry-Exit-Tarifmodell die Frage stellt, wie die Erlöse der Entry-Punkte an die unterschiedlichen Fernleitungsunternehmen zu verteilen sind. Insbesondere beim Wechsel von namhaften Kapazitäten zwischen unterschiedlichen Entry-Punkten wäre eine tiefgehende Diskussion im Hinblick auf Bemessung der Ausgleichszahlungen erforderlich.
- Die Netzbetreiber zeigen unter der Berücksichtigung der offenen und im Detail noch zu diskutierenden Punkten eine grundsätzliche Bereitschaft für eine Systemänderung und befürworten als Ansatz eine Kapazitätsbuchung auf der Ebene 1, da dadurch die unbedingt nötigen Anreize für effiziente und sparsame Kapazitätsnutzung und für die immer notwendiger werdenden zusätzlichen Investitionen (siehe Langfristplanung der AGGM) auf der Fernleitungsebene gegeben werden können.
- Die zutreffend identifizierten Problemstellungen können nicht allein durch Erhöhung der Planungssicherheit gelöst werden, sondern vielmehr muss das (finanzielle) Commitment seitens der Netznutzer verstärkt werden. Pekuniäre Konsequenzen sind generell notwendig, wobei Entry-Tarifen eindeutig der Vorzug vor Pönalen zu geben ist.
- Die konkrete Ausgestaltung dieses Ansatzes bedarf aber noch einer intensiven Diskussion mit der Gaswirtschaft, um auch die in Einzelfragen möglichen Auffassungsunterschieden der Netzbetreiber ausreichend Rechnung tragen zu können. Die vorliegenden Präsentationsunterlagen stellen – wie bereits mehrfach betont – noch keine konsensfähige Entscheidungsgrundlage dar.
- Änderungsbedarf in den Präsentationsunterlagen - Verbesserung der Planungssicherheit für die AGGM:
 Der derzeitige Text „Reservierung von Kapazitäten zur Ausspeicherung aus Inlandsspeichern“ soll geändert werden auf: „Reservierung von Kapazitäten zur Ein- bzw. Ausspeicherung in Inlandsspeicher“, um die tariflichen Gestaltungsmöglichkeiten an die jeweiligen Gegebenheiten anpassen zu können.

3.2.4 Zusammenfassung Factfinding Runde 2

Der jedenfalls außer Streit stehende Verbesserungsbedarf bezüglich der Planung erfordert die Bekanntgabe bzw. Verfügbarkeit von detaillierten Netzdaten, wobei AGGM und OMV meinen, nur durch die Bedrohung/Sanktion mit einem Entry-Exit-Tarif diese in der benötigten Qualität erhalten zu können. Entry-Exit-Tarif bedeutet dabei die weitgehende Abbildung der Fernleitungskosten in den zu definierenden Entry-Exit-Punkten über eine Reservierungsverpflichtung.

Da ein Entry–Exit–Tarif jedoch eine Reihe anderer, zum Teil bereits oben dargestellte Veränderungen (z.B. Übertragung der Kapazität an BGV/Versorger; reservierte Kapazität erhält Wert analog zu Fernleitungskosten, Tarifierung der Reservierung nach) nach sich zieht, bestehen Bedenken seitens Großkunden und auch einiger Netzbetreiber (StGW, EVN).

OMV und EVN sehen die Notwendigkeit für die Einführung einer Distanzabhängigkeit im Fernleitungstarif aus Gründen der Kostenverursachungsgerechtigkeit.

Es bestehen teils unterschiedliche Auffassungen z.B. zwischen AGGM und OMV:

- Speicher: AGGM schlägt eine Tarifierung/Reservierung der Ein-, OMV eine Tarifierung der Ausspeicherung vor
- Finanzielle Abwicklung: AGGM schlägt eine zentrale Abwicklung, OMV eine über die Fernleitungsunternehmen vor
- Endkundentransporte: AGGM sieht eine bedingte, OMV eine absolute, jedoch bereits bestehende Priorität vor.

Systematisch bedeutet die Reservierungsverpflichtung – wie von der EVN auch festgestellt – die Übertragung einer bislang der AGGM zugeordneten Verantwortung an die BGV/Versorger, die das Risiko von fehlerhaften bzw. ungenauen Kapazitätsreservierungen im Falle eines Entry–Exit-Modells zu tragen haben.

Betrachtet man die in den letzten Stellungnahmen von IV und FGW erläuterten Positionen von Netzbetreibern und Endkunden, sind naturgemäß gravierende Unterschiede in den Auffassungen festzustellen:

Parameter	IV und WKÖ	Händler	Netzbetreiber	AK und ÖGB
Rucksack	Beibehaltung	Auflösung auf Netzebene 1	befürwortet Kapazitätsbuchung auf Netzebene 1, also kein Rucksack	Beibehaltung
Systemänderung	Ablehnung einer Kapazitätsoptimierung über präsentierten Entry-Exit wegen bestehendem Oligopol/ Monopol	präsentiertes Modell keine Verbesserung gegenüber bisher; bringt Mehraufwand; dzt. System soll trotz Schwächen nicht durch präsentiertes Modell ersetzt werden	grundsätzl. Bereitschaft zur Systemänderung Entry-Exit; konkrete Ausgestaltung mit der Gaswirtschaft bei Auffassungs-unterschieden zwischen den NB	Ablehnung, da Schlechterstellung von rund 2/3 der Haushaltskunden (Netzbereich Wien), durch Wegfall der Ausgleichsfaktoren
Systemänderungs-Ansatz	Durch Kapazitätsübertragung an BGV deutliche Verschlechterung der Industrieabnehmer; weitere Reduktion des schwachen Wettbewerbs	kein UIOLI bei den von Händlern bezahlten Reservierungen an den Entries	befürwortet Kapazitätsbuchung auf Netzebene 1	
Planung	Schaffung aller Voraussetzungen durchzuführen		Planung alleine zu wenig; (finanzielles) Commitment	
Transparenz/ Unbundling	Transparenz muß erhalten bleiben; großes Risiko durch Verschiebung Transportkosten in Energiepreis für Kostenerhöhung	angedachte Änderung widerspricht Unbundling		Transparenz für Endkunden muss erhalten bleiben mit einfachem Lieferanten-wechsel
Ausgleichszahlungenproblem			nicht lösbar durch Tarifwechsel	
Distanzunabhängigkeit			nicht akzeptabel von einigen NB, da tatsächliche FL-Kosten nicht berücksichtigt	

Abbildung 3: Gegenüberstellung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer zu den einzelnen Parametern eines Tarif und Kapazitätsallokationssystems

ÖGB/ AK lehnen in einem Informationsgespräch mit ECG am 12.10.2005 aufgrund der nachteiligen Kostenverschiebungen für den Netzbereich Wien das vorgeschlagene Entry-Modell ab, da rund 2/3 der Haushaltskunden von dieser monetären Schlechterstellung betroffen wären. Darüber hinaus wird die Beibehaltung des „Rucksacks“ für den Endkunden gefordert. Eine mögliche Verlagerung auf z.B. Händler bzw. Bilanzgruppenverantwortliche würde aus Sicht ÖGB/ AK eine Übertragung des Kapazitätsrechts auf den „Wettbewerbsgegner“ bedeuten.¹⁹

Aus diesen Feststellungen lässt sich hinsichtlich des Schlüsselthemas „Freigabe von Kapazität“ ablesen, das als Voraussetzung für einen eventuellen Transfer von Kapazitäten mit der Möglichkeit der Wertzuordnung etc. folgende Gegensätze aufzulösen sind:

- „Händler – kein UIOLI“: offensichtlich wenig Bereitschaft Kapazitätsfreigabemaßnahmen zu unterstützen. Es ist von einem komplexen Prozess zur Freigabe von reservierten Kapazitäten auszugehen.

¹⁹ Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines alternativen Entry-Tarif-Systems wird in Abschnitt 6.2 eingehend diskutiert.

- „Händler – Auflösung Rucksack Netzebene 1“: die Aussage führt zu einem vergleichbaren Effekt wie die oben ausgesprochene Ablehnung des UIOLI; wenn einmal Kapazität übertragen ist, Verlust der diesbezüglichen Rechte der Endkunden.
- „IV – Übertragung der Kapazität an BGV/Versorger: IV ist gegen eine Übertragung der Kapazität an BGV/Versorger und spricht die Befürchtung der Endkunden aus, dass BGV/Versorger nicht bereit sind, Kapazität freizugeben.

Daraus lassen sich weiters die am Markt aufeinandertreffenden Positionen erkennen, denenzufolge die Verfügbarkeit über das knappe Gut „Kapazität“

- einerseits von der **Kundenseite** unter Hinweis auf den sonst nicht stattfindenden Wettbewerb
- andererseits aber auch von der **Händlerseite** – eher aus abwicklungstechnischen Gründen -

reklamiert wird.

Der **Netzbetreiber** „befürwortet die Kapazitätsbuchung auf Netzebene 1“ und „signalisiert seine Bereitschaft zur Systemänderung“, wobei sich als Treiber des Prozesses nach einer Systemänderung die AGGM mit ihrem berechtigten Interesse an einem im Planungsansatz einfachen und bezüglich der Datensicherheit belastbaren Prozess positioniert.

Allen Aussagen gemeinsam ist die Forderung nach einer belastbaren Planung, um der AGGM die Möglichkeit zu geben, ihre Rolle bezüglich der Netzoptimierung kompetent und belastbar wahrzunehmen, wobei die dafür zu erarbeitenden Grundlagen eine Reihe von Maßnahmen vorwegnehmen, die ebenso im Fall einer Systemänderung erforderlich sind.

Belastbare Planung wiederum bedeutet, dass in dem zu verbessernden Regime ein einwandfreier Planungsansatz sowie die Voraussetzungen für die notwendige Datensicherheit und -qualität abzubilden sind.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die notwendige Verbindung zur Absicherung von Planungsansatz (mathematischer Ansatz mit Datenumfang) und Datensicherheit zwischen den Haupt – Kapazitätsverantwortlichen, das sind die BGV/Versorger mit ihren Bezugs- und Einspeiseportfolien einerseits sowie AGGM als Kapazitätsverwalter andererseits, fehlt. Diese Verbindung ist in einer für die Liberalisierungsaufgabe geeigneten Weise – Berücksichtigung der Interessen der Liberalisierungsbegünstigten - zu schaffen.

3.3 Engpasssituationen

Um Art und Umfang allenfalls sinnvoller Änderungen am derzeitigen Kapazitätsvergabesystem vornehmen zu können ist zuerst festzustellen, ob im Fernlei-

tungsnetz erhebliche freie Kapazitäten vorhanden sind und welche Rolle das Kapazitätsallokationssystem bei deren Nichtnutzung spielt.

Stellt man fest, dass das Netz nie bis an seine Grenzen beansprucht wurde, es aber trotzdem bereits im Vorfeld zur Ablehnung von nicht unterbrechbaren Transportanfragen gekommen ist, sind Anpassungen am Kapazitätsallokationssystem vorzunehmen.

Stellt man im IST fest, dass das Netz physisch sehr wohl in Engpassregionen bis an seine Grenzen beansprucht war, und es dadurch auch im Vorfeld von nicht ausgesprochenen Netzzugangsverweigerungen zur Ablehnung von nicht unterbrechbaren Transportanfragen gekommen ist, verschiebt sich die Aufgabenstellung: Es handelt sich nicht (nur) um künstliche durch nicht genutzte Reservierungen verursachte Blockaden sondern um tatsächliche physische Kapazitätsengpässe.

Diese sind in der Folge nach Art, Ort, Umfang und Ursache zu identifizieren²⁰ und mit planerischen, regulatorischen (Regime, Gasflusslenkung) und investiven Mitteln zu beseitigen. Damit können aus dem technischen Lösungsbedarf des Kapazitätsproblems (z.B. „zu wenig physische Kapazität“) auch Anforderungen an das Kapazitätsallokationsregime (z.B. Prioritätenregel) abgeleitet werden.

Nachfolgend wird eine Betrachtung von beobachteten Engpasssituationen durchgeführt, da absehbare Engpässe die Ursache von Netzzugangsverweigerungen sind. Absehbar wiederum bedeutet, dass seriöse und auf plausiblen Eckdaten beruhende Planungen zum Ergebnis kommen, dass beantragte Transporte physisch nicht durchgeführt werden können.

Bei der Betrachtung der nachfolgend dargestellten (Engpass-)Fälle ist zu unterscheiden bezüglich eines Überschreitens

- der reservierten = vertraglich gegen Entgelt gebuchten Kapazität (derzeit bei Transitleitungen der Fall) bzw. der zugeordneten Kapazität und
- der physischen Kapazität.

Die Differenzierung erfolgt deswegen, da unterschiedliche Situationen für die oben definierten Engpässe verantwortlich und damit auch unterschiedliche „Rezepte“ zu deren Beseitigung bzw. zu deren Nichteintreffen erforderlich sind. Dabei kann es sich um Anpassungen/Änderungen des Regimes mit Prioritätsregeln, unterbrechbaren Transporten, Sekundärmarkt, Eingriffsrechten, etc. ebenso wie um „echte“ Kapazitätserweiterungen über den Zukauf von Kapazitäten im Transitrohr (Ausweitung des „Inlandsrohrs“) und Investitionen handeln.

3.3.1 Reservierte und zugeordnete Kapazität (“vertraglicher Engpass“)

Fall 1: Engpassfall Trollgas Oberkappel – Rainbach

²⁰ Siehe z.B. Feasibility Studie Südschiene sowie „vertiefende Untersuchung Bereich Oberösterreich Speichertransporte“ bis Juni 2006.

1996 wurden Trollogasverträge mit Transportbeginn Ende 2005 abgeschlossen, für die versäumt wurde entsprechende Kapazitätszuordnungen im Zuge der Erstzuordnung per 30.9.2002 vorzunehmen. AGGM steht nun vor der Aufgabe Kapazitäten einzuplanen, denen keine Zuordnungen gegenüberstehen und hat deswegen für die anstehenden Transporte

- im Rahmen der LFP 2005/Projekt 2005/3 den Ankauf zusätzlicher Kapazität im Ausmaß von bis zu 80.000 Nm³/h beantragt sowie
- die Bestätigung beantragt, diese Transporte mangels einer bestehenden Zuordnung nur „nach Können und Vermögen“ durchzuführen.

Betrachtet man die Auslastungssituation Oberkappel, ist festzustellen, dass

- die nicht zugeordnete (freie) Kapazität Oberkappel über der beantragten Kapazität von 80.000 Nm³/h liegt²¹ und
- darüber hinaus die Ausnützung der zugeordneten Kapazitäten in Oberkappel geringer als 100% ist und damit zusätzlich nutzbare und durch den RZF auch genutzte Kapazitäten zeigt.

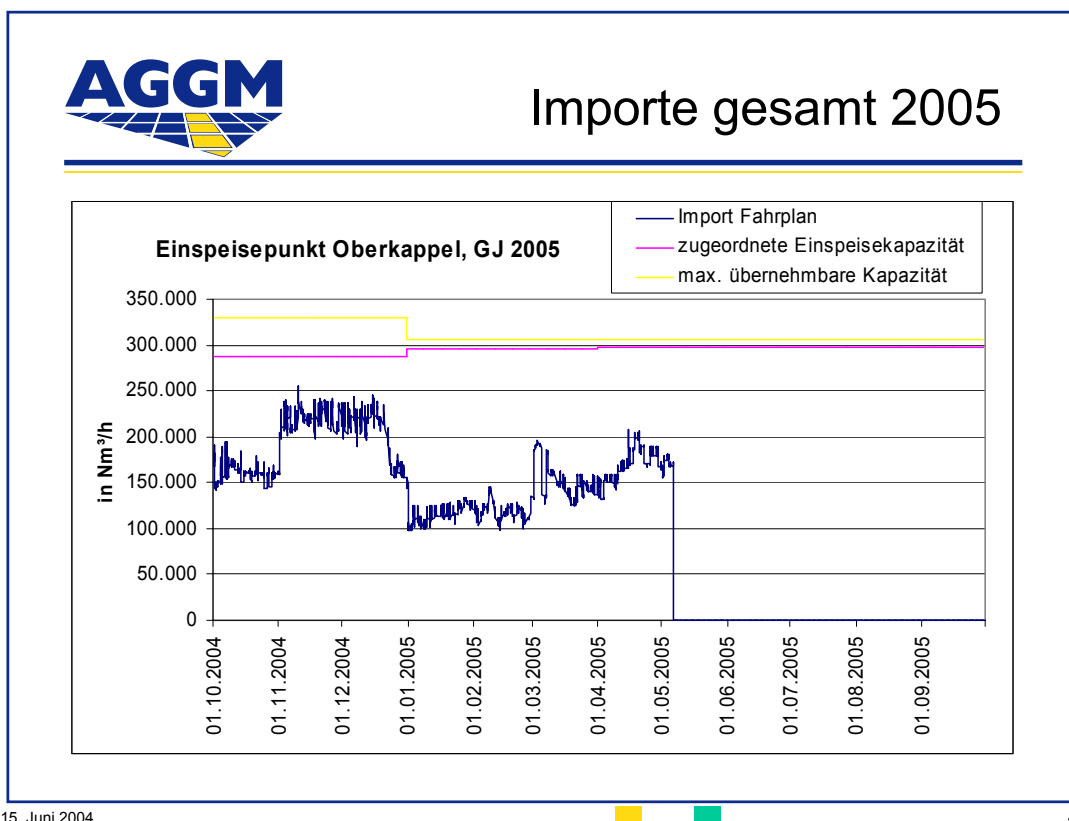


Abbildung 4: Situation per 1.5.2005; per 1.10.2005 wurde per Antrag die max. übernehmbare Kapazität auf 380.000 Nm³/h angehoben

²¹ Siehe Web Page AGGM: Situation Oberkappel und Auslastung Oberkappel.

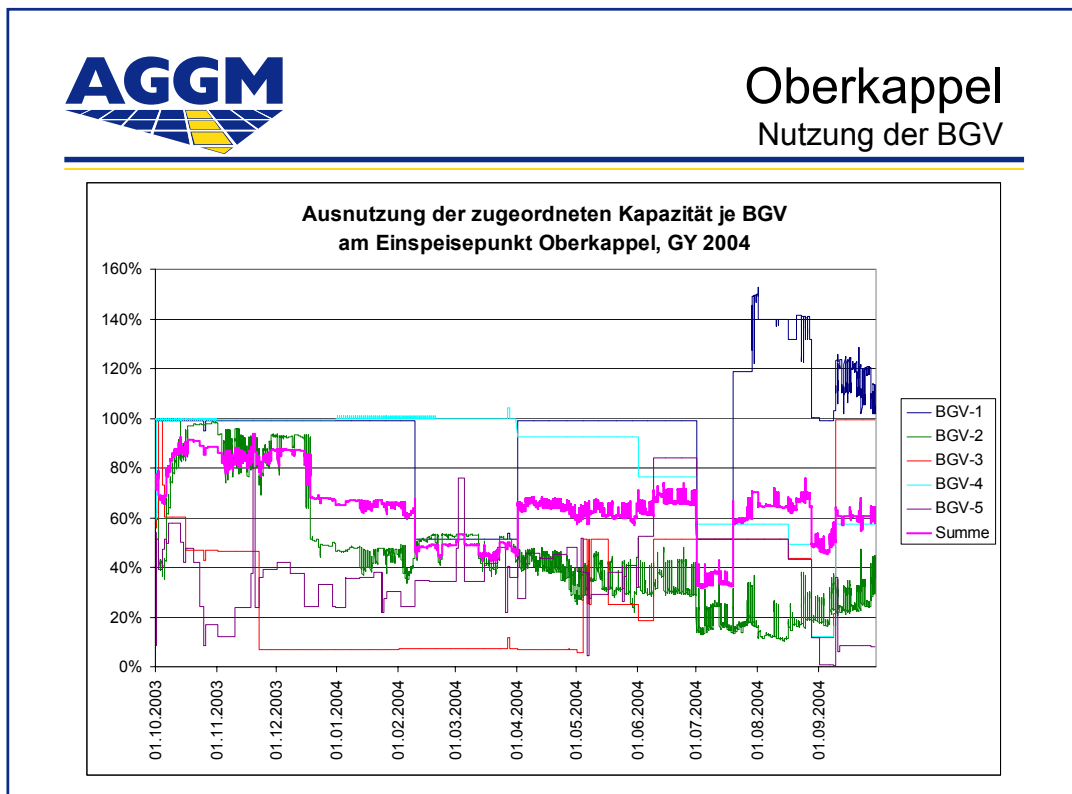


Abbildung 5: Ausnutzung der zugeordneten Kapazität ist geringer als 100%

Obiges Beispiel zeigt den Fall einer bei vorhandener physischer Kapazität beantragten Rückstufung der Transportzusicherung aufgrund (vertraglicher) Zuordnungsbarrieren.

Fall 2: Situation Baumgarten

Bezüglich der reservierten/zugeordneten Kapazitäten ergibt sich die Situation am Entry-Punkt Baumgarten wie folgt²²:

²² Quelle AGGM, Bericht vom 12.9.2005

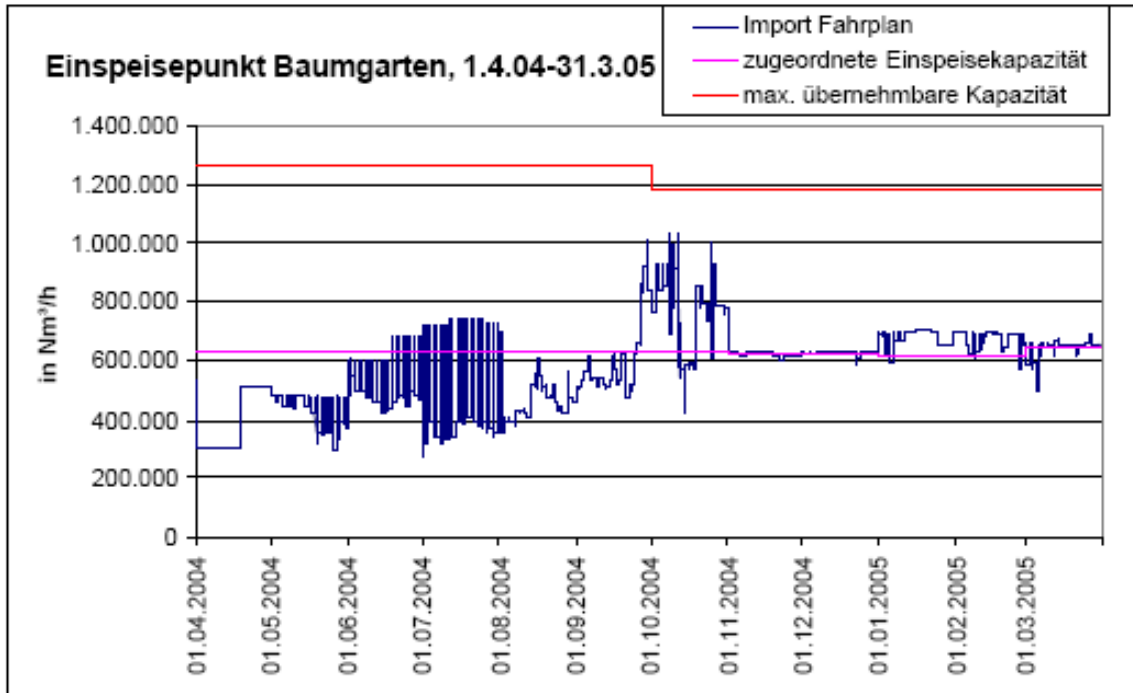


Abbildung 6: Auslastung Baumgarten

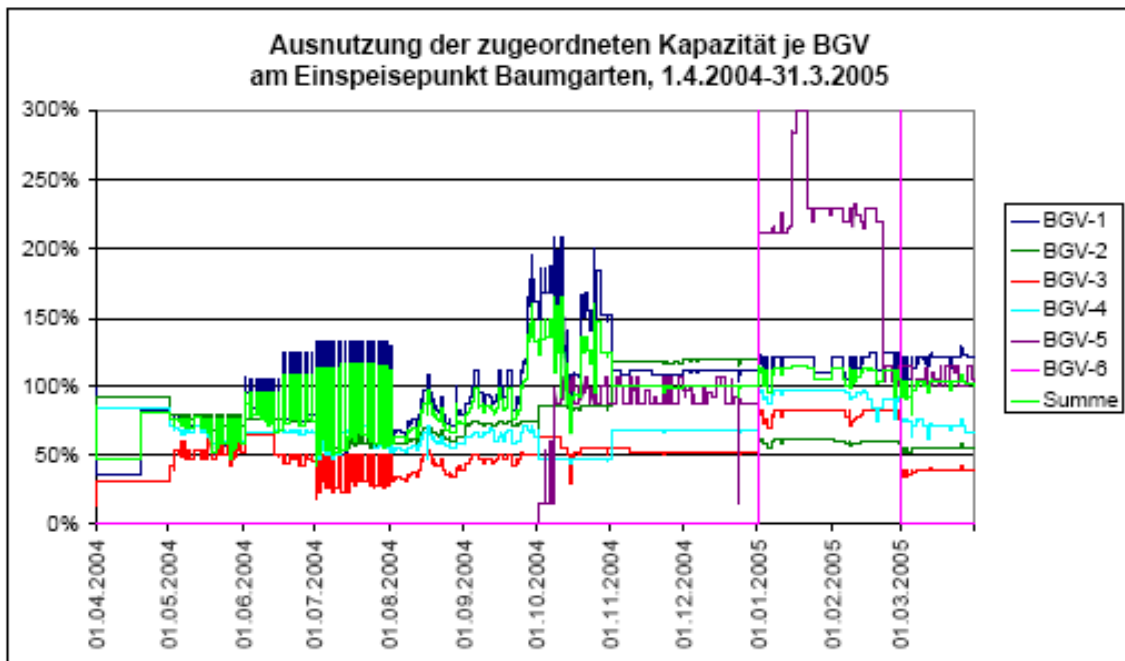


Abbildung 7: Ausnutzung der zugeordneten Kapazität Baumgarten

Anders als im Fall Oberkappel (siehe oben) ist zwar die zugeordnete Kapazität weitgehend ausgelastet; es besteht jedoch ein bedeutender Abstand gegenüber der durch die maximal übernehmbare Kapazität gegebenen Grenze, die erst die physische Barriere bzw. den Engpass definiert. Die Auswirkung eines Über-

schreitens der zugeordneten Kapazität ist in diesen Fällen vertraglich/finanziell zu regeln, hat aber offensichtlich keine Konsequenzen in Richtung Transporteinkürzungen oder Netzzugangsverweigerungen.

Fall 3: Vertragliche Kapazitätslimitierung aufgrund Rohr – in – Rohr Prinzip

Wie auch dem nachfolgend beschriebenen (physischen) Engpassfall 4 zu entnehmen, kann sich ein nachhaltiger vertraglicher Engpass dadurch einstellen, dass in einer Transitleitung distanzabhängig eine definierte Kapazität für den Inlandstransport („Inlandsrohr“) per Kapazitätsvertrag reserviert ist, aber der komplementäre, weitaus größere Anteil durch Kapazitätsverträge mit einem nicht dem GWG unterliegenden Nutzer der Verwaltung des RZF entzogen ist.

Grundsätzlich handelt es sich hier um den einzigen „echten“ vertraglichen Engpass, der, ähnlich einem physischen Engpass, zu einer absoluten Begrenzung des Transports führen kann. Diese in Bezug auf Kapazität definierte vertragliche Grenze stellt dabei insoweit eine härtere Bedingung dar, als kapazitätswirksame Instrumente wie Druckführung durch Steuerung von Übernahme- bzw. -gabedruck an den Regelzonen Grenzen durch den RZF nicht mehr möglich sind.

Der bisher verwendete Lösungsansatz sieht lediglich einen im Auftrag des RZF per Auktion erfolgenden Zukauf von Kapazität vor, wie es auch beim nachfolgend beschriebenen Engpass der Fall war.

Als Risiken ergeben sich aus der derzeitigen Situation:

- Die Möglichkeit einer Netzzugangsverweigerung aus vertraglichen Gründen auch wenn im komplementären Transitrohr genügend Kapazität vorhanden wäre.
- Die Unsicherheit zusätzliche Kapazität im Auktionierungsweg ersteigern zu müssen.
- Der Zeitbedarf, der kurzfristigen Netzsteuerungsmaßnahmen entgegensteht.
- Unter der berechtigten Annahme, dass der sich aus österreichischen Engpasssituationen ergebende zusätzliche Kapazitätsbedarf im Vergleich zur Transitzkapazität klein ist, sollte eine Flexibilisierung des derzeit fixen Verhältnisses von Inlandsrohr zu Transitrohr²³ angestrebt werden, die derzeit allerdings weder im bestehenden GWG noch in den Transitverträgen abgedeckt ist. Ist beispielsweise die Verwertung nicht genutzter Kapazitäten im Transit an die Kapazitätsnachfrager nicht ausreichend umgesetzt, führt dies zu einer ineffizienten Kapazitätsallokation der vorhandenen Infrastruktur, die sowohl vom Inland als auch vom Transit genutzt wird.

²³ Die entsprechenden Verträge liegen den Gutachtern nicht vor, weswegen deren Beurteilung hinsichtlich allenfalls nutzbarer Flexibilitäten nicht möglich ist.

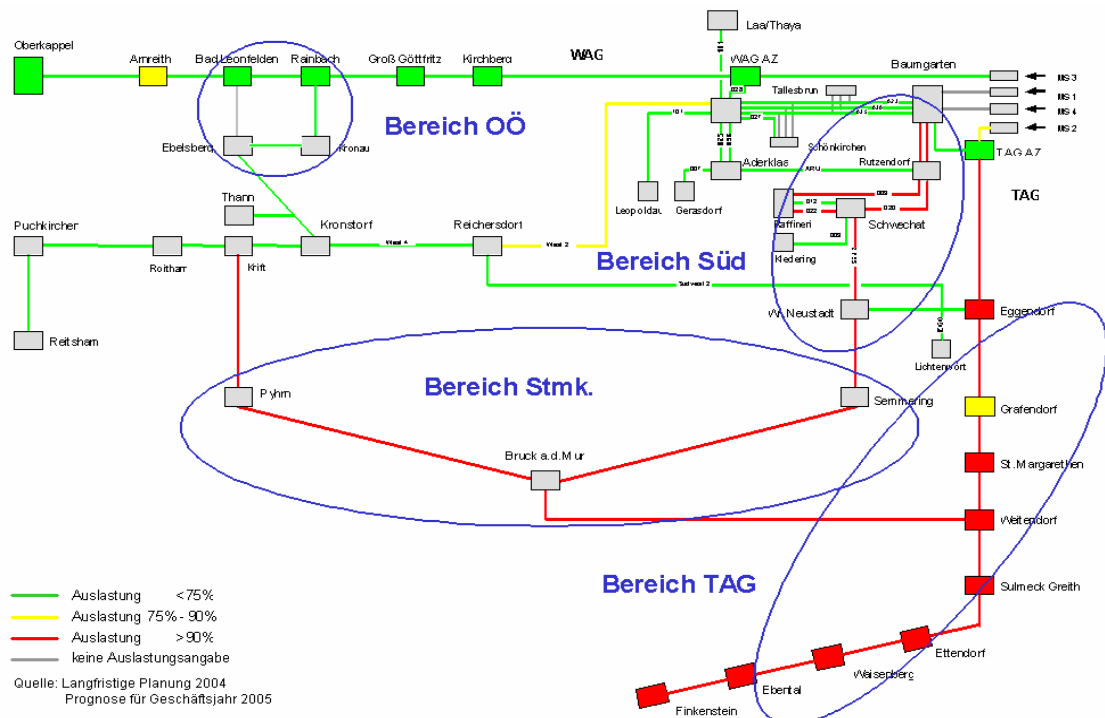
Damit müssen verständlicherweise entsprechende, an Bedingungen gebundene Ermächtigungen des RZF einhergehen, die teils auch bereits unter Berücksichtigung der Verordnung betreffend dem Zugang zu Erdgasfernleitungen, zu gestalten sind. Ziel könnte somit sein, die Übertragung der Steuerung des Transitrohrs an den RZF unter Aufrechterhaltung sämtlicher für den Transit erforderlicher Transportbedingungen, vergleichbar mit der Steuerung des nicht in seinem Besitz stehenden österreichischen Fernleitungsnetzes.

3.3.2 Physische Kapazitätsengpässe

Wie oben ausgeführt stellt die Möglichkeit des Entstehens eines physischen Engpasses das eigentliche Risiko bzw. die Ursache für Netzzugangsverweigerungen oder Transporteinkürzungen dar. Aus diesem Grund war das Vorhandensein physischer Engpässe zu untersuchen²⁴.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass mehrfach Engpasssituationen mit einer jeweils örtlichen Auslastung knapp unter 100% eingetreten sind. Das Überschreiten von 100% hätte Einkürzungen von Fixzusagen sowie Netzzugangsverweigerungen für Neuzutritte, nach sich gezogen.

Engpasszonen



²⁴ Quellen: LFP's 2004 und 2005, Engpassbericht der AGGM, Gespräche mit AGGM und LIWACOM.

Abbildung 8: Engpasszonen gemäß LFP 2005, Quelle AGGM

Physische Engpässe sind innerhalb des Netzes aufgetreten (Bereich TAG, Bereich Steiermark, Bereich Niederösterreich Süd) und nicht an den Entry-Punkten Baumgarten oder Oberkappel, wie auch aus dem im Anhang enthaltenen Bericht der AGGM sowie den im Internet veröffentlichten Auslastungen²⁵ ersichtlich ist.

Vergleicht man die Aussagen/ Abbildungen zwischen LFP 2004 und LFP 2005 stellt man fest, dass die Auslastungen an den TAG-AZ Ettendorf und Grafendorf in Richtung Engpassgefährdung ansteigen und bestätigen den Trend, dass die Prognosen der Verteilunternehmen zu vorsichtig waren.

Zu 3 ausgewählten Engpassfällen des Gasjahrs 2005 wurde seitens der AGGM auf Ersuchen der Gutachter ein Bericht mit entsprechenden Lastgang- und Druckdiagrammen erstellt²⁶, dessen Ergebnisse nachfolgend zusammengefasst und durch zusätzliche Überprüfungen ergänzt sind:

²⁵ Siehe Home Page AGGM.

²⁶ AGGM: „Kapazitätsengpässe in der RZ“, Wien, 25. 5. 2005.

Fall 4: Engpassbereich Netz der StGW mit dem Engpasspunkt Donawitz

Situation: Am 8.02.2005 zwischen 10:00 und 11:00 Uhr war die Kapazität zur Belieferung des Netzes der Zentralsteiermark zu 98% ausgelastet. Darüber hinaus kam es mehrmals zu Verletzungen der Druckanforderungen in der Region Donawitz (Gasturbine) und im südlichen Niederösterreich. Aufgrund der kurzen Dauer der Verbrauchsspitzen konnten die Engpasssituationen mit Line Pack bewältigt werden.

Nm3/h	Techn. Kapazität (Messkapazität)	vertragl. Kapazität	aktuell max. Kapazität	IST - Kapazität	Auslastung
Semmering	87.000 (67 bar)	-	74000 1)	74000	
Pyhrn	63000	-		58000	
Weitendorf	160000	123109		123000	
Summe Netz (Max. vs. IST)		260109		255000	98,04%

1) ... Aktueller Maximalwert aufgrund Netzzustandes - Regler in Sättigung

Der Engpass hat aus 3 Komponenten bestanden:

- Weitendorf: die mit der TAG vereinbarte Exit-Kapazität war voll ausgeschöpft und nicht steigerbar. Auch die Leitung Weitendorf – Bruck ist über ihrer Nennkapazität belastet und kann den Bedarf nur bei entsprechend hohem Druck in der TAG decken. Die notwendigerweise verwendete Vorgehensweise, an Versteigerungen kurzfristiger Kapazität teilzunehmen, schafft nicht die notwendige Sicherheit insbesondere auch für die unbefristeten Netzzugangsanträge neuer (Groß-)Verbraucher. Aus diesen Gründen wurde ein Großprojekt zur nachhaltigen Sanierung der Engpasssituation TAG in Angriff genommen, das ebenso die Situation Weitendorf – allerdings erst mit Wirkung 2009 – bereinigen wird.
- Semmering: diese Leitung wird ebenfalls bei entsprechend hohem Bedarf in der Steiermark an ihrer Leistungsgrenze betrieben, wofür teils vorsorglich das mögliche Linepack vorausschauend aufzubauen ist, was nicht als nachhaltige stabile Netzsituation gewertet werden kann. Im gegenständlichen Fall war der Regler bereits in Sättigung.
- Phyrnleitung: diese Leitung muss ebenfalls an ihrer Grenze betrieben werden, weswegen ein entsprechendes Projekt zur Erhöhung der Einspeisemenge in die Steiermark verabschiedet ist und 2006 umgesetzt sein wird.

Fall 5: Engpassbereich im Netz der OÖFG mit den Leitungen Rainbach – Kronstorf – Ebelsberg

Verursacht durch das Zusammentreffen von Speicherbefüllungen und witterungsbedingtem Verbrauch (02.10.2004: 03:00 – 04:00 – Engpasspunkt Ebelsberg)

Nm3/h	Techn. Kapazität (Messkapazität)	vertragl. Kapazität	aktuell max. Kapazität	IST - Kapazität	Auslastung
Rainbach Kronstorf:		-	192.000 1) 266.000	192.000 236.000	
Summe Netz (Max. vs. IST)		458.000		428.000	93,45%

1) ... Aktueller Maximalwert aufgrund Netzzustandes - Regler in Sättigung

Der Nachweis bezüglich des Verursachers des Engpasses ist komplex, da über den Knoten Kronstorf die gesamte Abgabekonfiguration des Netzes (vom WAG AZ über die NÖ-West mit ihren Verbrauchern [u.a. ein Kraftwerk], von Baumgarten, vom TAG AZ, von Reitsham/Puchkirchen nach Thann) zu berücksichtigen ist. Herausgestellt hat sich jedenfalls, dass durch die Inbetriebnahme der Leitung Bad Leonfelden – Linz im Winterbetrieb keine Engpasssituation erkennbar ist, aber der Sommerbetrieb zu einer nachhaltigen Engpasssituation führt.

Als Engpassnachweis der Sache nach soll deswegen (1) der zeitverschobene Druckabfall des Netzes in Ebelsberg sowie (2) die seitens EconGas festgestellte Kritik der mehrfachen, wochenlangen und signifikanten Einkürzung²⁷ ihrer Speicherlieferungen herangezogen werden.

(1) Siehe Abbildung 9.

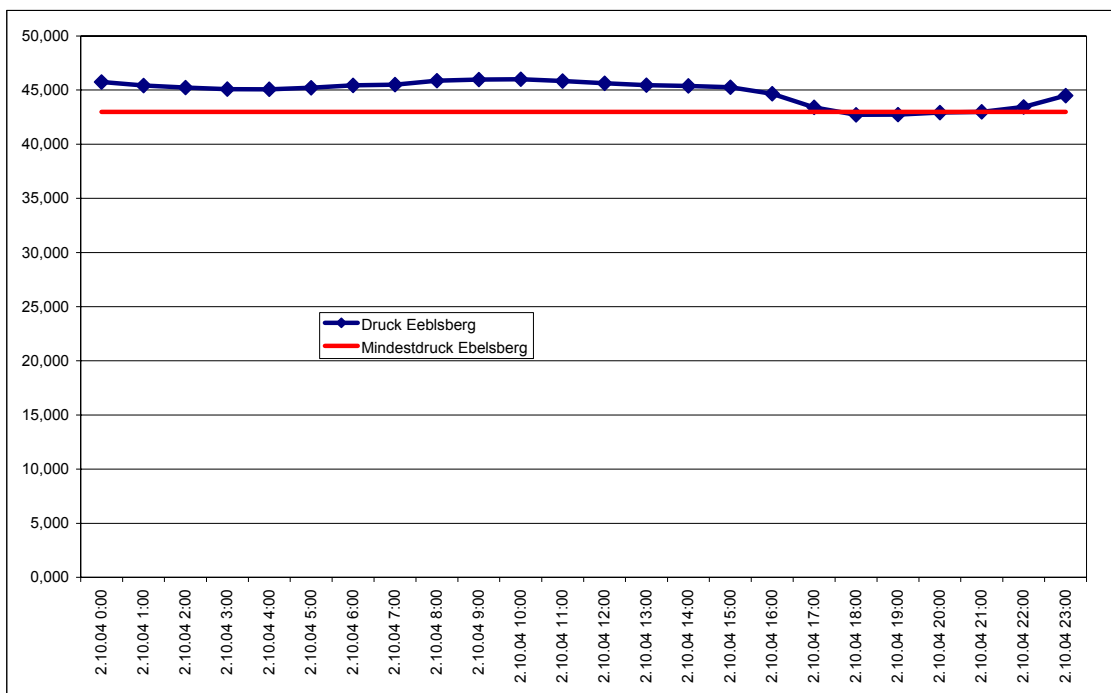


Abbildung 9: Drucksituation Ebelsberg 2.10.2004

²⁷ Siehe Anhang 10.1.

(2) EconGas:

„Im Sommer ergibt sich das Problem einer oft problematischen Einspeicherung von später benötigten Gasmengen. So wurden des öfteren die von Econgass angemeldeten Speicherfahrpläne wochenlang bis auf 50% eingekürzt bzw. ausgesetzt und man kam in die Gefahr, die notwendigen Einspeicherungen zu Zeiten nachholen zu müssen, wenn man über keine Entry-Kapazitäten mehr verfügte. Trotz regulatorischer Unvollständigkeit funktioniert das System jedoch „aufgrund einer normativen Kraft des Faktischen“ gut. „Bei Befolgung aller Regelungen hätten wir in den letzten 2 Jahren unsere Speicher nicht befüllen können“.

Der Einfluss der individuellen und oben als komplex zitierten Netzsituation – insbesondere bei den großen Transitleitungen – ist ersichtlich aus dem

Fall 6: Höherer Durchsatz als im Engpassfall im Engpassbereich im Netz der OÖFG mit den Leitungen Rainbach – Kronstorf – Ebelsberg

Dieser zeigt die Möglichkeit der Durchführbarkeit auch von größeren Transporten (z.B. am 09.10.2004; 10:00 – 11:00, 473.000 Nm³/h), wenn günstige Bedingungen auf der WAG herrschen (höherer Druck). Der Transport dieser Kapazität wäre zu den Druckbedingungen des Falles 2 nicht möglich gewesen.

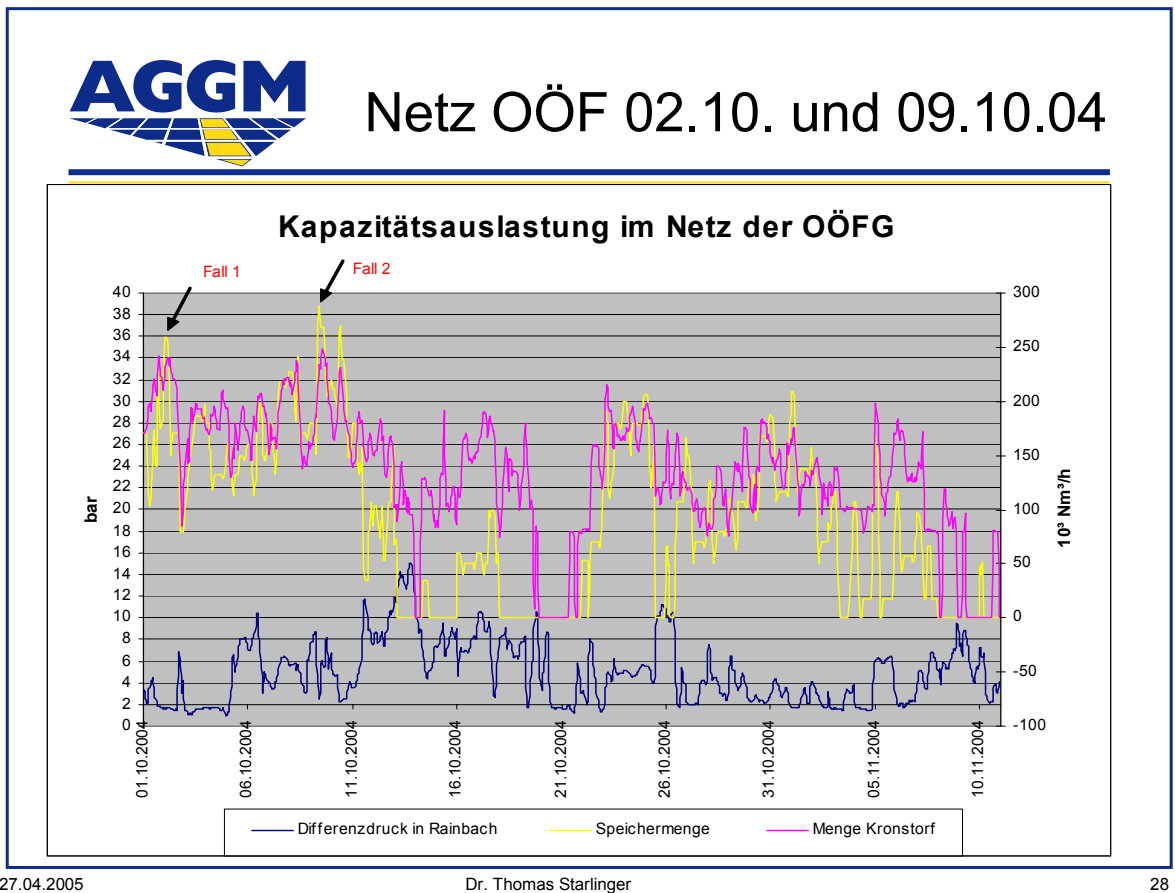


Abbildung 10: Kapazitäts- und Druckverlauf bei den Fällen 4 und 5; höherer Durchsatz als im Engpassfall

An diesen beiden Fällen zeigen sich Grenzen einer Voraus-Planung als absolutes Werkzeug für Netzzugangsverweigerungen. Momentane und nicht vorhersehbare Drucksituationen auf den großen Leitungen beeinflussen wesentlich die Transportkapazitäten innerhalb des Netzes. Das heißt auch bei einer wesentlich verbesserten Planungsbasis wird der Regelzonenführer Eingriffe vornehmen müssen und dafür das notwendige Instrumentarium und die notwendige Gestaltungsfreiheit benötigen.

Geht man vom Vollversorgungsauftrag nach GWG aus, bedeutet das, dass auch bei einmaligem und kurzzeitigem Durchbrechen der Kapazitätsgrenze der Vollversorgungsauftrag nicht mehr erfüllt ist und Zusatzregelungen hinsichtlich einer Kapazitätsverwaltung im Engpassfall in Kraft treten müssen (z.B. Prioritätenregelung²⁸, aliquote Einkürzungsrechte seitens des RZF, unterbrechbare Verträge, etc.); der Nachweis eines einmaligen Erreichens der Kapazitätsgrenzen reicht also aus, um einen entsprechenden Regelungs- bzw. Beseitigungsbedarf auszulösen.

²⁸ Siehe 5.1.3.1 – Anwendung von Prioritäten im Engpassfall

Die Behandlung dieser physischen Engpässe alleine durch Maßnahmen bzw. Steuerungen an den Entry-Punkten Baumgarten und Oberkappel ist einerseits auf Grund der dort aktuell nachgewiesenen, vorhandenen physischen Kapazitätssituation²⁹ nicht relevant und andererseits zu kurz gegriffen, da wesentliche regelzonen-interne Gasflüsse³⁰ zusätzlich zu berücksichtigen bzw. für die Engpasssituationen maßgeblich sind. Daraus leitet sich auch eine Evaluierung eines kontinuierlichen Zukaufs von Kapazitäten an den Transitleitungen vs. Einmal-Investitionen in Gasflussoptimierungsmaßnahmen in der Regelzone ab.

3.3.3 Zusammenfassung Engpässe

Festzustellen ist:

- Es wurde im Rahmen der LFP insoferne ein „vertraglicher“ Engpass diagnostiziert – **Fall 1** –, als der Regelzonenführer trotz vorhandener physischer Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel für ab 1.10.2005 zu transportierende Troll-Gasmengen Transportkapazitäten nur „nach Können und Vermögen“ zuzusichern beabsichtigte, da für diese keine Kapazitätszuordnung im Rahmen der Erstzuordnungen per 30.9.2002 getroffen waren. Dies wurde seitens der ECK abgelehnt, da allenfalls unter ToP abgeschlossene Bezugsverpflichtungen den relativierten Transportzusicherungen der AGGM (nur „nach Können und Vermögen“) gegenübergestanden wären. Daraus leitet sich ab:
 - Das Erfordernis einer abgesicherten Beziehung zwischen Lieferung und Transportkapazität. Einem Bezugsvertrag muss ein angepasster Transportvertrag gegenüberstehen, was die Konvertierung der Planung in einforderbare Beziehungen notwendig macht.
 - Die Erfordernis der Überarbeitung der Erstzuordnungen
 - Die notwendige Fähigkeit bzw. auch Verpflichtung des RZF, ebenso über bestehende (hier: nicht bestehende) Zuordnungen hinweg – unter Befolgung von noch zu definierenden Regeln – Kapazitätseingriffe vornehmen zu können. Es ist allerdings davon auszugehen, dass trotz der Etablierung einer Vielzahl von Regeln ein Rest von nicht reglementiertem Gestaltungsbedarf dem RZF bleiben wird.
- Es bestehen physische Engpässe, die
 - im Falle des versorgungsmäßig endkundenorientierten Engpassbereiches Steiermark plus TAG (Fall 4 - keine gaswirtschaftlichen Transporte) mit der bestehenden Datenlandschaft sowie dem bestehenden Kapazitätsallokations- und Tarifsystem gut beschrieben werden können. Die Beurteilung hinsichtlich der Anschlussmöglichkeit neuer Kunden sowie

²⁹ Abbildung 1 zeigt, dass insbesondere für das Gasjahr 2005 ein ausreichender Kapazitätspolster am Entry Oberkappel existiert.

³⁰ Siehe obige Feststellung, dass lediglich 15% der Netzanschlüsse sowie 1/3 der Einspeisekapazitäten erfasst sind.

die Definition von erforderlichen Maßnahmen im Rahmen der LFP ist dadurch gegeben.

- im Falle des Engpassbereiches Oberösterreich (Fall 5/ 6) lediglich im Sommer- bzw. Übergangsbetrieb durch die notwendigen hohen Einspeicherungen³¹ sowie die gleichzeitigen Transporte für eine Kraftwerksversorgung verursacht waren. Grundsätzlich handelt es sich damit um ein Prioritätsproblem, für das allerdings eine vorausschauende Planung aufgrund der dadurch erreichten Vorlaufzeiten Reaktions- bzw. Anpassungsmöglichkeiten für die Beteiligten schafft. Die Botschaft dieser Engpasssituation ist damit
 - Schaffung einer Planungsbasis durch die Verpflichtung zur Benennung verbindlicher Daten
 - Schaffung von Prioritätsregeln³² unter Wahrung von Endkundeninteressen und
 - Bewahrung der notwendigen Flexibilität aufgrund des kurzfristiger werdenden Gasgeschäftes³³.

³¹ Abschätzung AGGM: von der installierten Einspeicherleistung von 375.000 Nm³/h konnten aufgrund des Kraftwerkbetriebs nur 220.000 Nm³/h genutzt werden.

³² Siehe Anhang 10.5 - Prioritätsregeln

³³ Siehe Aussagen LFP 2005, S. 43 und Studie „Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft“, September 2005.

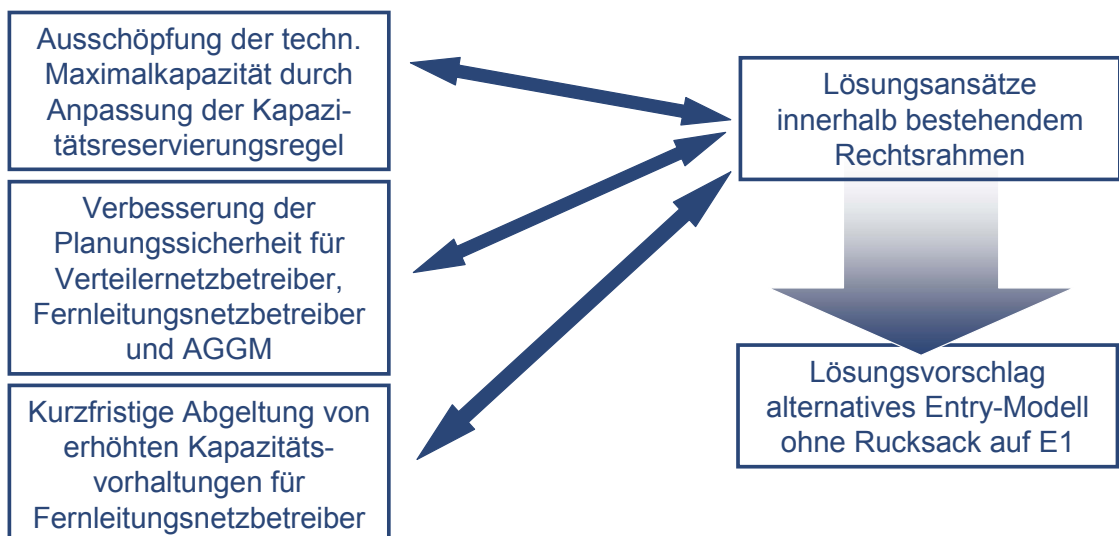
4 Identifikation der Problemstellungen

In den vorhergehenden Analysen wurden eine Reihe von Unzulänglichkeiten und Verbesserungswünschen der Marktteilnehmer identifiziert. Mit Ausnahme des Vorschlags der AGGM handelt es sich um Einzelschlüsse, die auf die durch die Vernetzung der Maßnahmen entstehende Komplexität keine Rücksicht nehmen.

Dies wird auch den von der ECG eingebrachten Verbesserungsvorschlägen und –ansätzen (z.B. REVO) immer wieder entgegengehalten, dass es sich jeweils um Einzellösungen mit nicht beachteten Nebenwirkungen handeln würde und diese nicht in der Lage wären die anstehende Probleme einer gesamtheitlichen Verbesserung zuzuführen und damit eine solche auch behindern würden.

Aus diesem Grund wird nachfolgend eine Strukturierung der Analyseergebnisse insbesondere hinsichtlich ihrer Ziele und Ursachen vorgenommen, damit vorgeschlagene Verbesserungsansätze beurteilt werden können.

Identifikation der Problemstellungen



4.1 Ausschöpfung der technisch verfügbaren Kapazität durch Optimierung der Kapazitätsnutzung

Aufgabe des RZF ist die maximale Transportleistung aus einem Netz (= „seine“ Planungseinheit) „herauszuholen“, das

- über definierte Abgabeverpflichtungen an die Verteilnetze,
- über entsprechende Gas-Aufbringungen seitens der Händler
 - an den Import-Entry-Punkten (=Aufbringung 1) und an den Speicher-Entry-Punkten (=Aufbringung 2) in die Regelzone sowie
 - aus der Inlandsproduktion (=Aufbringung 3) verfügt.

Die Primäraufgabe ist damit, dem RZF die Grundlagen für die Durchführung einer belastbaren Planung zur Verfügung zu stellen; ein Systemwechsel stellt eine der möglichen Lösungen dafür dar.

Um den RZF mit den dafür erforderlichen Fähigkeiten auszustatten, ist er in die Lage zu versetzen, das Fernleitungsnetz nicht nur – wie bisher – von der Abgabeseite her, sondern es ebenso von der Aufbringungsseite her zu beplanen und zu verwalten. Betrachtet man die derzeitige Situation, so stehen dem RZF jedoch lediglich Daten der Abgabenseite, und auch diese nur in einem Ausmaß von in etwa 25% der zu verplanenden Kapazität an teils nicht zutreffenden Import-Entry-Punkten zur Verfügung.

Die Verknüpfung von Aufbringung und Abgabe als technische Beschreibung des idealisierten Gassees für das gesamte Fernleitungsnetz fehlt; es besteht somit für den RZF ein substantielles Datenmanko für die Beplanung des Netzes.

Fasst man zusammen, ergeben sich für die Kapazitätsvergabe an der bestehenden Infrastruktur die 2 miteinander verbundenen Aufgaben

- Prognose (Planung) des künftigen IST, um verbindliche, zu Transport- und Lieferverträgen führende Aussagen treffen zu können und als theoretische Grundlage für die Gestaltung des Kapazitätsregimes zur Verfügung zu haben ⇒ **Problemstellung 1: Umfang und Qualität der Daten** und
- Verbesserung des bestehenden Regimes, mit dem Ziel, durch Überreservierungen und Fehlzuordnungen entstehende Blockaden nicht genutzter Kapazitäten zu vermeiden. Dieses hat einerseits über Regeln die für eine belastbare Planung erforderliche Datenverfügbarkeit und –qualität gemäß der Aufgabe 1 sicherzustellen und andererseits ebenfalls über Regeln sicherzustellen, dass die der Planung zugrunde liegenden Überlegungen sowie deren Ergebnisse auch umgesetzt werden (können). Der entscheidende Pa-

parameter bei beiden Problemstellungen ist jeweils die Kapazität³⁴ ⇒ **Problemstellung 2: Konvertierung in konkrete Verbesserungsansätze.**

Um einen belastbaren Planungsprozess für die täglichen Kapazitätsaussagen des RZF zu erreichen, ist die Sicherstellung einer Reihe von Randbedingungen vor allem bezüglich Datenumfang und –verlässlichkeit, Missbrauchsvermeidung, Prioritäten zur Wettbewerbssicherung, Investitionsabsicherungen, etc. notwendig, die letztlich die Gestaltungskriterien für das gemäß Problemstellung 2 festzulegende Regime sind. Der Planungsansatz gibt damit, je nach beabsichtigtem Ergebnis, die mehr oder weniger umfangreich und bindend zu gestaltenden Bedingungen für das zu verbessernde Regime vor.

Für die Gestaltung dieser Bedingungen sind im Kapitel „Problemstellung 2“ eine Reihe von Unzulänglichkeiten des bestehenden Systems beschrieben, die in der Folge zu den einzelnen Verbesserungsansätzen führen.

4.1.1 Problemstellung 1 – Vollständigkeit und Qualität der Planung

Unter der nachfolgend behandelten Planung ist jene zu verstehen, die die Grundlage für die vom RZF zu treffenden aktuellen Netzzugangs- und Kapazitätsaussagen darstellt. Sie betrifft damit die seitens AGGM zu treffenden Kapazitätsaussagen auf Basis der bestehenden Netzinfrastruktur bezüglich Transportanfragen, Kapazitätssicherungen ebenso wie Netzzugangsverweigerungen.

Sie betrifft nicht die im Rahmen der Langfristigen Planung zu beantwortenden Fragen hinsichtlich notwendiger, durch Investitionen vorzunehmender Kapazitätsausweitungen mit einem entsprechenden Zeithorizont aufgrund der benötigten Genehmigungsfristen und Bauzeiten. Es werden dafür auch andere Szenarien herangezogen werden.

Die für aktuelle Transportanfragen maßgebliche Vorausberechnung verwendet das ebenso für die Langfristplanung von AGGM eingesetzte Netzmodell im Rahmen eines „permanenten Planungsprozesses“. Der Kapazitätsbedarf an jeder Stelle des Netzes wird dabei bestimmt aus der Höhe und dem Ort des Verbrauchs, nimmt Bezugsszenarien an, stellt diese allen Einspeisepunkten mit ihren maximalen und minimalen Leistungsfähigkeiten gegenüber und errechnet daraus Gasströme. Diese werden der Leistungsfähigkeit von Netzabschnitten unter verschiedenen Szenarien gegenübergestellt, woraus sich allfällige Engpässe bzw. Maßnahmen ableiten lassen.

Nicht beinhaltet im derzeitigen Planungsprozedere sind vorläufig außerhalb von zugeordneten Kapazitäten erfolgende so genannte „Sonstige Transporte“³⁵ (Transporte zwischen Ein- und /oder Ausspeisepunkten in und/oder aus der Regelzone sowie Einspeise- bzw. Entnahmepunkten in oder aus Speicheran-

³⁴ Die OÖFG verwendet in ihrer Stellungnahme vom 21. 9. 2005 den hier relevanten Begriff „Kapazitätsdisziplin“ als die erste von zwei Schlüsseleigenschaften eines Verbesserungsansatzes.

³⁵ Früher „Gaswirtschaftliche Transporte“, insbesondere zur Speicherbewirtschaftung

lagen in der Regelzone, soweit sie nicht unmittelbar der Versorgung der Endverbraucher dienen) unter Berücksichtigung einer Prioritätsregel gemäß Anhang 10.5 die von AGGM in Zeiten freier Transportkapazitäten gelegt werden. Änderungen in den Verbrauchsmustern haben aber gerade dazu geführt, dass im Sommer bislang zur Speicherbefüllung genutzte Leitungen zur prioritären Versorgung eines aus Strombedarfsgründen in Betrieb genommenen Kraftwerks verwendet wurden und die bisher üblichen Sommer-Speicherbefüllungen nur mehr begrenzt durchgeführt werden konnten.

Eine hinsichtlich aktueller Kapazitätsbeurteilungen belastbare Planung setzt voraus:

- (1) Umfang und Verfügbarkeit der benötigten Daten
- (2) Genauigkeit/ Verlässlichkeit der beigebrachten Daten.

Ad. (1): Umfang und Verfügbarkeit der Daten

- Wie auch in der LFP 2005 festgestellt³⁶, sind für eine belastbare Planung verbindliche Daten über alle Ein- und Ausspeisepunkte samt jahreszeitlicher Struktur erforderlich. Pauschale Kapazitätserstzuordnungen werden deswegen ebenso in aktuelle Einspeisebedarfe aufzulösen sein wie dies im Fall einer entgeltlichen Entry-Punkt Reservierung der Fall wäre.
- Die notwendigen Ausspeiseinformationen aus den Fernleitungen liegen vor.
- Für die benötigten Einspeiseinformationen fehlen jedoch, wie angemerkt, die verbindlichen Daten. Dieses Manko ist auf das Fehlen eines geregelten Verhältnisses zwischen den in die Regelzone Einspeisenden und der kapazitätsverwaltenden AGGM zurückzuführen. Die derzeit von AGGM getroffenen Aussagen bauen auf informellen Informationen seitens BGV/Versorger auf, sind teils von Sicherheitsdenken geprägt und entsprechen – laut AGGM – nicht im erforderlichen Ausmaß den tatsächlichen Transporten und erfüllen damit nicht die Voraussetzung für eine belastbare Planung.
 - Diese Daten ergeben sich aus den in Verhandlung befindlichen oder abgeschlossenen Eindeckungsverträgen der BGV/Versorger mit ihren Lieferanten bzw. ihren Speicherbetreibern. Damit ist davon auszugehen, dass diese Daten zur Verfügung stehen und es sicherzustellen ist, dass der RZF für seine Planungen Zugriff darauf hat.
 - Die Bekanntgabe von Daten aus Bezugsverträgen wird aus Wettbewerbsgründen unter Hinweis auf die Bekanntgabe von Geschäftsgeheimnissen teils als kritisch apostrophiert. Es sollte jedoch nach Ansicht der Gutachter möglich sein, ein den Bedürfnissen der AGGM entsprechendes Datenpaket aus den Bezugsverträgen zu isolieren und der AGGM – sowohl für den Fall von Vorab - Kapazitätsprüfungen als auch für Netzplanungen und Kapazitätsoptimierungen – verpflichtend für die

³⁶ Siehe auch Spezifikation des Datenbedarfs durch AGGM in der LFP 2005, Pkt 5.3.

BGV/Versorger zur Verfügung zu stellen. Diese Ansicht wurde im Rahmen eines Sondierungsgespräches auch von einem Händler geäußert.

Somit verbleibt als 2. Punkt die Sicherstellung der notwendigen Qualität und Verbindlichkeit der Daten.

Ad. (2) Qualität (Genauigkeit/ Verbindlichkeit /Belastbarkeit) der Daten

Dieser Punkt stellt die Verknüpfung zur Problemstellung 2 dar, da die hier beinhalteten Aufgaben durch die Gestaltung des Regimes – siehe Problemstellung 2 – zu bewältigen sind. Das zu gestaltende Regime dient dieser Aufgabe.

Der Ausgangspunkt für eine Überarbeitung des Regimes hinsichtlich der Frage nach der Qualität der Daten liegt sowohl für die Netzplanung, als auch in der Folge für die Gasflusssteuerung, bei der Definition der korrekten Kapazität. Nachdem die derzeitige Datenqualität nicht ausreicht sind Anpassungen am derzeitigen Regime zu treffen:

- Durch die Beistellung dieser Daten seitens der BGV/Versorger – und nicht wie bisher auf Basis einer Abschätzung durch den RZF³⁷, werden Datenverpflichtungen dorthin³⁸ verlegt, wo sie am besten erfüllt werden können.
- Für die Datenbeistellung gibt es 3 Alternativen mit teils unterschiedlicher Auswirkung auf die Datenqualität: (1) einfache Bekanntgabe weitgehend analog des derzeitigen Systems (2) Übermittlung von Basisdaten zB. aus Bezugsverträgen im Rahmen eines geregelten Verhältnisses BGV zu RZF (3) Commitment durch Leistung von Reservierungsentgelten (im Ausmaß der Fernleitungskosten) ebenfalls im Rahmen eines geregelten Verhältnisses BGV zu RZF.
- Vergleicht man die Datenqualität der letzten beiden Alternativen [(2) und (3)] ergibt sich:
 - *Übermittlung von Kapazitätsdaten z.B. aus Bezugsverträgen an AGGM (2)*: Diese Daten ergeben sich aus den in Verhandlung befindlichen oder abgeschlossenen Eindeckungsverträgen der BGV/Versorger mit ihren Lieferanten bzw. ihren Speicherbetreibern und sollten entsprechend ihrer Aktualität qualitativ hochstehend sein. Die Bekanntgabe dieser Daten kann analog zu einem Entry-Exit-Modell ebenfalls in Form von Kapazitätsverträgen zwischen AGGM und BGV/Versorger erfolgen.
 - *Commitment durch Leistung von Reservierungsentgelten (3)*: Grundsätzlich erfolgt die Reservierung von Entry-Punkt Kapazitäten für AGGM ohne Einsicht in Bezugsvereinbarungen, wodurch sich ein durch Sekundär-

³⁷ Auf Grund nur informeller Händlerdaten und fehlerhafter Entry-Daten wegen des „Rucksackprinzips“.

³⁸ Dieses Prinzip wird durch den später beschriebenen Ansatz weiterverfolgt, dass seitens dieser Händler/BGV nicht nur Daten beigestellt werden, sondern dass diese auch die entsprechenden geregelten Tarife der Fernleitungsebene zu entrichten haben. Damit wird ein zusätzliches Interesse an niedrigen Tarifen etabliert. Econgass vertritt aufgrund seines Marktanteils mehr als 2/3 der Fernleitungskosten

regeln³⁹ im IST abzufangender Spekulationsrahmen ergibt. Dieser wird von den Befürwortern des Entry–Exit-Modells unter Hinweis auf die betriebswirtschaftliche Logik als gering bezeichnet. Von Bezugsverträgen unabhängige Entry–Punkt-Reservierungen können damit ebenso zu Daten-/Planungsfehlern und entsprechendem Korrekturbedarf seitens AGGM führen.

- Vorsorgereservierungen: Möglichkeiten von Vorsorgereservierungen (zeitlich begrenzte Zusicherung von Kapazität während der Bezugsverhandlungen zwischen den Vertragspartnern BGV/Versorgern und AGGM) sind in beiden Fällen gegeben. Hier zeigt sich der Unterschied zwischen den auf geregelten Informationen aus Bezugsverträgen aufbauenden Kapazitätszuordnungen gemäß (2) und den von Bezugsverträgen unabhängigen entgeltlichen Entry–Punkt Reservierungen mit entsprechendem Kapazitätsrecht gemäß (3). Während (2) sich eher im Gestaltungsfreiraum des RZF bewegt, sind im Falle (3) aufgrund des entgeltlich erworbenen Kapazitätsrechts, der damit verbundenen finanziellen Relevanz und der Möglichkeit zu missbräuchlicher Nutzung umfangreiche Regeln zu entwickeln. Derzeit wird jedenfalls ein informelles Vorinformationsverfahren im Bedarfsfall verwendet.
- Jedenfalls sind von den diese Daten verantwortenden BGV/Versorger entsprechende Commitments⁴⁰ hinsichtlich deren Qualität und Einhaltung einzugehen bzw. von diesen auch einzufordern. Die Sanktionen für diese Commitments können von entgeltlosem Kapazitätsverlust bis Reservierungsentgelt reichen. Commitments bedeuten damit noch keinen Systemwechsel.

Ergebnis obiger Überlegungen ist,

- dass die notwendige Datenqualität unter den oben beschriebenen Randbedingungen bei beiden Alternativen [(2) und (3)] erreichbar sein sollte,
- dass eine Sanktion mit Hilfe der Bezahlung von Entry–Entgelten zu einer vorsichtigeren/sparsameren Kapazitätsbekanntgabe beiträgt; inwieweit diese jedoch eine höhere Datenqualität im Vergleich zu den aus Bezugsverträgen extrahierten Informationen aufweisen, hängt von der Art der Umsetzung der zu gestaltenden Informationsregeln ab, und
- dass Vorsorgereservierungen bei beiden Ansätzen unter Berücksichtigung der oben angeführten Punkte regelbar sind.

Woraus ergibt sich nun der Nutzen als Treiber für die Einführung eines diesbezüglich gegenüber bisher verbesserten Planungssystems (Verknüpfung von Aufbringung mit Abgabe)?

³⁹ Siehe Strukturierung der Verbesserungsansätze nach Primär- und Sekundärregeln, Kap. 4.1.2 – Problemstellung 2

⁴⁰ Nicht behandelt wird hier das Thema, inwieweit dieses Commitment bzw. die Qualität der erhaltenen Daten durch eine finanzielle Sicherheitsleistung zu untermauern ist bzw. mit welcher Sanktion es bedroht ist.

- Größere Planungs- und Datensicherheit ermöglicht ein knapperes Herangehen an die physischen Grenzen des Netzes ⇒ die Kapazität wird besser ausgenützt, die Auslastung sollte steigen und die spezifische Transportleistung kostengünstiger werden
- die getroffenen Kapazitätsaussagen werden transparent und nachvollziehbar. Eine objektive Basis für die Beurteilung von allfälligen Netzzugangsverweigerungen liegt vor. Aus diesem Grund müssen die Bedingungen eines neuen Regimes auch zweifelsfreie diesbezügliche Beurteilungen erlauben (geringe Interpretationsspielräume, klare Verantwortungen, etc.).
- Konkrete Beurteilungen innerhalb des Netzes in Engpassregionen werden möglich
 - für entsprechende Maßnahmen im Zuge der Veränderung der österreichischen Versorgungsstruktur
 - für die Langfristplanung sowie
 - im Falle des Vorhandenseins von freiem Gas für die Steuerung von Gasflüssen durch unterschiedliche Entry–Tarife zur Vermeidung bestehender Netzengpässe. Dies stellt den eigentlichen Zweck einer Einführung eines Entry–Exit-Modells dar.

Ein derartiges Planungssystem kann damit als notwendige Vorstufe zu einem, den österreichischen Erfordernissen angepassten Entry–Exit-Modells gesehen werden.

4.1.2 Problemstellung 2 - Vermeidung von Überreservierungen und Kapazitätsblockaden durch Gestaltung des Regimes

Aufgabe eines Kapazitätsallokationsregimes ist es Bestimmungen zu schaffen, die eine maximale Nutzung/Freigabe von physischen Netzkapazitäten – hier Fernleitungskapazitäten - gewährleisten und außerdem für den RZF ein auf hoher Planungssicherheit beruhendes Kapazitätsmanagement sichern.

Bei der Gestaltung des Regimes wird es primäre – z.B. „Buchung“/ „Zuordnung“/ „Reservierung“ von Kapazitäten – und sekundäre Regeln geben, die sich mit der Auflösung von unerwünschten Ergebnissen aus den primären Regeln auseinandersetzen, wie z.B.

- Primär: Buchung/Zuordnung/Reservierung von Kapazitäten
 - unerwünschtes Ergebnis
 - Gebuchte/zugeordnete/reservierte Kapazitäten werden nicht genutzt
 - mangelnde flexible und kurzfristige Verfügbarkeit dieser Kapazität für den Endkunden
- Sekundär:
 - Freimachen dieser Kapazitäten durch (UIOLI, etc.)
 - Incentives/Bedrohungen zur sparsamen Nutzung

- Sicherstellung der Verfügbarkeit für den Endkunden durch spezifische Maßnahmen

Die Gestaltung von Sekundärregeln wird dabei von den gewählten Primärregeln abhängen. Werden den BGV/Versorgern weitgehende Rechte zugewiesen, sind die Sekundärregeln mit der entsprechenden Effektivität zur Missbrauchsvermeidung auszustatten.

Dementsprechend ergibt sich auch die Forderung nach einem einfachen Regime mit klaren Planungsaussagen, wenig Interpretationsspielraum und klaren Verantwortungen, um u. a. auch Eingreifbedarf seitens des RZF sowie die Beweisführung für allfällige Netzzugangsverweigerungen einfach zu halten.

Darüber hinaus sind nach Möglichkeit Selbstregelungseffekte bei der Gestaltung einzubauen, die den in den primären Regeln enthaltenen Ansätzen nicht entgegenstehen dürfen. Beispielsweise wird es sich um folgende Selbstregelungseffekte bzw. Incentives handeln:

- (1) Kapazitätsbeantragungen sollen von Marktteilnehmern erfolgen,
 1. welche über die beste Gestaltungsfähigkeit aufgrund von Bündelungen und Nutzung von Gleichzeitigkeiten verfügen,
 2. die das größte Wissen über die insgesamt benötigten Kapazitäten besitzen und
 3. die das größte Eigeninteresse bezüglich einer sparsamen Nutzung/-Optimierung des Bedarfs haben.
- (2) Das Regime soll Anreiz geben, damit Kapazität sparsam beantragt und verwendet wird,
- (3) es soll Sanktionen/Bedrohungen enthalten, damit eine im Regime vorgesehene Freiwilligkeit abgesichert bzw. gefördert wird, auch wenn sich dies auf Beurteilungs- und Eingriffsrechte seitens des RZF beschränkt.

Für die Gestaltung des Regimes sind nachfolgend typische Unzulänglichkeiten des bestehenden Systems mit ihren Auswirkungen beschrieben. Diese beschreiben, was ein verbessertes Regime können soll und dienen in der Folge als Basis von Verbesserungsansätzen.

4.1.2.1 Unzulänglichkeit 1: Entwicklung des Deltas zwischen zugeordneter und genutzter Kapazität

Zuerst wird anhand der Jahreslastgänge überprüft, inwieweit das derzeitige Regime im Vergleich zum früheren Regime Anlass bzw. Motivation zur sparsamen Verwendung von Kapazitäten bietet:

Vergleicht man Lastgänge zu den zugeordneten/reservierten Kapazitäten in 3 unterschiedlichen Perioden⁴¹, ergeben sich für Oberkappel folgende Bilder:

⁴¹ Für das Gasjahr 2002 fehlen Daten; es kann aber nach Rücksprache mit AGGM davon ausgegangen werden, dass im frühen Beobachtungszeitraum des Gasjahres 2003 noch ähnliche Verhaltensweisen wie im Gasjahr 2002 vorherrschten



Importe gesamt 2003

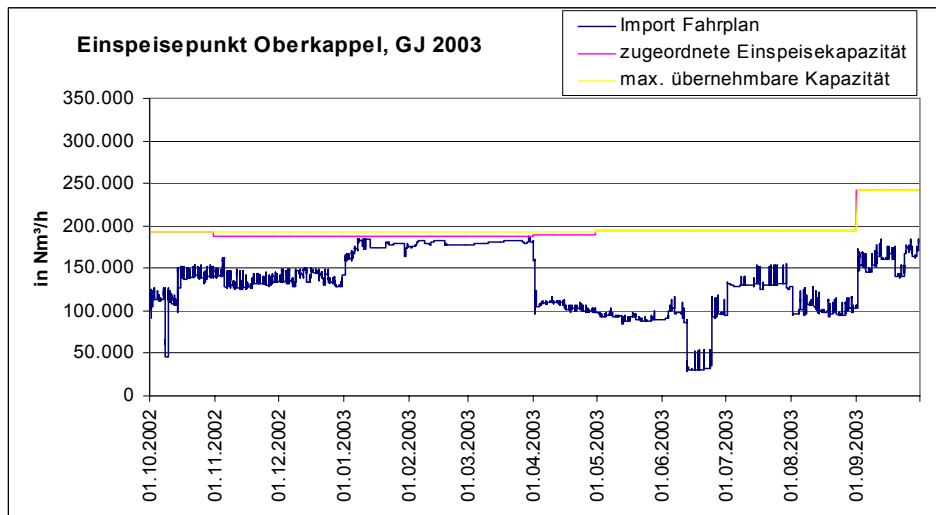


Abbildung 11: Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2003



Importe gesamt 2004

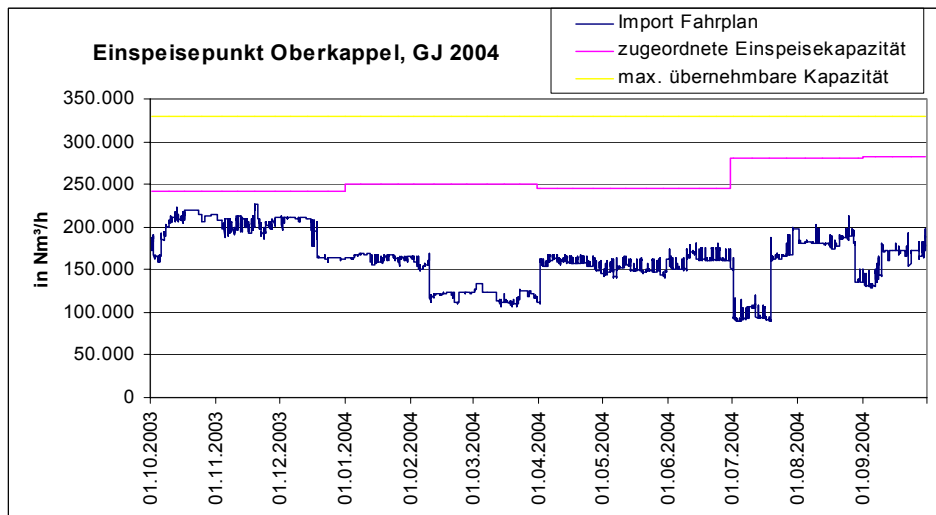


Abbildung 12: Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2004

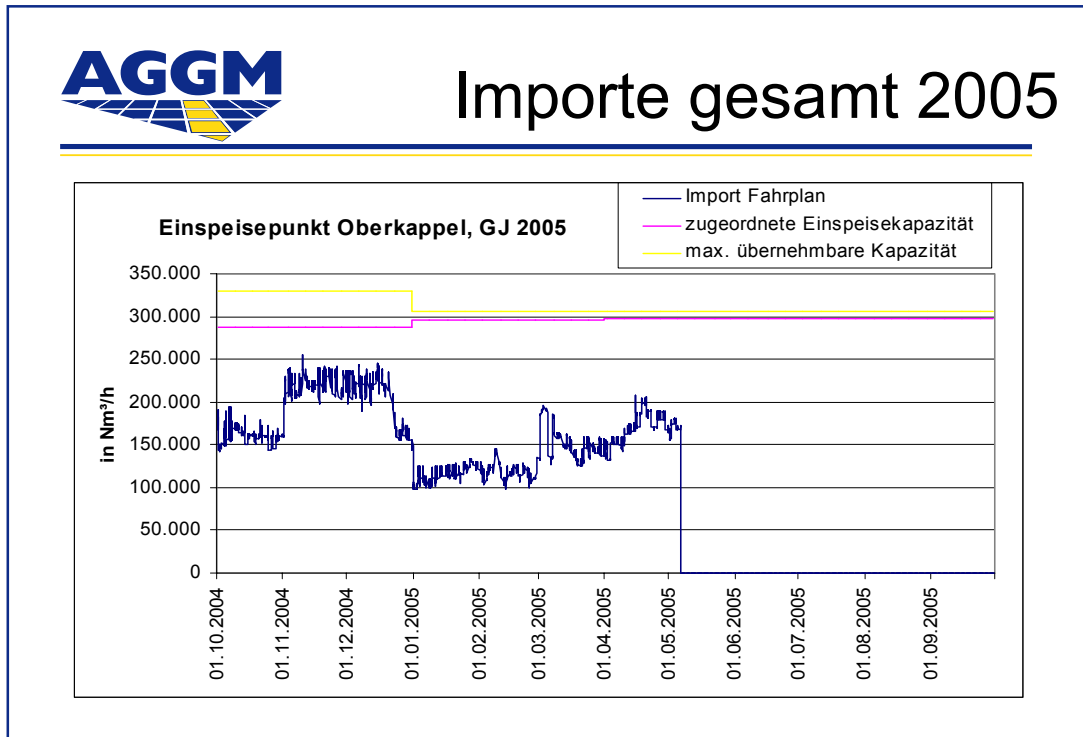


Abbildung 13: Einspeisepunkt Oberkappel Importe 2005

Aus der Gegenüberstellung der Gasjahre 2003 bis 2005 ist bei Begrenzung auf den Zeitraum jeweils mit 1.10. des Vorjahres bis zum 1.5. des Folgejahres

- (1) ein starker Anstieg der zugeordneten Kapazität insgesamt und
- (2) ein deutliches Anwachsen des Deltas zwischen zugeordneten und genutzter Kapazität, das auf die geringer gewordene Motivation zu knappen Reservierungen hinweist,

zu erkennen. Nach Rücksprache mit AGGM kann davon ausgegangen werden, dass diese Tendenz systematisch ist, wobei die in Oberkappel bestehende günstige Situation sicherstellt, dass weder ein besonderer Änderungsdruck für die gegenwärtige Situation noch die Gefahr von physischen Engpässen besteht⁴².

Obiges Delta zeigt, dass keine den aktuellen Bedürfnissen entsprechende Beziehung zwischen den für die BGV/Versorger erforderlichen bzw. genutzten Kapazitäten und den durch AGGM zugeordneten Kapazitäten besteht und offensichtlich die per 30.9.2002 getroffenen pauschalen Erstzuordnungen nicht mehr dem aktuellen Bedarf entsprechen.

⁴² (1) es ist (derzeit) nur jene Kapazität zu zahlen, die auch tatsächlich genutzt wird; (2) die maximal übernehmbare Kapazität weist genügend Reserven auf. Nicht bekannt ist allerdings, wie lange diese Situation aufrecht gehalten werden kann.

Als zu beseitigendes Manko steht damit eine auf belastbaren Planungen beruhende Kapazitätszuordnung von AGGM zu BGV/Versorgern an.

4.1.2.2 Unzulänglichkeit 2: hohe Differenzen zwischen zugeordneten und genutzten Kapazitäten

Die festgestellten hohen Differenzen für den Entry-Punkt Oberkappel (siehe oben) weisen auf entsprechende Mankos in der bestehenden Kapazitätsverwaltung/Kapazitätsplanung bzw. in der Erstzuordnung hin. Die „zugeordnete“ Kapazität führt dabei nahezu zu einer (fiktiven) Vollauslastung des Inlandsrohres in Oberkappel.

Diese Differenzen bzw. Kapazitätsreserven werden vorwiegend für außerhalb von zugeordneten Kapazitäten stattfindende und nicht immer planbare Speichertransporte im Rahmen der Gestaltungsfreiheit des RZF eingesetzt. Die Bedeutung einer den tatsächlichen physischen Verhältnissen angepassten Kapazitätsverwaltung ergibt sich z.B. aktuell daraus, dass aufgrund von Reparatur- und Rekonstruktionsarbeiten an den von Sibirien kommenden Leitungen es zu Einkürzungen am Entry-Punkt Baumgarten oder zu Lieferzeitpunktverschiebungen kommt und damit Speichergas verstärkt aus dem Westen angeliefert werden muss, wodurch es zu veränderten Netzbelastungssituationen und Engpassmöglichkeiten kommt.

Zugeordnete Kapazität bedeutet für die AGGM, dass die Verfügungsberechtigten dieser Kapazität, das sind die Versorger, die solche Kapazität z.B. im Rahmen des regulierten Wechselprozederes als BGV/Versorger zugeschrieben erhalten haben, Priorität bei der Kapazitätszuordnung genießen und auf diese vertrauen können.

Die Aufgabe der AGGM ist,

- ausgehend von den Kapazitätsansprüchen der einzelnen Netzkunden
- die gebündelt bei den BGV anstehen und AGGM zur Veranlassung übermittelt werden⁴³,
- diese in kummulierte Entry-Fahrpläne bzw. –Kapazitäten (u.a. keine Kollision mit dem „Inlandsrohr“) unter Berücksichtigung der notwendigen Speicherfahrweisen zu konvertieren.

Das bedeutet, dass AGGM eine⁴⁴ bekannte Entry-Kapazität aus dem Wechselprozedere im Rahmen seiner Netzsteuerungsaufgabe auf zwei oder mehrere sich daraus ergebenden Import- und Speicherentnahmekapazitäten sowie zu-

⁴³ Regelzonenexterne Fahrpläne an AGGM.

⁴⁴ Die Wechsellisten enthalten einen Entry-Punkt.

sätzlich – importwirksam und zeitverschoben – auf die dafür notwendigen Speicherbefüllungskapazitäten aufzuteilen hat.⁴⁵

Botschaft ist hier im Sinne der Absicherung der Reaktionsfähigkeit der AGGM, die Erfordernis eines entsprechenden Planungssystems unter Integration von Speichern, wofür ein entsprechender Handlungsspielraum erforderlich ist.

4.1.2.3 Unzulänglichkeit 3: Kapazitätsverwaltung auch für Sonstige Transporte

Für die notwendigen Speicherbefüllungen werden die Regelzonen Entry-Kapazitäten vor allem während der Sommermonate herangezogen. Entsprechende Engpässe wurden festgestellt,⁴⁶ die sich in Eingriffen der AGGM in angemeldete Speicherbefüllungsfahrplänen niedergeschlagen haben.⁴⁷

Eine Kapazitätsverwaltung für Speichertransporte mit abgesicherten Regelzonen Entry-Kapazitäten fehlt, wobei seitens EconGas eine diesbezügliche Kritik geäußert wurde. Im Zuge der geführten Gespräche hat sich ergeben, dass

- das bisherige Prozedere bislang in der Lage war, auftretende Problemfälle zu beherrschen,
- dies der Nutzung der Systemflexibilitäten bzw. des gegebenen regelungsfreien Raums durch AGGM zuzuschreiben war⁴⁸ und
- in der genehmigten Langfristplanung entsprechende Vorkehrungen zur Beseitigung relevanter Engpässe vorgesehen sind.

Seitens der Versorger wird auf folgende potentielle Risiken hingewiesen, die als Argument für den Bedarf einer Verwaltung der Speicherkapazitäten bzw. deren fixer Zuordnung herangezogen werden:

- die Einkürzung von Speicherbelieferungen führt zu einem Nachholprozedere, das gegebenenfalls nicht in der Lage ist den späteren Bedarf zu decken
 - das „Inlandsrohr“ reicht für das Nachholprozedere nicht aus; eine weitere Verschiebung der Speicherbefüllung ist die Folge (im gegenständlichen Fall²¹ erfolgte eine Bereinigung dadurch, dass der 2. Speicher des Versorgers über den 2. Entry-Punkt Baumgarten auf Veranlassung des RZF befüllt wurde)

⁴⁵ Dies geht auch aus der Aussage der AGGM am 4.5.2005 hervor, derzufolge die Kapazitätsverwaltung in Oberkappel und Baumgarten ca. nur 1/3 der Einspeisekapazität in die Regelzone abdeckt und damit in ihrem Kapazitätsmanagement begrenzt ist

⁴⁶ Siehe 3.3.2

⁴⁷ Econgas hat im Rahmen des Gesprächs am 2.5.2005 auf „wochenlange Einkürzungen bis zu 50% der Kapazität“ hingewiesen

⁴⁸ Aussage AGGM 4.5.2005; z.B. wurden durch AGGM Speicherbefüllungen in der zugeordneten Kapazität der Ruhrgas vorgenommen, die dieser aufgrund der Kapazitätsoffenlegungen 1 Monat später bekannt wurden

- der aus Entry-Kapazitätsgründen zu reduzierende Bezug vom Vorlieferanten kann zu einer ToP-Situation führen.

Die oben angeführten Risiken könnten – nach Ansicht eines Versorgers – durch die Einführung von fixen und langfristigen im voraus buchbaren Regelzonen Entry-Kapazitäten für die Speicherbefüllung beseitigt werden. Dazu bestehen z.B. unterschiedliche Ansichten seitens AGGM (nicht unterbrechbare Verträge mit Priorität gegenüber Endkunden) und OMV (nach Können und Vermögen), die offensichtlich der Gestaltungsfreiheit der AGGM den Vorzug gibt.

Schlussfolgerung zu dem hier beschriebenen Sachverhalt im Sinne von Verbesserungsansätzen ist

- die Integration der Sonstigen Transporte in Kapazitätsverwaltung und Planung
- die Etablierung von vorausschauenden Kapazitätsvereinbarungen und
- die Etablierung von anerkannten Prioritätsbedingungen.

4.1.2.4 Unzulänglichkeit 4: nicht kontinuierlich ausgenützte Kapazität bei periodischer Abnahmestruktur (Nicht bedarfsgerechte Kapazitätsreservierung)

Der unter 2.5 Frage (B) dargestellte Fall 2 des Heizbetriebes⁴⁹ führt zu nachfolgender Beurteilung hinsichtlich „freier“ Kapazität, wobei in der nachfolgenden Behandlung auf leistungsgemessene Verbraucher abgestellt wird.

Unter anderem wird gemäß Wechsellisten die maximal erforderliche Transportkapazität, die nach der vorangeführten Methodik festgelegt wird, zusammen mit dem entsprechenden Einspeisepunkt AGGM bekannt gegeben. Das Netznutzungsentgelt wird gemäß GWG aus dem geglätteten 12 – Monats-Leistungsspitzenmittel bestimmt, das zwangsweise deutlich unter der in den Heizperioden tatsächlich auftretenden Leistungsspitze liegen wird.

Damit ist einerseits davon auszugehen, dass sich pro betrachtetem Heizkunden in der Heizperiode keine freie Kapazität ergeben wird und es in Extremsituationen sogar zu Überschreitungen in Bezug auf die zugeordnete Kapazität laut Wechselliste kommen kann. Dass es in diesen Fällen zu keinen Engpassproblemen gekommen ist, ist nach Ansicht AGGM vor allem dem geringen Anteil an regulierter (erfasster) Transportkapazität im Vergleich zur gesamten Transportkapazität zu verdanken, der es AGGM ermöglicht allfällige Kapazitätsdefizite aus dem nicht kapazitäts-verwalteten Kapazitätsbereich abzudecken.

Andererseits weist die für dieses Beispiel verwendete Kapazitätszuordnung erhebliche freie Kapazitäten in Nicht – Heizungsperioden auf, die durch die Art der Durchschnittsbildung von Monatsspitzen ebenfalls nicht in ihrer wahren Höhe dargestellt werden.

⁴⁹ Als ähnliche Beispiele können alle jene Fälle herangezogen werden, die über ein stark periodenabhängiges Leistungsprofil verfügen – Zuckerfabriken (Kampagneperioden), Asphaltmischanlagen, etc.

Als Schlussfolgerung kann festgestellt werden, dass im Falle periodisch auftretender Leistungsspitzen bzw. länger dauernder Perioden hohen Leistungsbedarfs von zeitlich begrenzten freien Kapazitäten ausgegangen werden kann.

Eine Anpassung der Tarife alleine z.B. durch Einführung saisonaler Tarife oder durch den Ersatz der im GWG vorgesehenen Messmethodik des 12-monatigen Leistungsspitzenmittels⁵⁰ erhöht zwar die Kostenverursachungsgerechtigkeit hinsichtlich der Verteilung der Kosten der Leistungsvorhaltung, definiert aber nicht vorhandenes Ausmaß und offen stehendes Zeitfenster einer freien und dem Markt zur Verfügung stellbaren Kapazität.

Dies deswegen, da durch eine Gestaltung von Tarifen auf Messwertbasis noch keine Motivation zur Freigabe bzw. zum Handel zugeordneter bzw. reservierter Kapazitäten geboten wird. Diese ergibt sich erst bei einer Tarifgestaltung auf Basis zugeordneter/reservierter Kapazitäten, wofür allerdings eine Änderung des GWG erforderlich ist.

Als Alternative zur Handelbarkeit von zugeordneten Kapazitäten im Falle eines nur periodisch gegebenen Bedarfs kann auch ein a priori vereinbarter „Verzicht“ auf Transportkapazität – bzw. regulatorischer Zwang dazu - gelten.

Dieser ergibt sich, bei sonstiger Aufrechthaltung der bestehenden Verpflichtungen hinsichtlich zugeordneter Kapazität und verwendeter Messmethodik, durch eine vertragsmäßig auf definierte Perioden begrenzte Kapazitätsnutzung bzw. –reservierung/-zuordnung. Diese Vorgehensweise ist zwar grundsätzlich – siehe Wechsellisten, in denen Anfang und Ende von Versorgungsperioden enthalten sind – vorgesehen, wird jedoch seitens der Netzbetreiber nicht verwaltet.

Die den Gutachtern kommunizierte Sorge der Kapazitätsinhaber ist, dass sie bei Beendigung ihres Netzzugangsvertrages ihre Kapazität verlieren und sich mit einem neuen Netzzugangsantrag oder einer neuen Wechselliste um „ihre“ Kapazität mit dem Risiko einer negativen Beurteilung z.B. seitens des RZF erneut bewerben müssen. Typisches Beispiel ist die Zuckerindustrie mit einem nur von Mitte September bis ca. Jänner reichenden Kapazitätsbedarf, den sie jedoch durch einen unbefristeten und ganzjährigen Vertrag kostenlos absichert.

Aus obigem Beispiel lassen sich 2 Verbesserungsansätze ableiten

1. Handelbarkeit nicht genutzter Kapazität auf freiwilliger Basis durch den Kapazitätsinhaber, wobei Voraussetzung ist, dass diese Kapazität einen Wert darstellt, und
2. Einführung von befristeten Verträgen mit Fortsetzungsgarantie.

Bleibt man beim Beispiel der Zuckerindustrie ist es verständlicherweise unter dem Postulat sich nicht oder nur gering ändernder Gesamtkosten für diese vor-

⁵⁰ Aus dem Strom sind alternative Tarifierungsansätze bekannt, wie z.B. ein 3-Periodenmittel, Tag-/Nachttarife, Sommer-/Wintertarife, die zwar zu einer höheren Kostenverursachungsgerechtigkeit, aber deswegen noch nicht zur Freigabe nicht genutzter Kapazitäten führen, solange sie auf tatsächlichen Messwerten beruhen.

teilhafter über das ganze Jahr einen aufrechten Anspruch auf die Leistungsspitze zu haben, jedoch nur die Kosten für die zeitlich begrenzte Nutzung bezahlen zu müssen.

Zu prüfen ist, ob aus diesem Blickwinkel für den Systemänderungsaufwand, z.B. gegenüber der Zuckerindustrie, von einer wesentlich höheren Akzeptanz für den Fall des Handelbarmachens⁵¹ freier Kapazität auszugehen ist („pull-Prinzip“⁵²), als dies für den Fall einer Einführung zeitlich begrenzter Verträge („push-Prinzip“⁵³), allerdings zu Gesamjtjahreskosten, anzunehmen wäre.

4.1.2.5 Unzulänglichkeit 5: Delta reservierte versus bezahlte Kapazität

Auch bei über den Jahresverlauf weitgehend kontinuierlichen Standardabnahmeprofilen, wie sie z.B. für produktionsorientierte Industriekunden zutreffen, ergeben sich nutzbare Differenzen zwischen zugeordneter und tatsächlich verbrauchter Kapazität.

Seitens der OÖFG wird auf folgendes Beispiel verwiesen:

Die akkumulierte und auf 2 Zählpunkte aufgeteilte zugeordnete und vom RZF als erforderliche Fernleitungskapazität zur Kenntnis genommene Kapazität eines Netzkunden beträgt $35.000 \text{ m}^3/\text{h} + 40.000 \text{ m}^3/\text{h} = 75.000 \text{ m}^3/\text{h}$, wovon $35.000 \text{ m}^3/\text{h}$ nach dem 1.10.2002 beantragt wurden. Der lokale Verteilernetzbetreiber weiß aus langjähriger auf kontinuierlichen Messungen beruhender Versorgungserfahrung, dass physisch jedoch insgesamt $70.000 \text{ m}^3/\text{h}$ aufgrund unterschiedlich auftretender Spitzenbelastungen nie überschritten werden. Der Netzkunde zahlt den Leistungspreis für $70.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ⁵⁴, obwohl für ihn Kapazität im Ausmaß von $75.000 \text{ m}^3/\text{h}$ zugeordnet = reserviert ist, die damit einem Dritten nicht zur Verfügung gestellt werden kann.

Die Aussage zu diesem Beispiel wird von AGGM insoferne verschärft, da sie nicht in der Lage ist, eine Nutzung der isolierten erst-zugeordneten Kapazität überhaupt zu erkennen. Die Reserve bzw. (sozialisierte) Kapazitätsblockade beträgt jedenfalls zumindest $5000 \text{ m}^3/\text{h}$ ($75.000 - 70.000 \text{ m}^3/\text{h}$).

Die Ursache dafür ist in der derzeit geltenden Regelung⁵⁵ zu sehen, die eine von der Zuordnung/Reservierung der Kapazität unabhängige Verrechnung auf

⁵¹ Möglichkeit und Voraussetzungen (z.B. Liquidität) eines Sekundärmarktes werden später untersucht

⁵² Als „Pull-Prinzipien“ werden jene Prinzipien bezeichnet, die mit Hilfe von regulatorisch zu verankernden Incentives den Kapazitätsinhaber auf freiwilliger Basis veranlassen, Kapazität Dritten (entgeltlich) zur Verfügung zu stellen, wobei die Höhe des Incentives die Wirksamkeit beeinflussen wird.

⁵³ „Push – Prinzipien“ sind jene Vorgehensweisen, die auf zwangsweisen regulatorischen Eingriffen beruhen, wie es z.B. das „Wegnehmen von Kapazität“ durch UIOLI ist. Grundsätzlich ist es schwierig regulatorisch, das heißt im Vorhinein, alle Eventualitäten des später eintretenden Falles zu behandeln und für den sich daraus ergebenden und festzuschreibenden komplexen Prozess breite Einvernehmlichkeit zu erzielen.

⁵⁴ Offensichtlich wurde aufgrund der fehlenden Kostenwirksamkeit für Kapazitäten keine endgültige Klärung hinsichtlich der Nutzung aller zugeordneten Kapazitäten erreicht

⁵⁵ Siehe § 23 a (3) GWG

Basis der tatsächlich in Anspruch genommenen Kapazität vorsieht. Das führt offensichtlich dazu, dass Kapazitäten aus Sicherheitsgründen jedenfalls großzügig beantragt wurden, auch wenn deren volle Ausnützung nicht absehbar war.

Damit wird zugeordneter/reservierter, aber nicht genutzter Kapazität kein Wert zugeordnet. Der Kapazitätsinhaber nach dem Rucksackprinzip hat keinen Vorteil aus dem sparsamen Umgang mit reservierter Kapazität. Somit fehlen entsprechende Incentives für eine optimierende Kapazitätswirtschaft.

Für Bündelkunden gilt vom Prinzip her Ähnliches: die Summe der in den Netznutzungs- bzw. Lieferverträgen festgelegten maximalen Transportkapazitäten auf der Verteilerebene für die einzelnen Zählpunkte wird größer sein als der für die Fernleitungsebene insgesamt für die gleichen Zählpunkte aggregiert wirkende Wert.

Daraus ergibt sich, dass zusätzlich zu periodischer Kapazität (Beispiel 4.1.2.4) auch Bandkapazität ununterbrechbar verfügbar ist.

4.1.2.6 Unzulänglichkeit 6: Systembruch und Rucksack

Ein wesentliches Manko ist dem bestehenden Systembruch zum 30. 9. 2002 zuzuschreiben. Dieser ergibt sich aus der Situation, dass zur Beurteilung der benötigten Kapazität

- einerseits gemäß Neuanmeldungs- und Wechselprozedere der Kapazitätsbedarf des Netzzugangsberechtigten/Endkunden und
- andererseits gemäß Erstzuordnung der Kapazität die BGV herangezogen werden.

Das Verhältnis Netzzugangsberechtigter – AGGM ist dabei durch das GWG im Detail geregelt; das Verhältnis BGV – AGGM trotz des hohen Ausmaßes an zugeordneter Kapazität jedoch weitestgehend nicht. Aus dieser Situation leitet sich auch das Fehlen der für eine aussagekräftige Kapazitätsplanung erforderlichen Daten ab.

Der Kapazitätsanspruch durch den Rucksack auf der Fernleitungskapazität ist ein im GWG zwar verankerter, aber nur theoretischer, da er u.U. nicht dem Bezugsportfolio des Versorgers entspricht und dementsprechend im Rahmen der Gestaltungsfreiheit des RZF notwendigerweise abgeändert wird.

Auch hier leitet sich das Erfordernis einer zu etablierenden Beziehung zwischen AGGM und BGV ab.

4.2 Verbesserung der Planungssicherheit für Endkunden, Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, BGV/Versorger und RZF

Die Verbesserung der Planungssicherheit in der Beziehungskette Endkunden ⇔ Verteilernetzbetreiber ⇔ Fernleitungsnetzbetreiber ⇔ BGV/Versorger ⇔ RZF kann nur durch die Behebung der aufgezeigten Mängel erreicht werden.

Im Factfinding hat sich gezeigt, dass in den einzelnen Beziehungen gänzlich keine bzw. nicht in der notwendigen Vielfalt Regelungen im bestehenden Regelwerk vorzufinden sind. Aus der Beziehungskette sind insbesondere die beiden Beziehungsgeflechte

(1) Endkunden ↔ Verteilernetzbetreiber ↔ BGV/Versorger und

(2) Verteilernetzbetreiber ↔ Fernleitungsnetzbetreiber ↔ BGV/Versorger ↔ RZF

in ein umfassendes Regelwerk zu gießen.

Im ersten Beziehungsgeflecht steht die Möglichkeit des Endkunden sowohl den Gasliefervertrag als auch den Netzzugang entsprechend seinen Bedürfnissen abzusichern. Aktuell ist dies nur für seinen bereits zum 30. 9. 2002 bestehenden Netzzugangsvertrag abgesichert. Für die Erweiterung eines bestehenden Netzzugangs bzw. die Erlangung eines gänzlich neuen Netzzugangs bietet das aktuelle Regelwerk zum einen eine zu geringe Flexibilität und zum anderen besteht für die Verteilernetzbetreiber keine Möglichkeit Endkunden bei beantragten und umgesetzten Netzzugängen bei entsprechenden Netzerweiterungen bei Vertragsrücktritt auch tatsächlich in die Pflicht zu nehmen. Folgende Punkte sind daher in einem zukünftigen, verbesserten Regelwerk umzusetzen:

- Langfristig vorausschauende, mit beliebigen Fristen ausgestattete Netzzugangsverträge
- Verrechnung von Systemnutzungstarifen unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme (Entgelt für beantragten Netzzugang)⁵⁶

Die Verrechnung von Systemnutzungstarifen unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme kann daher formal entweder über

- die Verrechnung eines Entgelts für Mindestleistung oder
- die Verrechnung eines sonstigen Tarifs, beispielsweise in Form eines Reservierungsentgelts,

erfolgen.⁵⁷

Aus Gründen der Akzeptanz ist festzuhalten, dass dieses Mindestleistungsentgelt lediglich dann zur Anwendung kommen kann, wenn durch einen erweiternden Netzzugangsantrag der Netzausbau notwendig wird. Weiters darf dieses Mindestleistungsentgelt zu keiner Mehrbelastung des Endkunden führen, wenn die tatsächliche Netznutzung dem gestellten erweiternden Netzzugangsantrag entspricht.

⁵⁶ Das GWG bietet in § 23a (3) mit „Die Bestimmung von Mindestleistungen ist zulässig.“ eine Möglichkeit zur Verrechnung von Netznutzungsentgelten unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme. Eine Änderung des GWG erscheint daher nicht erforderlich zu sein. Darüber hinaus kann die Energie-Control Kommission gemäß § 23d (1) GWG von Amts wegen oder auf Antrag neben den für die Netznutzung geltenden Festpreisen sonstige Tarife bestimmen.

⁵⁷ Im Folgenden wird mit „Mindestleistungsentgelt“ lediglich ein Begriff verwendet um die Lesbarkeit zu erhalten.

Eine Mehrbelastung des Endkunden in jenen Fällen, wo die beantragte Mehrkapazität nicht oder nur teilweise genutzt wird, ist jedoch erwünscht, da dadurch an sich nicht notwendige Mehrkosten durch Jene getragen werden, die sie verursacht haben. In solchen Fällen ist einer Sozialisierung dieser Mehrkosten entgegen zu treten.

Bei der Umsetzung eines Mindestleistungsentgelts ist selbstverständlich deren Höhe festzulegen. Diesbezüglich schlagen die Gutachter ein flexibles Vorgehen vor, wobei die Endkunden eines Netzbereichs klarerweise diskriminierungsfrei zu behandeln sind. Das heißt, dass diese erweiternden Netzzugangsanträge für die jeweiligen Perioden bis zu einem vorgegebenen Zeitpunkt zu sammeln sind und daraus unter Beachtung der erwarteten Entwicklung der bestehenden Zugangsverträge der notwendige Ausbau des Verteilnetzes und u.U. auch des Fernleitungsnetzes abzuleiten ist.

Unter der Bedingung, dass es für die Endkunden zu keiner Mehrbelastung kommt, wenn die tatsächliche Netznutzung dem gestellten erweiternden Netzzugangsantrag entspricht, werden die Systemnutzungstarife unter Berücksichtigung sowohl dieser erweiternden Netzzugangsanträge als auch unter Beachtung der zusätzlich entstehenden Netzerweiterungskosten bestimmt. Daraus ist aber zu folgern, dass die Endkunden bei erweiternden Netzzugangsanträgen den vollen Systemnutzungstarif unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme zu leisten haben. Übliche Schwankungsbreiten in der tatsächlichen Nutzung sind zu berücksichtigen.

Selbstverständlich ist die Leistung von Systemnutzungstarifen bei Nichtinanspruchnahme nicht unbeschränkt aufrecht zu halten, da die erweiterten Netzkapazitäten entweder rückgebaut oder anderweitig genutzt werden können. Die Befristung der Leistung von „Mindestleistungsentgelten“ ist daher vom Umfang der notwendig gemachten Netzerweiterung abhängig zu machen.

Nachstehend sollen die Prinzipien sowie die Vorteile des Mindestleistungsentgelts zusammengefasst werden:

- Kommt nur zur Anwendung, wenn ein erweiternder Netzzugangsantrag einen Netzausbau notwendig macht
- Keine Mehrbelastung der Endkunden, wenn die beantragte Kapazität auch tatsächlich genutzt wird
- Höhe diese „Mindestleistungsentgelts“ entspricht den veröffentlichten Systemnutzungstarifen unter Beachtung von Schwankungsbreiten bei der tatsächlichen Nutzung
- Systemnutzungstarife werden unter Beachtung der Kapazitätserweiterungen bestimmt
- Prinzip der Kostenverursachung bei der Zurechnung der Kosten auf Endkunden wird eingehalten
- Keine ungerechtfertigte Sozialisierung von Kosten bei Nichtnutzung beantragter Kapazitäten, die eine Netzerweiterung notwendig gemacht haben
- Transparenz für Endkunden und Netzbetreiber wird erhöht

- Planungssicherheit für Endkunden, Netzbetreiber und Versorger wird erreicht

Eine bislang im Beziehungsgeflecht Endkunden ↔ Verteilernetzbetreiber ↔ BGV/Versorger nicht befriedigend gelöste Problemstellung stellen die so genannten schlafenden Netzzugangsverträge dar. Darunter versteht man grundsätzlich jene Endkunden, die zwar einen Netzzugangsvertrag abgeschlossen haben, diesen aber aktuell nicht nutzen. Damit erwächst in erster Linie für den Verteilernetzbetreiber die Fragestellung, ob für diese Endkunden Kapazitäten vorzuhalten sind? Im Sinne einer effizienten Ausnützung vorhandener Kapazitäten bzw. zur Vermeidung von (noch) nicht notwendigen Kapazitätserweiterungen ist diese Frage mit nein zu beantworten. Selbstverständlich macht dieses Vorgehen einige Vorkehrungen notwendig:

In einem ersten Schritt sind solche schlafenden Netzzugangsverträge zu identifizieren und festzustellen, in welcher zeitlichen Dimension tatsächlich Netzzugang begehrt werden kann. Das Verwenden an sich für schlafende Netzzugangsverträge benötigter Kapazitäten macht eine Abstimmung zwischen Endkunde und Verteilernetzbetreiber notwendig. Es ist jedenfalls zu vermeiden, dass durch den unvorhergesehenen tatsächlichen Netzzugang eines bislang schlafenden Netzzugangsvertrags Engpässe auftreten und Einkürzungen vorgenommen werden müssen.

Wie in den nachfolgenden Ausführungen noch näher auszuführen sein wird, sind bei Einkürzungen entsprechende Prioritätsregelungen⁵⁸ anzuwenden. Durch dauerhafte Nichtnutzung eines bestehenden Netzzugangsvertrags verliert der Endkunde somit seinen „Rucksack“. Darauf stellt wirtschaftlich auch das aktuell umgesetzte Systemnutzungsentgeltsystem ab, wenn nur die tatsächlich in Anspruch genommene Leistung tarifwirksam wird. Kommt ein Mindestleistungsentgelt auch für schlafende Netzzugangsverträge zur Anwendung, lebt der Netzzugangsvertrag in Höhe der bezahlten Mindestleistung wieder auf. Hier ist ausdrücklich festzuhalten, dass die Absicherung der Kapazität durch die Bezahlung eines Mindestleistungsentgelts ausschließlich für Endkunden möglich ist und diese gesicherte Kapazität auch nicht auf einem Sekundärmarkt vermarktet werden kann.

Der Endkunde als Berechtigter aus einem (schlafenden) Netzzugangsvertrags ist selbstverständlich über die Konsequenzen seines dauerhaft nicht genutzten Netzzugangsvertrags zu informieren. Bei dauerhafter Nichtnutzung eines Netzzugangsvertrags ist u.U. dessen Wiederaufnahme erst verzögert, nach der Vorname geeigneter Kapazitätserweiterungen möglich. Diese Kapazitätserweiterungen können dabei sowohl das Verteiler- als auch das Fernleitungsnetz betreffen, wenn bei Letzterem Übergabestellen in die Verteilernetzebene zu Engpässen werden. Selbstverständlich kann dies dann im Sinne einer Gleichbehandlung von Endkunden die Verrechnung eines „Mindestleistungsentgelts“ notwendig machen. Unter der Bedingung einer effizienten Kapazitätsnutzung können nicht benötigte Kapazitäten für Endkunden auf Dauer aber nicht kostenlos freigehalten werden.

⁵⁸ Siehe Anhang 10.5 - Prioritätsregeln

Die Dauer der Nichtnutzung, bei der die Kapazitätsrechte verloren gehen, ist noch näher zu definieren. Sie wird jedenfalls zwischen 1 und 3 Jahren liegen, wobei eine erhöhte Effizienz der Netznutzung für eine kürzere Periode spricht. Weiters wird festzulegen sein, dass eine nur kurzfristige Netznutzung (beispielsweise Netznutzung über wenige Tage innerhalb eines ganzen Jahres) den Verlust des Kapazitätsrechts nicht verhindern kann. Bei Verlust des Kapazitätsrechts sind die vorhin beschriebenen Schritte, wie insbesondere auch erweiternder Netzzugangsantrag mit der Vereinbarung eines „Mindestleistungsentgelts“ einzuleiten.

Im zweiten Beziehungsgeflecht steht der RZF im Mittelpunkt. Dieser hat die bestmögliche Nutzung der Kapazitäten auf der Fernleitungsebene zu gewährleisten. Dazu bedarf es im Wesentlichen der Kenntnisse folgender Informationen:

- Absatz im zu definierenden Planungshorizont in den jeweiligen Verbrauchszentren der Verteilernetzbetreiber
- Bezugsstruktur, Absatzstruktur und Speicherfahrpläne im zu definierenden Planungshorizont der BGV/Versorger
- Kapazitätsentwicklung im zu definierenden Planungshorizont der Fernleitungsnetzbetreiber
- Rechte des RZF zur Abstimmung von Absatz, Bezug, Speicherfahrpläne und Kapazitätsentwicklung auf der Fernleitungsebene entweder durch direkte Eingriffsrechte und Handlungsspielräume oder Setzen von Incentives.

Die Abstimmung der Kapazitäten und deren bestmögliche Nutzung haben damit zwei Dimensionen:

- Die erste Dimension bildet die Abbildung der im zweiten Beziehungsgeflecht zusammengefassten Marktteilnehmer. Nur das gegenseitige Verfügbarmachen von Informationen sowohl was die Bereitstellung von Kapazitäten als auch die Kapazitätsbedarfe betrifft, ermöglicht die optimale Nutzung vorhandener Kapazitäten.
- Die zweite Dimension bildet die dynamische Betrachtung der Kapazitätsnutzung. Nur die Verknüpfung von kurzfristigsten Fahrplananmeldungen bis hin zu langfristigen Engpassplanung kann ein in sich geschlossenes, aufeinander abgestimmtes Kapazitätsplanungs- und -nutzungsmodell schaffen. Durch das Verwenden eines einheitlichen Planungs- und Datenmodells für
 - kurzfristige Fahrplananmeldungen
 - kurzfristige Kapazitätsanmeldungen im Engpassfall
 - mittelfristige Kapazitätsvergaben entsprechend zugeordneter Prioritäten und Netznutzungsart
 - mittelfristige Netzzugangsverweigerungen
 - langfristige Kapazitäts- und Investitionsbedarfsplanungen

kann die bestmögliche Nutzung vorhandener Kapazitäten garantieren und den Investitionsbedarf für Kapazitätserweiterungen minimieren. Die Ausführungen in Kapitel 5 beschäftigen sich eingehend mit dieser Problemstellung.

Netzbetreiber werden Investitionen zur Deckung des festgestellten Kapazitätsbedarfs nur durchführen, wenn sie auf die Verbindlichkeit der Entscheidungen in der Langfristplanung durch die genehmigende Behörde vertrauen können. Ein verbindliches und formalisiertes Verfahren im Rahmen der Langfristplanung erhöht selbstverständlich die Verantwortung der Behörde in ihren Entscheidungen. Dies setzt das Schaffen von eindeutigen Prüfkriterien (z.B. Auswirkungen auf den Wettbewerb, Versorgungs- und Engpassicherheit, Wirtschaftlichkeit der Investition) voraus. Die Behörde ist folglich auch mit der notwendigen Kompetenz und den entsprechenden Ressourcen auszustatten. Sollten notwendige Kapazitätserweiterungen durch den/die Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, ist darüber hinaus eine Ermächtigung vorzusehen, dass derartige Investitionsvorhaben ausgeschrieben werden können.

4.3 Kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber

Im Factfinding wurde insbesondere von der OMV kritisch angemerkt, dass eine kurzfristige Erhöhung von Kapazitätsvorhaltung zu keiner Veränderung der Erlössituation führt auch wenn die Erhöhung von Kapazitätsvorhaltungen zusätzliche Kosten verursacht, da die Ausgleichszahlung der übrigen Fernleitungsnetzbetreiber an die OMV gemäß GSNTVO mengenunabhängig definiert sind. Im Folgenden werden diese Kosten, da die Begriffe Zusatzkosten⁵⁹ oder zusätzliche Kosten in der Kostenrechnungsliteratur belegt sind, als „nicht absehbare“ Kosten bezeichnet. Die OMV kann nur darauf vertrauen, dass in der nächsten Tarifprüfungsrunde die „nicht absehbaren“ Kosten für erhöhte Kapazitätsvorhaltungen zumindest in den Tarifen für zukünftige Perioden berücksichtigt werden. Da eine Nachverrechnung von nicht vergüteten Kosten vergangener Periode in zukünftigen Perioden ausgeschlossen ist, erleidet die OMV bei sonstiger Übereinstimmung von tarifwirksamen mit angemessenen Kosten zu Ertragseinbußen, die zu Lasten der (angemessenen) Kapitalverzinsung gehen.

Für die übrigen Fernleitungsnetzbetreiber ist diese Situation weniger problematisch, da sie über Erträge als Verteilernetzbetreiber verfügen und diese grundsätzlich mengenabhängig gestaltet sind. Problematisch wäre die Situation für diese Gruppe von Fernleitungsnetzbetreiber nur dann, wenn nicht absehbare Kosten für Kapazitätsvorhaltungen anfallen ohne dass zusätzliche tarifwirksame Mengen bzw. Leistungen bei den Endkunden anfallen.

⁵⁹ Auch die Erläuterungen zur Verordnung der Energie Control Kommission, mit der die GSNTVO 2004 geändert wird, verwenden den Begriff Zusatzkosten in der von der Kostenrechnungsliteratur belegten Definition.

Wie in der Beschreibung eines alternativen Tarifmodells (Entry-Tarife; siehe 6.2) gezeigt wird, kann ein auf Durchschnittskosten beruhendes, entfernungsunabhängiges Tarifmodell (entfernungsabhängige) Grenzkosten nicht abbilden. Die nicht absehbaren Kosten für zusätzliche Kapazitätsvorhaltungen (Grenzkosten) werden grundsätzlich von den Durchschnittskosten bestehender Leitungssysteme abweichen.

In einem Tarifsystem, das die Tarife aus Anreizgründen vorausschauend bestimmt und die (nachträgliche) Verrechnung von Istkosten nicht zulässt, wird es zu Abweichungen zwischen den tarifwirksamen Kosten, den in der Abrechnungsperiode tatsächlich anfallenden (Ist)Kosten und den erwirtschafteten Erlösen kommen. Im aktuellen österreichischen System kann es einzig und allein beim Fernleitungsnetzbetreiber OMV nur zu einem Abweichen zwischen den tarifwirksamen Kosten und den tatsächlich anfallenden (Ist)Kosten kommen. Die Erlöse entsprechen immer den tarifwirksamen Kosten.

Will man das System nicht grundsätzlich ändern, ist das gegenwärtige System um eine Tarifkomponente für die kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber zu ergänzen..

Die zentrale Aufgabe der gegenständlichen Studie ist die Verbesserung der Planungsgrundlagen für die Kapazitätsallokation auf der Fernleitungsebene einschließlich der exakten Abbildung der in Abschnitt 4.2 dargestellten Beziehungsgeflechte. Damit soll auch eine verbesserte Abstimmung der einzelnen Planungs- und Abstimmungsprozesse beginnend mit den kurzfristigen Fahrplananmeldungen bis hin zur Langfristplanung stattfinden. Diese verbesserten Planungsgrundlagen für die Kapazitätsbedarfe auf der Fernleitungsebene zur Versorgung einzelner Netzbereiche sollten

- zum einen auch die Basis für die Bestimmung der angemessenen Kosten der Fernleitungsebene sein, da die auf der Fernleitungsebene vorzuhaltenden Kapazitäten bekannt sind, und
- zum anderen auch die Grundlage für die Wälzung der Fernleitungskosten in die einzelnen Netzbereiche bilden.

Kurzfristiger nicht absehbarer und im Rahmen der Tarifbestimmung daher nicht berücksichtigbarer Bedarf an Fernleitungskapazität sollte daher nur in Ausnahmefällen anfallen. Erst wenn die, dem Netzbereich zugeordnete Leistung ausgeschöpft ist und als Folge dem Kunden eine einschränkbare Netznutzung erfolglos angeboten wurde oder gar eine Verweigerung ausgesprochen werden müsste besteht die Möglichkeit durch einen Netzzugangsantrag eines Verteilnetzbetreibers beim Fernleitungsnetzbetreiber den Kapazitätsbedarf zu beantragen.

In der österreichischen Regelzone Ost ist dies insbesondere durch die kurzfristige Ersteuerung von Kapazitäten auf den Transitleitungen vorstellbar. Je länger aber der Tarifprüfungszyklus ausgedehnt wird, desto wahrscheinlicher wird eine Bereitstellung von kurzfristigen zusätzlichen und im Rahmen der Tarifbestimmung nicht berücksichtigbarer Kapazitäten auf der Fernleitungsebene auch auf den ausschließlich der Inlandsversorgung gewidmeten Fernleitungen. Für diese Ausnahmefälle ist eine mengenabhängige Tarifkomponente auf der Fern-

leitungsebene zu berücksichtigen, die im Folgenden unter dem Arbeitstitel „Dynamische Fernleitungsbriefmarke“ kurz vorgestellt werden soll.

Die Wälzung der Fernleitungskosten auf die einzelnen Netzbereiche erfolgt aktuell zu 30 % an Hand der Arbeit (Verbrauch) und zu 70 % an Hand der Leistung (Kapazität) des jeweiligen Netzbereichs. Aktuell orientiert sich die Prognose der Arbeit und der Leistung an der aktuell verfügbaren Ist-Arbeit bzw. Ist-Leistung.⁶⁰ Damit kommt mittelbar eine anteilige Verrechnung von Fernleitungskosten über die Leistung in Form eines Tarifs je m³/h und Jahr zur Anwendung.

Abbildung 14 zeigt die maximale Leistung je Tarifbereich der Regelzone Ost im Zeitraum 1. 4. 2004 bis 31. 3. 2005. Bei gesamten jährlichen Fernleitungskosten von beispielsweise € 60.359.500 erhält man einen Tarif je m³/h und Jahr von 18,56 (=60.359.500×0,7/2.276.252).

Tarifbereich	Maximale Leistung je Bundesland
Burgenland	57.140
Kärnten	55.435
Niederösterreich	628.236
Oberösterreich	477.319
Salzburg	97.706
Steiermark	279.227
Wien	681.189
Summe	2.276.252

Abbildung 14: Maximaler Verbrauch je m³/h je Bundesland der Regelzone Ost im Zeitraum 1. 4. 2004 bis 31. 3. 2005⁶¹

Einspeisepunkt	Summe der maximale Stundenanmeldungen je BGV	Maximum der zeitgleichen Stundenanmeldung aller BGV
BAUMGARTEN	1.157.958	1.037.204
OBERKAPPEL	335.030	255.582
OMV_PROD.	227.300	227.009
RAG_PROD. Verbr. RZ	132.625	110.029
SPEICHER_OMV	618.393	598.404
SPEICHER_PUCHK	277.000	277.000
BRUCH/FREILASSING	25.531	24.500
LAA	9.991	9.991
SCHAERDING	2.298	2.298
Summe	2.786.127	2.542.018

⁶⁰ Wie bereits vorhin hingewiesen, werden nach Verbesserung der Planungsgrundlagen durch mittelfristige Kapazitätsanmeldungen seitens der Verteilnetzbetreiber verstärkt diese Kapazitätsanmeldungen für die Kostenwälzung herangezogen werden.

⁶¹ Quelle: Mitteilungen der AGGM vom 24. 6. 2005.

Abbildung 15: Anmeldungen an den Einspeisepunkten der Regelzone Ost⁶²

Abbildung 15 zeigt im Vergleich zu Abbildung 14 die Fahrplananmeldungen der einzelnen BGV an den Einspeisepunkten der Regelzone Ost und verdeutlicht damit zusätzlichen (zeitgleichen) Kapazitätsbedarf der BGV/Versorger im Vergleich zum maximalen zeitgleichen Kapazitätsbedarf der Endkunden.

Für kurzfristige zusätzliche und im Rahmen der Tarifbestimmung nicht berücksichtigte Kapazitäten auf der Fernleitungsebene kann daher eine dynamische Fernleitungsbriefmarke je m³/h und Jahr im Ausmaß von ca. € 18,56 zum Ansatz gebracht werden. Da die erhöhte Anmeldung von Kapazitäten auf der Fernleitungsebene in diesen Fällen von den Verteilernetzbetreibern ausgeht, ist die dynamische Fernleitungsbriefmarke auch von den Verteilernetzbetreibern an den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber zu entrichten.

Der Fernleitungsnetzbetreiber erhält daher für die nicht absehbaren und in der Tarifbestimmung nicht berücksichtgbaren Kosten für die Bereitstellung von Kapazitäten zusätzliche Erlöse. In der Regel werden diese zusätzlichen tariflichen Erlöse nicht mit den tatsächlichen Kosten übereinstimmen. Da sich die dynamische Fernleitungsbriefmarke aber an den durchschnittlichen Fernleitungskosten orientiert, sollte sich über die Zeit sowie über alle Fernleitungsnetzbetreiber ein Ausgleich zwischen den nicht absehbaren Kosten und den zusätzlichen tariflichen Erlösen ergeben. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden im Vergleich zum bestehenden System jedenfalls besser gestellt, da sie erstmals für zusätzliche, nicht absehbare Kapazitätsbereitstellungen eine unmittelbare Abgeltung erhalten.

Die Verteilernetzbetreiber hingegen werden im Vergleich zum bestehenden System klarerweise schlechter gestellt, da sie für das Leisten der dynamischen Fernleitungsbriefmarke keine zusätzliche Abgeltung über das bestehende Tarifsystem (Verteilerbriefmarke) erzielen können. Da Verteilernetzbetreiber zusätzliche Kapazitäten aber nur dann anmelden werden, wenn diese Kapazitäten auch tatsächlich in Anspruch genommen werden, ist davon auszugehen, dass Verteilernetzbetreiber in Folge der Kapazitätsausweitung erhöhte Systemnutzungstarife erlösen werden. Diese Systemnutzungstarife enthalten aber auch anteilige Kosten für die Fernleitungskosten, sodass die (anteilige) Weitergabe zusätzlich erlöster „anteiliger Fernleitungsentgelte“ über die dynamische Fernleitungsbriefmarke lediglich zu einer verursachungsgerechteren Verteilung von Erlösen aus den Systemnutzungstarifen führt.

Die Einführung einer dynamischen Fernleitungsbriefmarke bedeutet aber nicht, dass absehbare Erhöhungen der Kapazitätsvorhaltung, wenn sie in der jeweiligen Tarifprüfungsperiode notwendig und auch kostenwirksam werden, nicht zu berücksichtigen wären. Die dynamische Fernleitungsbriefmarke deckt lediglich die nicht vorhergesehen Ausweitungen von Fernleitungskapazitäten ab. Selbstverständlich steigt bei Berücksichtigung zukünftiger Kostensteigerung die Ge-

⁶² Quelle: Mitteilungen der AGGM vom 24. 6. 2005.

fahr, dass u.U. auch im Endeffekt nicht notwendige Erhöhungen von Kapazitätsvorhaltungen abgegolten werden ohne dass entsprechende Kosten entstanden sind. Auf der anderen Seite sind vom Netzbetreiber aber auch jene (Mehr)Kosten zu tragen, die bei der Tarifbestimmung nicht vorhergesehen wurden. Bei Berücksichtigung zusätzlicher erst in der Zukunft erstmals anfallender Kosten darf nicht übersehen werden, dass umgekehrt aktuell anfallende Kosten zukünftig wegfallen können. Beispielhaft seien hier nur die vollständige Abschreibung von Anlagevermögen oder das Stilllegen von Leitungsteilen genannt.

Ein Übertrag von Mehr- oder Mindererlösen wird grundsätzlich abgelehnt, da gerade die Möglichkeit der Erwirtschaftung von den Unternehmen verbleibenden Mehrerlösen Netzbetreiber zu Effizienz- und Produktivitätssteigerungen anreizen sollen. Etwaige Mindererlöse und damit eine zu geringe Kapitalverzinsung sind auf der anderen Seite von den (Eigen)Kapitalgebern zu tragen, die auch für die Risikotragung von Mehr- bzw. Mindererlösen eine angemessene Risikoprämie zugestanden bekommen.

In Österreich wird oft die „zu geringe“ Risikoprämie für das eingesetzte Eigenkapital beklagt. Hier wird bewusst auf die Risikoprämie abgestellt, da die absolute Höhe des Kalkulationszinssatzes durch das allgemeine Zinsniveau und durch das Steuersystem bestimmt wird. Die Höhe der Risikoprämie wurde in Österreich in zahlreichen Gutachten zu den Finanzierungskosten von Gasnetzbetreibern diskutiert. Da das grundsätzliche Verfahren zur Bestimmung der Risikoprämie nicht Auftragsgegenstand ist, kann eine weitergehende Diskussion dieser Gutachten unterbleiben.

Im österreichischen, die Fernleitungsnetzbetreiber betreffenden Regulierungsregime fallen die Transportmengen unabhängige Systemnutzungstarife für den Fernleitungsnetzbetreiber OMV Erdgas GmbH auf. Erlösseitig hat die OMV Erdgas GmbH daher kein Risiko mit Ausnahme, dass einer der anderen Fernleitungsnetzbetreiber insolvent wird. Dieser Fall scheint aber höchst unwahrscheinlich zu sein.

Die OMV Erdgas GesmbH ist daher als Fernleitungsnetzbetreiber nur kostenseitig einem Risiko ausgesetzt. Es ist daher berechtigt zu hinterfragen, ob der OMV Erdgas GesmbH eine Risikoprämie in gleicher Höhe wie den anderen österreichischen Netzbetreibern zusteht. Eine Umgestaltung des Fernleitungstarifsystems, wo auch die OMV Erdgas GesmbH erlösseitige Risiken zu tragen hätte, würde daher zu einer Gleichbehandlung aller österreichischen Netzbetreiber durch das Regulierungsregime beitragen.

5 Lösungsansätze zur Optimierung der Kapazitätsnutzung

Im Zuge der Diskussionen um die Beseitigung der offensichtlichen Mängel wurden eine Vielzahl an Verbesserungsansätzen identifiziert und auch wiederholt genannt.

Die eingeforderten und nachfolgend dargestellten Verbesserungsansätze zielen vor allem darauf hin, dass AGGM zur Optimierung der Netznutzung belastbare (gesicherte) Planungen erstellen kann. Regimeanpassungen sollen dafür die notwendigen Voraussetzungen in Bezug auf den zu verwendenden Planungsansatz (keine Systembrüche) mit dem dafür erforderlichen Umfang und Qualität der Daten schaffen. Die für die Planung verwendeten Bedingungen (z.B. Wer stellt welche Daten bei? Wie sichert man die Datenqualität ab? Welche Prioritäten gelten? Welche Art von Transport kann zugesichert werden?) definieren gleichzeitig die in einem Regime zu regelnden Sachverhalte.

Gestaltet man einen bestimmten Verbesserungsansatz zur Erreichung eines bestimmten Ziels, stellt sich heraus, dass entsprechend der gewählten Zuordnung der Kapazität zum Endkunden („Rucksack“) bzw zum BGV unterschiedliche Ausgestaltungen für den gleichen Verbesserungsansatz erforderlich sind. Dies kann sowohl den Inhalt als auch die Intensität der Regelung betreffen. Das bedeutet aber auch, dass ein bestimmter Verbesserungsansatz nicht unbedingt einen Systemwechsel nach sich zieht, sondern dass er – entsprechend seiner endgültigen Art/Intensität – für unterschiedliche Systeme angewendet bzw. gestaltet werden kann.

Wie in Kapitel 3.2.4 dargestellt, stehen sich zwei Varianten an Verbesserungsansätzen gegenüber:

- Option 1: Gestaltung von Verbesserungsansätzen für das bestehende System (siehe Kapitel 5.1)
- Option 2: Gestaltung von Verbesserungsansätzen mittels Entry–Exit–System laut AGGM Vorschlag (siehe Kapitel 5.2)

In der Folge werden die Verbesserungsansätze getrennt nach diesen beiden Optionen beschrieben.

Wählt man Option 2 „Zuordnung der Fernleitungskapazität zum BGV/Versorger, übernehmen die BGV/Versorger mittelbar die Verantwortung für die Beistellung der Daten sowie deren Richtigkeit. So liegt beispielsweise die Verantwortung für die Höhe der reservierten Kapazität an den Entry–Punkten allein beim BGV/Versorger. Dadurch wird AGGM in ihrer Verantwortung zunächst zwar entlastet. Allenfalls notwendige Optimierungen durch AGGM in einem dann möglicherweise aufwändigeren Prozess sind aber sicherzustellen. Seitens der hauptsächlich betroffenen BGV/Versorger wurde eine erste Zustimmung zu der oben zitierten Datenverantwortung signalisiert, da diese ohnehin weitgehend bran-

chenüblich ist. Sie verstärkt aber jedenfalls die Position der BGV/Versorger gegenüber AGGM und Kunden.

Werden die Rechte an die BGV/Versorger übertragen, benötigt die Optimierung des Netzes bzw. AGGM ebenso wirkungsvolle und umfangreiche Instrumente, die diesen Rechten entsprechen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die zeitaufwändige Anwendung dieser Instrumente der notwendigen Dynamik der Kapazitätszuordnung im gegebenen Umfeld der geringen Wettbewerbsmöglichkeiten entgegenstehen kann⁶³.

Diese Dynamik ergibt sich unter anderem⁶⁴ sowohl aus Feststellungen in der LFP 2005 als auch aus Untersuchungen der Wettbewerbsbehörde, denen zufolge der Trend zu kürzerfristigen Lieferungen geht⁶⁵.

Wählt man die bestehende Option 1 der Anmeldung von Kapazitäten und der Kapazitätszuordnung durch die AGGM und wird es – ohne Systemwechsel – ermöglicht die notwendige Datensicherheit zu schaffen, kann mit einfacheren und rascher wirksamen Instrumenten das Auslangen gefunden werden. Außer Streit steht jedenfalls, dass im Sinne einer verbesserten Planung der Kapazitätsbedarf für die Aufbringungsseite vom BGV/Versorger zu benennen ist. Es ist also vor allem zu entscheiden, mit welchen Mitteln die notwendige Datensicherheit her- und verbindlich gestellt werden kann.

Hinsichtlich der Gestaltung des Regimes ist festzustellen, dass AGGM als oberste Kapazitätsagglomerierungsebene die besten Möglichkeiten zur Portfeuillebildung bzw. zur Nutzung von Gleichzeitigkeiten hat. Zu berücksichtigen ist auch die Position der „Liberalisierungsbegünstigten“ (=Endkunden), die mit Ausnahme ihres absoluten Rechts auf jederzeit verfügbare Kapazität mit keinen weiteren Verfahrensbelastungen - aus Komplexitäts- und Kostengründen - konfrontiert sein wollen.

Bei der Gestaltung der einzelnen Verbesserungsansätze im Rahmen einer Option ist weiters zu beachten, dass die meisten dieser Verbesserungsansätze miteinander vernetzt sind. Das bedeutet, dass diese bei Anwendung in Bezug auf ihre Abhängigkeit untereinander zu betrachten sind und teils nicht isoliert umgesetzt werden können.

Es ist davon auszugehen, dass unterschiedliche Intensitäten vermischt mit nicht vorhersehbaren, konkreten Kapazitätssituationen nach wie vor einen hohen Anpassungsbedarf notwendig machen, der die Möglichkeiten eines auf fixen Kapazitätszuordnungen und –rechten aufbauenden Regimes übersteigen wird. Dafür werden entsprechende Berechtigungen für die AGGM notwendig sein.

⁶³ Siehe auch Stellungnahme der SCA, wonach die derzeitige Wechselzeit nicht die Annahme kurzfristiger Gasbezugsmöglichkeiten erlaubt.

⁶⁴ (1) Das deutsche Bundeskartellamt hat langfristige Gaslieferverträge als wettbewerbshemmend bezeichnet und eine Verfahren gegen 16 Ferngasunternehmen eingeleitet; Entwicklung und Nutzung von (2) Hubs und (3) Spotmärkten.

⁶⁵ Bundeswettbewerbsbehörde: Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft, S. 85 „kurzfristige Lieferungen senken die durchschnittlichen Bezugskosten“.

Welches Profil soll ein „neues“ Kapazitätsallokationssystem, das entweder durch die Anpassung des bestehenden Systems (Option 1) oder durch die Gestaltung eines alternativen Systems (Option 2) umgesetzt werden kann, erfüllen?

- Die identifizierten Schwächen sind ohne Verletzung der zu beachtenden Grundprinzipien möglichst weitgehend zu beseitigen. Diese Schwächen sind der Ordnung halber nochmals gelistet:
 - Unzufriedenstellende(r) Planungsansatz und -logik: Beachtung der Aufbringungsseite fehlt fast zur Gänze; daraus resultiert ein Mangel an Daten (Bezugssituation der Versorger, Sonstige Transporte, etc.)
 - Mangel an Kapazitätsanmeldemöglichkeiten führt u.a. aus Gründen eines kürzerfristig werdenden Gasgeschäftes zu suboptimaler Netzplanung bzw. -nutzung.
 - Nicht abgesicherte bzw. mit Haftungen unterlegte Datenqualität
 - „Rucksack“ – Systemfehler (Erstzuordnung der Kapazität zu BGV/Versorger, Neuordnung gemäß Wechselprozedere zu Endkunden); führt zu zwar vorgehaltenen, aber nicht genutzten Entry-Kapazitäten
 - Keine Kapazitäts-Portfolionutzung aufgrund der derzeitigen Zuordnung zum kleinsten Kapazitätsnutzer (=Endkunde)
 - Kein Anreiz sparsamer Kapazitätsverwendung aufgrund kostenloser Kapazitätsanmeldung auf der Fernleitungsebene
 - Fehlende klare Prioritätenregelungen bei tatsächlich auftretenden physischen Engpässen
 - Zu geringer Gas-zu-Gas Wettbewerb

- Zu beachtende Ziele:
 - Keine Aufweichung der erreichten Liberalisierungserfolge
 - Netzzugang auf Basis regulierter Tarif
 - Sicherung der Rechte des Endkunden und der Einfachheit des Lieferantenwechsels auch bei kurzfristigen und komplexen Beschaffungssituationen wegen des geringen Gas-zu-Gas Wettbewerbs. Entsprechend den EU-Vorgaben sind die Endkunden die Primär - Begünstigten des Liberalisierungsprozesses.
 - Weitgehende Selbstregulierung
 - Keine weitere Verschlechterung der Wettbewerbsmöglichkeiten durch zusätzliche Systemträgheiten, insbesondere für den Fall, dass Gas verfügbar wird
 - Keine Diskriminierung von (evtl. auftretenden) „kleinen“ Anbietern
 - Verbesserung des Planungsprozesses durch
 - Verbesserten Planungsansatz und -logik (Planungssicherheit und -qualität): Planung übernimmt nicht nur die Aufgaben langfristig den Investitionsbedarf voraussagen und kurzfristig die aktuellen Kapazitätssituationen als Basis von Transportzusicherungen beurteilen zu

können; Planung bedeutet gleichzeitig auch den roten Faden für die Gestaltung des Regimes mit seinen Detailbedingungen.

- Verbesserte Datenqualität stellt als 2. Bedingung zur Planungslogik erst den Nutzen eines hochwertigen Planungsansatzes sicher. Eine Reihe von Verbesserungsansätzen (z.B. Zuordnung eines Wertes zur Kapazität, etc.) setzt sich deswegen mit der Absicherung der Datenqualität, insbesondere in Bezug auf den Parameter „benötigte Kapazität“, auseinander.
- Verbesserung des Kapazitätsallokationsprozesses durch
 - Planung und Prüfung sowie
 - Freigabe

Dieser Prozess setzt sich mit der Konvertierung der Planungsergebnisse in die konkreten Kapazitätsaussagen bzw. -zusicherungen der AGGM auseinander. Dafür sind u.a. Regelungen hinsichtlich der Anwendung von Prioritäten, der Art des zugesicherten Transportes, etc. erforderlich. Zu beachten ist dabei, dass der Gasmarkt kurzfristiger geworden ist bzw. werden wird, womit zur Wahrnehmung von Wettbewerbsmöglichkeiten rascher als bisher Kapazitätsbeurteilungen und -zuordnungen durchgeführt werden müssen.

- Steuerung Netzbetrieb und Kapazitätsmanagement im realen Netzbetrieb/Kapazitätsfreigabeprozess

Der Planungsansatz führt zu den notwendigen „Werkzeugen“ für das Management der Kapazität im realen Netzbetrieb. So macht sie auf etwaige Regelungserfordernisse bei Abweichungen der Ist-Kapazitäten bzw. Ist-Situationen des Netzes (Engpassfälle, nicht genutzte aber vertraglich „reservierte“ Kapazitäten, etc.) von den jeweiligen Plan-Vorgaben aufmerksam, für welche die erforderlichen Maßnahmen (Verbesserungsansätze), z.B. in Form

- eines Kapazitätsfreigabepaketes mit Regelungen für UIOLI, etc. oder
- eines Engpasspaketes mit Regelungen für Prioritäten, Einkürzungen, etc. oder
- unterschiedlicher Typen von Kapazitätssicherungen, wie gesichert oder einschränkbar⁶⁶

abzuleiten sind.

In dem oben beschriebenen Rahmenwerk können auch Regelungen definiert werden, die mit Hilfe bereits beschriebener Ansätze (z.B. Wertzuordnung zu Fernleitungskapazitäten)

- eine bessere Nutzung von Portfolioeffekten zur besseren Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten

⁶⁶ Der ursprünglich auch verwendete Begriff „nach Können und Vermögen“ wurde aufgrund seiner mangelnden Definition im Gesetz hier und in der Folge nicht mehr verwendet

- Anreize (Selbstregelungseffekte) und Bedrohungen zur Vermeidung von ungenutzten Kapazitäten
 - bedarfsgerechte Kapazitätsbuchungsmöglichkeiten zur Ausnützung von Marktangeboten und Transportnischen, etc.
- schaffen.

Die oben dargestellten Grundprinzipien für die Gestaltung der Verbesserungsansätze zeigen deren Vernetztheit, auf die bei der Beschreibung der einzelnen Verbesserungsansätze im Detail eingegangen wird.

Es handelt sich damit nicht mehr um die Gestaltung von voneinander isolierten und punktuellen Maßnahmen, sondern um die Gestaltung eines in sich homogenen Gesamtpakets, aus dem sich auch eine Hierarchie der Verbesserungsansätze ableiten lässt. Die Anwendung dieser Prozessorientierung erlaubt auch Rückschlüsse auf die Wirksamkeit und Zielerfüllung von Verbesserungsideen, wie z.B. die geringe Wirkung eines Reservierungsentgelts beim bestehenden System aufgrund der Zuordnung zum „schwächsten Kapazitätsbündler“, dem Endkunden (außer es entsteht ein eigener Marktteilnehmer, der sich mit dem Management von Transportrechten befasst).

Die Strukturierung der Verbesserungsansätze wurde auch so gehalten, um diese nach ihren dafür in Frage kommenden „*Rezepten*“ und ihren dafür *Verantwortlichen* differenzieren zu können.

Beispiel: „Thema Beantragung und Planung“:

- Verbesserungsansatz (1) Planungssystem
 - Rezept: Planungsansatz/-mathematik mit dadurch erforderlichem Datenumfang
 - *Verantwortlicher*: AGGM
- Verbesserungsansatz (2) Datenqualität
 - *Rezept*: Sanktionen und Incentives
 - *Verantwortlicher*: Datenlieferant (BGV/Versorger)

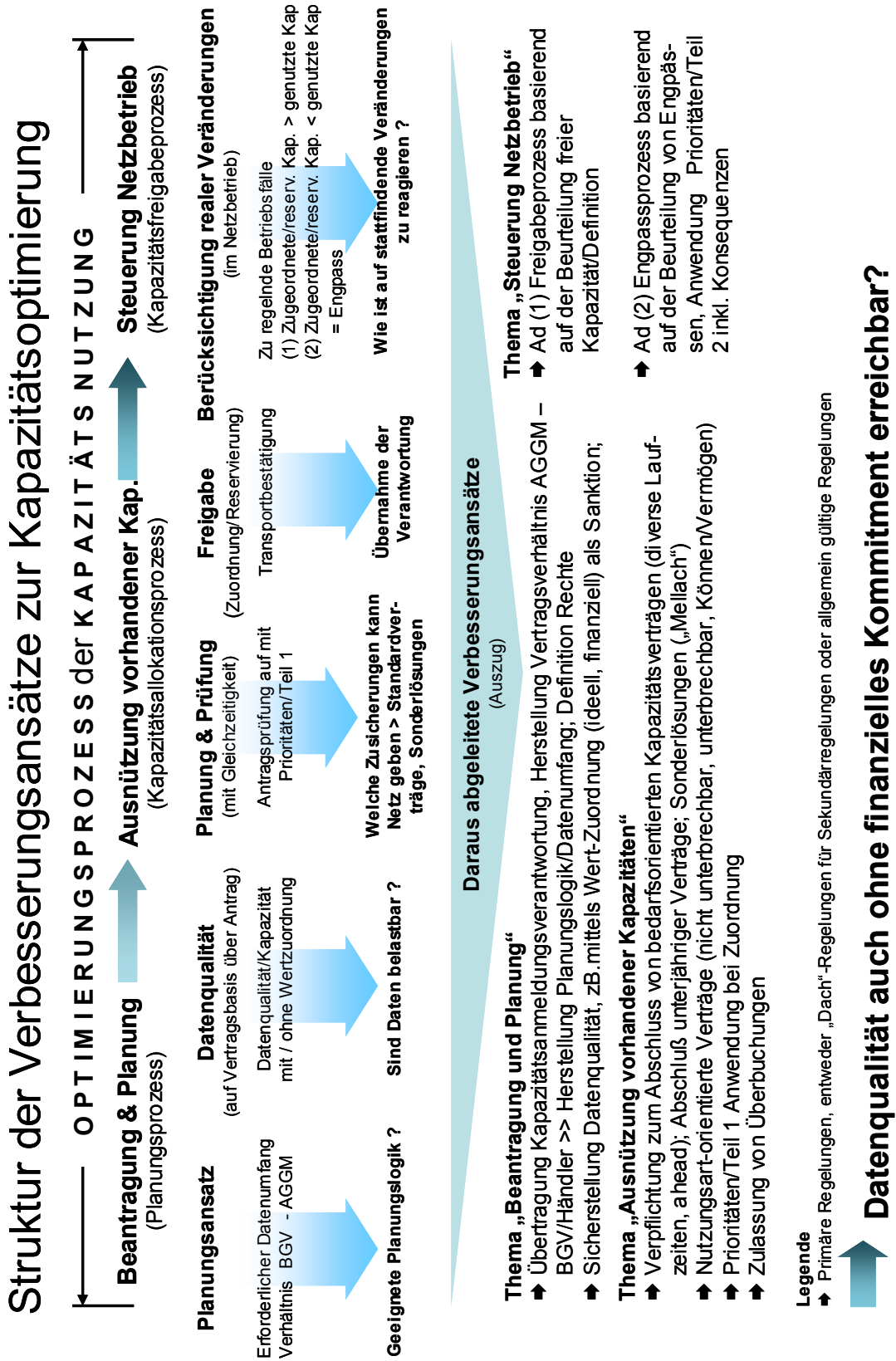


Abbildung 16: Positionierung der wesentlichen Verbesserungsansätze im Rahmen der Struktur der Kapazitätsoptimierungsaufgabe

Die obige Darstellung konzentriert sich auf das Hauptthema der kapazitätsrelevanten Verbesserungsansätze. In den nachfolgenden Ausführungen werden die beiden in Diskussion stehenden Lösungsansätze in Form der

- ⇒ Option 1: Gestaltung von Verbesserungsansätzen für das bestehende System unter Aufrechterhaltung des Endkunden - „Rucksack“-Prinzips
- ⇒ Option 2: Gestaltung von Verbesserungsansätzen mittels Entry–Exit–System laut AGGM Vorschlag mit entgeltlicher Übertragung der Kapazitätsrechte an den reservierenden BGV/Versorger

gegenübergestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zwar grundsätzlich gleich definierte aber unterschiedlich ausgestaltete Verbesserungsansätze zur Anwendung kommen.

Folgende Begriffe werden verwendet:

- „Anmeldung“ als nicht durch ein Entgelt unterlegter Kapazitätsantrag durch den Kapazitätsberechtigten oder durch den BGV/Versorger. Akzeptiert AGGM diesen Kapazitätsantrag wird dieser in eine „bestätigte Anmeldung“ umgewandelt.
- „Reservierung“ als ein durch ein Entgelt in vorerst nicht definierter Höhe unterlegter Kapazitätsantrag durch den Kapazitätsberechtigten.

Netzzugangsberechtigt ist gemäß § 6 Z. 36. und Z. 23. GWG u.a. der Versorger⁶⁷, wobei weiters nach § 41a. GWG Versorger Netzzugang im Namen ihrer Kunden begehren können.

Der Unterschied von Option 1 zu Option 2 besteht somit darin, dass kein durch BGV/Versorger zu leistendes Entgelt als Grundlage der Einforderung eines Kapazitätsrechts eingeführt ist.

5.1 Option 1: Gestaltung von Verbesserungsansätzen für das bestehende System

Wie eingangs ausgeführt besteht das wesentliche Verbesserungsziel für beide angeführten Optionen in der Sicherstellung eines belastbaren Planungsansatzes und der dafür erforderlichen Datenqualität und -verbindlichkeit. Option 1 strebt dieses Ziel mit Hilfe von entgeltlosen Kapazitätsanmeldungen und -zusicherungen sowie einem Bedrohungsszenario für den Fall „falscher“ Kapazitätsanmeldungen an; Option 2 - „Entry – Exit Vorschlag AGGM“ versucht die-

⁶⁷ § 6 Z 36 GWG: "Netzzugangsberechtigte" Kunden, Erzeuger von biogenen Gasen, die ein Recht auf Netzzugang haben und Produzenten von Erdgas, die ein Recht auf Netzzugang haben sowie Netzbetreiber und Regelzonenführer, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist und Z 23. "Kunden" sind Endverbraucher, Erdgashändler oder Erdgasunternehmen, die Erdgas kaufen

ses Ziel durch Festsetzung eines Reservierungsentgelts für den vom BGV/Versorger benötigten und entsprechend bekannt gegebenen Kapazitätsbedarf zu erreichen. Damit wird von beiden Optionen das gleiche Ziel, lediglich auf unterschiedlichen Wegen und mit unterschiedlichen Konsequenzen, wie nachfolgend im Detail ausgeführt, angestrebt. Die Reservierung des BGV/Versorger durch Kauf einer Kapazität wird ersetzt durch eine Anmeldung des BGV/Versorger auf die gleiche Kapazität unter der Inkaufnahme einer Bedrohung (siehe 5.1.1.2. – „Rezept“ 3)

Der für den für den Planungsansatz beider Optionen erforderliche Informationsfluss kann wie folgt dargestellt werden.

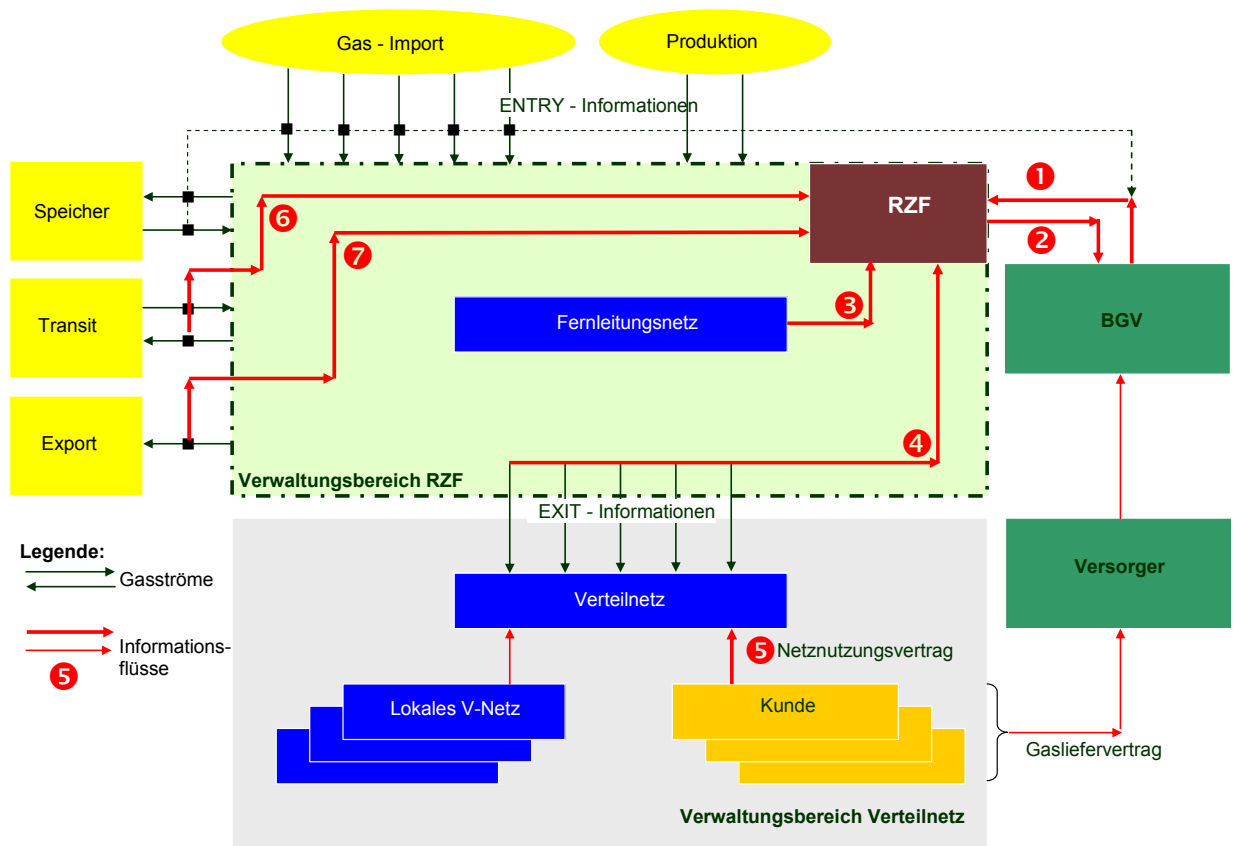


Abbildung 17: Informationsflüsse im Beziehungsgeflecht Option 1

Ref	Wann	Benötigte Information *	Von	nach	Zu spezifizieren in
1	Beginn Gasjahr mit Renommierungspflicht	Entry- und Speicher-Anmeldungen mit folgendem Informationsgehalt für das Gasjahr ➤ Detailliertes Kapazitätsbedarfsprofil auf Wochen bzw. Monatsbasis ➤ maximale Kapazität ➤ Jahresmenge ➤ Druck	BGV	RZF	ANB RZF > BGV
2	Beginn Gasjahr	Bestätigung der Anmeldungen differenziert nach gesicherter versus einschränkbarer Kapazität	RZF	BGV	ANB RZF > BGV
3	Beginn Gasjahr	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsangebot im Gasjahr (Revisionen, etc.) • Druckwerte von Leitungspunkten mit besonderen Anforderungen • Information über die aktuelle Fahrweise 	FL NB	RZF	ANB RZF – FL NB
4	Beginn Gasjahr mit Renommierungspflicht	Bekanntgabe Exit-Kapazitätsbedarf aus der Fernleitung mit detaill. Kapazitätsbedarfsprofil auf Wochen- bzw. Monatsbasis (max. Kapazität, Jahresmenge, Zeitbereich, Druck) seitens der VNB	VNB	RZF	ANB RZF - VNB
5	Beginn Gasjahr	Über Netznutzungsvertrag und Wechselprozess: leistungsgemessene Kunden geben detailliertes Kapazitätsbedarfsprofil auf Wochen bzw. Monatsbasis einschließlich maximaler Kapazität und Jahresmenge bekannt. Entspr. Planungssicherheit auch für VNB. Im Fall eines Mindestentgelts f. Neukunden gleichziehen mit Informationsverpflichtung für Altkunden	Ku	VNB	ANB VNB
6	Beginn Gasjahr	Bekanntgabe der Transit-Kapazitätsprofile	Transiteur	RZF	ANB RZF
7	Beginn Gasjahr	Bekanntgabe der Export-Kapazitätsprofile	Exporteur	RZF	ANB RZF

* ..jeweils mit Aktualisierungsverpflichtung

Abbildung 18: Erläuterungen zum Beziehungsgeflecht Option 1

Wie unter 5.1.1 dargestellt, wird mit den gegenständlichen Verbesserungsansätzen (Option 1, Option 2) eine Verbesserung des mittelfristigen Planungshorizonts angestrebt, womit Fahrplanmanagement sowie Ausgleichsenergieabrechnung mit 1. und 2. Clearing hier nicht zu behandeln sind. Bezüglich des kurzfristigen Planungshorizonts (Fahrpläne und Ausgleichsenergieermittlung) stellt AGGM fest, dass die Marktregeln mit Beziehungsgeflecht im Falle der Option 2 gleich bleiben. Dies gilt somit auch für die hier behandelte Option 1.

Schwerpunkt in dem hier darzustellenden Beziehungsgeflecht ist damit die Beschreibung der für die Mengen- und Kapazitätsbilanz erforderlichen Daten und Informationen.

Folgende Randbedingungen gelten für die nachfolgenden Verbesserungsansätze im Rahmen der Option 1:

Fortbestand des GWG mit geltendem Rucksackprinzip:

- Endkunde ist Kapazitätsinhaber

- BGV verfügen über keine direkten, jedoch über die von den zugeordneten Versorgern eingebrachten Kapazitätsrechte und geben ihren Kapazitätsbedarf genauestmöglich bekannt
- Endkunde trägt das Netznutzungsentgelt zur Gänze (Aufrechthaltung des Briefmarkenprinzips)

Beim Begriff „Reservierung durch den Kunden“ handelt es sich aufgrund des Weiterbestehens des Briefmarkenprinzips um eine grundsätzlich, nicht an einem bestimmten Punkt reservierte Kapazität. Das bedeutet, dass der RZF eine entsprechende Koordination der Transportleistungen durchzuführen hat.

5.1.1 Thema „Beantragung und Planung“ (Planungsprozess)

Grundsätzlich ist damit in Bezug auf die planende Gestaltung des Netzbetriebs zu unterscheiden zwischen

- ⇒ der kurzfristigen Planung, wie sie sich aus der Verarbeitung der Fahrpläne ergibt
- ⇒ der mittelfristigen „operativen“ Planung, die für Neuanmeldungen, Versorgerwechsel, Netzzugangsverweigerungen, konkrete Engpassmaßnahmen, etc. die aktuellen Kapazitätsaussagen trifft.

Diese mittelfristige Planung ist Gegenstand der nachfolgenden Betrachtungen hinsichtlich deren Verbesserung sowie in ihrer Beziehung zur langfristigen Planung mit ihren Auswirkungen auf notwendige Investitionsvorhaben.

Im bisherigen Planungsgeschehen war der Schwerpunkt auf die kurz- und langfristige Planung gelegt worden, woraus sich auch die bestehende Kritik mangelnder Netzoptimierungsmöglichkeiten ableiten lässt. Wie für die Langfristplanung kann ebenso für die hier schwerpunktmäßig anzuwendende Mittelfristplanung das gleiche Planungsinstrument „SIMONE“ herangezogen werden, wie es auch bereits jetzt der Fall ist.

Der Planungsprozess bezieht sich dabei auf sämtliche innerhalb der Regelzone genutzten Kapazitäten, auch wenn diese unter Verwendung des regelzonen-internen Netzes für die Umsetzung von Exportmöglichkeiten verwendet werden.

Anmerkung: Die über Tarif- oder Regimegestaltungen mögliche Förderung bzw. Nichtbelastung von Exporten entzieht dem Markt Gas bzw. Liquidität und trägt damit zu der seitens der Kunden immer wieder kritisierten Wettbewerbsschwäche des österreichischen Gasmarktes bei. Im Sinne der Förderung des Wettbewerbs sind deswegen Möglichkeiten zu erwägen, um dem Markt Liquidität zuzuführen. Dies kann sich auf ein geeignetes Regime für eine nicht diskriminierende Durchführung von Gas-Releaseprogrammen sowie auf unterstützende tarifäre Maßnahmen beziehen. Zu beachten ist dabei allerdings, dass Systemnutzungstarife eine Nutzung des Systems voraussetzen und nicht Abtauschsituationen außerhalb der Regelzone abbilden können.

5.1.1.1 Verbesserung des Planungsansatzes

Sicherstellung des Datenumfanges für die Aufbringungs- und Abgabenseitige Planung; Kapazitätsanmeldung (nicht Reservierung) durch BGV/Versorger; Herstellung eines diesbezüglichen Vertragsverhältnisses BGV/Versorger mit AGGM; Darstellung in Musterverträgen, AB und Code of Conduct.

Inhalt:

Im Rahmen des derzeitigen Systems ist mit diesem Verbesserungsansatz sicherzustellen, dass die AGGM den für das Planungsmodell notwendigen Umfang an Daten zur Verfügung hat. Diese Daten stehen nach Aussage AGGM auf der Aufbringungsseite derzeit nur auf freiwilliger Basis zur Verfügung und sind somit zuwenig belastbar.

Die diesbezüglichen Ansprüche wurden von AGGM in ihrem Vorschlag zur Einführung eines Entry–Exit–Tarifs definiert⁶⁸, wobei in Bezug auf den Umfang der benötigten Daten kein Unterschied zur Verwendung dieser Daten zum gleichen Zweck im bestehenden System bzw. in der verbesserten Version der Option 1 besteht. Der genaue Datenumfang ergibt sich aus der Mathematik des verwendeten Planungsansatzes bzw. -modells. Beschaffungsaufwand bzw. dafür notwendige Regelungen sind deshalb für beide Optionen gleichzusetzen. Beispielsweise werden diese Daten auch für die BGV/Versorger die relevanten Bedarfe an den Einspeisepunkten beschreiben, die derzeit noch von Pauschalzuordnungen per 30.9.2002 gekennzeichnet sind.

Praktische Konsequenz dieser Datenbeschaffung ist die Herstellung einer vertraglichen Beziehung zwischen den Datenlieferanten (BGV/Versorger) und AGGM, wie sie das GWG im § 12 b (1) Z 15 GWG⁶⁹ unter Verweis auf Marktregeln ohnehin vorsieht. Diese vertragliche Beziehung umfasst notwendigerweise den gesamten Kapazitätsbedarf der BGV/Versorger, somit ebenso den Bedarf für Sonstige Transporte. Im Sinne der Option 1 wird mit dieser vertraglichen Beziehung der Kapazitätsanmelde- und -bestätigungsprozess auch in Bezug auf seine Konsequenz – die Bedrohung durch Einlieferverpflichtung gemäß 5.1.1.2 – Rezept 3 verifiziert. Dieses Thema war auch Gegenstand einer Besprechung am 15. 5. 2003, in der einige Teilaspekte behandelt wurden. Zusätzlich hält § 12 b (2) GWG den Anspruch des RZF auf alle Informationen, die er zur Erfüllung seiner Pflichten u.a. von den BGV benötigt, fest.

Datenumfang und -qualität auf der Abgabeseite werden als ausreichend bezeichnet, wie auch den detaillierten ANB RZF – Verteilnetzbetreiber mit Anhang 3 und der Anlage „Spezifikation des Online Datenaustausches“ zu entnehmen ist. Den AB RZF – BGV sowie den Sonstigen Marktregeln Kapitel 2 sind keine ähnlichen Datenbestimmungen zu entnehmen; lediglich für die Abwicklung von Fahrplänen sind entsprechende Beziehungen dargestellt.

⁶⁸ Siehe Kapitel 3.2.1.

⁶⁹ Z 15: Verträge über den Datenaustausch mit den Netzbetreibern, den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie dem Bilanzgruppenkoordinator und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen.

Daraus ergibt sich, dass sowohl Verteilnetzbetreiber (Abgabeseite) als auch BGV/Versorger (Aufbringungsseite) die sie betreffenden Kapazitätsdaten in den 3 Planungshorizonten dem RZF zur Koordinierung der Netzsteuerung sowie zur Investitionsplanung zur Verfügung stellen. Der Umfang der erforderlichen Kapazitätsdaten ergibt sich dabei aus dem für eine belastbare Planung zu verwendenden Planungsmodell.

Für kurzfristige Steuerungsmaßnahmen sind das jedenfalls die Fahrplananmeldungen der BGV/Versorger für Kapazitäten an den Entry-Punkten, deren Abgabekapazitäten an den Übergabestellen zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzebene (Verbrauchscentren) sowie die entsprechenden Daten für Speicherbefüllungen und -entnahmen. Verteilnetz- und Fernleitungsnetzbetreiber liefern Informationen über die kurzfristigen Leitungskapazitäten und haben sich allenfalls an der Kapazitätsabstimmung zwischen Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, BGV/Versorger und RZF zu beteiligen.

Für die hier zu behandelnden Aussagen bezüglich längerfristiger Kapazitätszuordnungen bzw. Netzzugangsverweigerungen besteht für den RZF gleicher Informationsbedarf, lediglich ausgedehnt auf die in Rede stehenden Antragsperioden. So wird man in einer mittelfristigen Netzplanung, -steuerung und -kapazitätszuordnung unter der Berücksichtigung gegebener Kapazitäten abgaben- und aufbringungsseitige sowie Daten zu Speicherbewegungen und Produktion benötigen. Um Gleichzeitigkeitsfaktoren auch im mittelfristigen Planungshorizont nutzbar zu machen, sind möglichst detaillierte Lastprofile seitens BGV/Versorger und Netzbetreiber zu liefern. Nur bei Kenntnis detaillierter Planlastprofile sind nicht zeitgleiche Leistungsspitzen an den relevanten Entry- und Exit-Punkten vorausschauend zu berücksichtigen ohne dass ungenutzte Kapazitäten generiert werden.

Im langfristigen Planungshorizont wird die Annahme gegebener Kapazitäten aufgegeben. Es kommt damit zu einer Verknüpfung der Netzplanung und -steuerung mit der langfristigen Planung und Durchführung von Investitionen in das Verteiler- und Fernleitungsnetz. Auch im langfristigen Planungshorizont wird man nicht genutzte Kapazitäten bzw. deren Schaffung nur dann verhindern, wenn Effekte nicht gleichzeitiger Leistungsspitzen einzelner BGV/Versorger bestmöglich genutzt werden können. Selbstverständlich setzt eine durchführbare Investitionsplanung die Abstimmung zwischen Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber, BGV/Versorger und RZF voraus.

Nutzen

Es besteht Einvernehmen, dass eine verbesserte Planung zur Beurteilung von aktuellen, für Netzzugangsverweigerungen relevanten Netzsituationen sowie zur Nutzenoptimierung der vorhandenen Kapazitäten erforderlich ist. Diese Nutzungsoptimierung betrifft dabei sowohl die Ermittlung der aktuellen Netzzustände und Auslastung als auch deren Gegenüberstellung mit bestehenden Kapazitätszuordnungen, womit zwar zugeordnete aber nicht genutzte Kapazitäten als freie Kapazitäten identifiziert werden können. Dies führt damit ebenso zur Überarbeitung der pauschal per 30.9.2002 an die BGV zugeordneten Kapazitäten.

Umsetzbarkeit

Diese ist abhängig von der Beschaffbarkeit der benötigten Daten, die in dem oben zitierten § 12 b (1) Z 15 GWG bestimmt ist, wobei z.B. im Bericht vom 15.5.2003 festgehalten ist, dass die BGV weniger die Weitergabe der Daten sondern die damit übernommene Haftung als kritisch ansehen. Damit sollte der Umfang an benötigten Daten darstellbar sein.

Verknüpfungen

Nachdem der Planungsansatz den roten Faden für die Gestaltung des Regimes darstellt, ist dieser Verbesserungsansatz mit sämtlichen anderen Ansätzen verknüpft.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass

- das GWG grundsätzlich die Voraussetzung für die benötigte Datenbeschaffung liefert,
- diese Voraussetzungen derzeit nur begrenzt in das notwendige detaillierte Verhältnis RZF – BGV (derzeit „auf freiwilliger Basis“) umgesetzt sind,
- womit der RZF ebenfalls nur begrenzt in der Lage ist, die ihm vom GWG überbundenen Verpflichtungen hinsichtlich der optimalen Auslastung der Leitungskapazitäten wahrzunehmen.

Um die Wirksamkeit dieses Verbesserungsansatzes bzw. die angestrebte Planungsqualität sicherzustellen, kann es sinnvoll sein, wenn die ECG eine Mitwirkungs- oder Genehmigungsfunktion bei den zu ändernden Bestimmungen erhält.

5.1.1.2 Datenqualität

Definition der Verpflichtungen und Verantwortung der BGV

Die zweite Komponente für die Verbesserung der Planung liegt in der Sicherstellung der Datenqualität bzw. der Datenverbindlichkeit, die für die Beurteilung der Kapazitätssituation der Höhe nach verantwortlich ist. Von AGGM und einigen Netzbetreibern wird davon ausgegangen, dass für die Absicherung dieser Datenqualität seitens des Antragstellers jedenfalls ein finanzielles Commitment als Incentive einzugehen ist, um zu hohe Anmeldungen (Option 1) bzw. Reservierungen (Option 2) zu vermeiden.

Für die Ausgestaltung dieses Verbesserungsansatzes gelten die unter Option 1 festgehaltenen Randbedingungen sowie das Ergebnis der Verbesserung des Planungsansatzes, demzufolge nur die Datenqualität für die Aufbringungsseite im Rahmen eines zu gestaltenden Beziehungsgeflechtes RZF – BGV zu sichern ist. Die Abgabeseite gilt im Wesentlichen als gesichert.

Verbesserungsansätze mit geänderten Rahmenbedingungen (Kapazitätsrecht beim BGV/Versorger, Einspeisetariffierung statt Wälzung in die Verteilerbrief-

marke) stellen einen Systemwechsel mit entsprechender GWG – Änderung dar und werden detailliert unter Option 2 diskutiert.

Prinzip

Zu beachten ist aufgrund des bestehenden Systems:

- Tarifäre Maßnahmen können aufgrund der „Endkundenbriefmarke“ letztendlich nur den Endkunden treffen.
- Das eigentliche Tool der Kapazitätsoptimierung bzw. der sparsamen Kapazitätsnutzung ist die Anwendung der Gleichzeitigkeit, die im dem den Endkunden vorgelagerten Netz stattfindet.
- Die Anwendung von entgeltlichen kapazitätsdisziplinierenden Maßnahmen führen beim BGV/Versorger, sofern sie auf dem Reservierungsprinzip⁷⁰ aufbauen, zu einem im bestehenden System nicht vorgesehenen Transfer des Kapazitätsrechts auf den BGV/Versorger, womit
- dem RZF bei Aufrechtbelassung des bestehenden Systems die Durchführung kapazitätsoptimierender Maßnahmen vorbehalten bleiben muss.

Wie unter 5.1.1.1 ausgeführt, ist aufgrund der mehrfach als zufrieden stellend bezeichneten Datenqualität der Abgabeseite das Hauptziel für diesen Verbesserungsansatz die Verbesserung der aufbringungsseitigen Datenqualität mit Hilfe der Etablierung eines entsprechenden Verhältnisses zwischen BGV/Versorger und RZF⁷¹.

Aufbringungsseitige Datenverbesserung im Verhältnis BGV – RZF / Zur Verfügung stehende Rezepte für Datendisziplin

Jede der nachgenannten Maßnahmen bzw. Instrumente hat zum Ziel, durch Bedrohung eine Verbesserung der Datenqualität (= Delta [angemeldete Kapazität – IST Kapazität]) zu erreichen bzw. einen Incentive für die möglichst genaue Abgabe von Kapazitätsanmeldungen zu schaffen,

Die möglichen Maßnahmen

- *Unentgeltlich*
 1. Nutzung der Rahmenbedingungen des GWG und Präzisierung der Bestimmungen in ABs und Marktregeln
 2. Bedrohung der BGV/Versorger durch nicht-finanzielle Maßnahmen (Veröffentlichung offenkundiger Fehlanmeldungen bis hin zu überproportionalen Einkürzungen im Engpassfall und Verlust des „gesichert“-Kapazitätsstatus durch UIOLI) im Falle von Abweichungen von angemeldeter zu tatsächlich genutzter Kapazität

⁷⁰ Erwerb des Rechts auf eine bestimmte Kapazität durch Zahlung eines (Reservierungs-)Entgelts

⁷¹ § 12 b(1) Z 15 GWG spricht vom Abschluss von Verträgen über den Datenaustausch.

3. Verpflichtung der BGV/Versorger und sonstiger Transportkunden auf Anforderung des Regelzonenführers in Abhängigkeit zugeordneter Endkundenkapazität bzw. der gesichert zugeteilten sonstigen Transportkapazität am jeweiligen Einspeisepunkt Erdgas einzuliefern
- *Entgeltlich*
 4. Pönale: Nichtnutzungsentgelt zu entrichten durch den BGV/Versorger
 5. Reservierungsentgelt in unterschiedlichen Höhen. Reservierungsentgelte können von sehr gering bis hin in Höhe der Vollkosten angesetzt werden. Reservierungsentgelte haben grundsätzlich den Charakter von Ship-or-Pay-Verträgen. Eine besondere Form des Reservierungsentgelts stellt das von AGGM vorgeschlagene Entry-Exit-Tarifmodell dar, wobei der durch die Reservierung erworbene Kapazitätsanspruch des BGV/Versorgers zu einer entsprechenden Kollision mit den Verfügungsberechtigungen des Endkunden in Bezug auf seine Rucksackkapazität führen kann. Dies ist als Systemwechsel zu werten. Dem kann entgegengehalten werden, dass der Anreiz zur Freigabe von Kapazitäten umso größer ausfällt, je höher das Reservierungsentgelt ist.

Erläuterungen zu den Rezepten 1. bis 5.

1. *Unentgeltliche Maßnahmen:* Präzisierung der Bestimmungen in ANB und Marktregeln

Die Spezifikation der Daten sowohl ihrem Umfang als auch ihrer Qualität nach sollte für das Verhältnis BGV – RZF in den „AB des Regelzonenführers für die Vertragsbeziehung zu Bilanzgruppenverantwortlichen“ bzw. den relevanten Anhängen und Musterverträgen stattfinden. Hier können auch zusätzliche Bedingungen sowie allfällige Sanktionen bezüglich der Datenqualität integriert werden.

Wie für Verbesserungsansatz (1) gemäß 5.1.1.1 gilt auch hier, dass es sinnvoll sein kann, wenn die ECG eine Mitwirkungs- oder Genehmigungsfunktion bei den zu ändernden Bestimmungen erhält. Es fällt auf, dass eine derartige Genehmigungsfunktion dem GWG für die ANB der Verteilnetzbetreiber, nicht aber den entsprechenden Bedingungen für Fernleitungsunternehmen und RZF entnommen werden kann.

Erwähnenswert ist, dass AGGM und OMV darauf hinweisen, dass die Verwendung dieses Ansatzes – Präzisierung der Bestimmungen in AB und Marktregeln – alleine nicht ausreicht, um Datensicherheit zu schaffen, womit hauptsächlich mit diesem Argument die Erfordernis eines Systemwechsels begründet wird.

2. *Unentgeltliche Maßnahmen:* Bedrohung des BGV/Versorger durch nicht-finanzielle Maßnahmen im Falle von Abweichungen von angemeldeter zu tatsächlich genutzter Kapazität

Nicht-finanzielle Maßnahmen bewegen sich vor allem im Bereich der Bedrohung des BGV/Versorgers durch überproportionalen Kapazitätsverlust oder

Rückstufung der Transportqualifikation bzw. -zusicherung auf einschränkbare Kapazität im Falle „nachhaltig falscher“ Kapazitätsanmeldungen.

Bei der Anwendung dieses Rezepts stellt sich die Frage, was ist „nachhaltig“, was ist „falsch“, was ist „nachhaltig nicht genutzt“, womit grundsätzlich eine Beurteilungsinstitution⁷² mit einem geeigneten Regelungsapparat einzuführen ist.

Wie aus den bisherigen Diskussionen hinsichtlich Entwurf REVO und ähnlichen Ansätzen ersichtlich, ist eine Einvernehmlichkeit bei der notwendigen Definition von Begriffen wie „nachhaltig“, „falsch“ schwer zu erreichen; d.h. es sind entsprechende Umsetzungsprobleme aufgrund unterschiedlicher Interessenslagen und Meinungen zu erwarten. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass jede Definition den für Problemlösungen besser geeigneten Handlungsspielraum des RZF einschränkt. Auf der anderen Seite sichern geeignete Regelungen den RZF bei seinen Entscheidungen ab.

3. *Unentgeltliche Maßnahmen:* Verpflichtung der BGV/Versorger und sonstiger Transportkunden auf Anforderung des Regelzonenführers in Abhängigkeit zugeordneter Endkundenkapazität bzw. der gesichert zugeteilten sonstigen Transportkapazität am jeweiligen Einspeisepunkt Erdgas einzuliefern

Versorger und sonstige Transportkunden übernehmen die Verpflichtung, auf Anforderung des Regelzonenführers bis zu einer bestimmten Quote der mittelbar zugeordneten Endkundenkapazität bzw. der gesichert zugeteilten sonstigen Transportkapazität am jeweiligen Einspeisepunkt (= der vom BGV/Versorger angemeldeten und vom RZF bestätigten Kapazität) einzuliefern. Der Regelzonenführer kann derartige Anforderungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität stellen. Wird dieser Anforderung nicht gefolgt, ist der Regelzonenführer berechtigt, geeignete Maßnahmen zur Gewährleistung der Netzstabilität zu ergreifen. Als erste Maßnahme wird die notwendige Gasmenge aus dem örtlich erforderlichen Ausgleichsenergie-Angebot zu Lasten der säumigen Kapazitätsinhaber abgerufen. Die Kapazitätsinhaber, welche der Anforderung des Regelzonenführers nicht nachgekommen sind, haben ihm alle damit verbundenen Kosten zu ersetzen und ihn darüber hinaus schad- und klaglos zu halten.

Diese Maßnahme garantiert kurzfristig, dass der Regelzonenführer in der Lage ist, die Netzstabilität abzusichern. Die Netzstabilität in der Regelzone Ostösterreich macht es unter Umständen notwendig, dass wegen innerösterreichischer Netzengpässe der Bedarf durchgängig nicht allein mittels Einlieferung über einen einzigen Entry-Punkt gedeckt werden kann. Das heißt, dass je nach Netzbelastungssituation bestimmte (Mindest-)Einlieferungen an einzelnen Entry-Punkten zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität erfolgen müssen. Der RZF muss daher vertrauen können, dass diese (Mindest-)Einlieferungen an einzel-

⁷² OFGEM hat z.B. in einem ähnlichen Fall eine derartige Funktion eingenommen und sowohl das Kapazitätshandels- als auch das Überlieferverhalten von mehreren Shippern unter Verwendung der Transco-Daten im Sinne der Erzeugung zusätzlicher Engpässe sowie eines möglichen wettbewerbsschädlichen Verhaltens überprüft. Es wurden allerdings keine Sanktionen verhängt, da die Vorwürfe von den Shippern ausgeräumt werden konnten; siehe Ofgem's investigation into shipper conduct in the capacity market in October 2000.

nen Entry-Punkten auch tatsächlich erfolgen bzw. muss in die Lage versetzt werden diese (Mindest-)Einlieferungen zu veranlassen.

Ein erster Vorschlag zur Bestimmung der verpflichteten maximalen Quote lässt sich wie folgt ableiten: Die Summe der maximalen Inanspruchnahmen an den Einspeisepunkten hat in der Beobachtungsperiode 2004/04 – 2005/03 einen Wert von 2.656.200 Nm³/h erreicht. Unter der Annahme, dass die Versorger die maximale Inanspruchnahme der Einspeisepunkte reservieren, beträgt der maximale Verbrauch der Regelzone mit 2.088.306 Nm³/h im Verhältnis zu diesem Wert 78,6 %. D.h. wenn die Bilanzgruppenverantwortlichen gleichzeitig an allen Einspeisepunkten ihre maximalen Inanspruchnahmen anmelden, könnte mit 78,6 % der Anmeldungen der maximale Regelzonenverbrauch gedeckt werden. Diese Überlegungen würden somit zu einer Regelung führen, dass der RZF ab dem Unterschreiten dieser 80% Quote in dem von ihm diagnostizierten Bedarfsfall berechtigt ist netzstabilisierende Maßnahmen seiner Wahl zu ergreifen.

In der Realität wird es die oben zugrunde gelegte absolut gleichmäßige Inanspruchnahme aller Einspeisepunkte nicht geben und außerdem ist der maximale Verbrauch nicht 100% korreliert mit den Einspeisungen (Prognosefehler, Grenzen bei Bezugsverträgen, etc), womit die Höhe dieser Quote noch zu diskutieren bzw. zu ermitteln ist. Sie kann sich angesichts der angemerkten Unsicherheiten als zu niedrig erweisen, sodass kurzfristig unter Genehmigungspflicht durch die ECK deren Erhöhung vorzunehmen ist.

Weiterführende Gespräche mit dem RZF haben ergeben, dass der RZF eher einen Wert von 95% bis 100% als erforderliche Quote ansieht, wobei allerdings die Gutachter auf einige Punkte aufmerksam machen,:

- Es liegen keine Analysen historischer Werte vor, die eine Quote von 100% als notwendig ausweisen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die hier konzipierte Bedrohung in der Vergangenheit noch nicht gegeben war.
- Künftiges Anmeldeverhalten, Datendisziplin und generelle Verhaltensweisen der BGV/Versorger sind aufgrund der Veränderung des Systems nicht abschätzbar
- Die wettbewerblichen Aspekte einer 100%-igen Einlieferverpflichtung sind ebenfalls zu berücksichtigen; vor allem im Fall Oberkappel kann die Transportsicherheit auf vorgelagerten Pipelinsystemen für einzelne BGV/Versorger zu Problemen/Diskriminierungen führen
- Für die rasche Umsetzung dieses als Ziel führend erkannten Systems ist sicherlich die Einführung eines die BGV/Versorger voll aber den RZF entlastenden Startwertes von 100% hinsichtlich seiner Akzeptanz noch zu beurteilen; die Einführung eines Wertes von z.B. 80% mit der Option diesen Wert aufgrund zu gewinnender gemeinsamer Erfahrungen zu verändern, sollte diesbezüglich positive Auswirkungen haben.

Die oben beschriebene Maßnahme garantiert mittelfristig, dass die Kapazitätsanmeldungen der BGV/Versorger an Qualität gewinnen. Anmeldungen von nicht benötigten Kapazitäten bergen somit für BGV/Versorger die Gefahr, dass sie bei Bedarf zur Gewährleistung der Netzstabilität auch im Ausmaß der ur-

sprünglich nicht benötigten Kapazität – in Abhängigkeit der festgelegten Quote - zur Einlieferung von Erdgas an einem bestimmten Entry-Punkt verpflichtet werden. Diese Maßnahme erhöht daher indirekt die Datenqualität der Kapazitätsanmeldungen der BGV/Versorger.

4. und 5. Entgeltliche Maßnahmen im Rahmen des bestehenden Systems (Kapazität erhält Wert)

Zu beachten ist, wenn entgeltliche Sanktionen für die Datenqualität eingeführt werden, ab wann sich aus der Entgeltlichkeit ein in der hier behandelten Option 1 nicht gewünschtes Recht auf Kapazität ableitet, bzw. ab wann aufwändige und nicht dem Endkunden dienende Kapazitätsfreigabe und –vergütungsregelungen einzusetzen haben, wodurch der RZF die ihm im bestehenden System eingeräumte Möglichkeit der einfachen Kapazitätsoptimierung durch Veränderung von Zuordnungen verliert.

Dieser Fall tritt nicht ein, wenn dem BGV/Versorger für fehlerhafte Kapazitätsanmeldungen Pönalen angerechnet werden. Die Komplexität eines solchen Ansatzes ergibt sich u.a. aus dem notwendigen Nachweis einer „fehlerhaften Kapazitätsanmeldung/-bekanntgabe“ sowie aus der notwendigen Weiterverrechnung dieser Pönalen an den Kunden, die letztlich nur als Aufschlag zum Energiepreis erfolgen kann. Das macht es für den BGV/Versorger notwendig im Rahmen seiner Kalkulation eine entsprechende Vorsorge anzusetzen. Mit dementsprechenden Umsetzungsproblemen ist deswegen zu rechnen.⁷³

Der ausgearbeitete Vorschlag der REVO ist insofern für die gegenständliche Problemlösung nicht relevant, da er im Rahmen der bestehenden Endkundentarifflurierung nicht das Kapazitätsanmeldeverhalten der BGV/Versorger adressiert hat.

Damit verbleiben als erster Ansatz unentgeltliche Datendisziplinierungsmaßnahmen, insbesondere eine Verbesserung der Datenqualität aufgrund entsprechender Spezifikationen und Verpflichtungen.

Abgabeseitige Datenverbesserung im Verhältnis Endkunde – Verteilnetzbetreiber - RZF

- *Bezüglich Kapazitätsoptimierungen*

In Bezug auf Kapazitätsoptimierungen besteht die Aussage seitens AGGM, dass die zur Verfügung stehenden Daten den Ansprüchen genügen, d.h., die oben beschriebenen entgeltlichen Rezepte zur Datendisziplinierung in Form der Zuordnung eines Wertes zur zu reservierenden Kapazität in den Ausgestaltungen eines Reservierungsentgeltes, eines Mindestentgeltes, eines Pönales,

⁷³ Unter anderem wurde seitens der OMV in ihrer Stellungnahme vom 22. 9. 2005 angemerkt, „dass Pönalen durch Überschreitung von reservierten Kapazitäten umgangen werden können, schwierig zu administrieren sind und die Behandlung von Überschreitungen erst geklärt werden müsste“

etc. werden offensichtlich zur Datendisziplinierung nicht als erforderlich angesehen.⁷⁴ Derartige Ansätze wurden auch bislang abgelehnt.

Das bedeutet wiederum, dass abgabeseitig mit der derzeitigen Vorgehensweise der Bestimmung dieser Daten über GWG und AB ohne entgeltliche Sanktionen, wie unter 5.1.1.1 ausgeführt, das Auslangen – für Kapazitätsoptimierungszwecke - gefunden werden kann.

Die Zuordnung eines Wertes zu einer vom Endkunden zu reservierenden Kapazität (im Ausmaß des „Rucksacks“) kann jedoch für einen anderen Einsatzzweck⁷⁵ genutzt werden, bedingt aber eine Änderung des GWG insofern, als § 23 a (3) GWG eine Abrechnung nach gemessenen Werten vorsieht. Aus diesem Grund hier auf diesen Einsatzzweck nicht eingegangen.

Zusammenfassung

- Tarifäre Maßnahmen im Rahmen des bestehenden Systems adressieren letztendlich nur den Endkunden und haben dementsprechend geringe Auswirkungen hinsichtlich der auf Ebene BGV – RZF stattfindenden Kapazitätsoptimierung.
- Jedenfalls sind die Grundlagen für eine belastbare Planung in Form der entsprechenden Ein- und Ausspeisedaten zu schaffen, wobei die Datenqualität auf der Ausspeiseseite als zufrieden stellend gelöst bezeichnet wird.
- Wie unter 5.1.1.1 ausgeführt, bestehen jedoch derzeit keine besonderen Regelungen hinsichtlich der vom BGV beizustellenden Daten, obwohl das GWG die notwendigen Voraussetzungen dafür bietet.
- Aus den verschiedenen Diskussionen hat sich als Hauptargument für einen allfälligen Systemwechsel die Datenqualität herauskristallisiert, die in einer ersten Stellungnahme der AGGM nur mit pekuniären Commitments in Form eines Entry–Exit–Tarifes gewährleistet sein würde
- Durch eine im Sinne der Datenqualität erfolgte Einführung von Reservierungsentgelten für den BGV/Versorger oder von durch den BGV/Versorger zu buchenden Entry–Exit-Tarifen würde ein irreversibler Prozess eingeleitet werden, ohne dass die Hauptfrage der für den Endkunden jederzeit frei zugänglichen Kapazität zufrieden stellend gelöst ist.
- Zur Sicherstellung der Qualität der von den BGV/Versorger zu liefernden Daten (Einspeiseseite) wird die oben beschriebene Verpflichtung der BGV/Versorger und sonstiger Transportkunden empfohlen, auf Anforderung des Regelzonenführers in Abhängigkeit zugeordneter Endkundenkapazität

⁷⁴ Davon nicht berührt ist die Forderung nach einem Mindestleistungsentgelt zur Erhöhung der Planungssicherheit des Netzbetreibers.

⁷⁵ Dieser Ansatz kann für in Abschnitt 4.2. beschriebene Problemstellung „Verbesserung der Planungssicherheit ...“ in Bezug auf die Absicherung von Investitionen herangezogen werden. Der Investor darf nicht von nutzungsabhängigen Entgelten abhängig sein. Er investiert für eine bestimmte Zusatzkapazität, die sich in der Höhe einer langfristigen Reservierung niederschlägt. Dieses Beispiel zeigt, dass das Ziel eines derartigen Ansatzes wenige Großverbraucher sein werden, womit die Anwendung dieses Ansatzes auf bestimmte Kapazitäts-Größenordnungen beschränkt werden kann.

bzw. der gesichert zugeteilten sonstigen Transportkapazität am jeweiligen Einspeisepunkt Erdgas einzuliefern.

Verbesserungsansatz

Aufgrund obiger Überlegungen ergibt sich folgender Verbesserungsansatz unter der Prämisse der Beibehaltung des bestehenden Systems:

- ⇒ Inhalt: Einführung von Regelungen zur Sicherstellung der Datenqualität im bestehenden System durch Anpassung der relevanten ANB, Marktregeln und Systemnutzungsverordnung
- ⇒ Nutzen: Schaffung einer belastbaren Grundlage für Kapazitätsoptimierungen, Netzzugangsverweigerungen, etc, ohne einen irreversiblen Systemwechsel durchführen zu müssen
- ⇒ Umsetzbarkeit: Gegeben, wenn der Verbesserung der Planung durch Einspeiseverpflichtung auf Verlangen des RZF zugestimmt wird; kein Systemwechsel erforderlich
- ⇒ Erforderliche Änderungen: u.U. Ausgestaltung von Rechten des RZF und Verpflichtungen der BGV/Versorger und Netzbetreiber im GWG; Anpassungen in den AB BGV/Versorger – RZF, den Marktregeln, der GSNT-VO sowie dem Code of Conduct. Voraussichtlich Regelungen bezüglich allenfalls entstehender Haftungen für eine ausgeweitete Tätigkeit des RZF.

5.1.2 Ausnützung vorhandener Kapazitäten (Kapazitätsallokationsprozess)

Im Rahmen des Themas „Beantragung und Planung“ wird mit den Verbesserungsansätzen 5.1.1.1 und 5.1.1.2 sichergestellt bzw. ist durch das GWG bereits sichergestellt, dass der RZF Zugriff auf sämtliche von ihm benötigten Daten (insbesondere Aufbringungsseite durch BGV/Versorger) erhält.

In dem hier relevanten Abschnitt „Ausnützung vorhandener Kapazitäten“ werden Verbesserungsansätze gesucht, die dem RZF die Anwendung dieser Daten zur „Kapazitätsoptimierung bei der Verwendung der vorhandenen Infrastruktur“ (siehe auch GWG – Verpflichtungen des RZF) besser ermöglichen.

5.1.2.1 Vorgehensweise RZF

Der Verbesserungsansatz besteht hier vor allem in der Anwendung des unter 5.2.1 beschriebenen Planungsprozesses, der Durchführung dieser Planung im Rahmen der konkreten Kapazitätsprüfung sowie der Freigabe und Zuordnung von Kapazitäten

Das bedeutet, dass für die Vorgehensweise des RZF allfällige Hemmnisse zu beseitigen sind, die ihn davon abhalten können, physisch verfügbare Kapazitäten aufgrund bestehender Zuordnungen freizugeben.

Absicht des Gesetzgebers

Bezüglich der Vorgehensweise des RZF sieht das GWG vor

- § 17 (1) GWG „..... Die für den Kunden bisher im Leitungsnetz verwendete Leitungskapazität steht dem Kunden auch im Falle eines Lieferantenwechsels zur Verfügung“.

Anmerkung: Der Gesetzgeber verwendet folglich nicht Begriffe wie zugeordnete oder reservierte Kapazitäten sondern spricht von tatsächlich verwendeten Kapazitäten.

- § 26 (3) Z 10 GWG „Die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen haben insbesondere zu enthalten: Z 10. die Verpflichtung der Netzzugangsberechtigten, unter Einhaltung angemessener Fristen Leitungskapazität zu reservieren sowie“

Anmerkung: Eine gegengleiche Verpflichtung des RZF, entsprechend der reservierten Kapazität diese im gleichen Ausmaß vorhalten zu müssen, besteht nicht.

Das GWG sieht keine Kapazitätsblockaden aufgrund von erfolgten Zuordnungen oder Reservierungen vor, sondern weist im Gegensatz insbesondere darauf hin, dass nicht genutzte kommittierte (angemeldete oder reservierte) Transportkapazitäten Dritten zugänglich gemacht werden müssen (§ 19 (2) Z3 GWG). Damit ist der RZF grundsätzlich ermächtigt ein Kapazitätsmanagement zur „Ausnutzung vorhandener Kapazitäten“ zu verfolgen.

Der obige Exkurs in das GWG zeigt die Absicht des Gesetzgebers hinsichtlich der Schaffung einer umfangreichen Beurteilungs- und Gestaltungsfreiheit mit den dafür notwendigen Kompetenzen seitens des RZF für die ihm zugeordnete Rolle bei der Kapazitätsallokation und -optimierung.

Die bestehende Abrechnung nach transportierten Kapazitäten unterstützt weiters auch insofern die Gestaltungsfreiheit des RZF, als er nicht gezwungen ist, Veränderungen in seiner Kapazitätszuordnung weder finanziell durch Abgeltungsregeln, Sekundärmarkt, etc. noch eigentumsrechtlich (Transfer des Kapazitätsrechtes) zu verhandeln.

In der Folge sind nun 2 Fragen zu beantworten:

- Gibt es Fälle von zugeordneter, aber nicht genutzter Kapazität?
- Verfügt der RZF auf Basis der ihm derzeit zur Verfügung stehenden Daten überhaupt über die Möglichkeit ein effektives Kapazitätsmanagement mit Hilfe belastbarer Planungen durchzuführen?

Beide Fragen wurden weiter oben⁷⁶ bereits beantwortet:

- Es gibt derartige Fälle von zugeordneter, aber nicht genutzter Kapazität z.B. im Rahmen der Erstzuordnungen per 30.9.2002
- Der RZF verfügt derzeit nicht über die erforderlichen Daten.

⁷⁶ Siehe 5.1.1.

Aus diesen Gründen sind die dort ausgeführten Voraussetzungen zu schaffen.

Anwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren – Endkundenkapazität auf Einspeiseseite

Ein wesentlicher Punkt für die Optimierung der Netzauslastung besteht in der Anwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Dies scheint begrenzt der Fall zu sein, da sich AGGM bei ihrer Kritik am Rucksackprinzip⁷⁷ auf nicht genutzte aber gesetzlich vorzuhaltende Kapazitäten bezieht. Dem § 12b (1) Z 14 GWG kann die Anwendung von Gleichzeitigkeiten implizit entnommen werden, da der RZF „durch die Koordinierung der Transportleistungen eine optimale Ausnutzung der Leitungskapazitäten ...“ gewährleisten soll. In AB⁷⁸ und Code of Conduct sind keine ähnlichen Feststellungen getroffen: Der Code of Conduct weist im Artikel IV nur auf die „Verwaltung der Leitungskapazitäten“ hin und stellt im Artikel V „Kapazitätsmanagement für die Fernleitungsebene“ fest, dass Gleichzeitigkeitsfaktoren lediglich für die Beurteilung der Ausgangssituation per 30.9.2002 angewendet wurden.

Die Aufgabe der Optimierung kann expressis verbis entweder in den AB des RZF als Ganzes oder in seinem Code of Conduct als Vorgehensweise etabliert werden.

Der Code of Conduct Artikel V „Kapazitätsmanagement in den Fernleitungen“ beschreibt weiters die Vorgehensweise des RZF bei der Kapazitätszuordnung, die jedoch entsprechend eigener Aussage derzeit ungenügend für die Erstellung einer belastbaren Planung⁷⁹ ist. Dies sollte sich aber ändern, wenn dem RZF in Zukunft aufgrund der vorgeschlagenen Verbesserungsansätze die notwendigen Instrumente zur Verfügung gestellt werden.

Zusammenfassung

- Die Vorgehensweise des RZF leitet sich weitgehend aus der Methodik der Planung ab und zeigt damit die Bedeutung der Einführung einer belastbaren Planung.
- Das GWG sieht eine entsprechende Gestaltungsfreiheit des RZF vor; Risikoabdeckungsmaßnahmen für im Rahmen der Gestaltungsfreiheit evtl. auftretende Fehlbeurteilungen sind aber noch zu konzipieren. Ein Teil des Risikos kann durch Prioritätsregeln abgedeckt werden.
- Eine aufgrund der verbesserten Planungsmöglichkeiten adaptierte Vorgehensweise des RZF ist zu gestalten und in den relevanten Dokumenten (AB's, Code of Conduct mit der entsprechenden Rolle und Vorgehensweise des RZF, z.B. Selbstverpflichtung für die Anwendung von Gleichzeitigkeiten;

⁷⁷ Siehe Netzzugang und Kapazitätsmanagement in den Gasleitungen; Änderungsvorschlag des Regelzonenführers, Version 2, 12. 9. 2005, Pkt 1.1

⁷⁸ Siehe AB BGV – RZF Artikel 4 – Kapazitätsmanagement.

⁷⁹ Projektion der Rucksackkapazität auf einen bestehenden Einspeisepunkt, der nicht dem Bezugsportfolio des BGV entspricht; Fortschreibung der per 30. 9. 2002 erfolgten Kapazitätszuordnungen; keine verbindlichen Aufbringungsdaten.

AB mit den sich daraus ableitenden Veränderungen) zu verankern. Für die entsprechenden Detaillierungen können die oben getroffenen Aussagen hinsichtlich Verfügbarkeit von Daten und Absichten des Gesetzgebers herangezogen werden.

- Die Vorgehensweise des RZF sollte berücksichtigen, dass sich der Gas-zu-Gas-Wettbewerb in Richtung kürzerfristiger Entscheidungen entwickeln wird. Deswegen ist auch die Aufrechthaltung eines entscheidungsfähigen RZF gegenüber einem allenfalls einzuführenden zeitaufwändigem Kapazitätsfreigabeprozess zu befürworten.
- Die Herstellung der Einvernehmlichkeit für die Vorgehensweise des RZF kann im Rahmen des Marktregelprozesses erfolgen.

Wie in den beiden vorher behandelten Verbesserungsansätzen wäre auch hier eine Rolle der ECG als Interessensvertretung der Liberalisierungsbegünstigten zu begrüßen.

5.1.2.2 Bedarfsorientierte Kapazitätsverträge

Definitionen: Der Begriff „Vertrag“ wird im bestehenden System verwendet, da im Netzzugangsvertrag die Zahlungsverpflichtung des Netzzugangsberechtigten an den Verteilnetzbetreiber und dafür von diesem eine garantierte Kapazität im Verteilnetz gegenübergestellt werden. Die Art der Einbindung der vom BGV/Versorger gemäß den Verbesserungsansätzen 5.1.1.1 und 5.1.1.2 zu liefernden Daten mit allenfalls daran geknüpften Sanktionen kann im Sinne des § 12 b GWG ebenfalls mit Verträgen erfolgen.

(A) Periodischer Kapazitätsbedarf durch saisonale Gasbezieher

Verbesserungsansatz: Nutzung von vertraglich zugeordneten, aber nicht genutzten Transportzeiträumen.

Unter bedarfsorientierten Verträgen ist zu verstehen, dass die in Form von Verträgen erfolgten Kapazitätssicherungen⁸⁰ vom Verteilnetzbetreiber an den Netzkunden dessen zeitlich strukturiertem Kapazitätsbedarf entsprechen. Typisches Beispiel ist die Zuckerindustrie, die einen auf die Kampagne konzentrierten Kapazitätsbedarf hat aber den gegebenen Informationen zufolge über Netzzugangsverträge auf unbestimmte Zeit verfügt. Dadurch ist – bei Betrachtung des Vertrages als über das gesamte Jahr gehenden unbegrenzten Rechtsanspruch auf Kapazität – der Zeitraum außerhalb der Kampagne – kapazitätsmäßig nicht genutzt. Die Kapazitätsvorhaltung in den Nicht-Nutzungsperioden wird aufgrund des im GWG definierten Tariffsystems auch nicht verrechnet.

⁸⁰ Zuerst im Rahmen des Netzzugangsanspruchs Anmeldung der benötigten Kapazität; mit Annahme durch den Verteilnetzbetreiber Umwandlung in Netzzugangsvertrag, der den Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Transportkapazität bis zum maximalen vereinbarten Ausmaß in seinem Netz bereitzustellen

Es ist zwar grundsätzlich davon auszugehen, dass diese Situation ohnehin vom RZF für anderweitige Kapazitätszuordnungen verwendet wird. Um jedoch eine abgesicherte Planungsbasis herzustellen, wäre eine auf den Nutzungszeitraum begrenzte Kapazitätssicherung im Netznutzungsvertrag empfehlenswert. AGGM weist darauf hin, dass die erforderlichen Datenberechtigungen für den RZF in den ANB zwar verankert sind, aber derzeit nicht genutzt werden.

Für den Fall, dass sich bei einer generellen Regelung ein Datenmengenproblem als kritisch herausstellen sollte, kann die saisonale Behandlung der Verträge auf eine zu definierende Größenordnung eingegrenzt werden.

Die Bedenken der Zuckerindustrie ergeben sich aus den zur Verfügung stehenden Vertragsdauern, die lediglich einen Abschluss auf unbestimmte Zeit bzw. auf bestimmte Zeit vorsehen.⁸¹ Im Falle eines für die Zuckerindustrie möglichen Kapazitätsvertrages auf bestimmte Zeit ergibt sich das Problem, dass jeweils mit Ablauf eines Vertrages ein neuer Netzzugangsantrag mit nicht 100%-iger Erfolgswahrscheinlichkeit abzuschließen ist.

Der Verbesserungsansatz besteht hier darin, dass auf unbestimmte Zeit abgeschlossene Verträge mit teils nicht genutzten Kapazitäten durch auf bestimmte Zeit abgeschlossene Verträge mit einer Wiederholungsgarantie zu ersetzen wären. Ähnliches gilt für andere periodische Netznutzer wie beispielsweise Asphaltmischer.

Letztlich bedeutet ein derartiger Verbesserungsansatz die Herstellung einer verbesserten und der tatsächlichen Nutzung entsprechenden Planungsbasis mit Hilfe der Berücksichtigung von nur periodisch bestehenden Kapazitätsbedürfnissen.

Zusammenfassung

Empfohlen wird die Einführung von unterjährigen Tarifen mit Garantie zur mehrjährigen Kapazitätsnutzung um vertragliche Blockaden von Kapazitäten in Nichtnutzungsperioden zu vermeiden.

(B) Von AGGM vorgeschlagene bedarfsorientierte Verträge

AGGM hat unter diesem Titel, allerdings unter Zugrundelegung des von ihr vorgeschlagenen Systemwechsels (Trennung der Kapazitätsreservierung auf Verteiler- und Fernleitungsebene, etc.) für die Fernleitungsebene den Abschluss von 1-wöchigen, 1-monatigen, 1-jährigen, mehr-jährigen und auf bestimmte Zeiträume in der Zukunft (Einspeicherungen) begrenzte Verträge zwischen BGV und RZF vorgeschlagen.

Eine Änderung des Prozesses zur Erlangung des Netzzugangs auf der Verteilernetzebene mit den dort abzuschließenden Netzzugangsverträgen (unbestimmte, bestimmte Dauer) ist in dem AGGM-Vorschlag bislang nicht vorgesehen. Die bisher bestehende Gesamtbriefmarke soll in eine Verteilernetzbriefmarke und einen zusätzlichen Fernleitungs-Entry-Exit-Tarif aufgespalten

⁸¹ Siehe Allgemeine Verteilernetzbedingungen XXV.2

werden, womit zusätzlich die Fernleitungsebene einer Datendisziplinierung unterzogen werden soll.

Der vorgeschlagene Abschluss der obigen Kapazitätsverträge dient letztlich der Lösung des wesentlichen Problems „Disziplinierung der Kapazitätsanmeldenden auf der Aufbringungsseite“ und wird damit unter 5.1.1.2 behandelt. Er ist damit insofern auch für das bestehende System relevant, als in dem von den BGV/Versorger zu verlangenden Daten (siehe benötigter Datenumfang – 5.1.1.2.) der gleiche Weg gegangen werden kann und die BGV/Versorger im Rahmen der vorgeschlagenen wechselseitigen Verpflichtungen zwischen BGV – RZF dazu verhalten werden, ihre Bezugsdaten in der notwendigen Struktur zu liefern.

Dies unterstreicht die Feststellung, dass in Bezug auf bessere Kapazitätsausnutzung der Unterschied zwischen dem Ausnutzen der Möglichkeiten des bestehenden Systems zuzüglich einiger Adaptierungen und dem vorgeschlagenen alternativen System vor allem in der angenommenen Erhöhung der Kapazitätsdisziplin durch Einführung von Reservierungsentgelten besteht. Die dadurch angenommene Verbesserung der Datenqualität ist somit die Hauptmotivation für den Systemwechsel.

Bezüglich der Vorteilhaftigkeit der Einführung von zeitlich gestaffelten Verträgen/„Transportpaketen“ sei auf Folgendes hingewiesen:

- Wenn der Netzkunde z.B. bei den sich erst entwickelnden Spot- oder Hub-Gas Beschaffungsmöglichkeiten an bestimmte „Transportpakete“ gebunden ist, die u.U. nicht den angebotenen Gasbezugsmöglichkeiten entsprechen, besteht für ihn die Gefahr von Mehrkosten bzw. einer daraus resultierenden mangelnden Attraktivität alternativer Gasbezugsmöglichkeiten. Tarifäre Konsequenzen⁸² müssen vor einer etwaigen Umstellung bewertet werden.
- Sämtliche Regelungen, die eine Einengung der bisherigen Gestaltungsfreiheit bei der Anmeldung von Kapazitäten nach sich zieht (beim gegenständlichen alternativen Vorschlag wird dem Transportkunden – BGV oder Endkunde – die Möglichkeit entzogen, Verträge auf unbestimmte Zeit abzuschließen) führen zu einem Risikotransfer zum Netzkunden und zu einer Entlastung der RZF-Verantwortung und seiner Planungstätigkeit.
- „Transportpakete“ stellen eine Vorstufe für eine mögliche Auktionierung als typisches Bestimmungsstück eines Entry–Exit-Tarifs dar. Durch die Berücksichtigung dieses Ansatzes in der auch für das bestehende System vorgesehenen Gestaltung des Verhältnisses BGV – RZF kann dessen Wirksamkeit und der dafür erforderliche zusätzliche Aufwand ausgelotet werden.

Zusammenfassung

Der von der AGGM hier unterbreitete Vorschlag der Einführung von bedarfsorientierten Verträgen kann in einer auf Kapazitätsanmeldungen aufbauenden Methodik ebenfalls im bestehenden System angewendet und im Rahmen des zu etablierenden Verhältnisses BGV – RZF ausgestaltet werden. Ziel ist jeden-

⁸² D.h. unterschiedliche spezifische Transporttarife in Abhängigkeit der Vertragsdauer

falls die Erreichung einer entsprechenden Datendisziplin, wozu das zu etablierende Verhältnis z.B. in die AB BGV – RZF integriert und zusätzlich im Code of Conduct beschrieben werden kann.

Der angestrebte Verbesserungseffekt ist in den Verbesserungsansätzen (1 – Sicherstellung Datenumfang) und (2 – Absicherung der Datenqualität und –disziplin) bereits enthalten.

(C) Kapazitätssicherungen für Sonstige Transporte⁸³

Die bestehende Situation ist geprägt durch

- infolge von Einspeicherungen auftretende Engpässe (siehe Fall 5, Punkt 3.3.2),
- das GWG, das über den „Rucksack“ Kapazitätsrechte lediglich beim Endkunden fixiert, den diesbezüglichen Aufbringungs- und Zwischenspeicherungsbedarf der BGV/Versorger nicht erwähnt und ihm auch nicht die dafür notwendigen Einspeicherkapazitäten bedarfsgerecht garantiert und
- die unterschiedlichen Ansichten von OMV und AGGM⁸⁴
 - AGGM: First Come First Serve: Priorität von Endkundentransporten, allerdings nur, solange diese vor Speichertransporten reserviert wurden; Reservierung/Bezahlung von Exit-Kapazität auch für Einspeicherungen
 - OMV: Abwicklung der Einspeicherung in der Sommer-Leerkapazität, ohne Tarifierung, nach Können und Vermögen.

Der von AGGM ursprünglich vorgeschlagene Verbesserungsansatz „Option 2 - Entry – Exit Vorschlag AGGM“ sieht zur Verbesserung der Netzplanung (Integration der umfangreichen Sonstigen Transporte) eine durch die BGV/Versorger vorzunehmende entgeltliche Reservierung (100% der Entry-Komponente des Netznutzungsentgelts) der benötigten Einspeicherkapazitäten mittel- und auch langfristig vor. Der Versorger erhält damit einen (handelbaren) Rechtsanspruch auf gesicherte Kapazität. Die mit einem Systemwechsel verbundene Umsetzung dieses Vorschlags erfordert, ebenso wie es im bestehenden System der Fall ist, eine exakte Festlegung von Prioritäten.

Das bestehende System trifft bezüglich der Sicherung von Sonstigen Transporten keine Vorkehrungen und leistet deswegen keinen Beitrag zur aufbringungsseitigen Planungsqualität. Es stellt neben dem Recht des Endkunden auf Netzkapazität lediglich eine grobe Priorisierung dar⁸⁵ und überlässt es dem RZF für

⁸³ Siehe Definition AGGM: „Transporte von Einspeisepunkten der Regelzone zu Speicheranlagen sowie Transporte von Produktions- oder Speicheranlagen zu Ausspeisepunkten der Regelzone“

⁸⁴ Die Ansichten wurden von beiden Unternehmen im Rahmen der Diskussionen bezüglich eines Systemwechsels geäußert. Prioritätsfragen sind aber fokussiert auf physische Engpässe und deswegen weitgehend unabhängig von Regimeeigenschaften.

⁸⁵ § 19 (2) GWG: Im Falle von mangelnden Netzkapazitäten zu gewähren: 1. Transporte auf Grund bestehender oder an deren Stelle tretender vertraglicher Verpflichtungen; 2. Anträge auf Nutzung von zusätzlichen Kapazitäten sind in zeitlicher Reihung zu berücksichtigen

die notwendige Koordination zwischen den teils bekannten Exit-Kapazitäten und der nur informell bekannten Aufbringungssituation zu sorgen.

Verbesserungen sind, wie auch von AGGM vorgeschlagen, primär dadurch zu erreichen, dass der Kapazitätsbedarf für Sonstige Transporte vorausschauend – mit oder ohne finanzielle Unterlegung dieser Kapazitätsanmeldung – mit Hilfe des zu etablierenden Verhältnisses BGV – RZF erfasst wird. Dadurch können Sonstige Transporte in die Kapazitätsoptimierung mit einfließen und entsprechend vorhandener freier Leitungskapazitäten – wie bisher – durchgeführt werden.

Unter Hinweis auf ihre Konformität mit dem GWG werden im Fall mangelnder Netzkapazität entsprechende Verbesserungsansätze⁸⁶ bzw. Instrumente zu entwickeln sein, die folgende Fragen beantworten:

- Prioritäten von Transporten ?
- Priorität von lange im Vorhinein angemeldeten und bestätigten Sonstigen Transporten im Vergleich zu danach beantragten Endkunden – Netzzugangsverträgen ?
- Berücksichtigung bzw. Priorität von unter ToP abgeschlossenen Bezugsverträgen ?
- Behandlung nicht genutzter Kapazitäten (z.B. schlafender Netzzugangsvertrag) ?
- Form der Zusicherung der Netznutzung (gesichert, einschränkbar) für den im Rahmen des Verhältnisses BGV/Versorger – RZF bekannt zu gebenden Kapazitätsbedarf,
- Welche Vertragstypen insbesondere in Bezug auf Fristigkeit und Umfang der gesichert/einschränkbar zu vergebenden Kapazität stehen zur Verfügung ?

Mit der Gestaltung dieser Instrumente wird das Ziel verfolgt, dem RZF einen Rahmen zur Verfügung zu stellen, der ihm einerseits eine abgesicherte Entscheidungsbasis ermöglicht, andererseits aber ebenso die für Optimierungen notwendigen Verantwortungen bzw. Eingriffsmöglichkeiten belässt.

Zusammenfassung

Bei der hier behandelten Aufgabenstellung handelt es sich letztlich um eine spezielle Anwendung des zwischen BGV/Versorger und RZF zu gestaltenden Verhältnisses, das die für die Versorgungssicherheit durchzuführenden Sonsti-

gen; 3. Transporte zur Belieferung von Kunden, die gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen haben.

⁸⁶ Die ausgearbeiteten Verbesserungsansätze führen schließlich zu den in Anhang 10.5 dargestellten Prioritätsregeln

gen Transporte regelt. Hinsichtlich der aus diesen Transporten sich ergebenden Regimeanforderungen ist zu unterscheiden in

- ⇒ die Bereitstellung des erforderlichen Kapazitätsplanungstools, wie unter 5.1.1 beschrieben bzw. vorgeschlagen und
- ⇒ in die Bereitstellung von Instrumenten, die das Planungsergebnis in Maßnahmen nach außen konvertiert. Diese Instrumente beinhalten Regelungen bezüglich Prioritäten und Regelungen bezüglich der der sich aus der Planung ergebenden Art der zuerkannten/bestätigten Netznutzung, die nachfolgend behandelt sind.

5.1.2.3 Engpassprozess bzw. Engpassregelungen

Das folgende Kapitel setzt sich mit der Anwendung der mittelfristigen Planung zur Vermeidung von Engpässen auseinander, wofür ein Instrumentarium zu entwickeln ist. Ergebnis ist die Beantwortung von Anträgen auf Netzzugang sowie die Zuteilung von Kapazitäten unter Berücksichtigung potentieller Engpass-situationen (Anmeldung des Kapazitätsbedarfs und Bestätigung der angemeldeten/beantragten Kapazität).

Prinzip

Die diesbezüglichen und unter 5.1.2.2 - *Kapazitätssicherungen für Sonstige Transporte* zitierten und für die mittelfristige Planung erforderlichen Instrumente des Engpassprozesses umfassen

- ⇒ vom RZF anzuwendenden Priorisierungen und
- ⇒ Regelungen hinsichtlich der vom RZF zuzuordnenden bzw. im Netznutzungsvertrag vereinbarten Netznutzungsart (gesicherte, einschränkbare, Transportkapazität; AB bei der Vergabe der Kapazitäten z.B. bezüglich Fristigkeiten).

Für die Gestaltung der Verbesserungsansätze ist die bestehende Verknüpfung der beiden Instrumente zu beachten: Der Prioritätenansatz greift insofern in den Ansatz bezüglich unterschiedlich zuzuordnender Kapazitätsnutzungsarten ein, als Transporte mit abnehmender Priorität als Erste von einer Rückstufung der dem Transport zugeordneten Kapazitätsnutzungsart betroffen sein werden. Aus diesem Grund werden auch beide Instrumente gemeinsam behandelt.

Das bedeutet weiters, dass als Lösungsansatz nicht punktuell angreifende Instrumente in Frage kommen, sondern ein Prozess zu konzipieren ist, in dem diese Instrumente aktiv werden und der damit wesentlich zur Gestaltung dieser Instrumente beitragen wird.

Ein Engpassprozess folgt der Erfordernis mit physischen Engpässen geregelt umzugehen und stellt damit nicht einen, auf ein bestimmtes Tarifierungssystem abgestellten Verbesserungsansatz dar. Er bzw. die darin enthaltenen einzelnen Instrumente können deswegen weitgehend gleich auch für unterschiedliche Tarifsyste-me ausgestaltet sein, solange in den unterschiedlichen Tarifsyste-men

die gleichen Marktteilnehmer definiert sind. Im gegenständlichen Fall ergibt sich das aus der Verwendung des gleichen Planungsansatzes sowohl für das bestehende als auch für das angedachte alternative System, woraus sich auch die notwendige Gestaltung eines bzw. des Verhältnisses zwischen BGV/Versorger und RZF ergibt. Aus diesem Grund können entsprechende Verbesserungsansätze ohne Abhängigkeit von einem der in Frage stehenden Tarifsysteme eingeführt werden.

Welchen Zweck verfolgen nun die in einem Engpassprozess wirksamen Instrumente, Priorisierung und rechtliche Absicherung der Netznutzung im Engpassfall?

⇒ Priorisierung

- Sie stellen dem RZF Rahmenbedingungen als Ausdruck der Absichten des Gesetzgebers zur Verfügung (z.B. Priorität von Kundengruppen aufgrund des Liberalisierungsziels).
- Sie decken notwendige Maßnahmen (z.B. Einschränkung von Kapazitäten bei Transporten geringerer Priorität) und Haftungen im Rahmen der Gestaltungsfreiheit des RZF ab und bilden damit auch eine Grundlage für die Mittelfristplanung.
- Sie stellen die Basis für die Zuordnung einer bestimmten Netznutzungsart dar (z.B. geringe Priorität eines beantragten Transports ⇒ laut Planung kann dieser Transport zu einem Engpass führen ⇒ Zuordnung einer einschränkbaren Kapazität).

⇒ Netznutzungsarten

- Sie stellen die Konsequenz der Anwendung von Priorisierungen in Form der Zuordnung der sich aus der mittelfristigen Planung ergebenden und daher möglichen Kapazitätsnutzungsart dar.

⇒ Notwendige Rahmenbedingungen durch Festlegen der möglichen Kapazitätsverträge

- Sie stellen unter Berücksichtigung der bekannten Gefahr eines „Zu-Anmeldens“ die notwendige Grundlage z.B. in Form von AB für die Gestaltung eines nichtdiskriminierenden, dem Wettbewerb förderlichen Systems dar

Abschließend soll erwähnt werden, dass sowohl seitens des RZF zur Abdeckung seiner Zuordnungsentscheidungen im Rahmen der mittelfristigen Planung als auch seitens ECG für die Behandlung allfälliger Netzzugangsverweigerungen entsprechende Prioritätsregelungen als notwendig erachtet werden.

Bestehende Grundlagen (GWG und GSNT – VO)

An Grundlagen liegt in Bezug auf Prioritäten im Rahmen des GWG vor:

- § 17 (1) GWG: „ ... Die für den Kunden bisher im Leitungsnetz verwendete Leitungskapazität steht dem Kunden auch im Falle eines Lieferantenwechsels zur Verfügung“
- § 19 (2) GWG „Im Falle von mangelnden Netzkapazitäten ist der Netzzugang unter Einhaltung nachstehender Grundsätze zu gewähren: 1. Transporte auf Grund bestehender oder an deren Stelle tretender vertraglicher Verpflichtungen; 2. Anträge auf Nutzung von zusätzlichen Kapazitäten sind in zeitlicher Reihung zu berücksichtigen; 3. Transporte zur Belieferung von Kunden, die gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen haben“.

Das GWG sieht damit zwar eine Sockeltransportkapazität in Form der Summe der „Rucksäcke“ auf jeden Fall als gesicherte Kapazität an, bezieht sich in seiner Priorisierung aber auf den Sachverhalt bereits bestehender Transportverträge sowie den Zeitpunkt der Antragstellung.

Damit ist grundsätzlich keine absolute Endkundenpriorität z.B. auch für „neue“ Endkunden ausgedrückt, da der Endkunde als Voraussetzung für die Anwendung des Rucksackprinzips bereits eine entsprechende Leitungskapazität genutzt haben muss. Trotzdem kann bezüglich der Absicht des Gesetzgebers von einer implizit formulierten Endkundenpriorität ausgegangen werden, da für Nichtendkunden derzeit keine entsprechenden Netzzugangsverträge vorgesehen sind.

Als zusätzliches Instrument für den Engpassprozess liegt in der § 5 (9) GSNT – VO die Möglichkeit vor, dass der Netznutzungsvertrag auf freiwilliger Basis auch für einschränkbare Kapazitäten vereinbart werden kann, die dem RZF die Möglichkeit gibt „Groß“-Verbraucher mit einem Kapazitätsbedarf größer 10.000 Nm³/h um bis zu 100% einzuschränken.

Weitere Bestimmungen liegen in den dafür relevanten AB - Dokumenten und Code of Conduct - Artikel V nicht vor. Es werden in diesen beiden Dokumenten⁸⁷ lediglich z.B. im Rahmen des Fahrplanmanagements⁸⁸ Maßnahmen beim physischen Auftreten von Engpässen in Form aliquoter Einkürzungen behandelt.

Der Engpassprozess

Als Weiterentwicklung des mit Option 1 definierten und als ersten Schritt einzuführenden Systems ist die Gestaltung eines Engpassprozesses im Rahmen des „neuen“ Kapazitätsregimes anzusehen.

⁸⁷ Im Code of Conduct beschreibt der RZF das Entstehen eines möglichen Engpassfalles, der sich z.B. aus der Behandlung von mehreren Netzzugangsanträgen im Rahmen eines oder mehrerer Wechselprozesse ergeben kann. Zur Vermeidung einer aus Diskriminierungsgründen alle Anträge treffenden Netzzugangsverweigerung bietet er ein Verbesserungsverfahren an, das zu einer aliquoten Einkürzung der/des Antragsteller(s) führt (Maximale IST-Kapazität × (beantragte Kapazität des Antragstellers / Summe beantragte Kapazität Über alle Antragsteller) jeweils bezogen auf den Einspeisepunkt

⁸⁸ Sonstige Marktregeln Gas Kapitel 3, Punkt 1.2.1 – Regelzonenüberschreitende Geschäfte/Allgemeines

Die nachfolgenden Bedingungen für die Ermittlung bzw. den Umgang mit Engpässen stellen zugleich eine Grundlage für die Bestätigung von Kapazitätsanmeldungen im Vorhinein und damit den Anlass für die Anwendung von Prioritätsbedingungen dar. Die Art der Ermittlung stellt bereits einen Teil des Prozesses dar, der dann Auslöser für die in den Instrumenten beschriebenen Maßnahmen ist, wobei grundsätzlich mit einem Nahekommen des tatsächlichen Ist-Zustands an den in der mittelfristigen Kapazitätsplanung angenommenen Plan-Zustand zu rechnen ist.

Ähnliche, aber eigene Bedingungen sind auch für den tatsächlichen Netzbetrieb zum Management von Abweichungen gegenüber den hier behandelten Planungsfällen zu gestalten.

Der Engpassprozess besteht damit

- ⇒ einerseits aus dem Prozessablauf selbst, der durch die Funktion des RZF als Entscheidungsträger geprägt ist (der Prozess selbst hat auch dem im Rahmen einer Netzzugangsverweigerung erforderlichen Nachweisbedarf zu entsprechen) und
- ⇒ andererseits aus den im Rahmen des Prozesses einzusetzenden Instrumenten inklusive der für sie geltenden Rahmenbedingungen (siehe oben).

Im Rahmen der Gestaltung des Prozesses sind u.a. folgende Punkte zu behandeln bzw. im Rahmen eines entsprechenden Ablaufs festzulegen:

Ad Prozessablauf⁸⁹

- Bestimmungen, wie ein Engpass im Vorhinein zu ermitteln ist bzw. welcher Planungsfall als Nachweis gilt ⇒ nachvollziehbarer, auch für den Fall einer Netzzugangsverweigerung anerkannter Nachweis.
- Bestimmung der Ermittlungsmethodik z.B. aufbauend auf Basis historischer Werte zuzüglich Veränderungen laut Anträgen und Berücksichtigung von Bezugsverträgen unter Ansatz von Gleichzeitigkeiten oder ausschließlich auf Basis zugeordneter Kapazitätswerte.
- Allenfalls Feststellung des Sachverhalts eines Engpasses als Auslöser für Wirksamwerden des Engpassprozesses aufgrund eines Planungslaufes, der durch Netzzuganganträge, Versorgerwechsel oder Ähnlichem verursacht ist.
- Feststellung und Beschaffung des benötigten Datenmaterials, insbesondere dann, wenn Daten durch Dritte beizustellen sind (allenfalls Ausstattung des RZF Datenzugangsrechtes)

⁸⁹ Z.B.: „Der RZF führt im Rahmen der Prüfung von Netzzugangs- und Wechselanträgen Planungsrechnungen für die Zuordnung einer sich daraus ergebenden Netznutzungsart durch. Zu diesem Zwecke zieht er heran und ermittelt so Stellt der RZF den Sachverhalt eines Engpasses fest, etc.“

- Verwendung von historischen und vorausberechneten Druckprofilen zur Absicherung
- Verwendung von Wahrscheinlichkeiten des Eintretens von Engpässen sowohl als Kriterium für die Zuordnung von gesicherten oder einschränkbarer Kapazitäten als auch als Indikation für den Netzkunden hinsichtlich seiner künftigen Versorgungsgestaltung
- Festlegung bezüglich des vom RZF zu verwendenden Ansatzes von Gleichzeitigkeiten für die Ermittlung von Engpässen
- Integration und Behandlung der auf Anmeldung basierenden und im bestehenden System nicht tarifwirksamen Kapazitäten von Sonstigen Transporten u.a. aus dem zu begründenden Verhältnis BGV/Versorger – RZF

Ad Zuordnung von gesichert oder einschränkbarer Kapazität:

- Festlegung der Art der Anwendung des Instrumentes „Prioritäten“ für die vom RZF zu treffende Entscheidung
- Festlegung der Art der Anwendung des Instrumentes Netzzugangsart für die vom RZF zu treffende Kapazitätsaussage.

Eine Mitwirkung der ECG bei der Gestaltung des Prozesses scheint sinnvoll, da dieser Prozess in der Lage sein muss, im Rahmen eines Netzzugangsverweigerungsverfahrens die notwendigen Nachweise zu liefern.

5.1.2.3.1 Prioritäten/Teil 1 – im Rahmen der Planung

Zur Verdeutlichung, wie Prioritätsregelungen den RZF im Rahmen seiner Kapazitätszuordnungen unterstützen können, werden die dafür erforderlichen Prioritätsbedingungen bzw. –anforderungen aus bereits zitierten Engpassbeispielen entnommen, wie:

- ⇒ Engpassfall „steirisches Y“ (Phyrn, Semmering und Weitendorf/TAG):. Ein entsprechender Druckabfall in Nähe des kritischen Minimaldrucks in Donawitz wurde festgestellt. Planungsannahme: Versorgerwechsel eines Großverbrauchers mit veränderter Regelzoneneinspeisung bzw. Neuanmeldung eines Industriekunden.
- Großverbraucher:
 - Grundsätzliche Gleichwertigkeit der Prioritäten aufgrund des Endkundenstatus und des Rucksack-Prinzips (bereits „verwendete Kapazität“ laut § 17 (1) GWG); nicht relevant ist für diesen Wechselantrag eine Rückstufung gemäß § 19 (2) GWG aufgrund zusätzlich begehrter Kapazität sowie aufgrund einer Belieferung eines anderen Kunden mit gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen. Bei gleichen Prioritäten wird die Aufgabe eher darin bestehen nachzuweisen, ob tatsächlich ein nachhaltiger physischer Engpass in der Versorgung der Engpassregion besteht, womit dem Nachweis bei der Bestimmung des Engpasses besondere Bedeutung zukommt.

- Besteht diese regionale Kapazitätsbegrenzung nicht, wird eine Prioritätsregel dem begünstigten Endkunden dann helfen, wenn der prioritäre Endkundenanspruch auf den Einspeisepunkt projiziert wird, an dem dann – im Rahmen der dortigen physischen Kapazitätsermittlung - die Prioritäten wirksam werden. Dazu ist es notwendig die Verbindung zwischen Endkundenkapazität und Versorgerkapazität herzustellen. Gleiches ist im Fall von Entry-Punkt Überbuchungen im Rahmen eines alternativen Systems notwendig, um die auch hier gültigen Prioritäten von Endkundentransporten wahrzunehmen.
- Zu behandeln ist im Falle dreier gleichberechtigter Endkunden, wie im Engpassfall die Versorgung erfolgt. Dies insbesondere, falls alle drei Endkunden mit einschränkbareren Verträgen ausgestattet sind.
- Konsequenz: Bestätigung der Priorität von Endkundentransporten vor Anderen gemäß bestehendem System, wobei die Anwendung z.B. hinsichtlich der Behandlung von Endkunden mit gleicher Priorität im Engpassfall zu spezifizieren ist. Einen Lösungsvorschlag könnte hier die aliquote Einkürzung entsprechend der in der Vergangenheit genutzten Kapazität bilden.
- Neuanmeldung:
 - Die im GWG vorgesehene Situation ist klar: Zusätzliche Kapazitäten werden nach dem Prinzip First-Come-First-Serve mit der Bekanntgabe von Stichtagen, bis wann vorausschauende Netzzugangsanträge (Terminverträge) einzubringen sind, vergeben. Der sonst bevorzugte Endkunde genießt nur gegenüber Nicht- Endkundentransporten Vorrang. Auch hier ist im Falle einer Netzzugangsverweigerung in einer Engpassregion vor allem der Nachweis zu führen, dass die zusätzlich begehrte Kapazität nicht nachhaltig zur Verfügung gestellt werden kann.
 - Konsequenz: Bestätigung des First-Come-First-Serve – Prinzips mit Beschreibung der Anwendung auf gleichrangigen Prioritätsebenen. Bei Neuanmeldungen kann sich eine aliquote Einkürzung allein auf die angemeldete Kapazität beziehen.
- ⇒ Engpassfall Oberösterreich (Fall 5 siehe Punkt 3.3.2): Kumulierte Transporte für ein Kraftwerk, für Einspeicherungen und Endkunden haben die Leitungskapazität aufgrund ungünstiger Drucksituationen vollständig ausgelastet. Ein entsprechender Druckabfall in die Nähe des kritischen Mindestdrucks in Ebelsberg wurde festgestellt. Planungsannahme: Durchführung von Einspeicherungen nach Kapazitätsverfügbarkeit, Kraftwerksversorgungsanspruch in Abhängigkeit seiner Funktion, Neuanmeldung eines Industriekunden.
- Prioritätengeflecht Endkunde – Einspeicherungen – ungeplante und kurzfristig kapazitätsziehende Endkunden am Beispiel von Kraftwerken
 - Durch die Aufnahme von Transporten für BGV/Versorger in die Planung des RZF wird auch eine Auseinandersetzung mit den Rechten

dieser angemeldeten Kapazitäten erforderlich. Die Transportkosten dafür sind nicht in eigenen Tarifen abgebildet.

- Wie festgestellt wurde, liegen bezüglich der Kapazitätszuordnung zwei Vorschläge vor. Vorschlag AGGM: Nach Überprüfung der Kapazitätssituation vor allem im langfristigen Bereich werden gesicherte Kapazitäten zuerkannt. AGGM argumentiert mit der Langfristigkeit der Bezugsverträge und den einzugehenden ToP Bedingungen. OMV schlägt eine Lösung nach Können und Vermögen vor.
- Das gegenwärtige Netzzugangsregime räumt Sonstigen Transporten (z.B. Einspeicherungen) keinen Raum ein, wobei festgestellt wurde, dass die Integration dieser Transporte der ausschlaggebende Verbesserungsbedarf für die Neugestaltung des Systems ist.
- Konsequenz: Letztlich handelt es sich hier um eine politische Entscheidung, die unter Inkaufnahme der bekannten Gefahr des „Zu-Anmeldens“ durch langfristig im Voraus getätigte Anmeldungen von Sonstigen Transporten lauten kann
 - o Die Priorität des Endkunden bleibt in Abhängigkeit ihres Zuordnungszeitpunktes aufrecht
 - o Die nicht tariffierte Kapazitätsanmeldung des BGV/Versorgers für Einspeicherungen wird dem Umfang und der Zeit nach fix eingeplant,
 - o Es sind Maßnahmen zu treffen, um das Risiko des „Zu-Anmeldens“ gering zu halten, auf die unter anderem in der Prioritätsregelung Anhang 10.5. und in der Zusammenfassung 5.1.4 eingegangen wird. Solche Maßnahmen können z.B. beinhalten (1) eine Begrenzung der Langfristigkeit in der Anmeldung und Bestätigung von Sonstigen Transporten, (2) die Anwendung des UK-Modells des Vorhaltens eines bestimmten Kapazitätsanteils für kurzfristig auftretende Endkundentransportbedarf.

Aufbauend auf obigen Überlegungen wurde mit Anhang 10.5 Prioritätsregelungen eine Strukturierung der Transportverträge in „Vertragsklassen“ vorgenommen, die zugleich als Grundlage für die Gestaltung von Prioritäten bezüglich der einzelnen Vertragsklassen untereinander verwendet wurde. Wie mehrfach festgehalten, erhalten dabei bestehende Endkundentransporte oberste Priorität. Behandelt werden dabei auch Vertragskomponenten wie Laufzeit des Transportvertrags und Zeitpunkt des Abschlusses sowie die Bedingungen, wann Kapazität gesichert, wann einschränkbar vergeben wird bzw. wann eine Kürzung von Transportkapazitäten stattfindet.

Es können sich damit Situationen ergeben, die einen Vorrang von Einspeicherungen gegenüber Endkundentransporten ergeben, was grundsätzlich der Absicht des GWG mit dem Endkunden-Rucksackprinzip entgegenläuft. Um Fehlentwicklungen (z. B. Kapazitätshorten durch Anmeldung von Sonstigen Transporten) zu vermeiden, ist ein laufendes Monitoring durch die Regulierungsbe-

hörde durchzuführen und gegebenenfalls eine Systemanpassung vorzunehmen. Aus diesem Grund würde eine Verankerung der Prioritätsregeln im GWG einer Weiterentwicklung des Netzzugangsregimes an geänderte Rahmenbedingungen widersprechen.

Wie sich aus der Vielzahl an möglichen Engpasssituationen ergibt, wird eine reine Anwendung von, aufgrund ihrer Allgemeinwirkung eher inflexiblen Instrumenten nicht in der Lage sein, das angestrebte Ziel (die notwendige und flexible Handlungsweise des RZF abzusichern) zu erreichen. Dazu wird in Ausweitung zu Option 1 die eventuell spätere Gestaltung eines Engpassprozesses mit den oben beschriebenen Instrumenten vorgeschlagen.

5.1.2.3.2 Netzzugangsarten

Grundsätzlich stehen dem RZF für die Kapazitätszuordnung zwei Netzzugangsarten zur Verfügung:

- Vergabe gesicherter Kapazität
- Vergabe einschränkbarer Kapazität.

Konzentration auf das Thema „einschränkbarer Vertrag“ als Kapazitätsoptimierungsmittel GSNT – VO § 5 (9)

Die seitens des RZF zuzuerkennende Netznutzungsart ergibt sich nahezu automatisch aus dem Ergebnis der mittelfristigen Planung unter Anwendung von Prioritätsregeln, wobei davon ausgegangen wird, dass aus einer Reihe von bekannten Gründen die Einschränkung von Kapazitätsverträgen zu einer Erhöhung der Auslastung und damit zu einer verbesserten Netznutzung führt. Ziel der Gestaltung des Instrumentes „einschränkbarer Kapazitätsvertrag“ ist damit, Kapazität in breiterem Umfang nutzbar zu machen.

Inwieweit dieses Instrument in seiner derzeitigen Ausgestaltung⁹⁰ für Endkunden attraktiv genug ist, um es zur Wirkung kommen zu lassen, wird die Erfahrung zeigen. Bekannte Stellungnahmen von Großkunden zeigen jedenfalls, dass man dem Risiko der Einschränkung skeptisch gegenübersteht, da man nicht bereit ist, sein jeweiliges Hauptgeschäft aus Infrastrukturgründen mit Risiko zu belasten.

Unterstützende Anwendungsrichtlinien, wie sie unter anderem die von der AGGM auch in Aussicht gestellten Versorgungswahrscheinlichkeiten darstellen, sollten z.B. im Rahmen des Code of Conduct beschrieben werden. Damit und mit weiteren die Attraktivität verbessernde Maßnahmen wie z.B. der Möglichkeit

- gradueller Einschränkungen,
- saisonal begrenzter Einschränkungen,

⁹⁰ Absolutes Recht des RZF ohne weitere Begründung oder Abstützungsmaßnahmen kurzfristig bis zu 100% einzuschränken.

- Berücksichtigung der individuellen Energiewirtschaft der Großverbraucher, etc.

sollte ein breiterer Anwendungsraum aufgrund einer größeren „Kundenfreundlichkeit“⁹¹ erreicht werden, womit der Nutzen dieses Instruments für die Kapazitätsoptimierung gesteigert werden könnte.

Die Interessenslage der Gaswirtschaft könnte allerdings dagegen stehen, da kundenfreundliche Maßnahmen auch zu alternativen Brennstoffüberlegungen führen können.

5.1.2.3.3 Zusammenfassung

- Es ergeben sich in Anwendung des bestehenden Systems einfache Grundregeln hinsichtlich der Priorität von Endkundentransporten gegenüber Sonstigen Transporten, zu denen in Bezug auf ihre Priorisierung auch Exporte gezählt werden.
- Die Anwendung von Prioritäten beim Engpassmanagement bzw. auch bei der Netzzugangsverweigerung ergibt sich weniger aus der Definition der Priorität sondern mehr daraus, ab wann die Priorität anzuwenden ist. Dies gilt vor allem im hier behandelten Planungsfall, da im realen Betrieb der Einsatz der Priorität mit entsprechend feststellbaren physischen Reaktionen im Netz einhergeht.
- Die Feststellung der Erfordernis des Engpassmanagements führt zur Definition eines Engpassprozesses, der über verschiedene Instrumente, u.a. Prioritätsregelungen und Zuordnung unterschiedlicher Kapazitätsnutzungsarten verfügt. Dieser Engpassprozess sollte im Rahmen einer Weiterentwicklung der Option 1 verankert werden.

Der Engpassprozess stellt zusammen mit dem Planungsprozess und dem Kapazitätsfreigabeprozess die wesentlichen Komponenten der angestrebten Verbesserung des bestehenden Systems dar.

Bei seiner Umsetzung handelt es sich grundsätzlich „nur“ um eine Präzisierung eines zum Teil ohnehin geübten Vorgangs⁹², wobei allerdings aufgrund der auch seitens AGGM gewünschten Präzisierung z.B. der Prioritätsregeln und notwendigerweise auch ihrer Anwendung bisher nicht ausgesprochene Verantwortungen des RZF festgelegt werden. Aus diesem Grund kommt der Einvernehmlichkeit bei der Detail-Gestaltung dieses Verbesserungsansatzes große Bedeutung zu.

Verankert sollten Prozessablauf und Instrumente im Rahmen einer Selbstverpflichtung vorerst in einem Entwurf des Code of Conduct werden, wobei die

⁹¹ Interessant zu beobachten ist, dass z.B. in Deutschland von Netzbetreibern eigene Tarif-Geschäftsbereiche ins Leben gerufen werden, die sich mit Kapazitätsverkauf auseinandersetzen.

⁹² Wie z.B. seitens AGGM mitgeteilt wird der für Kapazitätsaussagen erforderliche Planungsprozess ohnehin durchgeführt, allerdings lediglich auf Basis informeller Daten

daraus für ANB oder zusätzliche Verordnungstexte sich ergebenden Anpassungen separat in der geeigneten Form zu formulieren sind

5.1.3 Thema „Steuerung Netzbetrieb“ (Kapazitätsfreigabeprozess)

Der hier zu regelnde Sachverhalt ist insofern einfacher, als der auslösende Event für die im tatsächlichen Betrieb zu treffenden Maßnahmen nicht aufgrund eines intransparenten Planungsansatzes oder angezweifelter Daten angreifbar ist. Es handelt sich um eine nicht in Zweifel ziehbare Aussage bezüglich gerade noch vorhandener oder nicht vorhandener Kapazität, sondern um den klaren Sachverhalt, dass Transporte z.B. aufgrund eines entsprechenden Druckabfalls nicht mehr durchgeführt werden können.

Das sollte auch bedeuten, dass aufgrund des vorhandenen Anstehens eines einfachen und transparenten Problems die notwendige Einvernehmlichkeit leichter erreichbar sein sollte, da die Diskussion um die Ursachen und Grundlagen wegfällt.

Einmal mehr wird dadurch auch Transparenz, Einfachheit und Nachvollziehbarkeit von angewendeten Methoden samt deren Zusammenhänge und Strukturierung in den Vordergrund gestellt.

Für den tatsächlichen Netzbetrieb sind zwei Situationen zu behandeln, für die die nachfolgend gestellten Fragen zu beantworten sind:

- ⇒ Gegebene Transportzusicherungen können nicht erfüllt werden: es stellt sich ein physischer Engpass ein
Nach welchen Kriterien ist vorzugehen? ⇒ Thema „Prioritäten/Teil 2“
- ⇒ Es stellt sich heraus, dass zugeordnete Kapazität nachhaltig nicht genutzt wird und dem RZF fehlt: es stellt sich ein vertraglicher Engpass ein
Nach welchen Kriterien ist vorzugehen, um bereits zugeordnete Kapazitäten neu zuzuordnen? ⇒ Thema „Kapazitätsfreigabeprozess“

5.1.3.1 Prioritäten/Teil 2

Es ist zu überprüfen, ob der bereits unter 5.1.2.3.1 beschriebene und im Rahmen der mittelfristigen Planung anzuwendende Prioritätsprozess um einen Teil zu vervollständigen ist, der die Konsequenzen aus der Anwendung der vorhin entwickelten Prioritätsregelungen auf den im realen Netzbetrieb eingetretenen physischen Engpassfall zum Inhalt hat.

Die derzeit in Kraft befindlichen Regelungen bauen sämtlich auf den Sonstigen Marktregeln – Kapitel 3, 1.2.1. und 1.2.2 auf und befinden sich zusätzlich in den AB BGV – RZF, Kapitel 3, insbesondere 3.7 und 3.8, sowie im Code of Conduct mit dem gleichen Inhalt.

Die Regelungen beinhalten die Vorgehensweise des RZF bei durch ihn (gesichert) zugeordneten Kapazitäten und behandeln die Fälle

- BGV Fahrplan befindet sich innerhalb der zugeordneten Kapazität \Leftrightarrow Erfüllung des Fahrplans
- BGV Fahrplan überschreitet zugeordnete Kapazität \Leftrightarrow aliquote Einkürzung, damit maximale Einspeisekapazität nicht überschritten wird
- BGV Fahrplan überschreitet zugeordnete Kapazität, wurde aber vom RZF bestätigt. Diese Bestätigung gilt unter dem Vorbehalt, dass vom RZF die einem anderen BGV zugeordnete, aber von diesem nicht genutzte Kapazität herangezogen werden kann.

Damit baut der verwendete Lösungsansatz auf aliquoten Einkürzungen auf.

Regelungen bezüglich einschränkbarer bzw. nach Können und Vermögen zugeordneter Kapazitäten bestehen verständlicherweise nicht, da der RZF dafür entsprechende Gestaltungsfreiheit einerseits besitzt und andererseits deswegen keine Detailbestimmungen vorliegen, die durch Anwendungsregeln weiter auszugestalten wären.

Dies kann im Zuge einer weiteren Differenzierung der einschränkbaren Kapazität notwendig werden, wenn der RZF z.B. sich durch die Bekanntgabe von Wahrscheinlichkeiten (siehe 5.1.2.3.2 - Netzzugangsarten) tiefergehend festlegt. Daraus würde sich dann entsprechender Handlungsbedarf ableiten.

5.1.3.2 Kapazitätsfreigabeprozess

Ziel ist eine Anpassung der beantragten und dementsprechend zugeordneten Kapazität an die nachhaltig genutzte Kapazität. Damit ist hier das Verfügbarmachen von zugeordneter, aber nicht nachhaltig genutzter Kapazität, insbesondere im Hinblick auf die absehbare Entwicklung des Wettbewerbsmarktes zu berücksichtigen, wobei der Zeitkomponente dieses Verfügbarmachens ein besonderer Stellenwert einzuräumen ist.

Motivation für die nicht-nutzungsgerechte Antragstellung kann sein:

- Das Sicherheitsdenken der Antragsteller
- Die „Wert“-Losigkeit der zugeordneten Kapazität und die sich daraus ergebende mangelnde Bereitschaft des Kunden sich mit seinem Bedarf genau auseinanderzusetzen: zu bezahlen ist ja nur die genutzte Kapazität
- Der wettbewerbswirksame Versuch, Kapazität zu horten.

Das Verfügbarmachen von zugeordneten aber nicht genutzten Kapazitäten ist einer der Schlüsselprozesse für die Optimierung der Netznutzung. Die Bedeutung dieses Prozesses ist z.B. auch aus anderen Regulierungsmodellen bekannte und offensichtlich benötigte Freigabeinstrumente zu ersehen, die allerdings weitestgehend auf einem Systemwechsel hin zu einem Entry-Exit-System aufbauen. Nachfolgend werden daher zunächst folgende Instrumente vorgestellt:

1. Transparenz durch Kapazitätsveröffentlichungen⁹³: Aufzeigen der Ausnutzung der Kapazität durch die BGV/Versorger; Schaffung eines Handlungsdrucks
2. Unmittelbare Weitergabe der Kapazität: Bestimmung der freiwerdenden Kapazität mit damit einhergehender Segmentierung der Kapazität und deren Bewertung
3. Rückkauf durch den RZF wie z.B. in UK zu Marktbedingungen, was eine entsprechende Bewertung notwendig macht
4. Rückgabe an RZF auf freiwilliger Basis, was im Fall, wenn Kapazität keinen Wert repräsentiert nur mangelhaft motiviert sein kann
5. Rückgabefall an RZF durch UIOLI, wobei der Auslösefall schwierig zu definieren und kaum kurzfristig wirksam ist

Jedes dieser Instrumente benötigt ein Paket an Durchführungsbestimmungen (was passiert, wenn *Sachverhalt* ... eintritt) und ein Paket an Anwendungsbestimmungen (welche In-Kraft-Tretensbestimmungen für die gegenständliche Regelung sind zu berücksichtigen; z.B. UIOLI: ab wann gilt eine Kapazität als nicht nachhaltig genutzt⁹⁴).

Die Komplexität dieses Freigabe-Prozesses wird umso höher sein wird, je mehr unterschiedliche Marktteilnehmer mit ihren jeweils genau definierten Rechtsansprüchen zu berücksichtigen sind. Ist ein derartiges Recht außerdem gegen Entgelt erworben, benötigt seine Weitergabe oder Wegnahme wesentlich umfangreichere Regelungen als dies der Fall ist, wenn

- (1) ein solches Recht nicht vertraglich abgesichert ist und
- (2) es nicht mit einem Wert verbunden ist.

Recht bedeutet dabei die Zuordnung gesicherter Kapazität. Wert bedeutet die Leistung eines Entgelts für diese Kapazität. Mit der Bestimmung dieser Rechte ist komplementär dazu gleichzeitig auch ein Gestaltungsverlust für den RZF verbunden.

Ad. (1) Bestehende Rechte

Betrachtet man das bestehende System, so besteht zwar gemäß § 17 (1) GWG ein Anspruch auf Wiederverwendung bereits genutzter Leitungskapazität, aber nicht auf konkrete Kapazitäten z.B. an bestimmten Einspeisepunkten. Die Konvertierung des zugeordneten Leitungskapazitätsanspruchs in Einspeisekapazitäten bleibt dem RZF vorbehalten, wofür ihm im GWG auch die entsprechenden Gestaltungsmöglichkeiten eingeräumt sind.

⁹³ GWG § 12 b (1) Z 18, Z 21 (Veröffentlichung und Kenntnis der Netzauslastung); § 19 a (Netzbetreiber haben auf Anforderung ECG Nutzauslastung (vertraglich/physisch) zu melden

⁹⁴ Siehe auch Zusammenfassung Factfinding: Ablehnung eines UIOLI Prinzips durch die BGV/Versorger.

Dieses bestehende „Rucksack“-Prinzip bedeutet damit kein Hindernis im Falle einer vom RZF vorzunehmenden Kapazitätsfreigabe.

Notwendige Kapazitätsfreigaben im bestehenden System haben bei den Zuordnungen von Einspeisekapazitäten zu den Versorgern/BGV/Versorger anzusetzen. Diese verfügen im bestehenden System aber nicht über komplex aufzulösende Rechtsansprüche, wobei der Informationsbedarf für die Beplanung der Einspeisepunkte jedenfalls anerkannt ist.

Aus diesem Grund beinhaltet der vorliegende Verbesserungsvorschlag eine Verpflichtung des RZF für die Herstellung der notwendigen Planungsmethodik sowie für die BGV/Versorger die möglichst weitgehende Verpflichtung zur Abgabe realistischer Daten in Form einer „Anmeldung“. Beide Vorschläge sind im Rahmen einer genauen Vorgehensweise zu präzisieren und unter 5.1.1 beschrieben.

Ad. (2) Zuordnung eines Wertes zur Kapazität

Die Rolle der Zuordnung eines Wertes führt in der hier durchgeführten Betrachtung zu einer Verstärkung des Punktes (1). Ein bezahltes Recht führt automatisch zu einer stärkeren Verteidigung und damit zur Erfordernis präziserer und auslegungsfreier Regelungen als dies bei einem wertfreien Ansatz der Fall ist.

Im bestehenden System ist zugeordnete Kapazität nicht mit einem Wert unterlegt, was einerseits mit zu den Hauptkritiken am System („keine Motivation zur sparsamen Kapazitätsanmeldung“) – wie vorne im Detail beschrieben – beiträgt, andererseits aber die Durchführung von Kapazitätsfreigaben wesentlich erleichtert.

Betrachtet man mögliche Gegenargumente gegen die bestehende Gestaltungsfreiheit des RZF bietet sich a priori die Sorge der Marktteilnehmer an, dass der RZF seine Rolle nicht unparteiisch ausübt. Im Rahmen des Factfinding konnte eine derartige Position seitens der Marktteilnehmer jedenfalls nicht festgestellt werden. Entsprechendes Werkzeug für die Behandlung einer diesbezüglich eventuell auftretenden Kritik ist Transparenz. Diese wird vor allem durch die Verbesserungsvorschläge hinsichtlich mittelfristiger Planung weitgehend gewährleistet.

Zusammenfassung

Das bestehende System bietet aufgrund der für die BGV/Versorger nicht vorgesehenen Rechte und die im GWG verankerte Gestaltungsfreiheit gute Voraussetzungen für Kapazitätsfreigaben von zugeordneten Kapazitäten. Voraussetzung für die Freigabe zugeordneter Kapazitäten ist allerdings die Kenntnis der Nutzung bzw. tatsächlichen Erfordernis an zugeordneten Kapazitäten (siehe Überprüfung der Erstzuordnung von Kapazitäten), wie sie derzeit aus den weiter oben beschriebenen Gründen nicht der Fall ist. Diese Gründe sind in den Vorschlägen 5.1.2 dargestellt.

5.1.4 Option 1 – Zusammenfassung der Eckpunkte und Änderungserfordernisse

Fasst man die aus der oben geführten Diskussion sich ergebenden Sachverhalte und notwendigen Vorgehensweisen für Option 1 zusammen, ergeben sich die nachfolgenden Eck- und Änderungserfordernisse für eine zu installierende Gesamtlösung.

5.1.4.1 Systemänderung Option 1

Das Rucksackprinzip mit dem Endkunden als Kapazitätsberechtigtem bleibt sowohl im Verteil- als auch im Fernleitungsnetz erhalten.

- Die Bedingungen des Anschlusses von Endkundenanlagen an das Verteilnetz bleiben aufrecht. Damit bleiben auch die bestehenden Regelungen hinsichtlich unterbrechbarer Endkundenverträge und der aggregierten Endkundenkapazitätsverwaltung je Versorger und Bilanzgruppe auf der Fernleitungsebene aufrecht.
- Kapazitätsanträgen (Anmeldung und etwaige Bestätigung) von BGV/Versorgern für Sonstige Transporte wird je nach der zum Antragszeitpunkt gegebenen Kapazitätsverfügbarkeit unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Vertragsarten durch Zuordnung von gesicherten oder einschränkbaren Kapazitäten entsprochen. Bei gesicherter Kapazitätsbestätigung können später beantragte Kapazitäten für Endkundentransporte nachrangig sein.
- Auf der Fernleitungsebene wird zusätzliche Flexibilität und Planungssicherheit durch die Möglichkeit geschaffen, zusätzliche Kapazitätsvereinbarungen zwischen Versorgern/ Gashändlern und dem Regelzonenführer abschließen zu können. Außerdem werden alle Einspeisepunkte in das Kapazitätsmanagement aufgenommen, um die Rucksackansprüche aggregiert darstellen zu können.
- Die in Abschnitt 4.2 begründete Einführung eines formalisierten Verfahrens für den Ausbau zusätzlicher Kapazitäten wird einerseits die Verbindlichkeit der LFP verbessern und andererseits die Verantwortung der genehmigenden Behörde in Bezug auf die Prüfung der Zweckmäßigkeit der Ausbaubehörden erhöhen. Für die Übernahme dieser erhöhten Verantwortung werden allerdings Prüfkriterien (z.B. Auswirkungen auf den Wettbewerb, Versorgungs- und Engpassicherheit, Wirtschaftlichkeit der Investition) notwendig.
- Der Wechselprozess bleibt zur Aufrechthaltung des einfachen Versorgerwechsels aufrecht. Durch die Priorisierung der Endkundenversorgung und der Einlieferverpflichtung der BGV/Versorger sollte trotz der Kapazitätssicherung für „Sonstige Transporte“ die angestrebte Kapazitätsoptimierung abgesichert sein.
- Die Versorger und sonstigen Netzzugangsberechtigten erhalten jede Flexibilität für eine bedarfsgerechte Kapazitätssicherung sowohl für die Endkundenversorgung und sonstige Transporte – im Rahmen der verfügbaren

Kapazitäten. Die verfügbaren Kapazitäten sowie der Mindesteinspeisebedarf pro Einspeisepunkt in die Regelzone werden von der AGGM im Rahmen der Langfristigen Planung für jeden Kalendermonat eines Gasjahres aktualisiert und bestimmt.

- Ein Kapazitätshorten sollte durch die vom RZF festzustellende Einlieferverpflichtung durch BGV/Versorger im Ausmaß einer noch genau festzulegenden Quote der Anmeldung nicht möglich sein. Damit sollten eigene UIOLI Regelungen entbehrlich sein. Sollte es aufgrund von Kapazitätshorten zu Netzzugangsverweigerungen kommen, sollten die Kapazitätsreservierungen der BGV/Versorger auch hinsichtlich wettbewerbsrechtlicher Grundsätze überprüft werden.
- Die Kosten der Fernleitungsebene werden wie bisher in das vom Endkunden zu bezahlende Netznutzungsentgelt integriert, womit keine Beteiligung von anderen Marktteilnehmern (z.B. BGV) an den Transportkosten stattfindet,
- Netzstabilität und Versorgungssicherheit werden durch die vom Regelzonenführer abrufbare Einliefer-/Entnahmeverpflichtungen der Händler verbessert. Dadurch ist er abgesichert in der Lage seine unbedingten Transportzusagen einzuhalten.
- In der LFP wird eine Optimierung zwischen einer möglichst hohen Auslastung der Fernleitungen und einer möglichst hohen Flexibilität der Marktteilnehmer zur Ermöglichung einer freien Versorgerwahl als Wettbewerbsvoraussetzung angestrebt. Dies erfordert allerdings freie Transportkapazitäten, um physische Gasflüsse ändern zu können.

5.1.4.2 Änderungsbedarf in „regulativen“ Dokumenten Option 1

Die oben dargestellte Systemänderung Option 1 bedingt jedenfalls eine Änderung in den Vertragsbeziehungen und damit Verpflichtungen der Marktteilnehmer, die in den verschiedenen „regulativen“ Dokumenten abzubilden sind. Diese Änderungen betreffen unter anderem folgende „regulative“ Dokumente:

- Wechselverordnung: Anträge von Versorgern bzw. Kapazitätsanpassungen, die im Rahmen von Wechseln erforderlich werden, müssen auch in der Wechselverordnung festgeschrieben werden (vgl. dort auch Kapitel 7)
- Bedingungen für den Netzzugang zu Verteilleitungen: Adaptierungen im Zusammenhang mit dem Antrag auf Nutzung zusätzlicher Kapazitäten und dem Netzzutrittsvertrag (evtl. sogar einschließlich Prioritätsregelung)
- Sonstige Marktregeln:
 - Prioritätsregelungen sind auch in den Marktregeln (in Frage kommen dafür Kap. 3/SoMa, WechselVO, ANB der VNUs und/oder Kapitel 7) zu verankern / zu adaptieren Anträge von Versorgern bzw. Kapazitätsanpassungen, die im Rahmen von Neuzugängen erforderlich werden,

- müssen auch im Kapitel 7 festgeschrieben werden (vgl. auch Wechselverordnung);
- Fahrplanmanagement (SoMa Kap. 3) um Einliefer-/Entnahmeverpflichtung zu ergänzen;
 - Fahrplanmanagement (SoMa Kap.3) um Fahrpläne für sonstige Transporte einschließlich Einkürzungs-/Erweiterungsregelungen ergänzen;
 - AE-Management (AB BKO, Anhang AE-Management) um den Anspruch des RZF ergänzen, dass die AE dort abgerufen werden kann, wo sie gebraucht wird;
 - AE-Management (AB BKO, Anhang AE-Management) um die „Sanktion“ Verrechnung des säumigen Kapazitätsinhabers – alle damit verbundenen Kosten ersetzen – ergänzen;
 - AE-Management: getrennte Erfassung von nach dieser Regelung eingesetzter Ausgleichsenergie.
- AB des RZF für die Vertragsbeziehung zu Verteilerunternehmen:
- Die Mitarbeit der VNUs an der LFP des Regelzonenführers muss ergänzt werden;
 - Dies ist auch evtl. als Grundlage für Netzausbauverträgen in den AB verankern;
- AB des RZF für Vertragsbeziehungen zu Fernleitungsunternehmen: - Evtl. Grundlage für Netzausbauverträgen auch in den AB verankern; in den AB des RZF für die Vertragsbeziehungen zu Bilanzgruppenverantwortlichen – Anpassungen entsprechend den Veränderungen im Fahrplan- und AE-Management vornehmen.

Die Gutachter sind der Ansicht, dass vorerst mit einer Adaptierung der oben angeführten regulativen Dokumente das Auslangen gefunden werden kann, da die Hauptänderungspunkte – Herstellung einer belastbaren Planungsbasis sowie eine Ausweitung der Vertragsverhältnisse – auch ohne Änderung des GWG darstellbar sein sollten. Insbesondere sollten Erfahrungen hinsichtlich der mehrfach angesprochenen Eigenschaft des Modells, Sonstigen Transporten in Abhängigkeit ihrer Anmeldebedingungen den Vorrang gegenüber Endkundentransporten einzuräumen, gewonnen werden, bevor eine weitgehend Verankerung im GWG erfolgt. Das hier behandelte Thema des „Anmeldens von 100% der verfügbaren Kapazität“ ist vor einer Aufnahme in das GWG auch hinsichtlich seiner wettbewerbsrechtlichen Relevanz im Falle der Benachteiligung einzelner Kunden durch die gesicherte Kapazitätsvergabe für Sonstige Transporte zu prüfen.

Sollten die Erfahrungen und Überprüfungen zeigen, dass mit einer Adaptierung der oben angeführten regulativen Dokumente nicht das Auslangen gefunden werden kann, schlagen die Gutachter vor, nach einem Beobachtungszeitraum eine Systemadaption vorzunehmen.

5.1.4.3 Sonstige Anpassungen Option 1

➤ Code of Conduct und/oder Operational Guidelines

Die Gutachter sind der Ansicht, dass unter Zugrundelegung des bestehenden Code of Conduct ein homogenes Dokument zu gestalten ist, in dem die Vorgehensweise des RZF, schon zu seiner Entlastung, insgesamt in Form eines „roten Fadens“, unter Verweis auf die jeweiligen Bestimmungen in GWG, GSTNVO, Marktregeln und AB's zusammenhängend beschrieben ist. Insbesondere sind entsprechende Änderungen im bestehenden Code of Conduct in den Kapitel Netzzugang und Kapazitätsmanagement einschließlich der LFP durchzuführen. Durch die vorzunehmenden Änderungen ergibt sich automatisch ein Füllen jener Lücken, die durch die bestehende komplexe „Arbeitsteilung“ zwischen den verschiedenen Dokumenten und Marktteilnehmern aufgetreten ist, wobei anzumerken ist, dass bereits der bestehende Code of Conduct diesem Zweck gewidmet ist.

➤ Sicherung von für die Wettbewerbsförderung und die Versorgungssicherheit notwendiger Investitionen

Wie oben ausgeführt, können nicht durchgeführte Investitionen nachhaltig zu Netzinstabilitäten beitragen, überhaupt wenn sich eine langfristige Verschiebung von Gasflüssen abzeichnet bzw. wenn durch die Nichtdurchführung derartiger Investitionen gravierende Einflüsse auf den Wettbewerb entstehen. Sollten notwendige Kapazitätserweiterungen durch den/die Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, ist darüber hinaus eine Ermächtigung vorzusehen, dass derartige Investitionsvorhaben auszuschreiben sind. Dies kann u.U. auch Einfluss auf die Eigentumsverhältnisse an den durch Kapazitätserweiterungen betroffenen Leistungssystemen nehmen.

5.2 Option 2: Gestaltung von Verbesserungsansätze mittels Entry-Exit-System laut AGGM Vorschlag

5.2.1 Übersicht

Das in Folge vorgestellte Entry-Exit-Modell der AGGM versucht die nachstehenden Probleme des derzeitigen Systems zu lösen:

1. Rucksacksystem führt durch mangelnde Berücksichtigung der Portfolioeffekte zu übermäßiger Leistungsvorhaltung an den Entry-Punkten der Regelzone.
2. Kostenlose Kapazität auf der Fernleitungsebene bietet keinen Anreiz zur effizienten Nutzung. Kostenlos ist im bestehenden System nur die Kapazitätsanmeldung, welche deswegen nicht bedarfsgerecht erfolgt.
3. Speichertransporte und Exporte sind derzeit nicht für das Kapazitätsmanagement erfassbar, weshalb der Händler keine gesicherte Kapazität reservieren kann.

4. Es ist keine frühzeitige Kapazitätsreservierung möglich, die Investitionsbedarf rechtzeitig offen legen würde und eine Bezahlung absichern könnte.

Das AGGM Entry-Exit-Modell, muss wie auch das in Kapitel 6.1 vorgestellte alternative Tarifsysteem, das Rucksackprinzip auf der Fernleitungsebene aufheben, während auf der Verteilernetzebene dieses Prinzip erhalten bleibt. Insofern wird im Gegensatz zum derzeitigen System das Netzzugangsregime auf Fernleitungsebene von der Verteilerebene abgekoppelt.

BGV/Versorger können sich gegen Zahlung eines von der Energie-Control Kommission festgesetzten Leistungstarifs Kapazitäten an den Entry- und Exit-Punkten reservieren, welche die konkreten Bezugsportfolios berücksichtigen. Aufbauend auf den gewünschten Reservierungen findet eine nichtdiskriminierende Vergabe von fixen und unterbrechbaren Kapazitäten auf Tages-, Monats-, Jahres-, und Mehrjahresbasis an den Ein- und Ausspeisepunkten der Regelzone sowie an den Übergabepunkten zu den Speichern durch den Regelzonenführer statt.

Diese Systemveränderung würde den BGV/Versorger einen Kapazitätsanspruch geben, welcher den Handlungsspielraum des RZF erheblich einschränken würde und Konkurrenz bei der Belieferung von Kunden erschweren könnte.

Kapazitätsbedürfnisse für Einspeicherungen können gegen Bezahlung abgesichert werden. Durch vertragliche Reservierung von Kapazität samt Zahlungsverpflichtung über längere Zeit im Voraus entsteht für die Fernleitungsnetzbetreiber Investitionssicherheit, welche einen bedarfsgerechten Netzausbau ermöglicht.

Um Kapazitätsblockaden zu verhindern wird nicht genutzte Kapazität als unterbrechbare Kapazität neu vergeben. Zusätzlich soll ein Sekundärmarkt für den Handel mit Kapazitätsrechten eingerichtet werden und das UIOLI Prinzip über einen einjährigen Beobachtungszeitraum zur Anwendung kommen. Kosten der Ebene 1 werden auf die Ein- und Ausspeisepunkte der Regelzone sowie auf die Übergabepunkte zu den Speichern in der Regelzone umgelegt.

Im Gegensatz zum bisherigen und dem in Kapitel 6.1 vorgestellten alternativen Tarifsysteem, erfolgt die Schlüsselung der Ebene 1 Kosten zu 100 Prozent über die reservierte Leistung, während die bisher mit 30 % berücksichtigte Arbeit nicht mehr einfließt.

Die Versorgungssicherheit kann durch die Festlegung eines Vorranges der Vergabe von Kapazitäten für die Versorgung der inländischen Endkunden vor sonstigen Transporten (z.B. für Zwecke der Speicherbefüllung oder des Exportes aus der Regelzone) gewahrt werden.

5.2.2 Detaillierte Beschreibung

5.2.2.1 Neues Netzzugangsregime

Wie jedes andere Entry–Exit Modell, bedarf der AGGM Vorschlag eine Trennung des Netzzugangsregimes der Fernleitung von dem der Verteilerleitungen.

Das Rucksackprinzip gilt für Endkunden weiterhin im Verteilernetz, wodurch ein Kunde auch im Falle eines Versorgerwechsels weiterhin einen Anspruch auf seine bisher genutzte Kapazität im Verteilernetz behält.

Der Verteilernetzbetreiber vereinbart mit dem Regelzonenführer pro Übergabepunkt aus dem seinem Verteilernetz vorgelagerten Netz eine im Normalfall vom Regelzonenführer sichergestellte maximale Übergabemenge und einen erforderlichen Mindestdruck. Der Verteilernetzbetreiber kann schon frühzeitig dem Regelzonenführer zukünftigen Kapazitätsbedarf mitteilen, allerdings wird auf dieser Ebene keine Zahlungsverpflichtung eingegangen.

Auf der Fernleitungsebene vergibt der Regelzonenführer über Antrag (one stop shop auf Fernleitungsebene) an alle Netzzugangsberechtigten gemäß GWG–Definition (z.B. Händler, Kunden, Produzenten, etc.) an den Ein- und Ausspeisepunkten der Regelzone sowie an den Übergabepunkten zu den Speichern Einspeise– bzw. Entnahmekapazitäten innerhalb zuvor festgelegter Grenzen, welche sich aus Netzkonfiguration und den voraussichtlichen Gasströmen der Langfristplanung ergeben haben.

Alle Einspeisungen in die Regelzone (Import, inländische Produktion, Speicher) und alle Entnahmen aus der Regelzone (Export aus der Regelzone, Speicher, Endkundenentnahmen in der Verteilerebene) sind getrennt kontrahierbar.

Der Gasverbrauch der Endkunden in der gesamten Regelzone stellt nur einen Exit–Punkt dar, wodurch eine gezielte Kapazitätsblockierung unterbunden werden soll. Insofern dient der Exit–Tarif alleine der Steuerung von Gasflüssen zur Speicherbefüllung und von Gasexporten.

5.2.2.2 Leistungstarife

Für gebuchte und reservierte Kapazitäten an allen Einspeise- und Entnahmepunkten in und aus der Regelzone sowie für die Übergabe zur Einspeicherung ist von demjenigen, der diese Kapazität reserviert, ein von der ECK festzusetzender Tarif zu bezahlen, welcher die Kosten der Ebene 1 auf die reservierten Kapazitäten verteilt.

Die Kosten der Verteilernetzebene werden wie bisher, aber reduziert um die Kosten der Ebene 1, dem Endkunden vom Verteilernetzbetreiber verrechnet. Die Kosten der Ebene 1 werden von den Händlern über die Energiepreise verrechnet. Dies betrifft sowohl die reservierten Kapazitäten für die direkte Kundenversorgung, als auch die notwendigen Kapazitätsrechte für sonstige Transporte - wie etwa Speichertransporte.

Als Konsequenz der an die reservierten Kapazitäten gebundenen Zahlungen wird der wirtschaftlich denkende Händler nur die für seine Kunden notwendige, in seinem Portfolio vergleichmäßigte Kapazität für die Versorgung der Endkunden buchen.

5.2.2.3 Vertragstypen

Es können Kapazitätsreservierungen mit zwei Berechtigungsstufen – gesichert und unterbrechbar – sowie vier zeitlichen Geltungsstufen - Tag, Monat, Jahr, mehrere Jahre - vereinbart werden.

An den Ein- und Ausspeisepunkten werden primär gesicherte Kapazitäten vergeben. Erst wenn die verfügbaren Kapazitäten durch gesicherte Reservierungen erschöpft sind, werden unterbrechbare Kapazitäten vergeben.

Kurz- und Langzeitverträge können jederzeit vereinbart werden, die Kapazitätsvergabe für gesicherte und unterbrechbare Jahresverträge (Anspruchszeit vom 1.10. 0:00 des lfd. Jahres bis 30.9. 24:00 des Folgejahres) erfolgt in einem jährlichen Allokationsprozess.

Unterjährige Kapazitätsreservierungen werden mit einem saisonal differenzierten Zeitzuschlag zum aliquoten Jahrestarif belastet. Mehrjährige Kapazitätsreservierungen erhalten einen, von der Vertragsdauer abhängigen Langfristbonus. Dieser Umstand unterstützt die langfristige Blockierung von Kapazitäten, welche natürlich positive Aspekte für die Planungssicherheit mit sich bringt.

5.2.2.4 Kapazitätsallokation

Im Rahmen der langfristigen Planung werden die erforderlichen Kapazitäten ermittelt. Die Ausspeisung in den Verbrauch wird wie bisher durch (mit dem Regelzonenführer abgestimmte) Verbrauchsprognosen der Verteilerunternehmen ermittelt, die Ausspeisung in die Speicher und den Export durch Netzzuganganträge der Netzkunden für Exit-Punkte. Daraus ergibt sich ein erforderliches Bezugsszenario an den Einspeisepunkten, das durch Mindest- und Maximalleistungen an den Einspeisepunkten im Jahresablauf (Sommer/Winterfahrweisen) definiert ist.

Bei den Jahresverträgen, welche jeweils ab 1. Oktober Gültigkeit haben, können die Netzkunden Netzzuganganträge für die Einspeisepunkte bis 30. Juni online abgeben. Der Regelzonenführer ermittelt auf Basis des Szenarios für den Absatz und die sonstigen Transporte ein Einspeiseszenario, das die Erfüllung möglichst vieler der beantragten Netzzugänge ermöglicht. An den Einspeisepunkten mit Engpässen wird eine Aliquotierung der Zuteilung von gesicherter Einspeisekapazität im Verhältnis der Netzzuganganträge vorgenommen. Für den nicht gesichert zuordenbaren Teil wird vom Regelzonenführer dem Netzkunden unterbrechbare Kapazität angeboten.

Beim Angebot dieser unterbrechbaren Kapazität ist noch nicht klar, ob im Winter überhaupt eine überschüssige Kapazität vorhanden sein wird, da eine mögliche Nichtausnutzung der Kapazität nicht abgewartet wird. Dies wird wohl die Zahlungsbereitschaft für unterbrechbare Kapazität drastisch reduzieren. Weiters wäre noch zu klären, ob die Maximierung der erfüllten Anträge oder der erfüllten transportierten Arbeit und/oder Leistung am wenigsten diskriminierend ist. Darüber hinaus ist noch offen, ob Aliquotierungen immer nur pro rata erfolgen sollen oder ob Prioritäten vergeben werden (müssen).

Nach der Kapazitätsallokation, welche per 15. Juli abgeschlossen wird, können die Netzkunden am Sekundärmarkt (organisiert durch den Regelzonenführer)

allfällige Anpassungen ihrer Kapazitätzzuteilung an ihre Lieferverträge vornehmen, noch bevor die Jahresverträge am 1. Oktober in Kraft treten.

5.2.2.5 Kapazitätsverwaltung

Netzkunden der Ebene 1 werden primär Gashändler sein, berechtigt soll aber auch jeder Verbraucher sein, der sich den geforderten Bedingungen unterwirft (Fahrplananmeldung, Abwicklung über einen Bilanzgruppenverantwortlichen etc.). Der Netzkunde stellt einen Netzzugangsantrag an den Regelzonenführer, der gegen die Kapazitätsdatenbank die Verfügbarkeit (primär (gesichert) oder sekundär (unterbrechbar)) prüft.

Wenn eine gesicherte Kapazitätsreservierung möglich ist erfolgt die Erstellung eines Kapazitätsreservierungsvertrages mit dem Netzkunden. Wenn keine gesicherte Kapazitätsreservierung möglich ist, stellt der Regelzonenführer das Angebot, eine unterbrechbare Kapazität zu reservieren.

Da Fahrpläne wie bisher nur von Bilanzgruppenverantwortlichen akzeptiert werden, müssen Netzkunden, die nicht selbst Bilanzgruppenverantwortliche sind, ihre Kapazitätsreservierung an einen oder mehrere Bilanzgruppenverantwortliche abtreten, die diese künftig in ihren Fahrplänen berücksichtigen. Der Regelzonenführer ist darüber zu informieren.

5.2.2.6 Verhinderung von Kapazitätsblockaden durch einzelne Händler:

Händler oder Endkunden können auf der Fernleitungsebene so viel Kapazität an den Einspeise- und Entnahmepunkten buchen, wie sie bereit sind zu bezahlen. Wettbewerbsschädliche Kapazitätsblockaden sollen durch folgende Maßnahmen verhindert werden:

- Durch die Beschränkung der Vergabe von Kapazitäten auf die Einspeisepunkte (inkl. Speicher) und nur eine gemeinsame Ausspeisezone aus der Fernleitungsebene in den Verbrauch der Regelzone wäre von vorneherein eine relativ umfangreiche Zusatzbuchung mit einer entsprechenden finanziellen Belastung notwendig, um effektiv alle Einspeisungen blockieren zu können.
- Neben festen Kapazitäten werden auch unterbrechbare Kapazitäten angeboten. Somit stehen gebuchte, aber nicht genutzte Kapazitäten der Konkurrenz jedenfalls unterbrechbar zur Verfügung.
- Nicht genutzte Kapazitäten (Prüfungszeitraum Juli bis April des Folgejahres) können vom Regelzonenführer auf Basis von Jahresverträgen für das nächstfolgende Gasjahr an Dritte vergeben werden (Use it or lose it Prinzip). Der Transportkunde ist alternativ berechtigt, ungenutzte Kapazität entweder am Sekundärmarkt selbst weiterzugeben oder dem Regelzonenführer zur Weitervermarktung zur Verfügung zu stellen, bevor das Use it or lose it Prinzip greift.

Nicht geklärt ist was unter nicht genutzter Kapazität zu verstehen ist, reicht etwa eine kurzfristige Speichereinlagerung zusätzlich zum Wintergrundverbrauch aus um die Nutzung der gebuchten Kapazität nachzu-

weisen. Durch ähnliche Aktionen könnte auch einem Konkurrenten mit unterbrechbarer Kapazität das Leben schwer gemacht werden.

Wie die Daten der AGGM auch zeigen, liegt der tatsächliche Bedarf an den Entry-Punkten einschließlich der Punkte zur Ausspeicherung deutlich über dem maximalen Kapazitätsbedarf zur Belieferung von Endkunden.

Damit wird deutlich, dass bereits heute ein erheblicher Teil der Entry-Kapazitäten für gaswirtschaftliche Transporte genutzt werden. Eine absolute Bevorzugung von Transporten zur Endkundenversorgung ist daher unbedingte Voraussetzung zur Sicherung der Kundenbelieferung bei Versorgerwechsel. Dies wird naturgemäß von Händler, Produzenten, etc. abgelehnt, da sie ihre sonstigen Transporte nicht mehr auf gesicherter Basis durchführen können.

5.2.2.7 Maßnahmen zur Planungs- und Investitionssicherheit:

Die Kapazitätsreservierungen der Netzkunden an den Entry-Punkten gibt dem RZF ein genaues Bild der zukünftigen Aufbringungsstruktur. Zusätzlich legen auch die Kapazitätsbuchungen an den Speicherstandorten die zukünftigen Gasflüsse für Speichertransporte offen.

Der Verteilnetzbetreiber hat im Rahmen der langfristigen Planung zukünftigen Kapazitätsbedarf an den Schnittpunkten zwischen Fernleitung und Verteilnetz aufgrund einer größeren Anzahl neuer Kleinkunden oder neuer Großkunden dem RZF zu melden. Dadurch hat der RZF einen genauen Überblick über die zukünftige Verbrauchsstruktur.

Auf diesen Informationen basierende Investitionsprojekte werden von der ECK genehmigt und werden dementsprechend im Tarifprüfungsverfahren anerkannt. Nach Genehmigung durch die ECK kann zwischen den Fernleitungsunternehmen, Verteilerunternehmen und dem Regelzonenführer einerseits und den Netzzugangsberechtigten auf der Fernleitungsebenen eine Vertragskette über die neue Kapazität gebildet werden, welche Investitionssicherheit herbeiführt.

Konkret besteht die Möglichkeit auf der Fernleitungsebene Kapazitäten - auch mehrjährige - mit einem weit in der Zukunft liegenden Beginndatum zu buchen. Für den Fall, dass diese Kapazitäten noch nicht vorhanden, sondern erst geschaffen werden müssen, vereinbart der Regelzonenführer nach Genehmigung der langfristigen Planung durch die ECK mit dem Fernleitungsunternehmer den termingerechten Ausbau und ist auf dieser Basis in der Lage, dem Transportkunden eine fixe Kapazitätzusage zu geben. Der Netzzugangsberechtigte verpflichtet sich gegenüber dem Regelzonenführer im Gegenzug zur fixen Reservierung der Kapazität und im gebuchten Zeitraum zur Zahlung des von der ECK jeweils festgesetzten Tarifs.

Gleichzeitig besteht für den Endkunden die Möglichkeit beim lokalen Verteilnetzbetreiber genauso im Voraus eine bestimmte Anschlusskapazität zu beantragen. Benötigt dieser zusätzliche Übergabekapazität, so muss er diese beim RZF beantragen. Nach Genehmigung durch die ECK wird der Fernleitungs-betreiber beauftragt die neue Kapazität herzustellen, wodurch der Kunde eine fixe Zusage erhalten kann. Allerdings entsteht hier keine Zahlungsverpflichtung.

Mit dieser Vorgangsweise kann sichergestellt werden, dass dem Ausbau des Fernleitungsnetzes der Regelzone zum Großteil fixe Reservierungen und damit gesicherte Annahmen zu Grunde liegen.

5.2.3 Verbesserungsansätze des AGGM Vorschlags:

Durch die entgeltliche Reservierung von Kapazitäten an Entry- und Exit-Punkten seitens der BGV/Versorger, bekommt der RZF wertvolle Informationen über den aufbringungsseitigen Kapazitätsbedarf. Darüber hinaus stellt das Leistungsentgelt einen Anreiz dar reservierte aber nicht genutzte Kapazitäten etwa über den Sekundärmarkt freizugeben.

Auf der Abgabenseite stehen diesen Reservierungen die Informationen der Verteilnetzbetreiber gegenüber, welche allerdings nicht an entgeltliche Kapazitätsreservierungen gebunden sind.

Durch das neue Fernleitungszugangsregime, werden die derzeit aufgrund des Rucksackprinzips gesetzlich gesperrten Kapazitäten an den Entry-Punkten freigegeben. Allerdings kann jetzt ein BGV/Versorger unter Geldeinsatz versuchen Kapazität an den Entry-Punkten zu blockieren. Diese Kapazität kann kurzfristig nur durch unterbrechbare Transporte genützt werden, was unter Umständen aus Angst vor Schadenersatzforderungen nicht im gewünschten Maße passieren wird. Diese unterbrechbaren Transporte stellen eine Überbuchung der maximal vorhandenen physischen Kapazität dar. Eine konkrete Behandlung des dabei entstehenden Risikos sieht der AGGM Vorschlag allerdings nicht vor.

Die genaue Ausgestaltung des Entry-Exit-Tarifs wird der ECK überlassen und ist nicht Bestandteil des AGGM Vorschlags.

Endkundenversorgungstransporten wird die höchste Priorität bei der Vergabe von Kapazitäten eingeräumt. Fraglich ist, ob auch bereits erworbene gesicherte Kapazität für einen Speichertransport, durch den Endkundenvorrang auf unterbrechbare Kapazität zurückgestuft werden kann, da dies faktisch einem Vertragsbruch gegenüber dem betroffenen BGV/Versorger entspräche. Dieser Punkt wird nicht eingehend diskutiert.

Fernleitungskapazität wird durch den Kapazitätsvertrag den BGV/Versorger zugeordnet, wodurch der Handlungsspielraum des RZF deutlich eingeschränkt wird.

Das Horten von Kapazitäten soll einerseits durch den Umstand, dass es nur eine gemeinsame Ausspeisezone auf der Fernleitungsebene in den Verbrauch der Regelzone geben soll bedeutend erschwert werden, weil nur mehr durch sehr umfassende und dadurch teure Buchungen der Entry-Kapazitäten eine Kapazitätsblockade möglich wäre. Passiert dies trotzdem, so treten die Vergabe von unterbrechbaren Kapazitäten und das UIOLI Prinzip in Kraft. Eine schnelle und für den Konkurrenten sichere Lösung des Problems soll auch durch den Sekundärmarkt ermöglicht werden, wenn der BGV/Versorger sein Blockadeverhalten aufgibt.

Aufgrund der fehlenden oder nicht behandelten Differenzierung von Entry- und Exit-Tarifen ist von keiner verbesserten Gasflusssteuerung auszugehen, welche aber im Rahmen dieses Regimes durchaus realisierbar wäre.

Das AGGM Modell sieht neben Tages-, Monats-, Jahresverträgen auch mehrjährige Verträge vor. Diese mehrjährigen Verträge tragen zwar bedeutend zur Planungssicherheit des RZF bei, können aber natürlich auch wettbewerbsbehindernd wirken, da ein neueintretender Gashändler sich mit komplett vergebenen Primärkapazitäten konfrontiert sieht und ein Markteintritt basierend auf unterbrechbarer Kapazität ein größeres Schadenersatzrisiko birgt. Gleichzeitig ermöglicht das Modell langfristige Kapazitätsreservierungen im Voraus, welche durch die bindende Zahlungsverpflichtung eine deutlich erhöhte Investitionssicherheit für die Fernleitungsnetzbetreiber bietet.

Wie Daten der AGGM zeigen ist aktuell über alle BGV ein Gleichzeitigkeitsfaktor von näherungsweise 90 % zu beobachten. Das bedeutet aber, wenn die BGV lediglich ihr Stundenmaximum reserviert hätten, wäre es zu einer Überreservierung von rund 10 % zu den tatsächlich zeitgleich benötigten Kapazitäten an den Entry-Punkten gekommen. Sicherheitsüberlegungen, möglicherweise angereizt durch Strafzuschläge bei Überschreiten der reservierten Kapazitäten, hätten dieses Problem verschärft.

Dem wäre selbstverständlich entgegenzuhalten, dass bei der vorgeschlagenen Verfügbarkeit auch von unterjährigen Verträgen der Gleichzeitigkeitsfaktor auch bei den Reservierungen der BGV/Versorger Niederschlag gefunden hätte. Da aber für unterjährige Tarife, wie auf den österreichischen Transitleitungen aktuell üblich, Zuschläge auf den aliquoten Einjahrestarif vorgesehen sind, ist hier grundsätzlich Zurückhaltung seitens der BGV/Versorger zu erwarten. Langfristige, weit vorausschauende Reservierungen werden kaum in der Lage sein, Portefeuilleeffekte auf der höchsten Aggregationsstufe (Aufbringung und Absatz für bzw. in der Regelzone Ost) und Gleichzeitigkeiten in der auszunützen, wie dazu ein mit den entsprechenden Mitteln ausgestatteter RZF in der Lage ist-

Kapazitätsreservierungen sind unabhängig von der tatsächlichen Nutzung zu bezahlen, was dem Ship or Pay Prinzip entspricht. Der Sekundärmarkt und die Möglichkeit dem RZF die Kapazität zur Weitervermarktung zur Verfügung zu stellen, erlauben allerdings unter Umständen die Bezahlung einer nicht genutzten Kapazität zu verhindern.

Die Problematik der Abgeltung von kurzfristigen Kapazitätsvorhaltungen, wird durch die Bezahlung von Kapazitätsreservierungsentgelten zumindest entschärft. Da allerdings aktuell die kurzfristige Erweiterung von Kapazität deutlich teurer als die durchschnittlichen Kapazitätskosten sein dürfte und hierfür kein erhöhter Leistungstarif vorgesehen ist, wird die kurzfristig erhöhte Kapazitätsvorhaltung weiterhin einen Verlustbringer für die Fernleitungsnetzbetreiber darstellen. Insofern stellt der AGGM Vorschlag zwar eine Verbesserung gegenüber dem derzeitigen System dar, er enthält aber noch keine endgültige Lösung.

5.2.4 Notwendige Änderungen in den bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Bestimmungen

Aufgrund des kompletten Systemwechsels besteht ein hoher Änderungsbedarf⁹⁵.

5.2.4.1 Gaswirtschaftsgesetz:

- Beschränkung des Rucksackprinzips auf die Verteilerleitungen
- Änderung der Definition der Regelzone, damit auch Speichertransporte, welche nicht für die Inlandsversorgung bestimmt sind, und Exporte aus der Regelzone erfasst werden.
- Erweiterung der Aufgaben des Regelzonenführers zum Abschluss von Verträgen über die Reservierung von Kapazitäten an den Einspeise- und Entnahmepunkten der Regelzone auf Basis von der ECK genehmigter Allgemeiner Bedingungen sowie zum Betrieb einer Plattform zur Sekundärvermarktung dieser Kapazitäten.
- Ermächtigung des Regelzonenführers, die Entgelte auf der Ebene 1 zu verrechnen, einzuheben und die Erlöse gemäß Vorgaben in der Systemnutzungstarifverordnung auf die Fernleitungsunternehmen aufzuteilen.
- Verpflichtung der Verteilerunternehmen, der Produzenten, der Speicherunternehmen und der Händler – zusätzlich zu den derzeit vorgesehenen Fernleitungsunternehmen – an der Langfristigen Planung mitzuarbeiten
- Einführung von unterbrechbaren Transporten als Variante der Gewährung des Netzzuganges jeweils auf der Fernleitungs- und Verteilernetzebene
- Adaption der Bestimmungen über das Systemnutzungsentgelt mit dem Ziel, die Festsetzung separater Tarife für die an den Einspeise- und Entnahmestellen der Regelzone vergebenen Kapazitäten auf Basis der Kosten der Ebene 1 sowie des Regelzonenführerentgeltes zu ermöglichen.
- Adaption der Bestimmungen über grenzüberschreitende Transporte dahingehend, dass Transporte von und zu Speicheranlagen in der Regelzone – unabhängig davon, ob sie für die Inlandsversorgung vorgesehen sind oder nicht – und Exporte aus der Regelzone vom Netzzugangsregime der Regelzone erfasst sind.
- Prioritätsregelung, wonach Speichertransporte bzw. sonstige Transporte bei der Kapazitätsvergabe als nachrangige Transporte gegenüber Endkundenversorgungstransporten zu behandeln und daher im Engpassfall unterbrechbare Kapazitäten zuzuordnen sind.

⁹⁵ Siehe Ausarbeitung der AGGM vom 23.09.2005, Version 2; „Netzzugang und Kapazitätsmanagement in den Gasleitungen, Änderungsvorschlag des Regelzonenführers“

5.2.4.2 Gassystemnutzungstarifverordnung:

- Festlegung von eigenen Tarifen für die Kapazitäten an den Einspeise- und Entnahmepunkten der Regelzone auf Basis der Kapazitätsreservierungen zu Beginn eines jeden Gaswirtschaftsjahres
- Festlegung von Anpassungsfaktoren für die Tarife, die die Dauer sowie die saisonalen Lage der Netzbenutzung berücksichtigen

5.2.4.3 Wechselverordnung:

- Entfall der Teilnahme des Regelzonenführers am Wechselprozess, der sich nur mehr auf die Verteilernetzebene bezieht.

5.2.4.4 Bedingungen für den Netzzugang zu Verteilerleitungen:

- Beschränkung des Geltungsbereiches auf Netzzugang nach diesen Bedingungen auf den Netzzugang zu den Verteilerleitungen des jeweiligen Verteilerunternehmens;
- Adaption der Netzzugangsverweigerungsgründe.

5.2.4.5 Sonstige Marktregeln:

- Kapitel 2: Beziehungsgeflecht gemäß den neuen Kompetenzen abbilden (insbesondere Beziehung zwischen RZF – BGV/Versorger – Netzbetreiber – Kunde)
- Kapitel 7: Ergänzung von Regelungen bei „Neues Netz“ u.E. nach erfolgreicher Umsetzung unseres Vorschlages möglich, weil insbesondere in diesem Zusammenhang aufgetretene Probleme jetzt generell gelöst und damit Bestandteil der Marktregeln werden könnten; keine Teilnahme des RZF am An/Abmeldeprozess, weil dieser ausschließlich vom Netzbetreiber in seinem Verteilernetz autonom abgewickelt wird.

5.2.4.6 Allgemeine Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungen des Regelzonenführers (neu):

- Rechte und Pflichten der Vertragsparteien;
- Art und Weise der Buchung von Kapazitäten an den Einspeise– und Entnahmepunkten der Regelzone (inkl. Speicher) auf Basis von Tages–, Monats–, Jahres– oder Mehrjahresverträgen;
- Zuteilungsregeln;
- Prioritäten;
- Unterbrechbare Transporte;
- Use it or lose it Regel;
- Sekundärvermarktung

- Netzzugangsbedingungen (z.B. Druck, Gasbeschaffenheit);
- Entgelt samt Rechnungslegung und Zahlungsbestimmungen;
- Garantierfordernisse;
- Allgemeine Vertragsbedingungen (z.B. Haftung, Geheimhaltung, Auflösungsmöglichkeiten, Höhere Gewalt, Rechtsnachfolge, Gerichtswahlklausel, etc.).

5.2.4.7 Adaption Allgemeine Bedingungen des Regelzonenführers für die Vertragsbeziehung zu Verteilerunternehmen:

- Streichung der Bestimmungen über die Abwicklung der Wechselverordnung
- Festlegung von garantierten Übergabebedingungen, insbesondere Druck und maximalen Mengenwerten an den Ausspeisepunkten der Fernleitungen in das Verteilernetz des Verteilerunternehmens unter der Bedingung, dass genügend Erdgas in die Regelzone eingespeist wird und dass keine Kapazitätsreduktionen auf Grund von Wartungs- Instandhaltungs- oder Einbindearbeiten bzw. keine Force Majeure Situationen aufgetreten sind.
- Regelungen zur Veranlassung von Erweiterungen der Kapazitäten an den Übergabepunkten zum Verteilernetz des Verteilerunternehmens
- Regelungen über die Informationen zu Verteilerleitungen, welche dritten Verteilernetzen vorgelagert sind („Quasiferuleitungen“)
- Regelungen zu den Informationen und Steueranweisungen zu den Einspeise- und Entnahmepunkten der Regelzone, welche sich im Verteilernetz befinden.

5.2.4.8 Adaption Allgemeine Bedingungen des Regelzonenführers für die Vertragsbeziehungen zu Fernleitungsunternehmen.

- Anpassung der Bestimmungen über die gemeinsame Verwaltung der Fernleitungen, wonach der Regelzonenführer zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen Verträge über die Reservierung von Kapazitäten an den Einspeise- und Entnahmepunkten der Regelzone sowie den Transport im Fernleitungsnetz abschließt, das hierfür von der Systemnutzungstarifverordnung festgesetzte Entgelt vereinnahmt und den auf den Netzbetreiber entfallenden Anteil an diesen überweist.
- Adaption der diesbezüglichen Rechnungslegungs- und Zahlungsbestimmungen

6 Bewertung der wirtschaftliche Konsequenzen eines alternativen Entry–Exit-Tarif-Modells

In den nachfolgenden Ausführungen sollen entsprechend den Diskussionen die wirtschaftlichen Konsequenzen alternativer Tarifmodelle untersucht werden. Die Einführung eines alternativen Tarifsystems führt in der Regel zu einer Belastungsverschiebung zwischen den Marktteilnehmern.

Die nachfolgenden beispielhaften Berechnungen sollen nicht nur Veränderung bei den Zahlungsstellen untersuchen sondern auch die Effekte bei der letztendlichen wirtschaftlichen Tragung von Fernleitungskosten aufzeigen. Dies ist, wie in den nachfolgenden Analysen deutlich gemacht wird, nur durch Treffen einiger wesentlicher u.U. die Aussagekraft einschränkender Annahmen möglich.

Um die Effekte im Vergleich zum bestehenden Tarifmodell analysieren zu können, müssen die Beispielrechnungen sowohl für das bestehende als auch für das alternative Tarifmodell durchgeführt werden. Die verwendeten Basisdaten wurden einerseits von der ECG und andererseits von der AGGM zur Verfügung gestellt. Von der ECG wurden die Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber, des Regelzonenführers sowie der ECG selbst entsprechend der Präsentation „Erdgasbeirat Stadt 19.5.2004“ übergeben. Von der AGGM wurde das Mengengerüst auf Basis der Daten für den Zeitraum 1. 4. 2004 bis 31. 3. 2005 geliefert.

6.1 Beschreibung eines vereinfachten Entry-Exit-Tarifmodells

Im aktuellen System werden die Kosten des Regelzonenführers sowie der ECG über die Arbeit den Netzbereichen zugerechnet. Die Kosten der Fernleitungsebene setzen sich aus den Kosten der Fernleitungsunternehmen (OMV, EVN, OÖFG, STGW, BEGAS) zusammen und werden über Arbeit (30%) und Leistung (70%) auf die Netzbereiche zugerechnet, wobei die so ermittelten Kosten zusätzlich über so genannte Ausgleichsfaktoren angepasst werden. Diese Ausgleichsfaktoren liegen zwischen 0,7 und 1,3 und orientieren sich am Anteil der Fernleitungskosten an den gesamten Leitungskosten des Landes(verteil)netzbetreibers im jeweiligen Netzbereich. Diese den einzelnen Netzbereichen zugerechneten Kosten sind daher Bestandteil der Verteilerbriefmarke der einzelnen Netzbereiche.

Die Differenzen zwischen zugerechneten Fernleitungskosten und Fernleitungskosten des jeweiligen Landesnetzbetreibers bilden die Ausgleichszahlungen an die OMV. Die Summe der Ausgleichszahlung der Landesnetzbetreiber repräsentiert daher die genehmigten Fernleitungskosten der OMV. Hier gilt es festzuhalten, dass die Kalkulation der Ausgleichszahlungen auf dem Mengengerüst einer vergangenen Abrechnungsperiode basiert und es im nach hinein z.B. auf Grund im Vergleich zur Planung geänderter Mengenflüsse zu keiner Anpassung der Ausgleichszahlungen kommt.

Das hier vorgestellte alternative Tarifmodell für Fernleitungsebene entspricht einem modifizierten Entry-Exit-Tarifmodell. Damit sollen zum einen gesicherte

vorausschauende Kapazitätsreservierungen auf der Fernleitungsebene und zum anderen eine kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber erreicht werden.

Basis des alternativen Tarifmodells ist ein Vertrag zwischen AGGM und den BGV/Versorger zur Reservierung von Entry-Kapazitäten an den Import-Entry-Punkten, der Inlandsproduktion sowie zur Aus- aus Inlandsspeichern. Zur Validierung der Reservierung werden in diesem alternativen Modell pekuniäre Konsequenzen auf Basis von Entry-Tarifen an die Reservierung geknüpft. Damit wird in diesem alternativen Tarifmodell die vollständige Wälzung der Fernleitungskosten in die Verteilbriefmarken durchbrochen, da der über die Entry-Tarife verrechnete Anteil an Fernleitungskosten von den BGV/Versorger zu tragen ist und daher um die Energiepreise an die Endkunden zu verrechnen ist.

In einem ersten Schritt werden identische Tarife auf allen Entry-Punkten bestimmt. Übermäßiges Reservieren von Kapazitäten soll für die BGV/Versorger durch die Verrechnung von Entry-Tarifen unwirtschaftlich werden. Erhöhtes Vorhalten von Kapazitäten durch Fernleitungsnetzbetreiber wird durch erhöhte Reservierungsentgelte unmittelbar abgegolten. Da Entry-Tarife grundsätzlich zu einer Entkoppelung der Verrechnung von Systemnutzungskosten an Endkunden führt, kann es u.U. zu wesentlichen Belastungsverschiebungen bei den Endkunden führen, die nur grob abzuschätzen sind.

Im alternativen Modell werden die Kosten des RZF und der ECG ebenso wie der 30 %-ige Anteil der Fernleitungskosten wie bisher über die Arbeit den Netzbereichen zugerechnet. Diese Kosten finden sich daher weiterhin in der Verteilbriefmarke der einzelnen Netzbereiche wieder.

Der 70 %-ige Anteil der Fernleitungskosten wird in diesem Modell über die oben skizzierten Entry-Punkte verrechnet. Zu diesem Zweck wird anhand der angemeldeten Maximalleistungen im Beobachtungszeitraum, welche dem Fahrplan entnommen wurden, den BGV/Versorger je Entry-Punkt eine leistungsabhängige Kapazitätsbereitstellungsgebühr (Reservierungsentgelt) angelastet. Die den BGV/Versorger angelasteten Entry-Tarife werden zur Bestimmung etwaiger Belastungsverschiebungen entsprechend dem Kapazitätsbedarf im Beobachtungszeitraum den einzelnen Netzbereichen zugerechnet. Damit wird unterstellt, dass es durch die Verrechnung von Entry-Tarifen zu keiner Veränderung im Abnahmeverhalten der Endkunden kommt und dass BGV/Versorger Endkunden in unterschiedlichen Netzbereichen, was die Belastung mit Fernleitungskosten betrifft, gleich behandelt. Letzteres ist auch naheliegend, da es, wie bereits oben erwähnt, bei der Einführung von Entry-Tarifen zu einer (teilweisen) Entkoppelung der Verrechnung von Fernleitungskosten und der Zurechnung dieser Kosten zu den Endkunden kommt. Für einen BGV/Versorger sollte es auch nicht mehr relevant sein, welcher Endkunde über welchen Entry-Punkt versorgt wird, solange die Summe der Einspeisungen in der Summe der Ausspeisungen aus der Regelzone entspricht.

Sollte man hingegen unterschiedliche Tarife einzelne Entry-Punkte einführen, sind weitere Belastungsverschiebungen zu erwarten, wenn die Endkunden einzelner Netzbereiche eher über billige (teure) Entry-Punkte versorgt werden. Eine diesbzügliche Analyse etwaiger Belastungsverschiebungen könnte aber auf

Basis des aktuell zur Verfügung stehenden Mengengerüsts nicht vorgenommen werden. Individuelle Tarife für einzelne Entry-Punkte könnten sich an der technischen Kapazitätsknappheit oder an der Verfügbarkeit von Gas orientieren und so sinnvolle Lenkeffekte beinhalten.

Im hier analysierten alternativen Tarifmodell wird allerdings mit einem für alle Entry-Punkte gleich hohen Satz kalkuliert, welcher 15,165 Euro pro reservierten m^3/h und Jahr beträgt. Bei Kalkulation dieses Einheitssatzes wird unterstellt, dass alle BGV/Versorger exakt ihre maximale Fahrplananmeldung im Beobachtungszeitraum reservieren werden.

Da die einzelnen BGV/Versorger ihre maximalen Fahrplananmeldungen nicht zeitgleich anmelden, kommt es naturgemäß zu einer Differenz zwischen der Summe der hier angenommenen Reservierungen durch die einzelnen BGV/Versorger und den tatsächlichen zeitgleichen maximalen Fahrplananmeldungen an den einzelnen Entry-Punkten.

Aufgrund der Bezahlung nach reservierten Kapazitäten und der oben beschriebenen Asynchronitäten im Abruf der maximalen Leistung ist die Summe der von den Netzbereichen jeweils maximal in Anspruch genommenen Leistung niedriger als die Summe der von den BGV/Versorger/ Händlern angemeldeten Leistungen über alle Entry-Punkte. Eine Tarifierung nur der zeitgleichen maximalen Fahrplananmeldungen würde zu um rund 25 % höheren Tarifen je m^3/h und Jahr führen.

Das Ergebnis der 15,165 Euro pro reservierten m^3/h und Jahr beruht weiters auf der Annahme, dass sämtliche BGV/Versorger ausschließlich Jahresverträge zur Kapazitätsreservierung abschließen. Geht man davon aus, dass entsprechend aktueller Beispiele auf den Transitfernleitungen WAG und TAG Zu- bzw. Abschläge für unter- bzw. überjährige Reservierungsverträge zum Ansatz kommen, sind entsprechende Tarifanpassungen vorzunehmen. Bei gegebenen Fernleitungskosten muss unter der Voraussetzung eines nicht unerwartet anderen Reservierungsverhalten der BGV/Versorger der durchschnittliche Entry-Tarif aber in etwa 15,165 Euro pro reservierten m^3/h und Jahr betragen.

6.2 Wirtschaftliche Konsequenzen insbesondere für Endkunden durch Einführung eines vereinfachten alternativen Entry-Exit-Modells

Entry-Tarife entkoppeln die Tarifierung von Fernleitungskosten vom Verbrauch der Endkunden. Der Effekt der im bestehenden Tarifmodell zur Anwendung gelangenden Ausgleichsfaktoren verliert hier seine Wirkung. Abbildung 19 zeigt die Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im aktuellen Tarifsysteem, wo durch die Berücksichtigung von Ausgleichsfaktoren die Endkunden einzelner Tarifbereiche unterschiedlich belastet werden können.

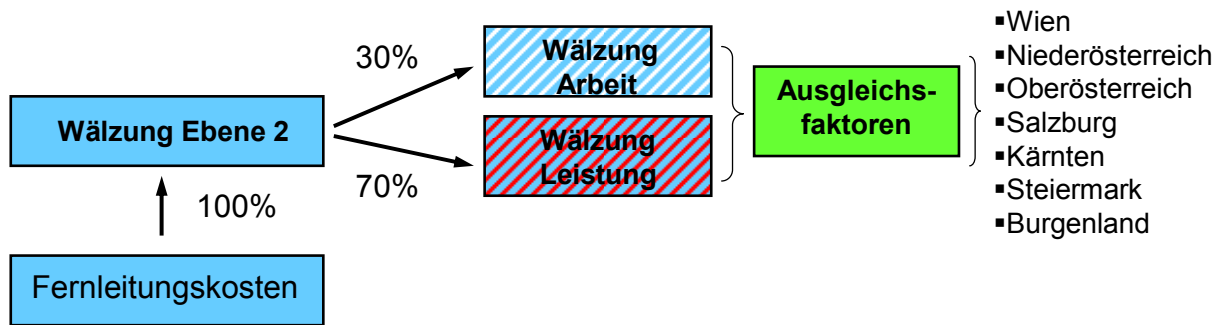


Abbildung 19: Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im aktuellen Tarifsistem

Die Belegung einzelner Entry-Punkte mit Ausgleichsfaktoren würde jede BGV/Versorger unabhängig seine Endkundenportefeuilles in gleicher Weise belasten. Abbildung 20 und Abbildung 21 zeigen die Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im alternativen Tarifsistem sowie die Verrechnung anteiliger Fernleitungskosten über Energiepreise an die Endkunden der einzelnen Tarifbereiche im alternativen Tarifsistem.

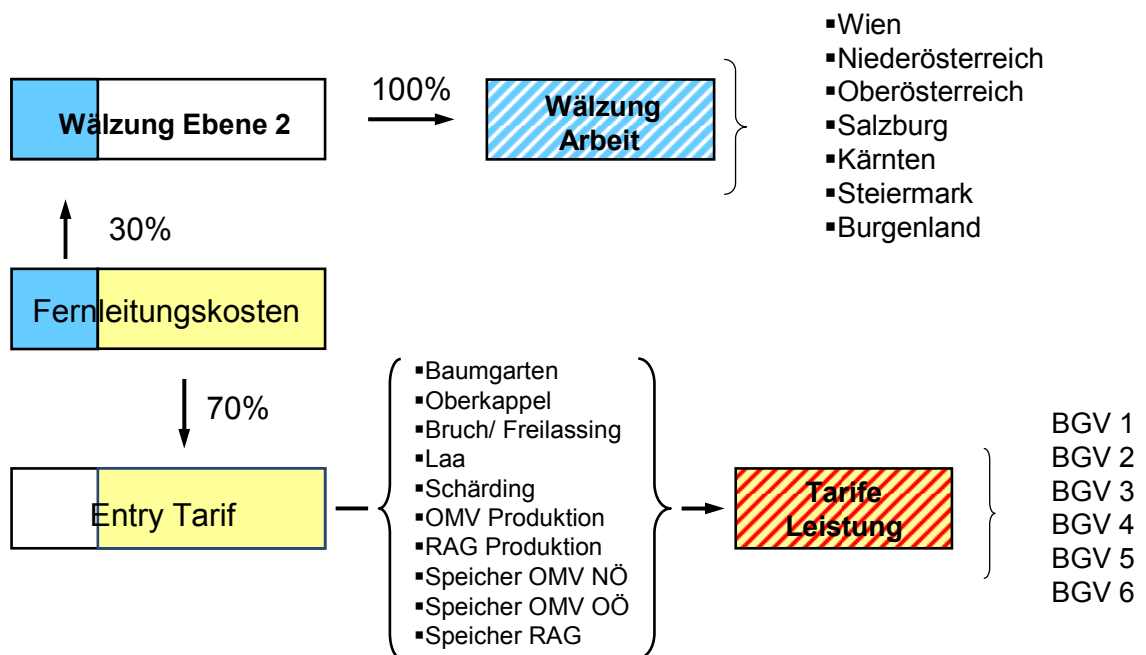


Abbildung 20: Systematik der Verteilung der Fernleitungskosten im alternativen Tarifsistem

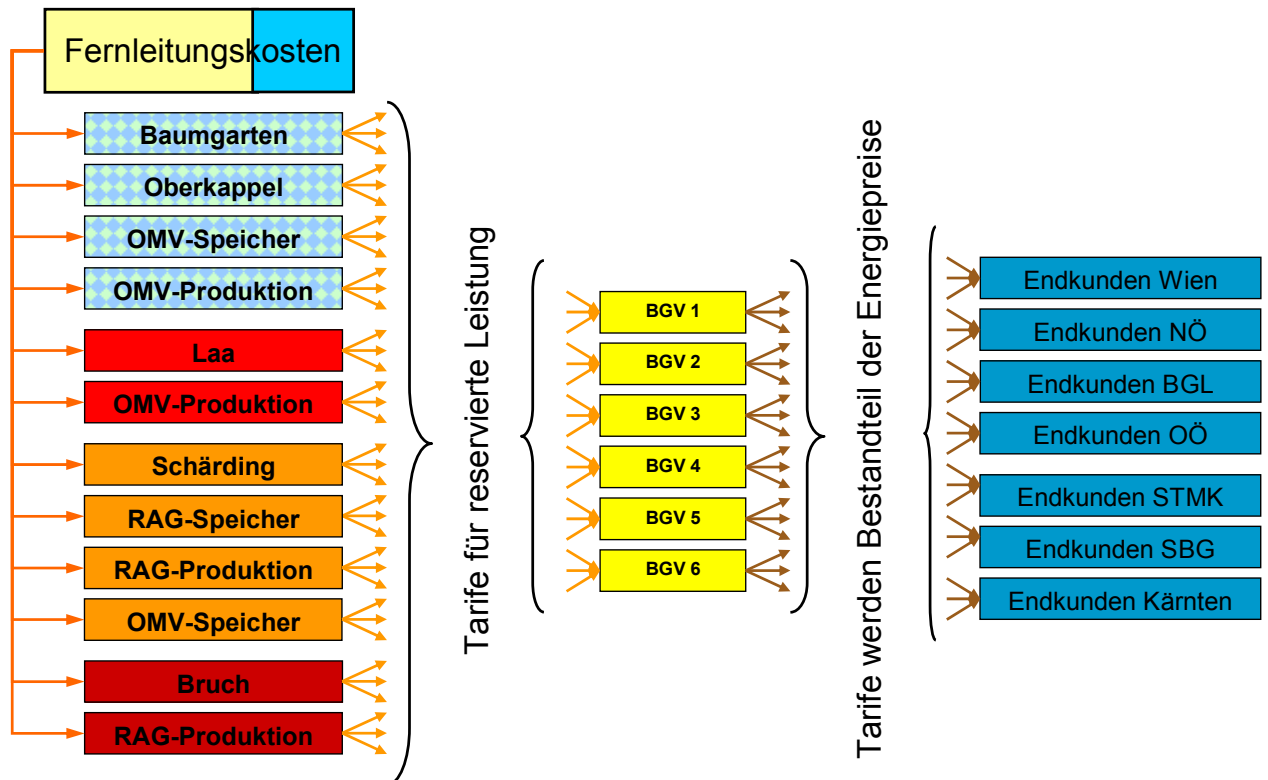


Abbildung 21: Systematik der Verrechnung anteiliger Fernleitungskosten über Energiepreise an Endkunden im alternativen Tarifsyst. em

Die Begünstigung/Belastung einzelner Netzbereiche ist gezielt über Entry-Tarife daher nicht mehr möglich. Dies ist nur über die Exit-Komponente eines Tarifsyst. ems möglich. Im bestehenden Tarifmodelle wird dies über die Wälzung von Fernleitungskosten in die Verteilerbriefmarke erreicht.

Unterstellt man, dass die einzelnen BGV/Versorger die Entry-Tarife entsprechend dem Kapazitätsbedarf der Netzbereiche über Energiepreise an die Endkunden verrechnen und Ausgleichsfaktoren nicht angewendet werden können, errechnen sich die in Abbildung 22 dargestellten der den einzelnen Tarifbereichen zugeordneten Fernleitungskosten durch einen Wechsel zum alternativen Tarifsyst. em. Wie leicht zu erkennen ist, käme es gerade für den Tarifbereich Wien zu einer erheblichen Mehrbelastung an Fernleitungskosten. Dies wird insbesondere von ÖGB/ AK kritisch gesehen, da im Tarifbereich Wien rund 2/3 der Endkunden der Regelzone Ost Netzkunden sind.

Wien	38,1%
Niederösterreich	-14,4%
Burgenland	-6,1%
Steiermark	-10,1%
Oberösterreich	-6,7%
Kärnten	-14,0%
Salzburg	-2,7%

Abbildung 22: Verschiebungen der den einzelnen Tarifbereichen durch das alternative Tarifsystm zugeordneten Fernleitungskosten

Über die Verrechnung gesonderter, differenzierter Exit-Tarife könnten identische Belastungsverschiebungen erreicht werden. Die Zuordnung der Exit-Tarife zu BGV/Versorger würde aber die Energie je nach Netzbereich differenzieren.

Mit der Höhe des Exit-Tarifs variiert auch die Höhe des Energiepreises, was die Funktionsfähigkeit des Ausgleichsenergiemarktes zumindest komplexer werden lässt, da auch unterschiedliche Belastungen mit Exit-Tarifen auszugleichen sind. Modellrechnungen haben gezeigt, dass durch das Weglassen der Effekte von Ausgleichsfaktoren sämtliche Netzbereiche der Regelzone zu Lasten des Netzbereichs Wien entlastet werden.

Die Einführung eines Entry-Tarifmodells in der vorgestellten Version bewirkt jedoch noch zwei weitere zu beachtende Effekte:

- Anspruch der BGV/Versorger auf reservierte Kapazität bei Verringerung des Handlungsspielraums des Regelzonenführers
- Mangelnder Investitionsanreiz für Fernleitungsnetzbetreiber durch Entry-Tarife von 15,165 Euro pro reservierten m³/h und Jahr

Durch die Reservierung von Entry-Kapazitäten auf ununterbrechbarer Basis seitens der BGV/Versorger wird der Handlungsspielraum des Regelzonenführers erheblich eingeschränkt, da er auf die den BGV/Versorger entgeltlich reservierte Kapazität nur unter der Gefahr von möglichen hohen Schadenersatzleistungen zugreifen kann. Der Portefeuilleeffekt auf der höchsten Aggregationsstufe (Verbrauch der gesamten Regelzone Ost) wird damit eingeschränkt.

Oben wurde gezeigt, dass die Summe der maximalen Fahrplananmeldungen der einzelnen BGV/Versorger um rund 25 % über den zeitgleichen maximalen Fahrplananmeldungen aller BGV/Versorger liegt. Der Portefeuilleeffekt auf der höchsten Aggregationsstufe könnte nur dann erhalten bleiben, wenn BGV/Versorger ihre Kapazitätsreservierungen auf Basis ihrer stündlichen Fahrplananmeldungen vornehmen.

Dies erscheint aber vollkommen unrealistisch zu sein, da die aktuellen Fahrplananmeldungen äußerst kurzfristig erfolgen und die gewünschten entgeltli-

chen Reservierungen zur Erhöhung der Planungssicherheit sehr langfristig bis hin zu mehrjährigen Verträgen erfolgen sollen.

Das Ausnützen des Portefeuilleeffektes auf der höchsten Aggregationsstufe und damit die sparsamste Nutzung vorhandener Kapazitäten ist daher nur bei größtmöglichem Handlungsspielraum des Regelzonenführers zu Lasten der Planungssicherheit für den Regelzonenführer möglich.

Insbesondere seitens der OMV wird angeführt, dass Entry-Tarife in Höhe von 15,165 Euro pro reservierten m³/h und Jahr keinen Investitionsanreiz für Fernleitungsunternehmen bieten. Diese Sichtweise ist verständlich, wenn man die aktuelle Tarifsituation auf TAG und WAG betrachtet. Nachstehende Tabelle zeigt die Tarife je m³/h und Jahr.

Entnahmepunkte	Distanz in km	Tarif je m ³ /h und Jahr
Border (Slovakian - Austrian) (Intake Point)	0	1,94
Baumgarten an der March	2	2,23
Eggendorf	74	11,05
Grafendorf	139	19,15
St. Margarethen	181	24,33
Weitendorf	211	28,03
Sulmeck Greith	231	30,52
Ettendorf	268	35,07
Waisenberg	299	38,92
Ebenthal	319	41,41
Finkenstein	360	46,48
Border (Austrian - Italian)	380	48,94

Abbildung 23: Distanzabhängige Gesamttarife auf der TAG

Entnahmepunkt	Einspeisepunkt								
	Grenze SK/A	Baumgarten	Auersthal	Kirchberg/Wagram	Großgöttfritz	Rainbach	Arnreith	Oberkappel	Grenze A/D
Grenze SK/A	5,44	5,96	10,00	23,02	35,03	46,35	54,39	58,73	58,81
Baumgarten	5,96	5,44	9,48	22,50	34,51	45,84	53,87	58,22	58,29
Auersthal	10,00	9,48	5,44	18,46	30,47	41,79	49,83	54,17	54,25
Kirchberg/Wagram	23,02	22,50	18,46	5,44	17,45	28,78	36,81	41,16	41,23
Großgöttfritz	35,03	34,51	30,47	17,45	5,44	16,77	24,80	29,15	29,22
Rainbach	46,35	45,84	41,79	28,78	16,77	5,44	13,47	17,82	17,89
Arnreith	54,39	53,87	49,83	36,81	24,80	13,47	5,44	9,79	9,86
Oberkappel	58,73	58,22	54,17	41,16	29,15	17,82	9,79	5,44	5,52
Grenze A/D	58,81	58,29	54,25	41,23	29,22	17,89	9,86	5,52	5,44

Abbildung 24: Distanzabhängige Gesamttarife auf der WAG

Die beiden vorstehenden Abbildungen zeigen, dass die (distanzabhängigen) Gesamttarife auf TAG und WAG in der Regel deutlich über den errechneten

15,165 Euro pro reservierten m³/h und Jahr liegen. Wenn die OMV beispielsweise Kapazität auf der TAG bis nach Weitendorf reserviert, wird sie mit fast doppelten so hohen Tarifen belastet.

Unter diesen Voraussetzungen ist daher verständlich, dass die OMV eine solche Reservierung nur dann vornehmen kann, wenn sie auf zusätzliche Abgeltungen in der Zukunft vertrauen kann. Dies entspricht aber in etwas abgemilderter Form der aktuellen Situation, wo zusätzliche Kapazitätsreservierungen seitens der OMV zu keinen kurzfristigen höheren Vergütungen für die OMV über Ausgleichszahlungen führen. Eine Abbildung von TAG- und WAG-Tarifen in den Systemnutzungstarifen würde eine Punkt-zu-Punkt-Tariffierung notwendig machen, die einen klaren Rückschritt im Liberalisierungsprozess bedeuten würde.

6.3 Unterschiede zwischen AGGM Modell und dem in Kapitel 6.1 vorgestellten vereinfachten alternativen Tarifsysteem

Da es sich bei dem AGGM Modell und dem vorgestellten alternativen Tarifsysteem jeweils um ein leicht modifiziertes Entry–Exit Modell handelt, halten sich die Unterschiede zwischen den beiden Vorschlägen in Grenzen. Die nachfolgenden Details unterscheiden die beiden Modelle allerdings.

Während das AGGM Modell sowohl an die Reservierung von Entry– als auch von Exit–Kapazitäten pekuniäre Konsequenzen knüpft, wird beim beschriebenen alternativen Tarifsysteem die Leistungskomponente nur über die Entry–Kapazitäten verrechnet. Dieser auf den ersten Blick große Unterschied relativiert sich allerdings, wenn man beachtet, dass für den gesamten Endkundenverbrauch der Regelzone nur ein Exit–Punkt vorgesehen ist. Insofern ist auch beim AGGM Modell primär die Reservierung von Entry–Kapazitäten von Relevanz und die Verrechnung der kompletten Ebene 1 Kosten könnte ebenso gut rein über die Entry–Tarife passieren. Einzig bei der Steuerung des Gasflusses im Zusammenhang mit Gasexporten und Einspeichertransporten hat das AGGM Modell einen Vorteil.

Bei dem Modell für ein alternatives Tarifsysteem wird wie bisher ein 30 %-iger Anteil der Fernleitungskosten über die Arbeit den Netzbereichen zugerechnet. Diese Kosten finden sich daher weiterhin in der Verteilerbriefmarke der einzelnen Netzbereiche wieder. Der verbleibende 70 %-ige Anteil der Fernleitungskosten wird über einen Entry–Tarif verrechnet. Das AGGM Modell ist hier radikaler und verrechnet 100% der Ebene 1 Kosten über die Entry– und Exit–Tarife. Dadurch ist eine Berücksichtigung der bisher verwendeten Ausgleichsfaktoren überhaupt nicht mehr möglich, welche im alternativen Tarifsysteem zumindest noch beim Arbeitsanteil möglich wäre. Insofern ist auch beim AGGM Modell der Netzbereich Wien als Verlierer gegenüber dem derzeitigen System zu erwarten. Da für den gesamten Endkundenverbrauch der Regelzone nur ein Exit–Punkt vorgesehen ist, besteht auch die Möglichkeit einer gezielten Be- oder Endlastung einzelner Netzbereiche durch differenzierte Exit–Tarife nicht.

In Bezug auf die Tarifhöhe enthält das AGGM Modell keine Modellrechnungen. Diese Entscheidung wird der ECK überlassen. Insofern lässt sich kein Vergleich

mit den Berechnungen für das alternative Tarifsysteem anstellen. Da beim AGGM Modell 100 % der Ebene 1 Kosten über leistungsbezogene Tarife verrechnet werden, sollte die Summe der Entry- und Exit-Tarife grundsätzlich über den 15,165 Euro pro reservierten m^3/h der in Kapitel 5.3.2 angestellten Modellrechnung liegen. Da aber Tarife sowohl für die Ein- als auch die Ausspeicherung vorgesehen sind, wirkt dies bei vorgegebenen Fernleitungskosten naturgemäß Tarif senkend bezogen auf eine m^3/h . Unbeantwortet ist auch die Frage ob die Kundenbelieferung über Zwischenspeicherung in der Regelzone Ost nun dreimal so hohe Fernleitungskosten verursacht wie die direkte Kundenbelieferung ohne Zwischenspeicherung. Jegliche Entscheidung kann hier massive Einflüsse auf die Wettbewerbsstellung einzelner Versorger oder Händler nehmen.

7 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Die Gutachter stimmen grundsätzlich mit den Marktteilnehmern bezüglich der Schwächen des bestehenden Systems zur Kapazitätsoptimierung überein und haben intensive Gespräche mit den Marktteilnehmern geführt und umfangreiche Analysen sowohl des bestehenden als auch in Frage kommender alternativer Systeme durchgeführt.

Kollidierende Interessen in Bezug auf Kapazitätsoptimierung und Konsequenzen

Das Factfinding zeigt bezüglich der Frage der Kapazitätsoptimierung zwei Interessengegensätze:

- Der RZF - und Teile der Gaswirtschaft – haben großes Interesse an einem sie von der Optimierungsverantwortung entbindendem Kapazitätsallokationssystem für Gasttransporte.
- Endkunden streben vorrangig die Erhöhung des Gas-zu-Gas-Wettbewerbs und dessen Beschränkung durch Netzzugangsrestriktionen an.

Zu beantworten ist damit auch die Frage nach dem Begünstigten der angestrebten Systemverbesserung:

- Dient die angestrebte Systemverbesserung vorwiegend dem Endkunden und der Absicherung bzw. Erhöhung von Wettbewerb.
- Dient die angestrebte Systemverbesserung der Vereinfachung der Aufgaben für Netzbetreiber und RZF.

Die Stellungnahmen von Industrie und Großkunden zeigen deutlich deren Befürchtung, dass die aus der derzeitigen Planungsschwäche des Systems resultierenden Probleme zulasten der Kunden gelöst werden könnten. So sollte entsprechend des Erst-Vorschlags der AGGM auf eine Entry – Exit Modell das derzeit zu Gunsten der Endkunden bestehende absolute Vorrecht auf Kapazität auf allen Netzebenen aufgegeben und durch

- Zuordnung der Kapazität zu wenig unter Wettbewerb stehenden BGV/Versorgern sowie durch
- Einführung eines komplexen Prozess zur Freigabe der an die BGV/Versorger übertragenen Kapazitätsrechte bei außerdem verringerten Eingriffspflichten, -rechten und -verantwortungen des RZF

ersetzt werden.

Wie den Aussagen von Regelzonenführer und Wettbewerbsbehörde hinsichtlich der Entwicklung von Spot-Märkten und Gas-Hubs zu entnehmen ist, wird von einem Trend zu einem schneller drehenden Gasgeschäft mit kürzeren Entscheidungszeiträumen ausgegangen. Die oben dargestellte Zuordnung der Kapazität zum BGV/Versorger würde damit in einem ohnehin weitgehend wettbe-

werbsarmen Umfeld den für die Kunden erforderlichen Bewegungsraum weiter einengen, da die zusätzlich erforderliche Kapazitätsfreigabe durch den neuen Kapazitätsberechtigten eine Dämpfung für eine rasche Kapazitätszuordnung darstellen könnte.

Aufgabeninhalt

In diesem Sinne ist die Forderung zu erheben, dass ein verändertes Regime nicht nur die bestehenden Unzulänglichkeiten beseitigt, sondern vor allem in der Lage ist, der Kurzfristigkeit eines in Ansätzen möglichen Wettbewerbs durch rasche und einfache Kapazitätszuordnungen für den Endkunden zu entsprechen. Der oben beschriebene Einbau einer Dämpfung durch die Einführung von fixen, den BGV/Versorger zugeordneten Kapazitätsrechten sowie die dadurch u.U. erforderlichen komplexen und zeitaufwändigen Kapazitätsfreigabeprozesse laufen dieser Forderung entgegen.

Anerkannt wird andererseits, dass das bestehende System erhebliche Defizite hinsichtlich seiner Planungs- und dementsprechend Steuerungsmöglichkeiten aufweist. Diese sind jedenfalls vorrangig zu beseitigen. Dem RZF sind für die von ihm zu diesem Zweck vorzunehmenden Maßnahmen ausreichende Kompetenzen zuzuordnen. Auf dies wird insbesondere auch seitens der Endkunden bzw. deren Interessenvertretern hingewiesen.

Damit ergibt sich als Aufgabenstellung die Gestaltung eines Regimes, das die notwendige Planungs- und Datensicherheit schafft und die Kundenseite insbesondere im derzeitigen wettbewerbsarmen Umfeld nicht zusätzlich mit komplexen und in ihrer Effektivität hinsichtlich der Freigabe von Kapazität fraglichen Prozessen belastet.

Durchführung

Das Gutachten liefert mit Hilfe einer prozessorientierten Strukturierung eine Vereinfachung der Darstellung der komplexen Zusammenhänge einer Vielzahl bisher jeweils für sich allein stehender und teils nicht zusammenhängender Verbesserungsansätze.

Das Ziel war dabei die Identifizierung der für die einzelnen Prozessschritte erforderlichen Verbesserungsansätze, die Darstellung der Abhängigkeiten der Verbesserungsansätze untereinander, die Definition eines die Bedingungen des GWG berücksichtigenden Veränderungsbedarfs sowie die Darstellung der Unterschiede zwischen bestehendem System und etwaigen alternativen Systemen.

Dazu wurde ein Basisprozess festgelegt, der aus drei Komponenten, und zwar

- (1) Erstellung von Planungsansatz/-logik (benötigter Datenumfang) und Sicherung der Datenqualität im Vorfeld – siehe 5.1.1 (*Planungsprozess*)

- (2) Anwendung des so erstellten Planungsmodells für die Zuteilung von Kapazitäten im Planungshorizont der jeweiligen aktuellen Kapazitätszuordnungen - siehe 5.1.2 (*Kapazitätsallokationsprozess*) und aus der
- (3) Anwendung von Konsequenzen im realen Netzbetrieb – siehe 5.1.3 (*Kapazitätsfreigabeprozess*)

besteht. Innerhalb dieser 3 Komponenten sind die notwendigen Anwendungsrichtlinien bzw. im gegenständlichen Fall Verbesserungsansätze für Planung, Allokation und Betrieb festzulegen.

Der Teilprozess (1) Planungsprozess benötigt a priori Festlegungen, die sich dann in Anwendungsrichtlinien, Verbesserungsansätzen, AB's, Code of Conduct, etc. niederschlagen. Es handelt sich dabei um die Beantwortung von Fragen wie

- Welche Daten sind grundsätzlich erforderlich?
- Wer trägt die Verpflichtung zur Beibringung relevanter Daten?
- Welche Qualität müssen Daten aufweisen?
- Welche Konsequenzen ziehen vorsätzliche bzw. fahrlässige Falschmeldungen von Daten nach sich?
- Aus welchen Quellen stammen Daten?
- Welche Prioritäten sind bei der Durchführung der Kapazitätsberechnungen anzusetzen?
- Welcher Nachweis ist bei einer Netzzugangsverweigerung zu liefern?

Bei der Erarbeitung der Verbesserungsansätze für die einzelnen Prozessschritte haben sich einige Grundsätze herausgestellt, die sich aus der generellen Durchführung jedes Planungsprozesses unabhängig von dem gewählten Modell ergeben:

- ⇒ In Ergänzung zu den aktuell existierenden zwei Planungshorizonten, kurzfristige Kapazitätszuordnung aufgrund von Fahrplänen und langfristige Planung als Investitionsbeurteilungsinstrument ist ein dritter Planungshorizont für aktuelle Kapazitätsaussagen und –optimierungen in Form einer „mittelfristigen Planung“ unter Beachtung bestehender Leitungskapazitäten als einvernehmlich anerkanntes Kapazitätsallokationsinstrument u.a. auch für allfällige Netzzugangsverweigerungen erforderlich.
- ⇒ Das GWG ermächtigt den RZF in ausreichendem Maße zur Einforderung der für die Netzplanung und –steuerung notwendigen Daten sowohl auf Aufbringungs- bzw. Abgabeseite als auch was Ein- und Ausspeicherungen betrifft.
- ⇒ Zwei wesentliche Parameter bzw. Bestimmungen sind bei der Prozessgestaltung bzw. bei einem allfälligen Systemwechsel zu beachten:

- Das wichtigste Argument der Vertreter eines Systemwechsels ist die Zuordnung eines Wertes zur Kapazität ausschließlich als Disziplinierungsmittel für Datenqualität.
- Daraus erst ergibt sich als logische Folge und als Zusatzbestimmung die Zuordnung der Kapazitätsrechte zum BGV/Versorger, da ja nur dieser bezüglich aufbringungsseitig zu liefernder Daten zu disziplinieren ist.

Der Systemwechsel stellt damit primär eine Disziplinierungsmaßnahme dar, die in der Folge zu einer Reihe von Konsequenzen führt.

- ⇒ Eine Sicherstellung der Datenqualität mit anderen Mitteln als einer Zuordnung von Kapazitätsrechten zum BGV/Versorger würde einen Systemwechsel weitgehend unnötig machen bzw. würde die Argumentation für einen Systemwechsel wesentlich schwächen.
- ⇒ Sowohl das bestehende als auch alternative Systeme benötigen den gleichen Planungsprozess mit dem gleichen Datenumfang. Das heißt, dass der gegenständliche mittelfristige Planungsprozess jedenfalls einzuführen ist. In alternativen Systemen sind lediglich die von den BGV/Versorger beizubringenden Daten durch ein Reservierungsentgelt unterlegt. Dies kann rein in Bezug auf die Qualität der benötigten Daten als Vor- oder als Nachteil betrachtet werden. Jedenfalls wird die Beurteilungsfähigkeit und Verantwortung des RZF dadurch eingeschränkt: Er hat in aller Regel die Reservierungen zu garantieren.
- ⇒ Die nach dem Planungsprozess auftretenden bzw. identifizierten Verbesserungsansätze sind weitgehend systemunabhängig und können damit jederzeit eingeführt werden. Sie werden nur ihrer Art und Intensität nach unterschiedlich auszugestaltet sein, da es einen Unterschied darstellt, ob der RZF eine von ihm selbst getroffene Zuordnung ändert oder ob er eine von einem Dritten bezahlte Kapazität gegen dessen Willen neu zuordnen möchte.

Schlussfolgerungen

Zwei Feststellungen können getroffen werden:

- Im bestehenden System sind für den RZF umfassende Pflichten und Rechte formuliert, die ihn in die Lage versetzen, den Hauptkritikpunkt – Fehlen einer belastbaren Planung – weitestgehend zu beseitigen, wobei vor allem aber der Rechtsanspruch des Liberalisierungsbegünstigten auf Kapazität aufrecht bleibt.
- Das vorgeschlagene alternative System stellt zwar die Eckpunkte des Systems als Voraussetzung für die bestmögliche Planung⁹⁶ dar, zeigt aber keine konkreten Lösungen auf, welche die Bedenken der Endkunden gegen die Aufhebung des „Rucksack“-Prinzips zumindest auf der Fernleitungsebene beseitigen.

⁹⁶ Kapazitätstransfer zum BGV und Einführung eines Reservierungsentgelts.

Die Gutachter kommen daher zum Schluss, dass vor einem weitgehend irreversiblen Wechsel der Kapazitätsrechte vom Endkunden zu dem im Wettbewerb gegenüberstehenden BGV/Versorger ein Regime im Detail etabliert und erprobt sein muss, das

- zunächst sämtliche Möglichkeiten der Kapazitätsoptimierung im bestehenden System ausnützt (*Planungsprozess und Kapazitätsallokationsprozess* mit verbesserter Planung, Einführung von Maßnahmen zur Erhöhung der Datenqualität und entsprechendem Monitoring; beide Bedingungen wären auch im Falle eines Systemwechsels erforderlich) und
- zusätzlich für den Liberalisierungsbegünstigten eine für die Nutzung sämtlicher Wettbewerbsmöglichkeiten direkte und freie Verfügbarkeit von Kapazität im Rahmen des *Kapazitätsfreigabeprozesses* sicherstellt.

Ein System aus *Planungsprozess, Kapazitätsallokationsprozess und Kapazitätsfreigabeprozess* darf für den Endkunden nicht den Effekt haben, sowohl am Markt bereits vorhandene als auch sich im Zuge eines wettbewerbsfreundlicheren Gasmarktes entwickelnde Wettbewerbschancen nicht nutzen zu können.

Der Entry – Exit Vorschlag der AGGM gemäß Option 2 bietet vor allem Lösungsansätze hinsichtlich einer verbesserten und vereinfachten Erfüllung der dem RZF übertragenen Verpflichtungen und Verantwortungen zu Lasten der Endkunden mit dem Verlust von deren Kapazitätsrechten. Er behandelt jedoch nicht den Kernpunkt der Liberalisierung: Die Sicherstellung einer kosten- und wettbewerboptimierten Kapazitätsverfügbarkeit bei größtmöglicher Transparenz für den liberalisierungsbegünstigten Endkunden.

Aus diesem Grund sind die Gutachter zur Ansicht gelangt, dass in einem ersten Schritt die im Rahmen des Gutachtens beschriebenen, umfangreichen Verbesserungsansätze im bestehenden System zu realisieren sind. Dazu werden nachfolgend die Eckpunkte der in Punkt 5.1 erarbeiteten Option 1 zusammengefasst.

Vorauszuschicken ist, dass diese Eckpunkte vor allem Aussagen zu den vom RZF zu treffenden mittelfristigen Kapazitätssicherungen treffen, da die Bedingungen für kurzfristige Kapazitätsallokationen in Form des Fahrplanprozesses sowie die Bedingungen für langfristige Kapazitätsaussagen in Form der Langfristplanung weitgehend aufrecht bleiben.

Die Eckpunkte des Vorschlags „Option 1 - Gestaltung von Verbesserungsansätzen für das bestehende System unter Aufrechthaltung des Endkunden - „Rucksack“-Prinzips“:

- Inhaber der Transportkapazität

Wie bisher bleibt der Endkunde Inhaber der Transportkapazität, d.h. das Rucksackprinzip bleibt aufrecht. Die Kosten der Fernleitungsebene werden wie bisher in das vom Endkunden zu bezahlende Netznutzungsentgelt integriert, womit keine Beteiligung von anderen Marktteilnehmern (z.B. BGV/Versorger) an den Transportkosten stattfindet. Es findet somit auch kein Übergang der Transport-

rechte aufgrund von geleisteten Systemnutzungs- und/oder Reservierungsentgelten auf die BGV/Versorger statt.

Damit die Rucksackansprüche zumindest in aggregierter Form realitätsnah dargestellt werden, sind jedenfalls alle Einspeisepunkte in das Kapazitätsmanagement aufzunehmen.

- Verbesserung des Planungsansatzes

Wie ausgeführt baut der Verbesserungsansatz auf den Prinzipien einer Massenbilanz auf. Bezüglich des Systeminputs ergibt sich, dass die kompetentesten Marktteilnehmer für die Bekanntgabe des Transportkapazitätsbedarfes an den Einspeisepunkten die BGV/Versorger sind. Aus diesem Grund schlagen die Gutachter vor, dass diese ihren Kapazitätsbedarf agglomeriert über alle Versorger ihrer Bilanzgruppe für alle Einspeisepunkte in Form einer Anmeldung bekannt geben. Diese Anmeldungen sind nicht durch kapazitätsabhängige Zahlungen aus Gründen der Vermeidung eines dementsprechenden Rechtes unterlegt. Diese Anmeldungen werden seitens des RZF verifiziert, und bei gegebener Kapazität auch bestätigt, womit ein Anspruchsverhältnis zwischen BGV/Versorgern und RZF begründet wird. Die entsprechenden Details sind, wie weiter oben beschrieben, in regulativen Dokumenten festzulegen.

Die Ausspeisekapazitäten an Endkunden werden wie bisher über die Angaben der Verteilnetzbetreiber erfasst, wobei der RZF notwendigerweise in den Wechselprozess aufgrund seiner Beurteilungspflicht bezüglich des Vorhandenseins von Fernleitungskapazität eingebunden bleibt. Zur vollständigen Erfassung der Massenbilanz sind auch die sonstigen Transporte für Speicherbefüllungen und Exporte aus der Regelzone anzumelden.

Die Anmeldeverpflichtung der BGV/Versorger zusammen mit der Einbindung des RZF in den Wechselprozess (beinhaltet auch entsprechende Antragstellungen im Falle von Kapazitätserweiterungen) führt weiters zu einer fortschreitend aktualisierten Kapazitätsallokation an sämtlichen Einspeisepunkten, womit der Kritik der überholten Kapazitäts-Erstzuordnung per 1.10.2002 entsprochen werden kann. Die hier vorgesehene fortschreitende Aktualisierung des Kapazitätsbedarfes trägt zur notwendigen Datenqualität bei und sollte im Rahmen eines Re-Nominierungsprozesses behandelt werden. Aufrecht sollte auch die vom RZF schon bisher verfolgte Übung bleiben, für ihn nachweisbar nicht genutzte Kapazität anderweitig zuzuordnen.

Als zeitliche „Kapazitätsscheiben“ bieten sich sowohl für die Ein- als auch die Ausspeisung aus dem Fernleitungssystem Wochen-, Monats-, Jahres- und Mehrjahresanmeldungen an, für die jeweils der benötigte Peak in Nm^3/h anzumelden ist

Das Prinzip der Kapazitätsermittlung und –vergabe, inklusive der Erstvergabe und der laufenden Fortschreibungen wird in Abbildung 25 dargestellt.

Kapazitätsermittlung und Vergabe Erstvergabe und jährliche Revisionen

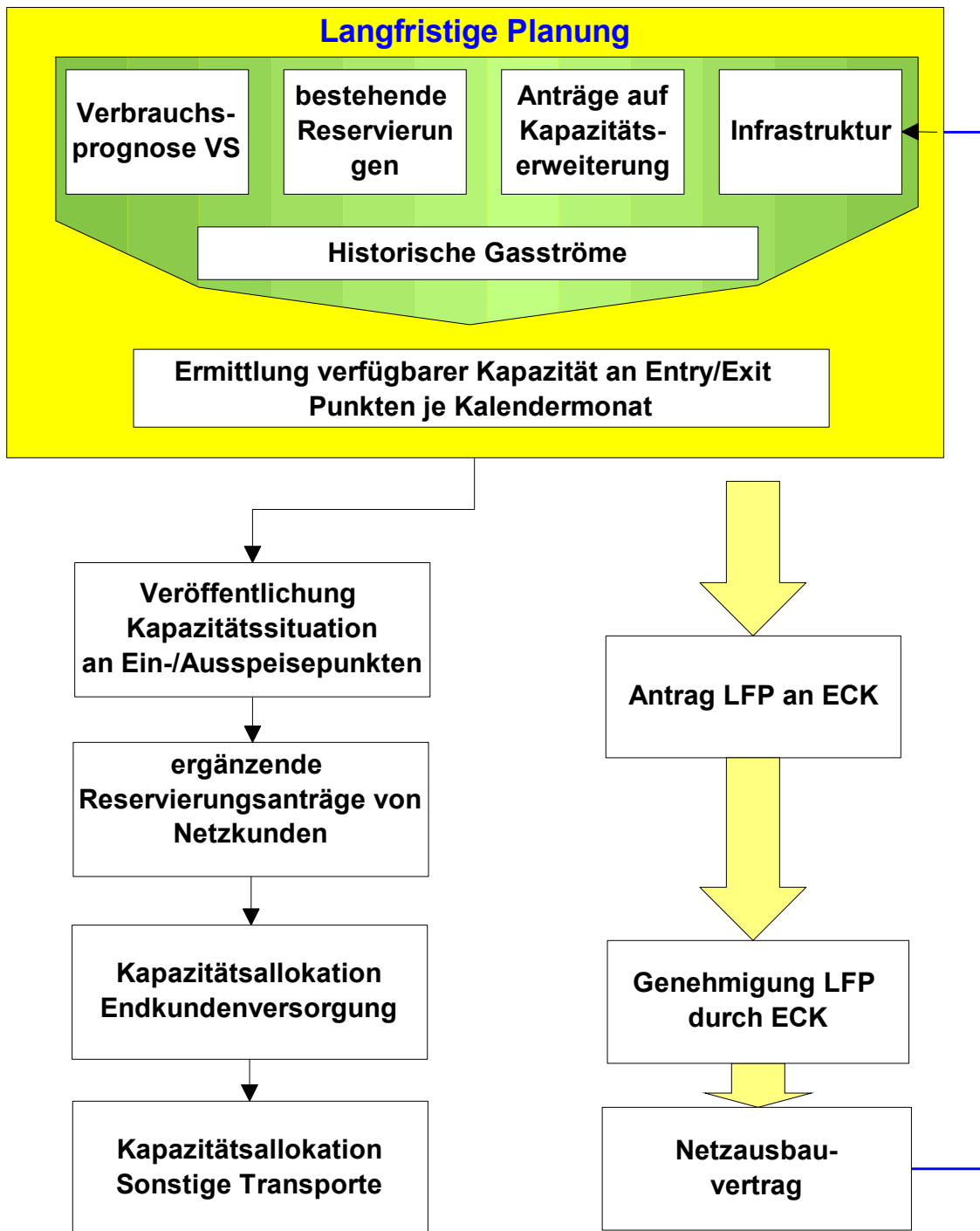


Abbildung 25: Kapazitätsermittlung und Vergabe

- Verbesserung der Datenqualität

Die Datenqualität/-verbindlichkeit der Kapazitätsanmeldungen der BGV/Versorger hat große Bedeutung für die Optimierung des Kapazitätsmanagements durch den RZF. Dies wurde bei der Gestaltung der Option 1 berücksichtigt. Im Rahmen der Gestaltung des Systems wurde die Verpflichtung für den Anmeldenden festgelegt, im Falle der Bestätigung der angemeldeten Kapazität diese auch – unter Berücksichtigung einer Maximalquote – einliefern bzw. entnehmen zu müssen.

Die Begründung für eine derartige Maßnahme ergibt sich daraus, dass eine wesentliche Unterschreitung von angemeldeten Einspeisungen an bestimmten Einspeisepunkten zu Netzinstabilitäten führen kann, die vom RZF unter Inkaufnahme entsprechender Kosten zu beseitigen sind. Konsequenterweise sind die Verursacher derartiger Instabilitäten durch die verursachungsgerechte Ermittlung und Überrechnung solcher Kosten zu bedrohen. Aufgrund bisheriger Erfahrungen wird es von den Gutachtern als notwendig erachtet, dass die einzelnen BGV/Versorger auf Anforderung des Regelzonenführers von einer Mindestquote von 80% der mittelbar zugeordneten Endkundenkapazität bzw. der gesichert zugeteilten sonstigen Transportkapazität am jeweiligen Einspeisepunkt einzuliefern verpflichtet werden können. Diese Quote ist gemäß 5.1.1.2 entsprechend zukünftiger Erfahrungen anzupassen. Es obliegt jedenfalls dem RZF die Absehbarkeit einer derartigen Instabilität zu konstatieren und die entsprechenden Maßnahmen (Abruf von Einspeiseleistungen) zu setzen.

- Prioritäten⁹⁷

Wie oben ausgeführt haben bestehende Endkumentransporte Vorrang vor anderen Transporten. Kollisionen können dann eintreten, wenn im Rahmen von Mehrjahresverträgen z.B. Kapazitäten für Sonstige Transporte bereits vergeben sind und neue Endkumentransportkapazitäten aufgrund von Anlagenerweiterungen/-neubauten erforderlich werden. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass derartigen Problemfälle aufgrund ihrer langfristigen Absehbarkeit früh genug bekannt werden und deshalb im Rahmen der Langfristplanung ausreichend frühzeitig behandelt werden können. Begleitende Maßnahmen, wie z.B. laufzeitmäßige Begrenzung von Kapazitätsverträgen sind gegebenenfalls zu berücksichtigen.

- Änderungsbedarf

- Bestimmungen in den Hauptdokumenten (ohne GWG)

Die oben in Form der Option 1 (Punkt 5.1) dargestellte Systemänderung bedingt jedenfalls eine Änderung in den Vertragsbeziehungen der Marktteilnehmer untereinander, die in den verschiedenen „regulativen“ Dokumenten

⁹⁷ Eine ausführliche Darstellung der Differenzierung von Transporten sowie deren unterschiedlicher Priorisierung findet sich in Anhang 10.5.

abzubilden sind. Die dafür zu berücksichtigenden Änderungen sind in Punkt 5.1.4 definiert und betreffen Wechselverordnung, Bedingungen für den Netzzugang zu Verteilleitungen, Sonstige Marktregeln, AB RZF - VNU, AB RZF – FLU und AB RZF – BGV, AB BKO, AB BGV.

– Novelle GWG

Die Gutachter sind der Ansicht, wie in 5.1.4 - Option 1 – Zusammenfassung der Eckpunkte und Änderungserfordernisse begründet, dass vorerst mit einer Anpassung der oben angeführten regulativen Dokumente das Auslangen gefunden werden kann, um den beabsichtigten Zweck – Schaffung einer belastbaren Planungsgrundlage – erreichen zu können. Aus diesem Grund würde eine Verankerung der Prioritätsregeln im GWG einer Weiterentwicklung des Netzzugangsregimes an geänderte Rahmenbedingungen widersprechen.

• Code of Conduct und/oder Operational

Die Gutachter sind der Ansicht, dass unter Zugrundelegung des bestehenden Code of Conduct ein homogenes Dokument zu gestalten ist, in dem die Vorgehensweise des RZF, schon zu seiner Entlastung unter Verweis auf die jeweiligen Bestimmungen in GWG, GSTNVO, Marktregeln und ANB's zusammenhängend und transparent beschrieben wird. Insbesondere sind entsprechende Änderungen im bestehenden Code of Conduct in den Kapiteln Netzzugang und Kapazitätsmanagement einschließlich der LFP durchzuführen. Durch die vorzunehmenden Änderungen ergibt sich automatisch ein Füllen jener Lücken, die durch die bestehende komplexe „Arbeitsteilung“ zwischen den verschiedenen Dokumenten und Marktteilnehmern aufgetreten ist, wobei anzumerken ist, dass bereits der bestehende Code of Conduct diesem Zweck gewidmet ist.

• Sicherung von für die Wettbewerbsförderung und die Versorgungssicherheit notwendiger Investitionen

Die Nichtdurchführung notwendiger Investitionen kann nachhaltig die Stabilität des Gasnetzes gefährden, insbesondere wenn sich eine langfristige Verschiebung von Gasflüssen abzeichnet bzw. wenn dadurch gravierende Einflüsse auf den Wettbewerb entstehen.

Verbindliche Entscheidungen über den Ausbau zusätzlicher Kapazitäten macht die Einführung eines formalisierten Verfahrens einhergehend mit der Erhöhung der Verantwortung für die genehmigende Behörde in Bezug auf die Prüfung der Zweckmäßigkeit der Ausbaubehöhen im Rahmen der LFP notwendig. Für die Übernahme dieser erhöhten Verantwortung werden Prüfkriterien (z.B. Auswirkungen auf den Wettbewerb, Versorgungs- und Engpassicherheit, Wirtschaftlichkeit der Investition) sowie dafür notwendige Kompetenz und Ressourcen erforderlich sein, die bislang im Rahmen der Prüfungen der LFP nicht ausreichend gegeben sind.

Sollten notwendige Kapazitätserweiterungen durch den/die Netzbetreiber nicht durchgeführt werden, ist darüber hinaus eine Ermächtigung vorzusehen, dass derartige Investitionsvorhaben auszuschreiben sind. Dies kann u.U. auch Einfluss auf die Eigentumsverhältnisse an den durch Kapazitätserweiterungen betroffenen Leistungssystemen nehmen.

8 Literaturverzeichnis

- Wechselverordnung 2003 – G WVO 01/03
- Uniform Network Code – the Joint Office of gas Transporters, Kapitel TPDE, TPDF, TPDS
- Ofgem investigation into shipper conduct in the capacity market in October 2000 – conclusions (Nov. 2001)
- Ofgem: The January 2003 Long-Term System Entry Capacity Auctions, a review document (August 2003)
- Ofgem: The new gas trading arrangements Designation of the independent market operator and regulation of the on-the-day commodity market - A decision document, 30/09/1999; Areas of work: Gas Trading
- Ofgem: The New Gas Trading Arrangements: A decision document Appendices, 30/09/1999; Areas of work: Gas Trading
- Ofgem: April 2002: Transco price control and NTS SO incentives 2002 – 7; explanatory notes to accompany the section 23 notice of proposed modifications to Transco’s Gas Transporter Licence (M.Young 1)
- Ofgem: Transco’s National Transmission System Review of System Operator incentives 2002 – 7; Proposals Document February 2004 (M.Young 2)
- Ofgem: Transco National Transmission System System Operator Incentives 2004 – 2007; Licence modifications, March 2004, 47/04
- Ofgem: 139/05 - Gas transmission – new NTS entry points, reserve prices in auctions and unit cost allowances (UCAs), 25/05/2005; Areas of work: Transco Price Control Review (M.Young 3)
- National Grid UK/Transco: The Statement of Transmission Transportation Charges
- National Grid UK/Transco: The Statement of the Transmission Transportation Charging Methodology
- National Grid UK/Transco: LDZ Transportation Charges for North West DN
- Madrid Process 2004: Eurogas Discussion Paper on capacity allocation procedures (25. June 2004)
- Madrid Process 2004: Eurogas Position on UIOLI Principles (14. April 2003)
- Madrid Process 2004: GTE position on “Use-it-or-loose-it principle (2. Juli 2004)
- ecolex Februar 2005, P. Oberndorfer „unterbrechbare Verträge in der Gaswirtschaft“
- Standpunkt des Rates der Europäischen Union vom 12.11.2004 No 2003/0302 (COD) „Gemeinsamer Standpunkt des Rates im Hinblick auf den Er-

lass der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

9 Verwendete Internetadressen

- www.e-control.at
- www.omv.at
- www.evn.at
- www.ooeferngas.at
- www.aggm.at
- www.agcs.at
- www.wingas.de
- www.beb.de
- www.liwacom.de
- www.ceer-eu.org
- www.gasgovernance.com – Joint Office of Gas Transporters/UK
- www.ofgem.co.uk – Ofgem
- www.gte2.be
- www.gasunie.nl

10 Anhänge

10.1 Gesprächsberichte Factfindingrunde 1 (VERTRAULICH)

10.2 Präsentation zum Workshop am 19. 7. 2005

ARGE

Bogner-Christoph

Neuordnung Systemnutzung auf der Fernleitungsebene

19.7.2005 Workshop

Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - Äußerungen Marktteilnehmer
 - Engpasssituationen
 - Identifikation der Problemstellungen
- Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - Alternatives Tarifsysteem
- Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Inhalt

➤ **Aufgabenstellung und Durchführung der Studie**

➤ Factfinding

- Äußerungen Marktteilnehmer
- Engpasssituationen
- Identifikation der Problemstellungen

➤ Lösungsansätze

- Optimierung der Kapazität
- Alternatives Tarifsysteem

➤ Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Aufgabenstellung der Studie

➤ **Titel:** „Evaluierung des Tarifmodells gemäß den derzeit geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und der Kapazitätsvergabe in Hinblick auf eine effiziente und kostensparende Nutzung der Kapazitäten in der Fernleitungsebene sowie Ableitung von regulatorischen Handlungsempfehlungen“

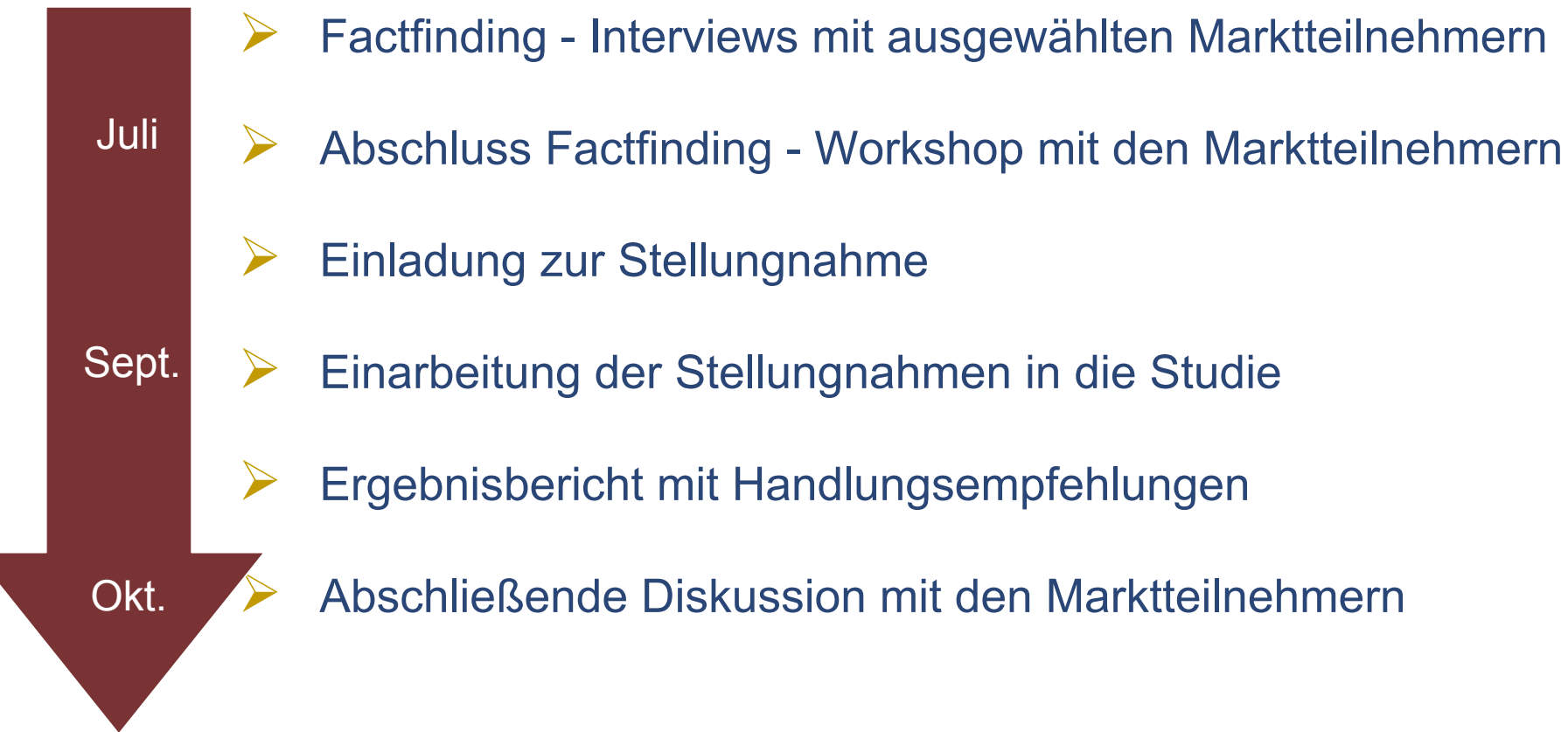
➤ **Aufgaben**

- Nutzung der physischen Möglichkeiten des Netzes durch Anpassung des Kapazitätsregimes unter Beachtung der Liberalisierungsprinzipien
- Entwicklung von Verbesserungsansätzen - unter Verweis auf derzeit bestehende gesetzliche Beschränkungen
- Evaluierung von Alternativen – qualitativ/quantitativ

➤ **„Nicht“ - Aufgaben**

- Evaluierung des Regulierungsmodells mit Tarifprüfungszyklus, Kostenprüfverfahren, Benchmarking, etc.

Durchführung der Studie



Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - **Äußerungen Marktteilnehmer**
 - Engpasssituationen
 - Identifikation der Problemstellungen
- Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - Alternatives Tarifsysteem
- Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Factfinding: Gesprächspartner

- Netzbetreiber und Regelzonenführer
 - 8 Unternehmen
- BGV/ Händler
 - 4 Unternehmen
- Großkunden
 - 4 Unternehmen
- Interessenvertretungen/ Berater
 - 4 Unternehmen/ Verbände

Factfinding: Äußerungen Großkunden

- Vorteile des bestehenden Tarifsystems
 - Fördert Wettbewerb
 - ◆ Briefmarke ist einfach und transparent
 - ◆ Einfacher Lieferantenwechsel durch Rucksackprinzip
 - ◆ Keine Nominierung von einzelnen Leitungsabschnitten notwendig
 - ◆ Portefeuillebildung für BGV erleichtert
 - ◆ Größtmöglicher Ausgleichsenergiemarkt
 - Betonung der Leistungskomponente wird zumindest von der bandbeziehenden Industrie befürwortet
 - Händler muss nicht auf Verdacht Kapazitäten reservieren
- Generell wenig Wettbewerb
 - Mehr alternative Anbieter gewünscht

Factfinding: Äußerungen BGV/ Händler

➤ Vorteile des bestehenden Tarifsystems

- Fördert Wettbewerb
 - ◆ Briefmarke ist einfach und transparent
 - ◆ Einfacher Lieferantenwechsel durch Rucksackprinzip
 - ◆ Klare Trennung von Netz- und Energiepreis
 - ◆ Keine Nominierung von einzelnen Leitungsabschnitten notwendig
 - ◆ Portefeuillebildung für BGV erleichtert
 - ◆ Größtmöglicher Ausgleichsenergiemarkt
- Händler muss nicht auf Verdacht Kapazitäten reservieren

➤ Nachteile

- System zu wenig aufbringungsorientiert, zu starke Orientierung am Endkunden
- Kapazitätszuordnung beim Lieferantenwechsel

Factfinding: Äußerungen Netzbetreiber

Kapazität

- Nachteile des bestehenden Tarifsystems *
 - Zusage unbefristeter Kapazitäten trotz deren Nichtnutzung zB im Sommer
 - Gefahr dem tatsächlichen Bedarf angepasster Kapazitätszuordnung bei Lieferantenwechsel
 - Bisher Optimierung der Abgabe- nicht der Aufbringungsseite; Planungsdefizit
 - Kapazität besitzt keinen Wert
- Vorschläge (mehrfach geäußert)
 - Umstellung auf reservierte und tariffierte Kapazitäten auf der Fernleitungsebene
 - Reservierung kann dem Lieferanten zugemutet werden
 - Sekundärmarkt für Kapazität als Teil des Lösungsansatzes
 - „Rucksack“ auf Netzebene 2 bzw. 3 sollte aufrecht bleiben; Kunde verfügt jedoch nicht über die bezugsseitigen Portfoliooptimierungsmöglichkeiten
 - Tarifsystem für Netzebene 2 und 3 nicht verändern
- Vorschläge (teilweise geäußert)
 - Entry-Exit-Tarife müssen eine entfernungsabhängige Komponente haben; im Gegensatz zum Strom existiert für Erdgas eine Hauptflussrichtung

Factfinding: Äußerungen Netzbetreiber

Tarfbasis (I)

- Nachteile des bestehenden Tarfsystems (teilweise geäußert)
 - Kostenwälzung der Netzebene ist wenig transparent und daher möglicherweise nicht kostenverursachungsgerecht
 - Umsetzung der GWG – Bedingung der Kostenbasiertheit wird in Zweifel gezogen, da der Vorteil kurzer Anspeisungsdistanzen der Verteilnetze nicht berücksichtigt ist
 - Gleichbehandlung aller Netzbetreiber wird angezweifelt (Outsourcing, Ausgleichszahlungen)
 - Anschaffungswertprinzip fördert u.U. nicht optimale Ersatzinvestitionen
 - Stichtagsprinzip bei der Festlegung der Finanzierungskosten ist realitätsfern
 - Risikoprämie bei Finanzierungskosten zwischen Strom- und Gasnetzen nicht vergleichbar

Factfinding: Äußerungen Netzbetreiber

Tarifbasis (II)

- Nachteile des bestehenden Tarifsystems (teilweise geäußert)
 - Diskriminierungsfreie Anwendung der verordneten Tarife wird bezweifelt (zB: Anwendung der Zonung bei unterjähriger Tarifänderung) ⇒ klare Richtlinien gefordert
 - Benennung von Leitungen als Fernleitungen ist zu hinterfragen
 - Tariffierungssystem ist wenig anreizkompatibel
 - ◆ Orientierung an der Finanzbuchhaltung verzögert die tarifmäßige Abbildung aktueller bzw. zukunftsorientierter Netzinvestitionen
 - ◆ Kurze Tarifprüfungszyklen schmälern den Anreiz zu Produktivitätssteigerungen
 - ◆ Erlöse auf der Fernleitung ändern sich weder mit der transportierten Arbeit noch mit der reservierten bzw. transportierten Leistung
 - ◆ Investitionssicherheit ist möglicherweise gefährdet
 - Saisonabhängige Tarife werden eingefordert

Factfinding: Äußerungen AGGM

- Rucksack des Endkunden auf Fernleitungsebene führt zu Kapazitätszuordnungen die dem tatsächlichen Kapazitätsbedarf an den Entries nicht entsprechen
 - Gaswirtschaftliche Transporte als Engpassquelle in der Kapazitätszuordnung nicht erfasst
 - Händler kann Bezug aufgrund des überbundenen Rucksacks nicht optimieren
 - Neuzugang führt zur Zuordnung der Spitzenlast.
 - Vom „alten“ Versorger freigegebene Kapazität entspricht nicht dem Bedarf des „neuen“ Versorgers
 - Kein Sekundärhandel möglich
- Unzufriedenstellende Planungssicherheit für Engpassbeseitigungen
 - Netzzugangsanträge und Langfristplanung
- Engpässe teils anlagenbedingt ⇒ Absicherung von „Klein“-Investitionen notwendig
- „Mellach“ als Synonym für die Absicherung von „Groß“-Investitionen
- Unterjähriger Kapazitätsbedarf
 - Kein Anreiz zum Abschluss entsprechender Verträge
- Kapazität hat keinen Wert ⇒ keine Motivation zur sparsamen Nutzung

Factfinding: Äußerungen Interessenvertretungen/ Berater

- Derzeitiges System behindert Wettbewerb nicht ⇒ keine Veränderungsnotwendigkeit
- Zufriedenheit mit dem bestehenden System, insbesondere wegen
 - Briefmarkentarif und
 - Betonung der Leistungskomponente
- Entry-Exit nach deutschem Vorbild würde als Rückschritt in der Wettbewerbsförderung gesehen werden
- Österreichisches Modell im Vergleich zu den Nachbarländern als vorbildlich bezüglich der Wettbewerbsförderung gesehen
- Mangelnde Angebotsvielfalt wegen fehlender günstiger Energie wird bekämpft
- Zur Absicherung von Kapazitäten für Händler, müssten Kapazitäten einen Wert zugeordnet bekommen
 - Verhinderung von Kapazitätsblockaden beispielsweise von „Use it or lose it“, etc. dann aber unbedingt notwendig

Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - Äußerungen Marktteilnehmer
 - **Engpasssituationen**
 - Identifikation der Problemstellungen
- Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - Alternatives Tarifsystems
- Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Factfinding: Engpasssituationen

➤ Oberösterreich 02.10.2004, 03:00 – 04:00

Nm3/h	Techn. Kapazität (Messkapazität)	vertragl. Kapazität	aktuell max. Kapazität	IST - Kapazität	Auslastung
Rainbach			- 192.000 1)	192.000	
Kronstorf:	266.000			236.000	
Summe Netz (Max.vs.IST)	458.000			428.000	93,45%

1) ... Aktueller Maximalwert aufgrund Netzzustandes - Regler in Sättigung

➔ Nicht geplante/nominierte Einspeicherungen als Engpassursache

Inhalt

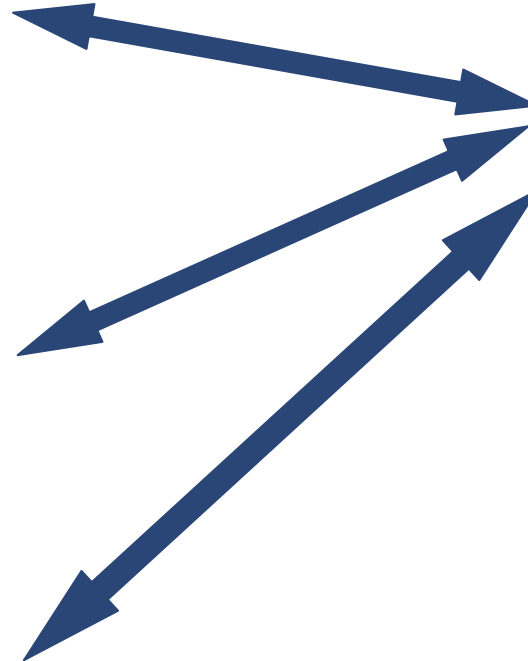
- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - Gesprächsergebnisse
 - Engpasssituationen
 - **Identifikation der Problemstellungen**
- Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - Alternatives Tarifsysteem
- Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Factfinding: Identifikation der Problemstellungen

Bessere Nutzung der vorhandenen physischen Kapazität

Verbesserung der Planungssicherheit für Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM

Kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber



Lösungsansätze innerhalb bestehendem Rechtsrahmen



Lösungsvorschlag alternatives Entry-Modell ohne Rucksack auf E1

Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - Äußerungen Marktteilnehmer
 - Engpasssituationen
 - Identifikation der Problemstellungen
- Lösungsansätze

 - **Optimierung der Kapazität**
 - Alternatives Tarifsysteem
- Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Verbesserung der Planung (I)

➤ Nutzen

- Beurteilung Engpässe, Netzzugangsverweigerungen, Investitionsbed
- Voraussetzung für abgesicherte Maßnahmen und Anpassung des Regelwerks
- Verbesserung der Auslastung, Voraussetzung für Kapazitätsfreigabe und Gasflusssteuerung
- Voraussetzung für Systemwechsel (Entry-Exit erfordert Reservierung)
⇔ Datenkenntnis für sämtliche Entry-Exit-Punkte erforderlich)

➤ Prinzip

- Planung aufgebaut auf Bezugsmodell ⇔ Netzmodell (SIMONE) ⇔ Absatzmodell.
- Netzmodell und Absatzmodell datenmäßig gelöst; Bezugsmodell nicht
- Daten - Basisanspruch definiert durch GWG, Datenverfügbarkeit/-qualität über ANB/ Verträge zu detaillieren/ sichern

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Verbesserung der Planung (II)

➤ Schwäche

- Kein individueller, finanzieller Nutzen und Incentive für Abgabe genauer Daten
- Derzeit möglicherweise zu schwache Datenerhebungsberechtigungen
Kompromiss zwischen Freiheit/ Haftung der AGGM und Commitment der Marktteilnehmer

➤ Veränderungsbedarf

- Spezifikation und Vereinbarung Datenbeistellung (Standardformat) im Rahmen GWG gemäß vorgesehener Verträge (ANB);
- Ableitung zusätzlicher Standardverträge zwischen Endkunden, Netzbetreiber, Händler und BGV aus dem Planungsbedarf (saisonabhängige Verträge, Forwardverträge)
- Berücksichtigung „schlafender“ Netzzugangsverträge/-kapazitäten

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Identifizierung physisch offener, aber reservierter Kapazitäten (I)

➤ Nutzen

- Erhöhung der Auslastung, Reduktion der Kosten
- Voraussetzung: Abstimmung des absatzseitigen Kapazitätsbedarfes den geplanten Bezugsmöglichkeiten der Händler ⇒ Identifizierung freigelegter, ausgelasteter Kapazitäten

➤ Prinzip (basierend auf derzeitigem System)

- Soweit möglich Nutzung tarifärer Maßnahmen zur Einengung von Eingriffen (saisonale Tarife)
- Identifizierung relevanter Kapazitäten durch verbesserten Planungsprozess
- Mangels Wertzuordnung zur Kapazität keine selbstregelnden Incentive
⇒ Nutzung bzw. Gestaltung des Handlungsspielraums der AGGM (für Kapazitätsveränderungen durch AGGM in reservierten Kapazitäten)

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Identifizierung physisch offener, aber reservierter Kapazitäten(II)

➤ Schwäche

- AGGM: nicht ausgestattet für haftungsrelevante Eingriffe
- kein Incentive für sparsame Reservierung;

➤ Veränderungsbedarf

- saisonale, unterjährige Tarife
- BGV-Reservierungsverpflichtung entsprechend Planungsprozess mit Sanktionen für Fehlangaben
- Präzisierung von ANB, Code of Conduct und Marktregeln für die Aufgabenstellung der AGGM
- Entsprechende Bedingungen zur Erhöhung der Planungssicherheit der AGGM
- Unterstützender Einsatz von Bestimmungen zur Verhinderung von Kapazitätsblockaden („Use it or loose it“, Prioritätsregelungen, etc.)

Losungsansatz: Optimierung der Kapazität

Nutzen von Kapazitätsreserven (I)

➤ Nutzen/ Bedeutung

- Freibekommen von („kostenlosen“) zugeordneten Kapazitäten im aktuellen System
- Absicherung der Qualität von Planung und Kapazitätsaussagen als Basis von Aktivitäten der AGGM
- Alternatives Modell: Vereinfachung durch Selbstregelung aufgrund der Wertzuordnung für Kapazität

➤ Prinzip

- Installation verschiedener Treiber („Pull“/ „Push“) für die Freigabe von nicht genutzten Kapazitätsreserven
- Gemeinsam mit („Use it or loose it“, Prioritätenregelungen, unterbrechbare Transporte und Reservierungsentgelt/-tarif, „ship or pay“) als Incentive für sparsamen Kapazitätsnutzung zu betrachten

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Nutzen von Kapazitätsreserven (II)

➤ Schwäche/ Gefahr von Kapazitätsblockaden

- Weitgehend beseitigbar

➤ Veränderungsbedarf

- „Push“ – Einführung eines Komplettpaketes („Use it or lose it“, Unterbrechbare Transporte, Prioritäten, etc.) noch ohne Wertzuordnung zur Kapazität
- Einhergehend damit jedoch Eingriff in Wert der Reservierung und Gestaltungsspielraum der AGGM.
- „Pull“ – Einführung eines Kapazitätshandels erfordert Wertzuordnung und Liquidität, erforderlichlich Kapazitätszuordnung zur nächsten Agglomerierungsebene
BGV

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Zuordnung eines Wertes zur reservierten Kapazität (I)

➤ Nutzen

- Incentive zur aktiven (Nichtreservierung) und passiven (Rückführung an den Markt) Vermeidung ungenutzter/ reservierter Kapazität
- Sparsamer Umgang mit Kapazität abhängig von ihrem Wert

➤ Prinzip

- Mehrere Optionen mit unterschiedlicher Wirksamkeit möglich ⇨ beginnend mit bestehendem Tarifmodell und einem „Reservierungs - Mindestentgelt“
- Volle Wirksamkeit bei Tarifumstellung auf reservierte Kapazität – Leistungskomponente der Fernleitungskosten stellt Entry-Tarif dar

➤ Schwäche

- Durch Wertzuordnung zur Kapazität Entfall bislang entgelt- und problemloser Kapazitätsabtäusche durch die AGGM
- Bei Beibehaltung des Endkunden-Rucksackprinzips (kein Portfolioeffekt) klein Incentive für sparsame Nutzung oder Kapazitätsweitergabe ⇨ attraktiv bei Systemwechsel (Kapazitätszuordnung zu BGV)

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Zuordnung eines Wertes zur reservierten Kapazität(II)

➤ Veränderungsbedarf (ANB, Marktregeln, GSNT-VO, etc.)

- Ansatz über „Mindestentgelt“
 - ◆ Verlust der Leistung („Use it or loose it“)
 - ◆ Pönale der Nichtnutzung
 - ◆ Bezahlung eines Mindestleistungspreises
- Einführung eines Tarifes für Kapazität zu zahlen vom BGV (als Vertreter der Versorger) an die Fernleitungsunternehmen

Lösungsansatz: Optimierung der Kapazität

Alternatives Entry – Modell (I)

➤ Nutzen

- Incentive zur sparsamen Kapazitätsnutzung durch Tarifumstellung auf reservierte Kapazität
- Beschaffungsportfolioeffekt durch Kapazitätszuordnung zu BGV
- Eingriffe der AGGM durch Eigenkommitierungen der BGV reduziert
- Planungsqualität bei AGGM und Investitionssicherheit beim Fernleitungsunternehmen durch Entry-Tarife gestützt

➤ Prinzip

- Tariffierung der Regelzonen-Anspeisungen als Entry-Punkte
- Wälzung verbleibender Kosten der Ebene 1 in Verteilnetztarife
- Keine Gasflusssteuerung
- Kostenwirksame Kapazitätsreservierungen durch BGV; Übertragung des (Teil)Rucksacks an BGV; Entkoppelung Einspeisung und Abgabe
- Neue ANB der AGGM u.a. mit Zuteilungsregeln, Prioritäten, „Use it or loose it“ unterbrechbaren Transporten, Sekundärmarkt, etc.

Losungsansatz: Optimierung der Kapazität

Alternatives Entry – Modell (II)

➤ Schwäche

- Portfolioeffekt begünstigt möglicherweise Marktführer
- Absicherung der Kundenkapazität baut (nur) auf wirtschaftlicher Logik plus „Use it or loose it“, Prioritätsregelungen, etc. auf
- Signifikante Veränderung der Kundenbelastung zu erwarten
- Erfordernis einer GWG-Änderung u.U. erforderlich

➤ Veränderungsbedarf

- ANB, GSNT-VO, Vertragsbeziehungen AGGM, Sonstige Marktregeln, etc.
- Unterstützender Einsatz von „Use it or loose it“, Prioritätsregelungen, etc.

Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
 - Factfinding
 - Äußerungen Marktteilnehmer
 - Engpasssituationen
 - Identifikation der Problemstellungen
 - Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - **Alternatives Tarifsysteem**
 - Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer
-

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Identifizierte Problemstellungen

- Bestmögliche Nutzung der vorhandenen physischen Kapazität zur Engpassvermeidung durch
 - verbesserte Planung/ Steuerung
 - sparsame Reservierung
 - Vermeidung reservierungsbedingter „Kapazitätsblockaden“
 - Auslastungserhöhung
- Verbesserung der Planungssicherheit für Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM
 - Gesicherte vorausschauende Kapazitätsreservierung auf Verteiler- u Fernleitungsebene bei wesentlichen Kapazitätserweiterungen
- Kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber

Verbesserung der Planungssicherheit für die AGGM (I)

➤ Vertrag zwischen AGGM und den BGV zur Reservierung von Entry-Kapazitäten

- Reservierung von Kapazitäten
 - ◆ der Import-Entries
 - ◆ der Inlandsproduktion
 - ◆ zur Ausspeicherung aus Inlandsspeichern

auf gesicherter oder unterbrechbarer Basis für unterschiedliche Laufzeiten bis hin zu mehrjährigen Verträgen

- Zur Validierung der Reservierung müssen pekuniäre Konsequenzen die Reservierung geknüpft sein
 - ◆ Pekuniäre Konsequenzen auf Basis von Entry-Tarifen
 - ◆ Pekuniäre Konsequenzen auf Basis von Pönalen

Losungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Verbesserung der Planungssicherheit für die AGGM (II)

- Vertrag zwischen AGGM und den BGV zur Reservierung von Entry-Kapazitäten
 - Pekuniäre Konsequenzen auf Basis von Entry-Tarifen
 - ◆ Identische Tarife auf allen Entries
 - ◆ Übermäßiges Reservieren von Kapazitäten wird für die BGV durch die Verrechnung von Entry-Tarifen unwirtschaftlich
 - ◆ Erhöhtes Vorhalten von Kapazitäten durch Fernleitungsnetzbetreiber wird durch erhöhte Reservierungsentgelte unmittelbar abgegolten
 - ◆ Entry-Tarife führen u.U. zu wesentlichen Belastungsverschiebungen bei den Endkunden, die nur grob abzuschätzen sind, da die Bezahlung der Netztarife von den Endkunden entkoppelt ist.

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Verbesserung der Planungssicherheit für die AGGM (III)

- Vertrag zwischen AGGM und den BGV zur Reservierung von Entry-Kapazitäten
 - Pekuniäre Konsequenzen auf Basis von Pönalen
 - ◆ Übermäßiges Reservieren von Kapazitäten wird für die BGV durch die Verrechnung von Pönalen im Ausmaß der nicht genutzten Kapazitäten unwirtschaftlich
 - ◆ Höhe der Pönale kann sich an den Entry-Tarifen orientieren
 - ◆ Erhöhtes Vorhalten von Kapazitäten durch Fernleitungsnetzbetreiber kann durch arbeits- und/ oder leistungsabhängigen Ausgleichszahlungen abgegolten werden
 - ◆ Keine wesentlichen Belastungsverschiebungen bei den Endkunden

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Verbesserung der Planungssicherheit für die AGGM (IV)

➤ Begleitmaßnahmen zur Vermeidung von Kapazitätsblockaden durch übermäßiges Reservieren

- Übermäßiges Reservieren wird unwirtschaftlich
- Mehrjährige Reservierungen verlieren ihre Gültigkeit bei Nichtausnutzung („Use-it-or-loose“)
- Reservierungen können an die AGGM bzw. Fernleitungsnetzbetreiber mit Pönalisierung zurückgegeben oder am Sekundärmarkt verwertet werden
- Die Transporte auf der Fernleitung zur Versorgung von Endkunden haben gegenüber allen anderen Transporten absoluten Vorrang
- Der BGV muss bekannt geben, welche Kapazitäten zur Belieferung von Endkunden notwendig sind bzw. welche Speicher befüllt werden

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Verbesserung der Planungssicherheit für den Verteilernetzbetreiber

- Rucksackprinzip auf der Verteilernetzebene bleibt für den Endverbraucher aufrecht
- Durch den absoluten Vorrang von Transporten zur Belieferung von Endkunden kann ein bestehender Kunde, der bislang versorgt werden konnte, nur durch erhöhten Endkundenverbrauch eingeschränkt werden
- Erhöhter Endkundenverbrauch durch Kapazitätsausweitung bestehender Endkunden oder Neukunden ist aber über vorausschauende Netzzutrittsverträge abzufangen
- Zur Verbesserung des Planungsprozesses sind Kapazitätsausweitungen durch bestehende Endkunden oder Neukunden durch vorausschauende entgeltpflichtige Kapazitätsreservierungen abzusichern
- Verteilernetzbetreiber verrechnet für bestätigte Kapazitätsausweitungen ein Mindestleistungsentgelt, das auf das Systemnutzungsentgelt anzurechnen ist

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Erwünschte Konsequenzen

- Erwünschte Konsequenzen durch vorausschauende Netzzugangsverträge mit Mindestleistungsentgelt
 - Endkunde wird in die Lage versetzt, langfristige vorausschauende Erdgaslieferverträge abzuschließen
 - Verteilernetzbetreiber können ohne wesentliches Risiko Kapazitätserweiterungen in ihrem Netz vornehmen
 - BGV können ohne wesentliches Risiko langfristige Kapazitäten an den Entries reservieren
 - Fernleitungsnetzbetreiber können ohne wesentliches Risiko Kapazitätserweiterungen in ihrem Netz vornehmen

Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

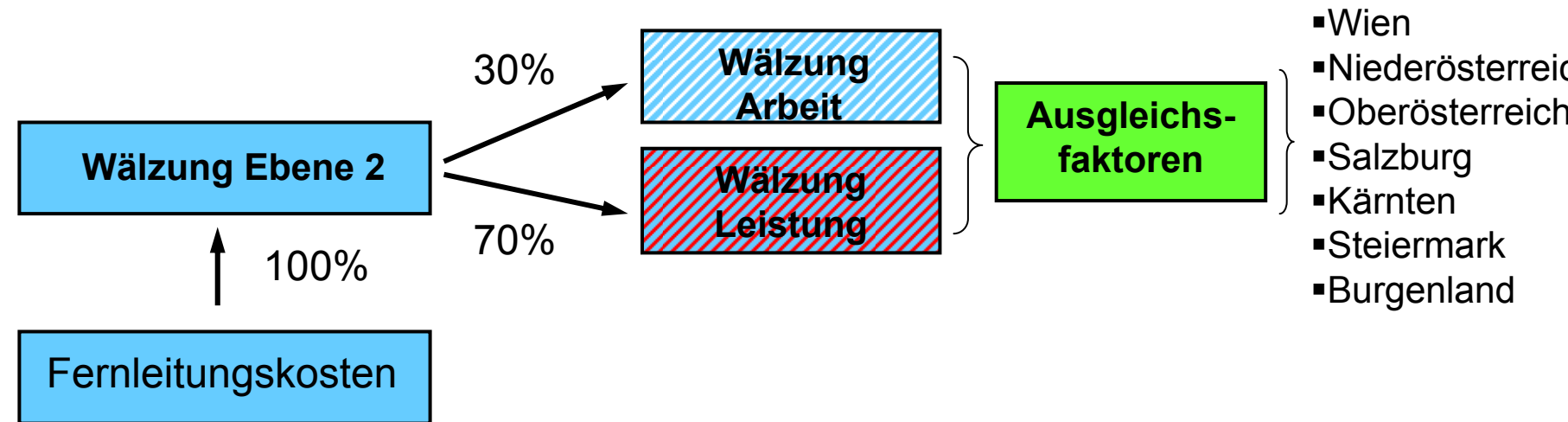
Vergleichende Vorstellung

➤ Grundsätze im aktuellen Modell

- Kosten für AGGM und Regulierung über Arbeit den Netzgebieten zugerechnet
- Kosten der Fernleitungsebene setzen sich zusammen aus den Kosten der Fernleitungsunternehmen (OMV, EVN, OÖFG, STGW, BEGAS)
- Kosten der Fernleitungsebene werden über Arbeit (30%) und Leistung (70%) auf die Netzbereiche zugerechnet; die so ermittelten Kosten werden zusätzlich über so genannte Ausgleichsfaktoren angepasst
- Die Differenz zwischen zugerechneten Fernleitungskosten und Fernleitungskosten des jeweiligen Landesnetzbetreibers bildet die Ausgleichszahlungen an die OMV

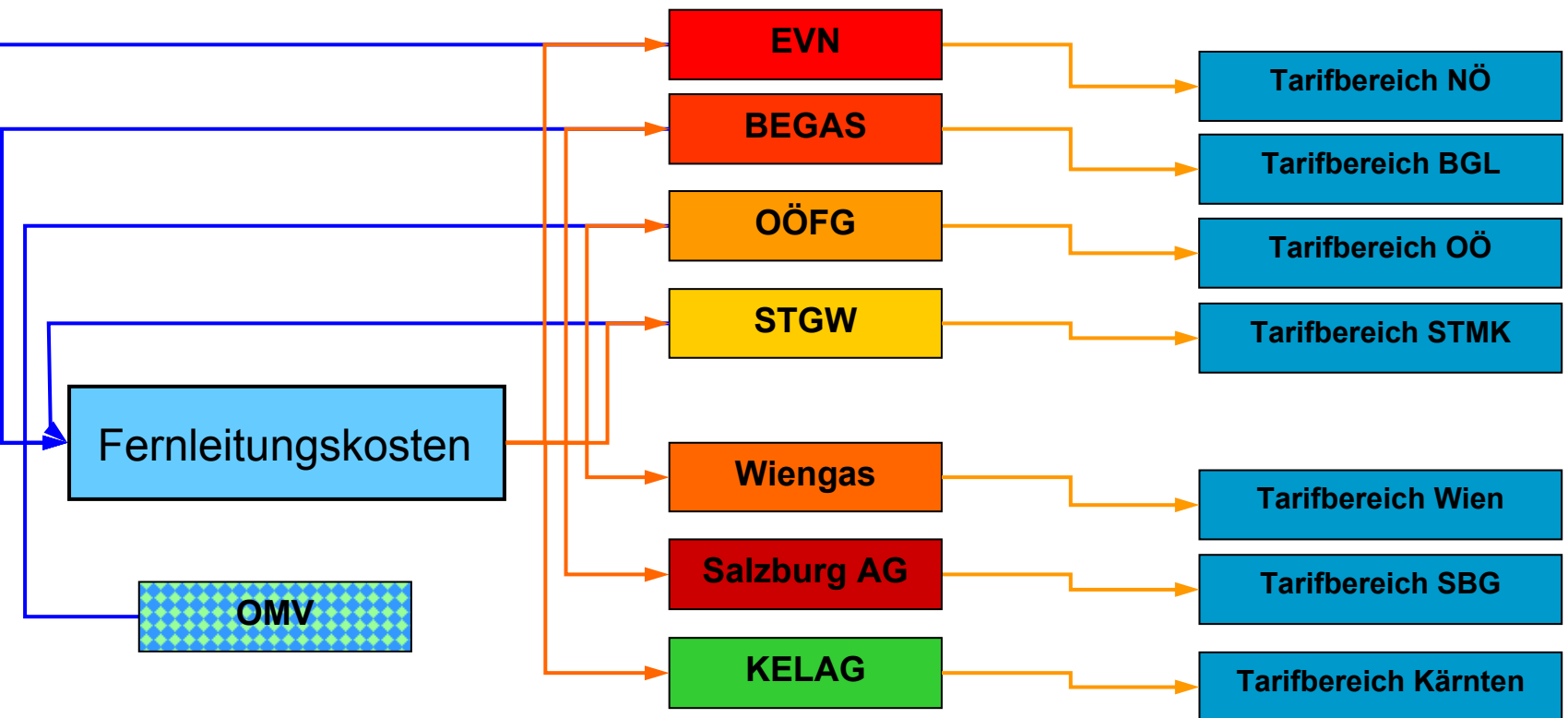
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Systematik im aktuellen Tarifsystem



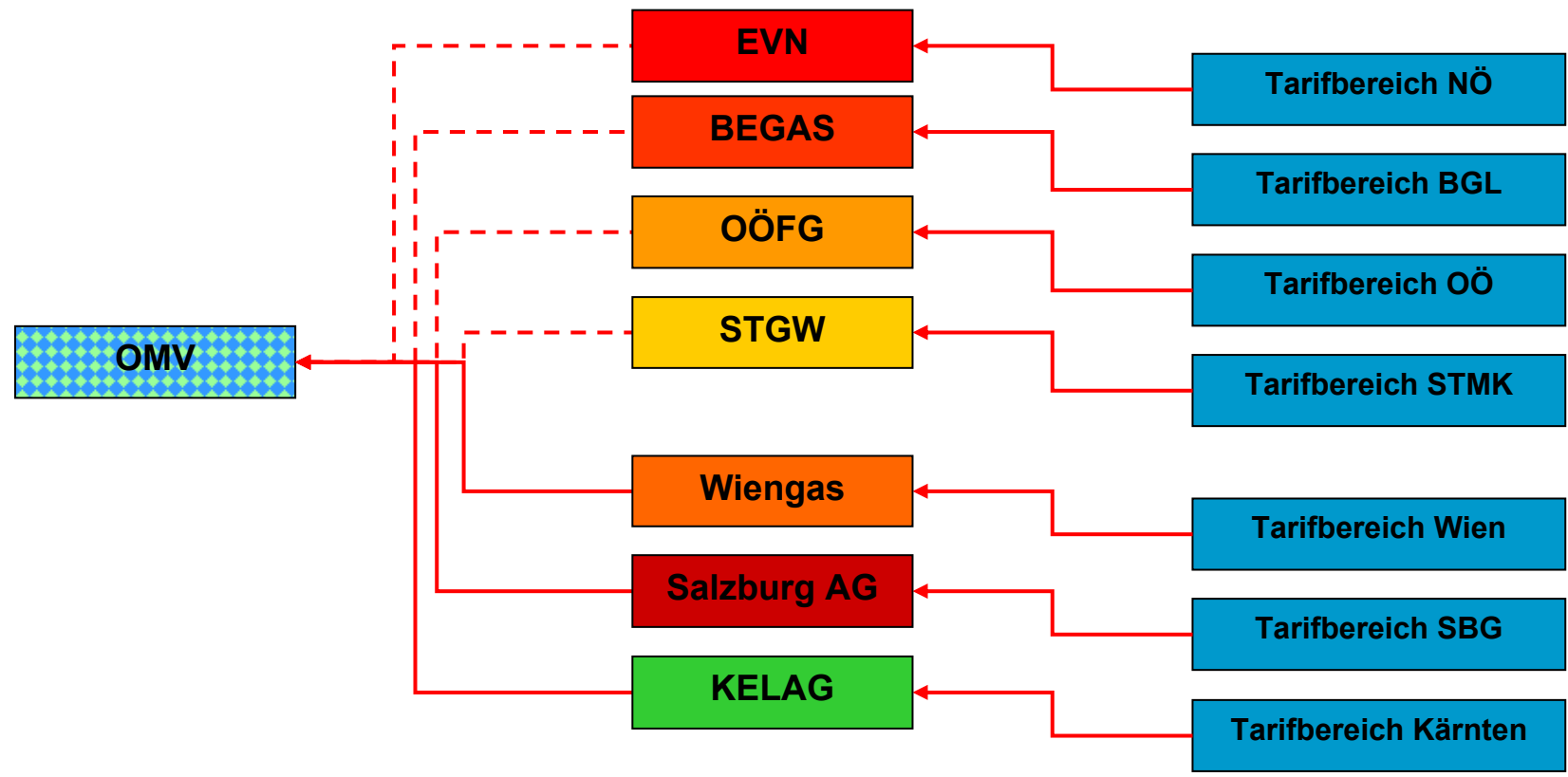
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Kostenflüsse im aktuellen Tarifsystem



Losungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Zahlungsflüsse im aktuellen Tarifsystem



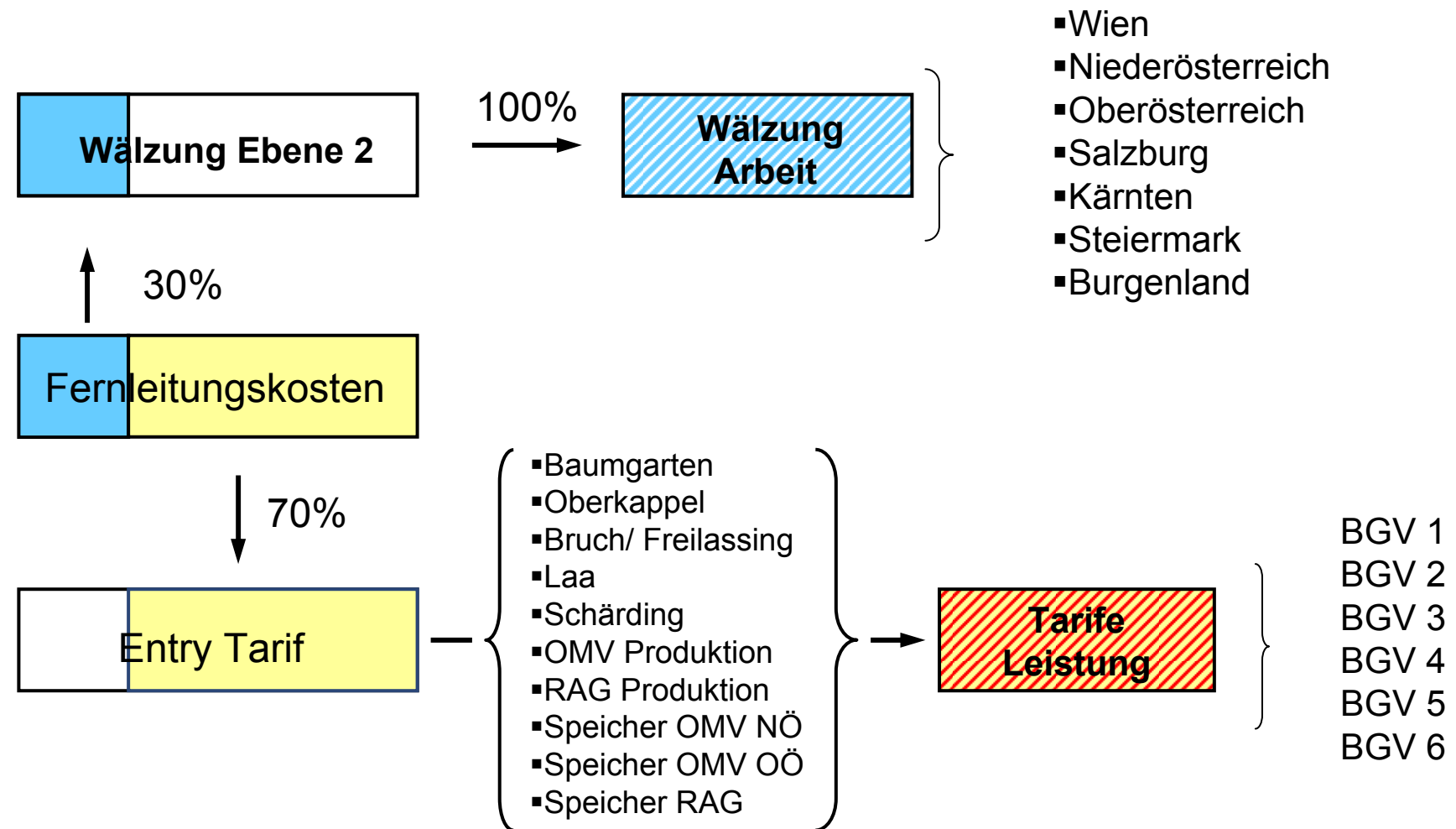
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Systematik im alternativen Modell (I)

- Regulierte Entry-Tarife auf Basis reservierter Kapazitäten
- Über Entry-Tarife werden 70 % der Fernleitungskosten verrechnet
- 30 % der Fernleitungskosten werden weiterhin über die Arbeit in die Kosten der Netzebene 2 gewälzt (Exit-Tarifkomponente)
- Entries sind die Import-Entries der Regelzone Ost
 - Baumgarten, Oberkappel, Bruch/ Freilassing, Laa, Schärding
- Weitere Entries sind Inlandsproduktionen und Ausspeicherungen aus Inlandsspeichern
 - OMV Produktion, RAG Produktion, Speicher OMV NÖ, Speicher OMV OÖ, Speicher RAG
- Die Einhebung der Entry-Tarife erfolgt über die jeweiligen Netzbetreiber

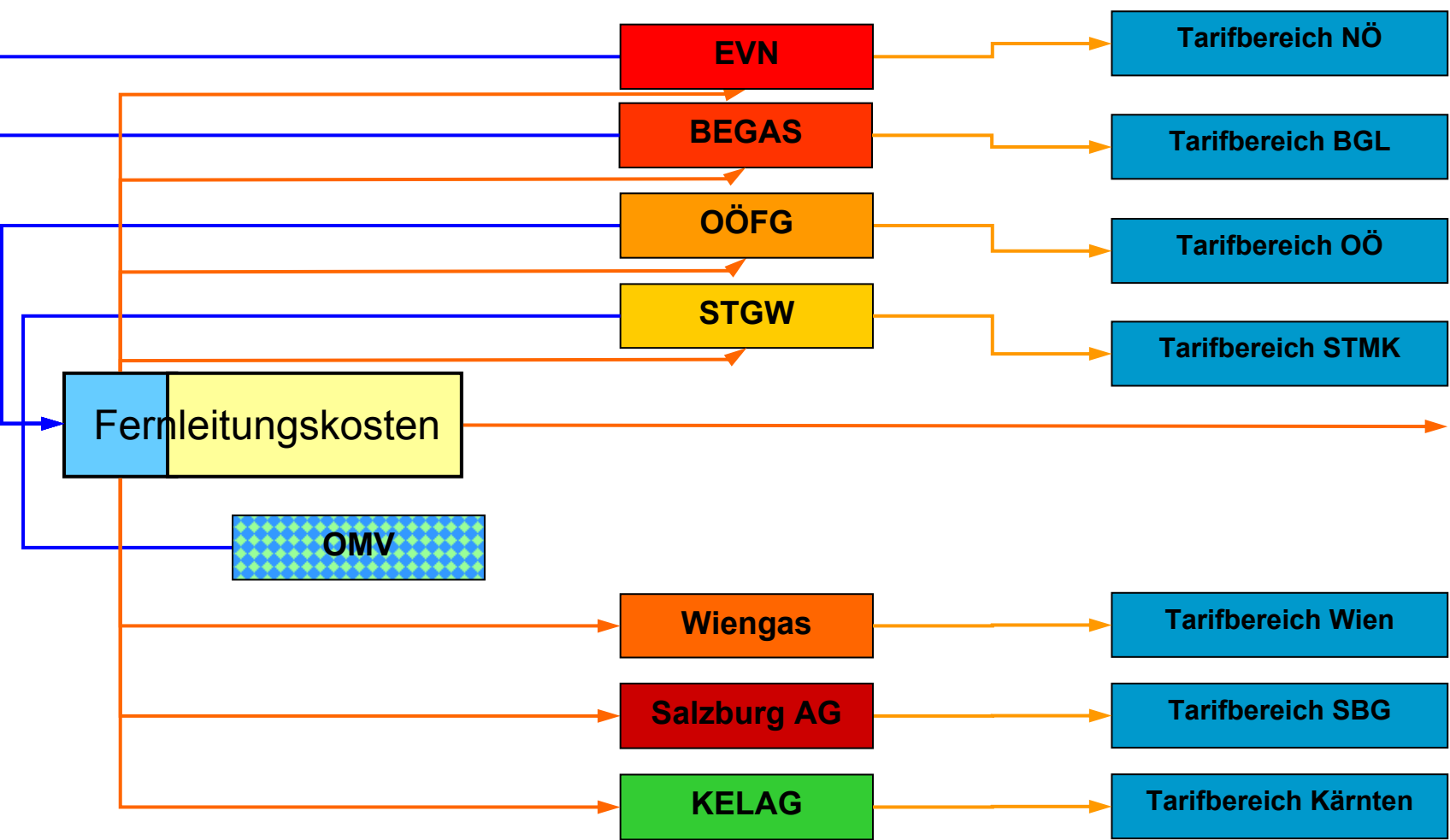
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Systematik im alternativen Modell (II)



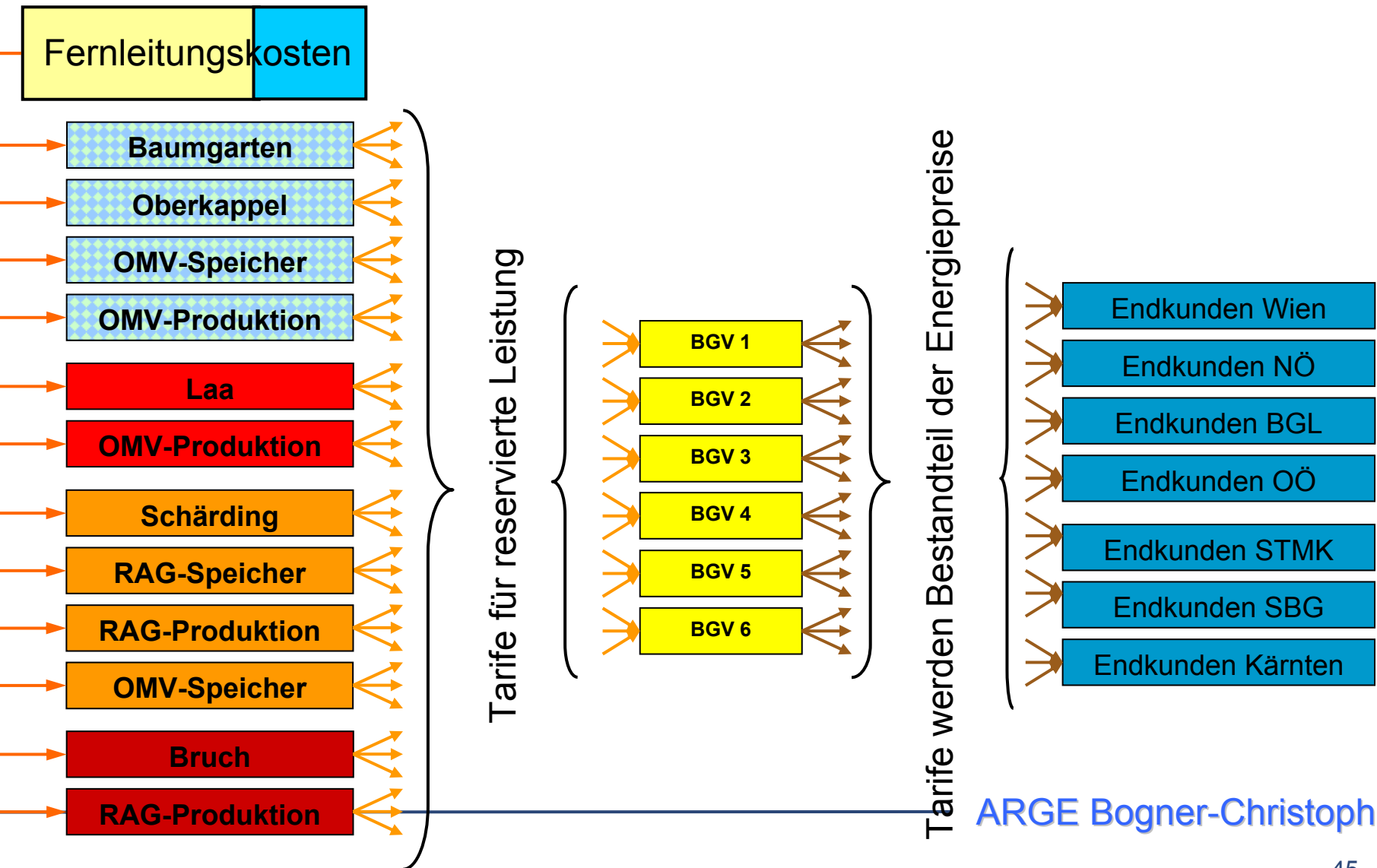
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Kostenflüsse im alternativen Modell (I)



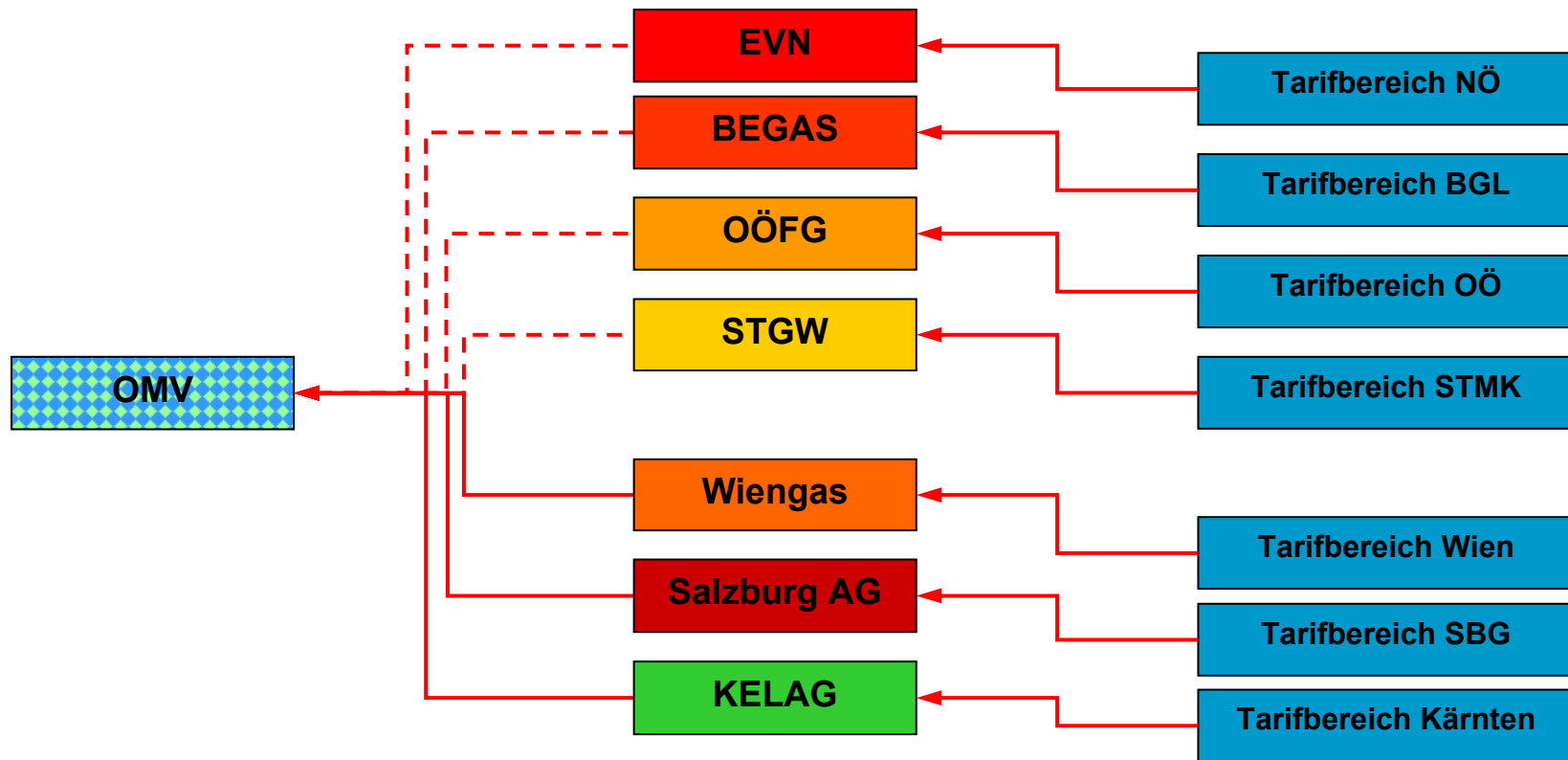
Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Kostenflüsse im alternativen Modell (II)



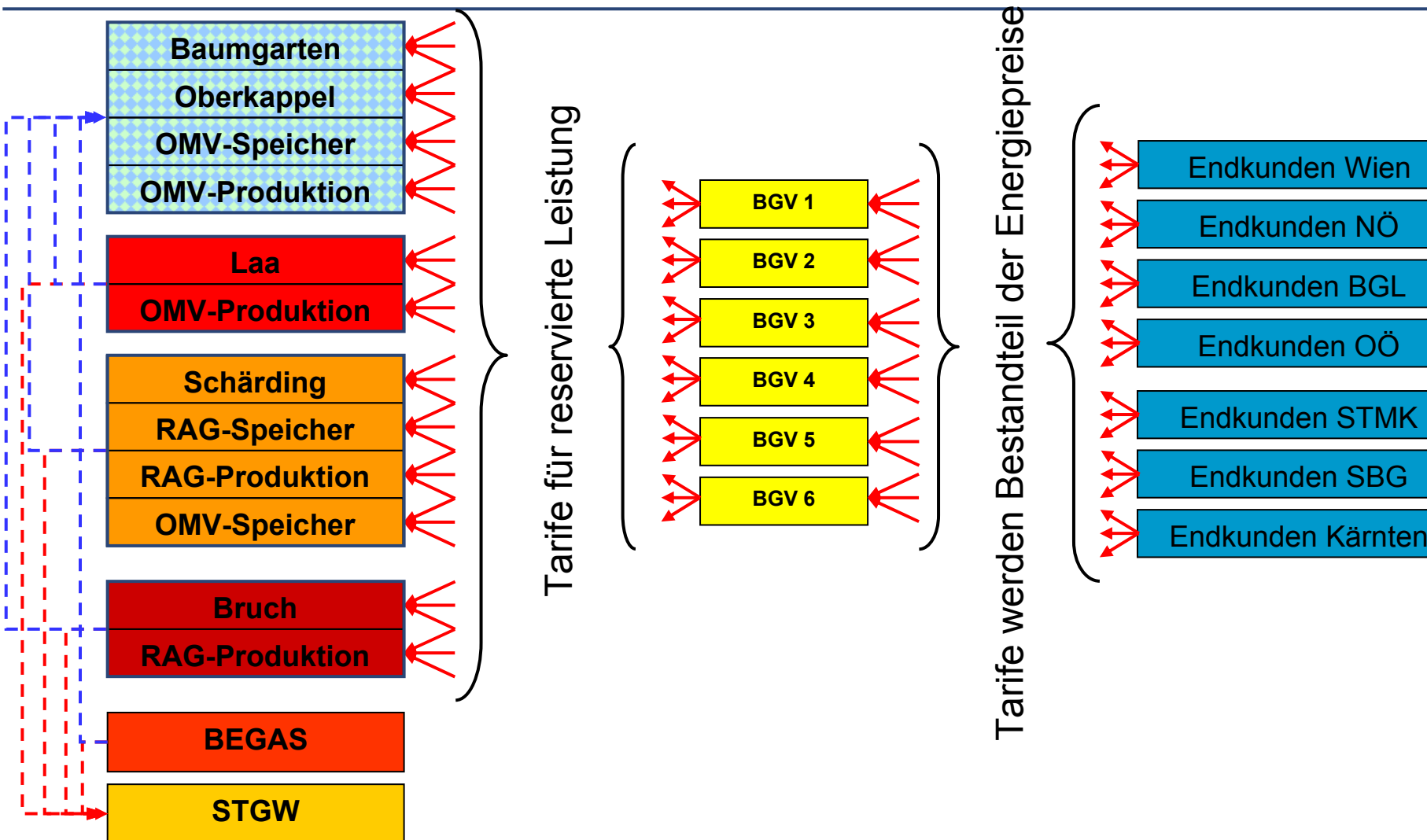
Losungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Zahlungsflüsse im alternativen Modell (I)



Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Zahlungsflüsse im alternativen Modell (II)



Lösungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Effekte im alternativen Modell (I)

- Da nur mehr 30% der Fernleitungskosten in die Netzebene 2 gewälzt werden, reduzieren sich die Systemnutzungstarife (aber: Kompensation im Energiepreis!)
- Die Reduktion der Systemnutzungstarife in den einzelnen Tarifbereichen hängt von der Leistung und den bisherigen Ausgleichsfaktoren ab
- Die relative Entlastung der aktuellen Fernleitungskosten einschließlich der Kosten für Regulierung und AGGM beträgt in den 7 Netzbereichen

Wien	51,8%
Niederösterreich	70,2%
Burgenland	65,8%
Steiermark	61,3%
Oberösterreich	58,8%
Kärnten	53,0%
Salzburg	47,1%

Losungsansatz: Alternatives Tarifsystem

Effekte im alternativen Modell (II)



Sämtliche Entry-Punkte erhalten identische Tarife

- Unterstellt man Reservierungen der einzelnen BGV im Ausmaß der aktuellen maximalen Stundenfahrplänen errechnen sich Entry-Tarife von ca. 15 € je qm/Stunde und Jahr
- Unterstellt man weiters, dass die einzelnen BGV die Entry-Tarife entsprechend dem Kapazitätsbedarf der Netzbereiche über Energiepreise an die Endkunden verrechnen und Ausgleichsfaktoren nicht angewendet werden können, errechnen sich folgende Verschiebungen an Fernleitungskosten

Wien	38,1%
Niederösterreich	-14,4%
Burgenland	-6,1%
Steiermark	-10,1%
Oberösterreich	-6,7%
Kärnten	-14,0%
Salzburg	-2,7%

ARGE Bogner-Christoph

Inhalt

- Aufgabenstellung und Durchführung der Studie
- Factfinding
 - Äußerungen Marktteilnehmer
 - Engpasssituationen
 - Identifikation der Problemstellungen
- Lösungsansätze
 - Optimierung der Kapazität
 - Alternatives Tarifsystem
- **Einladung zur Stellungnahme der Marktteilnehmer**

Stellungnahme der Marktteilnehmer

Fragestellungen

- Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit
 - 1) Sind die identifizierten Problemstellungen zutreffend?
 - ◆ Wenn nein, beschreiben Sie die relevanten Problemstellungen aus Ihrer Sicht!
 - 2) Sind die anschließend skizzierten Lösungsansätze zur Beseitigung der Problemstellungen geeignet?
 - ◆ Wenn nein, beschreiben Sie alternative Lösungsvorschläge!

Stellungnahme der Marktteilnehmer

Detailfragestellungen

- Verbesserung der Planungs- und Investitionssicherheit auf der Fernleitungsebene
 - 1) Welche Vertragstypen zwischen welchen Parteien sollten den Marktteilnehmern zur Reservierung der Entry-Kapazitäten jedenfalls angeboten werden?
 - a) Sind insbesondere mehrjährige vorausschauende Kapazitätsreservierung anzubieten?
 - b) Welche sind die wesentlichen Vertragsinhalte?
 - 2) Ist eine Reservierung von Kapazitäten mit pekuniären Konsequenzen für eine glaubhafte Anmeldung von Kapazitäten unbedingt notwendig?
 - a) Genügen verbesserte und/ oder umfangreichere Datenanforderungen der AGGM bzw. eine Ausweitung deren Befugnisse für eine Verbesserung der Planungssicherheit der AGGM?
 - b) Wenn pekuniäre Konsequenzen für eine glaubhafte Anmeldung von Kapazitäten unbedingt notwendig sind, sollen Entry-Tarife oder Reservierungen mit Pönalen der Vorzug gegeben werden?
 - 3) Halten Sie arbeits- und/ oder leistungsabhängige Ausgleichszahlungen zur mengenabhängigen Vergütung von Fernleitungsunternehmen für geeignet?
 - 4) Sollte die finanzielle Abwicklung der Entry-Tarife und/ oder von Ausgleichszahlungen durch die Fernleitungsnetzbetreiber selbst erfolgen?

ARGE Bogner-Christoph

Stellungnahme der Marktteilnehmer

Detailfragestellungen

- Optimalen Kapazitätsnutzung
 - 1) Anforderungen der vorgestellten Begleitmaßnahmen zur Vermeidung reservierungsbedingter Kapazitätsblockaden
 - a) „Use-it-or-loose“
 - b) Prioritätsregelungen
 - c) Unterbrechbare Transporte
 - d) Sekundärmarkt
 - e) Saisonale und unterjährige Tarife
 - 2) Erwarten Sie durch die Einführung von Reservierungen von Entry-Kapazitäten unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Begleitmaßnahmen höhere Markteintrittsbarrieren?
 - 3) Wird die Leistungserbringung von BGV und/ oder Produzenten durch die Reservierung von Entry-Kapazitäten erleichtert oder behindert?
 - 4) Würde der absolute Vorrang von Transporten zur Endkundenbelieferung auf der Fernleitungsebene BGV bzw. Erdgashändler beispielsweise zur Speicherbefüllung im Vergleich zum Status quo behindern?
 - 5) Ist durch die Einführung von Entry-Tarifen und gleichzeitiger Entlastung der Systemnutzungstarife eine Verschiebung der wettbewerblichen Stellung der BGV bzw. Erdgashändler zu erwarten?

Stellungnahme der Marktteilnehmer

Detailfragestellungen

- Optimalen Kapazitätsnutzung
- 6) Ergeben sich für große BGV durch Portfolioeffekte wesentliche wettbewerbliche Besserstellungen?
 - 7) Sind für Endkunden mit ungünstigen Lastprofilen (deutliche) Schlechterstellungen bei einer Erhöhung des Wertes für Kapazitäten auf der Fernleitungsebene zu erwarten?
 - 8) Halten Sie ein Reservierungsentgelt bzw. eine Pönale von ca. 15 € je qm/Stunde und Jahr für ausreichend um Entry-Kapazitäten auf der Fernleitungsebene effizient und sparsam zu reservieren?
 - 9) (Ergänzung 190705): Nehmen Sie zu den zu tarifierenden Entries Stellung (z.B. Ein- und/oder Ausspeicherung)
 - 10) (Ergänzung 190705): Differenzierung der Entry-Tarife für gaswirtschaftliche (Nicht-Endkunden-) und unterbrechbare Transporte
 - 11) (angepasst 190705): Wird der Lieferantenwechsel durch die Begleitmaßnahmen 1a) bis 1e) in einer dem Rucksackprinzip vergleichbaren Wirksamkeit ermöglicht?
 - 12) Ist die AGGM jedenfalls in den Lieferantenwechselprozess einzubeziehen?

Stellungnahme der Marktteilnehmer

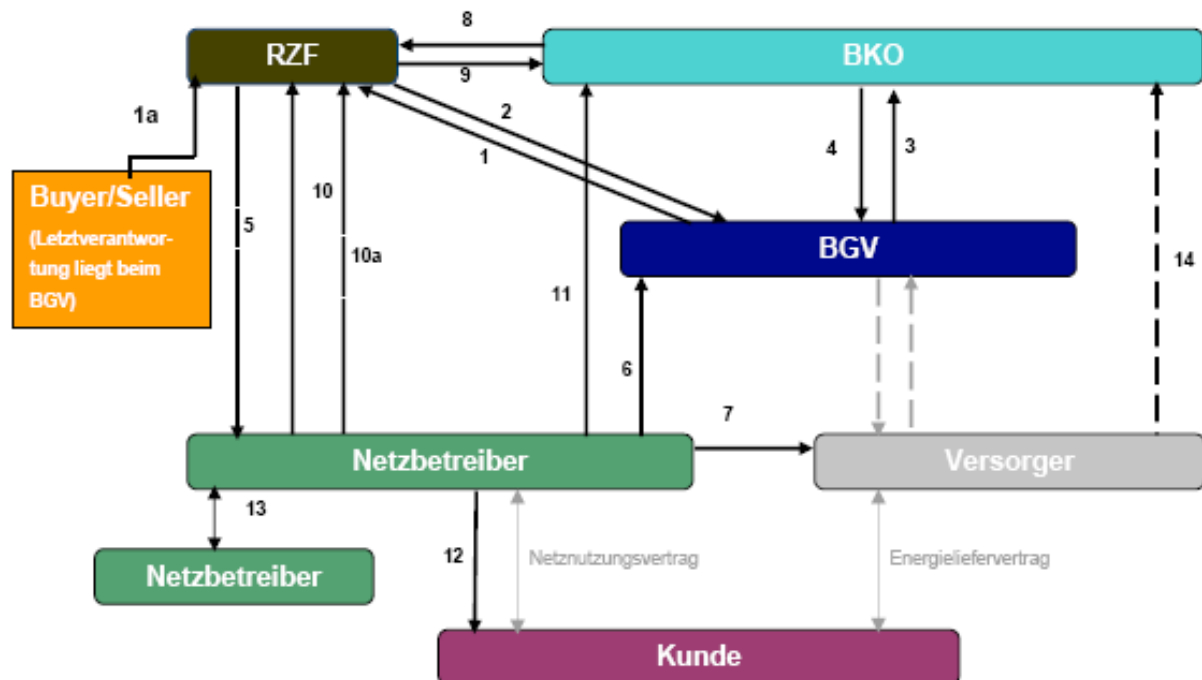
Detailfragestellungen

- Detailfragen zur Investitionssicherung auf der Verteilernetzebene
 - 1) Welche Vertragstypen sollten den Endkunden für vorausschauende Netzzugangsverträge jedenfalls angeboten werden?
 - 2) In welchem Verhältnis zum Systemnutzungsentgelt muss ein Mindestleistungsentgelt für Endkunden stehen, damit Kapazitätserweiterungen durch den Verteilernetzbetreiber ohne wesentliches Risiko vorgenommen werden können?

10.3 Beziehungsgeflecht bestehendes System/Fahrplanabwicklung

(sonstige Marktregeln Kapitel 2/Teil I)

Beziehungsgeflecht



Abkürzungen:

KU	Kunde
VS	Versorger
NB	Netzbetreiber
RZF	Regelzonenführer
BG	Bilanzgruppenmitglied
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
AEA	Anbieter von Ausgleichsenergie

Sonstige Marktregeln – Kapitel 2

Ref.	Wann	Benötigte Information	Von	Nach	Näher spezifiziert in:
1	a, b) Bis 14:30 des Vortages für den nächsten Tag a, b) Intraday-Änderungen mit 60 min. Vorlaufzeit	a) Regelzonenüberschreitende Fahrpläne b) Entnahmefahrpläne der Großabnehmer	BGV	RZF	Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 Fahrpläne
1a	a) Täglich bis 16:00 Uhr des Vortages für den Folgetag b) Intraday-Änderungen mit 60 Minuten Vorlaufzeit	a) Nominierung b) Renominierung	Buyer bzw. Seller (Letztverantwortung liegt beim BGV)	RZF	
2	Bis 16:30 des Vortages Intraday-Änderungen bis spätestens 40 Minuten nach Eintreffen beim RZF	Bestätigung der angemeldeten regelzonenüberschreitenden Fahrpläne	RZF	BGV	Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 Fahrpläne
3	a, b) Täglich bis 14:30 des Vortages für den Folgetag a, b) Intraday-Änderungen mit 60 Min. Vorlaufzeit	a) Übermittlung von Fahrplänen des Netzbetreibers in seiner Funktion als BGV der besonderen Bilanzgruppe: Netzverluste und Eigenverbrauch b) Interne Fahrpläne getrennt nach Bezug und Lieferung	BGV	BKO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 Fahrpläne ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 5 Besondere Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste und des Eigenverbrauches ▪ AB BKO



Sonstige Marktregeln – Kapitel 2

Ref.	Wann	Benötigte Information	Von	Nach	Näher spezifiziert in:
4	Jeweils nach dem Clearing	Angefallene Ausgleichenergie für die gesamte BG	BKO	BGV	AB BKO
5	a) Bis 16:30 des Vortages ¹ ; Änderungen während des Tages sind dem NB umgehend zu melden b) Monatlich am Folgemonat (innerhalb von 6 Werktagen) für das 1. Clearing und im Abstand von längstens 15 Monaten für das 2. Clearing	a) Die sein Netz betreffenden relevanten regelzonenüberschreitenden Fahrpläne und Entnahmefahrpläne jener Großabnehmer, die an seinem Netz angeschlossen sind b) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierte Lastprofile je Versorger: getrennt nach Einspeisung und Entnahme, summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzern c) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierte Lastprofile je BG: getrennt nach Einspeisung und Entnahme summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzern	RZF	NB	Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 Fahrpläne
6	a, b) Monatlich am Folgemonat (innerhalb von 6 Werktagen) entsprechend dem Clearingzeitraum c) Entsprechend dem Ableseintervall (in der Regel jährlich)	a) Zeitreihen (1h Werte) je gemessenem Netzbenutzer b) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierte Lastprofilen je Versorger: getrennt nach Einspeisung und Entnahme summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzer c) Energie- bzw. Mengenwerte je nicht gemessenem Kunden	NB	BGV	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer ▪ AB-BKO
7			NB	VS	Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer

¹ Vor Samstagen, Sonntagen und vor gesetzlichen Feiertagen für die nachfolgenden Tage bis einschließlich des ersten Werktages (ausgenommen Samstag).



Sonstige Marktregeln – Kapitel 2

Ref.	Wann	Benötigte Information	Von	Nach	Näher spezifiziert in:
8	a) unmittelbar nach Marktschluss	b) Merit Order List (Bieterkurve)	BKO	RZF	AB BKO
9	a) am Folgetag b) Unmittelbar nach Quittierung durch den RZF	a) Liste der abgerufenen Ausgleichsenergieangebote b) Abgearbeitete regelzonenüberschreitende FP	RZF	BKO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AB BKO ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 3 Fahrpläne
10	a, b, c, d) Online	<p>a) Durchfluss- und Druckwerte von Einspeisepunkten in die Regelzone</p> <p>b) Durchflusswerte von Grossabnehmern</p> <p>c) Einspeise- und Entnahmewerte von AEA</p> <p>d) Handelt es sich beim Netzbetreiber um ein Fernleitungsunternehmen, so sind jedenfalls folgende Daten zur Verfügung zu stellen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Druck am Anfang und Ende des Fernleitungsabschnittes und beim Übergang zu den Netzen anderer Netzbetreiber - Druck vor und nach Regeleinrichtungen und Verdichtern im Fernleitungsnetz - Druckwerte von Leitungspunkten, an denen besondere Anforderungen hinsichtlich des Drucks bestehen - Durchflusswerte an den Ein- und Ausspeisepunkten sowie Messanlagen im Fernleitungsnetz - Information über die aktuelle Fahrweise 	NB	RZF	Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer



Sonstige Marktregeln – Kapitel 2

Ref.	Wann	Benötigte Information	Von	Nach	Näher spezifiziert in:
10a	a, b, c) Monatlich am Folgemonat (innerhalb von 6 Werktagen) für das 1. Clearing und im Abstand von 15 Monaten für das 2. Clearing	<p>a) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierte Lastprofile je Versorger: getrennt nach Einspeisung und Entnahme summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzer</p> <p>b) Aggregierte Zeitreihen der Netzübergabestellen (1h Werte) je abgeschlossenem Netz</p> <p>c) Einspeisemengen (1h Werte) und dazugehöriger Brennwert (bzw. wenn vorhanden Energiewerte) an allen Einspeisepunkten in die Regelzone (mit Ausnahme der Brennwert der Speicher).</p>	NB	RZF	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer ▪ AB BKO, Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung
11	a, b, c) Monatlich am Folgemonat (innerhalb von 6 Werktagen) für das 1. Clearing, und im Abstand von 15 Monaten für das 2. Clearing b, c) Monatlich, entsprechend dem Clearingzeitraum	<p>a) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierten Lastprofilen je Versorger: getrennt nach Einspeisung und Entnahme summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzer</p> <p>b) Aggregierte Zeitreihen (1h Werte) und aggregierte Lastprofile je BG: getrennt nach Einspeisung und Entnahme summiert für gemessene und nicht gemessene Netzbenutzer</p> <p>c) Aggregierte Zeitreihen der Netzübergabestellen (1h Werte) je abgeschlossenem Netz</p>	NB	BKO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer ▪ AB BKO
12	Entsprechend dem Ableseintervall (in der Regel jährlich)	Energiewerte bzw. Mengen entsprechend der Gas - Systemnutzungstariife - Verordnung der Energie –Control Kommission zur Abrechnung der Systemnutzung („Verteilerneitzrechnung“)	NB	KU	Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer



Sonstige Marktregeln – Kapitel 2

Ref.	Wann	Benötigte Information	Von	Nach	Näher spezifiziert in:
13	Online	Messwerte der Übergabestationen (1h Werte) je angeschlossenem Netz nach Vereinbarung mit dem RZF	Überlagerter NB	Nachgelagerter NB	Sonstige Marktregeln, Kapitel 2, Teil II – Informationsübermittlung von NB an andere Marktteilnehmer
14	bis 16:00 des Vortages ¹	Angebot für Ausgleichsenergie	AEA	BKO	AB BKO

¹ Vor Samstagen, Sonntagen und gesetzlichen Feiertagen für die nachfolgenden Tage bis einschließlich des ersten Werktages (ausgenommen Samstag).

10.4 Beziehungsgeflecht bestehendes System/Versorgerwechsel

(Auszug Wechselverordnung – Prozess Versorgerwechsel)

5	Binnen von 6 Arbeitstagen ab Beginn der 5 Wochenfrist	Nochmalige Prüfung der Wechselinformationen und Angaben für Netzzugang auf Vollständigkeit. Nach dieser Prüfung ist die Möglichkeit einer Nachbesserung nicht mehr gegeben. Für unvollständige Datensätze wird der Wechsel zum angegebenen Stichtag nicht durchgeführt	NB	Vneu, (K)	<u>An neuen Versorger:</u> • Bearbeitung abgebrochen	E-Mail (Post, Fax)
5a	Binnen von 6 Arbeitstagen ab Beginn der 5 Wochenfrist	Optional: Mitteilung über Ablehnung des Wechsels der Kunden wegen unvollständiger Datensätze	NB	Vneu, (K)	<u>An bisherigen Versorger:</u> • Wechselliste: <i>Versorger alt</i> ohne Verbrauchswert <u>An neuen Versorger:</u> • Wechselliste: <i>Versorger neu</i> ohne: Vorjahresverbrauch, Lastprofiltyp, Zeitpunkt der Jahresabrechnung	E-Mail
6	Spätestens 19 Arbeitstage, vor dem Wechselstichtag.	Übermittlung der Wechselinformation an alten und neuen Versorger. Bei erstmaligem Wechsel: Vergeben der Zählpunktsbezeichnung Statusbelegung der Datensätze an den neuen Versorger (siehe Abschnitt 4.6.3) Erfolgt die unter Ref. 5a angeführte Mitteilung nicht, so hat die Wechselliste an den neuen Versorger alle von diesem an den NB übermittelten Datensätze zu enthalten – auch jene für die der Wechsel nicht durchgeführt wird (entsprechend mit „U“ gekennzeichnet).	NB	RZF	<u>An Reselzoneinführer:</u> • Wechselliste NZWLIST 0314	E-Mail
6a	Binnen von 2 Arbeitstagen nach Erhalt der Wechselliste	Übermittlung der Wechselliste mit den für die Bearbeitung des Netzzugangsvertrag nötigen Informationen an den Reselzoneinführer. Die Übermittlung hat unabhängig von einem möglichen Einspruch jedenfalls zu erfolgen (siehe Abschnitt 2.5.1)	Valt	RZF	Wechselliste: <i>Versorger alt</i> • Bisherige max. Transportkapazität • Bisheriger Einspeisepunkt	E-Mail

Anhang 10.4 – Beziehungsgeflecht bestehendes System/Versorgerwechsel

7	Binnen von 6 Arbeitstagen nach Erhalt der Wechselinformation	Falls eine Ablesung anstelle der aliquotierten Verrechnung erwünscht ist, hat der bisherige Versorger den Ablesewunsch beim Netzbetreiber bekannt zu geben	Valt	NB	<ul style="list-style-type: none"> • Wechselliste: <i>Versorger alt</i> 	E-Mail
8	Bis spätestens 6 Arbeitstage vor Wechselstichtag. Binnen von 15 Arbeitstagen nach Ablesung zusätzlich die Ablesedaten, wenn Ablesung gefordert.	<p>Wird einem nicht LPZ gemessenen Kunden noch kein Lastprofil zugewiesen: Zuweisung eines standardisierten Lastprofils</p> <p>Übermittlung der Prognosedaten an neuen Versorger</p> <p>Wird vom neuen Versorger eine Ablesung erwünscht, so sind binnen 15 Arbeitstagen nach Ablesung zusätzlich die Ablesedaten zu übermitteln</p>	NB	<p>Vneu, (K)</p> <p>RZF</p>	<p>An neuen Versorger:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wechselliste: <i>Versorger neu</i> <p>Bei aliquotierter Verrechnung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Jahresverbrauch • Lastprofiltyp • Bei Lastprofilzähler²: • Lastprofilzählendaten d. letzten 24 Monate <p>An Kunde (wenn Versorger keine Vollmacht):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Information über den Vollzug des Wechsels <p>An Regelleitungsleiter:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Information kein Wechsel mittels Liste 0317 	E-Mail (Post, Fax)
9	Binnen 15 Arbeitstagen nach Wechselstichtag bei aliquoter Verrechnung Binnen 15 Arbeitstage nach Ablesung bei Ablesung oder LPZ-Auslesung vor Ort	<p>Übermittlung der Verbrauchsdaten an den bisherigen Versorger.</p> <p>Wenn LPZ vorhanden: Auslesen des LPZ</p>	NB	Valt,	<ul style="list-style-type: none"> • Wechselliste: <i>Versorger alt</i> <p>Bei aliquotierter Verrechnung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aliquot berechneter Verbrauch <p>Bei erfolgter Ablesung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verbrauchswerte lt. Ablesung <p>Bei Lastprofilzähler:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lastprofilzählendaten 	E-Mail
10	Unmittelbar nach Erhalt der vollständigen Wechselinformation, binnen von 10 Arbeitstagen	NB Prüft Antrag auf Netzzugang unter Einbeziehung des Regelleitungsleiters	NB	RZF	<ul style="list-style-type: none"> • Beurteilung RZF mittels der Listen 0314, 0213 und Ergebnis mittels der Liste 0515 an NB 	E-Mail

Anhang 10.4 – Beziehungsgeflecht bestehendes System/Versorgerwechsel

10a	Binnen von 6 Arbeitstagen nach Erhalt der Liste 0314	RZF schickt Liste (nur bei Engpass!) zur Anpassung der Kapazitätsituation an den Versorger neu	RZF	Vneu, (K)	<ul style="list-style-type: none"> Liste 0516 zur Anpassung 	E-Mail
10b	Binnen von 2 Arbeitstagen nach Erhalt der Liste 0516	Anpassung an die Kapazitätsituation durch Versorger neu, durch streichen von Kunden aus der Liste und Retournerung an den RZF	Vneu	RZF	<ul style="list-style-type: none"> Angepasste Liste 0143 an RZF 	E-Mail
11	Spätestens 9 Arbeitstage vor Wechselstichtag	Information an alle Beteiligten, dass Wechsel nicht stattfindet (siehe Abschnitt 2.5)	NB	Valt, Vneu, (K)	<p><u>An bisherigen Versorger:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Wechselliste: <i>Versorger alt</i> ohne Verbrauchswerte Bemerkung: kein Wechsel <p><u>An neuen Versorger:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Wechselliste: <i>Versorger neu</i> ohne: Vorjahresverbrauch, Lastprofiltyp, Zeitpunkt der Jahresabrechnung Bemerkung: Kein Wechsel Schriftl. Begründung für Ablehnung <p>An Kunde (wenn Versorger keine Vollmacht): Information: kein Wechsel</p>	E-Mail
12	+/- 10 Arbeitstage um Wechselstichtag	Ableesen des Zählerstandes	NB	K		
13	Wenn angefordert	Netzzugangsvertrag auf Wunsch an Kunden senden	NB	K	Netzzugangsvertrag	E-Mail, Post
14	Bis zum Wechselstichtag	Zählereibau in Absprache mit Kunden und Ableesen des Zählerstandes des bisherigen Zählers	NB	K		

¹ 8 Wochen = 40 Arbeitstage; 5 Wochen = 25 Arbeitstage

² siehe Abschnitt 4

³ Wird erst im Zuge des Wechsels ein LPZ eingebaut und daher noch keine LPZ_Daten vorhanden, so sind dem neuen Versorger alle dem NB zur Verfügung stehenden Werte (Monatsverbrauch, Leistungsmittelwerte.) zu übermitteln, damit dieser ein Prognoseprofil erstellen kann

⁴ Alle bis zu diesem Stichtag eingelangten Datensätze gehen als gleichzeitig eingelangt

⁵ Auch die erstmalige Übermittlung der Wechselliste bis 5 Wochen vor dem Wechselstichtag ist möglich.

10.5 Prioritätsregelungen

Zusammenfassung Prioritätsregeln

Grundsätze zur Behandlung sonstiger Transporte

Für Transporte zwischen Ein- und/ oder Ausspeisepunkten in und/ oder aus der Regelzone sowie Einspeise- bzw. Entnahmepunkten in oder aus Speichieranlagen in der Regelzone, soweit sie nicht unmittelbar der Versorgung der Endverbraucher dienen, gelten folgende Grundsätze.

A. Grundsätze zur Gestaltung von Prioritätsregeln

1. Sicherung der Endkundenversorgung
2. Sicherung des Gas-zu-Gas Wettbewerbs
3. Milderung der wirtschaftlichen Konsequenzen von Take-or-Pay-Verpflichtungen

B. Typen von Verträgen

1. Quelle und Ziel des Gastransports
 - 1.1. Endkunde als Ziel
 - 1.1.1. Import ⇒ Endkunde
 - 1.1.2. Speicher ⇒ Endkunde
 - 1.1.3. Produktion ⇒ Endkunde
 - 1.2. Speicher als Ziel
 - 1.2.1. Import ⇒ Speicher
 - 1.2.2. Produktion ⇒ Speicher
 - 1.2.3. Speicher ⇒ Speicher
 - 1.3. Export als Ziel
 - 1.3.1. Import ⇒ Export
 - 1.3.2. Speicher ⇒ Export
 - 1.3.3. Produktion ⇒ Export
2. Zeitliche Dimension des Netzzugangs
 - 2.1. Kassaverträge
 - 2.1.1. Day ahead
 - 2.1.2. 1 Monat
 - 2.1.3. 1 Quartal
 - 2.1.4. 1 Jahr
 - 2.1.5. Mehrere Jahre
 - 2.1.6. Unbefristet
 - 2.2. Terminverträge
 - 2.2.1. 1 Monat im Voraus mit unterschiedlichen Laufzeiten
 - 2.2.2. 1 Quartal im Voraus mit unterschiedlichen Laufzeiten
 - 2.2.3. 1 Jahr im Voraus mit unterschiedlichen Laufzeiten
 - 2.2.4. Mehrere Jahre im Voraus mit unterschiedlichen Laufzeiten
3. Art des Netzzugangsvertrags
 - 3.1. Gesichert
 - 3.2. Einschränkbare Verträge u.U. mit unterschiedlichen Einkürzungsmöglichkeiten und unter Angabe entsprechender Einkürzungswahrscheinlichkeiten durch den RZF

C. Prioritätsregeln

Die Gutachter kommen zur Ansicht, dass die folgenden Vorschläge in Einklang mit den Bestimmungen gemäß § 19 (2) GWG sind.

- Endkundentransporte auf Basis bestehender Netzzugangsverträge haben die höchste Priorität (die Verträge 1.1. haben Vorrang gegenüber 1.2. und 1.3.); eine gezielte Differenzierung der Endkunden ist zum einen auf der Fernleitungsebene durch Vermischung im Kundenportefeuille der Versorger/BGV und auf der Verteilebene technisch nicht möglich.
- Bei Abschluss des Vertrags wird vom RZF die Verfügbarkeit von Kapazität geprüft. Wenn Kapazität verfügbar ist, wird ein gesicherter Netzzugangsvertrag gleich für welche Vertragsklasse, ansonsten ein einschränkbarer Vertrag vergeben. Damit besteht zwar die Gefahr des „blockierenden Reservierens“ durch langfristige Sonstige Transporte, die im Rahmen eines Monitorings verfolgt werden sollte. Die Gutachter gehen vorläufig davon aus, dass die vorgeschlagene Einliefer- bzw. Entnahmeverpflichtung von bis zu 100% der zugesicherten Kapazität sowie wettbewerbsrechtliche Bestimmungen das wettbewerbsbeschränkende Horten von Kapazität verhindern werden.
- Sollten weder Einliefer- bzw. Entnahmeverpflichtung noch wettbewerbsrechtliche Handhabe „blockierendes Reservieren“ durch langfristige Verträge für Sonstige Transporte verhindern, sind weitere Maßnahmen, wie z.B. die Begrenzung der Fristigkeit der Verträge, die Verwertung von nicht-genutzten Kapazitäten auf Basis von Fahrplananalysen, die Beschränkung der langfristig maximal zu vergebenden Kapazität⁹⁸ oder eine Kombination dieser Maßnahmen, zu evaluieren und gegebenenfalls einzuführen.
- Für die Sicherung der Inlandsversorgung und die Erhöhung des inländischen Gas-zu-Gas Wettbewerbs sollten die Transporte 1.2. gegenüber 1.3. eine höhere Priorität erhalten; dies steht jedoch im Widerspruch zu §19 (2) GWG.
- Gastransporte können auch die Kapazitätsbelastung reduzieren und somit wie Abtauschverträge wirken; das Recht des RZF eine Mindestleistung abzurufen, könnte auch für Exporte und an den Speichern (in beide Richtungen) notwendig werden
- Grundsätzlich sind die Verträge 3.1. vor den Verträgen 3.2. zu erfüllen, wobei Verträge 3.1. erst dann gekürzt/eingeschränkt werden, wenn Verträge 3.2. zur Gänze nicht mehr bedient werden können; innerhalb der Verträge 3.2. sind weitere Kategorienbildungen vorstellbar; Diese könnten entweder durch die Reihenfolge der Bedienung, die Höhe der Einkürzung sowie nach der Wahrscheinlichkeit ihrer Einkürzung differenziert werden
- Innerhalb einzelner Kategorien mit gleicher Priorität kommt es zu aliquoter Bedienung bzw. Einkürzung.

⁹⁸ So wird beispielsweise in Großbritannien langfristig nur ein Teil der verfügbaren an gesicherter Transportkapazität vergeben. Damit bleibt die Möglichkeit der kurzfristigen Vergabe von gesicherten Verträgen erhalten.

- Bedingung ist grundsätzlich, dass die Antragstellung sowie die Vergabe von Netzzugangsverträgen nach transparenten Regeln unter Einhaltung bekannt gemachter Termine und klaren Fristen zu erfolgen hat.