

UNTERSUCHUNGEN DER STRUKTUR VON PREISSYSTEMEN
FÜR ERDGASTRANSPORTKAPAZITÄTEN

INAUGURAL DISSERTATION
ZUR ERLANGUNG DES AKADEMISCHEN GRADES EINES
DOKTORS DER WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTEN
DURCH DIE WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTLICHE FAKULTÄT DER
WESTFÄLISCHEN WILHELMS-UNIVERSITÄT MÜNSTER

VORGELEGT VON
DR. RER. NAT. ANDREJ PUSTIŠEK

AUS
ZAGREB

2005

Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig
Dekanin: Prof. Dr. Theresia Theurl
Tag der mündlichen Prüfung: 30. November 2005

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	XI
Tabellenverzeichnis.....	XIV
Abkürzungs-, Symbol- und Einheitenverzeichnis.....	XV
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	4
1.2 Problemstellung und -abgrenzung.....	5
2 Grundlagen.....	8
2.1 Allgemeine Annahmen und Definitionen.....	8
2.1.1 Preis.....	8
2.1.2 Preis- und Produktpolitik.....	8
2.1.3 Preisstruktur und -niveau.....	9
2.1.4 Preissystem und Variablen eines Preissystems.....	10
2.1.5 Differenzierung und Diskriminierung.....	10
2.2 Grundlagen der Preisbildung.....	13
2.2.1 Mikroökonomische Ansätze.....	13
2.2.1.1 Wohlfahrtsmaximierung.....	14
2.2.1.2 Zweitbest-Lösungen zur Vermeidung von Defiziten bei Grenzkostenpreisen.....	15
2.2.1.2.1 Zuschlagsysteme.....	16
2.2.1.2.2 Mehrteilige Preise.....	17
2.2.1.2.3 Anwendung mehrteiliger Preise im Erdgasverkauf.....	19
2.2.2 Betriebswirtschaftliche Ansätze.....	20
3 Erdgastransport.....	22
3.1 Definitionen und Begriffsabgrenzungen.....	22
3.1.1 Transport, Netzzugang und Durchleitung.....	22
3.1.2 Transport und Transit.....	22
3.1.3 Transporteur und Netzbetreiber.....	23
3.1.4 Transportkapazität.....	23
3.1.4.1 Kapazität vs. Auslastung und gaswirtschaftliche Leistung.....	24
3.1.4.2 Energie- und volumenbasierte Kapazitätsdefinition.....	25
3.1.5 Kapazitätsreservierungssystem vs. Preissystem.....	27
3.2 Technische Beschreibung.....	29

3.2.1	Leitungen	29
3.2.2	Verdichter.....	30
3.2.3	Gas-Druckregelanlagen und Gas-Druckregel-Messanlagen.....	30
3.2.4	Netzsteuerung.....	31
3.2.5	Sonstige Komponenten	32
3.3	Ökonomische Beschreibung	32
3.3.1	Netze	32
3.3.2	Netzebenen des Erdgastransportes.....	34
3.3.3	Erdgastransport als natürliches Monopol.....	35
3.4	Institutionelle Organisation.....	36
3.4.1	Allgemeine Möglichkeiten der Organisation.....	36
3.4.2	Struktur der Erdgaswirtschaft	37
3.4.3	Desintegration („Unbundling“)......	39
3.5	Kosten	42
3.5.1	Fixe (Kapital-) Kosten	42
3.5.2	Variable Kosten.....	46
4	Rahmenbedingungen.....	47
4.1	Rechtliche Rahmenbedingungen.....	47
4.1.1	Entwicklung und Hintergrund.....	47
4.1.1.1	Europa	47
4.1.1.2	Deutschland	49
4.1.2	Wesentliche Inhalte der Rahmenbedingungen.....	50
4.1.2.1	Erdgas-Richtlinie (2003)	50
4.1.2.2	Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts	52
4.2	Vertragliche Rahmenbedingungen und Festlegungen	54
4.2.1	Rechte und Pflichten des Transporteurs.....	55
4.2.2	Rechte und Pflichten des Transportkunden	56
4.2.3	Einige Konsequenzen.....	56
4.3	Weitere Ziele, Kriterien und Randbedingungen	59
4.3.1	Indirekte Ziele	59
4.3.2	Direkte Kriterien	60
4.3.3	Zielkonflikte.....	63
4.3.3.1	Einfachheit vs. Leistungsdifferenzierung.....	63
4.3.3.2	Einfachheit vs. Diskriminierungsfreiheit	64

4.3.3.3	Einfachheit vs. Kostenreflektivität	65
5	Preissysteme	66
5.1	Variablen	66
5.1.1	Kapazität	68
5.1.2	Menge	69
5.1.3	Zeit	70
5.1.3.1	Abrechnungseinheit	71
5.1.3.2	Bezugszeitraum	71
5.1.3.3	Reservierungszeitraum	71
5.1.3.4	Reservierungszeitpunkt (=Verkaufszeitpunkt)	73
5.1.3.5	Vertragsdauer	74
5.1.3.6	Vertragsbeginn	74
5.1.4	Ort	75
5.1.4.1	Entfernung	76
5.1.4.1.1	Tatsächlicher Weg	77
5.1.4.1.2	Willkürliche Wege	77
5.1.4.2	Beschränkungen	78
5.1.4.3	Lage im Netz	80
5.1.4.4	Durchmesser und Bodenklasse	80
5.1.5	Unterbrechbarkeit	81
5.2	Zusammenfassung der Variablen zur Festlegung von Preissystemen	82
5.2.1	Entfernungsabhängiges Preissystem	84
5.2.2	Entfernungsunabhängiges Preissystem („Briefmarken-System“)	86
5.2.3	Entry-Exit-Preissystem	88
5.2.4	Preissysteme in anderen Branchen	91
5.2.5	Möglichkeiten zur Festlegung mehrteiliger Preissysteme	93
5.2.5.1	Zweiteiliges Preissystem auf Basis des entfernungsunabhängigen Preissystems	94
5.2.5.2	Zweiteilige Preissysteme auf Basis des entfernungsabhängigen Preissystems	94
5.2.5.3	Zweiteilige Preissysteme auf Basis des Entry-Exit- Preissystems	99
5.2.5.4	Zweiteiliges Preissystem unter Berücksichtigung der Menge	100
5.2.5.5	Mehrteilige Preissysteme auf Basis des entfernungsabhängigen Preissystems	101

6	Kriterien und Argumente zur Wahl von Preissystemen.....	105
6.1	Entfernungsabhängiges Preissystem.....	105
6.1.1	Diskriminierungsfreiheit.....	105
6.1.2	Vermeidung oder Begünstigung von Quersubventionen.....	106
6.1.3	Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität.....	106
6.1.4	Kostenreflektivität.....	107
6.1.5	Anreize für den Bau neuer Leitungen und Vermeidung konkurrierenden Leitungsbaues.....	108
6.1.6	Wiedergabe des Marktwertes der Transportleistung.....	108
6.1.7	Wahrung der Kontinuität beim Netzübergang.....	108
6.1.8	Weitere Kriterien und Argumente.....	109
6.2	Entfernungsunabhängiges Preissystem.....	110
6.2.1	Objektivität und Diskriminierungsfreiheit.....	110
6.2.2	Ermöglichung leistungsdifferenzierender Preisstellung.....	110
6.2.3	Vermeidung oder Begünstigung von Quersubventionen.....	110
6.2.4	Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität.....	111
6.2.5	Kostenreflektivität.....	111
6.2.6	Anreize für den Bau neuer Leitungen und Vermeidung konkurrierenden Leitungsbaues.....	112
6.2.7	Wiedergabe des Marktwertes der Transportleistung und Marktakzeptanz.....	112
6.2.8	Wahrung der Kontinuität beim Netzübergang.....	112
6.2.9	Weitere Kriterien und Argumente.....	113
6.3	Entry-Exit-Preissystem.....	114
6.3.1	Förderung des Wettbewerbs im Erdgasmarkt und von Sekundärmärkten.....	114
6.3.2	Diskriminierungsfreiheit.....	115
6.3.3	Vermeidung bzw. Ermöglichung von Quersubventionen.....	116
6.3.4	Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität.....	116
6.3.5	Kostenreflektivität.....	116
6.3.6	Anreize für den Bau neuer Leitungen.....	117
6.3.7	Weitere Kriterien und Argumente.....	117
6.4	Zusammenfassung der Kriterien und Argumente.....	117
7	Analyse der Preissysteme.....	119
7.1	Annahmen.....	119
7.2	Erlösgleichheit der Preissysteme.....	121
7.2.1	Allgemeine Erlösgleichheit.....	123

7.2.1.1	Erlösgleichheit des entfernungsunabhängigen und entfernungsabhängigen Preissystems	123
7.2.1.2	Erlösgleichheit und Vergleich des Entry-Exit- und des entfernungsabhängigen Preissystems.....	125
7.2.1.2.1	Ableitung entfernungsabhängiger Preise von Entry-Exit-Preisen	125
7.2.1.2.2	Entfernungsabhängigkeit ausgewählter Entry-Exit-Preissysteme.....	126
7.2.1.3	Konsequenzen	128
7.2.2	Erlösgleichheit aufgrund der Netzstruktur.....	128
7.2.2.1	Allgemeine Beschreibung der Erlösgleichheit aufgrund der Entfernungen im Netz.....	128
7.2.2.2	Beispiele zur Erlösgleichheit der Preissysteme aufgrund der Netzstruktur	131
7.2.2.2.1	Streckenförmiges ‚Netz‘	131
7.2.2.2.2	Äquidistantes sternförmiges Netz	133
7.2.2.2.3	Spezialfälle der Erlösgleichheit von Entry-Exit-Preissystemen.....	134
7.2.2.3	Zusammenfassung	136
7.2.3	Angebotsorientierte Preisfestsetzung.....	136
7.3	Anreizwirkungen für Nachfrager bei Anwendung verschiedener Preissysteme.....	139
7.3.1	Modell und Annahmen	139
7.3.2	Lineare Preissysteme.....	146
7.3.2.1	Entfernungsunabhängiges Preissystem	146
7.3.2.2	Entfernungsabhängiges Preissystem	148
7.3.2.3	Entry-Exit-Preissystem.....	152
7.3.2.4	Mangelnde Kostenreflektivität der Preissysteme	155
7.3.2.5	Auswirkungen der Aufhebung einschränkender Annahmen.....	156
7.3.2.5.1	Instabilität der Preissysteme.....	156
7.3.2.5.2	Keine Entfernungsunabhängigkeit der Kosten für den Transport des Endproduktes	157
7.3.2.5.3	Interdependente Netze.....	160
7.3.2.5.4	Eigener Leitungsbau.....	161
7.3.2.6	Zusammenfassung	162
7.3.3	Zwei- und mehrteilige Preissysteme.....	163
7.4	Abriss einiger Modifikationsmöglichkeiten der Preissysteme bei das Angebot übersteigender Nachfrage	168
8	Zusammenfassung, Fazit und Ausblick	170
9	Literaturverzeichnis.....	173

10 Anhang	189
Anhang 1 Weitergehende technisch-physikalische Beschreibung des Erdgastransportes	189
Anhang 2 Erdgasspeicher und deren Funktionen.....	193
Anhang 3 Beschreibung des italienischen Preissystems für den Erdgastransport	199
Anhang 4 Abriss des ‚Revenue Management‘	204
Anhang 5 Kostenorientierte Preisbildung	206
Anhang 6 Wesentliche ehemals gültige Rahmenbedingungen	208
Anhang 7 Modell zur Veranschaulichung der Kosten des Erdgasbezuges in idealtypischen vermaschten und baumartigen Netzen	212
Anhang 8 Möglichkeit zur Modifikation des Entry-Exit-Preissystems bei Nachfrageüberschuss	224
Anhang 9 Zusammenhang zwischen zweiteiligen Preisen und Mindestabnahme- bzw. Reservierungsverpflichtung	229

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1	Wertschöpfungskette Erdgas	2
Abbildung 2.1	Verlust bei Anwendung der Marginalkostenpreisregel bei abnehmenden Durchschnittskosten im relevanten Bereich der Nachfrage sowie Durchschnittskostenpreisbildung.....	14
Abbildung 2.2	Durchschnittspreis und Grenzpreis in Abhängigkeit der Menge bei zweiteiligen Preisen	18
Abbildung 2.3	Schematische Darstellung der Erdgasbeschaffungskosten in Abhängigkeit der Menge und Kapazität	20
Abbildung 3.1	Auslastung und Kapazität	25
Abbildung 3.2	(Mögliche Ausgestaltung der) Struktur der Erdgaswirtschaft	38
Abbildung 3.3	Stufen der Desintegration von Erdgasunternehmen	41
Abbildung 3.4	Regressionsgeraden der entfernungsabhängigen Kosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit des Durchmessers	44
Abbildung 3.5	Kosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität und Entfernung ..	45
Abbildung 3.6	Stückkosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität und der Entfernung	45
Abbildung 4.1	Kriterien der GTE für die Entwicklung von Preissystemen	62
Abbildung 5.1	Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren bei unterjähriger Kapazitätsvermietung.....	72
Abbildung 5.2	Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes.....	73
Abbildung 5.3	Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes	75
Abbildung 5.4	Möglichkeiten zur Festlegung willkürlicher Wege.....	78
Abbildung 5.5	Transportentgelt in Abhängigkeit der Transportentfernung; Beispiel unter Berücksichtigung von Minimal- und Maximalentfernungen	79
Abbildung 5.6	Häufigkeiten der Anwendung verschiedener Preissysteme für den Erdgastransport in Europa	82
Abbildung 5.7	Sternförmiges Erdgasnetz	90
Abbildung 5.8	Vergleich entfernungsabhängiger Preissysteme	92
Abbildung 5.9	Vergleich der Transportentgelte bei Anwendung eines linearen entfernungsabhängigen Preissystems und eines zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems.....	96
Abbildung 5.10	Durchschnittspreis in Abhängigkeit der reservierten Kapazität bei Anwendung des zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems	96
Abbildung 5.11	Vergleich der Transportentgelte bei Anwendung eines linearen entfernungsabhängigen Preissystems und eines zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems.....	98

Abbildung 5.12	Durchschnittspreis in Abhängigkeit der reservierten Kapazität bei Anwendung des zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems	98
Abbildung 5.13	Vergleich der Transportentgeltfunktionen eines zweiteiligen, eines dreiteiligen und eines vierteiligen Preissystems	103
Abbildung 5.14	Durchschnittspreise der Preissysteme gemäß Abbildung 5.13	104
Abbildung 7.1	Gesamterlöse in Abhängigkeit der Transportentfernung für das entfernungsabhängige und das entfernungsunabhängige Preissystem	124
Abbildung 7.2	Preise für den Erdgastransport in den Niederlanden in Abhängigkeit der Entfernung.....	127
Abbildung 7.3	Preise für den Erdgastransport in Frankreich in Abhängigkeit der Entfernung.....	127
Abbildung 7.4	Wahrscheinlichkeitsfunktion der Entfernung zwischen Übernahme- und Übergabestation	130
Abbildung 7.5	Skizze einer Leitungsverbindung zwischen Übernahme- und Übergabestation	132
Abbildung 7.6	Grenzübergangspreise für Deutschland im Zeitraum 1991 bis 2004.....	141
Abbildung 7.7	Bestandteile der Kosten für Erdgas in verschiedenen europäischen Staaten.....	141
Abbildung 7.8	Beliebiges Erdgasnetzes.....	146
Abbildung 7.9	Gesamtkosten der Erdgasbeschaffung bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems.....	148
Abbildung 7.10	Wettbewerbssituation in Frankreich 2004	149
Abbildung 7.11	Vergleich der Kostenfunktion des Leitungsbaus und der Transportentgeltfunktion in Abhängigkeit der Kapazität bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems.....	156
Abbildung 7.12	Kraftwerksstandorte in Deutschland.....	159
Abbildung 7.13	Vergleich einer typischen Funktion der Kosten des Leitungsbaus mit den Transportentgeltfunktionen zwei-, drei- und vierteiliger Preissysteme für eine vorgegebene Transportentfernung	165
Abbildung 7.14	Differenzen der Leitungsbaukosten und der Transportentgelte bei Anwendung zwei-, drei- und vierteiliger Preissysteme in Abhängigkeit der Kapazität	166
Abbildung 10.1	Erdgasverbrauch während eines Jahres	193
Abbildung 10.2	Erdgasspeicherung	194
Abbildung 10.3	Injektions- und Entnahmerate eines Erdgasspeichers in Abhängigkeit von dem im Speicher vorhandenen Arbeitsgasvolumen.....	195
Abbildung 10.4	Berechnung der Transportentgelte in Italien.....	200
Abbildung 10.5	Darstellung des italienischen Preissystems für den Erdgastransport.....	201
Abbildung 10.6	Preise für den Erdgastransport in Italien in Abhängigkeit der Entfernung.....	203
Abbildung 10.7	Prozesses der kostenorientierten Preisbildung.....	207

Abbildung 10.8	Preissysteme gemäß VV-Erdgas II (2002)	211
Abbildung 10.9	Einfaches vermaschtes rechtwinkeliges Netz	212
Abbildung 10.10	Einfaches baumartiges Netz.....	213
Abbildung 10.11	Grafische Darstellung der von den Nachfragern an den Knotenpunkten zu zahlende Gesamtentgelte bei Bezug an Übernahmestation 1	215
Abbildung 10.12	Funktion zur Festlegung des Preisfaktors für das Angebot übersteigende Nachfrage.....	226
Abbildung 10.13	Vergleich zwischen linearem Preis mit Mindestabnahmeverpflichtung und zweiteiligem Preis.....	229

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1	Beispiele für Anwendungen verschiedener Kapazitätsreservierungs- und Preissysteme in ausgewählten Ländern	28
Tabelle 5.1	In ausgewählten europäischen Ländern angewandte Preissysteme für den Erdgastransport.....	82
Tabelle 5.2	Zusammenfassung der Variablen der untersuchten Preissysteme	83
Tabelle 5.3	Beispiel eines entfernungs- und zeitabhängigen Preissystems in der Telekommunikation.....	92
Tabelle 6.1	Auswahl wesentlicher (✓) Argumente für und gegen die Wahl von Preissystemen für den Erdgastransport.....	118
Tabelle 10.1	Beispiel zur Berechnung der Transportentgelte in Italien	202
Tabelle 10.2	Eingaben für das Simulationsmodell zur Standortwahl für das vermaschte rechtwinkelige Netz gemäß Abbildung 10.9	214
Tabelle 10.3	Von den Nachfragern an den Knotenpunkten zu zahlende Gesamtentgelte bei Bezug an Übernahmestation 1	215
Tabelle 10.4	Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für Beispiel II.....	216
Tabelle 10.5	Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für Beispiel III	217
Tabelle 10.6	Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für Beispiel IV	219
Tabelle 10.7	Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für Beispiel V – baumartiges Netz	221
Tabelle 10.8	Entfernungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen eines beispielhaft ausgewählten Netzes	224
Tabelle 10.9	Zufällig (normalverteilt) nachgefragte Kapazitätsreservierungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen.....	225
Tabelle 10.10	Preise für Übernahme- und Übergabekapazitätsreservierungen.....	225
Tabelle 10.11	Preise bei Anwendung des an die Nachfrage angepassten Entry-Exit Preissystems für das Netz gemäß Tabelle 10.8.....	227
Tabelle 10.12	Erlöse bei Anwendung des an die Nachfrage angepassten Entry-Exit Preissystems	228

Abkürzungs-, Symbol- und Einheitenverzeichnis

Abkürzungen

bzw.	beziehungsweise
BdI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin;
BGH	Bundesgerichtshof
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V., Bonn
Bz	Bezugszeitraum
CEER	Council of European Energy Regulators
d. h.	das heißt
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs e. V.
EFET	European Federation of Energy Traders
EG	Europäische Gemeinschaft
et al.	et alii (und andere)
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
f	folgende
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (USA)
ff	fortfolgende
GDR	Gas-Druckregelanlagen
GDRM	Gas-Druckregel-Messanlagen
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d’Energie
GTE	Gas Transmission Europe
GUS	Gemeinschaft unabhängiger Staaten (ehemalige Sowjetunion)
Hrsg.	Herausgeber
i. d. F. (v.)	in der Fassung (vom)
inkl.	inklusive
m. a. W.	mit anderen Worten
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (
o. g.	oben genannt
S.	Seite
s. a.	siehe auch
s. o.	siehe oben
sog.	sogenannt
TSO	Transmission System Operator
u. a.	unter anderem
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Berlin;
VDN	Verband der Netzbetreiber beim VDEW e.V., Berlin
vgl.	vergleiche

vs.	versus
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V., Köln
VV	Verbändevereinbarung
z. B.	zum Beispiel
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr

Symbole

\mathbb{N}	natürliche Zahlen
...	Auslassung in Zitaten
[]	erläuternde Einfügung in Zitaten
B	Brennwert
E	Energie
K	Kosten
p_i	Preis des i-ten Produktes
q_i	Menge des i-ten Produktes
V	Volumen
W	‚Wohlfahrt‘ bzw. sozialer Überschuss
$\delta K / \delta q_i$	Grenzkosten
Superskript:	
‚e‘	entfernungsabhängiges Preissystem
‚u‘	entfernungsunabhängiges Preissystem
‚ee‘	Entry-Exit-Preissystem

Folgende Symbole werden für das entfernungsabhängige Preissystem genannt und gelten analog für das entfernungsunabhängige Preissystem und das Entry-Exit-Preissystem:

Symbol	Erläuterung	Einheit
T^e	Erlös	[€/a]
κ^e	Kapazität	[m ³ /h]
d^e	Entfernung	[km]
t^e	Vertragsdauer	[Zeitraum]
t_p	Reservierungszeitpunkt	[Zeit/Datum]
$f_1^e(t^p)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes,	
t^r	Reservierungszeitraum	[Zeit/Datum]
$f_2^e(t^r)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitraumes,	
t^b	Vertragsbeginn	[Zeit/Datum]
$f_3^e(t^b)$	Faktor zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes	
a^e	Entfernungsabhängiger Preis	[€/m ³ /h/km/Bezugszeitraum]
i	Anzahl der von dem Transporteur abgeschlossenen bzw. abzuschließenden Verträge, wobei $i=1, \dots, n$; mit $i, n \in \mathbb{N}$;	

Einheiten

€	Euro
bar	(Druckeinheit)
mbar	1/1000 bar
h	Stunde
a	Jahr
m	Meter
m ³	Kubikmeter
km	Kilometer
W	Watt
kWh	Kilowattstunde

1 Einleitung

Energie¹ ist unverzichtbar für Leben und Wirtschaften. Sie tritt in verschiedenen Formen auf und wird für zahlreiche ‚Zwecke‘ eingesetzt. Dennoch kann die Frage: „Was ist Energie?“ letztlich nicht beantwortet werden². Denn: „Es ist wichtig einzusehen, daß wir in der heutigen Physik nicht wissen, was Energie *ist*.“³ „Also begreifen wir die Energie im Moment ... nur als eine mathematische Größe, ...“⁴. Sie kann als Produkt der Leistung und Zeit definiert werden und beschreibt gleichzeitig die Fähigkeit (eines Systems physikalische) Arbeit zu leisten⁵. Über den Energieerhaltungssatz, eines der fundamentalen Gesetze der Physik, erhält die abstrakt definierte Größe Energie grundlegende theoretische und praktische Bedeutung. Hiernach ist die Energie in einem geschlossenen System konstant. Lediglich deren Form kann verändert werden. Allerdings steht nicht die gesamte Energie eines Systems oder Prozesses für die menschliche Verwendung, im Sinne einer kontrollierten Anwendung, zur Verfügung⁶.

Bereits frühzeitig wurde mechanische Energie in thermische, z. B. zum Kochen und Heizen⁷, oder thermische in mechanische Energie, z. B. zum Antrieb von Maschinen und damit zur Verlagerung von Massen im Raum⁸, umgewandelt. Energie wurde und wird vor allem zur Aufrechterhaltung und Ausweitung der Produktionsprozesse eingesetzt. Sie ist in nahezu sämtlichen Bereichen des privaten und öffentlichen Lebens unabdingbar und ist daher nicht ‚nur‘ als physikalische Größe aufzufassen. Aufgrund der Knappheit der Ressourcen hat Energie schon frühzeitig ökonomische Bedeutung erlangt.

Um Energie zu vorgegebenen Zeiten an bestimmten Orten ‚einsetzen‘, d. h. von einer Form in eine andere umwandeln zu können, bedarf es sog. (Primär-) Energieträger. Diese sind üblicherweise in der Natur vorhandene Stoffe, deren Energieinhalt mit aktueller Technik zu wirtschaftlichen Bedingungen nutzbar gemacht werden kann – quasi ‚Energiespeicherstoffe‘. Neben den fossilen Energieträgern wie Kohle, Mineralöl und Erdgas werden heutzutage auch radioaktive Stoffe (z. B. Uran oder Plutonium) sowie vereinzelt auch wieder sog. regenerative

¹ von griechisch ενεργια Wirksamkeit, vgl. Kluge (1999), S. 221

² Insofern bestehen auch Analogien zu anderen physikalischen Größen, wie z. B. der Zeit, deren Definition ebenfalls nicht eindeutig erfolgen kann, vgl. z. B. Feynman, Leighton, Sands (1987), S. 72

³ Feynman, Leighton, Sands (1987), S. 60

⁴ Feynman, Leighton, Sands (1987), S. 68. Ähnlich auch: „Der Physiker versteht unter Energie ganz allgemein eine abstrakte Größe eines Systems, die sich nie verändert, was immer in dem System geschieht.“, Lüscher (1987), S. 149

⁵ Auf die Nennung und Erläuterung spezieller Definitionsgleichungen verschiedener Energieformen soll unter Verweis auf z. B. Feynman, Leighton, Sands (1987), S. 59ff verzichtet werden.

⁶ Hier sind es die Gesetze der Thermodynamik, welche zur Analyse und Beschreibung der verfügbaren Energie einzubeziehen sind.

⁷ Nutzung der Reibungswärme zur Entfachung eines Feuers

⁸ z. B. Dampfmaschine

Energieträger wie Biomasse eingesetzt. Zudem wird beispielsweise der (Sekundär-) Energieträger Elektrizität auch direkt aus Licht, Wind- oder Wasserkraft erzeugt.

Unter den genannten als wesentlich anzusehenden (Primär-) Energieträgern ist Erdgas der einzige gasförmige. Es ist ein vorwiegend aus Methan (CH_4) bestehendes Kohlenwasserstoffgemisch, dem auch weitere Bestandteile wie z. B. Schwefel- oder Stickstoffverbindungen beigelegt sind⁹. Allerdings hat der bei Umgebungstemperatur gasförmige Aggregatzustand eine im Vergleich zu anderen Energieträgern wesentlich geringere Energiedichte zur Folge.

Die weltweiten Erdgasreserven befinden sich primär im Gebiet der GUS, Nordamerika, dem Nahen Osten und der Nordsee. Dort wird Erdgas zumeist in Verbindung mit Kondensaten oder Erdöl aus Lagerstätten, deren Teufe einige Kilometer betragen kann, gefördert. Erst Anfang des 20. Jahrhunderts begann die wirtschaftlich relevante Nutzung des Erdgases, zunächst in den USA und dann in den 1930er Jahren in Polen, Rumänien und Teilen der Sowjetunion¹⁰. Obwohl bereits in den 1950er Jahren vereinzelt Erdgasfelder in Westeuropa wirtschaftlich genutzt werden konnten, wurde die Errichtung einer weitreichenden Infrastruktur erst ab Ende der 1960er Jahre mit Entdeckung des Groningen-Feldes in den Niederlanden in die Wege geleitet. Heutzutage deckt Erdgas mehr als 20% des Primärenergieverbrauches der OECD-Staaten¹¹.

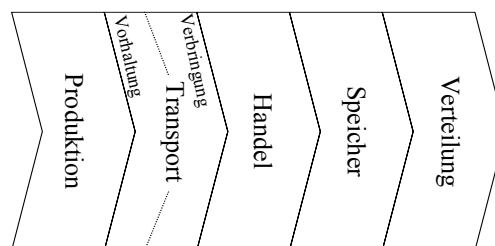


Abbildung 1.1 Wertschöpfungskette Erdgas

Die Wertschöpfungskette des Erdgases besteht aus den in Abbildung 1.1 dargestellten Komponenten. Über Leitungen¹² oder in verflüssigter Form, als sog. ‚Liquified Natural Gas‘ (LNG)¹³, wird Erdgas von den Produktionsstätten in die Verbraucherländer transportiert. In

⁹ Zur Beschreibung der Zusammensetzung vgl. z. B. Katz, Lee (1990), S. 32ff. In der Anwendung wird zwischen hoch- und niedrigkalorischem Erdgas unterschieden; vgl. zur Festlegung der Parameter DVGW G 260.

¹⁰ vgl. Hensing, Pfaffenberger, Ströbele (1998) S. 77

¹¹ vgl. IEA (2000), S. 26

¹² vgl. Abschnitt 3.1

¹³ Trotz hoher Wachstumsraten des Transportes von Erdgas in Form von LNG, bleibt der leitungsgebundene Transport dominierend.

den Verbraucherländern gelangt es über Ferngasleitungen entweder direkt oder über den Umweg der (Zwischen-) Speicherung zu den lokalen Verteilernetzen und dort zum Endverbraucher¹⁴. Der Erdgastransport ist folglich Teil der Wertschöpfungskette des Produktes ‚Erdgas‘.

Die Gasförmigkeit bedingt den vorwiegend leitungsgebundenen Transport, einen wesentlichen Unterschied im Vergleich zu anderen Primärenergieträgern und gleichzeitig eine Gemeinsamkeit mit dem Sekundärenergieträger ‚Elektrizität‘. Weitergehende Analogien zwischen Erdgas- und Elektrizitätstransport können aber aufgrund oftmals signifikanter physikalischer, technischer oder ökonomischer Verschiedenheiten nicht immer angewandt werden¹⁵.

Aufgrund dieser Leitungsgebundenheit ist der Erdgastransport durch hohe Investitionen, signifikante Skalenvorteile sowie relative Inflexibilität im Vergleich zu anderen Energieträgern gekennzeichnet¹⁶. Gleichzeitig ist das Verständnis des Erdgastransportes nicht nur essentiell für das Verständnis der Erdgasmärkte¹⁷, auch ein Großteil der Regelungen kürzlich erlassener oder aktuell diskutierter nationaler und europäischer Gesetze und Richtlinien bezieht sich auf den Erdgastransport¹⁸. Hiernach soll die Gewährleistung einer preiswürdigen Energieversorgung durch Förderung des Wettbewerbs in den Erdgasmärkten¹⁹ Europas bzw. im gesamteuropäischen Erdgasmarkt erreicht werden. Dazu seien unter anderem die bis in die 1990er Jahre integrierten Unternehmen der Erdgaswirtschaft zu desintegrieren und die Netze für Dritte zu öffnen²⁰. Letzteres bedeutet, dass Unternehmen, welche nicht Eigentümer oder Betreiber der Netze oder Speicher sind, in diesen Erdgas gegen Entgeltzahlung transportieren und speichern können. Als eine der Konsequenzen des Desintegrationserfordernisses entsteht bzw. entstand ein eigenständiger Markt für Erdgastransportkapazitäten²¹, dessen Nachfrage allerdings als von jener nach dem Produkt Erdgas abgeleitet angesehen werden kann und der wesentlich von den hierin angewandten Preissystemen geprägt wird. Sie haben erdgaspreis- und marktbeeinflussende Auswirkungen. So werden ungefähr 50% bis 60% der Erdgaspreise durch die Preise des Erdgastransportes von den Produktionsstätten zum Endverbraucher be-

¹⁴ vgl. zur technischen Beschreibung Abschnitt 3.2 und zur institutionellen Abschnitt 3.4

¹⁵ vgl. zur weiterführenden Erläuterung Abschnitt 3.3.1

¹⁶ vgl. IEA (1994), S. 2f und Hensing, Pfaffenberger, Ströbele (1998) S. 78

¹⁷ „Understanding gas markets requires an understanding of gas transportation, which to a large extent determines the markets’ characteristics.“, IEA (1994), S. 2

¹⁸ vgl. u. a. Erdgas-Richtlinie (2003); Erdgas-Richtlinie (1998); EnWG; GasNEV (2005); Abschnitt 4 sowie Anhang 6

¹⁹ oft, wenn auch nicht exakt, als ‚Liberalisierung‘ der Erdgasmärkte bezeichnet; allgemeine Ausführungen zum Wettbewerb öffentlicher Betriebe, insbesondere leitungsgebundener Sektoren, sind z. B. in Brede (2001), S. 60ff zu finden

²⁰ sog. ‚Third Party Access‘ (TPA)

²¹ Dieser Markt existierte vor Erlass der Gesetze und Richtlinien, wenn überhaupt, dann nur rudimentär, s. a. Abschnitt 4.1.1.1.

stimmt²². Mithin sind die Erlöse des als Anbieter auftretenden Transporteurs, die gleichzeitig die von dem Nachfrager, dem Transportkunden, zu zahlenden Entgelte darstellen sowie deren örtliche und zeitliche Verteilung von dem angewandten Preissystem abhängig. Hierdurch werden ökonomische Anreize mit teilweise über den Erdgasmarkt selbst hinausgehenden Konsequenzen gegeben.

1.1 Motivation

Demzufolge war und ist die Struktur der Preissysteme für den Erdgastransport national wie international ein zentrales Diskussionsthema. Dies wird nicht zuletzt durch die Verschiedenartigkeit der in Europa angewandten Preissysteme, zahlreiche sich widersprechende Publikationen sowie die vor allem in Deutschland aber auch in anderen Ländern im Laufe der letzten Jahre geführte Diskussion belegt.

In Deutschland bestand die Idee, dass die Vertreter der Anbieter von und Nachfrager nach Erdgastransporten, die jeweiligen Verbände, auf Grundlage der durch die Erdgas-Richtlinie (1998) gegebenen Freiheit zur Wahl des verhandelten Netzzuganges²³, die wesentlichen Regelungen, so auch das Preissystem und dessen Struktur, im Rahmen einer Verbändevereinbarungen festlegen. Die Diskussion wurde öffentlich geführt, so z. B.:

- „Der Bundesverband der deutschen Industrie (BdI) und die Vereinigung der industriellen Kraftwirtschaft (VIK) haben am Freitag den Vertretern der Gaswirtschaft, den Verbänden BGW und VKU, ein kurzfristiges Ultimatum gesetzt und mit dem endgültigen Abbruch der Gespräche über die Marktöffnung in Deutschland gedroht. ... Die Gaswirtschaft will entfernungsabhängige Tarife durchsetzen. ... Die Industrie verlangt aber Preise die von der Länge der Transportstrecke weitgehend unabhängig sind – ‚Briefmarken‘, wie sie auch bei Stromdurchleitungen üblich wurden.“²⁴
- „...“, dass das damit zusammenhängende Thema ‚Entgeltfindung‘, also die Netznutzungsgebühren, nach wie vor strittig ist. ...“²⁵
- „Dieses Problem der Entgelte für relativ abgelegene Regionen [angesprochen werden damit entfernungsunabhängige Preise] scheint eines der zentralen Probleme der Regionalstufe zu sein.“²⁶

²² vgl. IEA (1994), S. 12f; vgl. aber auch zur Einschränkung Abschnitt 7.3.1, insbesondere Fußnote 634

²³ im Gegensatz zum regulierten Netzzugang

²⁴ Wetzel (2002)

²⁵ o. V. (Erdöl Energie Informationsdienst, 09.12.2002)

²⁶ o. V. (Erdgashandel, 29.01.2002)

Auch durch die rezenten Gesetzesänderungen wird die Diskussion um die Struktur der Preissysteme nicht abgeschlossen, denn die diesbezüglichen Freiheitsgrade werden zwar partiell aber nicht gänzlich eingeschränkt²⁷.

Sie bleibt zudem international bestimmend, da nicht nur die Kommission der Europäischen Gemeinschaft, sondern auch internationale Verbände und nationale Regulierungsbehörden die Preissysteme und deren Struktur kontinuierlich überwachen und vergleichen, so z. B.:

- „Die Gesamtkosten für den Gastransport seien in Deutschland bis zu fünfmal höher als in anderen EU-Staaten. Das sei auf das in Deutschland praktizierte Punkt-zu-Punkt-Modell beim Netzzugang zurückzuführen ... EFET Deutschland favorisiert dagegen das beispielsweise in Großbritannien praktizierte Entry/Exit-Modell ...“²⁸
- „Wie im Fall der Elektrizität wurde auch bezüglich des Gassektors im Bericht der Kommission eine Reihe von Hindernissen ermittelt, die der vollen Entfaltung des Wettbewerbs entgegen stehen:
 - auf der Entfernung und der Reservierung von Streckenkapazitäten (Punkt-zu-Punkt) beruhende Netzzugangsentgelte,...“²⁹
- „Die Mehrheit der Teilnehmer an der Konferenz befürwortet ein Tarif-Modell, das auf einem „exit-entry“ Tarif basiert, da dadurch die Kriterien der Kostenorientierung, Handelserleichterung, Transparenz und der Gewährleistung effektiver Investitionssignale am besten erfüllt werden können.“³⁰

und:

- „In den Umfrageergebnissen wurde die Struktur der Fernleitungsentgelte nachdrücklich als entscheidendes Wettbewerbshindernis bezeichnet.“³¹

1.2 Problemstellung und -abgrenzung

Im Zusammenhang mit der Struktur der Preissysteme für den Erdgastransport ergeben sich vielfältige Fragestellungen. Hier sollen die Folgenden untersucht werden:

- Kann bei vorgegebenen rechtlichen, technischen, politischen und wirtschaftlichen Randbedingungen ein optimales Preissystem für den Erdgastransport gefunden werden? Eingeschränkt: Ist die Wahl des optimalen Preissystems (eingeschränkt auf die Auswahl eines

²⁷ vgl. zum Stand der rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland Abschnitt 4.1.1.2 und Abschnitt 4.1.2.2 und zur Beschreibung der Verbändevereinbarungen Anhang 6 (2)

²⁸ o. V. (Vereinigte Wirtschaftsdienste, 20.09.2001)

²⁹ Kommission der europäischen Gemeinschaften (2001), S. V

³⁰ o. V. (Erdgashandel, 12.02.2002)

³¹ Kommission der europäischen Gemeinschaften (2001), S. 16

der publizierten Preissysteme) abhängig von der Netzstruktur, die letztlich selbst als technische Rahmenbedingung aufgefasst werden kann?

- Welche Anreize, d. h. Allokationssignale werden bei Implementierung eines Preissystems gesetzt?
- Welche Auswirkungen haben bei gegebenem Preissystem verschiedene Kombinationen der Randbedingungen auf das Verhalten der Nachfrager?
- Welche Kriterien werden durch die Wahl eines bestimmten Preissystems für den Erdgas-transport erfüllt?

und

- Sind zu den derzeit angewandten alternative Preissysteme, welche die Randbedingungen ebenfalls oder besser erfüllen denkbar?

Zur Vorbereitung der Beantwortung dieser Fragen ist es nötig, den Rahmen, innerhalb dessen Preissysteme für Erdgastransportkapazitäten festgelegt werden können, zu beschreiben, d. h.

- die allgemeinen Grundlagen der Preisbildung zu erläutern (s. Abschnitt 2),
- die technischen Grundlagen des Erdgastransportes zu beschreiben und den Erdgastransport in einen allgemeineren ökonomischen und institutionellen Kontext einzuordnen (s. Abschnitt 3) und
- die rechtlichen, technischen, politischen und wirtschaftlichen Randbedingungen des Erdgastransportes im Allgemeinen und der Preissysteme für den Erdgastransport im Speziellen zu identifizieren (s. Abschnitt 4).

Erst anschließend können (s. Abschnitt 5)

- die den Leistungsumfang des Erdgastransportes bestimmenden Parameter festgelegt bzw. die Variablen der Preissysteme definiert werden,
- die wesentlichen publizierten und angewandten Preissysteme für den Erdgastransport beschrieben und
- zusätzliche Möglichkeiten zur Festlegung zwei- und mehrteiliger Preissysteme, die von den wesentlichen Preissystemen abzuleiten sind, aufgezeigt

werden.

Der Analyse der Preissysteme zur Beantwortung der o. g. Fragestellungen geht die zusammenfassende Diskussion der wesentlichen publizierten Kriterien und Argumente zur Wahl der Preissysteme voraus (s. Abschnitt 6). Anschließend werden die Möglichkeiten und Bedingungen zur erlösgleichen Gestaltung der Preissysteme sowie – auch an Beispielen verdeutlicht – die Anreizwirkungen bei Anwendung der drei wesentlichen, in Europa angewandten aber auch zwei- bzw. mehrteiliger Preissysteme untersucht (s. Abschnitt 7).

Diese Untersuchung wird stets auf Preissysteme für den leitungsgebundenen Erdgastransport beschränkt werden. Der hierbei gewählte Ansatz unterscheidet sich vor allem dadurch von einigen anderen Publikationen, dass als Produkt die reservierte Kapazität³² und nicht die Verbringung der Menge angesehen wird³³. Dies steht in Einklang mit den Grundgedanken der Desintegration, berücksichtigt die Struktur der Kosten des Erdgastransportes und entspricht den Usancen internationaler Transportverträge. Gleichzeitig wird hierdurch die Trennung zwischen Kapazitätsreservierungssystem und Preissystem bedingt³⁴.

Zwangsläufig wird der Rahmen aber beschränkt werden müssen. Daher sind einige, auch aktuelle und in diesem Zusammenhang nicht gänzlich irrelevante, Themen auszuschließen, z. B.:

- institutionelle und organisatorische Probleme, wie sie vor allem im Zusammenhang mit der rezenten Gesetzgebung in Deutschland diskutiert werden³⁵ sowie weitere Konsequenzen dieser Gesetzgebung,
- technische Probleme des Erdgastransportes, die aber auch preisrelevant sein könnten³⁶,
- die Diskussion der im Zusammenhang mit der Festsetzung kostenreflektierender Preise als relevant anzusetzenden Kosten,
- Preissysteme für den LNG Transport oder
- Fragestellungen, die im Zusammenhang mit der Umsetzung der Preisregulierung für den Erdgastransport auftreten.

³² vgl. Abschnitt 7.1 sowie zur Definition Abschnitt 3.1.4 und Abschnitt 5.1.1

³³ vgl. z. B. für den Erdgastransport Füg (1999), S. 103ff; Cremer, Laffont (2001); David, Percebois (2002) oder Cremer, Gasmı, Laffont (2003), S. 11ff sowie Lapuerta, Moselle (2002)

³⁴ vgl. Abschnitt 3.1.5

³⁵ vgl. bzgl. der Organisation der Erdgastransporte bei ‚Durchquerung‘ mehrerer Netze als Konsequenz des EnWG und der GasNZV (2005); z. B. (im Vorfeld publiziert) BGW (2005) oder o. V. (Rheinische Post, 11.06.2005)

³⁶ wie beispielsweise die Kompatibilität der Erdgasqualität(sparameter) in Netzen unterschiedlicher desintegrierter Transporteure

2 Grundlagen

Als Ausgangspunkt der Untersuchung der Preissysteme für den Erdgastransport folgt die Erläuterung der wesentlichen allgemeinen Annahmen und Definitionen sowie der Grundlagen der Preisbildung. Auch wenn in diesem Zusammenhang stets auf Elemente der Theorie der Regulierung zurückgegriffen wird, soll auf deren explizite Zusammenfassung verzichtet werden³⁷.

2.1 Allgemeine Annahmen und Definitionen

2.1.1 Preis

Der Preis³⁸ kann als „die monetäre Gegenleistung (‚Entgelt‘) ... für eine bestimmte Menge eines Wirtschaftsgutes bestimmter Qualität (‚Leistungsumfang‘)³⁹ definiert und somit als Quotient des Preiszählers und des Preisennenners dargestellt werden⁴⁰.

$$\text{Preis} = \frac{\text{Entgelt}}{\text{Leistungsumfang}}$$

M. a. W. handelt es sich um diejenige „Zahl der Geldeinheiten, die ein Käufer für eine Mengeneinheit“⁴¹ eines Produktes zahlen muss.

Das Entgelt ist demnach das Produkt des Preises und des Leistungsumfanges.

2.1.2 Preis- und Produktpolitik

In der Marketingtheorie wird zumeist nur die Festsetzung des Entgeltes, d. h. des Preiszählers, als Gegenstand der Preispolitik betrachtet. Maßnahmen zur Festlegung des Preisennenners, d. h. des Leistungsumfanges sind Gegenstand der Produkt- und Distributionspolitik⁴². Bei Anwen-

³⁷ vgl. z. B. Berg, Tschirhart (1988); v. a. S. 21ff; Weimann (2004), S. 347ff oder zur neuen Theorie der Regulierung Laffont, Tirole (1993) bzw. die Zusammenfassung zur traditionellen Theorie der Regulierung in Wild (2001), S. 39ff und zur neuen Theorie der Regulierung Wild (2001), S. 44ff

³⁸ Die im Zusammenhang mit der Vermietung von Transportkapazitäten oft benutzten Begriffe Tarif, Miete, oder Gebühr, die in der betriebswirtschaftlichen Literatur als spezielle Preisbegriffe für öffentliche Güter, Rechte oder Dienstleistungen herangezogen werden (vgl. Diller (1985), S. 21 oder Kottler et al. (1999), S. 606f), sollen im Folgenden ebenso wenig wie die in der VV-Erdgas I (2000) eingeführten Begriffe des Netzzugangsentgeltes oder Durchleitungsentgeltes verwandt werden.

Einen umfassenden Überblick zur Begriffsdefinition gibt auch Bätz (1979), S. 27ff.

³⁹ Diller (1985), S. 20 (v. a. betriebswirtschaftliche Definition)

⁴⁰ s. a. z. B. Stobbe (1991), S. 569; Stüdemann (1988), S. 350

⁴¹ Simon (1995), S. 5; ähnlich auch Scheuch (1989), S. 389: „Unter Preis eines Produktes oder einer Leistung wird die Zahl der Geldeinheiten verstanden, die ein Käufer für eine Einheit des Angebotes zu entrichten hat.“

⁴² vgl. Diller (1985), S. 20

dung auf Erdgastransporte erscheint es indessen sinnvoll, Preispolitik umfassender zu definieren: „Die Preispolitik ... beinhaltet damit alle absatzpolitischen Maßnahmen zur Bestimmung und Durchsetzung der monetären Gegenleistung der Käufer für die von einer Unternehmung angebotenen Sach- und Dienstleistungen.“⁴³ Es sind demnach sowohl Entgelt als auch Leistungsumfang, d. h. Preiszähler und Preisnenner sowie deren Interdependenz als relevant anzusehen. Speziell auf die Tarifbildung im Verkehrsbereich bezogen wurde dieses auch anderenorts festgestellt: „Die Aufstellung des eigentlichen Tarifs ... ist ein klassischer Vorgang der Marktsplattung ... Er stellt zugleich die Produktdifferenzierung und die Preisdifferenzierung dar.“⁴⁴

2.1.3 Preisstruktur und -niveau

Während der Leistungsumfang, d. h. der Preisnenner bei klar abgrenzbaren Wirtschaftsgütern wie z. B. Autos oder Textilien nahezu selbstverständlich über das Stück definiert wird, ist dessen Definition und Abgrenzung bei Dienstleistungen wie z. B. der Beratung erheblich komplizierter⁴⁵. Daher ist in der Literatur zum Erdgastransport (wie auch allgemein zum Transport anderer Güter oder Personen) nicht immer eine einheitliche Festlegung des Leistungsumfanges zu finden.

Über die Definition des Leistungsumfanges⁴⁶ wird die Preisstruktur, über den Preiszähler das Preisniveau bestimmt⁴⁷. Diese Unterscheidung entspricht weitgehend auch der in der verkehrswissenschaftlichen Literatur üblichen. Hier wird im Zusammenhang mit der Untersuchung von Tarifsystemen zwischen der formellen und materiellen Tarifgestaltung unterschieden⁴⁸. Im Rahmen der formellen Tarifgestaltung erfolgt die Festlegung der Preisstruktur durch Aufstellung einzelner Preisgruppen eines Tarifsystems. In Ergänzung hierzu umfasst die materielle Tarifgestaltung die konkrete Zuordnung von Beförderungspreisen zu den einzelnen Tarifgruppen⁴⁹, m. a. W. die Festlegung des Preisniveaus⁵⁰.

⁴³ Diller (1985), S. 20f

⁴⁴ Precht (1958), S. 121; zur Differenzierung s. a. Abschnitt 2.1.5

⁴⁵ s. a. Kottler et al. (1999), S. 579ff

⁴⁶ Bei der Untersuchung des Leistungsumfanges ist sowohl dessen generelle Definition als auch die rein quantitative Festlegung von Bedeutung. Dies sei an einem kurzen Beispiel verdeutlicht: Die Preise für Fahrkarten der Bahn zwischen zwei beliebigen Orten werden im Allgemeinen unter Berücksichtigung der Entfernung zwischen diesen Orten festgelegt. Der Leistungsumfang ist somit u. a. über die Entfernung zu bestimmen. Die Entfernung ist eine Variable des Preissystems. Quantifiziert wird sie über die Wahl der Einheit. Man könnte sie beispielsweise mit einer Genauigkeit von 100m, 1 km oder 100 km bestimmen. Andererseits müssen und können alternative Formen der Festlegung des Leistungsumfanges, d. h. andere Variablen, wie z. B. die Fahrzeit oder der Zeitpunkt der Abfahrt berücksichtigt und untersucht werden.

⁴⁷ vgl. a. David, Percebois (2002), S. 11ff; dort wird die Verteilung fixer und variabler Kosten als Festlegung der Preisstruktur bezeichnet.

⁴⁸ s. u. a. Peters (1985), S. 348f; Pompl (1998), S. 167f

⁴⁹ vgl. z. B. Pompl (1998), S. 167

2.1.4 Preissystem und Variablen eines Preissystems

Ein Preissystem für den Erdgastransport sei in Anlehnung an die Definition des Tarifes im öffentlichen Verkehr definiert, als die veröffentlichte, für alle Marktteilnehmer gültige Gesamtheit der quantifizierbaren Bedingungen, zu denen ein Transporteur für den Transportkunden die Dienstleistungen des Erdgastransportes durchführt⁵¹. Die den Leistungsumfang bzw. das Produkt beschreibenden oder einschränkenden Größen sowie weitere, die Modalitäten des Erwerbes des Produktes einschränkenden (quantifizierbaren) Parameter, seien im Folgenden als ‚Variablen eines Preissystems‘ bezeichnet.

Im Rahmen eines Preissystems werden somit nicht nur die Variablen⁵² desselben, sondern auch deren funktionale Beziehung untereinander definiert. Dies schließt auch Restriktionen bzw. Gültigkeitsbeschränkungen ein⁵³. Das Preissystem gelte einheitlich für alle Erdgastransporte in einem Netz. In anderen Branchen spricht man im Zusammenhang mit der Festlegung der Variablen und Preise von Tarifstaffeln⁵⁴.

2.1.5 Differenzierung und Diskriminierung

Vor allem die Begriffe der Produktvariation, der Produktdifferenzierung, der Preisdifferenzierung und der Preisdiskriminierung (wobei hier noch unterschieden wird zwischen unzulässiger bzw. unlauterer⁵⁵ und zulässiger) sowie der hier zu verwendende Begriff der Variablen eines Preissystems, haben in der aktuellen Diskussion aufgrund nicht einheitlicher Definitionen Anlass zu Missverständnissen gegeben⁵⁶.

⁵⁰ Der Begriff der Preisstruktur wird nicht immer entsprechend der hier gegebenen Definition verwendet. So kann im Rahmen der Festlegung kostenreflektierender Preise unter Preisstruktur auch lediglich die Zuordnung der fixen und variablen Kosten zu einzelnen Preisbestandteilen verstanden werden. Durch die ‚Art‘ des Preises wird dann der Leistungsumfang abgebildet. David, Percebois (2002), S. 8ff unterscheiden beispielsweise zwischen der als ‚Art‘ des Preises bezeichneten „nature of the tolls“ sowie dem Preisniveau, „level of the tariffs“ (S. 9), und der Preisstruktur, „structure“ (S. 11).

⁵¹ vgl. Precht (1958), S. 89; Scheuch (1989), S. 395f; s. a. bzgl. einer vereinfachenden Definition IEA (1994), S. 125: „...’tariff’ means a table of published charges.“. Zur Definition des ‚Transporteurs‘ und des ‚Transportkunden‘ s. Abschnitt 3.1.3

⁵² zur Festlegung der Variablen der Preissysteme für den Erdgastransport s. Abschnitt 5.1

⁵³ Diese relativ extensive Definition des Preissystems darf nicht als Widerspruch zu der in Abschnitt 3.1.5 erläuterten strikten Unterscheidung zwischen Preissystem und Kapazitätsreservierungssystem gedeutet werden. Denn das Kapazitätsreservierungssystem ist in o. g. Aufzählung nicht enthalten.

⁵⁴ vgl. Aberle (1996), S. 313ff

⁵⁵ ‚undue‘

⁵⁶ weitere in diesem Zusammenhang angewandte verwandte Begriffe wie z. B. ‚dumping‘ bei internationaler Preisdiskriminierung (vgl. Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 615) oder „flexible pricing“ (Mariner-Volpe (2001), S. 31) sollen aufgrund deren geringer Bedeutung und Verbreitung in der für das Thema dieser Arbeit relevanten Literatur nicht diskutiert werden.

Preisdifferenzierung bezeichnet – als vorwiegend ökonomisch geprägter Begriff – allgemein den Verkauf von gleichen oder ähnlichen⁵⁷ Gütern oder Dienstleistungen⁵⁸ an verschiedene Kunden zu unterschiedlichen Preisen⁵⁹. Sie ist nur möglich, wenn der Anbieter über Marktmacht verfügt, die Nachfrager aufgrund bestimmter Merkmale in Gruppen einteilbar sind (Marktsegmentierung), d. h. aufgrund unterschiedlicher Preis-Absatz-Funktionen separiert werden können, die zusätzlich zu erzielenden Erlöse größer als die Kosten der Segmentierung sind und die weitere Vermarktung des Produktes durch die Nachfrager ausgeschlossen werden kann⁶⁰. Preisdifferenzierung kann im Allgemeinen als Mittel zur Abschöpfung der Konsumentenrente angesehen werden⁶¹.

Der Begriff der Preisdiskriminierung bzw. des Diskriminierungsverbotes hingegen basiert u. a. auf dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen⁶², ist im Gegensatz zum positiven Begriff der Preisdifferenzierung normativer Natur⁶³ und zugleich negativ belegt. Gemäß GWB dürfen gleichartige Nachfrager, ohne sachlich gerechtfertigten Grund, von einem marktbeherrschenden Unternehmen nicht unterschiedlich behandelt werden⁶⁴. Von Preisdiskriminierung wird somit gesprochen, „wenn eine in wettbewerbspolitischer oder –rechtlicher Hinsicht besonders qualifizierte unterschiedliche preispolitische Behandlung gemeint ist.“⁶⁵

⁵⁷ wobei sich diese Gleichheit oder Ähnlichkeit auf die „räumlichen, zeitlichen, leistungs- und mengenbezogenen Dimensionen“; Faßnacht (1996), S. 25, beziehen

⁵⁸ zusammengefasst werden diese Begriffe in der Folge als ‚Produkte‘ bezeichnet

⁵⁹ vgl. u. a. Diller (1985), S. 220 und Knieps (2005), S. 205ff. Werbeck (1995), S. 88 definiert weitergehend: „Unter Preisdifferenzierung soll hier – relativ weit gefaßt – der Verkauf verschiedener Varianten eines Gutes zu unterschiedlichen Nettopreisen, also Verkaufspreisen abzüglich der Kosten, die durch die Produktdifferenzierung anfallen, verstanden ... werden.“

Vgl. in diesem Zusammenhang auch die Einteilungsmöglichkeiten der Preisdifferenzierung, welche gleichzeitig als Variablengruppen angesehen werden können. Einen Überblick hierzu gibt Schmid (1965), S. 108ff.

⁶⁰ vgl. hierzu und zur allgemeinen weiteren Beschreibung der Arten der Preisdifferenzierung z. B. Gutenberg (1984), S. 341ff; Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 614ff; Siebke (1985), S. 87f; Faßnacht (1996), S. 29ff oder Meffert (2000), S. 550.

⁶¹ vgl. Diederich (1977), S. 288

⁶² vgl. GWB, § 19, Ziff. 4

⁶³ vgl. Fehl, Oberender (2004), S. 415f

⁶⁴ vgl. z. B. Seidewinkel, Seifert, Wetzel (2001), S. 33ff; Knieps (2005), S. 206; Simon (1995), S. 119f. In der angelsächsischen Literatur wird der Begriff der Preisdifferenzierung entweder als ‚price differentiation‘ oder als ‚price-discrimination‘ bezeichnet. Während ersterem zur Unterscheidung und Benennung des unzulässigen Vorganges wiederum ‚price-discrimination‘ entgegengesetzt wird, ist dieses bei Verwendung des zweiten der Begriff der ‚undue price-discrimination‘ (vgl. hierzu: Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 614 und Knieps (2005), S. 206).

⁶⁵ Weiß (1972), S. 47

Diese beiden Definitionen erlauben noch keine überschneidungsfreie Abgrenzung der Begriffe der Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung⁶⁶. Eindeutig wird sie erst durch zusätzliche Berücksichtigung der Produktvariation und Produktdifferenzierung. Produktvariation ist „die bewußte Veränderung des Bündels an Nutzenkomponenten, die ein bisher angebotenes Produkt auszeichnen“⁶⁷. Durch Produktvariation entsteht somit kein neues Produkt, sondern es werden lediglich die Nutzen- bzw. Leistungskomponenten des Produktes verändert. Im Gegensatz hierzu wird durch Produktdifferenzierung ein neues, anderes Produkt geschaffen⁶⁸. Produktvariation und Produktdifferenzierung sind aber nicht nur Mittel des preispolitischen Instrumentariums⁶⁹, sondern auch bzw. vor allem erforderliche Voraussetzung zur problemadäquaten Produktdefinition. Eine wirtschaftlich sinnvolle und rechtlich zulässige Preisdifferenzierung, welche nicht zugleich Preisdiskriminierung ist, erfordert daher Produktvariation. Konsequenterweise ist die Definition der Preisdifferenzierung ausschließlich auf ‚ähnliche‘, jedoch nicht auf ‚gleiche‘ Produkte zu beziehen⁷⁰. Produktvariation wird quasi als Voraussetzung einer – möglichen und oft gewollten – Preisdifferenzierung angesehen.

Im Umkehrschluss bedeutet dies allerdings, dass nach erfolgter Produktvariation nicht vorhandene Preisdifferenzierung eine Diskriminierung darstellen kann. Denn identische Preise für unterschiedliche Produkte können nur diskriminierend sein⁷¹.

Zur vollständigen und adäquaten Beschreibung des Erdgastransportes ist gewöhnlich die Angabe einer Größe nicht ausreichend. In Abschnitt 4.2 wird gezeigt, dass die dort erläuterten vertraglichen Bedingungen nur in ihrer Gesamtheit geeignet sind, das komplexe Produkt des Erdgastransportes zu beschreiben⁷². Die durch diese Gesamtheit der Bedingungen vollzogene

⁶⁶ eine Abgrenzungsmöglichkeit nennen Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 614: „A price differential exists whenever a firm sells the same product at the same time to different buyers at different prices. Price discrimination takes place only when a price differential is not justified by a difference in cost to the seller.“

⁶⁷ Nieschlag, Dichtl, Hörschgen (1994), S. 277

⁶⁸ vgl. zur genaueren Beschreibung sowie Literaturrecherche zur definitorischen Abgrenzung der Begriffe Faßnacht (1996), S. 21f

⁶⁹ vgl. zur Erläuterung der Produktdifferenzierung z. B. Gutenberg (1984), S. 239ff und S. 521ff

⁷⁰ in ähnlicher Weise auch Füg (1999), S. 31 und (ohne zwischen Produktvariation und Produktdifferenzierung zu unterscheiden) Fehl, Oberender (2004), S. 416; anders jedoch Faßnacht (1996), S. 25 nach Untersuchung der relevanten Literatur zu diesem Thema. Die hier gewählte einschränkendere Definition erscheint aber vor allem unter Berücksichtigung der von Knieps (2005), S. 206 genannten rechtlichen Rahmenbedingungen sinnvoll.

S. a. zur Analyse des Begriffes der Gleichheit im Zusammenhang mit Preisdifferenzierung und –diskriminierung z. B. Weiß (1972), S. 21ff; die Gleichsetzung der Begriffe Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung z. B. bei Siebke (1985), S. 87 oder die Beschreibung der Probleme im Zusammenhang mit realen Preisdifferenzierungen bei Werbeck (1995), S. 92ff.

⁷¹ vgl. zu diesem Argument auch: Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 614

⁷² Auch wenn zu berücksichtigen ist, dass die Anbieter von Erdgastransporten Ein-Produkt-Unternehmen sind, die nur eingeschränkte Möglichkeiten zur Produktvariation haben. Daher sind die allgemeinen Möglichkeiten einer differenzierten Preislinienpolitik (vgl. z. B. Diller (1985), S. 23 und 204ff) bzw. Präferenzpolitik (vgl. z. B. Wöhe (1984), S. 598ff) nicht bzw. nur eingeschränkt gegeben.

Produktvariation schafft die Voraussetzungen für die Möglichkeit und nach obigen Ausführungen auch Notwendigkeit der anschließenden Preisdifferenzierung.

2.2 Grundlagen der Preisbildung

2.2.1 Mikroökonomische Ansätze

Die Grundlagen der Preisbildung⁷³ werden im Allgemeinen unterschiedlich nach Marktformen beschrieben⁷⁴. Hierbei sind die Effizienzkriterien bzw. –ziele zu berücksichtigen⁷⁵:

- Statische Effizienz

Statische Effizienz bedeutet, „dass keine Möglichkeit der Produktion und der Bedürfnisbefriedigung ungenutzt bleibt.“⁷⁶ So können knappe Ressourcen einer wohlfahrtsmaximierenden Verteilung zugeführt werden⁷⁷.

In Anwendung auf Erdgastransporte: „Ein Tarif in einem gegebenen Netz ist (statisch) effizient, wenn er die einzelnen Akteure zu einer derartigen Netznutzung veranlasst, die eine kostenminimale Bereitstellung der gesamten Netzdienstleistungen erreicht.“⁷⁸

- Dynamische Effizienz⁷⁹

Sofern die Bedingungen für Innovationen, sei es durch Markteinführung neuer Produkte oder durch kostengünstigere Produktionsverfahren geschaffen werden, kann auch bei statisch nicht effizientem Marktverhalten die Entwicklung und das Wachstum einer Marktwirtschaft gefördert werden. In diesem Fall spricht man von dynamischer Effizienz⁸⁰.

⁷³ zu weitergehenden Definitionen des Preises, der Preissysteme etc. s. a. Abschnitt 2.1

⁷⁴ vgl. z. B. Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 273ff; für die Transportwirtschaft vgl. Aberle (1996), S. 273ff

⁷⁵ Eine andere Möglichkeit als die hier gewählte Unterscheidung zwischen statischer Effizienz (im Konkurrenzgleichgewicht impliziert Pareto-Optimalität die statische Effizienz) und dynamischer Effizienz besteht durch Bezug auf die Fristigkeit. So kann die langfristige von der kurzfristigen Effizienz (vgl. Felbert (2004), S. 83) unterschieden werden. Vgl. a. Fußnote 77.

⁷⁶ Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 36

⁷⁷ Daher wird die statische Effizienz in der englischsprachigen Literatur auch oft als „allocative efficiency“ bezeichnet. Die hier gegebene, allgemeine Definition schließt auch die „productive efficiency“, d. h. die Herstellung einer gegebenen Menge zu minimalen Kosten, ein (vgl. z. B. Holm (2000) oder David, Percebois (2002), S. 2 (auch S. 28); King (o. J.), S. 5; Bonbright (1964), S. 292; IEA (1994), S. 152; Armstrong, Doyle (1995), S. 45).

⁷⁸ Ströbele (2000), S. 35; vgl. hierzu auch Bonbright (1964), S. 292 oder Department of Public Enterprise (2001), S. 17

⁷⁹ zur allgemeinen Darstellung s. z. B. Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 36f. Diese wird in der englischsprachigen Literatur auch als „investment efficiency“ bezeichnet (vgl. Holm (2000), S. 28).

⁸⁰ vgl. Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 36f

„Ein Tarif ist dynamisch effizient, wenn der mittel- bis langfristig erforderliche Zubau und der Erhalt von Netzkomponenten (Verstärkungen von Pipelines, Neubau von Pipelines, zusätzliche Kompressorstationen, Gasspeicher, ...) derart erfolgt, dass die langfristigen Grenzkosten dieses Zubaus (bezogen auf zusätzlich benötigte Transportkapazität) minimiert werden.“⁸¹

Neben diesen Zielen werden in Abschnitt 4.3 weitere speziell für Erdgastransporte relevante, vorwiegend aus der politischen Diskussion abgeleitete erläutert.

2.2.1.1 Wohlfahrtsmaximierung

Nach der wohlfahrtsoptimierenden Preisbildungsregel, d. h. zur Maximierung des sozialen Überschusses, wäre der Preis so zu setzen, dass er den Grenzkosten der Erstellung des Produktes entspricht. Liegen Skalenvorteile vor, d. h. sind die Durchschnittskosten größer als die Grenzkosten, kann ein Unternehmen bei Anwendung der sog. Marginalkostenpreisregel nicht kostendeckend arbeiten⁸².

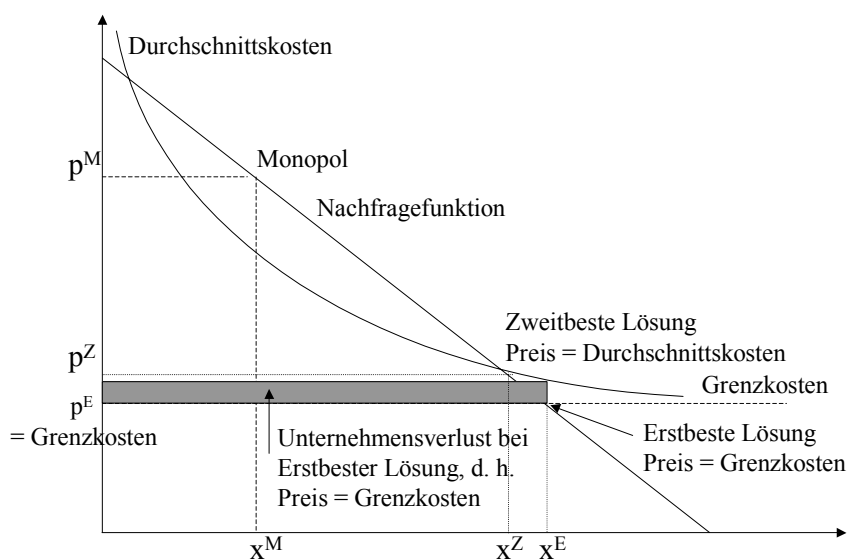


Abbildung 2.1 Verlust bei Anwendung der Marginalkostenpreisregel bei abnehmenden Durchschnittskosten im relevanten Bereich der Nachfrage sowie Durchschnittskostenpreisbildung

⁸¹ Ströbele (2000), S. 35; vgl. ebenfalls z. B. IEA (1994), S. 152; Prete (1998), S. 7; Perner (1998), S. 3; Shuttleworth (1996), S. 132 oder King (o. J.), S. 6

⁸² vgl. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 102ff oder Aberle (1996), S. 273

Geht man von der inversen Nachfragefunktion aus, kann der soziale Überschuss – in allgemeiner Darstellung – wie folgt definiert werden⁸³:

$$W(q) = \int_0^q \overbrace{p(x)dx}^{\text{Konsumentenrente}} - p(q) * q + \overbrace{p(q) * q - K(q)}^{\text{Gewinn}}$$

mit

W	‚Wohlfahrt‘ bzw. sozialer Überschuss
p	Preis des Produktes
K	Kosten
q	Menge des Produktes

Allerdings ist das primäre Ziel der die Preissysteme implementierenden Unternehmen Gewinnmaximierung und nicht Wohlstandsmaximierung⁸⁴.

2.2.1.2 Zweitbest-Lösungen zur Vermeidung von Defiziten bei Grenzkostenpreisen

Kostendeckung wäre im einfachsten Fall möglich, wenn der Preis nicht mit den Grenz-, sondern den Durchschnittskosten gleichgesetzt werden würde⁸⁵. Allerdings führte dies zu einer Verringerung des sozialen Überschusses⁸⁶.

Grundsätzlich könnte das Defizit durch Steuern oder Subventionen reduziert bzw. eliminiert werden⁸⁷. Dieses Vorgehen ist aber mit Unzulänglichkeiten verbunden, als deren wichtigste die fehlenden Anreizwirkungen zur Kostensenkung und die, aufgrund der nicht immer eindeutig möglichen Bestimmung der Grenzkosten, nur eingeschränkt mögliche Quantifizierung zu nennen sind.

Eine weitere Möglichkeit das Defizitproblem zu lösen bieten Versteigerungen natürlicher Monopolbereiche durch den Staat⁸⁸. Hierfür sind zahlreiche Ansätze entwickelt worden, die

⁸³ vgl. z. B. Berg, Tschirhart (1988), S. 24f; bzgl. der hier zugrunde gelegten Annahmen s. z. B. Aberle (1996), S. 274. Vgl. a. Darstellung unter Verwendung der (direkten) Nachfragefunktion bei Borrmann, Finsinger (1999), S. 19f

⁸⁴ vgl. Viscusi, Vernon, Harrington (2000), S. 353. Eine Möglichkeit zur Lösung dieser Problematik bietet der Loeb-Magat-Vorschlag, vgl. z. B. Viscusi, Vernon, Harrington (2000), S. 353ff; zur Zusammenfassung der Kritik an dem Wohlfahrtsmaß vgl. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 20f

⁸⁵ solch ‚kostenorientierte Preisbildung‘ auf Basis der Vollkosten ist vor allem in regulierten Systemen populär, vgl. Armstrong, Doyle (1995), S. 54f

⁸⁶ vgl. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 163f

⁸⁷ vgl. hierzu z. B. Vogelsang (1982)

⁸⁸ vgl. zur Diskussion des natürlichen Monopols im Bereich des Erdgastransportes Abschnitt 3.3.3

jedoch stets mit dem Nachteil behaftet sein können, dass zwar der günstigste Anbieter den Zuschlag erhält, er aber trotzdem Monopolpreise setzen kann⁸⁹.

Um die o. g. Subventionierung zur Lösung des Defizitproblems zu vermeiden und gleichzeitig die Sicherstellung der Profitabilität zu gewährleisten, wurden als sogenannte ‚Zweitbest-Lösungen‘ unter anderem Zuschlagsysteme und mehrteilige Preise entwickelt⁹⁰. Letztere werden auch für den Verkauf von Erdgas angewandt.

2.2.1.2.1 Zuschlagsysteme

- Ramsey Preise

Zur Bestimmung des Preises, mit welchem der soziale Überschuss unter der Nebenbedingung, dass das anbietende Unternehmen keinen Verlust macht, maximiert wird, hat Ramsey (1927) für den Mehrproduktfall⁹¹ ein (vielzitiertes) Zuschlagssystem auf die Grenzkosten entwickelt, welches das Verhältnis der Angebotsmengen, die bei Anwendung der Marginalkostenpreisregel angeboten werden würden, unverändert lässt⁹².

Gemäß der Ramsey-Preisregel sind die Aufschläge auf die Grenzkosten umgekehrt proportional zur Preiselastizität der Nachfrage. M. a. W. werden z. B. bei niedriger Preiselastizität der Nachfrage hohe Aufschläge auf die Grenzkosten möglich sein. Dieses kann aber zu (politisch unerwünschten) Benachteiligung einzelner Nachfrager führen. Denn sie erhielten aufgrund der geringen Elastizität derer Nachfrage die höchsten Zuschläge auf den Grenzkostenpreis⁹³. Zwar werden Ramsey-Preise auch im Bereich des Erdgastransportes vorgeschlagen⁹⁴, aber es musste ebenso festgestellt werden, dass die Effizienzgewinne bei Anwendung nur sehr gering sein können⁹⁵.

- Péage Systeme

Neben den o. g. im wesentlichen auf Grundlage der Preiselastizitäten der Nachfrage berechneten Zuschlägen sind vielfach auch – vor allem aus Gründen der Vereinfachung –

⁸⁹ vgl. z. B. die knappe Zusammenfassung in Fintzel (2001), S. 9ff

⁹⁰ s. z. B. Aberle (1996), S. 280ff für die Transportwirtschaft, Füg (1999), S. 32ff für den Erdgastransport oder Cave et al. (2001), S. 18ff für die Telekommunikation

⁹¹ Die Ramsey-Preisregel kann auch für ein (differenziertes) Produkt angewandt werden; vgl. Füg (1999), S. 34.

⁹² zur genaueren Darstellung und Herleitung s. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 169ff

⁹³ vgl. z. B. Berg, Tschirhart (1988), S. 88ff; s. a. zur weiteren Kritik z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 180f

⁹⁴ vgl. z. B. Hagen, Kind, Sannarnes, (2004); Cremer, Laffont (2001)

⁹⁵ vgl. Brown, Sibley (1986), S. 50f sowie S. 193

festen Zuschlagssysteme vorgeschlagen worden⁹⁶. Diese Systeme haben aber für den Transportbereich keine nachhaltige Bedeutung erlangen können⁹⁷.

2.2.1.2.2 Mehrteilige Preise

Anstatt die ausschließlich mengenabhängigen (linearen) Ramsey-Preise zur Lösung des Defizitproblems bei Grenzkostenpreisbildung heranzuziehen, werden in verschiedenen Bereichen auch mehrteilige Preise eingesetzt⁹⁸. Sie können, unabhängig von den Kosten, zu höheren Gewinnen für das Unternehmen sowie erhöhter Effizienz führen⁹⁹ und sind gleichzeitig eine Möglichkeit der Preisdifferenzierung zweiten Grades¹⁰⁰. Ihre einfachste Form ist der zweiteilige Preis, der sich aus einem Grundpreis für den Zugang, d. h. der Schaffung der Möglichkeit zum Konsum des betreffenden Produktes, und einem linearen Teil für die Nutzung zusammensetzt¹⁰¹.

$GE_2(q) = p \cdot q + GP$, mit

$GE_2(q)$	(Gesamt-) Entgelt (in Abhängigkeit der Menge) ¹⁰²
p	(Nutzungs-) Preis
q	Menge
GP	Grundpreis

Da der Durchschnittspreis, gegeben durch: $\frac{GE_2(q)}{q} = p + \frac{GP}{q}$, hyperbolisch abnimmt, spricht man auch von nicht-linearen Preisen¹⁰³. Der Grenzpreis entspricht den Grenzkosten des Nachfragers und dem (Nutzungs-) Preis: $\frac{dGE_2(q)}{dq} = p$.

⁹⁶ vgl. z. B. die knappe Darstellung und Kritik der Péage-Systeme bei Bätz (1979), S. 116ff

⁹⁷ vgl. Aberle (1996), S. 282f

⁹⁸ Man spricht in diesem Zusammenhang auch von „Tarifspaltung“, z. B. Bätz (1979), S. 120f. Eine erste Anwendung derartiger Preise wurde bereits 1892 für Elektrizitätstarife eingeführt; vgl. Berg, Tschirhart (1988), S. 104. Weitere Beispiele sind Telekommunikationstarife, die ‚Bahncard‘, verschiedene Arten von Mitgliedsbeiträgen, z. B. in Buchclubs oder Anwendung im Bereich der Großhandels (hier werden die Transportkosten zum Großhandelsmarkt als Grundpreis, die Kosten der einzelnen Produkte als variabler Preis abgebildet, vgl. Burkey, Kurepa (2005)); s. a. Abschnitt 2.2.1.2.3.

⁹⁹ vgl. Brown, Sibley (1986), S. 61ff und Füg (1999), S. 50f; zusammenfassend: “The economic efficiency of nonuniform prices comes from their function of sorting diverse consumer types into tariff packages designed for them.” Brown, Sibley (1986), S. 97

¹⁰⁰ vgl. Knieps (2005), S. 212ff

¹⁰¹ Mit $GP > 0$ und $p = 0$ entspricht dies einem sog. Pauschalpreis; mit $p > 0$ und $GP = 0$ einem Einheitspreis oder linearem Preis und bei $p > 0$ und $GP > 0$ liegt der zweiteilige Preis vor. Für $p < 0$ oder $GP < 0$ ist der Preis nicht definiert; vgl. hierzu Borrmann, Finsinger (1999), S. 201, bzw. S. 212.

¹⁰² Dieses wird auch als „Ausgabefunktion“ bezeichnet, z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 201.

¹⁰³ vgl. Abbildung 2.2. Hier wird auch deutlich, dass durch Anwendung zweiteiliger Preise Nachfrager mit hohem Mengenbedarf gegenüber jenen mit geringem Mengenbedarf bevorzugt werden, vgl. a. Fußnote 108.

Bei Anwendung mehrteiliger Preise mit abschnittsweise konstanter Steigung wird das zu zahlende (Gesamt-) Entgelt, d. h. die Ausgabenfunktion, durch¹⁰⁴:

$$GE_n(q) = \begin{cases} p_1 \cdot q & \text{für } q \leq q_1 \\ p_1 \cdot q_1 + p_2 \cdot (q - q_1) & \text{für } q_1 < q \leq q_2 \\ \dots & \\ p_1 \cdot q_1 + p_2 \cdot (q_2 - q_1) + \dots + p_n \cdot (q - q_{n-1}) & \text{für } q_{n-1} < q \end{cases}$$

(mit $n \in \mathbb{N}$) festgesetzt.

Voraussetzung der Anwendung mehrteiliger Preise ist, dass es gelingt, den implizit gegebenen Anreiz für Nachfrager zur Bündelung zu verhindern. Denn durch Schaffung (idealerweise) eines oder (ungünstiger) mehrerer Zwischenhändler und Verkauf des Produktes auf dem Sekundärmarkt könnte erreicht werden, dass der Grundpreis nur einmal zu entrichten wäre¹⁰⁵.

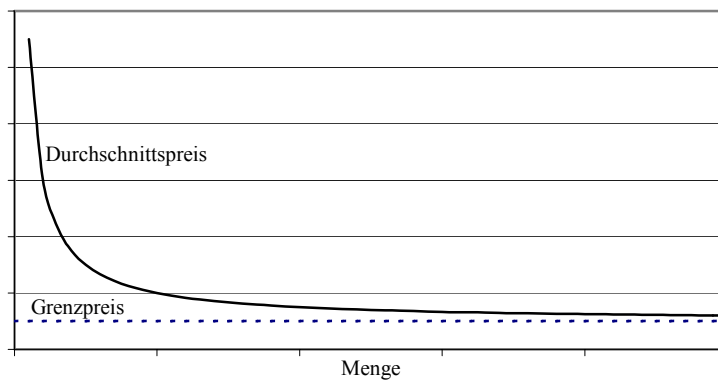


Abbildung 2.2 Durchschnittspreis und Grenzpreis in Abhängigkeit der Menge bei zweiteiligen Preisen

Weitergehende Variationsmöglichkeiten bestehen bei Anwendung optionaler Preise¹⁰⁶ oder der Anpassung, d. h. Differenzierung, der Grundpreise oder der linearen Anteile an einzelne Nutzer (-gruppen). Letztere kann für zwei- oder mehrteilige Preise angewandt werden¹⁰⁷.

Bei Informationsasymmetrie zwischen Anbieter und Nachfragern können optionale mehrteilige Preise dazu verwendet werden, um aus der Selbstselektion der Nachfrager Informationen über deren Zahlungsbereitschaft zu erhalten und, im Vergleich zum Angebot nicht-optionaler

¹⁰⁴ vgl. Borrmann, Finsinger (1999), S. 205ff. Dort werden mehrteilige Preise als „Blocktarife“ bezeichnet.

¹⁰⁵ vgl. Borrmann, Finsinger (1999), S. 217f („Sekundärmarktproblem“)

¹⁰⁶ vgl. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 210f sowie 222ff

¹⁰⁷ vgl. bzgl. einer detaillierten Darstellung und Kritik z. B. Berg, Tschirhart (1988), S. 103ff

mehrteiliger Preise, eine Erhöhung der Wohlfahrt zu erreichen¹⁰⁸. Dies ist dann der Fall, wenn für die Grundpreise GP_i gilt: $GP_i < GP_{i+1}$ und gleichzeitig für die Preise p_i gilt: $p_i > p_{i+1}$. Nur dann kann eine dominante Strategie der Nachfrager vermieden werden.

Prinzipiell kann bei Anwendung eines solchen Preises der lineare, mengenabhängige Teil entsprechend den Grenzkosten gesetzt und das Defizit über den Grundpreis abgedeckt werden¹⁰⁹. Die optimalen zweiteiligen Preise sind u. a. in Abhängigkeit der Kosten, der Grenzkosten und der Nachfragefunktion zu bestimmen¹¹⁰.

2.2.1.2.3 Anwendung mehrteiliger Preise im Erdgasverkauf

Die traditionell für den Verkauf von Erdgas angewandte Preisstruktur entspricht einem zweiteiligen Preis¹¹¹. Der Grundpreis wird durch den sog. Leistungspreis¹¹² und der lineare Anteil durch den Arbeitspreis, d. h. den Preis für die gelieferte bzw. zu liefernde Energiemenge, bestimmt. Der Leistungspreis ist ein Einheitspreis; der im Regelfall in Abhängigkeit der reservierten bzw. in Anspruch genommenen Kapazität festgelegt wird¹¹³. Er ‚repräsentiert‘ gleichzeitig den Preis für Erdgastransport und -speicherung. In vereinfachter Darstellung:

¹⁰⁸ vgl. Borrmann, Finsinger (1999), S. 223ff. Ein zweiteiliger Preis ist jedoch nicht notwendigerweise Pareto-besser. (Auf die Herleitung soll unter Verweis auf z. B. Berg, Tschirhart (1988), S. 136ff verzichtet werden.) Allgemein kann gezeigt werden, dass durch (optionale) Einführung jedes zusätzlichen zweiteiligen Preises die Wohlfahrt weiter erhöht wird; vgl. a. zu den hierbei zugrunde gelegten Annahmen z. B. Brown, Sibley (1986), S. 80ff.

¹⁰⁹ vgl. Berg, Tschirhart (1988), S. 106; Bätz (1979), S. 120 oder Brown, Sibley (1986), S. 66ff. Im einfachsten Fall (erstbeste Lösung) ergibt sich für identische Nachfrager der sog. Coase-Tarif, wonach der variable Preis auf Basis der Grenzkosten und der Grundpreis über das Defizit dividiert durch die Anzahl der Nachfrager bestimmt wird.

Wenn man Zugang und Nutzung als separate Produkte auffasst, deren Preiselastizitäten der Nachfrage unterschiedlich sind, können zwei- oder mehrteilige Preise entsprechend der Ramsey-Preisregel festgesetzt werden. Hiernach wird der Preis für die Nutzung auf Grundlage der Grenzkosten festgesetzt, da die Nachfrage im Regelfall elastisch ist. Die Höhe des (Grund-)Preises für den Zugang, dessen Nachfrage als unelastisch anzunehmen ist, wird so festgelegt, dass Gesamtkostendeckung erreicht werden kann; vgl. Armstrong, Cowan, Vickers (1994), S. 53ff

¹¹⁰ zur Herleitung vgl. z. B. Brown, Sibley (1986), S. 200f

¹¹¹ Darüber hinaus werden sog. Preisgleitklauseln für Arbeits- und Leistungspreise angewandt. Auf deren Beschreibung kann in dem hier interessierenden Zusammenhang verzichtet werden.

¹¹² vgl. hierzu auch Abschnitt 3.1.4.1

¹¹³ Dieser traditionelle Ansatz wird vereinzelt auch modifiziert. Es ist beispielsweise möglich, den Leistungspreis als sog. Grundpreis, d. h. als festgesetzte Zahlung in einer vorgegebenen Periode, anzusetzen. Aber auch in diesem Fall werden hierdurch grundsätzlich die Kosten des Erdgastransportes und gegebenenfalls der Erdgasspeicherung abgedeckt. Der Zusammenhang zur Kapazität wird durch Vereinfachung der Einheit nicht offengelegt. Der Unterschied zur Festlegung einer Mindestabnahmeverpflichtung ist in Anhang 9 knapp erläutert.

Folgt man allerdings Werbeck (1995), S. 74: „Die Qualifizierung eines Tarifbestandteils als Grundpreis erfordert eine vollständige Loslösung von den für die Lieferung des Stroms relevanten Sachverhalten.“, so müsste ein Grundpreis festgelegt werden, der auch von der Kapazität bzw. Leistung unabhängig ist.

$$K_{\text{Erdgas}} = p_{\text{Erdgas}} * V + \kappa * LP, \text{ mit}$$

K_{Erdgas}	Erdgasbeschaffungskosten (entspricht dem für das Erdgas insgesamt zu zahlenden Entgelt)
p_{Erdgas}	Arbeitspreis
V	Volumen (entspricht der Menge gemäß o. g. allgemeiner Darstellung)
κ	(zumeist: maximal vorgehaltene, d. h. reservierte) Kapazität ¹¹⁴
LP	Leistungspreis

M. a. W. wird über die Verwendung der Kapazität als zweite Variable des Preissystems ein von der ersten – der Energiemenge – unabhängiger Grundpreis geschaffen, der eine weitere Differenzierung gestattet.

Eine analoge Preisstellung wird in der Elektrizitätswirtschaft angewandt und dort (ebenfalls) durch die Kostenstruktur und Differenzierungsnotwendigkeit der erbrachten Leistungen, d. h. der Bereitstellung der Kapazität und der Elektrizitätslieferung eo ipso, begründet¹¹⁵.

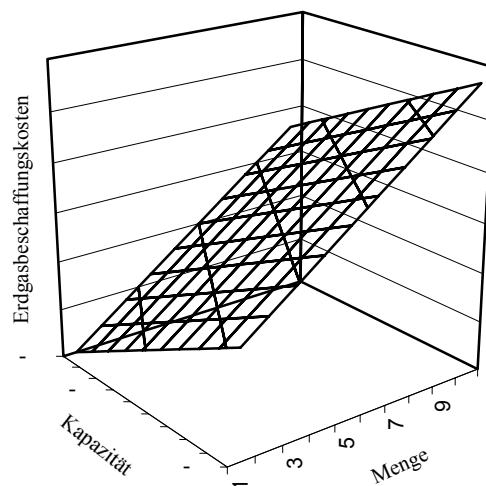


Abbildung 2.3 Schematische Darstellung der Erdgasbeschaffungskosten in Abhängigkeit der Menge und Kapazität

2.2.2 Betriebswirtschaftliche Ansätze

Preisbildung, bzw. betriebliche Preispolitik¹¹⁶, wird in der betriebswirtschaftlichen Literatur als wesentliche Maßnahme des einzelnen Betriebes angesehen, um „einen möglichst großen

¹¹⁴ diese ist im Allgemeinen nicht als variabel anzusehen

¹¹⁵ vgl. hierzu z. B. Werbeck (1995), S. 74ff; zur Kritik Werbeck (1995), S. 120ff insbes. S. 125f

¹¹⁶ vgl. hierzu z. B. die Gesamtdarstellung der Preispolitik als Teil der kontrahierungspolitischen Maßnahmen bei Meffert (2000), S. 482ff

Anteil der kaufkräftigen Nachfrage nach den von ihm produzierten Gütern auf sich zu konzentrieren.¹¹⁷

Auf den Ansätzen der mikroökonomischen Theorie zur Preisbildung aufsetzend, diese unter einem anderen Paradigma untersuchend¹¹⁸ oder sie eingliedernd¹¹⁹, wird zwischen kostenorientierter, nachfrageorientierter¹²⁰ und/oder konkurrenzorientierter Preisbildung unterschieden¹²¹. Die ausschließlich nachfrageorientierte Preisbildung wird hiernach in den idealtypischen Marktformen des (nicht regulierten) Monopols sowie bei atomistischer Konkurrenz im Polypol¹²², die konkurrenzorientierte Preisbildung bei den verschiedenen Formen des Oligopols angewandt¹²³. Die kostenorientierte Preisbildung erlangte vor allem im Zusammenhang mit der Diskussion der Verbändevereinbarungen sowie der regulierten Preisbildung Bedeutung¹²⁴.

¹¹⁷ Wöhe (1984), S. 553, 554

¹¹⁸ vgl. z. B. Scheuch (1989) S. 392

¹¹⁹ vgl. z. B. Meffert (2000), S. 514ff

¹²⁰ Scheuch (1989), S. 392 spricht in diesem Zusammenhang von „Kundenreaktion“

¹²¹ vgl. Pesch (1978), S. 104ff; Meffert (2000), S. 506ff. Scheuch (1989), S. 392 nennt zusätzlich strategische Entscheidungen und Aktionsziele als für die preispolitischen Entscheidungen relevante Grundlagen. Meffert (2000), S. 542ff führt als weitere Möglichkeit die nutzenorientierte Preisbestimmung an.

¹²² vgl. Meffert (2000), S. 512

¹²³ vgl. Meffert (2000), S. 530; diese klare Abgrenzung ist im Rahmen der praktischen Umsetzung nicht immer zu erkennen: „Bei der Preisbildung von Fluggesellschaften läßt sich daher feststellen, daß kosten-, nachfrage- und konkurrenzorientierte Preisbildungsstrategien keine sich gegenseitig ausschließenden Alternativen sind.“; Pompl (1998), S. 194; s. a. Sterzenbach (1996), S. 277, 280

¹²⁴ vgl. die knappe Beschreibung der kostenorientierten Preisbildung für den Erdgastransport in Anhang 5

3 Erdgastransport

Der Erdgastransport kann sowohl aus technisch-physikalischem als auch aus ökonomischem ‚Blickwinkel‘ beschrieben werden. Während die ökonomische Beschreibung unter anderem Möglichkeiten des abstrahierenden Vergleiches mit anderen Netzindustrien aufzeigt, können mit Hilfe der technisch-physikalischen Beschreibung (auch) für die Preisbildung essentielle Parameter erläutert und Spezifika des Erdgastransportes im Vergleich zu anderen Netzindustrien verdeutlicht werden. Darüber hinaus sind zur Analyse der Preissysteme dessen institutionelle Organisation sowie die Kostenstruktur von Bedeutung. Der Beschreibung dieser geht Definition und Abgrenzung verschiedener den Erdgastransport betreffender Begriffe voraus.

3.1 Definitionen und Begriffsabgrenzungen

3.1.1 Transport, Netzzugang und Durchleitung

(Erdgas-)Transport¹²⁵ bezeichne die Verbringung (von Erdgas) von einer Übernahmestation zu einer Übergabestation¹²⁶. Die Begriffe des Netzzugangs¹²⁷ und der Durchleitung¹²⁸ sind als Synonyme zu dem des (Erdgas-)Transportes anzusehen. Beide wurden in die Diskussionen um die ersten Verbändevereinbarungen¹²⁹ eingebracht. Sie sind zumeist nicht unabhängig von dem zu wählenden Preis- bzw. Kapazitätsreservierungssystem¹³⁰. Der Begriff des Netzzuganges wird gemeinhin von Anhängern entfernungs- und transportwegunabhängigen (Kapazitätsreservierungs-) Systeme vorgezogen. Hingegen verwenden Befürworter der entfernungsabhängigen Preissysteme und wegabhängigen Kapazitätsreservierungssysteme zur Verdeutlichung des Konzeptes des Transportes von Erdgas von einer Übernahme- zu einer Übergabestation durch ein Rohr den Begriff der Durchleitung.

3.1.2 Transport und Transit

Manchenorts¹³¹ wird zwischen Transport und Transit von Erdgas unterschieden. Danach ist unter Transit der Transport über Staatsgrenzen hinweg bzw. zwischen Staatsgrenzen zu verstehen. Dies ist jedoch weder mit den Vorstellungen eines einheitlichen europäischen Marktes

¹²⁵ vgl. zur Etymologie des Wortes ‚Transport‘ auch Kluge (1999), S. 832

¹²⁶ in dieser Arbeit werden Übernahme und Übergabe stets aus der Sicht des Transporteurs aufgefasst; d. h. der Transporteur übernimmt ihm zur Verfügung bzw. zum Transport angestelltes Erdgas an der Übernahmestation und übergibt dieses an der Übergabestation wieder an den Transportkunden.

¹²⁷ vgl. z. B. Perner (1998), S. 9; VV-Erdgas I (2000)

¹²⁸ vgl. z. B. Schulze (1999)

¹²⁹ vgl. VV-Erdgas I (2000); VV-Elektrizität I (1999)

¹³⁰ s. zur Unterscheidung Abschnitt 3.1.5

¹³¹ s. z. B. GTE (2001a), S. 17

noch mit den Randbedingungen¹³², insbesondere der Diskriminierungsfreiheit, vereinbar. Denn die Umsetzung der Unterscheidung zwischen Transport und Transit in einem Preissystem könnte zu ungleicher Preisstellung (nahezu) identischer Dienstleistungen führen. Diskriminierung wäre beispielsweise dann gegeben, wenn die Kapazitätsreservierung von einer Übernahmestation an der Grenze eines Landes zu einer Übergabestation an einer anderen Grenze dieses Landes unter ansonsten identischen Bedingungen, nicht (nahezu) gleichbehandelt werden würde, wie jene von der gleichen Übernahmestation zu einer nur wenige Meter von o. g. Übergabestation entfernten, inländischen Übergabestation, wenn also transitierenden Transportkunden – ceteris paribus – nicht dieselben Konditionen wie transportierenden angeboten werden.

3.1.3 Transporteur und Netzbetreiber

Transporteur sei der Vertragspartner des Transportkunden¹³³, welcher sich zur Vorhaltung der vertraglich vereinbarten Kapazität verpflichtet, jedoch nicht notwendigerweise Betreiber oder gar Eigentümer der entsprechenden Transportleitungen sein muss. Demgegenüber impliziert der im Rahmen der rezenten Diskussionen verwendete Begriff des Netzbetreibers fälschlicherweise, dass der Vertragspartner des Transportkunden selbst Betreiber (aber nicht Eigentümer) des Netzes sein muss.

3.1.4 Transportkapazität¹³⁴

Die Transportkapazität¹³⁵ sei das maximale zwischen einer Übernahme- und einer Übergabestation in einer Abrechnungseinheit¹³⁶ von dem Transporteur vorzuhaltende und von dem Transportkunden beanspruchte Volumen in einer Erdgastransportleitung¹³⁷. Sie stelle das zu veräußernde und zu verpreisende Produkt dar¹³⁸. Die Gesamtkapazität eines Erdgastransport-

¹³² vgl. Abschnitt 4 und Abschnitt 4.3

¹³³ beide sind Vertragsparteien des Transportvertrages

¹³⁴ Die Definition der ‚Transportkapazität‘ als einem der im Rahmen der vorliegenden Arbeit zentralen Begriffe erfolgt hier im Vorgriff auf die Festlegungen der Variablen der Preissysteme; s. a. Abschnitt 5.1.1.

¹³⁵ Sofern eine Verwechslung mit z. B. Speicherkapazitäten ausgeschlossen werden kann, wird diese im Folgenden auch vereinfachend als ‚Kapazität‘ bezeichnet.

¹³⁶ Die zu wählende Zeiteinheit wird hierbei nicht zuletzt durch die installierten Messgeräte determiniert. Denn die theoretisch anzustrebende Minimierung der als Abrechnungseinheit zu bezeichnenden Zeiteinheit ist messtechnisch und wirtschaftlich nicht immer umzusetzen, so dass im Regelfall die Stunde gewählt wird. Vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1.3.1.

¹³⁷ zur Problematik der Festlegung einer Einheit für die Kapazität s. a. Abschnitt 5.1.1; zur vertraglichen Festlegung s. a. Abschnitt 4.2; zur Definition der Kapazität s. a. z. B. GTE (2001b), S. 22ff

¹³⁸ s. zur Unterscheidung zu anderen Ansätzen Abschnitt 1.2, insbesondere Fußnote 33 sowie Abschnitt 7.1

systems¹³⁹, wird durch die jeweils gültigen technischen¹⁴⁰ und vertraglichen Parameter beschränkt.

Diese Festlegung impliziert, dass der Transporteur dem Transportkunden quasi ein ‚Rohr im Rohr‘ zwischen Übernahme- und Übergabestation zur Verfügung stellt¹⁴¹. Somit ist auch ein Weg im Netz des Transporteurs zu definieren¹⁴². Denn nur mit Festlegung eines Weges können die Ansprüche des Transportkunden klar umrissen werden¹⁴³. Damit wird gleichzeitig das in Abschnitt 3.1.5 dargestellten Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem vorausgesetzt.

3.1.4.1 Kapazität vs. Auslastung und gaswirtschaftliche Leistung

Von der Kapazität streng zu unterscheiden sind die Begriffe der Auslastung und der gaswirtschaftlichen Leistung.

Transportkunden reservieren beim Transporteur entsprechend ihren Anforderungen einen bestimmten Anteil der im Netz verfügbaren Kapazität. Dieser wird als die reservierte Kapazität bezeichnet.

Unter der Auslastung einer reservierten Kapazität wird der (zumeist in Prozent ausgedrückte) Anteil der Nutzung dieser während eines Bezugszeitraumes¹⁴⁴ verstanden. Sofern die gesamte reservierte Kapazität ausgelastet wird, spricht man von Vollauslastung in dem betrachteten Zeitraum. Der Zusammenhang zwischen Kapazität und Auslastung wird in Abbildung 3.1 veranschaulicht.

Die gaswirtschaftliche Leistung bezeichne die maximale in einer Abrechnungseinheit von einem (Erdgas-) Lieferanten vorzuhaltende und zu liefernde Erdgasmenge.

Während also die Kapazität von einem Transportkunden bei einem Transporteur angemietet bzw. reserviert werden kann, ist nur ein Erdgashändler im Stande, dem Kunden (d. h. dem Abnehmer von Erdgas) gaswirtschaftliche Leistung anzubieten. Die Verfügbarkeit ausreichender Kapazität ist für den Lieferanten daher Voraussetzung um gaswirtschaftliche Leistung anbieten zu können.

¹³⁹ zur Definition des Erdgastransportsystems s. Abschnitt 3.2.1

¹⁴⁰ zur Abhängigkeit der Kapazität von weiteren Einflussgrößen s. a. Anhang 1

¹⁴¹ Es sei betont, dass hiernach die Kapazität ‚zwischen den Stationen‘ und nicht ‚an‘ der Übernahmestation und ‚an‘ der Übergabestation festzulegen ist.

¹⁴² zur Weg- bzw. Entfernungsdefinition vgl. Abschnitt 5.1.4.1. In diesem Zusammenhang wird auch das Problem diskutiert, dass in hoch vermaschten Netzen der tatsächliche Weg in der Regel schwer festzulegen ist. Diese sind aber vorwiegend in lokalen Verteilernetzen anzutreffen.

¹⁴³ Wenn beispielsweise in einem komplexen Netz eine oder mehrere Teilstrecken ausfallen, ist es nur dann möglich, den Ansprüchen der einzelnen Transportkunden auf Vorhaltung der reservierten Kapazität gerecht zu werden, bzw. die Transporte für manche der Kunden einzustellen, wenn für jeden einzelnen Transportvertrag auch die Transportwege eindeutig definiert sind.

¹⁴⁴ zur Definition s. Abschnitt 5.1.3.2

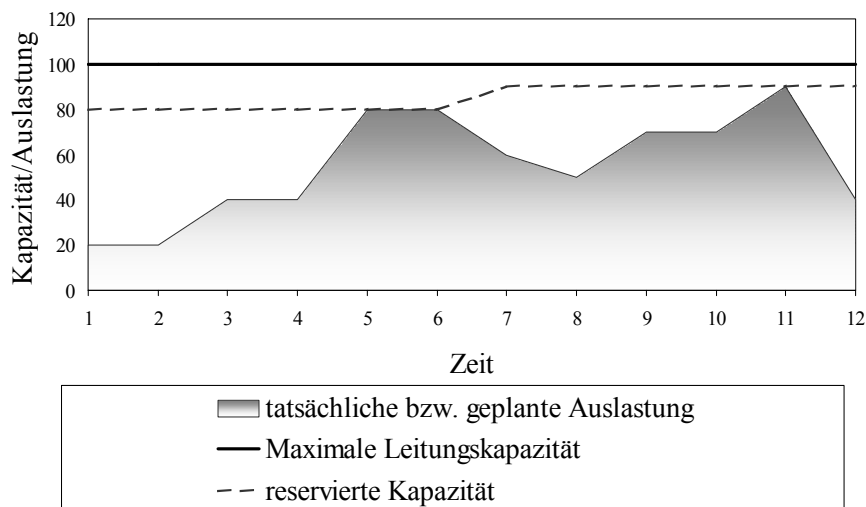


Abbildung 3.1 Schematische Darstellung der Auslastung und der Kapazität

3.1.4.2 Energie- und volumenbasierte Kapazitätsdefinition

Ein potenzieller Konflikt, der durch die Kapazitätsdefinition gemäß Abschnitt 3.1.4 entstehen kann, hat seinen Ursprung darin, dass ein Endabnehmer Erdgas als Energie bezieht, der Transporteur das Erdgastransportsystem jedoch nur zum Transport von Volumina auslegen kann. Daher wird der Transporteur die Kapazität stets über das maximale während einer Zeiteinheit (Abrechnungseinheit) transportierte Volumen festlegen (volumenbasierte Kapazitätsdefinition¹⁴⁵). Entsprechend den Interessen der als Transportkunden auftretenden Endabnehmer oder Händler könnte alternativ die Kapazität aber auch über die maximale während einer Abrechnungseinheit zu transportierende Energie definiert werden (energiebasierte Kapazitätsdefinition¹⁴⁶). Beide Kapazitätsdefinitionen können nur dann als äquivalent angesehen werden, wenn der Brennwert¹⁴⁷ des transportierten Erdgases konstant ist. In realiter schwankt

¹⁴⁵ zur gesetzlichen Regelung in Deutschland vgl. Abschnitt 4.1.2.2, insbesondere Fußnote 297. Da die kürzeste für diese Zwecke anwendbare Zeiteinheit, die Abrechnungseinheit, s. Abschnitt 5.1.3.1, üblicherweise die Stunde ist, wird die Kapazität dann in der Einheit [m³/h] angegeben.

¹⁴⁶ Als Energieeinheit wird in der deutschen Erdgaswirtschaft üblicherweise die [kWh] verwendet. Als energiebasierte Kapazitätseinheit ergibt sich dann: [kWh/h = kW]. International und auch gemäß SI-System vorgeschrieben ist das Joule [J]. Es gilt $1 \text{ kWh} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$.

Vgl. hierzu auch die Sonderregelung für lokale Verteilernetze gemäß GasNEV (2005) § 18, s. a. Abschnitt 4.1.2.2, insbesondere Fußnote 299

¹⁴⁷ Der Brennwert kann vereinfacht als Energieinhalt einer Volumeneinheit definiert werden und wird dementsprechend in der Einheit [MJ/m³] bzw. [kWh/m³] angegeben. (Zu beachten bleibt, dass die Bedingungen für die Brennwertdefinition bzgl. Druck und Temperatur international nicht einheitlich sind.)

dieser jedoch in Abhängigkeit der Provenienz des Erdgases und Mischung verschiedener Erdgase im Netz. Daher wird der Energieinhalt einer Volumeneinheit in der Regel weder zeitlich noch örtlich konstant sein.

Im Allgemeinen wird für Transporte die energieäquivalente Übergabe vereinbart¹⁴⁸. Das bedeutet, der Energieinhalt der an der Übernahmestation zu übernehmenden Erdgasvolumina, $E_{ÜN}$, hat zu jedem Zeitpunkt bzw. in jedem Zeitraum dem der an der Übergabestation übergebenen, $E_{ÜB}$, zu entsprechen, $E_{ÜN} = E_{ÜB}$ ¹⁴⁹.

An der Übernahmestation werden die zu reservierende, volumenbasierte Kapazität, $\kappa_{ÜN}$, und die zulässigen Bandbreiten der Erdgasqualitätsparameter, insbesondere des Brennwertes, $B_{ÜNmax}$ und $B_{ÜNmin}$, festgelegt. Zugleich wird die energieäquivalente Übergabe der übernommenen Volumina, $V_{ÜN}$, vereinbart. Hierdurch entfällt die Notwendigkeit der Festlegung der volumenbasiert definierten Kapazität an der Übergabestation, $\kappa_{ÜB}$.

Die Energie an der Übernahmestation ergibt sich aus dem Produkt des Volumens $V_{ÜN}$ mit dem jeweiligen Brennwert, $B_{ÜN}$: $E_{ÜN} = B_{ÜN} * V_{ÜN}$.

Da diese per definitionem mit der Energie an der Übergabestation, $E_{ÜB}$, identisch ist und der Brennwert an der Übergabestation $B_{ÜB}$ in der Regel durch die Flusssituation im Netz vorgegeben ist, gilt (für beliebige Zeiträume):

$$E_{ÜN} = B_{ÜN} * V_{ÜN} = E_{ÜB} = B_{ÜB} * V_{ÜB}$$

und daher:

$$B_{ÜN} / B_{ÜB} * V_{ÜN} = V_{ÜB}.$$

Chancen und Risiken von Schwankungen des Brennwertes des transportierten Erdgases gehen somit zu Gunsten bzw. zu Lasten des Transporteurs. Gleichzeitig wird hierdurch die Qualitätstransformation innerhalb vorgegebener Bandbreiten impliziert¹⁵⁰. Dies bedeutet genaugenommen ein Abweichen von dem Prinzip der Kapazitätsvorhaltung. Denn bei Schwankungen des Brennwertes ist der Transporteur gezwungen, zusätzliche Volumina zu liefern bzw. überschüssige Volumina aufzunehmen¹⁵¹.

¹⁴⁸ s. a. Abschnitt 4.2

¹⁴⁹ Diese und die im Folgenden betrachteten Größen können sich sowohl auf die Abrechnungseinheit als auch auf längere Zeiträume beziehen. Bezogen auf die Abrechnungseinheit stellt E die Energie pro Zeiteinheit, d. h. die Leistung und V den Volumenstrom dar.

¹⁵⁰ bzgl. der z. B. in Deutschland zulässigen Bandbreiten s. Fußnote 177

¹⁵¹ Dieses sei an einem Beispiel verdeutlicht:

Als volumenbasiert definierte Kapazität seien 100 m³/h reserviert. Der Brennwert des zu übernehmenden Erdgases habe eine zulässige Schwankungsbreite zwischen 10 kWh/m³ und 12 kWh/m³. Der Brennwert im Netz des Transporteurs an der Übergabestation sei 11 kWh/m³. Stellt der Transportkunde zur Übernahme 100 m³ mit einem Brennwert von 11 kWh/m³ bereit, so sind auch an der Übergabestation 100 m³ zu übergeben. Beträgt der Brennwert der zu übernehmenden Erdgasvolumina aber 12 kWh/m³, so sind an der Überga-

→

Nur wenn Endabnehmer bzw. Transportkunden die Qualität an der Übernahmestation gezielt beeinflussen könnten, wäre es für sie möglich diese Regelung zu nutzen, da dann – wenn auch nur in beschränktem Umfang – die Transportkapazität als ‚Volumenpuffer‘ verwendet werden könnte¹⁵². Da aber beispielsweise an internationalen Übernahmestationen die Qualität im Regelfall durch Transportkunden nicht beeinflussbar ist, wird eine derartige (Aus-) Nutzung im Allgemeinen nicht möglich sein.

3.1.5 Kapazitätsreservierungssystem vs. Preissystem

Im Rahmen der Untersuchung der Preissysteme ist deren klare Unterscheidung von Kapazitätsreservierungssystemen erforderlich¹⁵³.

Durch ein Kapazitätsreservierungssystem wird die in den Transportverträgen zugrunde zu legende Systematik der Reservierung von Kapazitäten festgelegt, so z. B. die Rechte von Transportkunden bei Ausfällen einzelner Leitungen eines Netzes. Im Gegensatz hierzu werden in Preissystemen die den Preis bestimmenden Variablen und deren funktionale Beziehungen zueinander festgelegt¹⁵⁴. Beide Systeme sind Bestandteile der transportvertraglichen Bedingungen aber prinzipiell voneinander unabhängig.

Man unterscheidet im wesentlichen folgende Kapazitätsreservierungssysteme¹⁵⁵

- Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem: die Kapazität wird an jeweils einer Übernahme- und einer Übergabestation sowie entlang eines diese verbindenden Weges, definiert und reserviert,
- Punkt-Kapazitätsreservierungssystem (entspricht dem ‚Briefmarkensystem‘): die Kapazität wird im Netz definiert und reserviert, der Transporteur legt den Transportweg nicht fest und der Transportkunde hat das Recht zur Einspeisung und/oder Entnahme an beliebigen Übernahme- und Übergabestationen, und

bestation $100 \text{ m}^3 * 12 \text{ kWh/m}^3 = 1200 \text{ kWh}$ zu übergeben, was in diesem Fall einem Volumen von $1200 \text{ kWh}/11 \text{ kWh/m}^3 = 109 \text{ m}^3$ entspricht. Beträgt der Brennwert der zu übernehmenden Erdgasvolumina hingegen 10 kWh/m^3 , so sind an der Übergabestation $100 \text{ m}^3 * 10 \text{ kWh/m}^3 = 1000 \text{ kWh}$ zu übergeben, was in diesem Fall einem Volumen von $1000 \text{ kWh}/11 \text{ kWh/m}^3 = 91 \text{ m}^3$ entspricht.

¹⁵² Da $B_{\text{ÜN}} * V_{\text{ÜN}} = E_{\text{ÜB}}$ könnte durch Beeinflussung von $B_{\text{ÜN}}$ und unverändertem Bedarf $E_{\text{ÜB}}$ gleichzeitig das Volumen $V_{\text{ÜN}}$ variiert werden.

¹⁵³ vgl. hierzu ausführlich: Lapuerta, Moselle (2002), S. 35; dort werden zwei Aspekte von Preissystemen („tariff system“) unterschieden: das Preissystem als solches („tariff type“) und das Kapazitätsreservierungssystem („capacity type“); s. a. GTE (2002) zur Bedeutung der Kapazitätsrechte und der hieraus abzuleitenden Unterstützung der getroffenen Unterscheidung

¹⁵⁴ zur Definition vgl. Abschnitt 2.1.4; zur genaueren Erläuterung der den hier genannten Kapazitätsreservierungssystemen gegenüberzustellenden Preissystemen s. Abschnitt 5.2.

Die folgende Abgrenzung erfolgt unter Vorgriff auf die in Abschnitt 5.2 beschriebenen Preissysteme für den Erdgastransport.

¹⁵⁵ folgende Definitionen orientieren sich an Lapuerta, Moselle (2002), S. 56f

- Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystem: die Kapazität wird gleichzeitig für mehrere, festgelegte, Übernahme- und Übergabestationen definiert und reserviert, der Transporteur legt den Transportweg nicht fest.

In Tabelle 3.1 wird eine Auswahl der angewandten Kombinationen verschiedener Preis- und Kapazitätsreservierungssysteme gezeigt. Entry-Exit- und Punkt-Kapazitätsreservierungssysteme waren zunächst primär in der Elektrizitätswirtschaft relevant. Dort wird Spannung an einer Stelle des Netzes anlegt und an einer (zumeist beliebigen) anderen Stelle aus dem Netz ‚entnommen‘. Durch das (neue) EnWG ist die Anwendung eines Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystems in Deutschland auch für Erdgastransporte der Ferngasstufe vorgeschrieben.

		Preissystem		
		Entfernungsabhängig	Entry-Exit	Entfernungsunabhängig
Kapazitätsreservierungssystem	Punkt-zu-Punkt	Deutschland (Ferngas) ¹⁵⁶	Irland und Deutschland (Ferngas) ¹⁵⁷	Spanien
	Entry-Exit		UK Deutschland (künftig) ¹⁵⁸	Zahlreiche europäische Elektrizitätsnetzbetreiber
	Briefmarke			Deutschland (lokale Verteilung) Einige US Ferngasgesellschaften

Tabelle 3.1 Beispiele für Anwendungen verschiedener Kapazitätsreservierungs- und Preissysteme in ausgewählten Ländern¹⁵⁹

Im Folgenden wird das Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem vorausgesetzt. Dieses ist als Konsequenz der Desintegration zwingend und entspricht den getroffenen Annahmen, wie z. B. der Produktdefinition der Kapazitätsvorhaltung¹⁶⁰. Sowohl das nach EnWG anzuwendende, allerdings fälschlicherweise auch mit dem entsprechenden Preissystem gleichgesetzte Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystem als auch das Punkt-Kapazitätsreservierungssystem implizierten hingegen, im Widerspruch zu den Regelungen der Desintegration, dass

¹⁵⁶ ehemals gemäß VV-Erdgas I (2000) und VV-Erdgas II (2002)

¹⁵⁷ ehemals gemäß VV-Erdgas I (2000) und VV-Erdgas II (2002)

¹⁵⁸ vgl. GasNZV (2005), §4 (2); s. hierzu a. Fußnote 294

¹⁵⁹ ergänzt nach Lapuerta, Moselle (2002), S. 36; bzgl. der Definition und detaillierten Beschreibung der Preissysteme s. Abschnitt 5.2, insbesondere Tabelle 5.1

¹⁶⁰ Wie oben erwähnt entspricht es aber nicht dem gemäß EnWG in Deutschland gültigen und war in der Vergangenheit Kritik ausgesetzt: „Das Modell, das der Leitungsnutzung und deren Abwicklung zu Grunde gelegt wurde, das so genannte Punkt-zu-Punkt oder transaktionsbezogene Modell, ist zu kompliziert und in vielen Details wettbewerbsbehindernd.“, Esser-Scherbeck (2002).

der Transporteur stets über ausreichende Volumina Erdgas verfügt; denn nur dann kann die Rückgabe des übernommenen Erdgases an jeder Übergabestation des Netzes sichergestellt werden¹⁶¹.

3.2 Technische Beschreibung

3.2.1 Leitungen¹⁶²

Um Erdgas von dem Ort der Gewinnung (Produktion) zum Endverbraucher zu verbringen, sind in der Regel große Entfernungen zu überwinden. Erdgas wird transportiert. Dieser Transport erfolgt zumeist in unterirdisch verlegten Rohrleitungen bzw. Rohrleitungssystemen. Durch sie wird Erdgas mit Überdruck, der durch Verdichter erzeugt wird, gepresst¹⁶³. Die Gesamtheit dieser Rohrleitungen, Verdichter und Zusatzaggregate wird als Erdgastransportsystem bezeichnet¹⁶⁴ und stellt die in Abschnitt 3.3.1 erwähnte Wegeinfrastrukturkomponente¹⁶⁵ des Netzes dar.

Die die Erdgastransportsysteme bildenden Stahlrohre oder Kunststoffrohre werden nach ihrer Nennweite¹⁶⁶ und ihrem Nenndruck klassifiziert. In Hochdruckleitungen erfolgt der Erdgas-transport im Regelfall mit Nenndrücken zwischen 67,5 und 100 bar¹⁶⁷. Die tatsächlichen Betriebsdrücke liegen jedoch meist unter diesen Werten. Es schließen sich die Mitteldrucknetze (bis 1 bar) und Niederdrucknetze (45 bis 100 mbar) an. Die üblicherweise verwendeten Nennweiten in Hochdrucknetzen sind zumeist größer als 200 mm und können bis zu 1400 mm erreichen. In den Mittel- und Niederdrucknetzen werden für den Transport kleinere

¹⁶¹ Bei Anwendung der Punkt- und Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssysteme ist die Festlegung der vertraglichen Bedingungen zur Sicherstellung der vollständigen Erfüllung der Transportleistungen bei Ausfall von Teilstrecken im Netz komplizierter als bei Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystemen, da man sich hierbei nicht auf eine Wegdefinition beziehen kann.

¹⁶² eine detailliertere Beschreibung der Kapazitätsberechnung sowie der Verdichter ist in Anhang 1 enthalten

¹⁶³ s. hierzu auch: Cerbe et al. (2004), S. 119ff insbes. S. 131ff, sowie die Beschreibung in Anhang 1; zur Geschichte des Erdgastransportes s. z. B. Voigt (1965)

¹⁶⁴ Eine Zusammenstellung der in Deutschland für die Errichtung und den Betrieb von Erdgastransportsystemen zu gültigen Regelwerke gibt z. B. Cerbe et al. (2004), S. 164ff.

¹⁶⁵ Im Allgemeinen sind Zugang zur Wegeinfrastruktur (z. B. der Trasse im Bahnverkehr, dem ‚Slot‘ im Luftverkehr) und ‚Transportgefäß‘ (z. B. dem Zug oder dem Flugzeug) strikt voneinander getrennt. Beim Erdgas-transport sind zwar Trasse und Transportgefäß ebenfalls nicht identisch, denn die Leitungen werden entlang vorgegebener Trassen verlegt, aber sie sind stets untrennbar örtlich und zeitlich miteinander verbunden.

¹⁶⁶ Da die Wanddicke einzubeziehen ist, entspricht die Nennweite nicht zwangsläufig exakt der lichten Weite des Rohres.

¹⁶⁷ bzw. 67,5 und 80 bar; in sog. Offshore-Leitungen auch bis zu 130 bar, vgl. Cerbe et al. (2004), S. 168; die folgende Beschreibung basiert im wesentlichen auf Cerbe et al. (2004), S. 168ff

Durchmesser als die o. g. 200 mm verwendet¹⁶⁸. Die Rohre sind beschichtet um Verschleiß, Korrosion und Rohrreibungswiderstände zu minimieren.

Zusätzlich zu den Rohren werden Formstücke, welche notwendig sind um Richtungsänderungen oder Abzweige zu errichten, Armaturen einzubinden und auch um Rohre verschiedener Durchmesser miteinander zu verbinden, verwendet. Die Armaturen ihrerseits sind primär Absperrereinrichtungen wie Schieber, Hähne oder Klappen¹⁶⁹.

3.2.2 Verdichter

Da der Druck in Leitungen mit zunehmender Entfernung abnimmt, werden für den Transport über größere Entfernungen, wie auch bei Speicherung, Verteilung und Mischung von Erdgas, Verdichter eingesetzt¹⁷⁰. Durch Verdichter wird der Volumenstrom des Erdgases in der Rohrleitung von einem Eingangsdruck auf einen Ausgangs- oder Enddruck erhöht. Hierdurch wird die Kapazität der Leitungen erhöht.

3.2.3 Gas-Druckregelanlagen und Gas-Druckregel-Messanlagen

An den Übergabestellen, sowie gegebenenfalls bei der Abgabe an Endverbraucher, werden Gas-Druckregelanlagen oder auch Gas-Druckregel- und Messanlagen installiert¹⁷¹. Diese werden dazu verwendet den Druck des Erdgases ein- oder mehrstufig auf den Wert zu reduzieren, der in dem sich anschließenden Netz benötigt wird. Ferner stellen sie bei sich zeitlich änderndem Einspeisedruck einen konstanten Ausspeisedruck sicher. Gleichzeitig wird das Erdgas in diesen Anlagen gefiltert und von Staub oder sonstigen Verunreinigungen gereinigt, vorgewärmt und durch Zugabe von Odoriermitteln odoriert¹⁷². Zudem werden dessen wichtigste Kenngrößen registriert.

Der Aufbau einer solchen Anlage ist prinzipiell durch folgende Bauteile gekennzeichnet:

- Absperrereinrichtungen zum sicheren und gegebenenfalls schnellen Schließen der Leitungen,
- Filteranlagen, die durch Korrosion oder nicht gereinigte Rohre entstandene Partikel zurückhalten,

¹⁶⁸ Eine Ausnahme bilden die sog. Röhrenspeicher. Hierbei handelt es sich in der Regel um relativ kurze Rohre großen Durchmessers, die zur kurzzeitigen Zwischenspeicherung des von dem Vorlieferanten bezogenen Erdgases benutzt werden, um die Spitzenleistung zu reduzieren. (Unter Spitzenleistung versteht man das im Laufe eines Lieferjahres maximale während einer Abrechnungseinheit (zumeist eine Stunde) benötigte Erdgasvolumen; vgl. auch die Kapazitätsdefinition in Abschnitt 3.1.4)

¹⁶⁹ vgl. zur näheren Erläuterung z. B. Cerbe et al. (2004), S. 173

¹⁷⁰ s. hierzu auch Anhang 1

¹⁷¹ vgl. Cerbe et al. (2004), S. 185ff

¹⁷² d. h. dem im Ursprungszustand geruchsneutralen Erdgas wird aus Sicherheitsgründen ein Geruchsstoff zugesetzt

- Isolierstücke, die bei kathodischem Korrosionsschutz des Netzes¹⁷³ verhindern, dass die Korrosionsschutzströme aus dem Netz über die metallischen Verbindungen der Gas-Druckregelanlage abgeleitet werden,
- Sicherheitseinrichtungen,
Sie können entweder als Sicherheitsabsperreinrichtungen oder Sicherheitsabblaseinrichtungen ausgeführt sein. Sicherheitsabsperreinrichtungen müssen bei Über- oder Unterschreiten definierter Drücke sofort schließen. Sicherheitsabblaseinrichtungen sind im Betriebszustand verschlossen und öffnen sich bei zu großen bzw. zu kleinen Drücken. Wird danach der Betriebsdruck wieder erreicht, schließen Sicherheitsabblaseinrichtungen selbsttätig.
- Aufwärmanlagen zur Erwärmung der durch Entspannung abgekühlten Gase und
- Mess- und Regeleinrichtungen.

Die Bedeutung der Gas-Druckregelanlagen beschränkt sich nicht nur auf deren technische Aufgaben. In einem Netz ist die Erhöhung des Einspeisedruckes für den Netzbetreiber eine der wirtschaftlichsten Möglichkeiten zur Deckung eines höheren Bedarfes. Um diesen handhaben zu können, benötigt man Gas-Druckregelanlagen. Die Anlagen müssen folgerichtig so ausgelegt sein, dass auch bei Erhöhung des Einspeisedruckes eine gesicherte Minderung des Druckes vorgenommen werden kann. Die dann vorhandene bzw. freiwerdende Druckenergie kann aber nur in wenigen Fällen wirtschaftlich genutzt werden¹⁷⁴.

3.2.4 Netzsteuerung

Das für Netze erforderliche Infrastrukturmanagement¹⁷⁵ ist nur durch kontinuierliche Überwachung und Steuerung des gesamten Erdgastransportsystems zu gewährleisten. Hierzu werden in Dispatchingzentralen Prozessleitsysteme eingesetzt. Sie bestehen in der Regel aus einem zentralen Prozessrechner, der mit den zu steuernden Betriebskomponenten verbunden ist und zur Überwachung, Regelung, Steuerung und Optimierung der Lastflüsse im Netz eingesetzt wird¹⁷⁶.

¹⁷³ Durch kathodischen Korrosionsschutz werden die Rohre an eventuellen Fehlstellen der Umhüllung geschützt. Dies wird durch einen den Korrosionsströmen entgegengesetzten Gleichstrom erreicht. Dieser Gleichstrom kann entweder mit Hilfe galvanischer Anoden ohne Fremdstrom oder durch Anschluss an eine Fremdstromanlage angelegt werden.

¹⁷⁴ Hierfür würden Entspannungsmaschinen eingesetzt werden.

Einen weiterführenden Überblick der Arten, des allgemeinen Aufbaus und der Bauausführungen von GDR und GDRM sowie der, im Zusammenhang mit dem Bau zu beachtenden Vorschriften, geben z. B. Cerbe et al. (2004), S. 185ff.

¹⁷⁵ s. Abschnitt 3.3.1

¹⁷⁶ s. zur optimierten Gasverteilung z. B. Hofbauer et al. (2003)

3.2.5 Sonstige Komponenten

Als Beispiel sonstiger Komponenten seien die zur Einhaltung der Qualitätsanforderungen erforderlichen Konditionierungsanlagen angeführt. Wenn Erdgase verschiedener Provenienzen und somit (potenziell) verschiedener Qualitäten¹⁷⁷ in ein Erdgastransportsystem eingespeist werden, ist die Erdgasqualität im Regelfall weder zeitlich noch örtlich konstant. Von den Nachfragern (nach Erdgas und nach Transportkapazitäten) wird aber oft eine enge Qualitätsbandbreite, d. h. konstante Erdgasqualität gefordert. Um dies zu erreichen, können z. B. Konditionierungsanlagen eingesetzt werden. In ihnen werden Gase mit abweichender Zusammensetzung gemischt, um definierte brenntechnische Kenndaten herzustellen¹⁷⁸.

3.3 Ökonomische Beschreibung

3.3.1 Netze

Der Erdgastransport erfolgt in Netzen. Netze sind nach allgemeiner Definition „raumübergreifende, komplex verzweigte Transport- oder Logistiksysteme zur Überwindung von Entfernungen“¹⁷⁹ dient. Im Rahmen eines disaggregierten Ansatzes können die folgenden Netzebenen unterschieden werden¹⁸⁰:

- die Transportleistung (die Erbringung der am Markt nachgefragten Leistung) selbst sowie als Voraussetzung für ihre Erbringung die Verfügbarkeit
- der (physische) Wegeinfrastrukturen, und
- des Infrastrukturmanagements zur Koordination, Steuerung und Optimierung der Aktivitäten im Netz¹⁸¹.

Netze sind durch bestimmte (primär kostenbeeinflussende) Eigenschaften gekennzeichnet, deren wichtigste die Dichteeffekte, Durchmischungseffekte und Größensparnisse sind¹⁸².

Als typische Netzindustrien werden neben den Versorgungsnetzen der Erdgaswirtschaft, der Elektrizitätswirtschaft und der Wasserwirtschaft, Verkehrsnetze der Bahn, des ÖPNV oder

¹⁷⁷ unter dem Begriff der ‚Qualität‘ von Erdgas werden die chemische Zusammensetzung und die physikalischen Parameter (z. B. Brennwert, Wobbe-Index) subsummiert. In Deutschland sind die wesentlichen Vorschriften zur Erdgasqualität in den Richtlinien DVGW G 260 und DVGW G 685 festgesetzt. Während in ersterer die allgemeinen Parameter der Erdgases festgelegt werden, sind in der DVGW G 685 Regelungen zur Begrenzung der Schwankungsbreiten des Brennwertes bei diversifiziertem Bezug enthalten.

¹⁷⁸ zum Zusammenhang mit der Transportkapazitätsreservierung s. a. Abschnitt 3.1.4.2

¹⁷⁹ Schulze (2003), S. 3; vgl. bzgl. einer extensiveren Definition von Netzen und Netzprodukten Köster (1998)

¹⁸⁰ vgl. zur detaillierten Beschreibung z. B. Knieps (2003), S. 1f

¹⁸¹ vgl. hierzu Abschnitt 3.2.4

¹⁸² vgl. hierzu z. B. Schulze (2003), S. 8f, Holm (2000), S. 12 oder Economides (1996)

des Luftverkehrs, Kommunikationsnetze z. B. der Telekommunikation und schließlich Versorgungsnetze bezeichnet. Weitergehende Abstraktion erlaubt auch den Einbezug anderer Bereiche¹⁸³.

Trotz vorhandener Analogien sind aber Spezifika einzelner Netzindustrien nicht vernachlässigbar. Vor allem die Gleichsetzung von Erdgas- und Elektrizitätstransport ist nicht immer möglich. Hierfür sind als wesentliche Gründe zu nennen¹⁸⁴:

- Erdgas kann in einem Netz nicht uneingeschränkt ausgetauscht werden. Denn Erdgase oft unterschiedlicher Qualitäten¹⁸⁵ werden zumeist physisch zwischen Übernahme- und Übergabestation transportiert. Elektrizität hingegen ist, nicht zuletzt aufgrund vorgegebener Spannung und Frequenz, im Regelfall austauschbar¹⁸⁶ und die Flüsse sind nicht nachvollziehbar¹⁸⁷.
- Die Verteilung der Quellen, d. h. der Produktionsstätten des Erdgases ist (geologisch) vorgegeben und kann nicht, wie für Elektrizität, verbrauchsnahe und entsprechend der Nachfrage errichtet werden. Erdgas ist daher von verbrauchsfern gelegenen Orten zum Endverbraucher zu transportieren. Auch das seit einiger Zeit im Aufwind befindliche LNG kann nicht überall angelandet werden. Geeignete Häfen setzen nicht nur ausreichende Wassertiefen und andere geographische Gegebenheiten voraus, sondern auch Akzeptanz in der Bevölkerung, Anbindungsmöglichkeiten an Erdgasleitungen etc. In Deutschland wären hierfür nur wenige Standorte geeignet. Sie lägen zudem nahe den ‚klassischen‘ Einspeisepunkten Emden oder Wilhelmshaven.
- Erdgas ist im Gegensatz zu Elektrizität speicherbar.

Dies gilt nicht für den Erdgastransport. Wie auch andere Dienstleistungen, z. B. die Beförderung von Personen und Gütern durch einen Verkehrsbetrieb, ist der Erdgastransport selbst nicht speicherbar, kann also nicht auf Vorrat produziert werden¹⁸⁸.

¹⁸³ vgl. z. B. die Zusammenstellung in Köster (1998), S. 22 oder Kruse (2001), S. 8

¹⁸⁴ vgl. z. B. Knieps (2003), S. 9ff; IEA (2000), S. 115f

¹⁸⁵ s. hierzu a. Abschnitt 3.2.5

¹⁸⁶ Aus diesem Grunde wird auch argumentiert, dass das für Elektrizitätstransporte postulierte ‚Badewannenmodell‘ für Erdgastransporte nicht angewandt werden kann; vgl. z. B. Ströbele (2000), S. 29. Auch im Luftverkehr oder der Telekommunikation kann die Austauschbarkeit der transportierten Güter nicht angenommen werden.

¹⁸⁷ „Conventional wisdom says that it is impossible to trace the flow of power from individual generators to individual loads in meshed transmission networks.“ Kattuman, Green, Bialek (2001), S. 6

¹⁸⁸ vgl. auch z. B. allgemein Simon (1995), S. 184ff, oder speziell für Verkehrsbetriebe Zachial, Fitter, Solzbacher (1975), S. 6f.

3.3.2 Netzebenen des Erdgastransportes

Der Erdgastransport selbst ist Teil der Wertschöpfungskette des Produktes ‚Erdgas‘¹⁸⁹ und als solcher als separates Produkt anzusehen¹⁹⁰.

Zur Durchführung des Erdgastransportes hat der Transporteur – unter der Voraussetzung eines vorhandenen Infrastrukturmanagements – für den Transportkunden folgende Leistungen zu erbringen:

1. Kapazitätsvorhaltung, d. h. der Vorhaltung bzw. Reservierung einer Kapazität zwischen einer Übernahmestation und einer Übergabestation. Diese setzt das Vorhandensein der o. g. Weeginfrastrukturkomponente voraus. (Wird diese Kapazitätsvorhaltung nicht oder nur in zeitlich eingeschränktem Ausmaß sichergestellt, so spricht man von unterbrechbarem Erdgastransport¹⁹¹.)
2. Verbringung, d. h. der o. g. Transportleistung eo ipso: der Übernahme des Erdgases an einer Übernahmestation und der Übergabe von Erdgas¹⁹² an einer Übergabestation¹⁹³. Hierbei ist es irrelevant, in wessen Eigentum sich das zu transportierende Gut, das Erdgas, befindet.

Diese Leistungen stellen, zusammen mit dem Infrastrukturmanagement, die Netzebenen des Erdgastransportes dar.

¹⁸⁹ einen Überblick hierzu geben u. a. Hensing, Pfaffenberger, Ströbele (1998) S. 77ff; s. a. Abbildung 1.1

¹⁹⁰ so auch Knieps (2002), S. 171: „Strikt von der netzspezifischen Problematik des Gastransports zu trennen ist der Markt für die Güter und Dienstleistungen, die über diese Netze gehandelt werden.“

Vgl. jedoch auch Abschnitt 7, in welchem die Notwendigkeit der Berücksichtigung der Interdependenzen der Elemente der Wertschöpfungskette gezeigt wird.

¹⁹¹ s. hierzu auch Abschnitt 5.1.5

¹⁹² einer äquivalenten Menge

¹⁹³ die (physische) ‚Verbringung‘ des Erdgases von eben jener Übernahmestation zu jener Übergabestation ist hierbei nicht zwingend vorzuschreiben, jedoch muss der Transporteur gewährleisten, dass die o. g. Übernahme und Übergabe zu jedem Zeitpunkt möglich ist. Dieses erfordert im Regelfall zumindest die Schaffung bzw. Vorhaltung der Möglichkeit zur ‚Verbringung‘ des Erdgases – die o. g. Weeginfrastrukturkomponente. (Zur Problematik im Zusammenhang mit dem angewandten Kapazitätsreservierungssystem s. Abschnitt 3.1.5, insbesondere Fußnote 161)

Anders u. a. Schwarz-Schilling (1995), S. 113. Zwar kann dem dort geschilderten Ansatz, dass die Austauschbarkeit des Erdgases den Betreibern der Transportsysteme Optimierungsmöglichkeiten bietet gefolgt werden, jedoch führt die Vernachlässigung der vertraglichen Randbedingungen (ohne die die dem Transportkunden zugesagte Dienstleistung nicht einzuhalten wäre) nicht nur zu der Konsequenz scheinbar mangelnder Vergleichbarkeit mit anderen Transportinfrastrukturnetzen (wie z. B. dem Luftverkehr, bei welchem der physische Transport von Personen und Gütern betrachtet wird), sondern auch zu inkonsistenter Argumentation (vgl. Schwarz-Schilling (1995), S. 113 vs. S. 118ff), s. hierzu auch Abschnitt 3.1.5. Erdgastransport erfordert demnach mehr als eine, wenn auch effiziente, „Umverteilung des Gases von den Produzenten zu den Verbrauchern“ (Schwarz-Schilling (1995), S. 112, 113).

3.3.3 Erdgastransport als natürliches Monopol

Wenn die gesamten Kosten zur Herstellung eines Gutes oder zur Erbringung einer Dienstleistung im Bereich der nachgefragten Mengen, für ein einzelnes Unternehmen geringer sind als für mehrere, d. h. die Kostenfunktion subadditiv ist, so bezeichnet man diesen Sektor (diese Industrie) als natürliches Monopol¹⁹⁴. Das bedeutet, dass nicht nur die Kostenfunktion, sondern auch die Marktgröße zur Kennzeichnung eines natürlichen Monopols heranzuziehen ist. Hierbei ist es nicht von (entscheidender) Bedeutung, ob tatsächlich ein Monopol existiert, denn „die Bezeichnung ‚natürliches Monopol‘ besagt nicht, daß es sich bei dem betreffenden Wirtschaftszweig tatsächlich um ein Monopol handelt, sondern nur, daß die Gesamtkosten der Produktion im Monopol am geringsten wären.“¹⁹⁵

Ob Erdgasnetze ein natürliches Monopol darstellen, ist insbesondere in Deutschland umstritten. Einerseits wird argumentiert, dass Erdgasnetze die typischen Eigenschaften natürlicher Monopole besitzen und daher als solche anzusehen sind¹⁹⁶. Andererseits wird festgestellt, dass konkurrierende Leitungen in (Teilen) Deutschland(s) auf der Stufe der importierenden Ferngasgesellschaften existieren¹⁹⁷. Darüber hinaus können die Unternehmen verschiedener Stufen¹⁹⁸, wie z. B. regionale Ferngasgesellschaften und importierende Ferngasgesellschaften, ebenfalls zumindest in Teilgebieten, miteinander in Wettbewerb treten¹⁹⁹.

¹⁹⁴ vgl. z. B. Mühlenkamp (1994), S. 163ff oder Bronfenbrenner, Sichel, Gardner (1990), S. 600, S. 833f; Hensing, Pfaffenberger, Ströbele (1998), S. 165 weisen darauf hin, dass die Subadditivität als Begründung eines natürlichen Monopols ausreichend ist.

¹⁹⁵ Borrmann, Finsinger (1999), S. 123. Ähnlich argumentiert auch Füg (1999), S. 24, der darauf hinweist, dass aufgrund der entwickelten Technologie im Bereich der Datenverarbeitung, Kommunikation und Messung die Aufgaben im Bereich des Erdgastransportes durch mehrere unabhängige Unternehmen wahrgenommen werden könnten, selbst wenn ein natürliches Monopol in o. g. Sinne existierte.

¹⁹⁶ vgl. Füg (1999), S. 22ff; ähnlich z. B. Krause (2003), S. 6 und 11 für den Elektrizitätstransport, bzw. allgemein auch z. B. Mühlenkamp (1994), S. 164f.

Es ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass Skalenvorteile eine hinreichende aber nicht notwendige Bedingung für ein natürliches Monopol eines Einproduktunternehmens sind; s. hierzu z. B. Berg, Tschirhart (1988), S. 22ff oder Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 290.

¹⁹⁷ „Angesichts der deutschen Marktgröße im funktionalen Bereich Ferngastransport ist kein „natürliches Monopol“ des Transports gemäß der Logik der „wesentlichen Einrichtung“ gegeben, sondern vielmehr ein angreifbarer Markt. Viele Regionen werden durch Pipelines verschiedener (Ferngas-)Gesellschaften erreicht bzw. können grundsätzlich relativ kostengünstig durch den Bau kurzer Stichleitungen an Pipelines anderer Gesellschaften angeschlossen werden.“, Ströbele (2000), S. 11; vgl. hierzu auch Knieps (2002) oder IEA (2000), S. 71ff.

Zur Abgrenzung des ursprünglich kartellrechtlichen Begriffes der ‚wesentlichen Einrichtungen‘ (‚essential facilities‘) von dem natürlichen Monopol s. a. Schulze (1999), S. 5ff; zur Theorie der angreifbaren (bestreitbaren) Märkte vgl. Baumol, Panzar, Willig (1982) oder Borrmann, Finsinger (1999), S. 273ff.

¹⁹⁸ zur institutionellen Organisation s. Abschnitt 3.4

¹⁹⁹ vgl. Ströbele (2000), S. 11

Diesbezüglich ist die Situation in Deutschland generell eher mit jener in den USA²⁰⁰, als mit derjenigen in anderen europäischen Ländern vergleichbar²⁰¹. In letztgenannten sind des öfteren (ehemals) staatliche Monopolunternehmen für den Erdgastransport verantwortlich. Grund für deren Bildung war zumeist entweder die politische Entscheidung zur Etablierung eines wettbewerbpolitischen Ausnahmereiches oder, wie z. B. in Frankreich, die Verpflichtung zur Erbringung von ‚services public‘. Die Kostenfunktion muss nicht zwangsläufig subadditiv sein.

Zur Untersuchung einzelner Sektoren ist aber die alleinige Feststellung der Existenz eines natürlichen Monopols nicht ausreichend. Vielmehr sind – vor allem im Zusammenhang mit Regulierungsfragen – für die einzelnen Bereiche²⁰² eines Sektors beispielsweise auch die Stabilität der Marktmacht, die Irreversibilität der Kosten und das Vorhandensein eines monopolistischen Engpasses einzubeziehen²⁰³. Diese sind für die verschiedenen Stufen des Erdgastransportes unterschiedlich zu beurteilen: Während der Import vor allem durch geringe Irreversibilität und marktbeherrschende Strukturen gekennzeichnet ist, sind auf der Ferngasstufe und für die lokale Verteilung hohe Irreversibilitäten und monopolistische Strukturen festzustellen. Hier können Analogien zum Elektrizitätsmarkt festgestellt werden²⁰⁴.

Aus Gründen der Vereinfachung im Rahmen der Untersuchung der Preissysteme wird im Folgenden grundsätzlich von den für monopolistische Marktstrukturen gültigen Annahmen ausgegangen. Strategische Interaktionen zwischen (möglichen) verschiedenen Anbietern werden vernachlässigt.

3.4 Institutionelle Organisation

3.4.1 Allgemeine Möglichkeiten der Organisation

Die Struktur der internationalen und jeweiligen nationalen Erdgaswirtschaft wird oft über die Betriebs- und Eigentumsverhältnisse der Erdgasnetze determiniert. Wie alle Netzbetriebe kann der Erdgastransport, aufgefasst als Teil der Erdgaswirtschaft, von

²⁰⁰ vgl. IEA (2000), S. 72

²⁰¹ vgl. Ströbele (2000), S. 14ff

²⁰² zu definieren durch „ökonomisch sinnvolle Disaggregation der Wertschöpfungskette“ Knieps (2003), S. 8; zur Begründung s. Knieps (2003), S. 7f oder Kruse (2001), S. 6

²⁰³ vgl. z. B. Kruse (2001), S. 6ff; Knieps (2001), S. 5f und Knieps (2003), S. 3ff

²⁰⁴ vgl. Kruse (2001), S. 8 zum detaillierten Vergleich von Monopolstrukturen und Wettbewerbspotenzialen in Netzsektoren. Bzgl. der Unterschiede zwischen Erdgas- und Elektrizitätstransport vgl. Abschnitt 3.3.1.

- staatlichen Unternehmen, welche entweder als Unternehmen des öffentlichen Rechts (z. B. Regiebetriebe oder Eigenbetriebe) oder des privaten Rechts mit öffentlicher Mehrheitsbeteiligung geführt werden²⁰⁵,
 - jeweils einzelnen Privatunternehmen, die des öfteren reguliert oder auf einzelne (kleinere) Teilmärkte beschränkt werden oder
 - mehreren Privatunternehmen über eine Clublösung²⁰⁶
- durchgeführt werden.

3.4.2 Struktur der Erdgaswirtschaft

Unabhängig von der gewählten (Rechts-)Form der Unternehmen können die Stufen der in Abbildung 3.2 schematisch dargestellten Struktur der Erdgaswirtschaft in einem Land bzw. einer Region verschiedenartig ausgeprägt sein. Während beispielsweise in Deutschland sämtliche der gezeigten Stufen, allerdings regional abhängig in unterschiedlicher Ausprägung, vorzufinden sind, übernimmt Gaz de France in Frankreich – mit Ausnahme von 22 Stadtwerken – den Erdgasverkauf bis zum Endkunden und deren Transportgesellschaft, Gaz de France Transport, ist Eigentümer und Betreiber des Großteils der Netze in Frankreich. Regionale Ferngasgesellschaften gibt es ansonsten z. B. auch in Österreich, Dänemark und den Niederlanden.

Prinzipiell können vier Ebenen unterschieden werden:

- Über internationale Hochdruckleitungen wird Erdgas in die jeweiligen Verbraucherländer transportiert. Eigentümer dieser Leitungen sind entweder die nationalen Ferngasgesellschaften (wie z. B. in der Slowakei und in Tschechien) oder aber Konsortien (wie z. B. im Fall der norwegischen ‚Offshore-Pipelines‘).
- Die an diese internationalen Hochdrucksysteme angeschlossenen inländischen Hochdruckleitungen werden in Europa in der Regel von überregional tätigen Ferngasgesellschaften betrieben. Oft ist es nur eine einzelne Gesellschaft, welche das gesamte Hochdrucknetz in einem Land betreibt und deren Eigentümer ist²⁰⁷.

²⁰⁵ vgl. hierzu auch Schulze (1999), S. 12

²⁰⁶ So werden bei wesentlichen Einrichtungen, welche ein Netz im Allgemeinen darstellt, die beteiligten und das Netz nutzenden Parteien dadurch einbezogen, dass eine (private) Netzgesellschaft gegründet wird, deren Anteile auf Basis einer zwischen den Parteien vereinbarten Aufteilungsmethodik an die Parteien vergeben werden. Eine Schiedsstelle wird zur Schlichtung von Interessengegensätzen eingeführt.

²⁰⁷ Als Beispiele sind Gaz de France Transport in Frankreich, Fluxys in Belgien, Snam Rete Gas in Italien, Transco in Großbritannien oder Gastra in Dänemark zu nennen; s. a. zur Diskussion der Monopole Abschnitt 3.3.3

- Das transportierte Erdgas wird von diesen entweder in die, oft ebenfalls als Hochdruckleitungssystem betriebenen Netze der regionalen Ferngasgesellschaften, übergeben oder direkt an Großkunden oder an die lokalen Verteilungsunternehmen abgegeben.
- Die regionalen Ferngasgesellschaften wiederum speisen das in ihren Netzen transportierte Erdgas in jene der lokalen Verteilungsunternehmen ein, oder geben es, wie auch die überregionalen, direkt an Großkunden ab.

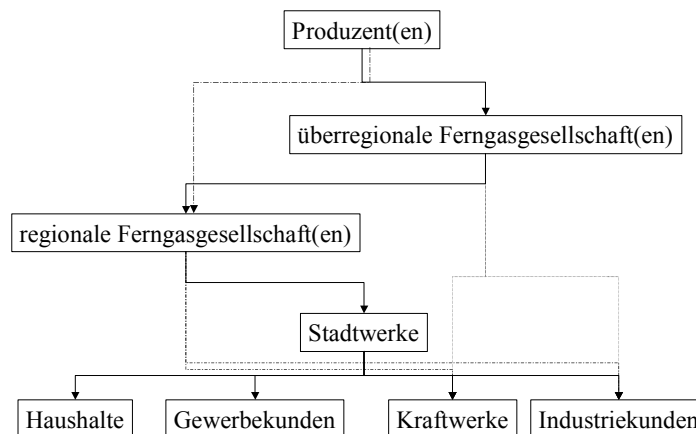


Abbildung 3.2 (Mögliche Ausgestaltung der) Struktur der Erdgaswirtschaft

Innerhalb der Unternehmen werden die Aufgaben im Zusammenhang mit der Durchführung des Erdgastransportes entweder von (separierten) organisatorischen Einheiten oder (getrennten) Gesellschaften durchgeführt. Hierzu zählt auch das Infrastrukturmanagement²⁰⁸.

Wie der Vergleich mit dem technischen Aufbau der Netze zeigt²⁰⁹, findet die institutionell geprägte Unterscheidung zwischen überregionalen Ferngasnetzen (den Hochdrucknetzen), den regionalen Ferngasnetzen und den Orts- oder Verteilungsnetzen (Mittel- und Niederdrucknetzen), die gleichsam Determinanten der Struktur der Erdgaswirtschaft in der betreffenden Region oder dem betreffenden Land sind, wenn auch teilweise nur in beschränktem Ausmaß und nicht immer eindeutig, ihre technische Entsprechung bzw. Rechtfertigung²¹⁰.

²⁰⁸ s. Abschnitt 3.3.1 und Abschnitt 3.2.4

²⁰⁹ vgl. Abschnitt 3.2

²¹⁰ Eine ähnliche Unterscheidung wird auch in der Telekommunikation angewandt, indem dort zwischen Fern- und Ortsnetzen unterschieden wird. Hier hat sich diese traditionelle Unterscheidung jedoch als nicht ausreichend differenzierend und die Realität nicht ausreichend abbildend erwiesen, so dass nunmehr zwischen Verbindungsnetzen, die die Übertragung gebündelter Dienstleistungen zwischen Vermittlungsstellen und Ver-

→

3.4.3 Desintegration („Unbundling“)

Sowohl in Erdgas-Richtlinie (1998) als auch in der Erdgas-Richtlinie (2003), wird eine Funktionentrennung, Entflechtung oder Desintegration²¹¹ („Unbundling“) der Unternehmen der Erdgaswirtschaft postuliert. Desintegration, verstanden als die Trennung der einzelnen Stufen bzw. Bereiche eines vertikal integrierten Unternehmens, wird hierbei als Mittel zur Schaffung von Transparenz (insbesondere der Preise für den Erdgastransport) und somit letztlich zur Intensivierung und Förderung des Wettbewerbs auf dem Markt für Erdgas selbst angesehen. Dieses letztgenannte Ziel erscheint in der aktuellen Diskussion derart dominierend zu sein, dass grundsätzlich weder die technische oder organisatorische Machbarkeit der Desintegration in Frage gestellt wird noch die ökonomischen Vorteile gegenüber der vertikalen Integration abgewogen werden²¹².

Als wichtiger Referenzfall eines Netzsektors, in welchem die Desintegration durchgeführt wurde, kann der Luftverkehr genannt werden²¹³. Hier sorgen Fluggesellschaften, Flugsicherungsinstitutionen und Flughafenbetreiber, rechtlich und organisatorisch getrennt, für den sicheren Flugbetrieb. Im Luftverkehr stellt „vertikale Desintegration eine technisch durchführbare und institutionell bewährte Organisationsform“²¹⁴ dar.

Gemäß Erdgas-Richtlinie (1998) wurde gefordert, dass in einem Unternehmen für die Bereiche Transport, getrennt in Fernleitung und Verteilung sowie Speicher und sonstigen Tätigkeiten²¹⁵ separate Konten ausgewiesen und die erbrachten Leistungen intern verrechnet werden²¹⁶. Dieses wird auch als erste Stufe der Desintegration bzw. Kontentrennung bezeichnet. Die Erdgas-Richtlinie (2003) fordert überdies die Unabhängigkeit des Fernleitungsnetzbetreibers²¹⁷ und des Verteilernetzbetreibers²¹⁸ von den „übrigen Tätigkeitsbereichen“²¹⁹ eines vertikal integrierten Unternehmens hinsichtlich „Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt“²²⁰, m. a. W. die (gesellschafts-)rechtliche Desintegration²²¹.

mittlungsleistungen erfüllen, und Teilnehmeranschlussnetzen, die die Verbindungen zwischen den Hausanschlüssen und den Vermittlungsstellen umfassen, unterschieden wird; vgl. Knieps (2005), S. 113f.

²¹¹ Knieps (1996), S. 68

²¹² genau dieses ist aber nach Knieps (1996), S. 19 erforderlich

²¹³ Es bleibt jedoch anzumerken, dass diese Desintegration ‚historisch gewachsen‘ ist und nicht auf gesetzlicher Basis durchgeführt wurde.

²¹⁴ Knieps (1996), S. 68

²¹⁵ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 13, Abs. 3

²¹⁶ Es ist ferner hervorzuheben, dass genannter Art. 13 Abs. 3 der Erdgas-Richtlinie (1998) nicht die getrennte Buchführung des Handelsbereiches fordert.

²¹⁷ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 9

²¹⁸ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 13

²¹⁹ Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 9, Abs. 1

²²⁰ Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 9, Abs. 1

Generell sind verschiedene Ausprägungen der Desintegration denkbar. Die buchhalterische Desintegration erfordert die Führung getrennter Konten für o. g. Bereiche. Wenn diese Bereiche auch separate organisatorische Einheiten eines Unternehmens darzustellen haben, wird die organisatorische Desintegration innerhalb eines Unternehmens vorgenommen. Darüber hinaus könnten nicht nur die Bereiche innerhalb eines Unternehmens organisatorisch getrennt werden, sondern zur Durchführung der einzelnen Aufgaben separate Unternehmen gegründet werden. Dieses entspräche der (gesellschafts-) rechtlichen Desintegration²²². Schließlich kann, als strikteste Form der Desintegration, durch die Gesetzgebung verhindert werden, dass die Eigentümer dieser getrennten Unternehmen identisch sind²²³.

Unabhängig von der Wahl der Form der Desintegration, sind die folgenden Konsequenzen festzustellen:

- Solange es sich um integrierte, organisatorisch nicht getrennte Unternehmen handelt, können Transport- und Speicherleistungen von den Anbietern²²⁴ gemeinsam angeboten werden. Aufgrund der Notwendigkeit zur getrennten Rechnungslegung sind diese jedoch separat zu verpreisen.
- Bei strikter Auslegung der Grundgedanken der Desintegration verfügt weder der Anbieter der Transportleistungen noch der Anbieter der Speicherleistungen über eigenes Erdgas, welches er, wenn auch nur zum Zwecke des Ausgleiches kurzfristiger Bedarfsschwankungen, den Transportkunden zur Verfügung stellen kann²²⁵. Dieses impliziert wiederum, dass jeder Transportkunde, sofern er den Ausgleich kurz- oder langfristiger Schwankungen benötigt, Speicherkapazität, gegebenenfalls bei einem anderen Anbieter, sowie die

²²¹ zur weiteren Beschreibung s. a. Abschnitt 4.1.1.1 und Abschnitt 4.1.2.1

²²² ‚legal unbundling‘; vgl. zur Erläuterung z. B. Dudenhausen, Ellwanger (2003), S. 85f oder Cord et al. (2003), S. 254f; in Italien bereits durch Legge 164/00 (2000) vorgeschrieben; s. a. Erdgas-Richtlinie (2003)

²²³ ‚ownership unbundling‘

Eine detailliertere Beschreibung ist z. B. in Neveling (2003) oder Cord et al. (2003) zu finden. Hier, Neveling (2003), S. 15 und Cord et al. (2003), S. 252f, wird aber als Zwischenstufe der buchhalterischen und der organisatorischen Desintegration das ‚informativische Unbundling‘ genannt.

²²⁴ die nicht notwendigerweise Eigentümer und/oder Betreiber der Transport- und Speicheranlagen sein müssen

²²⁵ Dieser Grundsatz wurde bereits mit der im Anhang zur VV-Erdgas I (2000) und VV-Erdgas II (2002) enthaltenen Regelung zum Bilanzausgleich verletzt; denn hier verpflichteten sich die Transporteure zur Bereitstellung von Erdgas, welches der Transportkunde an der Übernahmestation nicht zur Verfügung gestellt hat bzw. zur Aufnahme von Erdgas, welches der Transportkunde an der Übergabestation nicht abgenommen hat. Die erstgenannte Dienstleistung konnte nur dann erbracht werden, wenn der Transporteur bzw. der Transportbereich eines integrierten Unternehmens über zusätzliches Erdgas verfügte. Dieses konnte ihm lediglich ein Händler bzw. der Handelsbereich dieses integrierten Unternehmens über- bzw. abgeben. Zur Erbringung der zweitgenannten Dienstleistung musste der Transporteur bzw. der Transportbereich des integrierten Unternehmens über gegebenenfalls nicht unerhebliche Speicherkapazitäten verfügen. Diese konnte aber ebenfalls nur unter Rückgriff auf diejenigen einer Speichergesellschaft oder die im integrierten Unternehmen vorhandenen erhalten werden. In beiden Fällen musste aber von den strikten Grundsätzen der Desintegration abgewichen werden, um die Dienstleistung erbringen zu können.

Transportkapazitäten zu dem und von dem Speicher reservieren muss oder – alternativ – die Vorhaltung der im Falle von Schwankungen benötigten Erdgaslieferungen bei einem Anbieter dieser zukauf. Letzteres entspricht, in Analogie zum Elektrizitätsmarkt, dem Zukauf von Regelenergie. Der Transporteur kann die Organisation der Beschaffung als Dienstleistung anbieten, konsequenterweise aber nicht den Verkauf selbst durchführen²²⁶.

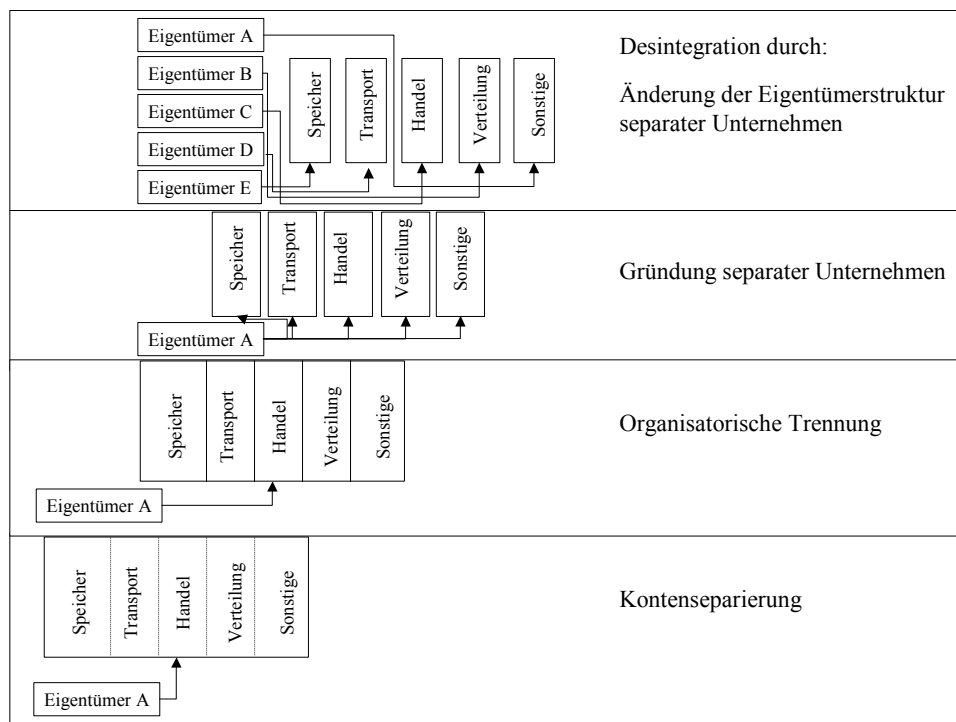


Abbildung 3.3 Stufen der Desintegration von Erdgasunternehmen

Folglich erscheint es sinnvoll und problemadäquat, den Erdgastransport ungeachtet des Maßes der gesetzlich vorgeschriebenen Desintegration, separat von anderen Bereichen der Wertschöpfungskette des Erdgases, insbesondere separat von der Speicherung und dem Erdgas-handel zu betrachten²²⁷.

²²⁶ Einen Überblick der Regelenergiemärkte für Elektrizität gibt Müller (2001).

Auch für den Erdgastransport wird das Konzept der Regelenergie eingeführt. So müssen z. B. in Österreich Transporteure Regelenergie anbieten, vgl. z. B. GWG (2002). Auch gemäß GasNZV (2005) § 21 (2) sind die Bedingungen für ‚Ausgleichsenergie‘ (=Regelenergie) zu veröffentlichen.

Die Organisation der Regelenergie ist allerdings für Erdgastransporte aufgrund der in Abschnitt 3.3.1 genannten Unterschiede zum Elektrizitätsmarkt, vor allem der nicht verbrauchsnahen Verteilung der Produktionsstandorte, mit höherem Aufwand verbunden.

²²⁷ so auch u. a. Füg (1999), S. 145ff, dies ergibt sich auch als Konsequenz der Erdgas-Richtlinie (2003), vgl. Abschnitt 4.1.2.1

3.5 Kosten

Die Kosten des Erdgastransportes können in fixe (Kapital-) Kosten und variable (Betriebs- und Instandhaltungs-) Kosten unterteilt werden.

3.5.1 Fixe (Kapital-) Kosten

Die Kapitalkosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die Errichtung von²²⁸

- Leitungen²²⁹
wiederum beeinflusst durch die Kosten²³⁰
 - der Materialien (im wesentlichen der Rohre)
 - der Planung (inkl. Rechte und Entschädigungen) und
 - des Baues,
- Verdichtern²³¹ und
- Mess- und Regelstationen (welche zumeist auch die Stationen zur Übernahme und Übergabe darstellen; GDR bzw. GDRM²³²).

Die Kapitalkosten umfassen die kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen auf das Eigen- und Fremdkapital. Die kalkulatorische Abschreibung wird auf der Basis von Anschaffungspreis oder Tagesneuwert und betriebsüblicher Nutzungsdauer ermittelt. Dabei können verschiedene Abschreibungszeiträume für verschiedene Anlagenbestandteile (Rohre, Leitungen, Verdichter, Transformatoren usw.) angenommen werden. Die so ermittelten Kapitalkosten können aufgrund der gewählten Abschreibungsmethoden oder längerer Abschreibungszeiträume deutlich niedriger liegen als die mit bilanzieller Abschreibung ermittelten.

Diese Kosten werden im wesentlichen beeinflusst von²³³

- der erforderlichen Kapazität,
- der Länge der zu errichtenden Leitungen,
- dem geplanten Verhältnis zwischen Verdichterstationen und Leitungsdurchmesser²³⁴,

Sich ungeachtet dessen ergebende Interdependenzen im Zusammenhang Anreizwirkungen werden in Abschnitt 7.3 untersucht.

²²⁸ vgl. Füg (1999), S. 7

²²⁹ s. a. Abschnitt 3.2.1

²³⁰ vgl. MacAllister (1988), S. 395

²³¹ s. a. Abschnitt 3.2.2

²³² s. a. Abschnitt 3.2.3

²³³ vgl. IEA (1994), S. 45

- der Beschaffenheit des zu durchquerenden Geländes,
- den in den Regionen, in welchen die Leitungen errichtet werden sollen geltenden rechtlichen Bedingungen sowie
- den Kosten zur Einhaltung der Umwelt- und Sicherheitsanforderungen.

Die Kosten der Errichtung von Erdgasleitungen sind fast vollständig fix und stellen nahezu 95% der Gesamtkosten des Erdgastransportes dar²³⁵. Auf den Betrieb der Leitungen bzw. der Leitungssysteme entfällt demgemäss nur ein geringer Anteil der Kosten.

Da die Kosten pro verlegter Längeneinheit (näherungsweise) proportional zum Durchmesser der zu errichtenden Leitungen sind und die Kapazität in Abhängigkeit dieses Durchmessers überproportional ansteigt, verringern sich die auf die Kapazitätseinheit bezogenen Stückkosten²³⁶.

Bezeichnet man die Parameter mit α_1 und α_2 und den Durchmesser mit D , können die spezifischen entfernungsabhängigen Kosten gemäß Abbildung 3.4 durch: $k^e = \alpha_1 * D + \alpha_2$ beschrieben werden²³⁷.

Die Kapazität κ einer Leitung ist proportional zum Durchmesser potenziert mit einem Koeffizienten γ , mit $\gamma \gtrsim 2,58$ ²³⁸. Der Proportionalitätsfaktor sei τ , d. h. $\kappa = \tau * D^\gamma$

²³⁴ Grundsätzlich kann es eine unendliche Vielzahl von Kombinationen der Anzahl der Verdichterstationen und des Leitungsdurchmessers geben, durch welche eine bestimmte Kapazität über eine definierte Wegstrecke bereitgestellt werden kann.

²³⁵ vgl. Schwarz-Schilling (1995), S. 110 oder für Analogien im Bereich des Verkehrswesen z. B. Zachial, Fitter, Solzbacher (1975), S. 11. Nahezu $\frac{3}{4}$ dieser fixen Kosten sind Material- und Lohnkosten; vgl. IEA (1994), S. 47.

²³⁶ vgl. IEA (1994), S. 48 oder Fasold, Wahle (1996), S. 115 und 118.

²³⁷ Genaugenommen ist auch diese Näherung nur für den Fall einer isolierten Leitung mit Kopfverdichtung gültig. Für Leitungssysteme oder auch nur einzelne Leitungen mit Zwischenverdichtung ergeben sich komplexere Beziehungen. (Zur Darstellung weiterer, die Kosten des Erdgastransportes beeinflussender Parameter s. a. z. B. Recknagel (1990), S. 162ff), welche jedoch die Struktur der im folgenden abgeleiteten Kostenfunktion nicht verändern. S. a. Fußnote 240.

Ansatzweise wurde dieser Beziehung bereits im Rahmen der VV-Ergdas I (2000) Rechnung getragen. Dort wurden die veröffentlichten Preise für den Erdgastransport der importierenden Ferngasgesellschaften in Abhängigkeit des Durchmessers der durchflossenen Leitungen verringert, vgl. hierzu z. B. VNG (2001a) und VV-Erdgas I (2000), sowie Abschnitt 5.1.4.4. Blankart, Knieps (1992), S. 74 abstrahieren den unterproportionalen Anstieg der Kosten allgemein für Netze durch die sog. Zwei-Drittel-Regel.

²³⁸ vgl. Fasold, Wahle (1996), S. 118

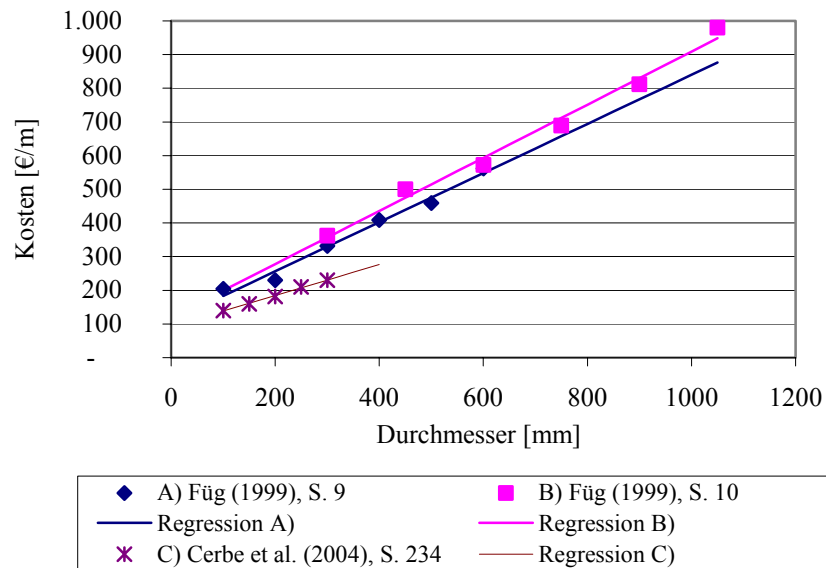


Abbildung 3.4 Regressionsgeraden der entfernungsunabhängigen Kosten des Leitungsbau in Abhängigkeit des Durchmessers²³⁹

Da $k^e = \frac{K_{\text{Leitung}}}{d}$, folgt somit: $K_{\text{Leitung}} = \alpha_1 * \left(\frac{\kappa}{\tau}\right)^{\frac{1}{\gamma}} * d + \alpha_2 * d$, bzw. nach Zusammenfassung der konstanten Proportionalitätsfaktoren:

$$K_{\text{Leitung}} = \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d + \alpha_2 * d.$$

Deswegen steigt unter den hier genannten Annahmen K_{Leitung} direkt proportional zur Entfernung und unterproportional zur Kapazität²⁴⁰.

²³⁹ nach Cerbe et al. (2004), S. 234, Bild 5.50 für in Ortsnetzen zu errichtende Leitungen: $k^e_1 = 0,46 * D + 92$ (in [€/m]); nach Füg (1999), S. 9, 10 für Ferngasleitungen: $k^e_2 = 0,73 * D + 111$ (in [€/m]) (S. 9) und: $k^e_3 = 0,79 * D + 120$ (in [€/m]) (S. 10), mit D = Durchmesser der Leitungen (in [mm])

²⁴⁰ Bezüglich der Vereinfachungen sei zusammenfassend festgestellt: Die Kosten der Errichtung von Verdichtern im Netz wurden, ebenso wie der sich durch die Planung ergebende kapazitäts- und entfernungsunabhängige Fixkostenblock, vernachlässigt.

Erstere können von dem Transporteur zum optimierten Betrieb der Netze – oftmals unabhängig von einzelnen Verträgen – eingesetzt werden und sind daher für den Transportkunden keine Alternative zum eigenen Leitungsbau (vgl. hierzu v.a. Abschnitte 6.1.5, 6.2.6, 6.3.6 und 7.3.2.5.4). Zudem sind deren Kosten, im Vergleich zu den Kosten des Leitungsbau, gering (vgl. z. B. Füg (1999), S. 13)

Die kapazitäts- und entfernungsunabhängigen Fixkosten liegen auch bei Leitungen größeren Durchmessers in der Größenordnung von ca. 5% - 10% der Gesamtkosten. Da deren Vernachlässigung aber die grundsätzli-

→

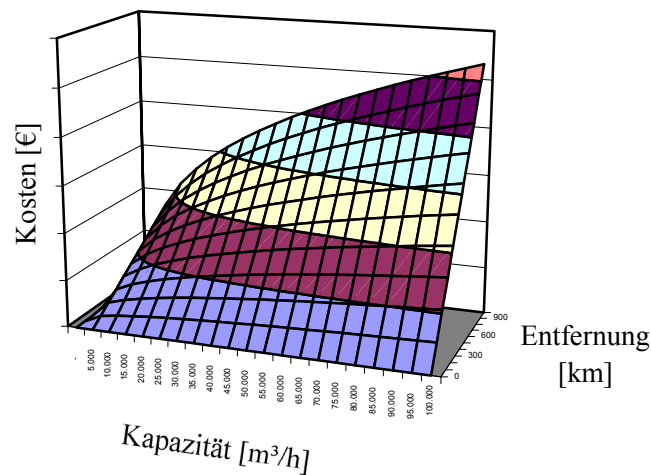


Abbildung 3.5 Kosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität und Entfernung

Die Stückkosten ergeben sich zu:

$$k_{\text{Leitung}} = \frac{K_{\text{Leitung}}}{\kappa} = \frac{\alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d + \alpha_2 * d}{\kappa} = \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} * d + \frac{\alpha_2 * d}{\kappa}$$

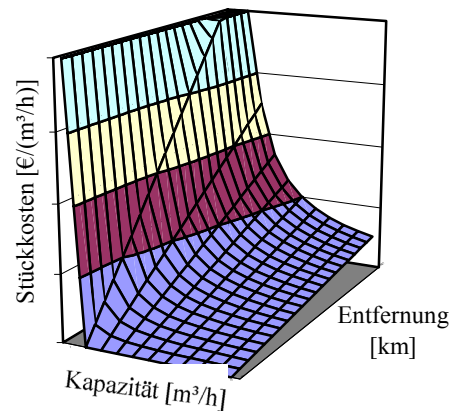


Abbildung 3.6 Stückkosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität und der Entfernung

chen Aussagen in Bezug auf die Struktur der Preissysteme nicht ändert, soll sie aus Gründen der Vereinfachung erfolgen.

Zusätzlich treten sog. Agglomerationseffekte auf: mit zunehmendem Ausbau der Netzinfrastruktur können sich die Anschlusskosten für zusätzliche Nutzer verringern²⁴¹. Denn die Grenzkosten der Erweiterungen der Kapazität eines Netzes liegen im Regelfall unter jenen der Errichtung einer Direktleitung, da entweder nur kurze (Stich-)Leitungen neu zu errichten sind oder der Fluss des Erdgases zwischen zwei (Knoten-) Punkten nicht unabhängig von jenem im gesamten Netz ist. Oft ist es ausreichend zur Erhöhung der Kapazität lediglich einen Engpass zu überwinden. Dies kann gleichzeitig dazu führen, dass in vermaschten Netzen eine Distanzkostendegression festzustellen ist, d. h. die Entfernungsabhängigkeit der Kosten verringert wird.

3.5.2 Variable Kosten

Verluste in Erdgasnetzen treten beim heutigen Stand der Technik kaum noch auf. Sie können – im Gegensatz zum Elektrizitätstransport – vernachlässigt werden. Als wesentliche variable Kostenbestandteile verbleiben daher die Aufwendungen für Betriebsführung, Wartung, Instandhaltung, Steuern und Versicherungen und vor allem die für den Antrieb der Verdichter erforderliche Energie (Treibgas). Deren Preise sind die primäre Kosteneinflussgröße der Betriebskosten²⁴².

Bei Abschluss von Erdgastransportverträgen fallen darüber hinaus Transaktionskosten an. Das sind Kosten für das Entwickeln bzw. Anbahnen der Transportauftragstransaktion, die Kalkulation der Preise, die Durchführung der Transaktion und Kontrolle der Einhaltung der vertraglich festgelegten Vereinbarungen²⁴³.

²⁴¹ vgl. allgemein Schulze (2003), S. 8, speziell für Erdgasnetze Recknagel (1990), S. 143

²⁴² vgl. z. B. IEA (1994), S. 49. Dadurch, dass die variablen Kosten primär von dem über die Auslastung bestimmten Treibgasverbrauch der Verdichter sowie der Flusssituation im Netz abhängen, verändert sich der Kostenträger im Zeitablauf und kann durch den Transporteur weder beeinflusst noch prognostiziert werden. Denn die Transportkunden haben zwar das Recht, jedoch nicht die Pflicht zur Nutzung der reservierten Kapazität (vgl. hierzu Abschnitt 4.2). Sie müssen diese Nutzung zumeist auch nur kurzfristig ankündigen (nominieren). Die exakte Bestimmung der variablen Kosten des Erdgastransports ex ante ist daher prinzipiell nicht möglich. Sie könnten lediglich auf Basis von Plandaten geschätzt werden.

²⁴³ Bezüglich der mit dem Erdgastransport verbundenen Transaktionskosten herrschen unterschiedliche Meinungen. Einerseits wird behauptet, dass bei geringen Kapazitätsreservierungen Fälle möglich sind, in welchen die Transaktionskosten in Relation zum erwarteten Gesamterlös Transportvertrages so hoch sind, dass der Vertrag nicht zustande kommt; vgl. hierzu Perner, Riechmann, Schulz (1997). Andererseits wird darauf hingewiesen, dass die Transaktionskosten heutzutage aufgrund des intensiven EDV-Einsatzes kein Wettbewerbshindernis sind. Würden sie aber nach Desintegration als überhöht angesehen, stellte dies gleichzeitig die Effizienz der Desintegration in Frage; vgl. Ströbele (2000), S. 28.

4 Rahmenbedingungen

In Ergänzung der im Vorhergehenden genannten Grundlagen der Preisbildung²⁴⁴ und der Darstellung des Erdgastransportes selbst²⁴⁵ sowie der jeweiligen Annahmen und Definitionen sind die für die Preisbildung für Erdgastransporte relevanten rechtlichen und vertraglichen Rahmenbedingungen und Ziele zu erläutern. Erst hierdurch wird der zur Beschreibung²⁴⁶, Bewertung²⁴⁷ und Analyse²⁴⁸ der Preissysteme für den Erdgastransport festzusetzende Rahmen vervollständigt.

Im Zusammenhang mit der Untersuchung von Preissystemen für den Erdgastransport können zwar darüber hinaus auch die jeweils gültigen technischen Rahmenbedingungen relevant sein²⁴⁹, sind aber, vor allem im Vergleich zu den rechtlichen Rahmenbedingungen, vernachlässigbar²⁵⁰.

4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Der Ordnungsrahmen für den Erdgasmarkt im Allgemeinen und für Erdgastransporte im Speziellen wird sowohl durch europäische als auch nationale Gesetze, Richtlinien und Verordnungen vorgegeben. Sie schränken den Gestaltungsspielraum für Anbieter und Nachfrager, d. h. Transporteure und Transportkunden, teilweise erheblich ein. Vorschriften oder Hinweise zur Struktur der Preissysteme für den Erdgastransport sind hierin allerdings nicht immer direkt enthalten.

4.1.1 Entwicklung und Hintergrund

4.1.1.1 Europa

In ihren strategischen Zielen für die Jahre 2000 bis 2005 hat die europäische Kommission Energie als Schlüsselfaktor für die Wettbewerbspolitik und wirtschaftliche Entwicklung der EU angesehen. Das vorrangige Ziel der EU-Energiepolitik, so wie es sich im sogenannten

²⁴⁴ s. Abschnitt 2

²⁴⁵ s. Abschnitt 3

²⁴⁶ s. Abschnitt 5

²⁴⁷ s. Abschnitt 6

²⁴⁸ s. Abschnitt 7

²⁴⁹ falls sich beispielsweise durch Inkompatibilitäten der technischen Rahmenbedingungen Anreize zur ‚Umgehung‘ von Strecken oder Netzen ergeben sollten oder in diesen preisrelevante Regelungen enthalten sind

²⁵⁰ Allgemein regeln technische Rahmenbedingungen sowohl die Anforderungen die an Verbindungspunkten zweier Transportsysteme erfüllt sein müssen als auch den Informationsaustausch zwischen den Transporteuren und enthalten darüber hinaus Regelungen zur Messung und Abrechnung zwischen Transporteur und Transportkunde. Deren Vereinheitlichung in Europa ist bis dato nicht erfolgt. Einen Überblick der aktuellen Tendenzen zur Vereinheitlichung geben GTE (2005a) oder EASEE (2005).

Grünbuch wiederfindet²⁵¹, ist die Gewährleistung der preiswürdigen Energieversorgung aller Kunden unter gleichzeitiger Berücksichtigung ökologischer Aspekte und der Nachhaltigkeit der wirtschaftlichen Entwicklung²⁵². Zu diesem Zweck sieht die Kommission die Schaffung eines einheitlichen Binnenmarktes als unabdingbar an. Für die verschiedenen Phasen der Errichtung dieses hat die EU-Kommission den einzelnen Mitgliedsstaaten Reformvorgaben gemacht. Diese finden sich in jeweils zwei Richtlinien der EU-Kommission sowohl für Elektrizität als auch für Erdgas²⁵³.

Dabei sind die beiden Richtlinien aus dem Jahr 2003²⁵⁴ in ihrer Zielsetzung, Aufbau und den von den Mitgliedstaaten vorzusehenden rechtlichen Mechanismen nahezu identisch. Die Fortschreibung der Richtlinien wurde damit begründet, dass „nach wie vor ... schwerwiegende Mängel und weit reichende Möglichkeiten zur Verbesserung der Funktionsweise der Märkte bestehen“²⁵⁵.

Als eine der Konsequenzen der Erdgas-Richtlinie (2003) kann der ursprünglich integrierte Erdgasmarkt nunmehr als Zusammensetzung der Märkte für

- (das Produkt) Erdgas,
- Speicherkapazitäten,
- Transportkapazitäten²⁵⁶ und
- assoziierte Dienstleistungen

angesehen werden²⁵⁷ – Märkte für die einzelnen Komponenten der Wertschöpfungskette des Erdgases²⁵⁸.

²⁵¹ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (2000).

²⁵² vgl. hierzu auch Abschnitt 4.3.1: Indirekte Ziele

²⁵³ vgl. Elektrizitäts-Richtlinie (1997); Erdgas-Richtlinie (1998); Elektrizitäts-Richtlinie (2003) und Erdgas-Richtlinie (2003). Adressaten dieser Richtlinie sind die Mitgliedsstaaten. Gemäß Art. 249 EGV ist eine Richtlinie für jeden Mitgliedstaat hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich. Die Legislative der jeweiligen Staaten kann jedoch über die Form und die Mittel unter Beachtung der Verpflichtung und der zweijährigen Frist zur Umsetzung in innerstaatliches Recht eigenständig entscheiden.

In diesem Zusammenhang sind auch die Maßnahmen erwähnenswert, die u. a. den Transport (Transit, s. Abschnitt 3.1.2) von Elektrizität und Erdgas zwischen den Netzen in den einzelnen Mitgliedstaaten sicherstellen; vgl. Transit-Richtlinie (1990).

²⁵⁴ die sog. Beschleunigungsrichtlinien

²⁵⁵ Erdgas-Richtlinie (2003), S. 1, Abs. 2

²⁵⁶ Fälschlicherweise wird die Separierung zwischen Transport- und Speicherkapazitäten nicht immer vollzogen. Dieses ist jedoch weder aufgrund der aktuellen Eigentümerstruktur noch im Zusammenhang mit der Erdgas-Richtlinie (1998) zu rechtfertigen.

²⁵⁷ in welchen gegebenenfalls heute noch nicht definierte Produkte angeboten werden; vgl. hierzu a. Bozem, Weisheit (2001)

²⁵⁸ vgl. Abbildung 1.1

4.1.1.2 Deutschland

In Deutschland gab es mit Ausnahme einer Sondervorschrift des Kartellrechts in § 103a GWB keine Regelungen zum Transport von Elektrizität oder Erdgas. Diese Vorschrift wurde lediglich in wenigen Fällen angewendet. Die einzige letztinstanzliche Entscheidung zu § 103a GWB durch den BGH²⁵⁹ ist allerdings im Kontext der allgemeinen Öffnung der Märkte für Elektrizität und Erdgas auch ein Anlass für die Änderung der in diesem Bereich als unzureichend empfundenen Rechtslage gewesen.

Zur Umsetzung der Regelungen der Erdgas-Richtlinie (1998) entschied man sich in Deutschland für die in der Richtlinie eingeräumte Option des verhandelten Netzzuganges²⁶⁰. Die hierzu erforderlichen Rahmenbedingungen wurden in Form einer freiwilligen Vereinbarung zwischen den von Anbietern und Nachfragern beauftragten Verbänden festgesetzt. Die Verhandlungen zu dieser „Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“²⁶¹ wurden 2001 beendet. Die Weiterentwicklung²⁶² wurde 2002 abgeschlossen. Die zwischen den Verbänden aufgenommenen Verhandlungen zur ‚VV-Erdgas III‘ wurden 2003 abgebrochen. Als wesentliches Problem, das keiner Einigung zugeführt werden konnte, stellte sich heraus, dass die Nachfrager (Industrie) ein sog. Punkt-Kapazitätsreservierungssystem forderten, während die Anbieter (Erdgaswirtschaft) nur bereit waren, ein sog. Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem anzubieten²⁶³.

Auch nach Auffassung der EU-Kommission hatte sich der verhandelte Netzzugang nicht hinreichend bewährt. Aufgrund dieser Entwicklungen konnte der in Deutschland beschrittene Weg der verbandsautonomen Rechtssetzung zur näheren Bestimmung der Durchführung von Erdgastransporten durch Netze Dritter nicht aufrechterhalten werden.

Mit Wirkung ab 13.07.2005 wurde zur Umsetzung der Elektrizitäts- und Erdgas-Richtlinien aus dem Jahre 2003²⁶⁴ ein neues Energiewirtschaftsrecht in Kraft gesetzt. Neben einer völligen Neufassung des EnWG, die diejenige von 1998 ersetzt, werden durch Verordnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit erstmals die Netzzugangsbedingungen detail-

²⁵⁹ vgl. Bundesgerichtshof (15.11.1994)

²⁶⁰ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Artikel 15

²⁶¹ VV-Erdgas I (2000) sowie VV-Erdgas II (2002)

²⁶² VV-Erdgas II (2002)

²⁶³ vgl. o. V. (Frankfurter Allgemeine Zeitung, 22.04.2003), in der hier verwendeten Terminologie: es stand primär zur Diskussion, ob ein Entry-Exit- oder ein Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem anzuwenden ist. Letztlich war also weniger das Preissystem als das Kapazitätsreservierungssystem Grund des Abbruchs der Verhandlungen.

²⁶⁴ vgl. Elektrizitäts-Richtlinie (2003), Erdgas-Richtlinie (2003)

liert ausgestaltet und zwar beim Erdgas in einer Netzzugangsverordnung²⁶⁵ und einer Netzentgeltverordnung²⁶⁶.

Der Paradigmenwechsel von den geschlossenen Versorgungsgebieten mit verhandeltem Netzzugang²⁶⁷ zum regulierten Netzzugang ist damit (einstweilen) abgeschlossen. Während es vor 1998 mit § 103a GWB lediglich eine Sondervorschrift des Kartellrechts zum Transport von Erdgas und Elektrizität gab, ist der Erdgastransportbereich nunmehr mit erheblicher Regelungsdichte reguliert.

4.1.2 Wesentliche Inhalte der Rahmenbedingungen

Während die europäischen Rahmenbedingungen lediglich eine Reihe von Grundsätzen festsetzen und daher weder detaillierte Hinweise auf die in den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union oder von einzelnen Gesellschaften zu wählenden Preissysteme für den Erdgastransport geben noch die Begründung zu deren Auswahl liefern, sind nationale Regelungen verbindlicher. In diesen wird zuweilen auch die Struktur der Preissysteme vorgeschrieben²⁶⁸.

4.1.2.1 Erdgas-Richtlinie (2003)

Die wesentlichen in dieser Richtlinie enthaltenen Regelungen sind²⁶⁹:

- Netzzugang bzw. Transporte dürfen nur auf der Basis ex ante genehmigter ‚Tarife‘ (Preise) oder zumindest en detail genehmigter Methoden zur Festsetzung der Preise für den Erdgastransport und Bilanzausgleichsbedingungen erfolgen²⁷⁰. Die Option des verhandelten Netzzugangs wird im Gegensatz zur Erdgas-Richtlinie (1998) nicht mehr erwähnt.
- Desintegration der Fernleitungs-/Verteilernetzbetreiber²⁷¹

Die Bereiche der Fernleitung und lokalen Verteilung sollen sowohl rechtlich als auch organisatorisch desintegriert werden. Es handelt sich hierbei um die „gesellschaftsrechtliche (nicht eigentumsrechtliche) Trennung des Netzbetriebes von den übrigen energiewirtschaftlichen Aktivitäten“²⁷². Die Desintegration für Betreibergesellschaften lokaler Vertei-

²⁶⁵ GasNZV (2005)

²⁶⁶ GasNEV (2005)

²⁶⁷ wie er noch in den Verbändevereinbarung (VV-Erdgas I (2000), VV-Erdgas II (2002)) geregelt war

²⁶⁸ so z. B. im EnWG, vgl. Abschnitt 4.1.2.2

²⁶⁹ zur Historie der Entstehung der Erdgas-Richtlinie (2003) s. a. Rat der europäischen Union (2002); Kommission der europäischen Gemeinschaften (2002)

²⁷⁰ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 18, Abs. 1 i. V. m. Art. 25, Abs. 2; vgl. auch zu den folgenden Zitaten die Vorlagen: Kommission der europäischen Gemeinschaften (2002) und Rat der europäischen Union (2002)

²⁷¹ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 9, Art. 13

²⁷² Büdenbender (2003), S. 2

lernetze in den einzelnen Mitgliedstaaten kann jedoch bis zum 01.07.2007 aufgeschoben werden²⁷³.

- Neue Infrastrukturen²⁷⁴

„Größere neue Erdgasinfrastrukturen“²⁷⁵ können von dem Netzzugang für Dritte unter bestimmten Bedingungen ausgenommen werden

- Nationale Regulierungsbehörden²⁷⁶

Die Etablierung nationaler Regulierungsbehörden wird verpflichtend für alle Mitgliedstaaten eingeführt. Die Form der Regulierung bleibt jedoch offen. Die Mitgliedstaaten haben das Wahlrecht zwischen der Einführung einer Methodenregulierung, konkreter Bedingungs- und Entgeltregulierung oder Mischformen²⁷⁷.

- Die 100%ige Marktöffnung ist spätestens ab 01.07.2004 für alle gewerblichen Kunden und ab 01.07.2007 für alle Kunden zu verwirklichen. Demnach wird allen Abnehmern, bzw. Kunden ab diesem Datum die Möglichkeit geboten, den Erdgasanbieter frei zu wählen. Dieses gilt insbesondere auch für Haushaltskunden²⁷⁸.

- Darüber hinaus bestehen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im öffentlichen Interesse sowie zur Flächenversorgung und die Möglichkeit zur Überwachung der Versorgungssicherheit²⁷⁹.

- Im Gegensatz zum Erdgastransport haben die einzelnen Mitgliedstaaten bei der Erdgasspeicherung²⁸⁰ weiterhin die Wahlmöglichkeit zwischen verhandeltem und reguliertem (Speicher-) Zugang²⁸¹.

²⁷³ hierbei wurde im Vorfeld bemängelt, dass der Entwurf (vgl. Rat der europäischen Union (2002), Art. 32, Abs. 2) teilweise unklar ist, da die als Voraussetzung für die Notwendigkeit zur Durchführung der Desintegration einzuführende Grenze von 100.000 Kunden nicht eindeutig definiert war (vgl. o. V. (Platt's European Natural Gas Report, 13.02.2003))

²⁷⁴ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 22

²⁷⁵ Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 22, Abs. 1

²⁷⁶ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 25

²⁷⁷ vgl. hierzu Büdenbender (2003), S. 9ff und Neveling (2003)

²⁷⁸ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 23

²⁷⁹ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 5

²⁸⁰ gilt auch für die ‚Netzpufferung‘; vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 19, Abs. 1

²⁸¹ vgl. Erdgas-Richtlinie (2003), Art. 19

4.1.2.2 Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts

Mit der Novelle des EnWG ist der regulierte Netzzugang zum gesetzlichen Leitbild des Erdgastransports in Deutschland geworden. Dadurch wurde das System des verhandelten Netzzuganges ersetzt.

Nach dem EnWG hat der Transporteur (hier: Netzeigentümer) die grundsätzliche Verpflichtung, die Bedingungen und Entgelte²⁸² für den Netzzugang „angemessen, diskriminierungsfrei [und] transparent“²⁸³ zu gestalten. Sie „dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.“²⁸⁴ Zudem müssen „... die Bedingungen, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet“²⁸⁵ veröffentlicht werden.

Die Transportentgelte müssen kostenorientiert gebildet werden²⁸⁶. Als Vergleichsmaßstab angemessener Kosten wird der effiziente und strukturell vergleichbare Netzbetreiber genannt²⁸⁷. Die Preisfindung soll durch die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde überwacht werden²⁸⁸. Demgegenüber wurde bis 2005 die (vergleichts-) marktorientierte Preisbildung vorgesehen, die als Korrektiv durch eine kartellbehördliche Preismissbrauchskontrolle ergänzt werden konnte. Nunmehr ist die (vergleichts-) marktorientierte Preisbildung lediglich als Ausnahmeregelung für Betreiber überregionaler Netze vorgesehen. Hiernach können sie von den Grundsätzen der kostenorientierten Preisbildung abweichen, falls „das Fernleitungsnetz zu einem überwiegenden Teil wirksamem bestehenden oder potentiellen Leitungswettbewerb ausgesetzt ist.“²⁸⁹ Die Nachweispflicht liegt beim Netzbetreiber²⁹⁰.

Das Gesetz geht also von einer Kostenorientierung und -kontrolle auf Basis effizienter Leistungsbereitstellung aus²⁹¹, gewährt den regulierten Unternehmen eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung²⁹² und enthält auch Elemente eines Vergleichsmarktprinzips²⁹³.

²⁸² Anstatt sich auf Preise zu beziehen, wird im EnWG der Begriff ‚Entgelt‘ verwendet. Bzgl. der Unterscheidung zwischen ‚Entgelt‘ und ‚Preis‘ s. Abschnitt 2.1.1.

²⁸³ EnWG, § 21 (1)

²⁸⁴ EnWG, § 21 (1)

²⁸⁵ EnWG, § 20 (1)

²⁸⁶ gemäß dem gesetzlichen Regelfall, vgl. EnWG, § 21 (2)

²⁸⁷ vgl. EnWG, § 21 (2)

²⁸⁸ vgl. EnWG, § 21 (3) sowie zu deren Befugnissen §§ 29 ff

²⁸⁹ GasNEV § 3 (2)

²⁹⁰ GasNEV § 3 (3)

²⁹¹ vgl. EnWG § 21 (2) und (3)

²⁹² vgl. GasNEV (2005) § 7 (5)

Erstmalig wird sowohl ein Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystem²⁹⁴ als auch ein Entry-Exit-Preissystem²⁹⁵ festgeschrieben. Hiernach sind voneinander unabhängige Preise²⁹⁶ für Kapazitätsreservierungen an Übernahme- und Übergabestationen festzusetzen²⁹⁷. Eine Ausnahmeregelung gilt für örtliche Verteilernetze. In diesen ist ein entfernungsunabhängiges Preissystem und ein Punkt-Kapazitätsreservierungssystem anzuwenden²⁹⁸. Die Kapazitätsdefinition erfolgt hier nicht volumen-, sondern energiebasiert²⁹⁹.

Transporte über Netze verschiedener Eigentümer sind einheitlich abzuwickeln³⁰⁰. Freie Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten müssen grundsätzlich ausgewiesen werden³⁰¹. Außerdem wird eine eingeschränkte Freigabepflicht für ungenutzte Kapazitäten³⁰² und eine sich hieraus ergebende Verpflichtung zur Etablierung eines Handels mit Kapazitätsrechten³⁰³ eingeführt. Diese erfordern zusätzliche Regelungen zum Engpassmanagement³⁰⁴. Durch die Freigabepflicht für ungenutzte Kapazitäten soll die ‚Vorratsreservierung‘ verhindert und die Kapazitätsverfügbarkeit im (Transport-) Markt erhöht werden. Das Prinzip gilt auch im Fall des Lieferantenwechsels³⁰⁵.

Neben den sektorspezifischen Regeln des EnWG gelten die allgemeinen kartellrechtlichen Regelungen der §§ 19, 20 GWB unverändert fort. Insbesondere bestimmt das GWB, dass ein

²⁹³ vgl. EnWG § 21 (4), GasNEV § 3 (2)

²⁹⁴ vgl. GasNZV (2005) § 4 (2) und EnWG §20 (1b): „Zur Ausgestaltung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen müssen Betreiber von Gasversorgungsnetzen Einspeise- und Ausspeisekapazitäten anbieten, die den Netzzugang ohne Festlegung eines transaktionsabhängigen Transportpfades ermöglichen und unabhängig voneinander nutzbar und handelbar sind. ... Betreiber von Fernleitungsnetzen sind verpflichtet, die Rechte an gebuchten Kapazitäten so auszugestalten, dass sie den Transportkunden berechtigen, Gas an jedem Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes oder, bei dauerhaften Engpässen, eines Teilnetzes bereitzustellen (entry-exit System).“

Für lokale Verteilungsnetze gelten Sonderregelungen, vgl. EnWG § 20 (1b) und GasNZV (2005) § 8

²⁹⁵ vgl. GasNEV (2005) § 13 (2)

²⁹⁶ vgl. GasNEV (2005) § 15 (4)

²⁹⁷ die Kapazität wird volumenbasiert (vgl. Abschnitt 3.1.4.2) mit der Stunde als Abrechnungseinheit (vgl. Abschnitt 5.1.3.1) definiert, vgl. GasNEV (2005) § 13 (2)

²⁹⁸ vgl. GasNEV (2005) § 18

²⁹⁹ vgl. GasNEV (2005) § 18 (3), vgl. a. Fußnote 297

³⁰⁰ vgl. GasNZV (2005) § 15 und §§ 23 fff

³⁰¹ vgl. GasNZV (2005), § 6 (1) zu den Einschränkungen und Maßnahmen s. a. GasNZV § 6 (2)ff

³⁰² vgl. GasNZV (2005) § 13. Es handelt sich hierbei um das sog. ‚use-it-or-lose-it‘-Prinzip. Bei strikter Umsetzung versteht man hierunter, dass einem Transportkunden das Recht zur Nutzung der reservierten Kapazität im Falle der Nicht-Nutzung entzogen werden kann (es wird bisher bspw. indirekt auch in Italien angewandt, vgl. Snam Rete Gas (2003)). M. a. W. beinhaltet die Freigabepflicht für ungenutzte Kapazität eine – wenn auch nur eingeschränkte – Nutzungsverpflichtung der reservierten Kapazität. Der Nachweis der Nicht-Nutzung ist allerdings nur schwer zu führen.

³⁰³ vgl. GasNZV (2005) § 14

³⁰⁴ vgl. GasNZV (2005) § 9, § 10

³⁰⁵ vgl. GasNZV (2005) § 9 (7)

Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung vor allem dann vorliegt, wenn sich ein marktbeherrschendes Unternehmen „weigert, einem anderen Unternehmen gegen angemessenes Entgelt Zugang zu den eigenen Netzen oder anderen Infrastruktureinrichtungen zu gewähren, wenn es dem anderen Unternehmen aus rechtlichen oder tatsächlichen Gründen ohne die Mitbenutzung nicht möglich ist, auf dem vor- oder nachgelagerten Markt als Wettbewerber des marktbeherrschenden Unternehmens tätig zu werden; dies gilt nicht, wenn das marktbeherrschende Unternehmen nachweist, dass die Mitbenutzung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.“³⁰⁶

4.2 Vertragliche Rahmenbedingungen und Festlegungen

Über die Beachtung der geschilderten Rahmenbedingungen hinaus bedarf es zur Durchführung von Erdgastransporten des Abschlusses privatwirtschaftlicher Verträge. Diese werden zwischen dem Transporteur und dem Transportkunden abgeschlossen und sind für die Produktdefinition von essentieller Bedeutung.

International und national werden in Transportverträgen vor allem die folgenden Bedingungen und Größen festgesetzt (sie ergeben sich letztlich aus den zuvor geschilderten Elementen des Erdgastransportes)³⁰⁷:

- die von dem Transportkunden im Netz des Transporteurs zu reservierende Kapazität,
- die Laufzeit, d. h. die Dauer des Vertrages und somit der Kapazitätsreservierung,
- der Preis und gegebenenfalls die Preisanpassung, d. h. im Falle langlaufender Verträge kann die Art der Veränderung des Preises festgelegt werden,
- die Zahlungsbedingungen; diese schließen die Konditionen der Zahlung und den (die) Zahlungszeitpunkt(e) ein,
- zulässige Abweichungen zwischen den an der Übernahmestation übernommenen und den an der Übergabestation von dem Transporteur zu übergebenden Erdgasmengen³⁰⁸,
- zulässige Toleranzbandbreite bei Überschreitung der reservierten Kapazität,
- Abwicklungsvereinbarungen,
- Vertragsstrafen bei Nichteinhaltung der Bedingungen,

³⁰⁶ GWB, § 19 IV Nr. 4

³⁰⁷ diese und die folgenden Erläuterungen der Vertragsbedingungen basieren auf: Gaz de France (2002); VNG (2003); EWE (2003); SnamReteGas (2003) und Stadtwerke Pinneberg (2004)

³⁰⁸ sog. Bilanzausgleichsregelungen. Hierbei bleibt zu berücksichtigen, dass die Steuerung der Übernahme und Übergabe oft im Ermessen des Transportkunden liegt und die Abweichungen somit von diesem zu verantworten sind.

- zulässige Bandbreiten der physikalischen und chemischen Parameter des Erdgases an der Übernahme- und Übergabestation, z. B. der Erdgasqualität und des Druckes,
- Verfahren der Messung und Abrechnung sowie
- weitere Regelungen wie z. B. Bedingungen bei Eintritt sog. ‚Höherer Gewalt‘, d. h. beispielsweise Schäden am Transportsystem, Haftung oder Rechtswahl.

Die wichtigsten sich aus diesen Vertragsbedingungen ergebenden Rechte und Pflichten des Transporteurs und des Transportkunden sollen im Folgenden näher erläutert werden.

4.2.1 Rechte und Pflichten des Transporteurs

Die Pflicht zur Kapazitätsvorhaltung führt dazu, dass der Transporteur die Vorhaltung der Kapazität (zumindest) an einer Übernahmestation und einer Übergabestation und – unter Zugrundelegung des Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystems auch – entlang eines vertraglich zu definierenden oder aber bei Bedarf festzulegenden Weges zwischen diesen während der Laufzeit des Vertrages garantieren muss. Die folgenden zusätzlichen Verpflichtungen des Transporteurs stehen in direktem Zusammenhang mit der physischen Verbringung des Erdgases von der Übernahmestation zur Übergabestation³⁰⁹:

- Der Transporteur hat die Verpflichtung zur Übernahme der von dem Transportkunden an der Übernahmestation für den Transport angestellten Erdgasmengen, sofern diese pro Zeiteinheit weder die reservierte Kapazität überschreiten noch den – gegebenenfalls festgelegten, erforderlichen – Mindestfluss unterschreiten und die sonstigen, vor allem technischen Anforderungen, wie z. B. Erdgasqualitätskompatibilität oder Druck, erfüllen.
- Die an der Übernahmestation übernommenen Erdgasmengen müssen an den Transportkunden an der Übergabestation unter Berücksichtigung der dort geltenden Randbedingungen³¹⁰ übergeben werden.

Zu diesem Zweck sind von dem Transporteur folgende sog. Systemdienstleistungen (Infrastrukturmanagement³¹¹) durchzuführen³¹²:

- Steuerung des Netzes,
- Empfang und Bestätigung der Mengennominierungen und –änderungen sowie der Messwerte über die Beschaffenheit (d. h. vor allem Druck und Erdgasqualität) des übernommenen und übergebenen Erdgases,

³⁰⁹ vgl. hierzu auch die Netzebenen gemäß Abschnitt 3.3.2

³¹⁰ Diese Verpflichtung ist auch dann zu erfüllen, wenn dem Transporteur keine anderen Mengen im Transportsystem zur Verfügung stehen (sofern die Bedingungen des Transportvertrages erfüllt sind).

³¹¹ vgl. Abschnitt 3.3.2

³¹² ähnlich auch in VV-Erdgas I (2000) und VV-Erdgas II (2002)

- Datenerfassung und –übermittlung,
- Messung der Erdgasströme³¹³ an der Übernahmestation und/oder Übergabestation,
- Auswertung der Messungen,
- Dokumentation und
- Abrechnung und Rechnungserstellung.

Die Übergabe erfolgt zumeist, allerdings nicht notwendigerweise, zeitgleich und energieäquivalent³¹⁴ zur Übernahme. Die (hypothetische) Zeitgleichheit wird gemeinhin dadurch erreicht, dass vertraglich eine unendliche Fließgeschwindigkeit des Erdgases im Transportsystem zugrundegelegt wird. Diese Zusätze sind aus praktischen Erwägungen erforderlich, da generell die Nämlichkeit³¹⁵ des Erdgases, vor allem in vermaschten Netzen, nicht gewahrt werden kann.

4.2.2 Rechte und Pflichten des Transportkunden

Aus dem Vorhergehenden folgen auch die Rechte und Pflichten des Transportkunden:

- Bezahlung des für die genannte Dienstleistung vereinbarten Entgeltes³¹⁶,
- vertragskonforme Übergabe, d. h. z. B.
 - Einhaltung der vertraglich vereinbarten Maximal- und Mindestflussmengen³¹⁷,
 - Einhaltung der vertraglich vereinbarten Grenzwerte für die Qualitätsparameter³¹⁸ und
 - Einhaltung des erforderlichen Druckes an der Übernahmestation sowie
- vertragskonforme Übernahme der transportierten Erdgasmengen an der Übergabestation.

4.2.3 Einige Konsequenzen

Aus den in den vorhergehenden Abschnitten geschilderten vertraglichen Bedingungen ergeben sich unter anderem folgende Konsequenzen:

³¹³ und gegebenenfalls Allokation, d. h. bei Übernahme oder Übergabe von Erdgasmengen mehrerer Transportkunden an einer Station, Zuordnung der Erdgasmengen zu den verschiedenen Transportkunden

³¹⁴ vgl. zur Energieäquivalenz Abschnitt 3.1.4.2

³¹⁵ d. h. die Identität der ein- und ausgespeisten Moleküle; s. bzgl. dieser Austauschbarkeit des Transportgutes a. Abschnitt 3.3.1

³¹⁶ Mit Ausnahme der die variablen Kosten des Transportes repräsentierenden Komponenten, d. h. primär des Treibgases, ist die Zahlungsverpflichtung somit unabhängig von der tatsächlichen Nutzung; s. hierzu auch Abschnitt 3.5.2 und Abschnitt 4.2.3

³¹⁷ s. a. Abschnitt 4.2.3

³¹⁸ Hierbei wird im Regelfall vereinbart, dass weder der Transporteur noch der Transportkunde die Verpflichtung zur Übernahme von nicht vortragskonformen Erdgasmengen haben.

- Grundsätzlich hat der Transportkunde lediglich die Verpflichtung zur Zahlung des Entgeltes, jedoch nicht zur Nutzung der reservierten Kapazität³¹⁹. Das sog. ‚use-it-or-loose-it‘-Prinzip wird – wenn überhaupt – nur eingeschränkt umgesetzt³²⁰.

Allerdings kann die Sekundärvermarktung der reservierten Kapazität, d. h. die Untervermietung (von Teilen) dieser, im Regelfall nicht unterbunden werden. Denn falls der Transportkunde die von ihm reservierte Kapazität nicht benötigt, ist es stets möglich, sich im Eigentum Dritter befindendes Erdgas an der Übernahmestation zu übernehmen und dieses an der Übergabestation zu übergeben. Separate vertragliche Verpflichtungen, entsprechend den in den vorhergehenden Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2 geschilderten, werden zwischen dem als Transporteur auftretenden ursprünglichen Transportkunden und dem Dritten aufgenommen.

Da aber der Transportkunde üblicherweise eine unbedingte Zahlungsverpflichtung gegenüber dem Transporteur eingegangen ist, wird die vollständige Übertragung der Rechte und Pflichten auf Dritte nicht möglich sein. Die vertraglichen Verpflichtungen zwischen Transporteur und Transportkunde werden durch derartige Sekundärvermarktung nicht verändert oder beeinflusst. Der ‚originäre Erwerb‘ der von dem Transportkunden reservierten Kapazität durch Dritte wäre nur mit Zustimmung des Transporteurs möglich, entspräche jedoch einer ‚Rückgabe‘ der Kapazität und daher eigentlich einer Nichteinhaltung der vertraglichen vereinbarten unbedingten Zahlungsverpflichtung durch den Transportkunden³²¹.

- Wie jedes Messgerät, so können auch GDRM³²² nur in einem vorgegebenen Messbereich betrieben werden. Dieses impliziert, dass sowohl ein nicht zu überschreitender Maximalfluss existiert und einzuhalten ist als auch ein nicht zu unterschreitender Mindestfluss. Nur in diesem Bereich können Messwerte (im Rahmen der angegebenen Messgenauigkeit) erfasst werden. Das bedeutet wiederum, dass beispielsweise den Mindestfluss unterschreitende Mengen nicht gemessen werden können.

Während aber der Maximalfluss im Rahmen der Transportverträge durch die Kapazität zumeist eindeutig definiert ist, scheint sich die Notwendigkeit der Festlegung des Mindestflusses zumindest nicht allgemein durchgesetzt zu haben. Bei desintegrierter Betrachtung befindet sich kein Erdgas im Eigentum des Transporteurs. Andererseits kann von den Transportkunden nicht die Nutzung der reservierten Kapazitäten gefordert werden. Ihnen muss das Recht der ‚Nicht-Nutzung‘ der Kapazität zugestanden werden (s. o.). Es könnte

³¹⁹ in diesem Sinne argumentieren auch Lapuerta, Moselle (2002), S. 42

³²⁰ vgl. hierzu auch Abschnitt 4.1.2.2, insbesondere Fußnote 302

³²¹ vgl. zur Sekundärvermarktung von Transportkapazitäten in UK auch z. B. Füg (1999), S. 189f

³²² s. Abschnitt 3.2.3

der (allerdings unwahrscheinliche) Fall eintreten, dass zu einem Zeitpunkt alle Transportkunden von diesem Recht Gebrauch machen. Dies hätte zur Folge, dass entweder jeder einzelne Transportkunde zur Aufrechterhaltung des Mindestflusses verpflichtet werden muss³²³ oder die Transportverträge nur unter der allgemeinen Einschränkung der Aufrechterhaltung der Mindestflussanforderungen durch alle Transportkunden an der betreffenden Station geschlossen werden können.

Bei lokalen Niederdrucknetzen wird dies keine bedeutenden Einschränkungen darstellen. Es könnte aber dazu führen, dass (kleinere) Industriekunden (sowie, jedoch weniger relevant, Gewerbe- oder Haushaltskunden) Transportverträge über Leitungen importierender Ferngasgesellschaften nicht oder nur unter Einschränkungen abschließen können, da die hier vorherrschenden technischen Mindestflussanforderungen den Bedarf dieser Kunden bei weitem überschreiten. Die Notwendigkeit zur desintegrierten Betrachtung führt somit nicht zum Vorteil des Transporteurs aber unter Umständen zum Nachteil für den Transportkunden.

- Soweit die Bezahlung des Entgeltes durch den Transportkunden dem allgemeinen Geschäftsgebrauch folgend ex post erfolgt, fordern einige Transporteure die Stellung von Sicherheiten³²⁴.
- Die Kosten des Treibgases sind der wesentliche Bestandteil der variablen Transportkosten³²⁵. In der Regel wird in den Transportverträgen vereinbart, dass das für den Betrieb der Verdichter erforderliche Treibgas von den Kunden in natura beizustellen ist. Hierdurch werden die Preisrisiken der Beschaffung des Treibgases von dem Transporteur auf den Transportkunden verlagert.

In praxi stellt der Transportkunde dem Transporteur Erdgas an der Übernahmestation zur Verfügung. Dieses Erdgas wird zusätzlich zu der zu transportierenden Erdgasmenge übergeben und entspricht der von dem Transporteur als zur Durchführung des Transportes erforderlich deklarierten Verdichterenergie, dem Treibgas. An der Übergabestation wird dann nur die zu transportierende Menge übergeben.

Da aber, vor allem in vermaschten Netzen, die für die Durchführung eines Transportes erforderliche Treibgasmenge von der Inanspruchnahme anderer Kapazitäten abhängig ist und folglich nicht immer eindeutig bestimmt werden kann, können die variablen Trans-

³²³ was im Falle der Übernahme an Grenzstationen nur in den seltensten Fällen möglich sein wird, da die dort installierten Anlagen zumeist einen die Maximalkapazität der meisten Transportverträge überschreitende Mindestflussanforderung haben

³²⁴ s. z. B. EWAG (2001): „8.1 Sofern begründete Zweifel an der Bonität bestehen, ist der Transportkunde auf Verlangen des Netzbetreibers verpflichtet, ... eine Sicherheit zu leisten. ... Die Bürgschaft ist bei Vertragsabschluss zu leisten.“

³²⁵ s. a. Abschnitt 3.5

portkosten nur näherungsweise, gewöhnlich unter der Annahme eines Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystems ohne Berücksichtigung von Gegenstromtransporten, bestimmt werden. Das Verfahren der Treibgasbereitstellung in natura erlaubt dem Transportkunden daher zwar die exaktere Preis- nicht jedoch Mengenbestimmung.

4.3 Weitere Ziele, Kriterien und Randbedingungen

„In Anbetracht der wirtschaftlichen Bedeutung der Zugangsgebühren und deren entscheidender Rolle für die gegenwärtige Öffnung des Marktes und den Marktzugang erscheint es angebracht, bestimmte grundlegende Kriterien zu präzisieren ... denen faire Zugangsgebühren entsprechen müssen.“³²⁶ Diese im Folgenden geschilderten Ziele und Randbedingungen für die Festlegung von Preissystemen sind unter anderem politisch motiviert. Sie ergänzen bzw. bekräftigen nicht immer die in Abschnitt 4.1 geschilderten rechtlichen Rahmenbedingungen, sondern stehen gelegentlich auch im Widerspruch zu diesen.

4.3.1 Indirekte Ziele

Vereinzelt wird gefordert, dass durch Preissysteme für den Erdgastransport für andere Elemente der Wertschöpfungskette des Erdgases relevante Ziele erreicht werden sollen. Solche ‚indirekten Ziele‘ sind z. B.³²⁷:

- Erleichterung des Handels³²⁸ bzw. Intensivierung oder Förderung des Wettbewerbes³²⁹,
- Förderung der Harmonisierung der Märkte³³⁰,
- Förderung der Nutzung von Erdgas³³¹,
- Anreiz für Investitionen³³²,
- Erhöhung der Effizienz der Versorgung³³³ und
- Wohlfahrtsmaximierung³³⁴.

³²⁶ Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8

³²⁷ Im Folgenden werden, da diese Ziele und Randbedingungen insgesamt oder teilweise in nahezu jeder sich mit dem Thema der Preisbildung für Transporte befassenden Publikation zu finden sind, lediglich beispielhafte Zitate ausgewählt.

³²⁸ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8; Madrid Forum (2002a), S. 2; CEER (2002b), S. 5 und S. 7

³²⁹ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8; Meier, Leberwurst, Irmer (1999), S. 227; Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 25; Armstrong, Doyle (1995), S. 46

³³⁰ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8

³³¹ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 17

³³² Prete (1998), S. 7

³³³ Perner (1998), S. 3

Unter Berücksichtigung der Interdependenzen der Elemente der Wertschöpfungskette ist davon auszugehen, dass zwar negative Implikationen durch die Gestaltung der Preissysteme für den Erdgastransport vermieden werden können, die Preissysteme aber nicht direkte und ausschließliche Auswirkungen auf die Erreichung dieser indirekten Ziele haben können³³⁵.

4.3.2 Direkte Kriterien

Zusätzlich zu den indirekten Zielen werden direkt durch die Preissysteme für den Erdgastransport zu erfüllende Kriterien formuliert. Als deren wesentliche können identifiziert werden:

- Diskriminierungsfreiheit³³⁶ – an anderer Stelle auch als Fairness³³⁷ bezeichnet;
- Objektivität³³⁸

Zumeist werden Diskriminierungsfreiheit und Objektivität eines Preissystems gemeinsam oder gar synonym verwendet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass nur ein objektives Preissystem unbeeinflusst von subjektiven Elementen ist und diskriminierungsfrei angewandt werden kann. Nahezu einhellig wird festgestellt, dass sich die Preise nur aufgrund objektiver Kriterien unterscheiden dürfen³³⁹.

- Klarheit
 - Transparenz und Nachvollziehbarkeit, d. h. Offenlegung des Preissystems, so dass im Idealfall alle Anwender und Interessenten das Preissystem verstehen und die aus der Anwendung dieses entstehenden Konsequenzen erkennen können³⁴⁰.
 - Einfachheit des Preissystems, d. h. weitgehende Komplexitäts- und Variablenreduktion³⁴¹.

³³⁴ vgl. Mariner-Volpe (2001), S. 1; s. a. Abschnitt 2.2.1

³³⁵ vgl. a. Abschnitt 7.3 sowie hierzu die Beispiele in Anhang 7

³³⁶ s. z. B. Van Roy et al. (1999); Perner (1998), S. 3; Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 25; s. hierzu auch Abschnitt 2.1.5

³³⁷ Prete (1998), S. 7; Perner (1998), S. 3; Meier, Leberwurst, Irmer (1999), S. 227

³³⁸ s. z. B. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8

³³⁹ „For all GTE members, any difference in tariffs have to be justified by objective differences in the conditions of the service.“, GTE (2001a), S. 14

³⁴⁰ s. z. B. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8; Perner (1998), S. 3; Department of Public Enterprise (2001), S. 16

³⁴¹ s. z. B. Perner (1998), S. 3; Department of Public Enterprise (2001), S. 17; Hughes, Felak (1996), S. 33 und S. 40f

- Praktikabilität³⁴², d. h. problem- und systemadäquate Formulierung und Gestaltung.

Nur ein einfaches Preissystem kann transparent und praktikabel sein. Auch die Umkehrung gilt, d. h. dass ein intransparentes Preissystem wird im Regelfall kompliziert und wenig praktikabel sein. Hieraus folgt, dass Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität eines Preissystems als Zielsetzung prinzipiell nicht zu trennen sind.

Die Bedeutung der Praktikabilität als zu erfüllender Randbedingung eines Preissystems ist nicht unumstritten. Einerseits wird für die Bahn die Einfachheit des Preissystems als wesentliches Argument für die Vermarktbarkeit des Produktes angesehen: „ein einfaches, für den Kunden und Verkäufer leicht verständliches und für die Werbung gut kommunizierbares Tarifsysteem muss deshalb ein wesentliches Ziel einer Tarifreform sein.“³⁴³ Andererseits wird für den Erdgastransport auch davor gewarnt diesem Kriterium ein übermäßiges Gewicht bei der Auswahl des Preissystems zu verleihen. Denn die Erfahrungen mit dem Entry-Exit-Preissystem in Großbritannien haben gezeigt, dass dieses transparent umgesetzt werden kann, obwohl es theoretisch vermeintlich komplizierter ist³⁴⁴.

- Kostenorientierung und Kostenreflektivität³⁴⁵ manchmal verbunden mit Gewinnbegrenzung beim Transporteur³⁴⁶

Diese Begriffe werden oftmals synonym verwendet, beziehen sich aber auf unterschiedliche Tatbestände. Während die kostenbasierte Gestaltung eines Preissystems primär auf die Preishöhe, d. h. das Preisniveau, fokussiert sein muss, ist ein Preissystem bereits dann kostenreflektierend, wenn, unabhängig von dem Preisniveau, einige der Variablen des Preissystems den Kostenträgern entsprechen³⁴⁷ und somit die Preisstruktur beeinflusst wird.

- Stabilität

Stabilität des Preissystems oder dessen Konstanz im Zeitablauf und die damit implizierte Vorhersagbarkeit werden in zunehmendem Maße als wichtig erkannt³⁴⁸.

³⁴² Prete (1998), S. 7

³⁴³ Grüne Liga (2000), S. 10

³⁴⁴ vgl. Lapuerta, Moselle (2002), S. 46. S. a. Abschnitt 4.3.3 und speziell für das Entry-Exit-Preissystem Abschnitt 6.3.4 und Abschnitt 7.3.2.3.

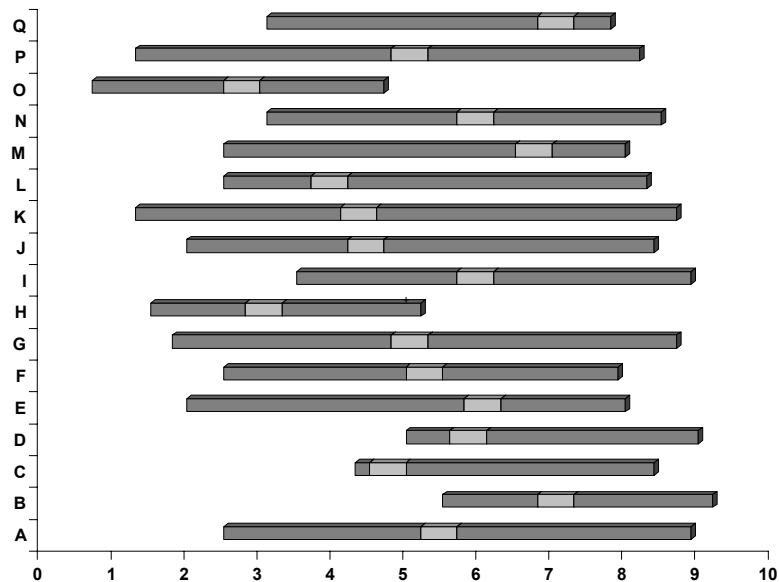
³⁴⁵ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999), S. 8; Meier, Leberwurst, Irmer (1999), S. 227; Madrid Forum (2002a), S. 2

³⁴⁶ s. z. B. Perner (1998), S. 3; Department of Public Enterprise (2001), S. 17

³⁴⁷ s. a. Anhang 5

³⁴⁸ vgl. GTE (2001a), S. 3 und S. 12; so auch: „tariff structure ... is robust into the future and will not result in fluctuating tariffs, i.e. shippers will be able to predict, with a reasonable amount of confidence, the future level of tariffs“, Department of Public Enterprise (2001), S. 17

Die Vermeidung von Quersubventionen ist umstritten. Sie wird sowohl positiv als auch negativ als Ziel formuliert, je nachdem welches Preissystem der Autor befürwortet³⁴⁹.



Legende:

- A = "Individual cost-of-service reflecting"
 - B = "Giving relevant long term reflecting"
 - C = "Giving relevant short term signals"
 - D = "User's friendly"
 - E = "Politically or socially acceptable"
 - F = "Encouraging new investment in transmission"
 - G = "Favouring the development of domestic market"
 - H = "Favouring cross border trade"
 - I = "Encouraging efficient use of network"
 - J = "Avoiding inefficient by-pass being built"
 - K = "Consistent with trading contracts and prices"
 - L = "Not creating discontinuities between systems"
 - M = "Not cross subsidizing among users"
 - N = "Stable and practicable"
 - O = "Compatible with the development of trading hubs"
 - P = "Compatible with a fair competition in transmission"
 - Q = "Giving no undue advantages to the incumbent"
- Abszisse: 0 = unwichtigstes Kriterium bis 10 = wichtigstes Kriterium
 ➤ der dunkle Bereich gibt das gesamte Spektrum der Antworten, der helle den Mittelwert wieder

Abbildung 4.1 Kriterien der GTE für die Entwicklung von Preissystemen³⁵⁰

Eine Zusammenfassung und Ergänzung dieser Ziele und Randbedingungen gibt GTE³⁵¹. Der hier genannten Schaffung eines Anreizsystems für Neuinvestitionen wird oft besondere Be-

³⁴⁹ vgl. hierzu Abschnitt 6.1.2, Abschnitt 6.2.3 und Abschnitt 6.3.3

³⁵⁰ reproduziert nach: GTE (2001a), S. 13

deutung zugemessen³⁵². Ob dieses aber letztendlich (volks-)wirtschaftlich sinnvoll ist oder zur Errichtung ungenutzter Kapazitäten führen kann, ist im Einzelfall zu entscheiden. Hier, wie auch im Zusammenhang mit der Wettbewerbsförderung im Erdgasmarkt erschiene die negative Formulierung der Randbedingung, d. h. die Vermeidung einer Verhinderung, eher angebracht.

4.3.3 Zielkonflikte

Im Vorhergehenden wurden Randbedingungen für Preissysteme dargestellt, die zu verschiedenen Zeitpunkten von verschiedenen Autoren veröffentlicht wurden. Dass dieses Konglomerat nicht immer widerspruchsfrei ist, soll anhand der folgenden Beispiele verdeutlicht werden.

4.3.3.1 Einfachheit vs. Leistungsdifferenzierung

Die oft gestellte Forderung nach Einfachheit der Preissysteme (s. o.) impliziert deren Vereinfachung, d. h. letztlich die Reduktion der Variablen des Preissystems. Vereinfachung des Preissystems durch Reduktion der Variablen wiederum erschwert oder verhindert eine leistungsdifferenzierende Preisstellung. Denn hierdurch wird zwangsläufig unterschiedlichen Leistungen ein einheitlicher Preis zugewiesen. Die als erforderlich erachtete Differenzierung der Preise kann nur zu Lasten der Einfachheit vorgenommen werden. Würden mehrere Variable zur Festlegung des Preissystems verwendet, so ermöglichte dies die Erhöhung der Differenzierbarkeit der Leistungen.

Auch der Verkehrsbetrieb steht in einem Interessengegensatz, denn „auf der einen Seite sprechen die bessere Ausnutzung der unterschiedlichen Zahlungswilligkeiten der Nachfrager und die möglichst genaue Berücksichtigung der im Zusammenhang der betrieblichen Preispolitik entscheidungsbedeutsamen Kosten ... für jeweils viele Tarifpositionen“³⁵³ (wobei letztere mit einer komplizierteren Preisstruktur gleichzusetzen sind) „Auf der anderen Seite bedeutet eine Verringerung der Zahl der Tarifpositionen jedoch eine Ersparnis von Kosten des Aufstellens und Anwendens des Tarifs. ... Schließlich ist zu bedenken, dass ein sehr weitgehend gestaffelter Tarif auf die Nachfrager abweisend zu wirken vermag“³⁵⁴.

³⁵¹ s. GTE (2001a), S. 13; s. Abbildung 4.1, wobei zusätzlich bemerkt wird: „It has to be noticed that the criterion “transparency”, which was not included in the list, is in fact considered as one of the most important by all GTE members.“, GTE (2001a), S. 12

³⁵² vgl. Abschnitt 6.1.5, Abschnitt 6.2.6 und Abschnitt 6.3.6

³⁵³ Diederich (1977), S. 302

³⁵⁴ Diederich (1977), S. 303. Auch die für die Preisbildung der Deutschen Bahn getätigte Aussage, dass „das Problem des Tarifdschungels [gemeint sind komplexe Preissysteme] ... wohl eher ein Kommunikationsproblem“ (Pro Bahn & Bus (2001), S. 2) ist, kann dementsprechend auf den Erdgastransport bezogen werden kann.

Auf der Anbieterseite muss der erhöhte Aufwand der Entwicklung leistungsdifferenzierender und somit komplizierter Preissysteme berücksichtigt werden: „Given transmission’s small revenue share, most practitioners could not justify the effort to develop sophisticated transmission pricing methods, except for special applications ...”³⁵⁵. Genauer gesagt, sind es die Transaktionskosten der Preisbildung, welche eine weitere Verfeinerung als nicht sinnvoll erscheinen lassen können: „Die Grenze einer weiter gehenden Differenzierung wird dann erreicht, wenn die Transaktionskosten für das Preisschema zu hoch werden, d. h. wenn die Kosten der Arbitragevermeidung die Vorteile einer Tarifverfeinerung überschreiten.“³⁵⁶ Die genannte Unmöglichkeit der Formulierung allgemeingültiger Methoden wird bestätigt: „Here, as with other clashes among various desiderata of rate-making policy, the wise choice must be that of wise compromise; and in reaching this compromise, the practical rate expert would look in vain to any general theory of public utility rates, ..., for a scientific method of reaching the optimum solution.“³⁵⁷

4.3.3.2 Einfachheit vs. Diskriminierungsfreiheit

Darüber hinaus besteht ein Zusammenhang zwischen leistungsdifferenzierender Preisstellung, Diskriminierungsfreiheit und Einfachheit des Preissystems. Bezeichnet Diskriminierungsfreiheit die Gleichbehandlung von Transportkunden mit identischen Leistungsanforderungen und Inanspruchnahme identischer Leistungen³⁵⁸, so stellt die Gleichbehandlung von Transportkunden mit nicht identischen Leistungsanforderungen konsequenterweise eine Diskriminierung dar.

In diesem Sinne auch: „’Non-discriminatory’ does not mean that each shipper pays the same tariff. It means that differences between the tariffs payable by each shipper can be explained by differences between their service requirements, such as load factor (capacity booked), distance, volume or other tariff differentiators, and there is no differentiation driven by the use of negotiating power by the infrastructure owner.”³⁵⁹

Hieraus folgt, dass ein Preissystem, welches die Forderung der Einfachheit erfüllt gleichzeitig, zumindest potenziell, diskriminierend ist. Denn Einfachheit impliziert die Vereinfachung und somit die Reduktion der Möglichkeiten zur Leistungsdifferenzierung.

³⁵⁵ Hughes, Felak (1996), S. 25, 26

³⁵⁶ Knieps (2001), S. 15 (ähnlich auch in Knieps (2005), S. 237)

³⁵⁷ Bonbright (1964), S. 289

³⁵⁸ vgl. hierzu auch Abschnitt 2.1.5

³⁵⁹ IEA (2000), S. 87

4.3.3.3 Einfachheit vs. Kostenreflektivität

Auch die Forderung nach Kostenreflektivität kann im Widerspruch zur Einfachheit des Preissystems stehen. Denn die Kosten des Erdgastransportes hängen von einer Vielzahl von Variablen ab³⁶⁰, bei deren vollständiger Berücksichtigung im Rahmen eines Preissystems dessen Einfachheit nicht mehr gewährleistet werden kann. So kann nicht nur der potenzielle Konflikt zwischen Kostenreflektivität und Einfachheit eines Preissystems festgestellt: „The question of how many tariff components should be distinguished requires weighing up between simplicity (→ few components) on the one hand and transparency and cost-reflectivity on the other hand (→ many components).”³⁶¹, sondern auch allgemeiner behauptet werden: „No reasonably practical tariff system can perfectly reflect costs.”³⁶²

³⁶⁰ s. Abschnitt 3.5

³⁶¹ Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 27

³⁶² Lapuerta, Moselle (2002), S. 43

5 Preissysteme

Preissysteme für den Erdgastransport werden unter Berücksichtigung der im vorhergehenden dargestellten verschiedenartigen Rahmenbedingungen, Kriterien und Ziele festgelegt. Sie können mit Hilfe von Variablen³⁶³ beschrieben werden. Die vielfältigen Möglichkeiten der Wahl und anschließenden Kombination von Variablen ließen aber die Festlegung zahlreicher Preissysteme zu³⁶⁴. Eine Einschränkung scheint demzufolge geboten. Daher werden nach Festlegung der wesentlichen Variablen der Preissysteme³⁶⁵ zunächst nur die drei derzeit in Europa angewandten Preissysteme³⁶⁶ untersucht. Im Anschluss werden unter Verwendung einzelner Variablen Möglichkeiten der Festlegung bisher nicht angewandter zwei- und mehrteiliger Preissysteme für den Erdgastransport aufgezeigt.

5.1 Variablen

Die als wesentlich erachteten Variablen der Preissysteme für den Erdgastransport dienen primär der zeitlichen, räumlichen und quantitativen Preisdifferenzierung. Zusätzlich zu den Variablen, die von den die Kosten für Planung, Errichtung und Betrieb eines Erdgastransportsystems beeinflussenden Größen abgeleitet wurden, können weitere, auch (oder noch ausschließlich) in anderen Branchen wie der Luftfahrt, dem Verkehr oder der Elektrizitätswirtschaft angewandte, einbezogen werden.

Vereinfachenderweise werden hingegen die folgenden Variablen explizit ausgeschlossen³⁶⁷:

- Primär politisch motiviert wird die sog. personelle Preisdifferenzierung³⁶⁸, d. h. die Verwendung persönlicher Merkmale des Käufers, als Variable des Preissystems, sowohl im ÖPNV als auch im Luftverkehr eingesetzt³⁶⁹. Im ÖPNV wird hierzu z. B. das Alter des Fahrgastes aufgenommen.

³⁶³ zur Definition vgl. Abschnitt 2.1.5

³⁶⁴ so auch: „The recent years have witnessed a broad array of recommendations and practices“, Laffont, Tirole (1996), S. 229. Ähnlich wurde die Entwicklung von Preissystemen für den Transport – vor allem in der verkehrswissenschaftlichen Literatur – bereits früh mehr einer Kunst, als dem rational wirtschaftlichen Kalkül zugeordnet (so z. B. Spieß (1939) ähnlich auch Precht (1958), S. 96 und S. 166f).

³⁶⁵ Jeweils einzelne der hier definierten Variablen sind (wurden) auch in den folgenden publizierten Preissystemen für den Erdgastransport aufgenommen: Bayerngas (2002); BEB (2001) und Änderungen in BEB (2004b); GASAG (2002); Gaz de France (2002); Hamburger Gaswerke (Heingas) (2002); Saarferngas (2001); SnamReteGas (2003); Stadtwerke Düsseldorf (2002); Thyssengas (2002); VNG (2001a) und VNG (2003)

³⁶⁶ vgl. a. die diesbezügliche Untersuchung der GTE (2001a)

³⁶⁷ auch wenn sie im Rahmen einer Untersuchung vollständig leistungsdifferenzierender Preissysteme berücksichtigt werden müssten

³⁶⁸ vgl. Meffert (2000), S. 556

³⁶⁹ vgl. Sterzenbach (1996), S. 284

- Im Luftverkehr werden zudem die Nachfragekonkretisierung, d. h. die Bereitschaft des Kunden bei einer Buchung die Leistungszusage nur für einen bestimmten Zeitraum zu erhalten als Variable eingesetzt³⁷⁰.
- Auch die hier für den Erdgastransport explizit durch die Annahme der zeitgleichen Übernahme und Übergabe ausgeschlossene Transportgeschwindigkeit stellt eine im Verkehrswesen sowohl für die Produkt- als auch Preisdifferenzierung angewandte Variable³⁷¹ dar.
- Ferner werden in diese Untersuchung Elemente oder Parameter nicht einbezogen, welche, trotz der eingangs³⁷² gewählten breiten Definition der Preissysteme, zwar das von dem Transportkunden an den Transporteur zu zahlende Entgelt beeinflussen, deren Höhe ex ante aber nicht bestimmt werden kann. Es sind dies z. B. Bilanzausgleichspönalen, Kapazitätsüberschreitungspönalen oder Volumenpönalen; m. a. W. in Abhängigkeit des nicht vertragskonformen Verhaltens zu einzelnen Zeitpunkten zu leistende Zahlungen. Trotz der von diesen gegebenen Anreize³⁷³ sollen sie vernachlässigt werden, da deren Erwartungswert nahezu ausschließlich von den individuellen Bedingungen der Übernahme und Übergabe abhängt und daher deren Berücksichtigung die Ergebnisse der Untersuchung der Preissysteme verfälschen könnte oder zahlreiche einschränkende Annahmen erfordern würde.
- Die Kapazität in einer Leitung kann grundsätzlich bidirektional, d. h. ‚im Gegenstrom‘ vermietet werden. Dies führte zu einer Erhöhung der (virtuellen) (Gesamt-)Kapazität und somit des Kostenträgers. In beiden Richtungen ist aber stets die technische Maximalkapazität zu beachten. Gemäß den hier vorausgesetzten vertraglichen Verpflichtungen ist der Transporteur nämlich auch im Fall des vollständigen Ausfalls des Erdgasflusses in einer Richtung, d. h. bei nicht erfolgter Übergabe von Erdgas an einer Übergabestation (diese ist im Allgemeinen vertragskonform), zum Transport des an der anderen Übergabestation übergebenen Erdgases verpflichtet. Die Vermietung von die technische Maximalkapazität überschreitender Kapazität kann somit gegebenenfalls zu einer Überbuchung führen.

Des weiteren wird oft argumentiert, dass Gegenstromtransporte im Rahmen der Festsetzung (kostenbasierter) Preise preismindernd zu berücksichtigen sind. Abgesehen von der Tatsache, dass auch hierbei die Trennung zwischen einem Preissystem und einem Kapazitätsreservierungssystem nur unvollständig durchgeführt wird, ist deren Berücksichtigung auch aus dem Grund nicht sinnvoll, da Gegenstromtransporte weder planbar sind³⁷⁴ noch eindeutig einzelnen Transportkunden zugeordnet werden können. Denn die Frage, wel-

³⁷⁰ vgl. Sterzenbach (1996), S. 284

³⁷¹ vgl. Zachial, Fitter, Solzbacher (1975), S. 82f

³⁷² vgl. Abschnitt 2.1.4

³⁷³ vgl. hierzu auch Ströbele (2000), S. 32

³⁷⁴ Wie bereits erwähnt haben Transportkunden das Recht, jedoch nicht die Pflicht zur Nutzung der Kapazität.

cher der Transportkunden im Gegenstrom transportiert, kann nicht beantwortet werden. Aus diesen Gründen soll von einer Berücksichtigung der Gegenstromtransporte abgesehen werden³⁷⁵.

- Die Kosten des Transporteurs werden auch von implizit oder explizit eingegangenen Verpflichtungen zur Einhaltung bestimmter technischer Parameter bestimmt. So kann beispielsweise die Garantie eines Mindestdruckes an der Übergabestation dazu führen, dass die verfügbare Kapazität im vorgelagerten Leitungssystem (oder zumindest Teilen hiervon) eingeschränkt wird.

Die Verpflichtung zur Einhaltung engerer Bandbreiten der Parameter der Erdgasqualität kann entweder ebenfalls zu einer Reduzierung der verfügbaren Kapazität führen oder Investitionen in Konditionierungsanlagen auslösen.

5.1.1 Kapazität

Die Kapazität(-sreservierung) stellt den wesentlichen Bestandteil des Produktes des Erdgastransportes dar³⁷⁶. Sie wird von dem Transportkunden nachgefragt, von dem Transporteur angeboten und im Rahmen der Vertragsverhandlung zwischen Transporteur und Transportkunden festgelegt. Während der Laufzeit eines Erdgastransportvertrages (Vertragsdauer³⁷⁷) wird sie dann von dem Transporteur vorgehalten und kann von dem Transportkunden genutzt werden. Darüber hinaus sind auch die Kosten für die Errichtung von Erdgasleitungen abhängig von der Kapazität dieser Leitungen³⁷⁸.

Insofern unterscheidet sich der Erdgastransport von anderen Dienstleistungen wie z. B. anderen Verkehrsmitteln, Hotels, Fahrzeugvermietungen etc. Beispielsweise wird im Personenverkehr (Nahverkehr, Bahn) nicht die Kapazitätsreservierung als Variable des Preissystems verwendet, sondern die tatsächlich in Anspruch genommene Beförderungsleistung. Dieses würde beim Erdgastransport der Verwendung der transportierten Menge bzw. des Volumens, anstatt der reservierten Kapazität, als Variable des Preissystems entsprechen³⁷⁹. Anders wiederum im Luftverkehr: da die Rückgabe eines bereits erworbenen Flugtickets nicht immer

³⁷⁵ Dies ergänzt und erläutert zusätzlich auch die eingangs erwähnte, grundsätzlich in dieser Arbeit verwendete Produktdefinition der Kapazitätsreservierung; vgl. insbes. Abschnitt 1.2. Anders z. B. Füg (1999), u. a. S. 121ff.

³⁷⁶ s. zur Definition der Kapazität s. Abschnitt 3.1.4, zur Abgrenzung auch Abschnitt 3.1.4.1. In Einklang mit dem hier vorausgesetzten Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem bezieht sich die Festlegung auf die Kapazität zwischen der Übernahmestation und der Übergabestation. Zur Definition des Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystems s. Abschnitt 3.1.5 sowie zur vertraglichen Gestaltung Abschnitt 4.2.

³⁷⁷ s. Abschnitt 5.1.3.5

³⁷⁸ s. Abschnitt 3.5

³⁷⁹ vgl. hierzu Abschnitt 5.1.2

uneingeschränkt möglich ist³⁸⁰, kann hier von einer (Sitz-) Kapazitätsreservierungsgebühr in Analogie zur Reservierung der Erdgastransportkapazität gesprochen werden.

Auch wenn die konstante Vorhaltung der reservierten Kapazität während der Laufzeit des Vertrages das Prinzip darstellt, so können dennoch Abweichungen hiervon als mögliche Variablen in das Preissystem aufgenommen werden. Durch diese entstünden im Regelfall Vorteile für den Transporteur, die dieser an den Transportkunden durchreichen könnte.

Neben der Unterbrechbarkeit³⁸¹ könnte – quasi deren Gegenteil – die Festlegung von Kapazitätsnutzungseinschränkungen zur leistungsdifferenzierenden und somit nicht-diskriminierenden Preisstellung beitragen. Eine Möglichkeit zu deren praktischer Umsetzung bestünde in der Vorgabe eines Nutzungsprofils. Hiernach verpflichtete sich der Transportkunde in einigen, bei Vertragsabschluss zu bestimmenden, Zeiträumen zur Nutzung, d. h. tatsächlichen Inanspruchnahme der reservierten Kapazität. Dem Transporteur würde so nicht nur Planungssicherheit, sondern auch die Möglichkeit zur Systemoptimierung durch die implizierte ‚Lockerung‘ der Randbedingungen gewährt werden. Im Gegenzug erhielte der Transportkunde für und im Falle der Einhaltung dieser Verpflichtung einen Nachlass auf den für die Reservierung der Kapazität vereinbarten Preis³⁸².

5.1.2 Menge

Würde nicht die Kapazitätsvorhaltung zur Preisstellung herangezogen, sondern die Beförderung des Gutes an sich, wäre die Menge die bestimmende Variable des entsprechenden Preissystems. Als Beispiel für solch ein Preissystem kann das der Briefzustellung genannt werden. Bestimmende Variable ist die zu transportierende Anzahl der Briefe. Sie wird durch weitere Parameter wie Gewicht und Größe der zu transportierenden Sendung nur ergänzt. In anderen Bereichen werden mehrteilige Preissysteme, in welchen sowohl Menge als auch Vorhaltung die Variablen darstellen, angewandt. So zahlen die Kunden für mobile und stationäre Telekommunikationsanschlüsse einen der Kapazitätsvorhaltung entsprechenden Grundpreis

³⁸⁰ vgl. Sterzenbach (1996), S. 286ff; vgl. bzgl. weiterer Analogien auch die knappen Ausführungen zur Sekundärvermarktung von Erdgastransportkapazitäten in Abschnitt 4.2.3

³⁸¹ vgl. Abschnitt 5.1.5

³⁸² In diesem Zusammenhang muss klar unterschieden werden: durch Berücksichtigung der Kapazitätsnutzungseinschränkungen wird zwar die Planbarkeit der variablen Kosten des Transporteurs erhöht und gegebenenfalls die Durchführung anderer Transporte ermöglicht, aber nicht die Menge als Variable des Preissystems eingeführt. Vielmehr handelt es sich darum, eindeutige, für sämtliche Transportkunden gültige, Regeln zu definieren, welche zu Nachlässen von dem zu entrichtenden Preis für die Kapazitätsreservierung führen können, sofern der Transportkunde diese Nutzungseinschränkungen zu beachten bereit ist.

Kapazitätsnutzungseinschränkungen sind nicht mit dem ‚Use-it-or-lose-it‘-Prinzip identisch, vgl. Fußnote 302 bzw. Fußnote 320.

(Grundgebühr) und einen der Inanspruchnahme dieser Kapazität, m. a. W. der Menge, entsprechenden Gesprächspreis (Gesprächsgebühr)³⁸³.

Bei Beachtung der Rahmenbedingungen und der Kosteneinflussgrößen kann die Menge aber nur als zusätzliche Variable, nie als bestimmende, eines Preissystems für den Erdgastransport berücksichtigt werden. Denn wäre die Menge bestimmende Variable des Preissystems müsste

- die Leitungskapazitäten auf die maximal erwartete Auslastung ausgelegt werden. Bei kostenorientierter Preisbildung bedeutet dies, dass das Risiko der Unterauslastung der Kapazität auf die Transportkunden übertragen werden würde³⁸⁴;
- der Transporteur über eigenes Erdgas zur Aufrechterhaltung des Druckes im Transportsystem und zur Durchführung der Transporte für andere Transportkunden verfügt. Dieses widerspräche vor allem den Grundideen der Desintegration. Denn konsequenterweise verfügt der Transporteur lediglich über Kapazität und nicht über Erdgas³⁸⁵.

Auch wenn sich der eigentliche Bedarf des Transportkunden letztlich auf die Verbringung der Menge von der Übernahme- zur Übergabestation beschränkt³⁸⁶ und er dann lediglich für die tatsächliche Nutzung zahlen müsste, bleibt die reservierte Kapazität kosten-, produkt- und preisbestimmend. Die Menge kann demzufolge im Rahmen der initialen Untersuchung der Preissysteme vernachlässigt werden³⁸⁷.

5.1.3 Zeit

Die Zeit tritt als Variable von Preissystemen für den Erdgastransport in verschiedenen Ausprägungen auf. Diese sind nicht immer gleichwertig. Zwischen den beiden indirekten Variablen der Zeit als Abrechnungseinheit zur Definition der Kapazität und dem Bezugszeitraum sowie den (möglichen) weiteren Variablen, Reservierungszeitpunkt, Reservierungszeitraum, Vertragsdauer und Vertragsbeginn, die direkt die Preise für den Erdgastransport beeinflussen (können), muss unterschieden werden. Eine andere Möglichkeit zur Klassifizierung dieser Variablen wäre, ob sie sich, wie der Reservierungszeitpunkt und der Reservierungszeitraum

³⁸³ Dies ist zu unterscheiden von den mehrteiligen Preisen im Erdgas- oder Elektrizitätsverkauf (vgl. Abschnitt 2.2.1.2.3); denn hier wird die Kapazität als Grundpreis im Bereich des Verkaufes, nicht des Transportes selbst, verwendet, wohingegen sich das obige Beispiel aus dem Bereich der Telekommunikation auf den Transport (der Gespräche) bezieht. Das transportierte Gut wird von dem Anbieter nicht verkauft.

³⁸⁴ m. a. W.: wenn die Auslastung als Kostenträger angesetzt wird, diese jedoch sehr gering ist, erhöht sich bei kostenorientierter Preisbildung zwangsläufig der Preis für die Transporte. Eine Ausnahme zu dieser Darstellung könnten die in Abschnitt 5.1.1 erwähnten Transportverträge mit Kapazitätsnutzungsverpflichtung bilden.

³⁸⁵ vgl. hierzu auch Abschnitt 3.4.3; anders z. B. Steinhauer, Seidel (2002), S. 366; Hussain, Riechmann (2002), S. 363; Rosin, Heinlein (2002a), S. 353; VV-Elektrizität II (2001), Anlage 4

³⁸⁶ vgl. Erbringung der Transportleistung in Abschnitt 3.3.1

³⁸⁷ vgl. allgemein Abschnitt 5.2; Beispiele mengenabhängiger Preise sind in Abschnitt 5.2.5.4 aufgeführt

sowie gegebenenfalls der Vertragsbeginn, auf die Ausnutzung der unterschiedlichen Zahlungsbereitschaft der Nachfrager, d. h. der Transportkunden, zu verschiedenen Zeitpunkten beziehen, oder sie, wie Vertragsdauer oder Abrechnungseinheit, den Leistungsumfang beeinflussen.

5.1.3.1 Abrechnungseinheit

Die Zeit als Abrechnungseinheit wurde bereits implizit in Abschnitt 5.1.1 im Rahmen der Definition der Kapazität verwendet. Die Kapazität als zusammengesetzte Größe besitzt die gleiche Einheit wie ein Volumenstrom – Volumen pro Zeiteinheit. Diese Zeiteinheit wird in der Folge als Abrechnungseinheit bezeichnet. Sie sollte so klein wie möglich gewählt werden und dennoch die praktischen Restriktionen berücksichtigen.

Die Messung der Erdgasmengen an Endverbraucher erfolgt in Einklang mit den geltenden Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien³⁸⁸. International hat sich allerdings keine einheitliche Definition der Abrechnungseinheit durchgesetzt. Sowohl die Stunde als auch der Tag wird als Abrechnungseinheiten verwendet³⁸⁹.

5.1.3.2 Bezugszeitraum

Auch wenn die Reservierung einer Kapazität vertraglich über jeden beliebigen Zeitraum vereinbart werden kann³⁹⁰, ist bei Nennung des Preises stets ein für die Preisstellung relevanter Zeitraum anzugeben. Der dann genannte Preis ist für die Kapazitätsreservierung in diesem Bezugszeitraum gültig. In der Regel wird als Bezugszeitraum für die Preisstellung ein Jahr oder ein Monat gewählt. Die Preisstellung bezieht sich dann auf die Vorhaltung einer Kapazität über den Bezugszeitraum.

5.1.3.3 Reservierungszeitraum

Wie für viele andere Produkte schwankt der Bedarf zur Inanspruchnahme der Kapazitäten – im Regelfall als Konsequenz der Schwankung der Nachfrage nach Erdgas – sowohl jahreszeitlich als auch monatlich, gegebenenfalls wöchentlich, täglich oder stündlich. Dies löst entsprechende Schwankungen der Kapazitätsnachfrage aus. Aus diesem Grunde bietet es sich an,

³⁸⁸ Eine Zusammenstellung der hierfür in Deutschland geltenden Regelwerke gibt Cerbe et al. (2004), S. 186f sowie der Messverfahren, s. Cerbe et al. (2004), S. 211ff.

³⁸⁹ Die Stunde wird z. B. in Deutschland verwendet, s. z. B. BEB (2001), S. 14, und gesetzlich vorgeschrieben, vgl. GasNEV (2005) § 13 (2), s. a. Abschnitt 4.1.2.2. Z. B. in Frankreich, vgl. Gaz de France (2002) und Italien, vgl. Snam Rete Gas (2003) wird der Tag als Abrechnungseinheit verwendet.

³⁹⁰ s. Abschnitt 5.1.3.5

die Preise für die Reservierung der Kapazität – ceteris paribus – in diesen Perioden, d. h. beispielsweise saisonal, halbjährlich oder monatlich, schwanken zu lassen³⁹¹.

Dieser Grundsatz kann ausgestaltet werden, indem man die Preise mit – für Erdgastransporte zumeist monatlich variierenden – Gewichtungsfaktoren multipliziert, wenn beispielsweise kürzere Vertragsdauern als die festgelegte Standardvertragsdauer vereinbart werden³⁹². Diese Gewichtungsfaktoren entsprechen in der Regel nicht dem Anteil der Vertragsdauer an der Standardvertragsdauer, sondern werden in Abhängigkeit der erwarteten Nachfrage angepasst. M. a. W. wird für die Reservierung einer Kapazität über einen Monat nicht 1/12 des für die Reservierung einer Kapazität über ein Jahr gültigen Preises, sondern in Abhängigkeit der erwarteten Nachfrage ein höherer oder niedrigerer Preis verlangt. Ein Beispiel hierzu zeigt Abbildung 5.1.

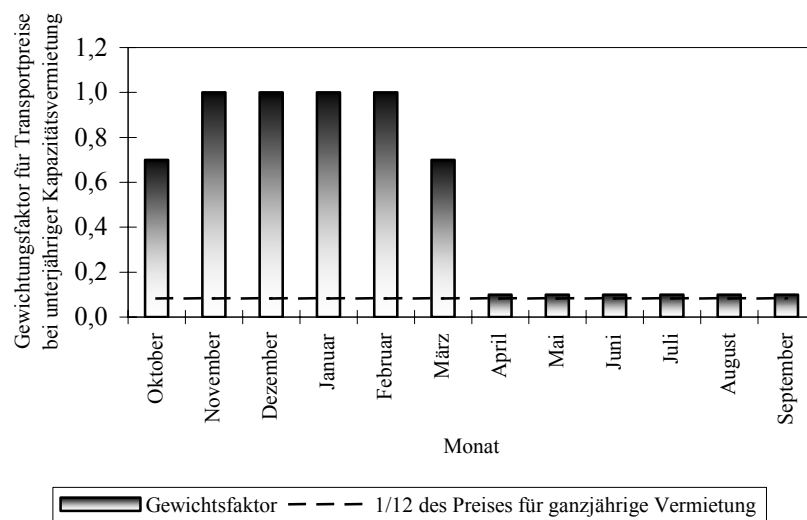


Abbildung 5.1 Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren bei unterjähriger Kapazitätsvermietung³⁹³

Diese Art der Preisbildung wird auch für den Personenverkehr angewandt³⁹⁴. Verallgemeinert handelt es sich um die Implementierung zeitlich variabler Preise. Im Rahmen der Preisstellung für Erdgas und Elektrizität werden sie zur Vergleichmäßigung der Gesamtnachfrage ein-

³⁹¹ vgl. a. „seasonal rate“, Hughes, Felak (1996), S. 29

³⁹² s. z. B. BEB (2001), S. 19

³⁹³ nach: BEB (2001), S. 19; die niederländische Gastransport Services verwendet andere: hier werden jeweils 70% des für die Kapazitätsanmietung in einem Jahr gültigen Preises für die Anmietung in den Monaten Januar, Februar und Dezember und jeweils 10% für die Anmietung in den Monaten Mai bis September gezahlt, vgl. Gastransport Services (2004), S. 26

³⁹⁴ vgl. z. B. Forsyth (1977), S. 24; die Differenzierung der Preise nach Tageszeiten oder Tagen wird jedoch nicht uneingeschränkt positiv bewertet, s. hierzu auch Grüne Liga (2000), S. 7

gesetzt, um „eine Steigerung der durchschnittlichen Kapazitätsauslastung bei geringerer Gesamtkapazität“³⁹⁵ und somit der allokativen Effizienz zu erreichen.

5.1.3.4 Reservierungszeitpunkt (=Verkaufszeitpunkt)

In vielen Branchen fällt der Zeitpunkt des Verkaufs einer Dienstleistung bzw. eines Gutes mit dem Zeitpunkt der Inanspruchnahme bzw. dem Eigentumsübergang zusammen. Dann entfällt die Notwendigkeit zur Unterscheidung beider Zeitpunkte. Solche Produkte werden oft zu verschiedenen Zeitpunkten zu verschiedenen Preisen verkauft. Eine derartige zeitliche Preisdifferenzierung äußert sich z. B. durch saisonale Sonderangebote.

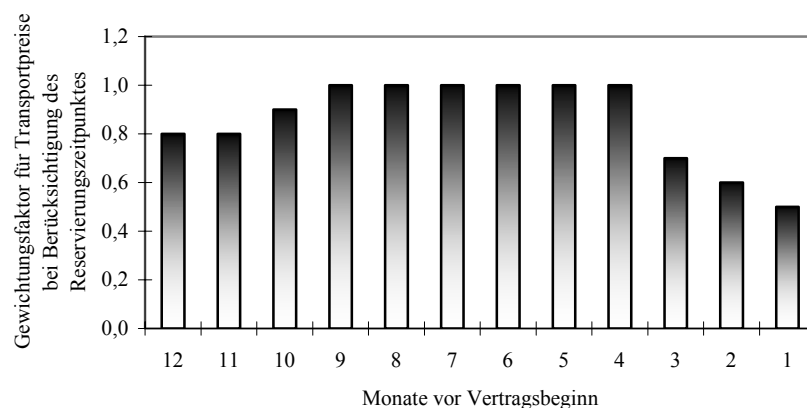


Abbildung 5.2 Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes

Anders die Reservierung von Kapazitäten, insbesondere Transportkapazitäten: diese muss generell mit ausreichender Vorlaufzeit erfolgen. Wie auch in der zivilen Luftfahrt wird der Zeitpunkt der Reservierung einer Kapazität als preisbestimmende Variable herangezogen. Für Flugpreise werden entweder bei ausreichender Vorausbuchungszeit oder im Rahmen sog. Last-Minute-Angebote teilweise erhebliche Rabatte angeboten. Dies ist auch eines der Ergebnisse der als ‚Revenue-Management‘ bezeichneten, vorwiegend statistischen Methoden³⁹⁶. Dem Reservierungszeitpunkt kommt erhöhte Bedeutung zu, da die Steuerung der Nachfrage und somit die Erlösmaximierung entscheidend von den zu einem Reservierungszeitpunkt für einen nachfolgenden Zeitraum geltenden Konditionen abhängig ist. Ob eine derartige zeitliche Preisdifferenzierung diskriminierungsfrei ist, kann allerdings diskutiert werden.

³⁹⁵ Mühlenkamp (1994), S. 179

³⁹⁶ s. Anhang 4

Derzeit ist der Reservierungszeitpunkt in noch keinem der in Deutschland veröffentlichten Preissysteme als Variable aufgenommen worden. Dessen Berücksichtigung wäre – in Analogie zu der für den Reservierungszeitraum angewandten Funktion – durch Einführung einer diskreten, dimensionslosen Funktion möglich. Ein Beispiel hierzu ist in Abbildung 5.2 enthalten.

5.1.3.5 Vertragsdauer

Die Vertragsdauer sei der Zeitraum, während dessen der Transporteur die Kapazität zur Verfügung stellt und der Transportkunde diese nutzen kann³⁹⁷. Sie wird in den meisten der veröffentlichten Preissysteme für den Erdgastransport als preisbestimmende Variable aufgenommen³⁹⁸. Zumeist erfolgt dies in der Form, dass die Preise für eine festgelegte Referenzvertragsdauer (= Laufzeit des Vertrages) veröffentlicht und unter Zugrundelegung dieser die Preise für die Reservierung von Kapazitäten über kürzere (oder seltener auch längere) Vertragsdauern mit entsprechenden Faktoren multipliziert werden³⁹⁹. Konkret wird als Referenzvertragsdauer zumeist ein Jahr angenommen. Die Mindestvertragsdauer ist in der Regel ein Monat.

Diese oft auch als ‚Laufzeit‘ bezeichnete Variable ist von nicht zu unterschätzender ökonomischer Bedeutung. Oft nutzen Transporteure diese Variable zur Nachfragesteuerung. So konnte für den Bahntransport gezeigt werden⁴⁰⁰, dass längere Vertragslaufzeiten für den Transporteur vor allem die Vorteile der Reduktion der Transaktionskosten, Erhöhung der Auslastungssicherheit und Risikoreduktion sowie für den Transportkunden (neben der auch gegebenen Reduktion der Transaktions- und Informationskosten) die Erhöhung der Planungssicherheit mit sich bringen⁴⁰¹. Andererseits wird die Möglichkeit zur Reaktion auf geänderte Marktbedingungen eingeschränkt.

5.1.3.6 Vertragsbeginn

Als Vertragsbeginn wird der Zeitpunkt des Beginns der Reservierung der Kapazität bezeichnet. Oft wird in den veröffentlichten Preissystemen ein bestimmtes Datum als Standardvertragsbeginn gewählt. Weicht der von dem Transportkunden gewünschte und zu vereinbarende

³⁹⁷ Diese Definition ist nicht ganz exakt, da einzelne Rechte und Pflichten des Transporteurs und des Transportkunden wie z. B. Zahlungsverpflichtungen, Vertraulichkeitsklauseln auch vor Beginn und nach dem Ende dieses Zeitraumes bestehen.

³⁹⁸ s. z. B. die o. g. Preispublikationen in Fußnote 365

³⁹⁹ Insofern ist die Vertragsdauer nicht mit dem Reservierungszeitraum gleichzusetzen. Denn letzterer bezieht sich auf den Zeitraum der Reservierung. Dessen Festlegung beantwortet daher die Frage ‚wann soll die Kapazität zur Verfügung stehen?‘. In Ergänzung hierzu beantwortet die Festlegung des Vertragszeitraumes gemäß der hier gegebenen Definition die Frage ‚wie lange soll die Kapazität zur Verfügung stehen?‘.

⁴⁰⁰ vgl. Aberle, Brenner, Hedderich (1995), S. 21ff

⁴⁰¹ vgl. Aberle, Brenner, Hedderich (1995), S. 25f

Vertragsbeginn von dem veröffentlichten Standard ab, können Zu- bzw. Abschläge auf den Preis in verschiedenen Formen erhoben werden.

Konkret wird in Einklang mit den Gepflogenheiten der deutschen Erdgaswirtschaft als Standard für den Beginn von Erdgastransportverträgen zumeist der 1. Oktober eines Jahres, der Beginn der Heizperiode, festgelegt. Probleme ergeben sich hierdurch vor allem dann, wenn gleichzeitig als Standardvertragslaufzeit ein Jahr festgelegt ist und der Transportkunde nicht nur Transportkapazitäten, sondern auch Speicherkapazitäten reserviert. Letztere müssen in der Regel vor jedem Winter physisch mit Erdgas gefüllt werden, so dass hier als Vertragsbeginn der 1. April eines Jahres gewählt wird. Obwohl bei desintegrierter Betrachtung einzeln logisch ableitbar, können durch die Notwendigkeit zur Kombination der Transport- und Speicherkapazitätsreservierungen für den Transport- und (in diesem Fall) Speicherkunden Nachteile durch die Inkompatibilität der Vertragsbeginndaten entstehen.

Wie auch Reservierungszeitraum und –punkt⁴⁰² kann der Vertragsbeginn durch Einführung einer diskreten, dimensionslosen Funktion berücksichtigt werden. Ein Beispiel hierfür zeigt Abbildung 5.3.

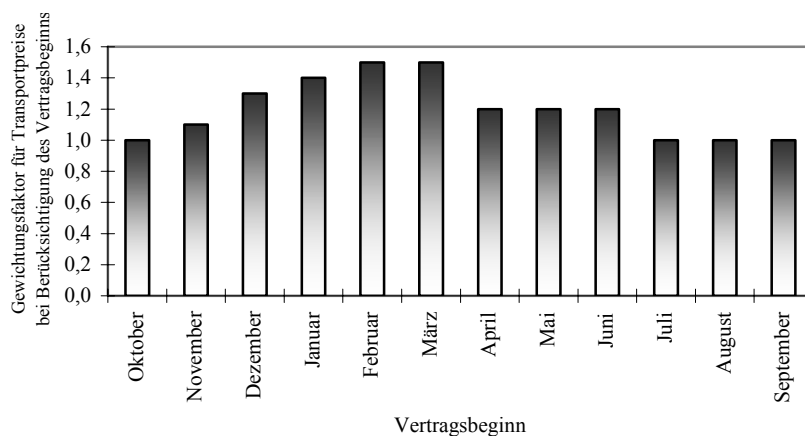


Abbildung 5.3 Beispiel für Preisgewichtungsfaktoren zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes

5.1.4 Ort

Ebenso wie die Zeit, tritt auch der Ort in den Preissystemen für den Erdgastransport als Variable in verschiedenen Ausprägungsformen auf. Es sind dies sowohl die Entfernung zwischen der Übernahme- und der Übergabestation und Eigenschaften des jeweiligen Leitungsabschnittes als auch Positionen der Übernahme- und Übergabestationen im Netz. Während aber die beiden erstgenannten ausschließlich durch die Geometrie des Netzes bestimmt werden, kön-

⁴⁰² s. Abschnitt 5.1.3.3 und Abschnitt 5.1.3.4

nen die letztgenannten Variablen auch von Angebot und Nachfrage nach Kapazitäten an diesen Orten abhängen. Der Ort wird allerdings nicht in sämtlichen üblicherweise angewandten Preissystemen als Variable herangezogen.

Bei dem Verkauf von Dienstleistungen werden die Preise oft räumlich differenziert. Das bedeutet, dass aufgrund der Unmöglichkeit der Arbitrage wegen Nichtlagerbarkeit, die Preise für identische Dienstleistungen an verschiedenen Orten unterschiedlich gestaltet werden⁴⁰³. Diese Preisdifferenzierung wird für den Erdgastransport nicht angewandt. Sich nicht unterscheidende Kapazitätsreservierungen werden im Regelfall an jedem Ort zu gleichen Preisen verkauft.

5.1.4.1 Entfernung

So einfach die Berücksichtigung der Entfernung für die Preisstellung von Transportdienstleistungen im Ansatz auch erscheinen mag, so schwierig kann sich deren konkrete Festsetzung gestalten. Denn in Netzen gibt es im Allgemeinen mehrere Möglichkeiten um entlang der Kanten von einem Knoten zu einem anderen zu gelangen – in der hier verwendeten Terminologie: entlang der Leitungen von der Übernahme- zur Übergabestation.

Zwar verlangt das hier vorausgesetzte Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem die Festlegung eines Weges, dieser muss aber weder dem kürzesten⁴⁰⁴ noch dem tatsächlichen, d. h. dem sich bei ‚normaler‘ Flusssituation im Netz einstellenden, entsprechen. Es ist lediglich ein Weg zu definieren, der auch bei Ausfall anderer Transporte zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen des Transporteurs eingesetzt werden kann. (Dieser kann dann auch der Abschätzung der erforderlichen Treibgasmenge zugrunde gelegt werden⁴⁰⁵.) Außerdem muss bei konsequenter Trennung zwischen Kapazitätsreservierungssystem und Preissystem die im Preissystem zugrunde gelegte Entfernung nicht der des im Kapazitätsreservierungssystem festgelegten Weges entsprechen. Die genaue Bestimmung einer Entfernung zwischen Übernahme- und Übergabestation ist demzufolge nicht erforderlich. Es ist ausreichend die Entfernung als zwar realitätsabbildende aber dennoch (zumindest partiell) willkürliche Variable zu definieren. Dies ist zugleich pragmatisch. Denn ohnehin wird jede ‚Ermittlung‘ der Entfernung zwischen zwei Knoten auch in Erdgasnetzen mit einer gewissen Willkür behaftet sein⁴⁰⁶.

⁴⁰³ vgl. z. B. Faßnacht (1996), S. 63ff oder Simon (1995), S. 188; Schmid (1965), S. 111ff spricht in diesem Zusammenhang von „regionaler Preisdifferenzierung“

⁴⁰⁴ Zur Bestimmung des kürzesten Weges kann man sich der in der Graphentheorie entwickelten Algorithmen bedienen, vgl. z. B. Walther, Nägler (1987), S. 55ff.

⁴⁰⁵ Bei genauer Berechnung ist die erforderliche Treibgasmenge vom tatsächlichen Weg abhängig. Da dieser aber ex ante nicht immer festgelegt werden kann behilft man sich mit Abschätzungen, vgl. a. Abschnitt 4.2.3.

⁴⁰⁶ dieses ist auch einer der wesentlichen Kritikpunkte an den Vereinbarungen in der VV-Erdgas II (2002) gewesen, vgl. z. B. Focht (2002)

→

5.1.4.1.1 Tatsächlicher Weg

Dadurch, dass Transportkunden die Nutzung der von ihnen reservierten Kapazität kurzfristig frei bestimmen können, kann der Fluss zu jedem Zeitpunkt *ex ante* nur in einfachen Netzen eindeutig festgelegt werden. Dann könnte auch der zwischen zwei Knoten tatsächlich in Anspruch zu nehmende und für die Kapazitätsreservierung relevante physische Weg und dessen Entfernung bestimmt werden. Dieser Weg könnte zugleich als Variable des Preissystems für den Erdgastransport aufgenommen werden. Dies wäre grundsätzlich sogar auch dann möglich, wenn der Weg zeitlich nicht konstant ist; wenn also zu verschiedenen Zeitpunkten verschiedene Wege zwischen zwei Knoten in Anspruch genommen werden. Sich zeitlich ändernde Wege würden aber *ceteris paribus* zeitlich veränderliche Preise zur Folge haben.

In realen Netzen ist die Prognose der künftigen Flusssituationen unter dieser Voraussetzung der nicht eingeschränkten Kapazitätsnutzung durch Transportkunden allerdings nicht mehr möglich. Der tatsächliche Weg und dessen Entfernung können und müssen – folgt man der o. g. Trennung zwischen Kapazitätsreservierungssystem und Preissystem – hier *ex ante* nicht festgelegt werden. Man kann anstatt dessen auf die nachstehenden Approximationen zurückgreifen⁴⁰⁷.

5.1.4.1.2 Willkürliche Wege

Als willkürliche Wege werden sämtliche Wege bezeichnet, die dem tatsächlich in Anspruch genommenen Weg nicht entsprechen.

Zwischen zwei Knoten eines Netzes können grundsätzlich verschiedene Wege gewählt werden. Als Variablen der Preissysteme erscheinen vor allem die folgenden Festlegungen sinnvoll⁴⁰⁸:

- der scheinbare Weg, dies sei jener Weg, welcher aufgrund der Planung mit der höchsten Wahrscheinlichkeit in Anspruch genommen wird und bzw. oder der zwischen den Vertragspartnern vereinbart wird,
- die Luftlinienentfernung zwischen zwei Knoten⁴⁰⁹,
- die kürzeste mögliche Entfernung im Netz⁴¹⁰ oder

Dies ist, trotz der eingangs aufgeführten Unterscheidungsmerkmale zwischen Erdgas- und Elektrizitätstransport, auch für den Erdgastransport gültig; vgl. hierzu die Ausführungen zur Analogie verschiedener Netzsektoren in Abschnitt 3.3.1

⁴⁰⁷ Derartige Approximationen sind nicht zuletzt auch deshalb erforderlich, da die Bestimmung der Entfernung des tatsächlichen Weges nur in den seltensten Fällen sinnvoll, d. h. unter Berücksichtigung der Kosten durchführbar, ist.

⁴⁰⁸ vgl. z. B. die zusammenfassende Bewertung für die Wahl der (Tarif-)Entfernung der Bahn in Precht (1958), S. 124ff

⁴⁰⁹ vgl. z. B. Krause (2003)

- die kürzeste mögliche Entfernung zwischen zwei Knoten in Konkurrenznetzen, falls zum Transport von Erdgas zwischen diesen Knoten andere Netze in Anspruch genommen werden können.

Einige dieser Festlegungen werden in Abbildung 5.4 veranschaulicht.

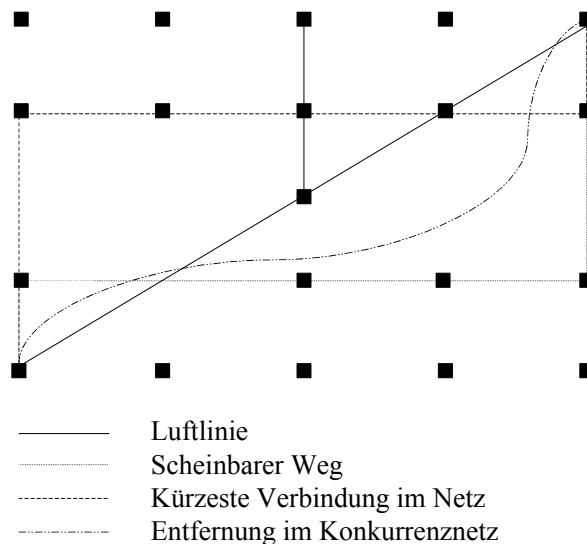


Abbildung 5.4 Schematische Darstellung der Möglichkeiten zur Festlegung willkürlicher Wege als Variablen eines Preissystems für den Erdgastransport

5.1.4.2 Beschränkungen

Sowohl bei Verwendung der tatsächlichen als auch der willkürlichen Wege können die Entfernungen durch Festlegung von Minimal- und Maximalentfernungen beschränkt werden. Letztlich werden somit auch eventuell festgestellte tatsächliche Entfernungen auf willkürliche reduziert. Auch in anderen Branchen, wie z. B. der Luftfahrt, wird die Reduktion der Preise mit zunehmender Transportentfernung angewandt⁴¹¹.

Sei d_{ber} die der Berechnung von Preisen zugrunde zu legende Entfernung zwischen zwei Knoten, d deren willkürliche oder tatsächliche Entfernung gemäß der oben beschriebenen Systematik, d_{max} die Maximalentfernung und d_{min} die Minimalentfernung so gilt:

⁴¹⁰ welche z. B. anhand graphentheoretischer Algorithmen bestimmt werden kann, vgl. z. B. Walther, Nägler (1987), S. 55ff. So auch Department of Public Enterprise (2001), S. 31: „Typically the distance travelled would be a notional distance based on the shortest distance, along the network, from an entry point to the site of the end consumer. In physical terms, the gas may not actually travel this distance.“

⁴¹¹ vgl. Bailey, Kaplan, Sibley (1983), S. 61f

$$d_{\text{ber}} = \begin{cases} d & \forall d_{\text{min}} < d < d_{\text{max}} \\ d_{\text{max}} & \forall d \geq d_{\text{max}} \\ d_{\text{min}} & \forall d \leq d_{\text{min}} \end{cases}$$

Abbildung 5.5 veranschaulicht beispielhaft die Entwicklung des von den Transportkunden zu zahlenden Entgeltes in Abhängigkeit der Transportentfernung.

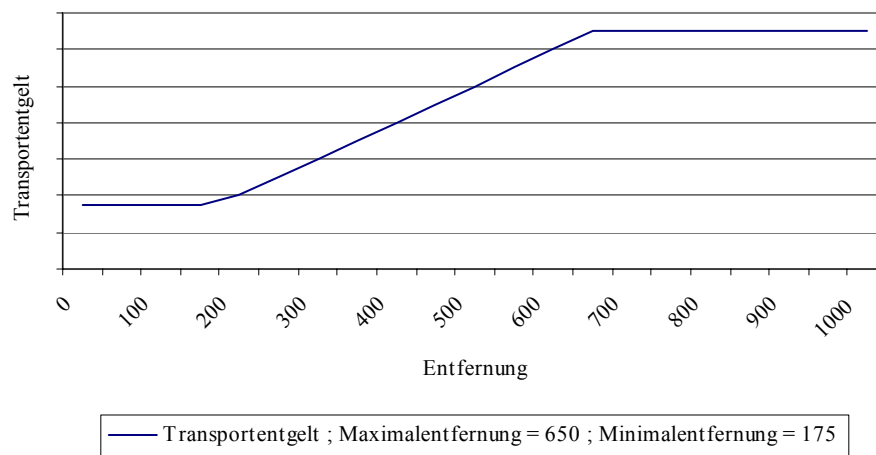


Abbildung 5.5 Transportentgelt⁴¹² in Abhängigkeit der Transportentfernung; Beispiel unter Berücksichtigung von Minimal- und Maximalentfernungen; willkürliche Einheiten

Als Begründung der Wahl einer Minimalentfernung kann angegeben werden, dass

- auch bei entfernungsabhängigen Preissystemen stets ein gewisser entfernungsunabhängiger Anteil als Beitrag zur Deckung bzw. Reflexion der entfernungsunabhängigen Fixkosten benötigt wird⁴¹³

oder – und dieses erscheint vor allem im Wettbewerb relevant –

- dass hierdurch ein System zur Nachfragesteuerung geschaffen werden kann, welches eine optimale Auslastung der Leitung gewährleistet. Denn gemeinhin ist der Transporteur nicht an Kunden interessiert, welche auf kurzen Strecken hohe Kapazitäten beanspruchen. Sofern keine nachgelagerten Übernahmestationen existieren, führen derartige Kapazitätsreservierungen zum ‚Verstopfen‘ der Leitungen und verhindern somit die Vermietung der gesamten zur Verfügung stehenden Kapazität. Durch die Verrechnung einer Minimalentfernung kann dieser Effekt reduziert werden. Die Minimalentfernung kann daher einer Eintrittsgebühr gleichgesetzt werden.

⁴¹² zur Begriffsabgrenzung s. Fußnote 430

⁴¹³ vgl. hierzu auch Abschnitt 3.5 sowie die Ausführungen zu nicht-linearen Preisen in Abschnitt 2.2.1

Die Maximalentfernung hingegen kann

- mit dem aus anderen Branchen bekannten Mengenrabatt verglichen werden und dient somit ebenfalls der Nachfragesteuerung durch Preisreduktion bei Reservierung von Kapazitäten über große Entfernungen oder
- als zweite, entfernungsunabhängige Stufe des Preissystems verstanden werden.

Die Begründung, dass bei großen Entfernungen in vermaschten Netzen nicht mehr eine direkte Entfernungsabhängigkeit der Kosten festzustellen ist und daher eine Maximalentfernung festgelegt werden muss, ist bei strikter Trennung zwischen Kapazitätsreservierungssystem und Preissystem im Allgemeinen nicht opportun⁴¹⁴.

5.1.4.3 Lage im Netz

Eine weitere, jedoch maximal als indirekt zu bezeichnende, Möglichkeit den Ort als Variable einzubeziehen ist die Berücksichtigung der Lage der Übernahmestation, der Übergabestation oder einzelner zwischen diesen gelegener Leitungsabschnitte. Hierbei werden die über andere Variablen bereits definierten Preise in Abhängigkeit der unterschiedlichen Nachfrage an den verschiedenen Stationen angepasst. Diese örtliche Preisdifferenzierung muss zudem zeitlich nicht konstant sein. Das bedeutet, dass die unterschiedlichen Preise an verschiedenen Stationen auch in Abhängigkeit der Zeit verändert werden können. Hierdurch ist allerdings die Wahrung der Konsistenz des Preissystems nicht immer möglich⁴¹⁵.

5.1.4.4 Durchmesser und Bodenklasse

Bei Verwendung dieser, ebenfalls nur indirekt dem Ort zuzurechnenden, Variablen wird der Preis in Abhängigkeit des Durchmessers der (virtuell oder reell) durchflossenen Leitungsabschnitte bzw. der Bodenklasse, d. h. der Beschaffenheit des Geländes in welchem die Leitungen verlegt sind und somit der Kosten der Verlegung verändert⁴¹⁶. Hintergrund der Aufnahme dieser Variablen in Preissysteme ist das Bestreben die Preise kostenreflektierend zu gestalten.

Ebenso wie für die Entfernungsbestimmung werden zur Bestimmung des Durchmessers und der Bodenklasse nur diejenigen eines willkürlichen Weges verwendet werden können. Darüber hinaus ist vor allem die Verwendung des Durchmessers bei gleichzeitiger marktorientierter Preisbildung⁴¹⁷ in Frage zu stellen. Denn

⁴¹⁴ Dieses Argument wird aber dennoch für entfernungsunabhängige Preissysteme vorgebracht, s. hierzu Abschnitt 6.1.4. Wie in Abschnitt 3.5.1 gezeigt, kann zwar in Einzelfällen eine Distanzkostendegression festgestellt werden, die Rechtfertigung zum Ansatz einer Maximalentfernung ist aber allein aus der Kostenfunktion nicht ableitbar.

⁴¹⁵ s. hierzu auch das Beispiel in Anhang 8

⁴¹⁶ Beide Variablen wurden in der VV-Erdgas I (2000) eingeführt.

⁴¹⁷ wie z. B. in der VV-Erdgas I (2000)

- es liegt grundsätzlich im Ermessen eines jeden Transporteurs, welche Leitungen mit welchen Durchmessern dieser verlegt bzw. verlegt hat.
- es könnten Interessenkonflikte zwischen Transporteur und Transportkunde beim Leitungsneubau auftreten. Während letzterer bei Anwendung der Variablen an der Erhöhung des Durchmessers der verlegten Leitungen interessiert sein wird, um so die Preise zu senken, wird der Transporteur den Durchmesser der Leitungen möglichst knapp an der maximal erwarteten Kapazitätsreservierung ausrichten.

Insofern war das gemäß VV-Erdgas I (2000) von den meisten importierenden Ferngasgesellschaften in Deutschland angewandte System, welches sich einerseits auf wettbewerbsorientierte Preise berief⁴¹⁸ und andererseits die entfernungsabhängigen Preise in Abhängigkeit des Durchmessers und der Bodenklasse veränderte, inkonsistent.

5.1.5 Unterbrechbarkeit

Als Unterbrechbarkeit bezeichnet man das Recht des Transporteurs dem Transportkunden zu bestimmten Zeitpunkten und über bestimmte Zeiträume die Nutzung der von diesem reservierten Kapazität zu untersagen. Sowohl

- die maximal unterbrechbare Kapazität (gegebenenfalls als Anteil der reservierten Kapazität) als auch
- die Zeitpunkte,
- die maximale, kumulierte Dauer,
- die Vorankündigungszeit sowie
- die maximale zusammenhängende Dauer der Zeiträume

der Unterbrechung, können vertraglich vereinbart werden und Variablen des Preissystems darstellen. Hierbei sind mannigfache Kombinationen möglich. Grundsätzlich werden die Preise für den unterbrechbaren Erdgastransport mit zunehmender Dauer der Zeiträume der Unterbrechung abnehmen und ebenfalls günstiger werden, falls in den Wintermonaten anstatt in den Sommermonaten unterbrochen werden kann.

Unterbrechbare Verträge gestatten es dem Transporteur die Auslastung des Erdgastransportsystems zu optimieren und dadurch gegebenenfalls die anzubietende Gesamtkapazität zu erhöhen; denn in der Regel wird die Unterbrechung zu Spitzenbedarfszeiten erfolgen.

⁴¹⁸ in diesem Zusammenhang wurde auf die internationale Vergleichbarkeit der Transportpreise Bezug genommen

5.2 Zusammenfassung der Variablen zur Festlegung von Preissystemen

Die in Abschnitt 5.1 erläuterten Variablen werden nachfolgend zu drei Preissystemen zusammengefasst⁴¹⁹. Sie sind an die derzeit in Europa angewandten⁴²⁰ und als wichtig anerkannten⁴²¹ angelehnt, beinhalten jedoch Modifikationen und Ergänzungen sowie vereinzelt Vereinfachungen.

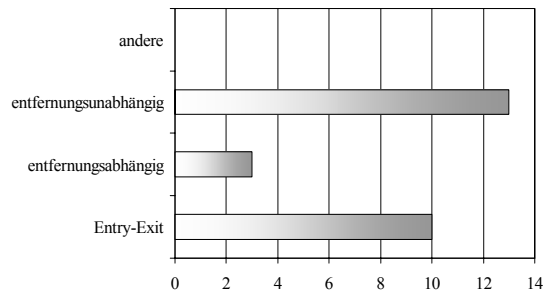


Abbildung 5.6 Häufigkeiten der Anwendung verschiedener Preissysteme für den Erdgas-transport in Europa⁴²²

Land/Gesellschaft	Preissystem		
	Entry-Exit (inkl. Zonensysteme)	entfernungs- abhängig	entfernungs- unabhängig
Österreich – OMV			HTL/RTL
Belgien – Fluxys			HTL/RTL
Dänemark – Gastra			HTL
Irland – BGE			HTL
Italien – Snam Rete Gas	HTL		RTL
Niederlande – Gastransport Services	HTL/RTL		
Spanien – Enagas			HTL/RTL
UK – Transco	HTL		RTL
Frankreich – Gaz de France	HTL		RTL

Tabelle 5.1 In ausgewählten europäischen Ländern angewandte Preissysteme für den Erdgastransport⁴²³

⁴¹⁹ s. a. Tabelle 5.2

⁴²⁰ vgl. GTE (2001a), S. 8, s. a. Tabelle 5.1

⁴²¹ vgl. Percebois (2001), S. 7 oder David, Percebois (2002), S. 8f

⁴²² nach: ERGEG (2004), S. 8

Preissystem	Entfernungsabhängig	Entfernungs-unabhängig	Entry-Exit
Variable			
Zeit	Relevant	Relevant	Relevant
Abrechnungszeitraum	[Stunde]	[Stunde]	[Stunde]
Bezugszeitraum	[Monat] oder [Jahr]	[Monat] oder [Jahr]	[Monat] oder [Jahr]
Reservierungszeitpunkt	Dimensionslose Funktion $f_1^{e-p}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_1^{u-p}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_1^{ee-p}(t)$
Reservierungszeitraum	Dimensionslose Funktion $f_2^{e-r}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_2^{u-r}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_2^{ee-r}(t)$
Vertragsbeginn	Dimensionslose Funktion $f_3^{e-b}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_3^{u-b}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_3^{ee-b}(t)$
Vertragsdauer	[Jahr]	[Jahr]	[Jahr]
Ort	Relevant	Irrelevant	Je nach konkreter Ausgestaltung
Entfernungs berechnung	scheinbarer Weg	Irrelevant	Je nach konkreter Ausgestaltung
Entfernungseinheit	[km] ⁴²⁴	Irrelevant	Irrelevant
Beschränkungen	Minimalentfernung $d^{e\min}$; Maximalentfernung $d^{e\max}$	Irrelevant	Irrelevant
Leitungsabschnitt	Irrelevant	Irrelevant	Je nach konkreter Ausgestaltung
Durchmesser	Vernachlässigt	Irrelevant	Irrelevant
Bodenklasse	Vernachlässigt	Irrelevant	Irrelevant
Kapazität	Relevant	Relevant	Relevant
Kapazitäts einheit	[Volumen/ Stunde]	[Volumen/ Stunde]	[Volumen/ Stunde]
Unterbrechbarkeit	Dimensionslose Funktion $f_4^{e-u}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_4^{u-u}(t)$	Dimensionslose Funktion $f_4^{ee-u}(t)$

Tabelle 5.2 Zusammenfassung der Variablen der untersuchten Preissysteme

Als Einheiten werden die in den derzeit publizierten Preissystemen üblichen verwendet und ebenfalls in der Tabelle 5.2 aufgeführt. Durch Wahl anderer Einheiten erfolgt grundsätzlich

⁴²³ (gekürzt) nach: Gastransport Services (2004), S. 31; HTL = Hochdrucksystem, RTL = Mitteldruck- bzw. regionales Transportsystem. Anderenorts, vgl. Hobohm, Koepf, Marton (2004), S. 6; wird z. B. das österreichische als Exit-Preissystem und das belgische ebenfalls als Entry-Exit-Preissystem interpretiert; vgl. hierzu auch Tabelle 3.1

⁴²⁴ Im allgemeinen Sprachgebrauch wird ein entfernungsabhängiges Preissystem, welches als kleinste Entfernungseinheit nicht klar definierte, allgemein übliche Längeneinheiten wie z. B. [km], sondern willkürliche, nicht notwendigerweise äquidistante Abstände verwendet als ‚Zonen(preis)system‘ bezeichnet.

keine Veränderung der Struktur des Preissystems. Die gewählten Einheiten können aber dennoch die Umsetzung der Transporte beeinflussen⁴²⁵.

Generell ist hierbei festzustellen, dass Entry-Exit-Preissysteme mittlerweile von einer zunehmenden Anzahl von Transporteuren angewendet werden.

Die Variablen Reservierungszeitpunkt, Reservierungszeitraum und Vertragsbeginn werden durch (zumeist diskrete, dimensionslose) Funktionen f_1 , f_2 und f_3 gemäß Abschnitt 5.1.3.4, Abschnitt 5.1.3.3 und Abschnitt 5.1.3.6 dargestellt, mit welchen der Preis zu multiplizieren ist⁴²⁶.

5.2.1 Entfernungabhängiges Preissystem

Entfernungabhängige Preissysteme werden, wenn auch in unterschiedlicher Gestaltung, in den verschiedensten Bereichen des Transportes eingesetzt⁴²⁷. Die Deutsche Bahn AG verwendet entfernungsabhängige Preise für den Fernverkehr, in den Preissystemen der Speditionsunternehmen gibt es gewöhnlich entfernungsabhängige Komponenten und auch in der Luftfahrt wird zunächst von einer entfernungsabhängigen Preisstellung auszugehen sein, die jedoch oftmals aufgrund der Wettbewerbssituation modifiziert wird⁴²⁸.

Der Leistungsumfang⁴²⁹ wird über die Entfernung, die Kapazität und den Bezugszeitraum festgelegt. Die dieses von anderen Preissystemen primär unterscheidende Variable ist die Entfernung zwischen der Übernahmestation und der Übergabestation.

Zur Beschreibung der entfernungsabhängigen Transportentgeltfunktion⁴³⁰ werden folgende Variablen definiert⁴³¹:

⁴²⁵ Dieses sei an einem Beispiel verdeutlicht: Wählt man anstatt der Stunde als Abrechnungszeitraum den Tag (wie in Italien und Frankreich üblich, vgl. Abschnitt 5.1.3.1, insbesondere Fußnote 389), so impliziert dies nicht nur, dass der Transportkunde oder der Transporteur an der Übernahme- und Übergabestation lediglich eine tägliche Messung anstatt einer stündlichen installieren muss, sondern auch, dass der Transportkunde in der Regel, sofern keine anderen vertraglichen Beschränkungen vereinbart wurden, erheblich höhere Flexibilität während eines Tages in Anspruch nehmen kann, da das pro Stunde zu transportierende Volumen nicht beschränkt ist.

Obwohl kurzzeitige ‚Extremspitzen‘ (wie z. B. bei ‚Anfahren‘ der Produktion) eine bedeutende Belastung für jedes Netz darstellen, werden sie nicht immer gesondert behandelt. So sehen weder das in Frankreich noch das in Italien angewandte Preissystem für den Erdgastransport eine spezielle Preisstellung für kurzzeitige Extremspitzen vor. Sofern deren Dauer eine Stunde nicht überschreitet bzw. deren Ausgleich während einer Stunde möglich ist, gilt dies auch für Preissysteme, in welchen die Stunde als Abrechnungseinheit definiert wurde, wie z. B. in den Niederlanden.

⁴²⁶ Die durch eine weitere Funktion f_4 zu beschreibende Unterbrechbarkeit soll im Folgenden vernachlässigt werden.

⁴²⁷ dieses Preissystem wird auch als ‚traditionelles‘ bezeichnet, vgl. Laakso (1998), S. 4

⁴²⁸ vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1.4.2 und dort insbes. Fußnote 411

⁴²⁹ vgl. Abschnitt 2.1.1

κ^e	Kapazität	[m ³ /h]
d^e	Entfernung ⁴³²	[km]
t^e	Vertragsdauer	[Jahr oder Monat]
	wobei angenommen wird, dass $t^e \in \mathbb{N}$	
t^p	Reservierungszeitpunkt	[Zeit/Datum]
$f_1^e(t^p)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes, mit $0 \leq f_1^e(t^p) \leq 1$	dimensionslos
t^r	Reservierungszeitraum	[Zeit/Datum]
$f_2^e(t^r)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitraumes, mit $0 \leq f_2^e(t^r) \leq 1$	dimensionslos
t^b	Vertragsbeginn	[Zeit/Datum]
$f_3^e(t^b)$	Faktor zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes mit $0 \leq f_3^e(t^b) \leq 1$	dimensionslos
a^e	entfernungsabhängiger Preis ⁴³³	[€/m ³ /h/km/Bezugszeitraum]
	$i=1, \dots, n$ Anzahl der von dem Transporteur abgeschlossenen bzw. abzuschließenden Verträge, wobei $i, n \in \mathbb{N}$.	

Im Regelfall wird $a_i^e = a^e$ konstant für alle i sein, da die diskriminierungsfreie Preisstellung gefordert ist.

Mit den oben beschriebenen Variablen wird die Transportentgeltfunktion für den i -ten Vertrag des Transporteurs, T_i^e , definiert durch:

$$T_i^e = a^e * \kappa_i^e * d_i^e * t_i^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b).$$

⁴³⁰ Die Transportentgeltfunktion entspricht der ‚Ausgabenfunktion‘, s. Fußnote 102. Das Transportentgelt beschreibt das von dem Transportkunden an den Transporteur für die Reservierung der Transportkapazität zu zahlende Entgelt, welches gleichzeitig die für den Erdgastransport aufzubringenden Kosten des Transportkunden und die Erlöse des Transporteurs darstellt. Sofern eine Verwechslung nicht möglich ist, wird dieses auch nur als ‚Entgelt‘ bezeichnet. Die Transportentgeltfunktion sei dementsprechend die funktionale Abbildung des Transportentgeltes in Abhängigkeit der Variablen.

⁴³¹ das Superskript ‚e‘ weist im Folgenden auf die Entfernungsabhängigkeit hin

⁴³² zur Festlegung s. Abschnitt 5.1.4.1

⁴³³ Dieser Begriff ist genau genommen nicht korrekt. Denn der Preis verändert sich nicht in Abhängigkeit der Entfernung. Das sich bei Anwendung dieses Preises ergebende Entgelt ist entfernungsabhängig. Zur deutlicheren Abgrenzung der in den einzelnen Preissystemen angewandten Preise, der üblichen Begriffsabgrenzung folgend und in Analogie zur Bezeichnung der Preissysteme wird aber zuweilen auf diese Bezeichnung zurückgegriffen.

Die Gesamterlöse des Transporteurs ergeben sich durch Summation zu:

$$\begin{aligned} T^e &= \sum_{i=1}^n T_i^e = \sum_{i=1}^n \{a^e * \kappa_i^e * d_i^e * t_i^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b)\} \\ &= a^e * \sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^e * d_i^e * t_i^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b) \} \end{aligned}$$

Kann, umgekehrt, davon ausgegangen werden, dass der Gesamterlös, T^e , gegeben ist, ergibt sich der Preis zu:

$$\begin{aligned} a^e &= \frac{\sum_{i=1}^n T_i^e}{\sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^e * d_i^e * t_i^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b) \}} \\ &= \frac{T_i^e}{\sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^e * d_i^e * t_i^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b) \}} \end{aligned}$$

Hierdurch wird gleichzeitig die Einheit des Preises definiert. Sie ergibt sich bei Verwendung der o. g. Einheiten für die einzelnen Größen zu $[\text{€}/(\text{m}^3/\text{h}) * \text{km} * \text{Bezugszeitraum}]$.

5.2.2 Entfernungsunabhängiges Preissystem („Briefmarken-System“)

Auch entfernungsunabhängige Preissysteme werden in verschiedenen Bereichen angewandt. Sie werden, in Anlehnung an die Praxis der Preisfestsetzung im Postwesen, auch als ‚Briefmarken-Systeme‘ oder einfacher nur als ‚Briefmarken‘ bezeichnet⁴³⁴. Bei ihrer Anwendung ist die Transportentgeltfunktion unabhängig von der Entfernung zwischen Übernahme- und Übergabestationen. Es gelten die bei der Beschreibung des entfernungsabhängigen Preissystems erläuterten Grundsätze.

„A postage stamp rate is a fixed charge per unit of energy transmitted within a particular zone, regardless of the distance that the energy travels“⁴³⁵ und somit „The simplest ... type of transmission pricing ...“⁴³⁶ Trotz dieser Einfachheit⁴³⁷ können auch sie verschiedenartig gestaltet werden: „Postage stamp rates are based on average system costs and may have a variety of rate designs, ... Rates often include separate charges for peak and off-peak periods, may vary

⁴³⁴ vgl. z. B. Schwarz-Schilling (2001), S. 2

⁴³⁵ Prete (1998), S. 7

⁴³⁶ Prete (1998), S. 7

⁴³⁷ vgl. Abschnitt 6.2.4

by season, and, in some cases, set different charges for weekday versus weekend and holiday usage.”⁴³⁸

Zur Beschreibung der entfernungsunabhängigen Transportentgeltfunktion werden folgende Variablen definiert⁴³⁹:

κ^u	Kapazität	[m ³ /h]
t^u	Vertragsdauer	[Jahr oder Monat]
	wobei angenommen wird, dass $t^u \in \mathbb{N}$	
t^p	Reservierungszeitpunkt	[Zeit/Datum]
$f^u_1(t^p)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes, mit $0 \leq f^u_1(t^p) \leq 1$	dimensionslos
t^r	Reservierungszeitraum	[Zeit/Datum]
$f^u_2(t^r)$	Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitraumes, mit $0 \leq f^u_2(t^r) \leq 1$	dimensionslos
t^b	Vertragsbeginn	[Zeit/Datum]
$f^u_3(t^b)$	Faktor zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes mit $0 \leq f^u_3(t^b) \leq 1$	dimensionslos
a^u	Entfernungsunabhängiger Preis ⁴⁴⁰	[€/m ³ /h/Bezugszeitraum]

$i=1, \dots, n$ Anzahl der von dem Transporteur abgeschlossenen bzw. abzuschließenden Verträge, wobei $i, n \in \mathbb{N}$.

Auch hier wird im Regelfall $a^u_i = a^u$ konstant für alle i sein, da die diskriminierungsfreie Preisstellung gefordert ist.

Mit den oben beschriebenen Variablen wird die Transportentgeltfunktion für den i -ten Vertrag des Transporteurs, T_i^u , definiert durch:

$$T_i^u = a^u * \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b)$$

Die Gesamterlöse des Transporteurs ergeben sich durch die Summation zu:

⁴³⁸ Prete (1998), S. 7

⁴³⁹ das Superskript ‚u‘ weist im Folgenden auf die Entfernungsunabhängigkeit hin

⁴⁴⁰ es gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

$$\begin{aligned}
T^u &= \sum_{i=1}^n T_i^u = \sum_{i=1}^n \{a^u * \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b)\} \\
&= a^u * \sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b) \}
\end{aligned}$$

Auch hier ergibt sich der Preis bei gegebenem Gesamterlös, T^u :

$$a^u = \frac{T^u}{\sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b) \}}$$

5.2.3 Entry-Exit-Preissystem

Die zumeist englisch als ‚Entry-Exit-Preissysteme‘⁴⁴¹ benannten Preissysteme werden auch als ‚Punkttarif‘ oder ‚Einspeise- und Ausspeise-Preissystem‘⁴⁴² bezeichnet. Hierbei werden die von dem Transportkunden zu reservierenden Kapazitäten an der/den Übernahmestation(en) und die Kapazität an der/den Übergabestation(en) separat verpreist. Entry-Exit-Preissysteme stellen eine spezielle Form sog. ‚nodal‘-Preissysteme dar⁴⁴³, d. h. von Preissystemen, in welchen Kapazitätsreservierungspreise an (ausgewählten) Knotenpunkten eines Netzes festgesetzt werden.

Die Entfernung zwischen der Übernahmestation und der Übergabestation wird, zumindest explizit, nicht berücksichtigt. Diesen Preissystemen wird aktuell eine starke praktische Relevanz beigemessen. Einige Transporteure stellen ihre bisherigen entfernungsabhängigen Preissysteme auf Entry-Exit-Preissysteme um⁴⁴⁴. In Deutschland ist dessen Anwendung in überregionalen und regionalen Netzen im Regelfall vorgeschrieben⁴⁴⁵.

Zur Beschreibung der Transportentgeltfunktion werden die folgenden Variablen definiert⁴⁴⁶:

κ_j^{entry}	Kapazität an der Übernahmestation j	[m ³ /h]
κ_k^{exit}	Kapazität an der Übergabestation k	[m ³ /h]

⁴⁴¹ Aufgrund der auch in Deutschland weiten Verbreitung des englischsprachigen Begriffes soll dieser hier beibehalten werden.

⁴⁴² Ströbele (2000), S. 29, auch in der GasNEV (2005) z. B. § 13, § 15 wird der Begriff der Ein- und Ausspeiseentgelte verwendet

⁴⁴³ vgl. hierzu z. B. Percebois (2001), S. 7

⁴⁴⁴ Die Umstellung in den Niederlanden erfolgte z. B. im Januar 2003 (o. V. (Erdgashandel, 24.10.2002), S. 3). Hierbei wird das Entry-Exit-Preissystem jedoch nicht wie in den in Italien und Großbritannien in ‚Reinform‘ angewandt, sondern es werden für Transporte über kurze Entfernungen unverändert entfernungsabhängige Preise angesetzt (o. V. (Erdgashandel, 24.10.2002), S. 3), so dass hierdurch Quersubventionen – zumindest in beschränktem Ausmaß – vermieden werden; vgl. hierzu Abschnitt 6.3.3.

⁴⁴⁵ vgl. hierzu und zu Ausnahmeregelungen Abschnitt 4.1.2.2

⁴⁴⁶ das Superskript ‚ee‘ weist im Folgenden auf das Entry-Exit-Preissystem hin

t^{ee} Vertragsdauer [Jahr oder Monat]

wobei angenommen wird $t^{ee} \in \mathbb{N}$

t^{ee-p} Reservierungszeitpunkt [Zeit/Datum]

$f^{ee}_1(t^p)$ Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitpunktes,

mit $0 \leq f^{ee}_1(t^p) \leq 1$

dimensionslos

t^r Reservierungszeitraum [Zeit/Datum]

$f^{ee}_2(t^r)$ Faktor zur Berücksichtigung des Reservierungszeitraumes,

mit $0 \leq f^{ee}_2(t^r) \leq 1$

dimensionslos

t^b Vertragsbeginn [Zeit/Datum]

$f^{ee}_3(t^b)$ Faktor zur Berücksichtigung des Vertragsbeginnes

mit $0 \leq f^{ee}_3(t^b) \leq 1$

dimensionslos

a^{entry}_j Preis für Vorhaltung der Übernahmekapazität

an der Übernahmestation j

[€/m³/h/Bezugszeitraum]

a^{exit}_k Preis für Vorhaltung der Übergabekapazität

an der Übergabestation k

[€/m³/h/Bezugszeitraum]

$i=1, \dots, n$ Anzahl der von dem Transporteur abgeschlossenen bzw. abzuschließenden Verträge, mit $i, n \in \mathbb{N}$.

$j = j_i^{entry}, \dots, m_i^{entry}$: die für den i -ten Transportvertrag vereinbarten Übernahmestationen, mit $j, j_i^{entry}, m_i^{entry} \in \mathbb{N}$ (wobei angenommen werden muss, dass die Stationen aufeinanderfolgend nummeriert sind)

$k = k_i^{exit}, \dots, m_i^{exit}$: die für den i -ten Transportvertrag vereinbarten Übergabestationen, mit $k, k_i^{exit}, m_i^{exit} \in \mathbb{N}$ (wobei angenommen werden muss, dass die Stationen aufeinanderfolgend nummeriert sind)

Einige dieser Variablen können mit Hilfe des in Abbildung 5.7 gezeigten Beispieles verdeutlicht werden. Hier sind die Preise a^{entry}_j und die Kapazitäten κ^{entry}_j an maximal $m_i^{entry}=5$ Übernahmestationen, in der Grafik dargestellt als Punkte x_1 bis x_5 , zu definieren. Analoges gilt für die Preise a^{exit}_j und die Kapazitäten κ^{exit}_j , die an maximal $m_i^{exit}=5$ Übergabestationen, den Punkten x_6 bis x_{10} , definiert werden.

Im Regelfall werden $a^{entry}_{ji} = a^{entry}_j$ und $a^{entry}_{ki} = a^{entry}_k = \text{konstant}$ für alle i sein, da die diskriminierungsfreie Preisstellung gefordert ist.

Mit den oben beschriebenen Variablen wird die Transportentgeltfunktion für den i -ten Vertrag des Transporteurs, T_i^{ee} , definiert durch:

$$T_i^{ee} = \left\{ \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right] * t_i^{ee} * f_{1i}^{ee}(t_i^p) * f_{2i}^{ee}(t_i^r) * f_{3i}^{ee}(t_i^b) \right\}$$

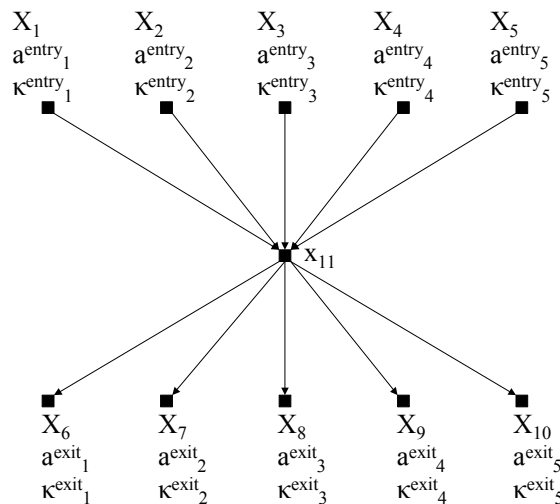


Abbildung 5.7 Sternförmiges Erdgasnetz zur Verdeutlichung der Variablen des Entry-Exit-Preissystems

Der Gesamterlös des Transporteurs ergibt sich durch Summation zu:

$$T^{ee} = \sum_{i=1}^n T_i^{ee}$$

$$= \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right] * t_i^{ee} * f_{1i}^{ee}(t_i^p) * f_{2i}^{ee}(t_i^r) * f_{3i}^{ee}(t_i^b) \right\}$$

Hierbei wird zwar oft

$$m^{\text{entry}} = m^{\text{exit}} = 1$$

sein, aber grundsätzlich erlaubt dieses Preissystem auch:

$$m^{\text{entry}} \neq m^{\text{exit}} \neq 1.$$

Denn Transporteure, welche Entry-Exit-Preissysteme anwenden, bieten oftmals auch die optionale Reservierung von Kapazitäten an mehreren, alternativ oder gleichzeitig zu nutzenden Übernahmestationen und/oder Übergabestationen an, d. h. Entry-Exit-Kapazitäts-

reservierungssysteme⁴⁴⁷. Nur wenn die Summe der an den Übernahmestationen reservierten Kapazitäten mit der Summe der Kapazitäten an der/den Übergabestation(en) übereinstimmt, erfolgt keine (zumindest virtuelle) Speicherung oder Entnahme. Dann ist die Randbedingung:

$$\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m^{\text{entry}}} \kappa_j^{\text{entry}} = \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m^{\text{exit}}} \kappa_k^{\text{exit}}$$

erfüllt⁴⁴⁸.

Fasst man a_j^{entry} , a_k^{exit} , κ_j^{entry} und κ_k^{exit} als Vektoren auf, kann die Transportentgeltfunktion als Summe der Skalarprodukte der Preise und Kapazitäten des i -ten Transportvertrages an den Übernahme- und Übergabestationen dargestellt werden:

$$T_i^{\text{ee}} = \left(\langle a_j^{\text{entry}}, \kappa_j^{\text{entry}} \rangle + \langle a_k^{\text{exit}}, \kappa_k^{\text{exit}} \rangle \right) * t_i^{\text{ee}} * f_{1i}^{\text{ee}}(t_i^{\text{p}}) * f_{2i}^{\text{ee}}(t_i^{\text{r}}) * f_{3i}^{\text{ee}}(t_i^{\text{b}}).$$

5.2.4 Preissysteme in anderen Branchen

Auch in anderen Branchen werden die hier untersuchten Preissysteme angewandt. Der folgende Vergleich bezieht sich nur auf die Grundkonzepte der Preissysteme, mit Bezug auf die bestimmenden Variablen. Dieses wird durch den Einbezug weiterer Variabler, d. h. Methoden der Preisdifferenzierung, wie z. B. die personelle Preisdifferenzierung im ÖPNV, nahezu immer weiteren Modifikationen unterworfen.

Im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) wird zwischen:

- Kilometertarif
- Haltestellentarif
- Teilstreckentarif
- Flächenzontentarif
- Einheitstarif⁴⁴⁹

unterschieden.

Der ‚Kilometertarif‘ findet seine direkte Entsprechung im entfernungsabhängigen Preissystem (s. Abschnitt 5.2.1). Sowohl der ‚Teilstreckentarif‘ als auch der ‚Flächenzontentarif‘ entspricht einem modifizierten entfernungsabhängigem (Zonen-) Preissystem. Abbildung 5.8 verdeut-

⁴⁴⁷ dieses ist selbstverständlich auch sowohl für das entfernungsabhängige Preissystem als auch für das entfernungsunabhängige Preissystem möglich, denn die Möglichkeiten zur Vereinbarung mehrerer Übernahme- und Übergabestationen werden durch die Struktur dieser Preissysteme nicht unterbunden.

⁴⁴⁸ eine anderslautende Regelung ist in GasNZV (2005) § 4 (3) enthalten: „Transportkunden ist zu ermöglichen, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend zu buchen.“

⁴⁴⁹ vgl. Peters (1985), S. 353ff; s. hierzu auch z. B. Brede (2001), S. 227ff

licht dies schematisch. Hier wurde entweder die Entfernungseinheit stets um einen bestimmten Faktor (Zonen-Preissystem 1) oder nahezu willkürlich (Zonen-Preissystem 2) vergrößert⁴⁵⁰.

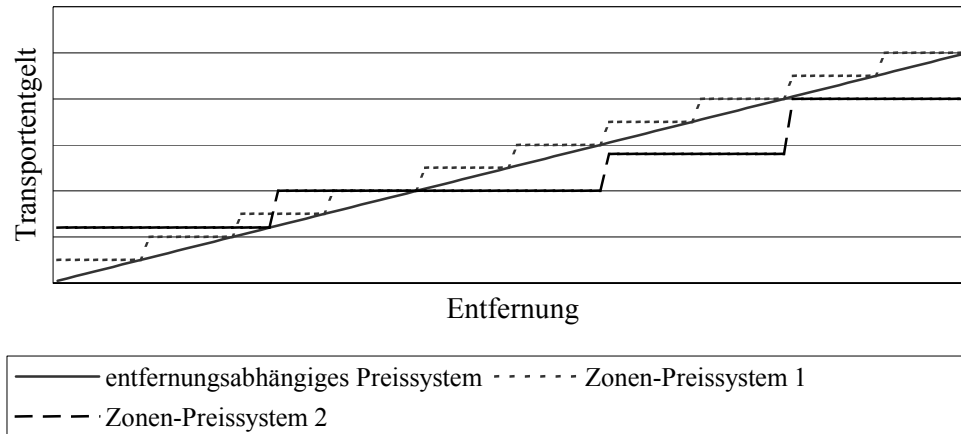


Abbildung 5.8 Schematischer Vergleich entfernungsabhängiger Preissysteme

Der ‚Einheitstarif‘ wird in analoger Weise durch entfernungsunabhängige Preise umgesetzt (s. Abschnitt 5.2.2). Der ‚Haltestellentarif‘ entspricht einem Entry-Exit-Preissystem.

Auch im Bereich der Telekommunikation werden Zonen-Preissysteme verwendet. Ein Beispiel hierzu ist in Tabelle 5.3 enthalten.

Tarif: T-Net Standard (Preselection)																								
Montag bis Freitag	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Ort (eigenes Vorwahlgebiet)	1,50						4,00						1,50											
Nah (bis 20 km)	1,50						4,00						1,50											
Regio (bis 50 km)	3,10						12,30						6,20			3,10								
Fern (ab 50 km)	3,10						12,30						6,20			3,10								
Mobil (D1)												24,60												
Mobil (D2)												24,60												
Mobil (E+)												29,20												
Mobil (o2)												29,20												

Tabelle 5.3 Beispiel eines entfernungs- und zeitabhängigen Preissystems in der Telekommunikation⁴⁵¹

⁴⁵⁰ im Extremfall unendlich großer Zonen würde man so zu dem entfernungsunabhängigen Preissystem gelangen

5.2.5 Möglichkeiten zur Festlegung mehrteiliger Preissysteme

Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Preise für den Erdgastransport sind, im Sinne der in Abschnitt 2.2.1.2.3 gegebenen Definition, linear. Das bedeutet, dass das von dem Transportkunden zu zahlende Entgelt für die Kapazitätsreservierung linear von der Kapazität abhängt⁴⁵²; die Preise sind unabhängig von der reservierten Kapazität, d. h. konstant. Indessen wurden in Abschnitt 2.2.1.2.3 zweiteilige Preise für den Erdgasverkauf beschrieben. Sie (oder entsprechende zweiteilige Elektrizitätspreise) werden in der Literatur oft als Beispiele mehrteiliger Preise angeführt⁴⁵³. Das Produkt ist hier die Energie in Form von Erdgas (oder Elektrizität, d. h. Strom). Der Grundpreis wird zumeist in Abhängigkeit der reservierten Kapazität differenziert, d. h. im Allgemeinen wird kein einheitlicher Grundpreis in Rechnung gestellt.

Wird der Erdgastransport desintegriert und separat betrachtet, ist das für das Preissystem relevante Produkt nicht das Erdgas selbst, sondern die reservierte Kapazität⁴⁵⁴. Auch hier könnten mehr- bzw. zweiteilige Preise eingeführt werden. Solche Preise müssten nicht die Energie, sondern die Kapazität als Variable enthalten. Neben dem über den Kapazitätspreis bestimmten kapazitätsabhängigen Anteil des Transportentgeltes wäre der Grundpreis kapazitätsunabhängig festzulegen⁴⁵⁵. Gleichwohl könnte auch letzterer differenziert werden. Allerdings muss durch Festlegung eines mehrteiligen Preises die ex ante Kapazitätsreservierungsverpflichtung des Transportkunden nicht aufgehoben werden⁴⁵⁶. Als für die Entgeltberechnung relevante wird die reservierte, nicht die, ex post zu bestimmende, in Anspruch genommene Kapazität herangezogen.

Hierdurch wäre jedoch noch nicht die übliche Zuordnung der beiden Preisbestandteile, d. h. ein für den Zugang zu entrichtender Grundpreis und ein für die Nutzung zu entrichtender Preis, vorgenommen; denn der kapazitätsabhängige Entgeltanteil wäre für die Reservierung, nicht die tatsächliche Inanspruchnahme zu zahlen. Wird aber der Bezugszeitraum des Grundpreises länger als jener des Kapazitätspreises gewählt, so kann der Kapazitätspreis als Preis für die geplante Nutzung interpretiert werden und der Grundpreis stellt einen hiervon unabhängigen Zugangspreis über einen längeren Zeitraum dar⁴⁵⁷. Insofern wäre dieser Preis mit

⁴⁵¹ tele-fon.de (2003)

⁴⁵² und gegebenenfalls anderen Variablen wie z. B. der Entfernung. In seltenen Fällen werden hiervon Ausnahmen angewandt, vgl. z. B. Abschnitte 5.1.1, 5.1.4.2 oder 5.1.4.4.

⁴⁵³ vgl. z. B. Bätz (1979), S. 120; Brown, Sibley (1986), S. 93f; Berg, Tschirhart (1988), S. 104; Borrmann, Finsinger (1999), S. 200; Füg (1999), S. 45ff

⁴⁵⁴ vgl. hierzu auch Abschnitt 2.1.1 und Abschnitt 5.1.1

⁴⁵⁵ da kapazitätsunabhängig kann es daher auch als ‚Grundentgelt‘ bezeichnet werden

⁴⁵⁶ vgl. hierzu Abschnitt 4.2.2

⁴⁵⁷ z. B. könnte als Bezugszeitraum für die Kapazitätsreservierung ein Monat, als Bezugszeitraum für den Grundpreis ein Jahr gewählt werden.

den Beiträgen für Vereine vergleichbar⁴⁵⁸. Zur Vereinfachung der Darstellung und Konzentration auf die Preisstruktur werden jedoch die Bezugszeiträume in der folgenden Beschreibung nicht explizit unterschieden.

5.2.5.1 Zweiteiliges Preissystem auf Basis des entfernungsunabhängigen Preissystems

Das einfachste mehrteilige Preissystem für den Erdgastransport wäre ein von dem linearen entfernungsunabhängigen abgeleitetes zweiteiliges Preissystem. Unter den vereinfachenden Annahmen⁴⁵⁹ wird die Transportentgeltfunktion des entfernungsunabhängigen Preissystems für den i -ten Vertrag des Transporteurs definiert durch⁴⁶⁰: $T_i^u = a^u * \kappa_i^u$, mit

κ^u Kapazität [m³/h]

a^u entfernungsunabhängiger Preis⁴⁶¹ [€/m³/h/Bz]⁴⁶²

Durch Einführung eines zusätzlichen Freiheitsgrades könnte ein zweiteiliges Preissystem durch:

$$T_i^u = a'^u * \kappa_i^u + a''_0$$

mit

a'^u entfernungsunabhängiger Kapazitätspreis⁴⁶³ [€/(m³/h)/Bz]

a''_0 Grundpreis [€/Bz]⁴⁶⁴

definiert werden. Zur Erklärung und grafischen Darstellung sei auf die Analogie zu den im Folgenden erläuterten entfernungsabhängigen zweiteiligen Preissystemen verwiesen.

5.2.5.2 Zweiteilige Preissysteme auf Basis des entfernungsabhängigen Preissystems

Weitere Möglichkeiten zur Festlegung eines zweiteiligen Preissystems sind durch Modifikation des entfernungsabhängigen Preissystems gegeben. Bei Anwendung des entfernungsabhän-

⁴⁵⁸ Ähnlich der Entrichtung der Beiträge in einem Sportverein („Club“) zahlt man einen „Aufnahmebeitrag“, der zur Mitgliedschaft berechtigt und einen „Mitgliedsbeitrag“, welcher – ebenfalls von der tatsächlichen Inanspruchnahme unabhängig – quasi für das Recht, nicht aber die Pflicht zur Nutzung der Einrichtungen entrichtet wird. Andere Vereine wiederum erheben einen jährlichen Mitgliedsbeitrag (entspricht Grundpreis), der zur Nutzung der Einrichtungen zu „günstigeren Konditionen“ (entspricht Arbeitspreis) berechtigt.

⁴⁵⁹ s. a. Abschnitt 7.1. Selbstverständlich können darüber hinaus auch die weiteren in Abschnitt 5.1 genannten Variablen einbezogen werden. Auf deren explizite Erwähnung wurde hier zur Vereinfachung verzichtet.

⁴⁶⁰ vgl. auch Abschnitt 5.2.2

⁴⁶¹ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁶² Bz = Bezugszeitraum

⁴⁶³ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁶⁴ gemäß o. g. Einschränkung müssen die Bezugszeiträume nicht übereinstimmen

gigen Preissystems wird die Transportentgeltfunktion des entfernungsabhängigen Preissystems für den i -ten Vertrag des Transporteurs in einem Bezugszeitraum definiert durch⁴⁶⁵:

$$T_i^e = a^e * \kappa_i^e * d_i^e,$$

mit

κ^e	Kapazität	[m ³ /h]
d^e	Entfernung	[km] ⁴⁶⁶
a^e	entfernungsabhängiger Preis ⁴⁶⁷	[€/m ³ /h/km/Bz]

Hierauf basierend, könnten zweiteilige Preissysteme, welche die Entfernungabhängigkeit berücksichtigen, beispielsweise wie folgt definiert werden:

1. Entfernungsunabhängiger Grundpreis und entfernungsabhängiger Kapazitätspreis

In Analogie zu dem zweiteiligen Preissystem auf Basis des entfernungsunabhängigen kann ein zweiteiliges Preissystem auf Basis des entfernungsabhängigen Preissystems festgelegt werden, bei dessen Anwendung jeder Transportkunde einen von der Kapazität und Entfernung unabhängigen Grundpreis⁴⁶⁸ zahlt. Der kapazitätsabhängige Entgeltanteil ist auch entfernungsabhängig.

Die Transportentgeltfunktion für den i -ten Vertrag des Transporteurs in einem Bezugszeitraum wird definiert durch

$$T_i^e = a'^e * \kappa_i^e * d_i^e + a_0^e,$$

mit

a'^e	entfernungsabhängiger Kapazitätspreis	[€/(m ³ /h)/km/Bz]
a_0^e	entfernungs- und kapazitätsunabhängiger Grundpreis ⁴⁶⁹	[€/Bz] ⁴⁷⁰

⁴⁶⁵ ebenfalls unter Berücksichtigung der vereinfachenden Annahmen gemäß Abschnitt 7.1; vgl. auch Abschnitt 5.2.1

⁴⁶⁶ zur Festlegung s. Abschnitt 5.1.4.1

⁴⁶⁷ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁶⁸ da kapazitätsunabhängig entspricht der Grundpreis dem ‚Grundentgelt‘

⁴⁶⁹ bzgl. der Verwendung der Begriffe gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁷⁰ s. Anmerkung in Fußnote 464

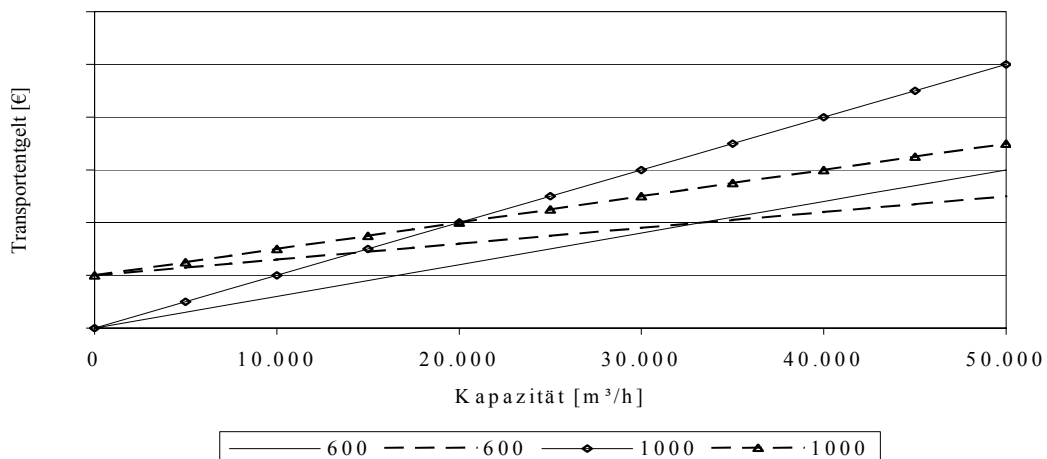


Abbildung 5.9 Vergleich der Transportentgelte bei Anwendung eines linearen entfernungabhängigen Preissystems (gemäß Abschnitt 5.2.1; durchgezogene Linien) und eines zweiteiligen entfernungabhängigen Preissystems (gestrichelte Linien). Parameter der Geraden ist die Entfernung (in [km])⁴⁷¹.

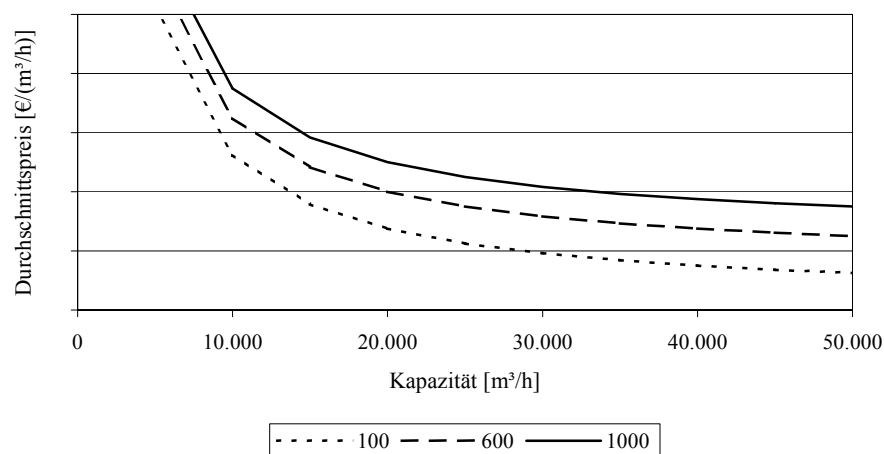


Abbildung 5.10 Durchschnittspreis in Abhängigkeit der reservierten Kapazität für Entfernungen von 100, 600 und 1000 km bei Anwendung des zweiteiligen entfernungabhängigen Preissystems (weitere Angaben gemäß Abbildung 5.9)

⁴⁷¹ Annahmen:

a) linearer entfernungabhängiger Preis: $0,5 \text{ €}/(\text{m}^3/\text{h})/\text{km}/\text{Bz}$ und

b) nicht-linearer entfernungabhängiger Preis: entfernungs- und kapazitätsunabhängiger Grundpreis: 5 Mio. €/Bz und entfernungabhängiger Kapazitätspreis: $0,25 \text{ €}/(\text{m}^3/\text{h})/\text{km}/\text{Bz}$

Das Transportentgelt bei Anwendung dieses Preissystems im Vergleich zu jenem bei Anwendung eines linearen entfernungsabhängigen Preissystems ist in Abbildung 5.9 dargestellt.

Die sich hieraus ergebenden (auch entfernungsabhängigen) Durchschnittspreise⁴⁷²

$$\frac{T_i^e}{\kappa_i^e} = a^{e'} * d_i^e + \frac{a_0^{e'}}{\kappa_i^e}$$

zeigt Abbildung 5.10.

2. Entfernungsabhängiger Grundpreis und entfernungsunabhängiger Kapazitätspreis

In Modifikation des vorhergehenden Preissystems kann ein entfernungsabhängiger Grundpreis definiert werden. Der kapazitätsabhängige Entgeltanteil ist entfernungsunabhängig. Die Transportentgeltfunktion für den i-ten Vertrag des Transporteurs in einem Bezugszeitraum wird definiert durch

$$T_i^e = a^{e'} * \kappa_i^e + a_0^{e'} * d_i^e$$

mit

$a^{e'}$ entfernungsunabhängiger Kapazitätspreis⁴⁷³ [€/((m³/h)/Bz)]

$a_0^{e'}$ entfernungsabhängiger Grundpreis⁴⁷⁴ [€/km/Bz]⁴⁷⁵

Der Durchschnittspreis nimmt mit zunehmender Kapazitätsreservierung ab und ist ebenfalls entfernungsabhängig (vgl. Abbildung 5.12).

$$\frac{T_i^e}{\kappa_i^e} = a^{e'} + \frac{a_0^{e'} * d_i^e}{\kappa_i^e}$$

⁴⁷² Die Durchschnittspreise stellen gleichzeitig die Stückkosten des Transportkunden bezogen auf die reservierte Kapazitätseinheit dar.

⁴⁷³ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁷⁴ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁷⁵ s. Anmerkung in Fußnote 464

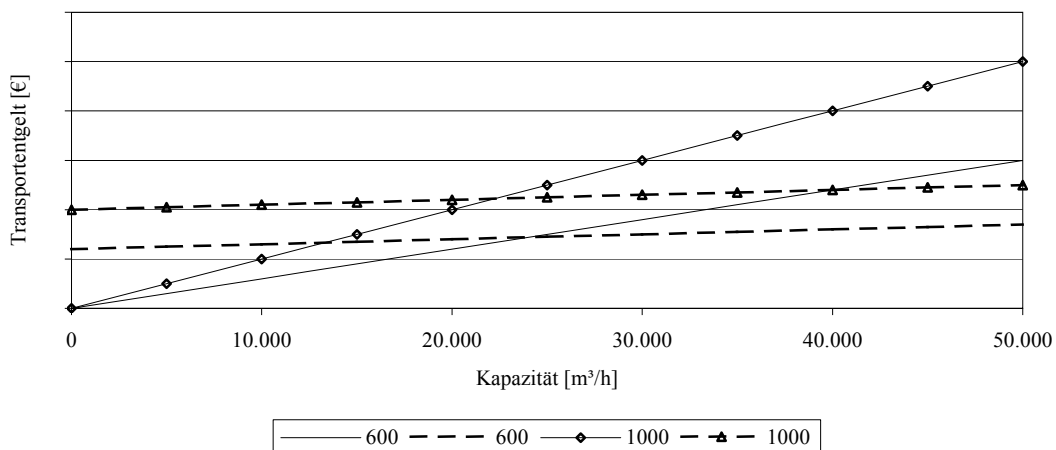


Abbildung 5.11 Vergleich der Transportentgelte bei Anwendung eines linearen entfernungsabhängigen Preissystems (gemäß Abschnitt 5.2.1; durchgezogene Linien) und eines zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems (gestrichelte Linien). Parameter der Geraden ist die Entfernung (in [km])⁴⁷⁶.

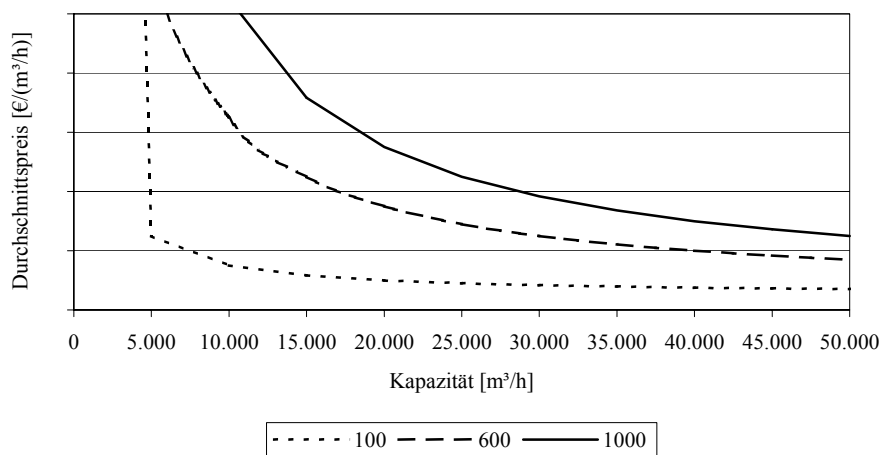


Abbildung 5.12 Durchschnittspreis in Abhängigkeit der reservierten Kapazität für Entfernungen von 100, 600 und 1000 km bei Anwendung des zweiteiligen entfernungsabhängigen Preissystems (weitere Angaben gemäß Abbildung 5.11)

⁴⁷⁶ Annahmen:

a) linearer entfernungsabhängiger Preis: $0,5 \text{ €}/(\text{m}^3/\text{h})/\text{km}/\text{Bz}$ und

b) nicht-linearer entfernungsabhängiger Preis: entfernungsabhängiger Grundpreis: $10.000 \text{ €}/\text{km}/\text{Bz}$ und entfernungsunabhängiger Kapazitätspreis: $50 \text{ €}/(\text{m}^3/\text{h})/\text{Bz}$

3. Entfernungsabhängiger Grundpreis und entfernungsabhängiger Kapazitätspreis

Werden schließlich beide Entgeltanteile entfernungsabhängig gestaltet gilt für die Transportentgeltfunktion des i -ten Vertrages des Transporteurs in einem Bezugszeitraum:

$$T_i^e = a^{e'} * \kappa_i^e * d_i^e + a_0^{e'} * d_i^e$$

mit

$a^{e'}$ entfernungsabhängiger Kapazitätspreis⁴⁷⁷ [€/((m³/h)/km/Bz)]

$a_0^{e'}$ entfernungsabhängiger Grundpreis⁴⁷⁸ [€/km/Bz]⁴⁷⁹

Die grafische Darstellung ergibt sich aus der Analogie zu den vorher erläuterten Preisen.

Selbst wenn der unterproportionale Anstieg der Kosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität auch hier nicht korrekt abgebildet wird, erscheint die Transportentgeltfunktion dieses Preissystem im Vergleich der Transportentgeltfunktionen der zweiteiligen Preissysteme am ehesten geeignet die Struktur der Kostenfunktion abzubilden⁴⁸⁰.

5.2.5.3 Zweiteilige Preissysteme auf Basis des Entry-Exit- Preissystems

Auch auf Basis des Entry-Exit-Preissystems⁴⁸¹ können zweiteilige Preissysteme festgelegt werden. Mit einem festen Grundpreis könnte die Transportentgeltfunktion des i -ten Vertrages des Transporteurs in einem Bezugszeitraum beispielsweise wie folgt festgelegt werden:

$$T_i^{ee} = \left\{ \sum_{j=J_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=K_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right\} + a_0^{ee}$$

mit a_0^{ee} Grundpreis [€/Bz]⁴⁸²

Ebenso wie die zweiteiligen Preissysteme auf Basis der entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preissysteme, nimmt der Durchschnittspreis mit zunehmender Kapazitätsreservierung ab.

Überdies könnte auch hier der Grundpreis entfernungsabhängig definiert werden:

⁴⁷⁷ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁷⁸ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁷⁹ s. Anmerkung in Fußnote 464

⁴⁸⁰ vgl. Abschnitt 7.3.2.4 und Abschnitt 7.3.3

⁴⁸¹ vgl. Abschnitt 5.2.3

⁴⁸² s. Anmerkung in Fußnote 464

$$T_i^{ee} = \left\{ \sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right\} + a_0^{ee} * d_i$$

mit a_0^{ee} Grundpreis [€/km/Bz]⁴⁸³

5.2.5.4 Zweiteiliges Preissystem unter Berücksichtigung der Menge

Die im Vorhergehenden erläuterten Preissysteme könnten stets auch um die Menge als Variable ergänzt werden⁴⁸⁴. So ist beispielsweise das derzeit in Italien angewandte Preissystem als Entry-Exit-Preissystem unter Einbeziehung einer Mengenkomponeute darstellbar⁴⁸⁵. Bei Verwendung der in Abschnitt 5.2.3 festgelegten Notation wird die Transportentgeltfunktion des i -ten Vertrages des Transporteurs in einem Bezugszeitraum definiert durch:

$$T_i^{ee} = \left\{ \sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right\} + a_M^e * V$$

mit

a_M^e mengenabhängiger Preis⁴⁸⁶ [€/kWh/Bz]

V Energiemenge [kWh/Bz]

Auch in anderen veröffentlichten Preissysteme für den Erdgastransport wird die Menge als Variable berücksichtigt. So werden im UK ca. 35% des Preises für den Erdgastransport, in Frankreich ca. 20% und bis 1992 in den USA ca. 13% mengenabhängig abgerechnet⁴⁸⁷. Gemäß VV-Erdgas II (2002) wurde von den Unternehmen der Endverteilungsstufe in Deutschland, neben der reservierten Kapazität die Menge als Variable des Preissystems verwendet und mit einem Arbeitspreis verpreist⁴⁸⁸.

Allgemein wird vorgeschlagen die fixen Kosten auf den Preis für die Kapazitätsvorhaltung und die variablen Kosten auf den Preis für den Transport der Menge umzulegen:

⁴⁸³ s. Anmerkung in Fußnote 464

⁴⁸⁴ s. aber auch Abschnitt 5.1.2

⁴⁸⁵ vgl. a. Anhang 3. Ein Preissystem, das sowohl die Mengenkomponeute als auch einen Grundpreis sowie einen entfernungs- und kapazitätsabhängigen Preis enthält wird derzeit in Polen diskutiert.

⁴⁸⁶ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁴⁸⁷ vgl. hierzu z. B. die Zusammenfassung in David, Percebois (2002), S. 11ff. Auffallend ist, dass die angegebenen Anteile der Arbeitspreiskomponeute stets höher als der Anteil der variablen Kosten sind (vgl. Abschnitt 3.5).

⁴⁸⁸ vgl. VV-Erdgas II (2002), Anlage 3; zur weiteren Erläuterung s. Steinhauer, Seidel (2002), S. 366

„Charging only marginal costs would provide no contribution to the recovery of fixed costs, which typically constitute over 90% of total costs. These circumstances imply the need for a two-part tariff, consisting of an annual capacity charge based on peak usage plus a commodity charge based on actual gas flows. Economic theory suggests that *the commodity charge should be set close to variable cost, and the capacity charge established at a level sufficient to recover the pipeline's fixed costs*. In practice, this typically involves a split that recovers approximately 90% of costs through the fixed charge, and 10% through the variable charge (a “90/10 split”).”⁴⁸⁹

und zusammenfassend:

„1. The fixed costs of the transportation system should be allocated to capacity charges for firm capacity.

2. “Commodity” or “usage” charges should be designed to recover no more than the variable costs of transportation. ...”⁴⁹⁰.

Die Höhe der variablen Kosten des Erdgastransportes wird hierdurch aber nicht adäquat abgebildet. Denn die mengenabhängigen Treibgaskosten liegen im Regelfall nicht über 5%⁴⁹¹.

Obwohl grundsätzlich möglich, wird die Mengenkomponekte nicht, ähnlich der Kapazitätskomponente, in verschiedenen Preissystemen abgebildet⁴⁹². Denn das für den kurzfristigen Bereich Gesagte trifft auch auf den langfristigen zu⁴⁹³. Ex ante sind die variablen Kosten nicht bestimmbar. Die Abbildung der variablen Kosten, welche wiederum bei kostenorientierter Preisbildung die Arbeitspreiskomponente bestimmen würden, setzte die Kenntnis der Flusssituation, diese die Kenntnis der Inanspruchnahme der reservierten Kapazitäten voraus⁴⁹⁴. Deshalb wird die o. g. Vereinfachung der pauschalen Abrechnung angewandt.

5.2.5.5 Mehrteilige Preissysteme auf Basis des entfernungsabhängigen Preissystems

Mehrteilige Preissysteme entsprechen grundsätzlich mehreren optional angebotenen zweiteiligen (und eventuell auch linearen) Preissystemen⁴⁹⁵. Auch deren Festlegung ist auf Grundlage

⁴⁸⁹ Brattle Group (2000), S. 50 (die Anwendung von Arbeitspreisen („commodity charges“) ist identisch mit der Verwendung der Menge als Variable des Preissystems)

⁴⁹⁰ Brattle Group (2000), S. 50

⁴⁹¹ vgl. Abschnitt 3.5

⁴⁹² vorstellbar wäre auch die Festlegung entfernungsabhängiger oder von den Übernahme- und Übergabestationen abhängiger Arbeitspreise (d. h. in Analogie zu dem entfernungsabhängigen oder dem Entry-Exit-Preissystem)

⁴⁹³ vgl. Abschnitt 3.5 und dort insbes. Fußnote 242

⁴⁹⁴ s. analog für die Stromwirtschaft z. B. Ksoll (2001), S. 18

⁴⁹⁵ vgl. z. B. Brown, Sibley (1986), S. 80; Knieps (2005), S. 213; zur Einschränkung dieser Äquivalenz s. a. Borrmann, Finsinger (1999), S. 228

des entfernungsabhängigen Preissystems möglich. Der allgemeinen Darstellung gemäß Abschnitt 2.2.1.2.2 folgend kann beispielsweise die Transportentgeltfunktion eines dreiteiligen Preissystems mit jeweils entfernungsabhängigen Anteilen sowie konstantem Term definiert werden⁴⁹⁶:

$$T^{3e} = \left. \begin{array}{ll} a_0^e * d^e + a_1^e * \kappa^e * d^e & \text{für } \kappa^e \leq \kappa_1^e \\ a_0^e * d^e + a_1^e * \kappa_1^e * d^e + a_2^e * (\kappa^e - \kappa_1^e) * d^e & \text{für } \kappa_1^e < \kappa^e \leq \kappa_2^e \\ a_0^e * d^e + a_1^e * \kappa_1^e * d^e + a_2^e * (\kappa_2^e - \kappa_1^e) * d^e + a_3^e * (\kappa^e - \kappa_2^e) * d^e & \text{für } \kappa_2^e < \kappa^e \end{array} \right\}$$

Die Transportentgeltfunktion eines vierteiligen Preissystems mit ebenfalls entfernungsabhängigen Anteilen, jedoch ohne konstanten Term, beschreibe folgende Definitionsgleichung:

$$T^{4e} = \left. \begin{array}{ll} a_1^e * \kappa^e * d^e & \text{für } \kappa^e \leq \kappa_1^e \\ a_1^e * \kappa_1^e * d^e + a_2^e * (\kappa^e - \kappa_1^e) * d^e & \text{für } \kappa_1^e < \kappa^e \leq \kappa_2^e \\ a_1^e * \kappa_1^e * d^e + a_2^e * (\kappa_2^e - \kappa_1^e) * d^e + a_3^e * (\kappa^e - \kappa_2^e) * d^e & \text{für } \kappa_2^e < \kappa^e \leq \kappa_3^e \\ a_1^e * \kappa_1^e * d^e + a_2^e * (\kappa_2^e - \kappa_1^e) * d^e + a_3^e * (\kappa_3^e - \kappa_2^e) * d^e + a_4^e * (\kappa^e - \kappa_3^e) * d^e & \text{für } \kappa_3^e < \kappa^e \end{array} \right\}$$

mit

κ^e	Kapazität (Variable)	$[\text{m}^3/\text{h}]$
κ_i^e	$i=1, \dots, 2$ (bzw. 3); Kapazitätsgrenze für Preisteil i	$[\text{m}^3/\text{h}]$ ⁴⁹⁷
d^e	Entfernung	$[\text{km}]$ ⁴⁹⁸
a_i^e	entfernungsabhängiger Kapazitätspreis ⁴⁹⁹	$[\text{€}/(\text{m}^3/\text{h})/\text{km}/\text{Bz}]$
a_0^e	entfernungs- und kapazitätsunabhängiger Grundpreis	$[\text{€}/\text{km}/\text{Bz}]$ ⁵⁰⁰

⁴⁹⁶ ebenfalls unter Berücksichtigung der vereinfachenden Annahmen gemäß Abschnitt 7.1; vgl. auch Abschnitt 5.2.1.

Der in den vorhergehenden Abschnitten hierfür verwendete Index ‚i‘ wird hier zur Erleichterung der Lesbarkeit vernachlässigt.

⁴⁹⁷ Diese Kapazitätsgrenzen stellen die Knickpunkte der Transportentgeltfunktionen in dar; vgl. Abbildung 5.13.

⁴⁹⁸ zur Festlegung s. Abschnitt 5.1.4.1

⁴⁹⁹ bzgl. der Verwendung des Begriffes gilt analog das in Fußnote 433 Gesagte

⁵⁰⁰ s. Anmerkung in Fußnote 464

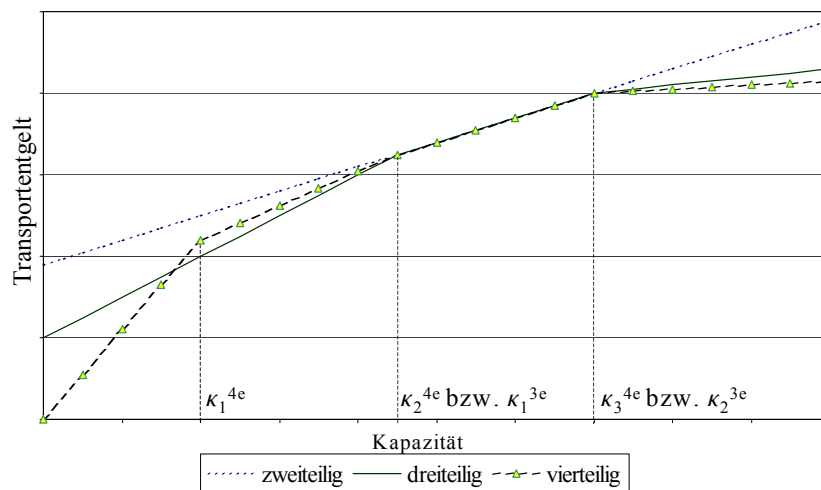


Abbildung 5.13 Schematischer Vergleich der Transportentgeltfunktionen eines zweiteiligen, eines dreiteiligen und eines vierteiligen (mit linearem ersten Teil) Preissystems mit jeweils entfernungsabhängigen Grund- und Kapazitätspreisen bei vorgegebener Entfernung

Beispiele beider Preissysteme im Vergleich zu dem zweiteiligen Preissystem mit entfernungsabhängigem Grund- und Kapazitätspreis für eine vorgegebene Entfernung sind schematisch in Abbildung 5.13 dargestellt.

Die Durchschnittspreise⁵⁰¹ $\frac{T^{3e}}{\kappa^e}$ bzw. $\frac{T^{4e}}{\kappa^e}$ in Abhängigkeit der Kapazität sind hier monoton fallend, stetig und stückweise differenzierbar⁵⁰².

Die Grenzpreise⁵⁰³

$$\frac{dT^{3e}(\kappa^e)}{d\kappa^e} = \left. \begin{array}{l} a_1^e * d^e \quad \text{für } \kappa^e \leq \kappa_1^e \\ a_2^e * d^e \quad \text{für } \kappa_1^e < \kappa^e \leq \kappa_2^e \\ a_3^e * d^e \quad \text{für } \kappa_2^e < \kappa^e \end{array} \right\}$$

bzw.

⁵⁰¹ bzw. die Durchschnittsausgabenfunktion, vgl. Bormann, Finsinger (1999), S. 206f

⁵⁰² vgl. Abbildung 5.14

⁵⁰³ bzw. die Grenzausgabenfunktion; vgl. Bormann, Finsinger (1999), S. 206f

$$\frac{dT^{4e}(\kappa^e)}{d\kappa^e} = \begin{cases} a_1^e * d^e & \text{für } \kappa^e \leq \kappa_1^e \\ a_2^e * d^e & \text{für } \kappa_1^e < \kappa^e \leq \kappa_2^e \\ a_3^e * d^e & \text{für } \kappa_2^e < \kappa^e \leq \kappa_3^e \\ a_4^e * d^e & \text{für } \kappa_3^e < \kappa^e \end{cases}$$

sind stückweise stetig und konstant. In der Praxis werden mehrteilige Preise zumeist über die Angabe der Grenzpreise und der Kapazitätsgrenzen der einzelnen Preisteile definiert.

Mit zunehmender Anzahl der Teile (Blöcke) eines mehrteiligen Preissystems nähert sich dieses einer stetigen Transportentgeltfunktion. Wenn, wie auch in o. g. Beispielen, die Steigung – d. h. der Grenzpreis einer solchen stetigen Transportentgeltfunktion – in Abhängigkeit der Kapazität abnimmt, wird auch der Durchschnittspreis abnehmen. Demzufolge können stetige Transportentgeltfunktionen mit abnehmender Steigung als Alternative zur Definition o. g. mehrteiliger Preissysteme aufgefasst werden.

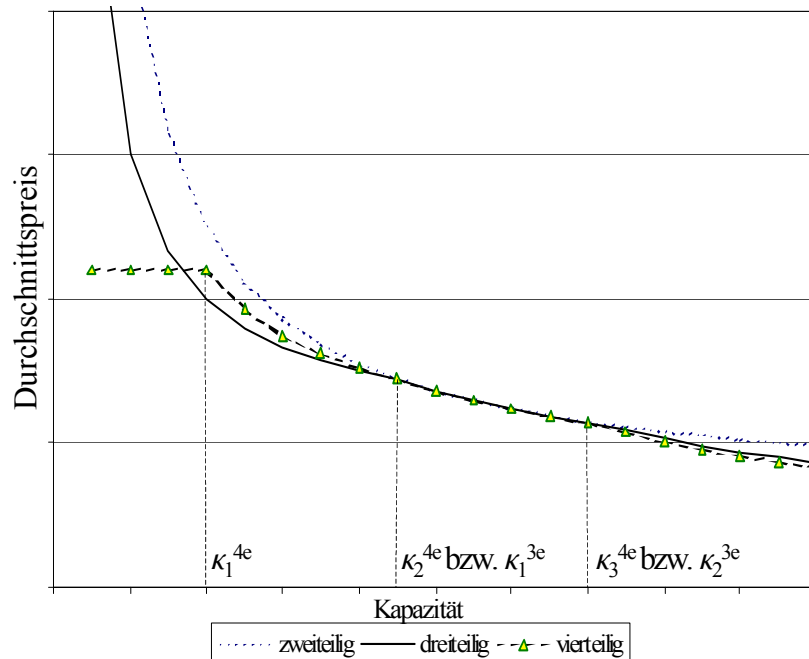


Abbildung 5.14 Durchschnittspreise der Preissysteme gemäß Abbildung 5.13⁵⁰⁴

⁵⁰⁴ ebenfalls bei vorgegebener Entfernung

6 Kriterien und Argumente zur Wahl von Preissystemen

Mit Bezug auf die vorangegangene Beschreibung⁵⁰⁵, werden im Anschluss die als wesentlich erachteten und in Veröffentlichungen diskutierten Kriterien und Argumente zur Wahl von Preissystemen für die drei angewandten analysiert und interpretiert. Zusätzlich sollen eventuell vorhandene Widersprüche und die Identität scheinbar verschiedener Kriterien gezeigt und, im Vorgriff auf die detailliertere Analyse in Abschnitt 7.3, einige im Zusammenhang mit der Anwendung dieser Preissysteme stehenden Anreize diskutiert werden.

6.1 Entfernungabhängiges Preissystem

6.1.1 Diskriminierungsfreiheit

Zumeist wird betont, dass entfernungsabhängige Preissysteme diskriminierend sind:

- Vor allem in Deutschland und Frankreich wurde die Anwendung entfernungsabhängiger Preise als diskriminierend kritisiert, da hierdurch neu in den Markt eintretenden Wettbewerbern gegenüber dem ‚ingesessenen‘ Unternehmen benachteiligt werden⁵⁰⁶.
- Das Preissystem sei als diskriminierend anzusehen, da die von verschiedenen Transportkunden zu zahlenden Entgelte unterschiedlich sind⁵⁰⁷.

Dem wird entgegengehalten, dass die durch das entfernungsabhängige Preissystem implizierte Leistungsdifferenzierung – auch in Analogie zu anderen Bereichen, wie z. B. dem Luftverkehr – gerade eine Möglichkeit zur Vermeidung der Diskriminierung ist⁵⁰⁸. Zudem wird die

⁵⁰⁵ Zur Festlegung der Rahmenbedingungen s. Abschnitt 4, insbesondere die Ziele, Randbedingungen und Kriterien sind in Abschnitt 4.3 erläutert; die Preissysteme sind in Abschnitt 5.2 definiert.

⁵⁰⁶ „Das Punkt-zu-Punkt-Konzept ... bedingt systematisch die Ungleichbehandlung von eingesessenen Unternehmen und Newcomern.“ und „... das Punkt-zu-Punkt-Konzept systematisch die Diskriminierung von Drittnutzern bedingt“, Riechmann (2001), S. 777 für Deutschland (unter dem Punkt-zu-Punkt-Konzept ist sowohl das Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem als auch die Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems zu verstehen) und „L'effet discriminatoire de la structure tarifaire «point-à-point à la distance» peut être mis en évidence en rapprochant les coûts respectifs d'ATR pour «GDF négoce» et les «nouveaux entrants» pour l'acheminement du gaz ...“, Syrota (2001), S. 15 für Frankreich. Ähnlich auch Lapuerta, Moselle (2002), S. 38ff.

⁵⁰⁷ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 32

⁵⁰⁸ vgl. hierzu auch das von Schwarz-Schilling (1995), S. 28 gegen entfernungsunabhängige Preissysteme angeführte Argument, welches in logischer Konsequenz zu dem hier vorgebrachten führt. Vgl. auch Abschnitt 2.1.5.

(angenommene) Kostenreflektivität⁵⁰⁹ entfernungsabhängiger Preissysteme als Argument für deren Diskriminierungsfreiheit aufgeführt⁵¹⁰.

6.1.2 Vermeidung oder Begünstigung von Quersubventionen

Die zur Diskriminierungsfreiheit vorgebrachten Argumente werden nahezu spiegelbildlich auf die durch ein Preissystem zu erreichende Vermeidung von Quersubventionen angewandt. Ein Unterschied ist allerdings erkennbar: während die diskriminierungsfreie Gestaltung eines Preissystems in den untersuchten Publikationen stets als wünschenswert dargestellt wird, die Diskriminierungsfreiheit selbst aber nicht einheitlich definiert wird, ist Quersubventionierung als Ziel umstritten, definitorisch jedoch relativ eindeutig abgegrenzt.

Die europäischen Hochdrucknetzbetreiber bezeichnen die Vermeidung von Quersubventionen als einen der wesentlichen Vorteile des entfernungsabhängigen Preissystems⁵¹¹: Im Gegensatz hierzu werden anderenorts die sich durch ein entfernungsabhängiges Preissystem ergebenden unterschiedlichen Transportentgelte für Kunden in verschiedenen Regionen und demzufolge die Unmöglichkeit der Quersubventionierung als Nachteil aufgeführt⁵¹².

Die Möglichkeit zur Quersubventionierung wird daher je nach Intention und gewählten Voraussetzungen nicht nur für oder gegen das entfernungsabhängige Preissystem eingesetzt, sondern auch, oft in (vermeintlich) logischer Konsequenz, gegen oder für ‚konkurrierende‘ Preissysteme verwendet. Stets bleibt aber der oben genannte Gegensatz zur Diskriminierungsfreiheit erhalten.

6.1.3 Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität

Die Erfüllung dieser Kriterien durch entfernungsabhängige Preissysteme ist ebenfalls nicht unumstritten. Während manche Autoren entfernungsabhängige Preissysteme als einfach und transparent ansehen⁵¹³; steht gerade dieses im Mittelpunkt der Kritik anderer⁵¹⁴.

⁵⁰⁹ s. Abschnitt 6.1.4

⁵¹⁰ S. hierzu für nicht-vermaschte Netze: „In order to avoid discrimination of new entrants transmission tariffs should be cost-reflective.“, Cavaliere (2003), S. 8 sowie (indirekt) z. B. Ströbele (2000), S. 29 und S. 35 ff, sowie ansatzweise Witt (1983), S. 278f.

⁵¹¹ vgl. GTE (2001a), S. 10

⁵¹² vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 32

⁵¹³ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 32, wenn auch manchmal unter Einschränkungen: „where the network has a linear configuration“, Department of Public Enterprise (2001), S. 32

⁵¹⁴ vgl. Brattle Group (2000), S. 57; vgl. hierzu ebenso das bereits eingangs erwähnte Zitat (Fußnote 160, Esser-Scherbeck (2002)); auch in diesem Zusammenhang muss jedoch wiederholt werden, dass eine Begründung dieser Behauptungen nur in seltenen Fällen gegeben wird. So bezieht sich Focht (2002) darauf, dass nach Aussagen von Händlern die exakte Kalkulation des von den Transportkunden zu zahlenden Entgeltes nicht immer möglich ist und daher nach deren Meinung das entfernungsabhängige Preissystem abzulehnen ist.

Zu hinterfragen ist jedoch, ob (scheinbare) Intransparenz und Komplexität eines Preissystems nicht nur ein Kommunikationsproblem sein könnten: „The distance-based tariffs used in many Member States are much less transparent than the UK tariffs, not because they are distance-based but because the TSO has not provided the necessary information on tariff methodology, or the requisite data to check the calculations.“⁵¹⁵

6.1.4 Kostenreflektivität

Einerseits wird die Kostenreflektivität entfernungsabhängiger Preissysteme festgestellt⁵¹⁶ – diese Aussage wird allerdings manchenorts auf gestreckte, verzweigte („baumartige“) Netze mit klar definierter Flussrichtung beschränkt⁵¹⁷ und nur selten quantifiziert⁵¹⁸. Andererseits wird erklärt, dass die Kostenreflektivität entfernungsabhängiger Preissysteme nicht gegeben ist und daher von ihrer Anwendung abzusehen sei⁵¹⁹. Auch in diesem Zusammenhang wird zumeist nicht zwischen Preissystem und Kapazitätsreservierungssystem unterschieden.

⁵¹⁵ Lapuerta, Moselle (2002), S. 45, ähnlich auch für den Personenverkehr Pro Bahn & Bus (2001)

⁵¹⁶ „The "pure" distance-related model represents the opposite extreme to the postalised models, giving fully cost-reflective tariffs.“, Department of Public Enterprise (2001), S. 5 (s. a. S. 32); vgl. a. GTE (2001a), S. 10; Baecker (2001); o. V. (European Spot Gas Markets, 15.02.2002); nur selten, vgl. z. B. Brattle Group (2000), S. 57, wird in diesem Kontext das Problem der Wegbestimmung diskutiert

⁵¹⁷ so z. B. Ströbele (2000), S. 12 oder mit der zusätzlichen Einschränkung, dass diese nur über eine Übernahmestation, d. h. Quelle, versorgt werden Syrota (2001), S. 18; ähnlich auch Rolf, Fritz, Haubrich (1999), S. 334f und Cavaliere (2003), S. 9.

Zur Detaillierung ist das Kapazitätsreservierungssystem festzulegen. Unter Zugrundelegung eines Punkt-zu-Punkt Kapazitätsreservierungssystem: „Distance-based charges can be cost-reflective in certain circumstances. Our discussion ... implies that tariffs based on contractual distance may be reasonable when the TSO reserves physical capacity along the contract path ...“, Lapuerta, Moselle (2002), S. 38. In Abwesenheit dieses Kapazitätsreservierungssystems könne Kostenreflektivität des entfernungsabhängigen Preissystems gegeben sein, wenn die Flussrichtung eindeutig ist: „When transportation does not imply physical capacity reservations along the contract path, then distance-based tariffs can still give cost-reflective charges for long pipelines with unidirectional flows.“, Lapuerta, Moselle (2002), S. 38.

⁵¹⁸ Einen der wenigen quantifizierten Ansätze hierzu stellen David, Percebois (2002), S. 2ff vor. Hiernach sind die Grenzkosten in Netzen mit baumartiger Struktur entfernungsabhängig.

⁵¹⁹ Diese Aussage wird zumeist auf Netze, in welchen die Flusssituation nicht eindeutig nachvollzogen werden kann beschränkt. Vgl. z. B. Brattle Group (2000), S. 57; Riechmann (2001), S. 777; CEER (2002a), S. 4; Syrota (2001), S. 19f; Kommission der europäischen Gemeinschaften (2001), S. 15.

Eines der wesentlichen Ergebnisse dieser Untersuchungen ist, dass in verzweigten und vermaschten Netzen Flusssituationen auftreten können, welche dazu führen, dass die Entfernungsabhängigkeit der variablen Kosten gemindert wird; vgl. z. B. David, Percebois (2002); Kattuman, Green, Bialek (2001); Füg (1999).

Sämtliche Publikationen gehen allerdings nicht von der in dieser Arbeit angenommenen Produktdefinition der Kapazitätsreservierung aus, sondern scheinen die Verbringung der Menge von einer Übernahme- zu einer Übergabestation als Produkt anzunehmen; vgl. a. Abschnitt 1.2, insbesondere Fußnote 33.

6.1.5 Anreize für den Bau neuer Leitungen und Vermeidung konkurrierenden Leitungsbaues

In direktem Zusammenhang mit der Kostenreflektivität des entfernungsabhängigen Preissystems steht die Tatsache, dass bei Anwendung dieses Preissystems direkte Anreize für den Bau neuer Leitungen gegeben werden und konkurrierender Leitungsbau vermieden werden kann. Dieses wird je nach Zielsetzung als Vor- oder Nachteil des Preissystems interpretiert.

Sowohl die Vermeidung negativer Implikationen: „The main arguments put forward in favour of a Distance Related Tariff are the following: ...avoidance of economic incentives to build non efficient new lines (direct lines)⁵²⁰ als auch – positiv – die Schaffung von Anreizen für den Bau neuer Leitungen⁵²¹, werden als Vorteile des entfernungsabhängigen Preissystems genannt. Ein gleichzeitig auftretender negativer Effekt kann die Beeinträchtigung der Nachfrageentwicklung in entfernt von den Übernahmestationen liegenden Gebieten bzw. die Schaffung von Anreizen zur übernahmestationsnahen Standortwahl sein⁵²².

6.1.6 Wiedergabe des Marktwertes der Transportleistung

Die auf allgemeine Transportleistungen bezogene Vermutung: „Die Nachfrager dürften im allgemeinen vielmehr bereit sein, für Beförderungen über längere Strecken auch mehr zu bezahlen.“⁵²³ wird für den Erdgastransport bestätigt, denn auch hier soll das entfernungsabhängige Preissystem den Marktwert der Transportleistung wiedergeben⁵²⁴.

6.1.7 Wahrung der Kontinuität beim Netzübergang

Werden entfernungsabhängige Preissysteme von den Transporteuren benachbarter Netze angewandt, so kann für den Transportkunden die Kontinuität auch dann gewahrt werden, falls der Transport über mindestens zwei verschiedene Netze führt. Die Transportentgeltfunktion ist stetig. Das bedeutet, dass das von den Transportkunden zu zahlende Entgelt stetig mit zunehmender Transportentfernung ansteigt. Die bei Anwendung anderer Preissysteme verursachten Effekte können vermieden werden⁵²⁵.

⁵²⁰ GTE (2001a), S. 10; analog für die Elektrizitätswirtschaft Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 30

⁵²¹ vgl. Syrota (2001), S. 21

⁵²² vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 32 und Abschnitt 7.3.2.2

⁵²³ Diederichs (1977), S. 315

⁵²⁴ vgl. GTE (2001a), S. 10; vgl. jedoch auch Abschnitt 7.3.2.2

⁵²⁵ Department of Public Enterprise (2001), S. 32; GTE (2001a), S. 10; vgl. a. Abschnitt 6.2.8

6.1.8 Weitere Kriterien und Argumente

Über die im Vorhergehenden genannten Kriterien hinaus werden in Publikationen auch noch weitere erwähnt, deren Relevanz als niedriger eingestuft werden kann und die oft auch keinen Bezug zu den eingangs dargestellten Zielen und Randbedingungen aufweisen:

- Es wird behauptet, dass bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems der Vergleich der Preise verschiedener (internationaler) Anbieter erleichtert wird, welche ebenfalls das entfernungsabhängige Preissystem anwenden⁵²⁶. Dieses Argument ist nicht stichhaltig. Denn Vergleiche von Preissystemen gleicher Struktur können selbstverständlich eher als von jenen ungleicher durchgeführt werden. Ferner ist es logisch nicht zu rechtfertigen, dass die – unter Umständen nicht zu begründende – Anwendung eines Preissystems in einem Land als Argument für dessen Anwendung in einem anderen anzusehen wäre. Und selbst wenn die Anwendung eines Preissystems in einem Netz bzw. Land vorzuziehen wäre, so ist die Übertragbarkeit auf andere Netztopologien gesondert zu prüfen⁵²⁷.
- Entfernungsabhängige Preise seien potenziell instabil: „Potentially unstable regime, where significant infrastructure development results in a change in gas flows“⁵²⁸. Diese Aussage ist nur bei ausschließlicher Berücksichtigung der variablen Kosten begründbar. Unter den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen kann der Bau zusätzlicher Leitungen die Preise eines entfernungsabhängigen Preissystems nicht beeinflussen. Zudem ist die Stabilität bzw. Instabilität keine systemimmanente Eigenschaft des entfernungsabhängigen Preissystems.
- Unbewiesen wird auch behauptet, dass bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems die „Effiziente Netznutzung ... nicht gesichert“⁵²⁹ ist.
- Gleichfalls können Aussagen, wonach „Der Kalkulation von Entfernungsentgelten auf Basis theoretischer ingenieurwissenschaftlicher Modelle ... statt auf Grund von Kosten (bei rationellem Netzbetrieb)...“⁵³⁰ Vorschub geleistet werde, dahingehend als falsch erkannt werden, da sich die zitierten ingenieurwissenschaftlichen Modelle auf Kosten beziehen⁵³¹ und eine auch technisch fundierte Kalkulation der Kapazitäten als Grundlage der Preisbestimmung nicht als Nachteil eines Preissystems angesehen werden sollte.
- Ferner ist in Frage zu stellen, ob die bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems den Transportkunden eventuell zusätzlich entstehenden „Transaktionskosten

⁵²⁶ GTE (2001a), S. 10; ähnlich auch Syrota (2001), S. 21

⁵²⁷ vgl. hierzu auch Abschnitt 7.2

⁵²⁸ Department of Public Enterprise (2001), S. 32

⁵²⁹ Perner (1998), S. 5 (bezogen auf den Elektrizitätsmarkt); vgl. zur gegenteiligen Behauptung auch Abschnitt 7.3.2.2

⁵³⁰ Riechmann (2001), S. 777

⁵³¹ vgl. Fasold, Wahle (1996)

durch die Optimierung der Transportentfernungen⁵³² tatsächlich als Argument gegen eben dieses Preissystem anzusehen sind. Denn, akzeptiert man die Behauptung, dass den Transportkunden Transaktionskosten entstehen und diese hierdurch gezwungen werden die in Anspruch genommenen Transportwege zu minimieren, so erhöhte dieses prinzipiell die Effizienz der Netznutzung⁵³³. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass o. g. Argument nicht zutrifft, da der Transportweg zumeist durch den Transporteur vorgegeben wird⁵³⁴.

6.2 Entfernungsunabhängiges Preissystem

6.2.1 Objektivität und Diskriminierungsfreiheit

Explizite Aussagen zur Diskriminierungsfreiheit entfernungsunabhängiger Preissysteme werden zumeist vermieden und durch Hinweise auf die systemimmanente Gleichbehandlung aller Transportkunden ersetzt⁵³⁵. Wie aber bereits in Abschnitt 2.1.1 erläutert, kann Gleichbehandlung nur in den seltensten Fällen mit Diskriminierungsfreiheit gleichgesetzt werden und steht oft sogar im Widerspruch zu ihr.

6.2.2 Ermöglichung leistungsdifferenzierender Preisstellung

Nach allgemeiner Auffassung ist bei Anwendung entfernungsunabhängiger Preissysteme eine leistungsdifferenzierende und effiziente Preisstellung nicht möglich: „Es zeigt sich, daß mit dem Übergang zu Briefmarkentarifen allokativen Nachteile einhergehen. Demnach steht dem vermuteten Zuwachs an Produktionseffizienz durch erhöhte Wettbewerbsintensität ... ein Verlust an Allokationseffizienz durch Vernachlässigung der räumlichen Dimension gegenüber.“⁵³⁶

6.2.3 Vermeidung oder Begünstigung von Quersubventionen

Auch in Bezug auf entfernungsunabhängige Preissysteme gilt das in Abschnitt 6.1.2 Gesagte. Nur sind in der untersuchten Literatur bezüglich entfernungsunabhängiger Preissysteme nicht die dort erläuterten widersprüchlichen Auffassungen zu finden.

⁵³² Perner (1998), S. 5 (für den Strommarkt)

⁵³³ anderenfalls würde auch die Effizienz der Desintegration in Frage gestellt – s. a. Ströbele (2000), S. 28

⁵³⁴ zum Vergleich der Transaktionskosten verschiedener Preissysteme s. a. Abschnitt 7.1

⁵³⁵ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 29

⁵³⁶ Ksoll (2001), S. 3. In ähnlicher Weise auch: „Dazu zählen entfernungsunabhängige „Briefmarken“-Gebühren, bei denen ein Transportkunde für einen Transport über 50 Kilometer den gleichen Preis zahlen muß wie über 500 km. Dadurch wird er abgehalten, streckenweise über andere Pipelines zu transportieren, die möglicherweise wiederum einen Briefmarkentarif erheben.“, Schwarz-Schilling (1995), S. 28; unter Berufung auf: „Pipelines encourage isolation through rates and other tariff terms“, FERC (1992)

Es scheint sich als anerkannte Meinung durchgesetzt zu haben, dass entfernungsunabhängige Preissysteme Quersubventionen begünstigen⁵³⁷. Dies erfolgt unter Berücksichtigung anderer, oft politischer Ziele. Im Allgemeinen kann ein derartiges Preissystem dann aber nicht als diskriminierungsfrei bezeichnet werden. Denn Quersubventionierung impliziert die bewusste Begünstigung eines zu Lasten eines anderen – des diskriminierten⁵³⁸.

6.2.4 Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität

Die – im Vergleich zu den anderen hier betrachteten Preissystemen relative – Einfachheit der Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems und die hieraus abgeleitete Transparenz und Praktikabilität wird nahezu allgemein anerkannt: „From all pricing systems available, the postage stamp system is the simplest one.“⁵³⁹ oder für den ÖPNV: „Einheitstarife, ..., haben den großen Vorteil der Einfachheit.“⁵⁴⁰

Grund hierfür ist die (relativ) geringe Anzahl der Variablen des Preissystems. Zudem werden die (imaginären) Nachteile der Komplexität entfernungsabhängiger Modelle als indirektes Argument für die Einführung entfernungsunabhängiger Preissysteme herangezogen⁵⁴¹.

6.2.5 Kostenreflektivität

Das entfernungsunabhängige Preissystem wird zwar grundsätzlich als nicht kostenreflektierend angesehen⁵⁴², kann aber in hochvermaschten Netzen eingesetzt werden, da dort ohnehin die Abbildung der durchschnittlichen Kosten ausreichend erscheint⁵⁴³. Gleichwohl wird auch hier nicht immer zwischen dem Preissystem und dem Kapazitätsreservierungssystem unterschieden und die Entfernungsabhängigkeit der Gesamtkosten häufig nicht erwähnt.

⁵³⁷ vgl. z. B. CEER (2002a), S. 5

⁵³⁸ in diesem Sinne auch Schmid (1965), S. 112 im Zusammenhang allgemeiner Frachtkosten

⁵³⁹ Van Roy et al. (1999), S. 2; ähnlich auch GTE (2001a), S. 11 oder Department of Public Enterprise (2001), S. 29

⁵⁴⁰ Brede (2001), S. 228

⁵⁴¹ vgl. Klafka, Hinz (1997)

⁵⁴² Department of Public Enterprise (2001), S. 29; analog auch z. B.: CEER (2002a), S. 5

⁵⁴³ vgl. Meier, Leberwurst, Irmer (1999), S. 230 und S. 231; vgl. a. Abschnitt 7.2.2.1 und Abschnitt 7.3.2.1

6.2.6 Anreize für den Bau neuer Leitungen und Vermeidung konkurrierenden Leitungsbaues

Durch entfernungsunabhängige Preissysteme werden für den Netzeigentümer bzw. –betreiber weder Anreize für die Errichtung neuer Leitungen noch zur Verbesserung der Effizienz des Betriebes bestehender Leitungen gegeben⁵⁴⁴.

Die Begründung hierfür kann wieder unter Berufung auf die Entfernungsabhängigkeit der fixen und variablen Kosten des Erdgastransportes gegeben werden. Denn die Starrheit des entfernungsunabhängigen Preissystems führt dazu, dass dem Transporteur bei Anwendung dieses, die entstehenden entfernungsabhängigen Kosten nicht erstattet werden würden, er daher keinen Anreiz für Erweiterungs- oder Erhaltungsinvestitionen erhält⁵⁴⁵.

6.2.7 Wiedergabe des Marktwertes der Transportleistung und Marktakzeptanz

Im Zusammenhang mit der Einfachheit wird auch das Argument der Verbesserung der Marktakzeptanz bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems angeführt⁵⁴⁶.

Auch dieses Argument bleibt nicht unwidersprochen. Das entfernungsunabhängige Preissystem könne zur inkorrekten Wiedergabe des (Markt-)Wertes der Transportleistung führen: „The key disadvantages are: ...Cannot give economic signals, through the tariffs, about network constraints; and ...Creates entry barriers by spreading all costs across all consumers regardless of whether they use all parts of the network or not.“⁵⁴⁷

6.2.8 Wahrung der Kontinuität beim Netzübergang

Die Wahrung der Kontinuität des Preissystems beim Transport durch mehrere Netze kann durch das entfernungsunabhängige Preissystem nicht gewährleistet werden. Die Transportentgeltfunktion in Abhängigkeit der Entfernung ist unstetig. Denn falls ein Transportkunde zwischen in verschiedenen Netzen gelegenen Übernahme- und Übergabestationen transportieren möchte und in diesen Netzen jeweils entfernungsunabhängige Preise verlangt werden, ergeben sich Unstetigkeiten des Transportentgeltes in Abhängigkeit der Transportentfernung und so die potenzielle Diskriminierung einzelner Transportkunden⁵⁴⁸. Ähnlich der in den USA üblichen Anordnung von Pfannkuchen („Pancakes“) auf einem Teller, werden die Preise gestapelt. Daher hat sich hierfür international der Begriff des ‚Pancaking‘ durchgesetzt.

⁵⁴⁴ so z. B. „Furthermore, the ISO does not get any incentive from such a pricing system, neither to improve the transport efficiency of the present system, nor for future investments to improve or extend the system.“, Van Roy et al. (1999), S. 2

⁵⁴⁵ s. a. Abschnitt 7.3.2.5.4

⁵⁴⁶ vgl. Klafka, Hinz (1997), S. 887, insbes. den Verweis auf die Entwicklung im finnischen Elektrizitätsmarkt

⁵⁴⁷ Department of Public Enterprise (2001), S. 29

⁵⁴⁸ vgl. Brattle Group (2000), S. 52f

Als Lösungsansatz wurde vorgeschlagen: „Depending on the configuration of the pipeline system, the problem may be resolved by exempting the cross-border flow from the postage stamp or zonal rate in either the originating or terminating country. However, this solution may simultaneously create a need for supplementary payments between interconnected systems.“⁵⁴⁹ Dies implizierte aber nicht nur die Notwendigkeit zusätzlicher Zahlungen, sondern auch die prinzipielle Aufhebung einheitlicher Preissysteme.

6.2.9 Weitere Kriterien und Argumente

Es kann gezeigt werden, dass sich die Anwendung entfernungsunabhängiger Preissysteme wohlfahrtsmindernd auswirkt und vor allem von vertikal integrierten Unternehmen⁵⁵⁰ bevorzugt werden müsste⁵⁵¹.

Entfernungsunabhängige Preissysteme werden auch für Netze mit einer Vielzahl von Übergabestationen⁵⁵² oder Netze geringer räumlicher Erstreckung, wenigen Übernahmestationen und zur direkten Versorgung von Endabnehmern vorgeschlagen⁵⁵³: Sämtlich Eigenschaften, welche von lokalen Verteilernetzen erfüllt werden. So auch: „... eine ausschließliche Zuordnung bestimmter Leitungen zu einzelnen Kunden ist im Allgemeinen nicht möglich. ... Danach ist für den Zugang zu den eine organische Einheit darstellenden kommunalen Erdgasnetzen für die Endverteilung nur eine Briefmarke sachgerecht, die für alle Kunden gleich allein nach Maßgabe der Inanspruchnahme dieses einheitlichen Netzbereiches zu berechnen ist.“⁵⁵⁴

Des weiteren werden auch für entfernungsunabhängige Preissysteme, entweder nicht stichhaltige oder redundante Argumente aufgeführt:

- Es wird behauptet, dass entfernungsunabhängige Preissysteme eine starke politische Akzeptanz aufweisen können⁵⁵⁵. In Analogie zum Argument der Erhöhung der Marktakzeptanz bei Anwendung entfernungsunabhängiger Preissysteme kann auch hier die Schlussfolgerung gezogen werden, dass Transparenz und Einfachheit vorausgesetzt und diese mit politischer Akzeptanz gleichgesetzt werden. Demnach könnten nur Einfachheit und Transparenz politische Akzeptanz sicherstellen.

⁵⁴⁹ Brattle Group (2000), S. 58

⁵⁵⁰ im Widerspruch zur hier getroffenen Annahme der Desintegration

⁵⁵¹ vgl. Ksoll (2001), insbes. S. 17

⁵⁵² vgl. Mead (1997), S. 882f

⁵⁵³ vgl. GTE (2001a), S. 11

⁵⁵⁴ Steinhauer, Seidel (2002), S. 366, in diesem Sinne auch Ströbele (2000), S. 12

⁵⁵⁵ vgl. GTE (2001a), S. 11

- Das Argument der Stabilität des Preissystems⁵⁵⁶ kann nicht als stichhaltig angesehen werden, da es keine spezifische Eigenschaft des entfernungsunabhängigen Preissystems ist⁵⁵⁷.
- Das Argument der internationalen Vergleichbarkeit konnte für entfernungsunabhängige Preissysteme in der Literatur nicht gefunden werden. Zu vermuten ist, dass der Grund hierfür darin liegt, dass sich das primäre Anwendungsgebiet entfernungsunabhängiger Preissysteme auf lokale Verteilernetze erstreckt und für diese die internationale Vergleichbarkeit nur eine untergeordnete Rolle spielt.

6.3 Entry-Exit-Preissystem

6.3.1 Förderung des Wettbewerbs im Erdgasmarkt und von Sekundärmärkten

Von vielen Befürwortern der Anwendung eines Entry-Exit-Preissystems wird das Argument der Förderung des Wettbewerbs im Erdgasmarkt in den Vordergrund gestellt, so z. B.: „The primary benefit of an entry-exit model is that it promotes competition and provides flexibility.“⁵⁵⁸

Weitere mit der Anwendung dieses Preissystems zu erreichende Ziele werden dann in Ergänzung oder zur Erfüllung der als Oberziel angesehenen Wettbewerbsförderung formuliert. Hierbei wird von den Autoren unterstellt, dass der Transporteur des Hochdrucknetzes oder der lokalen Verteilernetze gleichzeitig vertikal integrierter Monopolist⁵⁵⁹ ist, dessen marktbeherrschende Stellung zu verhindern ist. Dieser Argumentation und der hieraus resultierenden Befürwortung des Entry-Exit-Preissystems schließen sich vor allem Regulierungsbehörden an⁵⁶⁰ und fordern als Konsequenz quasi die Beweislastumkehr, wonach Transporteure, welche kein Entry-Exit-Preissystem anwenden können (oder wollen), dieses begründen sollen⁵⁶¹.

Somit wird – zumindest auf europäischer Ebene – das Entry-Exit-Preissystem als das politisch gewünschte etabliert und wurde in Deutschland gesetzlich vorgeschrieben⁵⁶². Dieses, obwohl anderenorts anerkannt wurde, dass zwar Entry-Exit-Preissysteme – vor allem aufgrund der zu erwartenden niedrigeren Transportentgelte für einzelne Kunden⁵⁶³ – den Wettbewerb im Erd-

⁵⁵⁶ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 29; ebenso GTE (2001a), S. 11

⁵⁵⁷ s. a. Abschnitt 6.1.8

⁵⁵⁸ CEER (2002b), S. 2

⁵⁵⁹ zumindest in den Ebenen des Transportes, der Speicherung und des Handels

⁵⁶⁰ vgl. CEER (2002a), S. 1; Eurelectric (2002), S. 1; Madrid Forum (2002a), S. 3 und (nahezu identisch) Madrid Forum (2002b), S. 2

⁵⁶¹ vgl. Madrid Forum (2002b), S. 2; vgl. z. B. auch GEODE (2002)

⁵⁶² vgl. EnWG § 20 (1b) und GasNEV (2005) § 13 (2)

⁵⁶³ zur Möglichkeit der erlösgleichen Gestaltung der Preissysteme s. a. Abschnitt 7.2

gasmarkt fördern können⁵⁶⁴, sich aber in der Praxis gerade an einem Punkt, an welchem entfernungsabhängige Preissysteme angewandt werden – dem Zeebrugge Hub – ein liquider Markt entwickelt hat: „However, distance-based charges have not prevented the development of liquid markets at trading hubs such as Zeebrugge in Belgium and various points in North America.“⁵⁶⁵.

Ob von den Autoren tatsächlich stets das Entry-Exit-Preissystem oder nicht doch das Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystem gemeint ist, kann nur gemutmaßt werden. Gerade das Argument der Wettbewerbsförderung durch Entry-Exit-Preissysteme lässt aber darauf schließen, dass das Kapazitätsreservierungs- und nicht das Preissystem unterstellt wird. Denn bei Anwendung dieses Kapazitätsreservierungssystems können neu in den Markt eintretende Wettbewerber ähnliche Vorteile wie das etablierte, marktbeherrschende Unternehmen in Anspruch nehmen. Das Preissystem hat hierauf – wenn überhaupt – nur geringen Einfluss.

In Zusammenhang mit der Wettbewerbsförderung im Erdgasmarkt, gleichwohl ebenso unter der Einschränkung obiger Interpretation, steht die Erleichterung der Einführung eines Sekundärmarktes für Kapazitäten. Folglich wird auch dies als Vorteil des Entry-Exit-Preissystems betont⁵⁶⁶. Ebenso wird die Erleichterung der Einführung eines virtuellen Punktes zum Ausgleich von Lastschwankungen (‘Virtual Balancing Point’) als Argument für die Anwendung eines Entry-Exit-Preissystems angesehen⁵⁶⁷.

6.3.2 Diskriminierungsfreiheit

Die Möglichkeit zur Verhinderung von Diskriminierung wird als Unterziel der Wettbewerbsförderung angesehen⁵⁶⁸. Die auch in diesem Zusammenhang nur unscharf erfolgte Trennung zwischen Kapazitätsreservierungssystemen und Preissystemen tritt deutlich zutage wenn ein Entry-Exit-Preissystem implizit mit ‚non-transaction-based pricing‘ gleichgesetzt und dessen Diskriminierungsfreiheit betont wird⁵⁶⁹.

Ob das Entry-Exit-Preissystem diskriminierungsfrei ist, wird letztlich von dessen konkreter Gestaltung abhängen. Die Möglichkeiten verschiedene Preise an Übernahme- und Übergabe-

⁵⁶⁴ vgl. Lapuerta, Moselle (2002), S. 45

⁵⁶⁵ Lapuerta, Moselle (2002), S. 45

⁵⁶⁶ „The main arguments in favour of entry-exit systems are the following: ... facilitation of the development of a secondary market for capacity and of a auctions system to reflect capacity congestion“, GTE (2001a), S. 10

⁵⁶⁷ vgl. GTE (2001a), S. 10, wobei auch hier wieder die Frage gestellt werden muss, ob es sich nicht um ein Entry-Exit-Kapazitätsreservierungssystem handeln soll.

⁵⁶⁸ vgl. Riechmann (2001), S. 777

⁵⁶⁹ vgl. Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 28

stationen festzusetzen, erlauben sowohl eine diskriminierende als auch eine diskriminierungsfreie Gestaltung⁵⁷⁰.

6.3.3 Vermeidung bzw. Ermöglichung von Quersubventionen

Durch die Anwendung von Entry-Exit-Preissystemen kann die Quersubventionierung primär neuer Marktteilnehmer gefördert werden⁵⁷¹. Ungeachtet der Tatsache, ob die Quersubventionierung als positiv oder negativ erachtet wird, hängt dies letztlich von der konkreten Festsetzung der einzelnen Preise des Entry-Exit-Preissystems ab. Zudem gilt das in Abschnitt 6.2.3 Gesagte analog.

6.3.4 Transparenz, Einfachheit und Praktikabilität

Die Einfachheit der Berechnung der Transportentgelte und die damit verbundene erhöhte Transparenz und Praktikabilität, im Vergleich zu dem entfernungsabhängigen Preissystem⁵⁷² sowie die Einfachheit der Verwaltung einer großen Anzahl von Kunden bei Anwendung eines Entry-Exit-Preissystems werden in der aktuellen Diskussion als weitere Vorteile dieses Preissystems genannt⁵⁷³. Ob sie allerdings systemimmanent sind, wird bezweifelt. Denn eine im Vergleich zu Anwendern anderer Preissysteme bessere Kommunikation der wesentlichen Merkmale und Bedingungen des Entry-Exit-Preissystems ist zu konstatieren⁵⁷⁴.

Schließlich findet man auch in diesem Zusammenhang die konträre Auffassung, wonach die schwierige Verständlichkeit und Gestaltung des Entry-Exit-Preissystems als Nachteil anzusehen ist⁵⁷⁵.

6.3.5 Kostenreflektivität

Den Hinweisen, welche die Kostenreflektivität des Entry-Exit-Preissystems im Allgemeinen bestätigen⁵⁷⁶, stehen auch detailliertere Untersuchungen zur Seite, in welchen die Bedingungen zur kostenreflektierenden Gestaltung derartiger Preissysteme genannt werden⁵⁷⁷. Es sind aber gleichzeitig auch dieses bestreitende Aussagen zu finden⁵⁷⁸.

⁵⁷⁰ vgl. z. B. Abschnitt 7.2.1.2, Abschnitt 7.3.2.3

⁵⁷¹ vgl. o. V. (European Sport Gas Markets, 15.02.2002)

⁵⁷² s. z. B. o. V. (Energie Spektrum, 01.10.2001), analog z. B. Riechmann (2001), S. 778; CEER (2002a), S. 1

⁵⁷³ „The main arguments in favour of entry-exit systems are the following: ... simplicity of administration for a large number of shippers“, GTE (2001a), S. 10 und ähnlich Haubrich, Fritz, Vennegeerts (1999), S. 28f

⁵⁷⁴ vgl. Lapuerta, Moselle (2002), S. 45; s. hierzu auch Abschnitt 6.1.3

⁵⁷⁵ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 35

⁵⁷⁶ vgl. CEER (2002a), S. 1; ähnlich auch Eurelectric (2002), S. 1 und AEEG (2001)

⁵⁷⁷ vgl. Lapuerta, Moselle (2002), S. 42ff

⁵⁷⁸ vgl. Percebois (2001), S. 7

Als Argument gegen das entfernungsabhängige Preissystem wurde angeführt, dass die Vorteile der Systemoptimierung bei nicht eindeutiger Nachvollziehbarkeit der Lastflüsse im Netz dem Transporteur zugute kommen⁵⁷⁹. Bemerkenswerterweise wird dieses Argument unverändert als ein Vorteil des Entry-Exit-Preissystems genannt⁵⁸⁰.

6.3.6 Anreize für den Bau neuer Leitungen

Ebenso wie im Zusammenhang mit anderen Kriterien findet man hinsichtlich der Fragestellung, ob durch das Entry-Exit-Preissystem Investitionsanreize für den Bau neuer Leitungen gegeben werden sowohl dieses bestätigende⁵⁸¹ als auch relativierende⁵⁸² Aussagen. Letztere berufen sich auf die Flexibilität der Gestaltung des Entry-Exit-Preissystems. Ob bei dessen Anwendung Investitionsanreize für den Bau neuer Leitungen gegeben werden, hängt von der Festsetzung der einzelnen Preise ab und ist, wie z. B. die Vermeidung bzw. Ermöglichung von Quersubventionen keine dem Preissystem immanente Eigenschaft.

6.3.7 Weitere Kriterien und Argumente

In Abwandlung und gleichzeitiger Weiterentwicklung des Argumentes wonach das Entry-Exit-Preissystem den Wettbewerb im Erdgasmarkt fördert, wird aufgeführt, dass „ein Einspeise-/Entnahmemodell ... volkswirtschaftlich sachgerecht“⁵⁸³ ist.

Darüber hinaus wird behauptet, dass die Effizienz und Flexibilität des Betriebes eines Netzes durch Anwendung des Entry-Exit-Preissystems verbessert wird⁵⁸⁴.

6.4 Zusammenfassung der Kriterien und Argumente

In den vorhergehenden Abschnitten konnte nicht nur gezeigt werden, dass die drei untersuchten Preissysteme verschiedene Anreize für Nachfrager bieten und demzufolge für jedes mehr oder weniger fundierte Argumente gefunden werden können, sondern auch, dass zu nahezu jedem Argument und Kriterium ein entsprechendes, das Gegenteil bekräftigende oder zumindest dieses relativierende, existiert. Die Begründung hierfür ist oftmals in der fehlenden bzw. unklaren Bezugnahme auf die Voraussetzungen zu finden. Zudem beziehen sich die aufge-

⁵⁷⁹ vgl. Abschnitt 6.1.4, insbes. Fußnote 519

⁵⁸⁰ vgl. Department of Public Enterprise (2001), S. 34

⁵⁸¹ vgl. CEER (2002a), S. 1; ähnliche Argumente werden auch z. B. von Department of Public Enterprise (2001), S. 34f vorgebracht

⁵⁸² „Entry-exit tariffs ... provide effective signals for efficient investment more easily than distance based tariffs. However, locational methodology is not the key issue in this regard ... Entry-exit tariffs per se are not a sufficient guarantee of efficient long-term signals....“, Lapuerta, Moselle (2002), S. 45

⁵⁸³ Müller-Kirchenbauer, Zander (2003), S. 4

⁵⁸⁴ vgl. GTE (2001a), S. 10, 11; s. hierzu auch Abschnitt 7.3.2.3

fürten Argumente großteils nicht auf objektivierbare Größen. Sie erweisen sich zumeist als Hypothesen bzw. Vermutungen primär qualitativer Natur ohne kausale Erklärung⁵⁸⁵. Auf das vorliegende Problem angewandt bedeutet dies, dass das Fehlen der Erklärung die Hypothese zwar nicht ad absurdum führt, deren Inhalt jedoch nicht der erforderlichen logischen Überprüfung unterzogen wird.

So wird im Rahmen der Argumentation zur Anwendung des Entry-Exit-Preissystems vor allem die klare Abgrenzung zwischen Kapazitätsreservierungs- und Preissystem sowie dessen hohe Gestaltungsflexibilität vernachlässigt. Die oft zitierte Förderung des Wettbewerbes im Erdgasmarkt durch das Entry-Exit-Preissystem ist daher weder ursächlich noch zwingend. Die Diskriminierungsfreiheit und Kostenreflektivität des entfernungsabhängigen Preissystems sind umstritten und primär von den getroffenen Annahmen abhängig. Nahezu unisono wird aber die (relative) Einfachheit des entfernungsunabhängigen Preissystems konstatiert. Es begünstigt jedoch Quersubventionen.

Diese und weitere wesentlichen Argumente und Kriterien für oder gegen die Wahl der drei Preissysteme sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst⁵⁸⁶.

	Entfernungsabhängiges Preissystem		Entfernungsunabhängiges Preissystem		Entry-Exit-Preissystem	
	Pro	Contra	Pro	Contra	Pro	Contra
Diskriminierungsfreiheit bei Leistungsdifferenzierender Preisstellung	✓				(✓) bei entsprechender Gestaltung	
Einfachheit, Transparenz		(✓)	✓			(✓)
Vermeidung von Quersubventionen	✓			✓		
Kostenreflektivität	✓ bei Vollkostenberücksichtigung				✓ bei entsprechender Gestaltung	
Investitionsanreiz für Bau neuer Leitungen	✓					
„Pancaking“				✓		
Wettbewerbsförderung					✓	

Tabelle 6.1 Auswahl wesentlicher (✓) Argumente für und gegen die Wahl von Preissystemen für den Erdgastransport

⁵⁸⁵ d. h. die deduktive, aus Gesetzen oder Randbedingungen abgeleitete Erklärung wird nicht vorgenommen, vgl. hierzu Popper (1989), S. 31.

„Im Reiche der Wissenschaften sind alle Wege, die zur Erkenntnis führen, dicht bedeckt mit toteschlagenen Hypothesen“, Branco (1902)

⁵⁸⁶ s. hierzu auch Abschnitt 7.3. Die hier identifizierten Hauptargumente werden z. B. von Lapuerta, Moselle (2002), S. 43ff, nicht vollständig geteilt.

7 Analyse der Preissysteme

Inwieweit sich die vorgenannten Kriterien und Argumente zur Wahl der Preissysteme mittels einer Analyse bestätigen lassen, soll im Folgenden, ebenso wie die Abhängigkeit der Preissysteme von der Netzstruktur und die sich für Nachfrager ergebenden Anreize, untersucht werden. Die Analyse beschränkt sich auch hier zunächst auf die drei publizierten und angewandten linearen Preissysteme. Danach werden zusätzlich Anreizwirkungen der definierten zwei- und mehrteiligen Preissysteme untersucht⁵⁸⁷.

7.1 Annahmen

Die sich anschließende Untersuchung wird auf folgenden Annahmen basieren:

- Die in dieser Arbeit bisher getroffenen Annahmen behalten weiterhin ihre Gültigkeit. Insbesondere:
 - Die Preisstellung erfolgt für die reservierte Kapazität. Die transportmengenabhängige Komponente wird vernachlässigt.
 - Folglich findet die Flussrichtung und daher auch Gegenstromtransporte⁵⁸⁸ keine Berücksichtigung.

Insofern unterscheidet sich der hier gewählte Ansatz der strikten Betrachtung der Kapazitätsreservierung⁵⁸⁹ von anderen, welche unter (anderen) stark vereinfachenden Annahmen explizit die Flüsse im Netz berücksichtigen⁵⁹⁰.
 - Das Preissystem, nicht das Kapazitätsreservierungssystem wird untersucht. Auch hier ist – ohne Beschränkung der Allgemeinheit – von einem Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem, d. h. einem transaktionsabhängigen Modell, auszugehen. Die an der Übernahmestation reservierten Kapazitäten entsprechen stets jenen an der Übergabestation, d. h. weder die Speicherung im Netz noch die Entnahme zusätzlicher Mengen aus dem Netz sei gestattet.
 - Es wird von desintegrierten Unternehmen(-steilen) ausgegangen.
- Es wird nur ein Netz betrachtet. Im Hinblick auf die für Preissysteme relevanten Aspekte sei dieses unabhängig von anderen Netzen. Die vor allem in Deutschland vorherrschende mehrstufige Struktur der Erdgaswirtschaft und somit auch der Netze werde demzufolge

⁵⁸⁷ s. Abschnitt 7.3.3, bzgl. der Definition der zwei- und mehrteiligen Preissysteme s. Abschnitt 5.2.5

⁵⁸⁸ vgl. Abschnitt 5.1

⁵⁸⁹ d. h. der Kapazität als dem zu verpreisenden Produkt, vgl. hierzu bereits die Definition in Abschnitt 3.1.4, die vertraglichen Randbedingungen in Abschnitt 4.2, sowie die Festlegung der Variablen in Abschnitt 5.1.1

⁵⁹⁰ vgl. Fußnote 33

vernachlässigt. Auch Transporte in vorgelagerten (internationalen) Transportsystemen bleiben unberücksichtigt.

Die zu untersuchenden Netze werden als in ihrer Struktur vorgegeben betrachtet. Erweiterungen (oder gar Reduktionen) der Netze im Untersuchungszeitraum werden ausgeschlossen.

- Konkurrierende Netze und hiermit verbundene Implikationen werden vernachlässigt⁵⁹¹.
- Die Bedingungen der Durchführung von Erdgastransporten werden als veröffentlicht angenommen. Informationsasymmetrien sind somit nicht vorhanden.
- Falls erforderlich, wird für alle untersuchten Preissysteme nur ein Bezugszeitraum betrachten. Unterperiodische Kapazitätsvermietungen seien nicht zulässig. Reservierungszeitpunkt, Reservierungszeitraum, Vertragsdauer und Vertragsbeginn seien konstant und somit für die Betrachtung irrelevant, d. h. (unter Verwendung der in Abschnitt 5.2 definierten Symbole):

$$t_i^e = t_i^u = t_i^{ee} = t_i = 1$$

$$f_{1i}^e(t_i^p) = f_{1i}^u(t_i^p) = f_{1i}^{ee}(t_i^p) = 1$$

$$f_{2i}^e(t_i^p) = f_{2i}^u(t_i^p) = f_{2i}^{ee}(t_i^p) = 1$$

$$f_{3i}^e(t_i^p) = f_{3i}^u(t_i^p) = f_{3i}^{ee}(t_i^p) = 1$$

Dieses gelte auch für die weiteren, ebenfalls in Abschnitt 5.1 diskutierten Variablen. Sie sind keine bestimmenden Elemente von angewandten oder vorgeschlagenen Preissystemen in Europa und können daher in der vergleichenden Betrachtung vernachlässigt, d. h. für alle drei Preissysteme als identisch angenommen werden.

Die o. g. Gesamterlösfunktionen und damit auch die Transportentgeltfunktionen vereinfachen sich somit zu:

$$T^e = a^e * \sum_{i=1}^n \left\{ \kappa_i^e * d_i^e \right\}, \text{ für das entfernungsabhängige Preissystem}$$

$$T^u = a^u * \sum_{i=1}^n \left\{ \kappa_i^u \right\}, \text{ für das entfernungsunabhängige Preissystem}$$

und

$$T^{ee} = \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right], \text{ für das Entry-Exit-Preissystem}$$

⁵⁹¹ Dies ist gleichbedeutend mit der vereinfachenden Annahme monopolistischer Transportmärkte, die, bis auf Einzelfallbetrachtungen, getroffen werden soll; vgl. hierzu auch Abschnitt 3.3.3.

- Die Kosten der Errichtung und des Betriebes der Erdgasleitungen sind entfernungsabhängig und großteils fix. Sie sind unabhängig von dem zu wählenden Preissystem.

Eine Ausnahme bilden die Transaktionskosten (sofern sie in die Betrachtungen einbezogen werden). Hier gelte folgendes: Die Transaktionskosten seien bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems kleiner als bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems. Die Transaktionskosten der Anwendung von Entry-Exit-Preissystemen übersteigen diejenigen der Anwendung der anderen beiden Preissysteme. Zusammengefasst: $K^{Tu} < K^{Te} < K^{Tee}$,

mit

K^{Tu} Transaktionskosten bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems,

K^{Te} Transaktionskosten bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems und

K^{Tee} Transaktionskosten bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems⁵⁹².

Diese Annahme kann dadurch begründet werden, dass durch die Zunahme der Anzahl der Variablen – der Entfernung bzw. der Notwendigkeit zur Definition und Berücksichtigung verschiedener Preise für die Kapazitätsreservierung an den Übernahme- und Übergabestationen – die Transaktionskosten des Transporteurs zunehmen.

- Im Allgemeinen wird angenommen, dass die Nachfrage das Angebot nicht übersteigt. Denn anderenfalls werden die Preissysteme verändernde, primär das Preisniveau berücksichtigende, die Preissysteme aber in ihrer Struktur nicht konsistent belassende Methoden eingesetzt. Diese werden, da im Kontext der Untersuchung nicht vorrangig relevant, lediglich skizziert⁵⁹³.

7.2 Erlösgleichheit der Preissysteme

Wenn zusätzlich, in Ergänzung der geschilderten Annahmen, vorausgesetzt werden kann, dass die Nachfrage preissystemunabhängig ist⁵⁹⁴, so kann gezeigt werden, dass die Preise un-

⁵⁹² Allerdings hängen die Transaktionskosten eines Entry-Exit-Preissystems stark von dessen konkreter Ausgestaltung ab.

⁵⁹³ s. Abschnitt 7.4. Im UK führte die Versteigerung von knappen Kapazitäten an den Übernahmestationen zu Erlösen, die die Kosten erheblich überkompensierten. Vgl. hierzu auch Fußnote 745 in o. g. Abschnitt 7.4.

⁵⁹⁴ Die Preissystemunabhängigkeit der Nachfrage entspricht einer unelastischen Nachfrage. Setzt man voraus, dass im Einzelfall die Preiselastizität der Nachfrage nach Kapazitäten mit jener nach Erdgas identisch ist, kann davon ausgegangen werden, dass sie kurz- und mittelfristig primär bei Nachfragern (relativ) unelastisch ist, welche Erdgas zur Deckung des Heizbedarfes nutzen (vgl. IEA (2002), S. 29, 31, 53; langfristig reagieren auch diese Nachfrager auf Preiserhöhungen, vgl. IEA (2002), S. 33) oder bei nicht-unterbrechbaren Industriekunden (vgl. IEA (2002), S. 34). Im Gegensatz hierzu ist die Preiselastizität der gasbetriebenen Kraftwerke relativ hoch, da diese oft Erdgas kurzfristig substituieren können; vgl. IEA (2002), S. 38.

→

terschiedlicher Preissysteme so festgesetzt werden können, dass sich für den Transporteur identische Gesamterlöse ergeben. M. a. W., dass die von dem Transporteur zu erzielenden Erlöse von der Wahl des Preissystems unabhängig sind. Die Preissysteme werden dann als erlösgleich bezeichnet. Selbstverständlich gilt dies nur für die Summe der Erlöse. Für den einzelnen Transportkunden ergeben sich auch nach erlösgleicher Gestaltung der Preissysteme in Abhängigkeit dieser mitunter erhebliche Unterschiede der Transportentgelte und somit unterschiedliche Anreize⁵⁹⁵.

Dieses Ergebnis behält auch dann seine Gültigkeit, wenn die im Netz verfügbare Kapazität nicht vollständig nachgefragt wird. Denn es wird ausschließlich die o. g. Preissystemunabhängigkeit vorausgesetzt.

Zudem ergibt sich die (annähernde) Erlösgleichheit der Preissysteme und in diesem Fall auch Gleichheit der sich bei Anwendung verschiedener Preissysteme ergebenden Transportentgelte einzelner Verträge, falls die Häufigkeitsverteilung der nachgefragten Entfernungen, welche letztlich durch die Netzstruktur beeinflusst werden, nur eine geringe Standardabweichung aufweist.

Wenn aber zumindest zwei Preissysteme erlösgleich gestaltet werden können, so kann gemäß dem Erlöskriterium logischerweise kein ausgezeichnetes Preissystem gefunden werden. Folglich gibt es unter den genannten Voraussetzungen auch kein Preissystem durch dessen Anwendung die Gesamterlösfunktion maximiert werden könnte.

Quasi im Umkehrschluss wird deutlich, dass unter den genannten Voraussetzungen Preissysteme eher als Steuerungsinstrument zur Verteilung der von den Transportkunden zu zahlenden Transportentgelte in einem Netz, m. a. W. zur Schaffung von Anreizen, als zur Steuerung der Gesamterlöse des Transporteurs verwendet werden können. Denn wenn Preissysteme grundsätzlich erlösgleich gestaltet werden können, dann gibt es hierfür mehrere Kriterien. Auch wenn Ökonomen den Schwerpunkt auf Effizienzkriterien legen, wobei diese selbst in der konkreten Ausgestaltung schwierig sein können, so werden seitens der Politik oft auch andere imponderable Faktoren, wie beispielsweise die Förderung oder bewusste Bevorzugung bzw. Benachteiligung von Regionen oder Kundengruppen sowie nicht objektivierbare und nicht quantifizierbare Größen herangezogen⁵⁹⁶.

Es wird grundsätzlich die Preissystemunabhängigkeit der Transaktionskosten vorausgesetzt. Die Auswirkungen von Unterschieden der Transaktionskosten werden lediglich skizziert, vgl. Abschnitt 7.2.1.3 und Abschnitt 7.2.2.1.

⁵⁹⁵ vgl. Abschnitt 7.3

⁵⁹⁶ s. Abschnitt 7.3

7.2.1 Allgemeine Erlösgleichheit

Unter der allgemeinen Erlösgleichheit der Preissysteme werde die nicht durch bestimmte Eigenschaften des Netzes oder der Nachfrage beeinflusste Erlösgleichheit zweier Preissysteme verstanden.

7.2.1.1 Erlösgleichheit des entfernungsunabhängigen und entfernungsabhängigen Preissystems

Entsprechend dem einleitend Gesagten werden das entfernungsabhängige und das entfernungsunabhängige Preissystem als erlösgleich angesehen, wenn die Preise a^e für das entfernungsabhängige Preissystem und a^u für das entfernungsunabhängige Preissystem so gewählt werden können, dass die Summen der bei Anwendung dieser Preissysteme erzielten Erlöse (über die Gesamtheit der im Netz abzuschließenden Transportverträge) identisch sind. Dann gilt⁵⁹⁷:

$$T^u - T^e = \sum_{i=1}^n T_i^u - \sum_{j=1}^m T_j^e = 0$$

und daher

$$a^u * \sum_{i=1}^n \left\{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b) \right\} - a^e * \sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1j}^e(t_j^p) * f_{2j}^e(t_j^r) * f_{3j}^e(t_j^b) \right\} = 0$$

hieraus folgt:

$$a^e = \frac{a^u * \sum_{i=1}^n \left\{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^{u-p}) * f_{2i}^u(t_i^{u-r}) * f_{3i}^u(t_i^{u-b}) \right\}}{\sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1j}^e(t_j^{e-p}) * f_{2j}^e(t_j^{e-r}) * f_{3j}^e(t_j^{e-b}) \right\}}$$

a^e kann somit als Funktion von a^u ausgedrückt werden. Das bedeutet, dass zu jedem entfernungsunabhängigen Preis ein identische Gesamterlöse für den Transporteur erzeugender entfernungsabhängiger Preis gefunden werden kann. Die Umkehrung gilt ebenfalls. Trivialerweise ergibt sich:

⁵⁹⁷ mit den in Abschnitt 5.2 definierten Symbolen; da aber die Anzahlen der bei Anwendung eines Preissystems abgeschlossenen Verträge nicht notwendigerweise identisch sein müssen, können die Indizes nicht, wie in Abschnitt 5.2 gleich bezeichnet werden.

Wie bereits in der Einleitung zu diesem Abschnitt erwähnt ist es erforderlich die Kapazität konsistent entweder als angebotene Kapazität κ^{Angebot} oder als nachgefragte Kapazität $\kappa^{\text{Nachfrage}}$ zu definieren.

$$a^u = \frac{a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b) \}}{\sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b) \}}$$

Bei Kenntnis der die Erlöse bestimmenden Variablen beider Preissysteme (des entfernungsabhängigen und des entfernungsunabhängigen) sowie eines Preises kann somit stets der Preis des jeweils anderen Preissystems in ein-eindeutiger Weise bestimmt werden. Die Summen der Erlöse, berechnet unter Zugrundelegung der so bestimmten Preise, sind identisch.

Dieses gilt selbstverständlich nicht für einzelne Verträge. M. a. W. aus

$$T^u - T^e = \sum_{i=1}^n T_i^u - \sum_{j=1}^m T_j^e = 0$$

folgt nicht $T_i^u - T_j^e = 0$.

Die Entfernung, ab welcher der einzelne Transportkunde das entfernungsunabhängige Preissystem dem entfernungsabhängigen vorziehen wird, werde in der Folge als ‚Grenzentfernung‘ bezeichnet. Sie ist gleichzeitig diejenige Entfernung, bei welcher die Transportentgelte beider Preissysteme identisch sind.

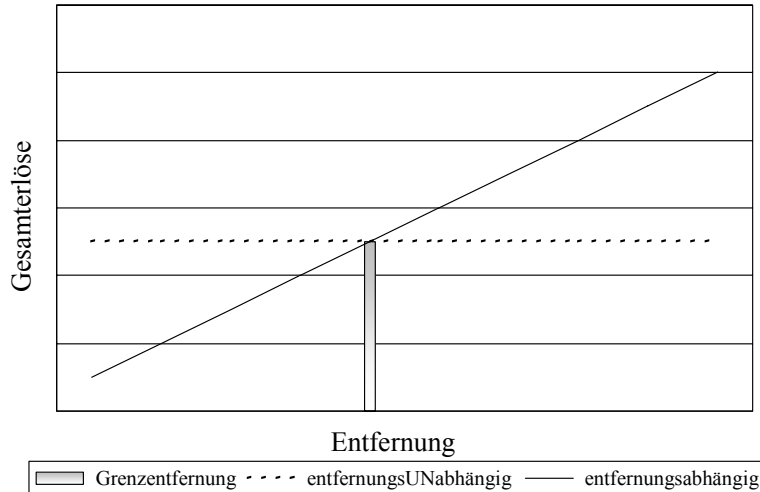


Abbildung 7.1 Schematische Darstellung der Gesamterlöse in Abhängigkeit der Transportentfernung für das entfernungsabhängige und das entfernungsunabhängige Preissystem und der Grenzentfernung

Unter den o. g. vereinfachenden Annahmen sowie:

$$\begin{aligned}\kappa_i^e &= \kappa_i^u = \kappa_i \\ m &= n\end{aligned}$$

$$\forall i = j \in \mathbb{N}$$

ergibt sich die Grenzentfernung zu:

$$a^u * \left\{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^r) * f_{3i}^u(t_i^b) \right\} = a^e * \left\{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^r) * f_{3i}^e(t_i^b) \right\}$$

$$a^u = a^e * d_j^e$$

$$\frac{a^u}{a^e} = d_j^e = d_{\text{Grenz}}$$

$$\frac{a^e * \sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j * d_j^e \right\}}{\sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j \right\}} = d_{\text{Grenz}}$$

$$\frac{\sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j * d_j^e \right\}}{\sum_{j=1}^m \left\{ \kappa_j \right\}} = d_{\text{Grenz}}$$

Die Grenzentfernung entspricht dem Verhältnis der entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preise, bzw. unter Berücksichtigung des oben genannten, dem kapazitätsgewichteten Mittelwert der Entfernungen im Netz. Im Regelfall wird sie nicht mit dem Mittelwert der Entfernungen im Netz übereinstimmen.

7.2.1.2 Erlösgleichheit und Vergleich des Entry-Exit- und des entfernungsabhängigen Preissystems

7.2.1.2.1 Ableitung entfernungsabhängiger Preise von Entry-Exit-Preisen

Auch hier kann gezeigt werden, dass, unter den genannten Voraussetzungen die von dem Transporteur zu erzielenden Erlöse bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems jenen des entfernungsabhängigen Preissystems entsprechen können.

Wenn die Gesamterlöse bei Anwendung eines entfernungsabhängigen und eines Entry-Exit-Preissystems identisch sein sollen gilt (unter Berücksichtigung der vereinfachenden Annahmen bzgl. Reservierungszeitraum, Reservierungszeitpunkt, Vertragsdauer und Vertragsbeginn):

$$T^e - T^{ee} = \sum_{j=1}^{n^e} T_j^e - \sum_{i=1}^n T_i^{ee} = 0$$

$$= a^e * \sum_{j=1}^{n^e} \{ \kappa_j^e * d_j^e \} - \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right] = 0$$

und somit

$$a^e = \frac{\sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right]}{\sum_{j=1}^{n^e} \{ \kappa_j^e * d_j^e \}}$$

Zu jedem Entry-Exit-Preissystem kann ein erlösgleiches entfernungsabhängiges gefunden; a^e kann als Funktion der a^{entry}_j und a^{exit}_k ausgedrückt werden.

Die Umkehrung ist allerdings nicht eindeutig lösbar. Bei gegebenem entfernungsabhängigen Preissystem existiert keine eindeutige Lösung für a^{entry}_j und a^{exit}_k , denn das Gleichungssystem bleibt in diesem Fall unterbestimmt⁵⁹⁸.

7.2.1.2.2 Entfernungsabhängigkeit ausgewählter Entry-Exit-Preissysteme

Weder im Preissystem der holländischen Gasunie⁵⁹⁹ noch in dem der Gaz de France Transport in Frankreich⁶⁰⁰ noch in jenem der Snam Rete Gas in Italien⁶⁰¹ kann eine eindeutige Entfernungsabhängigkeit festgestellt werden. In Großbritannien allerdings „... ist der ... Punkttarif Ergebnis einer komplexen mathematischen Approximation abgeleitet aus einer Matrix, die im Rechenverfahren eindeutig die Entfernungskomponente berücksichtigt“⁶⁰² und stellt somit ein quasi entfernungsabhängiges Entry-Exit-Preissystem dar.

Entry-Exit-Preissysteme werden oft eingesetzt um gezielte, zumeist regionale, Anreize für die Nachfrager zu schaffen⁶⁰³. Dies kann verdeutlicht werden, indem man die Summen der Entry- und Exit-Preise für alle (oder ausgewählte) möglichen Kombinationen der Übernahme- und

⁵⁹⁸ vgl. hierzu auch die Sonderfälle in Abschnitt 7.2.2.2.3 sowie die in Abschnitt 7.3.2.3 beschriebenen Konsequenzen

⁵⁹⁹ vgl. Abbildung 7.2

⁶⁰⁰ vgl. Abbildung 7.3. In Frankreich wird seit 2003 ein Zonensystem angewandt. Dieses kann entweder als Entry-Exit- oder aber als stark gerastertes entfernungsabhängiges Preissystem interpretiert werden.

⁶⁰¹ vgl. Abbildung 10.6 in Anhang 3

⁶⁰² Ströbele (2000), S. 16; vgl. a. Ströbele (2000), S. 36f

⁶⁰³ vgl. hierzu Abschnitt 7.3

Übergabestationen⁶⁰⁴ eines Netzes in Abhängigkeit der Entfernungen zwischen diesen Punkten aufträgt⁶⁰⁵.

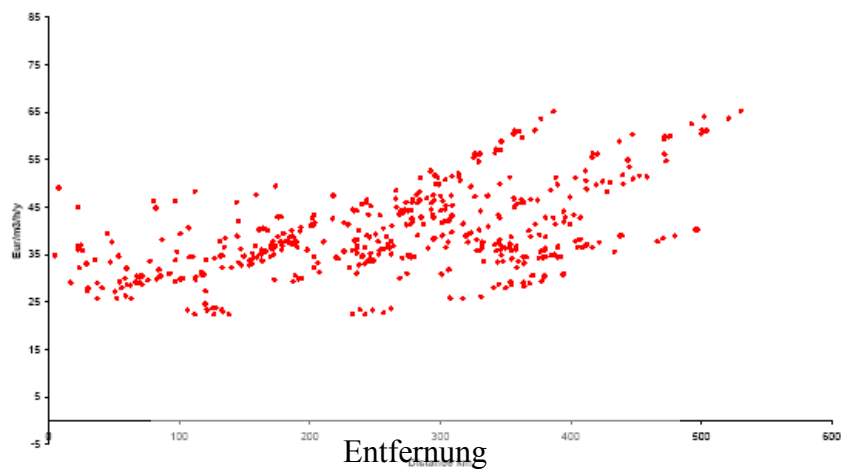


Abbildung 7.2 Preise für den Erdgastransport in den Niederlanden in Abhängigkeit der Entfernung⁶⁰⁶

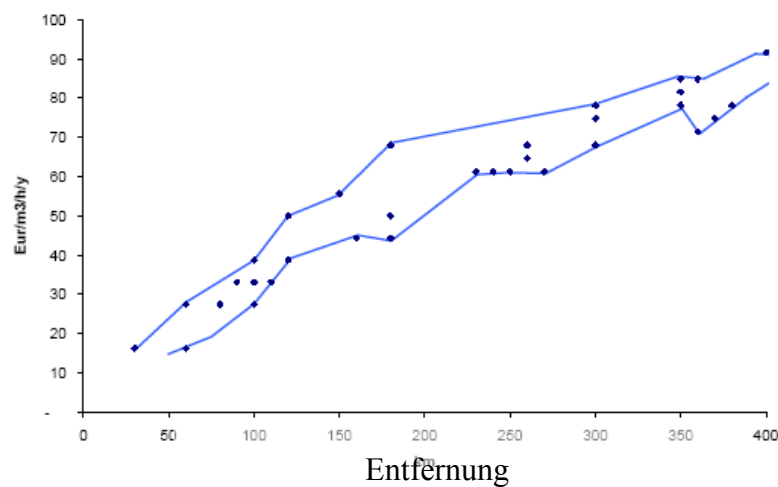


Abbildung 7.3 Preise für den Erdgastransport in Frankreich in Abhängigkeit der Entfernung⁶⁰⁷

⁶⁰⁴ entspricht den Ein- und Ausspeisepunkten

⁶⁰⁵ sog. ‚Scattergramme‘

⁶⁰⁶ Gastransport Services (2004), S. 26

In den Niederlanden werden separate Netze betrieben: das Netz zum Transport niederkalorischen Erdgases aus dem Groningen Feld (G-Gas) das zweite Netz zum Transport niederkalorischen Erdgases (L-Gas) sowie das Netz zum Transport hochkalorischen Erdgases. In der Abbildung sind sämtliche Übergabestationen, aber keine Kosten für die Konversion der verschiedenen Erdgasqualitäten berücksichtigt.

7.2.1.3 Konsequenzen

Wenn, wie soeben gezeigt, die Preissysteme unter den genannten Voraussetzungen erlös-gleich sind, so müsste die zusätzliche Berücksichtigung der Transaktionskosten mit den eingangs dargestellten Verhältnissen: $K^{Tu} < K^{Te} < K^{Tee}$ dazu führen, dass das entfernungs-unabhängige Preissystem stets den anderen beiden Preissystemen vorzuziehen wäre, da dieses die höchsten Gesamterlöse für den Transporteur erbrächte. Dass dies nicht der Fall ist, kann wie folgt begründet werden:

- Die Annahme der preis(system)unabhängigen Nachfrage ist nicht immer zutreffend oder wird von den das Preissystem wählenden Transporteuren nicht getroffen. Daher wird auch die Erlösgleichheit der Preissysteme nicht angenommen. Andere Aspekte beeinflussen die Wahl des Preissystems.
- Durch entfernungsunabhängige Preissysteme werden keine Anreize zur effizienten Netz-nutzung geschaffen⁶⁰⁸.
- Die Transaktionskosten können im Vergleich zu den Gesamterlösen vernachlässigbar sein, so dass die geringfügige Veränderung bzw. Verringerung der Gesamterlöse bei Wahl des ‚sub-optimalen‘ Preissystems zu Gunsten der Erreichung anderer Ziele akzeptiert wird.

7.2.2 Erlösgleichheit aufgrund der Netzstruktur

Im Vorhergehenden konnte gezeigt werden, dass die Preissysteme bei Unabhängigkeit der Nachfrage von der Preisstruktur erlös-gleich gestaltet werden können. Darüber hinaus können in bestimmten Fällen einzelne Nachfrage- bzw. Netzparameter die Erlösgleichheit sowie die Auszeichnung bestimmter Preissysteme bedingen⁶⁰⁹.

7.2.2.1 Allgemeine Beschreibung der Erlösgleichheit aufgrund der Entfernungen im Netz

Als Ausgangspunkt der Überlegungen diene, dass die Entfernung zwischen den Übernahme- und Übergabestationen sowie die Anzahl der Übernahme- und Übergabestationen im Netz die einzigen für die Wahl eines Preissystems relevanten Variablen sind. Denn andere zur Be-schreibung der Unterschiede von Netzen heranzuziehenden Parameter, wie z. B. der Ver-maschungsgrad oder die Anzahl der Knoten und Kanten, sind nicht gleichzeitig auch Variab-len eines der drei hier verglichenen Preissysteme⁶¹⁰. Relevant ist dabei aber nicht die Gesamt-

⁶⁰⁷ PA Consulting (2002), S. 9

⁶⁰⁸ vgl. Abschnitt 7.3.2.1 und Abschnitt 6.2

⁶⁰⁹ s. hierzu auch Abschnitt 6 und Abschnitt 7.3

⁶¹⁰ Vorerst wird die Untersuchung auf das entfernungsabhängige und das entfernungsunabhängige Preissystem beschränkt. Wie auch in Abschnitt 7.2.1, müssen hier Angebot und Nachfrage nicht notwendigerweise über-

→

heit der aufgrund der Netzgeometrie möglichen, sondern lediglich die nachgefragten, bzw. vertraglich vereinbarten Entfernungen. Nur diese werden bei der Berechnung der Gesamterlöse des Transporteurs berücksichtigt⁶¹¹.

Die Quantifizierung kann mit Hilfe der Untersuchung der Häufigkeitsverteilung der vertraglichen Entfernungen zwischen den Übergabe- und Übernahmestationen in dem zu betrachtenden Netz erfolgen.

Wie jede Häufigkeitsverteilung kann diese u. a. durch die Parameter Mittelwert und Standardabweichung beschrieben werden. Die Standardabweichung σ ist in dem Intervall $[0, \infty)$ definiert. Es gilt:

$$\sigma = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (d_i^e - \mu)^2,$$

mit

d_i^e : Entfernung zwischen der i-ten Übernahme- und Übergabestation des Netzes⁶¹²,

μ : Mittelwert der Entfernungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen und

$i=1, \dots, n$: Anzahl der Übernahme- und Übergabestationen im Netz; $i, n \in \mathbb{N}$.

$\sigma = 0$ bedeutet somit die Identität aller d_i^e mit dem Mittelwert μ ⁶¹³. Die Häufigkeitsverteilung besteht ausschließlich aus diesem Wert. Ist im Gegensatz hierzu $\sigma = \infty$, so ist die ‚größtmögliche Unterschiedlichkeit‘ der Werte d_i^e erreicht.

Wenn nun $\sigma=0$, so folgt hieraus, dass $d_i^e = d^e = \text{konstant} = \mu, \forall i$ ist. In diesem Fall kann die gemäß den Annahmen in Abschnitt 7.1 vereinfachte Gleichung der Gesamterlöse für das entfernungsabhängige Preissystem

$$T^e = a^e * \sum_{i=1}^n \{ \kappa_i * d_i^e \},$$

weiter vereinfacht werden zu:

$$T^e = a^e * d^e * \sum_{i=1}^n \kappa_i$$

einstimmen. Vielmehr ist lediglich die Kapazität konsistent entweder über das Angebot oder die Nachfrage zu definieren.

⁶¹¹ Selbstverständlich besteht eine Abhängigkeit zwischen der Netzstruktur und den nachgefragten Entfernungen. Denn letztere können nur eine Teilmenge der aufgrund der Netzstruktur vorgegebenen Gesamtheit der möglichen Entfernungen sein.

⁶¹² zur Festlegung s. Abschnitt 5.1.4.1

⁶¹³ Die grafische Darstellung der Verteilung der Häufigkeit bzw. die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion gleicht einem ‚Nadelimpuls‘ am Mittelwert.

so dass ohne Beschränkung der Allgemeinheit

$$a = a^e * d^e = a^u$$

gesetzt werden kann⁶¹⁴ und man

$$T^e = a * \sum_{i=1}^n \kappa_i = T^u = T$$

erhält. Auch die Transportentgelte sind dann gleich: $T_i^e = a^e * d_i^e * \kappa_i = a * \kappa_i = T_i^u = T_i$.

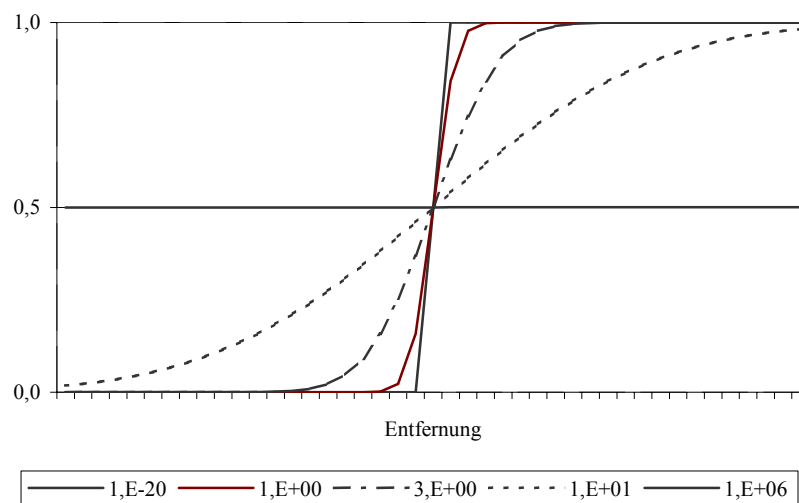


Abbildung 7.4 Schematische Darstellung einer Wahrscheinlichkeitsfunktion (integrierte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion) der Entfernung zwischen Übernahme- und Übergabestation (Parameter: Standardabweichung)

Das bedeutet, dass die Erlösgleichheit des entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preissystems direkt hergeleitet werden kann, sofern es keine Unterschiede der nachgefragten bzw. vertraglichen Transportentfernungen in einem Netz gibt. M. a. W. sind für die Wahl der Struktur des Preissystems durch den Transporteur nicht die Entfernung selbst, sondern die Unterschiede der Entfernungen im Netz entscheidend.

Unter den hier gültigen Voraussetzungen wird der Transporteur das entfernungsunabhängige Preissystem bevorzugen, da die Gesamterlöse bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems um die erhöhten Transaktionskosten reduziert werden würden. Denn die Transaktionskosten sind gemäß Annahme bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems kleiner als bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems. Bezeichne $K^T = K^{Te} - K^{Tu}$ die Differenz der Transaktionskosten, so ist in obiger Gleichung diese Diffe-

⁶¹⁴ Man beachte, dass a^e und a bzw. a^u verschiedene Einheiten haben. Vgl. hierzu Abschnitte 5.2.1 und 5.2.2.

renz von dem Gesamterlös bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems zu subtrahieren:

$$T^e - K^T = T^u = T$$

Die noch in Abschnitt 7.2.1.3 genannten Konsequenzen sind unter diesen einschränkenden Voraussetzungen nicht gültig.

Gleichzeitig werden dann darüber hinaus auch die folgenden Ziele erfüllt:

- Es erfolgt keine Quersubventionierung, da alle Transportkunden ein (unter den Annahmen: ausschließlich) kapazitätsabhängiges Entgelt zahlen.
- Die kostenreflektierende Preisstellung wird insofern auch bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems erreicht, als die entfernungsabhängigen Kosten für sämtliche der nachgefragten Strecken identisch sind und daher auch bei Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems abgebildet werden⁶¹⁵.
- Die Einfachheit des Preissystems ist durch die Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems gewährleistet.

Da in stark vermaschten Netzen, wie jenen der lokalen Verteilerunternehmen, die nachgefragten bzw. vertraglichen Entfernungen in der Regel nicht stark voneinander abweichen, kann die hier beschriebene Erlösgleichheit aufgrund der Entfernungen im Netz bei gleichzeitiger Berücksichtigung der o. g. Ziele als Begründung für die Wahl entfernungsunabhängiger Preissysteme angesehen werden⁶¹⁶.

7.2.2.2 Beispiele zur Erlösgleichheit der Preissysteme aufgrund der Netzstruktur

7.2.2.2.1 Streckenförmiges ‚Netz‘

Die einfachste Form eines ‚Netzes‘ ist die zwei Stationen verbindende Leitung. Die Kapazitätsreservierung sei nur zwischen diesen beiden Stationen möglich, d. h. Übernahmen oder Übergaben dazwischen seien nicht zulässig⁶¹⁷.

⁶¹⁵ zur generellen Einschränkung der Abbildung der Kostenfunktion durch lineare Preissysteme s. Abschnitt 7.3.2.4

⁶¹⁶ vgl. a. VV-Erdgas (2000) und VV-Erdgas (2002). Hingegen ergeben sich für Transporte in verästelten, baumartigen Netzen, ähnlich denen der importierenden Ferngasgesellschaften, grundsätzlich große Abweichungen der Entfernungen zwischen einzelnen Übernahme- und Übergabestationen, so dass dort die z. B. in Abschnitt 6.2 und Abschnitt 7.3 und hier vor allem Abschnitt 7.3.2.1 geschilderten Nachteile entfernungsunabhängiger Preissysteme überwiegen.

⁶¹⁷ Auch diese einfachste Struktur kann als Modell existierender Netze dienen. Die ‚interstate lines‘ in Australien, welche jeweils ein Produktionsgebiet mit einem Verbrauchsgebiet verbinden, könnten hierdurch abgebildet werden; s. hierzu Cremer, Gasmi, Laffont (2003), S. 24.

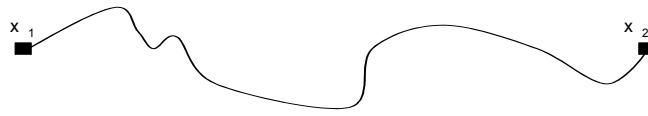


Abbildung 7.5 Skizze einer Leitungsverbindung zwischen Übernahme- (x_1) und Übergabestation (x_2)

In diesem ‚Netz‘ gibt es nur eine Übernahme- und eine Übergabestation, so dass die der Berechnung der Erlöse zugrundegelegte Entfernung, d^e , für alle Verträge identisch ist. Hieraus folgt die beschriebene Identität zwischen entfernungsabhängigem und entfernungsunabhängigem Preissystem⁶¹⁸. Es existiert kein relevantes Unterscheidungsmerkmal, welches die Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems rechtfertigen könnte. Die Variable ‚Entfernung‘ ist ohne Zusatznutzen.

Für dieses einfache Netz kann darüber hinaus auch die Identität zwischen Entry-Exit-Preissystem und entfernungsunabhängigem Preissystem gezeigt werden⁶¹⁹. Die Gesamterlöse des Transporteurs bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems unter Beachtung der vereinfachenden Annahmen⁶²⁰ sind:

$$\begin{aligned} T^{ee} &= \sum_{i=1}^n T_i^{ee} \\ &= \sum_{i=1}^n \left[\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right] \end{aligned}$$

Jeweils nur eine Übernahme- und eine Übergabestation, bedeutet hier:

$$j_i^{\text{entry}} = k_i^{\text{exit}} = m_i^{\text{entry}} = m_i^{\text{exit}} = 1 \quad \forall i \in \mathbb{N}.$$

Zudem wird die Randbedingung gemäß Abschnitt 5.2.3 erfüllt:

$$\sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} \kappa_j^{\text{entry}} = \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} \kappa_k^{\text{exit}} = \kappa_{jk}^i,$$

wobei hier mit $j = k = 1$ $\kappa_{jk}^i = \kappa_i$ gesetzt werden kann.

⁶¹⁸ Vgl. Abschnitt 7.2.2.1

⁶¹⁹ unter der Annahme, dass auch hier zunächst die Transaktionskosten vernachlässigbar sind

⁶²⁰ s. Abschnitt 7.1

Somit vereinfacht sich die Gleichung für die Gesamterlöse bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems zu:

$$\begin{aligned}
 T^{ee} &= \sum_{i=1}^n T_i^{ee} \\
 &= \sum_{i=1}^n \{a^{\text{entry}} * \kappa_i^{\text{entry}} + a^{\text{exit}} * \kappa_i^{\text{exit}}\} \\
 &= \sum_{i=1}^n \{[a^{\text{entry}} + a^{\text{exit}}] * \kappa_i\} \\
 &= [a^{\text{entry}} + a^{\text{exit}}] * \sum_{i=1}^n \{\kappa_i\}
 \end{aligned}$$

Wie auch das Produkt $a^e * d^e$ kann die Summe $a^{\text{entry}} + a^{\text{exit}}$ der Preise für die Kapazitätsreservierung an der Übernahme- und der Übergabestation, a^{entry} und a^{exit} , zusammengefasst werden:

$$a^{\text{entry}} + a^{\text{exit}} = a'$$

Somit ergibt sich auch für das Entry-Exit-Preissystem in dem hier gezeigten einfachen Beispiel die Form

$$T^{ee} = a' * \sum_{i=1}^n \kappa_i = T$$

wodurch zunächst nur die identische Struktur der Gesamterlösfunktionen gezeigt wird. Da a' beliebig gesetzt werden kann, folgt bei entsprechender Wahl allgemein für das streckenförmige ‚Netz‘

$$T^{ee} = T^e = T^u = T.$$

M. a. W. durch die hier gezeigte einfachste Netzgeometrie werden Randbedingungen vorgegeben, welche dazu führen, dass jedes der drei untersuchten Preissysteme in ein entfernungsunabhängiges Preissystem übergeführt wird. Dadurch, dass die Entfernung eine Konstante ist und es nur jeweils eine Übernahme- und eine Übergabestation gibt, können die Variablen eines Preissystems reduziert werden.

7.2.2.2.2 Äquidistantes sternförmiges Netz

Für ein äquidistantes sternförmiges Netz, wie bereits in Abbildung 5.7 dargestellt, ergeben sich nur geringe Unterschiede zu dem streckenförmigen ‚Netz‘. Die Entfernungen, d , zwischen den Endpunkten $x_i \forall i = 1, \dots, 10$ und dem zentralen Punkt x_{11} seien konstant. Unabhängig davon, ob es sich, wie in Abbildung 5.7, um fünf Übernahme- und fünf Übergabestationen handelt oder ob jede der Stationen als Übernahme- und/oder Übergabestation eingesetzt werden kann, solange genau zwei Teilstrecken zwischen Übernahme- und Übergabestation liegen, wird aufgrund obiger Festlegung die Entfernung zwischen diesen stets $2d = \text{konstant}$ sein.

Daher sind unter diesen Voraussetzungen die in Abschnitt 7.2.2.1 für den Vergleich zwischen entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preissystemen erläuterten Aussagen unverändert auch für das sternförmige Netz gültig.

Zwei geometrisch verschiedene Netzstrukturen, deren einzige gemeinsame Eigenschaft die Gleichheit der nachgefragten Entfernungen zwischen den möglichen Übernahme- und Übergabestationen ist, führen zu dem gleichen Ergebnis: der Überflüssigkeit der Unterscheidung zwischen einem entfernungsabhängigen und einem entfernungsunabhängigen Preissystem.

Einer näheren Untersuchung bedarf in diesem Fall die Anwendung des Entry-Exit-Preissystems. Nach der Definition des hier gewählten sternförmigen Netzes ist:

$$m_{\max}^{\text{entry}} = m_{\max}^{\text{exit}} = 5$$

Die Gesamterlösfunktion unter Berücksichtigung der gewählten vereinfachenden Annahmen ergab sich zu

$$T^{ee} = \sum_{i=1}^n T_i^{ee} = \sum_{i=1}^n \left\{ \sum_{j=j_i^{\text{entry}}}^{m_i^{\text{entry}}} a_j^{\text{entry}} * \kappa_{ji}^{\text{entry}} + \sum_{k=k_i^{\text{exit}}}^{m_i^{\text{exit}}} a_k^{\text{exit}} * \kappa_{ki}^{\text{exit}} \right\}$$

Eine weitere Vereinfachung ist lediglich aufgrund der Netzstruktur nicht mehr möglich. Denn prinzipiell lässt bereits dieses einfache sternförmige Netz die Anwendung eines mehr oder minder komplexen Entry-Exit-Preissystems zu. Nur unter den zusätzlichen vereinfachenden Annahmen, dass pro Vertrag nur eine Übernahme- und eine Übergabestation gewählt werden kann⁶²¹, d. h. $m_{\max}^{\text{entry}} = m_{\max}^{\text{exit}} = 1$ und die Preise an sämtlichen Übernahme- und Übergabestationen identisch sind, d. h. $a_j^{\text{entry}} = a^{\text{entry}}$ und $a_j^{\text{exit}} = a^{\text{exit}} \forall j = 1, \dots, 5$ gelangt man auch hier zu einer weiteren Vereinfachung und Identität mit den anderen Preissystemen.

7.2.2.2.3 Spezialfälle der Erlösgleichheit von Entry-Exit-Preissystemen

Nur in Ausnahmefällen – deren Betrachtung auf die nachstehenden Fälle beschränkt werde – können einzelne Parameter eines Entry-Exit-Preissystems von entfernungsabhängigen Preissystemen abgeleitet werden.

- Baumartiges Netz mit einer Übernahmestation⁶²²

Zur Näherung eines baumartigen Netzes, welches über nur eine Übernahmestation aufgespeist wird, sei angenommen, dass $a^{\text{entry}}_j = a^{\text{entry}}$, und die Transportkunden (pro Vertrag) nur eine Übergabestation (Ausspeisepunkt) wählen dürfen, d. h. $m^{\text{entry}} = m^{\text{exit}} = 1$ und ge-

⁶²¹ wodurch der Transportkunde aber keine faktischen Einschränkungen haben muss, denn für mehrere Übernahme- und Übergabestationen können dann auch mehrere Verträge abgeschlossen werden. Hierbei ist auch nicht erforderlich, dass $m^{\text{entry}} = m^{\text{exit}}$ gilt.

⁶²² vgl. hierzu auch Ströbele (2000), S. 35f

mäß Zusatzbedingung $\kappa_k^{\text{exit}} = \kappa_j^{\text{entry}} = \kappa$. Dann vereinfacht sich die Darstellung des Entry-Exit-Preissystems wie folgt⁶²³:

$$T^{\text{ee}} = \sum_{i=1}^n [a^{\text{entry}} * \kappa_i^{\text{entry}} + a_{ji}^{\text{exit}} * \kappa_i^{\text{exit}}] = a^{\text{entry}} * \sum_{i=1}^n [\kappa_i] + \sum_{i=1}^n [\kappa_i * a_{ji}^{\text{exit}}]$$

dies wäre erlösgleich mit dem entfernungsabhängigen Preissystem, wenn:

$$T^e - T^{\text{ee}} = a^e * \sum_{i=1}^{n^e} \{ \kappa_i^e * d_i^e \} - a^{\text{entry}} * \sum_{i=1}^n [\kappa_i] + \sum_{i=1}^n [\kappa_i * a_{ji}^{\text{exit}}] = 0$$

$$a^{\text{entry}} * \sum_{i=1}^n [\kappa_i] + \sum_{i=1}^n [\kappa_i * a_{ji}^{\text{exit}}] = a^e * \sum_{i=1}^{n^e} \{ \kappa_i^e * d_i^e \}$$

Allerdings kann auch diese Gleichung nur dann eindeutig gelöst werden, wenn entweder (n-1) Werte für a_{ji}^{exit} bestimmt sind oder aber für jeden einzelnen Vertrag gefordert wird, dass die Bedingung

$$a^{\text{entry}} * \kappa_i + \kappa_i * a_{ji}^{\text{exit}} = \kappa_i * (a^{\text{entry}} + a_{ji}^{\text{exit}}) = a^e * \kappa_i^e * d_i^e$$

d. h. (mit $\kappa_i = \kappa_i^e$)

$$a_{ji}^{\text{exit}} = a^e * d_i^e - a^{\text{entry}}$$

m. a. W. wenn die einzelnen Preise des Entry-Exit-Preissystems eindeutig entfernungsabhängig festgelegt werden; denn a^{entry} ist vorgegeben.

Der hier für baumartige Netze mit einer Übernahmestation gezeigte Fall ist auch für Netze mit einer Übernahmestation und hintereinander auf einer Leitung liegenden Übergabestationen sowie – approximativ – für Netze mit einer zweiten Übernahmestation entlang der Hauptleitung anwendbar⁶²⁴.

- Hochvermaschtes Netz

Wenn andererseits, wie näherungsweise in hochvermaschten Netzen der Fall, die Entfernungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen stets ungefähr identisch sind, kann das entfernungsabhängige in ein entfernungsunabhängiges Preissystem übergeführt werden⁶²⁵. Ein erlösgleiches Entry-Exit-Preissystem ist indessen nur herzuleiten, wenn zusätzlich angenommen wird, dass die Summe der Preise $a_{ki}^{\text{entry}} + a_{ji}^{\text{exit}} = \text{konstant} = a^{\text{ee}}$ und $\kappa_k^{\text{exit}} = \kappa_j^{\text{entry}} = \kappa$. Dann gilt:

⁶²³ durch den Index j werden die verschiedenen Übergabestationen (=Ausspeisepunkte) gekennzeichnet

⁶²⁴ So z. B. in UK wo zusätzlich zu der Übernahmestation St. Fergus im Norden unter anderem eine weitere im Süden bei Teeside existiert und die Übergabestationen in den Hauptabnahmebereichen in Zentralschottland, Liverpool, Birmingham, London und Bristol liegen.

⁶²⁵ vgl. hierzu Abschnitt 7.2.2.1

$$T^{ee} = \sum_{i=1}^n [a_{ki}^{\text{entry}} * \kappa_i^{\text{entry}} + a_{ji}^{\text{exit}} * \kappa_i^{\text{exit}}] = \sum_{i=1}^n [\kappa_i * (a_{ki}^{\text{entry}} + a_{ji}^{\text{exit}})] = a^{ee} * \sum_{i=1}^n [\kappa_i]$$

und die bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems erzielten Gesamterlöse entsprechen jenen bei Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems⁶²⁶.

7.2.2.3 Zusammenfassung

Sowohl für das streckenförmige als auch für ein äquidistantes sternförmiges Netz kann die Identität, d. h. Gleichheit der Gesamterlöse und der einzelnen Transportentgelte, des entfernungsabhängigen und des entfernungsunabhängigen Preissystems gezeigt und daher die Anwendung des letztgenannten vorgeschlagen werden. Hierzu führen nicht vorhandene oder nur geringe Unterschiede der Entfernungen zwischen den Übergabe- und Übernahmestationen im Netz. Im Umkehrschluss gilt aber auch, dass, sobald die nachgefragten bzw. vertraglichen Entfernungen zwischen den Übernahme- und Übergabestationen signifikante Unterschiede aufweisen, die Identität des entfernungsabhängigen und des entfernungsunabhängigen Preissystems nicht mehr allein über die Netzstruktur hergeleitet werden kann. Da für das sternförmige Netz die einschränkende Bedingung jeweils nur einer Übernahme- und Übergabestation nicht erfüllt ist, kann hier die Identität des Entry-Exit-Preissystems mit dem entfernungsunabhängigen Preissystem nicht hergeleitet werden.

Lage und Anordnung der Stationen und Strecken sind irrelevant. M. a. W. ist es unerheblich, wie die Strecken zwischen den Übernahme- und Übergabestationen zueinander gelegen sind, sie müssen lediglich unterschiedliche Längen aufweisen. Man hätte beispielsweise ein identisches Ergebnis erhalten, wenn zwei Übernahme- und Übergabestationen vertauscht worden wären. Denn es sind lediglich Skalare wie die Entfernung und die Anzahl der Übernahme- und Übergabestationen, welche in die Gleichungen der Preissysteme eingehen. Gemäß den Annahmen sind weder die Ortsvektoren der Übernahme- und Übergabestationen noch die die Lastflüsse beschreibenden Vektoren Variablen der Preissysteme.

7.2.3 Angebotsorientierte Preisfestsetzung

Unter der angebotsorientierten Preisfestsetzung werde verstanden, dass, falls Angebot und Nachfrage nicht identisch sind, die Festsetzung der Preise der einzelnen Preissysteme über die Erlösgleichheitsrelationen unter Zugrundelegung der angebotenen, d. h. der maximal verfügbaren Kapazität erfolge. Diese Annahme unterscheidet sich von der im Abschnitt 7.2 getroffenen, wonach die Festsetzung der Preise entweder über die angebotene oder die nachgefragte Kapazität, aber stets konsistent erfolgt. Auch hier sei die Nachfrage geringer als das Angebot.

⁶²⁶ vgl. a. Abschnitt 7.2.2.2.2

Ausgehend von der Gleichung für die Gesamterlöse bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems

$$T^e = a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^f) * f_{3i}^e(t_i^b) \}$$

bedeutet die Annahme, dass

$$\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{e\text{Angebot}} \} > \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{e\text{Nachfrage}} \}$$

und gleichzeitig, da die Nachfrage an keinem Punkt das Angebot überschreiten soll,

$$\kappa_j^{e\text{Angebot}} \geq \kappa_j^{e\text{Nachfrage}}, \text{ für alle } j.$$

Wenn der entfernungsunabhängige Preis über die Erlösleichheitsrelation gemäß Abschnitt 7.2.1 berechnet wird, d. h.

$$a^u = \frac{a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^e * d_j^e * t_j^e * f_{1i}^e(t_i^p) * f_{2i}^e(t_i^f) * f_{3i}^e(t_i^b) \}}{\sum_{i=1}^n \{ \kappa_i^u * t_i^u * f_{1i}^u(t_i^p) * f_{2i}^u(t_i^f) * f_{3i}^u(t_i^b) \}},$$

gleichzeitig auch hier einerseits die vereinfachenden Annahmen gemäß Abschnitt 7.1 und die Preissystemunabhängigkeit der Nachfrage (und auch des Angebotes), d. h. die Gleichheit der bei Anwendung eines entfernungsabhängigen und eines entfernungsunabhängigen Preissystems nachgefragten und angebotenen Kapazitäten: $\kappa_i^e = \kappa_i^u = \kappa_i$ getroffen werden und berücksichtigt wird, dass diese Erlösleichheitsrelationen unter Zugrundelegung der angebotenen Kapazität erhalten werden, so dass

$$a^u = \frac{a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}},$$

dann gilt für die sich aufgrund der Nachfrage ergebenden Gesamterlöse bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems:

$$T^u = a^u * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \} = \frac{a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}} * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \}$$

da aber gemäß Annahme

$$1 > \frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}}$$

ist $T^u = T^e$, d. h. die bei Anwendung des entfernungsabhängigen und des entfernungsunabhängigen Preissystems zu erzielenden Erlöse sind identisch:

$$T^u = a^u * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \} = \frac{a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}} * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \} = T^e = a^e * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} * d_j^e \}$$

wenn

$$\frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}} * \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \} = \sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} * d_j^e \}$$

oder

$$\frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}} = \frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}},$$

wenn also das Verhältnis der nachgefragten zu den angebotenen Summen der Produkte der Kapazitäten und der Entfernungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen dem Verhältnis der nachgefragten und angebotenen Summen der Kapazitäten entspricht.

Dementsprechend ist $T^u > T^e$ wenn

$$\frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} \}} > \frac{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Nachfrage}} * d_j^e \}}{\sum_{j=1}^m \{ \kappa_j^{\text{Angebot}} * d_j^e \}},$$

d. h. wenn das Verhältnis der nachgefragten und angebotenen Summen der Kapazitäten nicht über die Entfernungen der jeweiligen Übernahme- und Übergabestationen ‚kompensiert‘ werden kann. M. a. W. (und vereinfachend), wenn sich die Nachfrage auf Transporte zwischen Übernahme- und Übergabestationen konzentriert oder gar beschränkt, deren Entfernung geringer als die über die Angebote berechnete Grenzentfernung ist, übersteigen die Erlöse bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems diejenigen des entfernungsabhängigen Preissystems. Die Umkehrung, d. h. $T^u < T^e$, ergibt sich analog.

Unter den gegebenen Voraussetzungen:

- die Nachfrage unterschreitet das Angebot,
- die Nachfrage ist preissystemunabhängig und
- die Preise der untersuchten Preissysteme genügen den angebotsorientiert ermittelten Erlösgleichheitsrelationen,

ist es nicht die Netzstruktur, sondern die ‚Kombination‘ der Variablen des Preissystems, hier der nachgefragten Kapazität und der Entfernung, welche die Vorteilhaftigkeit der Preissysteme bestimmt. Diese Vorteilhaftigkeit bemisst sich über die Summe der Erlöse des Transporteurs bei Vergleich des entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preissystems.

Eine analoge Betrachtung für Entry-Exit-Preissysteme führt aufgrund der Vielzahl der Freiheitsgrade zu keinem eindeutigen Ergebnis.

7.3 Anreizwirkungen für Nachfrager bei Anwendung verschiedener Preissysteme

Während sich die Ausführungen des vorhergehenden Abschnittes 7.2 auf die Möglichkeiten zur erlösgleichen Gestaltung verschiedener Preissysteme konzentrierten, sollen im Folgenden die von den drei Preissystemen ausgehenden Anreize bezüglich der Nachfragesteuerung und Ressourcenallokation untersucht werden. Hierbei wird weitgehend auf die Wiederholung der bereits beschriebenen, von einigen Variablen ausgehenden Anreize für Nachfrager⁶²⁷ verzichtet. Auch allgemeingültige Anreizwirkungen⁶²⁸ sowie die im Zusammenhang mit der Beschreibung der Kriterien und Argumente zur Wahl von Preissystemen beschriebenen Anreize⁶²⁹ werden nicht erneut diskutiert.

7.3.1 Modell und Annahmen

In Ergänzung der Annahmen gemäß Abschnitt 7.1 werden folgende getroffen:

- Der Transportkunde werde im Folgenden allgemeiner auch als Nachfrager bezeichnet. Als solcher fragt er nicht nur Transportkapazität, sondern auch die sonstigen im Folgenden aufgeführten Leistungen nach.
- Zwar werden rationale Nachfrager unter traditionellen Annahmen danach trachten die Nettokonsumentenrente zu maximieren⁶³⁰, die Untersuchung soll aber unter der Annahme

⁶²⁷ vgl. Abschnitt 5.1 und dort insbesondere Abschnitte 5.1.3.3, 5.1.3.4, 5.1.4.2, 5.1.4.4, 5.1.5

⁶²⁸ vgl. z. B. Füg (1999), Werbeck (1995), Wild (2001)

⁶²⁹ vgl. Abschnitt 6

⁶³⁰ vgl. Borrmann, Finsinger (1999), S. 16ff, S. 213

vorgegebener Zahlungsbereitschaft der Nachfrager auf deren Kostenminimierung beschränkt werden.

- Sämtliche Parameter seien zeitlich konstant. Dies entspricht im Hinblick auf die Preissysteme für den Erdgastransport der hierfür aufgestellten Forderung nach Stabilität, bildet aber vor allem die realen Erdgaspreise nur unzureichend ab⁶³¹. Veränderungen der relativen Preise an den Übernahmestationen würden unausweichlich zu anderen Anreizen für Nachfrager führen. Sie stellen das wesentliche Risikoelement im Zusammenhang mit der kurzfristig nicht umkehrbaren Standortwahl dar.
- Der Energiebedarf der Nachfrager sei zwar vorgegeben, Substitutionen jedoch grundsätzlich möglich.

Dann ist die Nachfragefunktion (der Kapazität) preiselastisch. Die Substitution bezieht sich entweder auf

- das Erdgas selbst, d. h. Substitution durch andere Energieträger oder
- die Transportkapazität
 - bei Bezug von Erdgas über andere Übernahmestationen und somit Wahl alternativer Transportwege oder
 - bei Einsatz alternativer Strukturierungs- bzw. Speichermöglichkeiten.
- Imponderabilien der Standortwahl werden vernachlässigt⁶³².

Für die Nachfrager stellt das an den Transporteur zu zahlende (Transport-) Entgelt die Transportkosten⁶³³ und diese einen, mitunter geringen, Anteil der insgesamt relevanten Kosten dar⁶³⁴ (s. u.). Bereits der Vergleich der Grenzübergangspreise für Deutschland (s. Abbildung 7.6), welche allerdings nicht mehr als eine grobe Orientierung für die Größenordnung der jeweiligen Bezugspreise an den Grenzübernahmestationen sind, mit den veröffentlichten Preisen für den Erdgastransport zeigt, dass letztere mit Werten zwischen 0,1 ct/kWh und

⁶³¹ Erdgaspreise an internationalen Übernahmestationen sind im Allgemeinen zeitlich veränderlich (s. a. Fußnote 111). Für die folgenden Betrachtungen ist aber nicht die absolute Höhe, sondern nur der relative Vergleich der Preise relevant. Das bedeutet, dass die Einschränkung auf die Annahme der Konstanz der Relation zwischen den Erdgaspreisen an verschiedenen Punkten reduziert werden kann.

⁶³² s. hierzu z. B. Hansmann (1974), S. 137ff

⁶³³ s. a. Fußnote 430

⁶³⁴ Eingangs wurde der markt- und preisbestimmende Einfluss der Erdgastransportkosten betont (s. hierzu Fußnote 22 in Abschnitt 1). Die Aussagen stehen nicht im Widerspruch zueinander. Denn gemäß den in diesem Abschnitt getroffenen Annahmen sind sämtliche Transportkosten bis zur Grenzübergabestation im Erdgaspreis enthalten, dem Nachfrager nicht explizit ausgewiesen und daher irrelevant für dessen Entscheidungen. Unter den in dieser Arbeit zugrunde gelegten Randbedingungen werden die Nachfrager Entgelte lediglich für nationale und lokale Transporte entrichten. Sie stellen dann nur noch einen geringeren Anteil der insgesamt relevanten Kosten der Nachfrager dar.

0,35 ct/kWh⁶³⁵ bei ungefähr 10% bis 30% des veröffentlichten Grenzübergangspreises liegen (s. hierzu auch Abbildung 7.7)⁶³⁶.

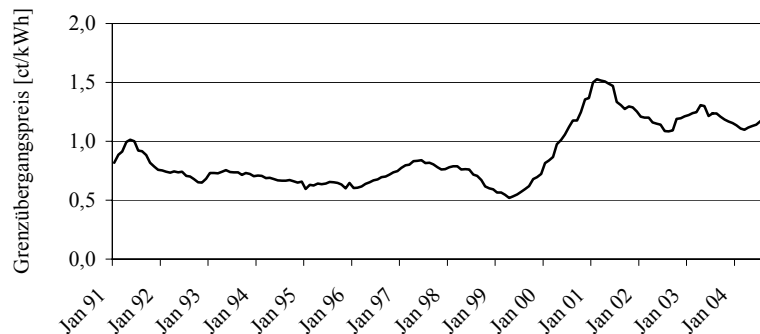


Abbildung 7.6 Grenzübergangspreise für Deutschland im Zeitraum 1991 bis 2004⁶³⁷

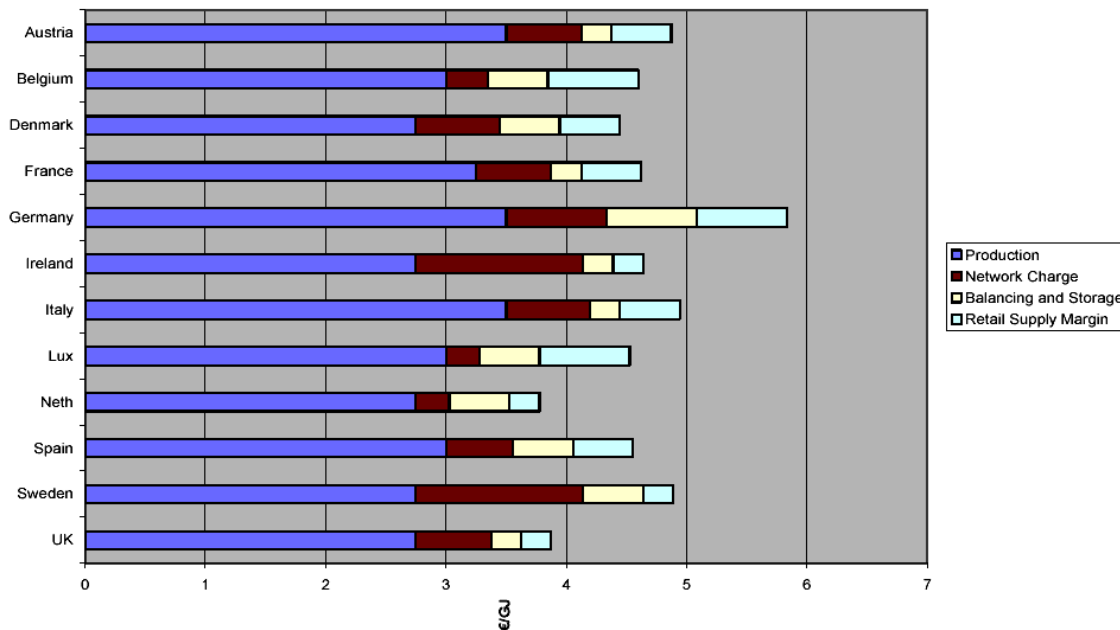


Abbildung 7.7 Bestandteile der Kosten für Erdgas in verschiedenen europäischen Staaten für einen Beispielkunden mit 25 Mio. m³/a Erdgasverbrauch⁶³⁸

⁶³⁵ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004), S. 35. Die in dieser Arbeit grundsätzlich verwendeten Kapazitätseinheiten wurden hier zur Erleichterung der Vergleichbarkeit mit Erdgaspreisen unter der Annahme einer bandförmigen Lieferung in sog. Arbeitspreise umgerechnet.

⁶³⁶ Nach Füg (1999), S. 232f, beträgt der Anteil der überregionalen Transportkosten nur 10%, der Anteil der gesamten, d. h. regionalen und überregionalen Transportkosten und der Speicherkosten 20% des Erdgasbezugspreises.

⁶³⁷ nach: BMWA (2004)

Daher kann nicht davon ausgegangen werden, dass Anreize für Nachfrager isoliert von dem angewandten Preissystem für den Erdgastransport abgeleitet werden können. Sie werden in der Regel durch Interdependenzen zwischen Transportentgelt und den übrigen Kosten (-einflussgrößen) des Nachfragers determiniert.

Die Gesamtkosten der einzelnen Nachfrager⁶³⁹ in einem Bezugszeitraum am Ort des Verbrauches können wie folgt zusammengefasst werden⁶⁴⁰:

$$K_{\text{gesamt}} = K_{\text{Erdgas}} + K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Sonstige}}$$

mit

$$K_{\text{Erdgas}} = K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}}$$

d. h.

$$K_{\text{gesamt}} = \left\{ K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}} \right\} + K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Sonstige}}$$

mit

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} = K_{\text{Injektion}} + K_{\text{Entnahme}} + K_{\text{Arbeitsgas}}$$

$$= \kappa_{\text{Injektion}} * p_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * p_{\text{Entnahme}} + V_{\text{Arbeitsgas}} * p_{\text{Arbeitsgas}}$$

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = K_{\text{Übernahmestation-Verbraucher}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Verbraucher-Speicher}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Speicher-Verbraucher}}^{\text{Transport}}$$

und

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} = V * p_{\text{Erdgas}}$$

wobei (unter den in Abschnitt 7.1 genannten vereinfachenden Annahmen)

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = a^e * \kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Übernahmestation-Verbraucher}}$$

$$+ a^e * \kappa_{\text{Injektion}} * d_{\text{Verbraucher-Speicher}}$$

$$+ a^e * \kappa_{\text{Entnahme}} * d_{\text{Speicher-Verbraucher}}$$

$$= a^e * \left(\kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Übernahmestation-Verbraucher}} + \kappa_{\text{Injektion}} * d_{\text{Verbraucher-Speicher}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * d_{\text{Speicher-Verbraucher}} \right)$$

bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems,

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = a^u * \left(\kappa_{\text{Bandbezug}} + \kappa_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} \right),$$

bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems und

⁶³⁸ Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004), S. 30

⁶³⁹ um Verwechslungen mit den Kosten des Leitungsbaus, welche grundsätzlich beim Transporteur, d. h. dem Anbieter, anfallen zu vermeiden, wird im Folgenden bei Bezugnahme auf die Kosten erwähnt, ob es sich um die des Anbieters oder des Nachfragers handelt.

⁶⁴⁰ Diese Kostenfunktion ist für Endabnehmer gültig. Für Händler ergeben sich Vereinfachungen, welche aber primär auf die Irrelevanz der Kosten für den Transport des Endproduktes reduziert werden können.

Ein Index zur Kennzeichnung der Gültigkeit der Gleichungen für einzelne Nachfrager wird vernachlässigt.

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = a_{\text{Übernahmestation}}^{\text{entry}} * \kappa_{\text{Bandbezug}} + a_{\text{Verbraucher}}^{\text{entry}} * \kappa_{\text{Injektion}} + a_{\text{Speicher}}^{\text{entry}} * \kappa_{\text{Entnahme}} + a_{\text{Verbraucher}}^{\text{exit}} * \kappa_{\text{Bandbezug}} + a_{\text{Speicher}}^{\text{exit}} * \kappa_{\text{Injektion}} + a_{\text{Verbraucher}}^{\text{exit}} * \kappa_{\text{Entnahme}}$$

bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems;

mit

$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = T_i$ ⁶⁴¹ das unter Berücksichtigung des jeweils angewandten Preissystems für den Erdgastransport zu zahlende Transportentgelt, d. h. die von dem Nachfrager für den Transport von Erdgas aufzuwendenden Kosten.

Es ist sowohl für den Transport des Erdgases von der Übernahmestation zu dem Verbraucher als auch für die Transporte zwischen dem Verbraucher und dem Speicher anzusetzen⁶⁴².

Hierbei sind:

- $d_{i,j}$ die Entfernungen⁶⁴³ zwischen den Orten i und j ,
- $\kappa_{\text{Injektion}}$ reservierte maximale Injektionsrate (Injektionskapazität) (in m^3/h),
- κ_{Entnahme} reservierte maximale Entnahmerate (Entnahmekapazität) (in m^3/h) und
- $\kappa_{\text{Bandbezug}}$ reservierte Kapazität für den Bandbezug ab Übernahmestation (in m^3/h).

Grundsätzlich ist die nachgefragte Kapazität eine Funktion des zu zahlenden Entgeltes, d. h. $\kappa_i = \kappa(K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}})$ ⁶⁴⁴.

a^x Preise für den Erdgastransport⁶⁴⁵

$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}}$ die Kosten des Nachfragers für die zur Strukturierung des von ihm eingesetzten Erdgases erforderliche Speicherung, d. h. das an den Speicherbetreiber zu zahlende Entgelt.

Der Strukturierungsbedarf des Nachfragers beeinflusst aber sowohl die Speicher- als auch die Transportkosten. Bei nur über Speicher darzustellender Strukturierung sind die Kosten für die Reservierung der

⁶⁴¹ vgl. zur Notation Abschnitt 5 und Abschnitt 7.2

⁶⁴² Hierbei wird wiederum ein desintegriertes System unterstellt. Grundsätzlich wäre es aber auch in diesem möglich, einen Teil des zur Einspeicherung vorgesehenen Erdgases direkt von der Übernahmestation zu dem Speicher zu transportieren.

⁶⁴³ zur Festlegung s. Abschnitt 5.1.4.1

⁶⁴⁴ Auf Einführung der korrekteren Notation: $\kappa^{\text{Nachfrage}}$ soll hier verzichtet werden.

⁶⁴⁵ gemäß Definition in Abschnitt 5.2

Transportkapazität für den An- und Abtransport des Erdgases zu dem Speicher und von dem Speicher zu dem Verbrauchsort zu berücksichtigen. Zudem nimmt die zu reservierende Transportkapazität mit zunehmendem Strukturierungsbedarf ebenfalls zu.

Deren einzelne, oben dargestellte, Komponenten sind (zur Definition der Kapazitäten κ_x s. o.):

$K_{\text{Injektion}}$	für die Reservierung der Injektionsrate (Injektionskapazität) zu zahlendes Entgelt (in €/Bezugszeitraum),
K_{Entnahme}	für die Reservierung der Entnahmerate (Entnahmekapazität) zu zahlendes Entgelt (in €/Bezugszeitraum),
$K_{\text{Arbeitsgas}}$	für die Vorhaltung des Arbeitsgasvolumens zu zahlendes Entgelt (in €/Bezugszeitraum),
$V_{\text{Arbeitsgas}}$	reserviertes Arbeitsgasvolumen (in m^3) ⁶⁴⁶ ,
$p_{\text{Injektion}}$	Preis für die Reservierung der maximalen Injektionsrate (Injektionskapazität) (in €/m ³ /h/Bezugszeitraum),
p_{Entnahme}	Preis für die Reservierung der maximalen Entnahmerate (Entnahmekapazität) (in €/m ³ /h/Bezugszeitraum) und
$p_{\text{Arbeitsgas}}$	Preis für die Reservierung des Arbeitsgasvolumens (in €/m ³ /Bezugszeitraum) ⁶⁴⁷ .

Es werde angenommen, dass die Preise für die Speicherung des Erdgases ebenfalls für alle in Betracht kommenden Speicher identisch sind. M. a. W. hängen die Kosten für die Speicherung und Strukturierung nur von der erforderlichen Strukturierungsleistung und der Entfernung des Speichers von der Übernahmestation und dem Ort des Verbrauches, nicht aber von dem in Anspruch genommenen Speicher selbst ab.

$K_{\text{Arbeit Erdgas}}$

das für das Erdgas selbst von dem Nachfrager an der/den Übernahmestation(en) des relevanten Netzes, z. B. an der Landesgrenze, zu entrichtende Entgelt, d. h. die Kosten des Erdgases für den Nachfrager.

Hierbei ist

V	das im Bezugszeitraum abgenommene Volumen
p_{Erdgas}	der Preis des Erdgases (üblicherweise in ct/kWh).

⁶⁴⁶ Injektionsrate, Entnahmerate und Arbeitsgasvolumen können alternativ auch energiebasiert festgelegt werden. Die Einheiten der jeweiligen Preise sind dann entsprechend zu modifizieren.

⁶⁴⁷ Auch im Rahmen der Preisbildung für Speicher existieren, ähnlich den hier vorgestellten, verschiedene Ansätze, deren Diskussion und Analyse aber den Rahmen dieser Arbeit überschreiten würde.

Genaugenommen ist $p_{\text{Erdgas}} = p_{\text{Erdgas}}(x,y,t)$, d. h. eine Funktion des Ortes und der Zeit⁶⁴⁸.

Dieses Entgelt bzw. diese Kosten des Nachfragers seien

- ausschließlich mengenabhängig⁶⁴⁹, d. h.
 - das Erdgas werde bandförmig, d. h. zeitlich konstant, übergeben, so dass die Strukturierung in dem betrachteten Netz erfolgt,
 - die Reservierung von Kapazitäten in internationalen Leitungen wird vernachlässigt,
- an verschiedenen Übernahmestationen nur in explizit erwähnten Ausnahmefällen identisch sowie
- gegeben und konstant.

$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}}$

sonstige Kosten des Nachfragers im Zusammenhang mit der Beschaffung von Erdgas (z. B. Verwaltung, Abrechnung, Betrieb).

$K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}}$

für den Transport des Endproduktes zu zahlendes Entgelt, welches den Kosten des Nachfragers⁶⁵⁰ für die Verbringung des Endproduktes von der Produktionsstätte bis zu dem Abnehmer des Endproduktes entspricht (z. B. Kosten für den Transport elektrischer Energie von einem erdgasbetriebenen Kraftwerk zu dem Endverbraucher).

K_{Sonstige}

Zusammenfassung der sonstigen Kosten des Nachfragers.

Der Gewinn des Nachfragers wird als Differenz seiner Erlöse⁶⁵¹ und Kosten definiert:

$G = E - K_{\text{gesamt}}^{\text{Nachfrager}}$. Die Erlöse, E , die sonstigen Kosten, K_{Sonstige} , sowie die sonstigen Kosten im Zusammenhang mit der Beschaffung von Erdgas, $K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}}$, des Nachfragers seien unabhängig von dem Ort des Verbrauches, d. h. an allen Orten identisch.

In schematischer Darstellung wird somit von einem Modell gemäß Abbildung 7.8 ausgegangen⁶⁵².

⁶⁴⁸ Einschränkungen s. Abschnitt 2.2.1.2.3 und Fußnote 631

⁶⁴⁹ Demnach hängt der Erdpreis an der Übernahmestation linear von dem bezogenen Volumen ab (vgl. anders Abschnitt 2.2.1.2.3 und Anhang 7, 0).

⁶⁵⁰ d. h. nun des als Produzent des Endproduktes agierenden Nachfragers (nach Transportkapazität); s. hierzu auch Fußnote 639

⁶⁵¹ Zur Vermeidung von Verwechslungen sei betont, dass es sich hier um die Erlöse Nachfragers, nicht um die im Vorhergehenden erwähnten Erlöse des Transporteurs handelt.

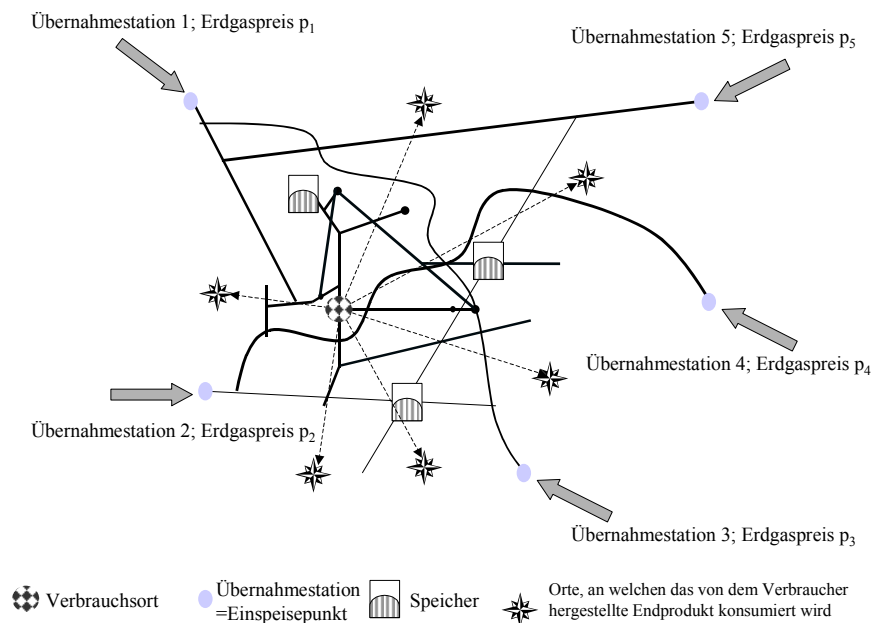


Abbildung 7.8 Schematische Darstellung eines beliebigen Erdgasnetzes mit verschiedenen Übernahmestationen und Speichern

Zusätzlich werden die Konsequenzen der Änderung folgender Annahmen diskutiert:

- Der Standort der einzelnen Nachfrager sei vorgegeben und nicht veränderlich.
- Die Preissysteme für den Erdgastransport seien nicht notwendigerweise stabil, d. h. zeitlich konstant.
- Die für den Abtransport der (von den Nachfragern erzeugten) Endprodukte zu zahlenden Entgelte, $K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}}$, seien nicht entfernungsunabhängig und beeinflussen dadurch die Nachfrage bzw. Standortentscheidung.

7.3.2 Lineare Preissysteme

7.3.2.1 Entfernungsunabhängiges Preissystem

Bei Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems werden keine direkten, orts- oder netzstrukturabhängigen Anreize für die Standortwahl geschaffen. Gleichzeitig wird im Regelfall eine Quersubventionierung vorgenommen⁶⁵². Den Nachfragern in entfernt von ihren Übernahmestationen gelegenen Gebieten werden nicht die (wahren) Kosten des Erdgastrans-

⁶⁵² Sowohl die Struktur des Netzes als auch die übrigen Parameter wie z. B. Ort und Anzahl der Übernahme- und Übergabestationen, welche Quellen und Senken darstellen, sind nur beispielhaft gewählt.

⁶⁵³ zumeist aufgrund eines (klaren) politischen Kalküls; vgl. Abschnitt 6.2.3

portes in Rechnung gestellt⁶⁵⁴ – sie werden relativ begünstigt. Standortentscheidungen genügen daher nicht (immer) den Effizienzkriterien⁶⁵⁵. Ob allerdings Preissysteme für den Erdgas-transport geeignete Instrumente zur Realisierung bzw. Durchsetzung derartiger Quersubventionen darstellen muss bezweifelt werden. Die verteilungspolitischen Ziele könnten gezielter durch direkte Transferzahlungen an die als subventionswürdig erachteten Nachfrager erfolgen⁶⁵⁶.

Nur in (regional begrenzten) hochvermaschten Netzen kann das entfernungsunabhängige Preissystem eingesetzt werden ohne eine Gruppe von Nachfrager gegenüber anderen zu benachteiligen, d. h. die Kosten des Transportes (annähernd) verursachungsgerecht zuzuordnen⁶⁵⁷.

Das Minimum der Gesamtkosten der einzelnen Nachfrager ist unter den hier genannten Voraussetzungen nur abhängig von dem an einer der Übernahmestationen in Rechnung gestellten günstigsten Erdgaspreis und an allen Knotenpunkten des Netzes identisch. Die Nachfrager werden sich auf den Bezug an dieser Übernahmestation konzentrieren. Hier kann die Erhöhung der Nachfrage einerseits zu Kapazitätsengpässen im Netz und andererseits zu einer Preiserhöhung und somit Angleichung der Preise an allen Übernahmestationen führen. Analoges gilt für die Nutzung der Speicher.

Wenn andererseits die Erdgaspreise an den Übernahmestationen identisch sind, können Imponderabilien die Standortwahl bestimmen und ebenfalls zu Netzengpässen führen. Die (entfernungsabhängigen) Kosten des Leitungsbaus zur Behebung dieser Engpässe müssten – nicht verursachungsgerecht – zu einer Erhöhung der entfernungsunabhängigen Preise im Gesamtsystem führen.

Es ist allerdings zu konzedieren, dass durch Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems Impulse für den Wettbewerb im Erdgasmarkt ausgehen könnten, da es aufgrund seiner Einfachheit eventuell eine höhere Akzeptanz im Markt als andere Preissysteme hat⁶⁵⁸.

⁶⁵⁴ vgl. Abschnitt 6.2.5

⁶⁵⁵ vgl. Abschnitt 2.2.1. Weimann (2004), S. 362, weist darauf hin, dass die bei Festsetzung einheitlicher Preise für z. B. Telekommunikation, Wasser oder Kabelfernsehen in verschiedenen Regionen implizierte Quersubventionierung nicht nur zu einer Umverteilung zwischen Stadt- und Landbevölkerung führt, sondern auch Ineffizienz erzeugt, da externe Effekte nicht verursachungsgerecht angelastet werden.

⁶⁵⁶ vgl. allgemein auch Weimann (2004), S. 362

⁶⁵⁷ s. hierzu auch die Erlösleichheit zum entfernungsabhängigen Preissystem in Abschnitt 7.2.2

⁶⁵⁸ Dieser Aspekt ist im Allgemeinen nicht zu unterschätzen, da grundsätzlich nicht davon ausgegangen werden kann, dass die Nachfrager nach Erdgas und Erdgastransportkapazitäten die zur Analyse komplexerer Preissysteme erforderlichen Ressourcen haben. Vereinfachungen sind beispielsweise auch im Telekommunikationsmarkt zu beobachten. Hier werden die leistungsdifferenzierenden Preise zunehmend durch einfachere ersetzt.

Zur Problematik der Einfachheit von Preissystemen s. a. Abschnitt 4.3.3. Bzgl. der Untersuchung in anderen Publikationen s. Abschnitt 6.2.4.

7.3.2.2 Entfernungabhängiges Preissystem

Bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems können Anreize zu (statisch und dynamisch) effizienter Netznutzung gegeben werden⁶⁵⁹. Es ist annähernd kostenreflektierend⁶⁶⁰. Auch die Grenzkosten der Transportsystemerweiterung, d. h. der Schaffung zusätzlich benötigter Kapazitäten, sind entfernungsabhängig und können den Nachfragern demzufolge verursachungsgerecht zugeordnet werden. Dies impliziert gleichzeitig, dass übernahmestations- und/oder speichernahe Nachfrager im Vergleich zu jenen, welche sich entweder in größerer Entfernung zu den Übernahmestationen oder zu den Speichern befinden, aufgrund geringerer Transportkosten stärkere Anreize zum Erdgaseinsatz erhalten.

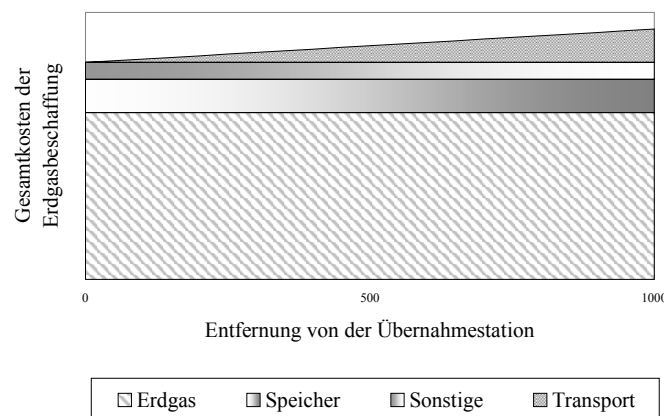


Abbildung 7.9 Schematische Darstellung der Gesamtkosten der Erdgasbeschaffung bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems für den Erdgas-transport

Geht man zunächst von einem Netz mit nur einer Übernahmestation aus und kann eine lineare Nachfragefunktion der Form $\kappa^N(p) = \alpha - \beta \cdot p$ mit $\alpha, \beta > 0 \in \mathbb{R}$ angenommen werden, die ortsunabhängig ist⁶⁶¹, folgt, dass die nachgefragte Kapazität linear abhängig von der Entfernung abnehmen wird. Denn der Preis ist nicht konstant, sondern entfernungsabhängig, d. h. $p(d^e) = a^e \cdot d^e$, und somit ergibt sich für die nachgefragte Kapazität $\kappa^N(p) = \alpha - \beta \cdot (a^e \cdot d^e)$.

⁶⁵⁹ „Sofern die Kosten der Netznutzung in diesem Sinne aus technisch-physikalischen Gründen auch durch Entfernungskomponenten bestimmt werden, etwa weil der Transportaufwand entfernungsabhängig ist ..., ist ein Netzentgelt aus systematischen Gründen auch an diesen Entfernungskomponenten zu orientieren, andernfalls resultiert eine falsche Anreizstruktur zur Netznutzung und damit Ineffizienz.“ Ströbele (2000), S. 35. S. a. Abschnitt 2.2.1 und Abschnitt 3.5.

⁶⁶⁰ zur Kritik vgl. aber auch Abschnitt 7.3.2.4

⁶⁶¹ im Gegensatz zu der Behauptung in Abschnitt 6.1.6 und der dort für andere Branchen zitierten Vermutung

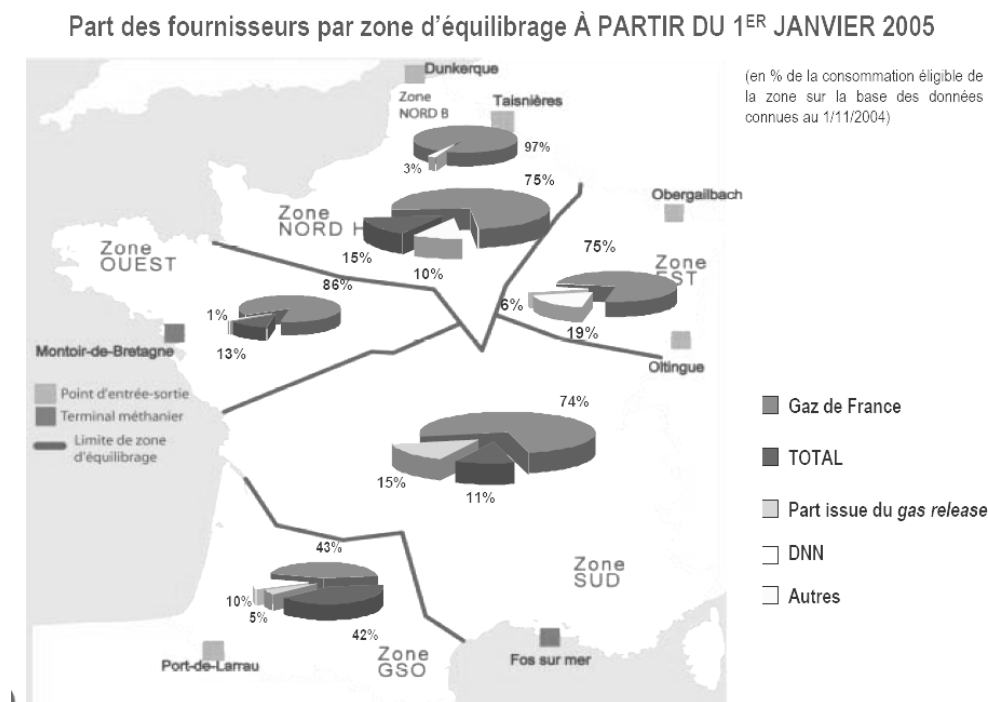


Abbildung 7.10 Wettbewerbssituation in Frankreich 2004⁶⁶²

In diesem Fall kann die Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems zu einer Konzentration der Nachfrage an übernahmestations- und speichernahen Standorten führen. Dies ist beispielsweise partiell in Frankreich der Fall. Hier wird das direkt entfernungsabhängige Preissystem zwar nicht mehr angewandt, aber das aktuelle zonale Entry-Exit-Preissystem entspricht näherungsweise einem grob digitalisierten entfernungsabhängigen Preissystem. Die Nachfrage nach Transportkapazitäten von Händlern⁶⁶³ konzentriert sich primär auf die ‚Zone Nord‘, welche über den auch Dritten zugänglichen Hub in Zeebrügge erreichbar ist. Die (Einspeise-) Kapazität an der Grenzübernahmestation zwischen Belgien und Frankreich bei Blaregnies/Taisnières war zeitweise vollständig reserviert. Wettbewerb der Erdgasanbieter findet nahezu ausschließlich in den Zonen ‚Nord‘ und der zu niedrigen Preisen erreichbaren Zone ‚Ost‘ statt⁶⁶⁴. In den Zonen ‚Süd-West‘ und ‚Süd‘ treten Wettbewerber kaum auf. Gaz de France bietet auch in diesen Zonen Erdgas zu landeseinheitlich geltenden Tarifen an. M. a. W. müssten Wettbewerber, welche quasi entfernungsabhängige Transportentgelte zu entrichten haben mit ‚entfernungsunabhängigen Erdgaspreisen‘ in Konkurrenz treten⁶⁶⁵.

⁶⁶² CRE (2004), S. 12. Die als ‚autres‘ bezeichneten Wettbewerber, welche sich (nahezu) ausschließlich auf die Zonen ‚Nord‘ und ‚Ost‘ konzentrieren, sind relevant.

⁶⁶³ nicht von Erdgasverbrauchern

⁶⁶⁴ s. Abbildung 7.10

⁶⁶⁵ Nach Einführung des ursprünglich rein entfernungsabhängigen Preissystems in Frankreich äußerten Kunden, deren Bedarf sich auf Transporte in Regionen beschränkte, die in großer Entfernung von den Einspeisepunk-

→

Als weitere Konsequenz könnten nachgelagerte Abschnitte des Netzes unterausgelastet bleiben. Dies würde bedingen, dass Netze entweder ‚teleskopartig‘, d. h. mit in Abhängigkeit der Entfernung zur Übernahmestation abnehmendem Durchmesser der Leitungen, konstruiert oder andere Anreize gegeben werden. So wurden zur Minderung der Reziprozität der Nachfrage in Abhängigkeit der Entfernung auch Beschränkungen der Entfernung als Variable des Preissystems eingeführt⁶⁶⁶. Obwohl hierdurch die Kosten des Leitungsbaus nicht adäquat abgebildet werden⁶⁶⁷, sollten Anreize für Nachfrager Kapazitäten auch über größere Entfernungen zu reservieren und Erdgas in entfernt von den Übernahmestationen gelegene Regionen zu liefern geschaffen werden.

Transportentfernungen können aber auch durch Aufnahme zusätzlicher Übernahmestation(en) reduziert werden⁶⁶⁸. Die ‚Konkurrenz der Quellen‘ erlaubt die Nutzung alternativer Wege und so die Reduktion der für die Berechnung der Transportentgelte zugrunde gelegten Entfernungen. In einem geschlossenen Netz werden dadurch Nachfrager an bestimmten Knotenpunkten bessergestellt, ohne hierdurch andere zu benachteiligen⁶⁶⁹. Trivialerweise bedeutet dies, dass bei regionaler Streuung des Erdgasangebotes die von den Transportkunden an den Transporteur zu zahlenden Entgelte reduziert werden können und dadurch die Anreize zur Nutzung des Erdgases selbst erhöht werden⁶⁷⁰, ohne dass das Preissystem für den Erdgastransport verändert werden müsste. Es sind nur zusätzliche Übernahmestationen anzuschließen.

Falls ein (potentieller) Nachfrager den Standort (noch) nicht festgelegt hat, wird er, sofern rational agierend, den optimalen, d. h. seinen Gewinn maximierenden, Standort bestimmen⁶⁷¹.

ten gelegen sind, die Befürchtung hierdurch im Wettbewerb benachteiligt zu werden. Diese kann aufgrund der Kombination dieser Bedingungen als (eingeschränkt) zutreffend bezeichnet werden. („Ces distorsions peuvent devenir particulièrement handicapantes pour les clients éligibles les plus éloignés des seuls points sources accessibles en pratique.“ Syrota (2001), S. 18.)

⁶⁶⁶ vgl. z. B. PA Consulting (2001), S. 31; hiernach hatte die niederländische Gasunie die Beschränkung der Entfernung bei 200 km festgesetzt. Mittlerweile wird in den Niederlanden ein Entry-Exit-Preissystem angewandt, vgl. z. B. PA Consulting (2002). S. hierzu auch Abschnitt 5.1.4.2.

In diesem Sinne argumentiert auch GTE (2001a), S. 8: „A distance cap can be justified by the market value of transportation.“

⁶⁶⁷ vgl. Abschnitt 3.5

⁶⁶⁸ s. 0, Anhang 7

⁶⁶⁹ die Anbieter an den Übernahmestationen werden hierbei ausgeschlossen

⁶⁷⁰ da die Orte der Übernahmestationen im Allgemeinen nicht frei wählbar sein werden, kann dieser Fall nicht direkt mit jenem zweier den Standort frei wählender Anbieter gleichgesetzt werden („Hotelling-Modell“, vgl. z. B. Borrmann, Finsinger (1999), S. 77ff).

⁶⁷¹ Auf eine detaillierte Darstellung der in diesem Zusammenhang entwickelten Methoden sei unter Verweis auf z. B. Bloech (1970), S. 81ff oder Daskin (1995), S. 198ff verzichtet. Es sind hierbei die Methoden für die Bestimmung optimaler Standorte in Netzen, nicht jene in homogenen Räumen, relevant (s. jedoch auch Abschnitt 7.3.2.5.4).

Einige Ergebnisse in diesem Zusammenhang können anhand ausgewählter Beispiele demonstriert werden.

Nimmt man zunächst, entsprechend 0 in Anhang 7 an, dass die Erdgaspreise an den Übernahmestationen identisch sind, so kann zwar kein eindeutiges Minimum der Kosten der Nachfrager gefunden werden, jedoch ergibt sich, dass die Minima der Gesamtkosten der Nachfrager an den Knotenpunkten in der Umgebung des Speichers liegen. An den entfernt von dem Speicher gelegenen Knotenpunkten führt der Bezug an den jeweils nahen Übernahmestationen zu minimalen Kosten. Selbstverständlich erhalten Nachfrager ohne Strukturierungs-, d. h. Speichernutzungsbedarf dann Anreize sich hier anzusiedeln⁶⁷².

Falls in einem Netz mehrere Übernahmestationen vorhanden sind, d. h. wird es aus mehreren Quellen gespeist, und Erdgas dort allen Nachfragern uneingeschränkt zur Verfügung steht, werden die Anreize für Nachfrager durch die Netzgeometrie in Verbindung mit der Anordnung der Übernahmestationen und Speicher sowie der Erdgaspreise an den Übernahmestationen bestimmt. Die einzelnen Nachfrager werden stets versuchen ihre jeweiligen Gesamtkosten des Erdgasbezuges, $K_{\text{Erdgas}} = K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}}$, zu minimieren. Dadurch, dass diese in der Regel zu einem wesentlichen Anteil von dem Erdgaspreis abhängen, wird das absolute Minimum nicht zwangsläufig über den kürzesten Weg festgelegt⁶⁷³. Bei freier Standortwahl hingegen, werden die Nachfrager diesen in die Nähe derjenigen Übernahmestation, an welcher die geringsten Erdgaspreise in Rechnung gestellt werden, legen.

Als Konsequenz der für Preissysteme geforderten Diskriminierungsfreiheit und Einfachheit⁶⁷⁴ wird gewöhnlich auch die Einheitlichkeit der Preisstellung in einem Netz impliziert. Dann ist derselbe entfernungsabhängige Preis für Transporte auf sämtlichen Teilstrecken des Netzes anzusetzen. Dies hat zur Konsequenz, dass bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems nicht auf Änderungen der Nachfrage durch Erhöhung der Preise auf Teilstrecken reagiert werden kann. Generell wird die Anwendung von Ramsey-Preisen, welche eine Unterscheidung nach Preiselastizitäten voraussetzen, unter diesen Bedingungen nicht möglich sein⁶⁷⁵.

⁶⁷² So auch: „The main disadvantages of this system are: ..Encourages new consumers to locate nearer to gas supply sources; ...Will restrict gas demand growth in some areas located far away from sources of gas;...”, Department of Public Enterprise (2001), S. 32

⁶⁷³ In 0, Anhang 7 wird gezeigt, dass die Unterschiede der Erdgasbezugskosten an den einzelnen Übernahmestationen die Unterschiede der für den Transport zu entrichtenden Entgelte nicht überschreiten dürfen, da ansonsten, Anreize für die Nachfrager geschaffen werden Erdgas an anderen Übernahmestationen zu beziehen.

⁶⁷⁴ vgl. Abschnitt 2.1.5, Abschnitt 4.1 und Abschnitt 4.3

⁶⁷⁵ Es wird auch argumentiert, dass eine Differenzierung nach Konsumentengruppen (und somit deren Preiselastizitäten) in der Energiewirtschaft weit verbreitet ist; vgl. Füg (1999), S. 32. Dies ist korrekt, jedoch auf das Erdgas selbst, nicht auf dessen Transport zu beziehen.

7.3.2.3 Entry-Exit-Preissystem

In Abschnitt 7.2.1.2 wurde gezeigt, dass zwar zu jedem Entry-Exit-Preissystem ein erlös-gleiches entfernungsabhängiges Preissystem gefunden werden kann, die Umkehrung jedoch nicht eindeutig lösbar ist. Wenn aber die Effizienz von Preissystemen gemäß der in Abschnitt 2.2.1 gegebenen Definition festgelegt wird und die Kosten des Leitungsbaus u. a. entfernungsabhängig sind⁶⁷⁶, ist hieraus zu schließen, dass Entry-Exit-Preissysteme nicht immer effizient sein können⁶⁷⁷. Bereits in einfachen Netzen können Konstellationen auftreten, welche bei Anwendung eines Entry-Exit-Preissystems die effiziente Netznutzung nicht unterstützen⁶⁷⁸. Nur in einigen Ausnahmefällen, unter sehr restriktiven Voraussetzungen ist die Erlös-gleichheit des Entry-Exit-Preissystems zu dem entfernungsabhängigen Preissystem gegeben⁶⁷⁹. Dann, d. h. vor allem in einfachst strukturierten, z. B. baumartigen oder aber hochvermaschten Netzen, können durch Entry-Exit-Preissysteme Anreize zur effizienten Nutzung der Netze gegeben werden⁶⁸⁰.

Die Flexibilität der Preisgestaltung kann auch genutzt werden um Nachfragern Anreize zu geben, sich an einem bestimmten Standort niederzulassen und Erdgas an einer vorgegebenen Übernahmestation zu beziehen⁶⁸¹. Gleichzeitig wird auch bei Anwendung eines konsistenten Entry-Exit-Preissystems Erdgas nicht an der nächstgelegenen Übernahmestation bezogen. Um dies zu zeigen, werde davon ausgegangen, dass an jeder Übergabestation k eines Netzes der

⁶⁷⁶ vgl. Abschnitt 3.5

⁶⁷⁷ Anders z. B. Hirschhausen, Beckers (2004): Ableitend von dem wohlfahrtsmaximierenden Knotenpreissystem nach Cremer, Gasmi, Laffont (2003), welches aufgrund der hohen Informationsanforderungen als nicht praktikabel bezeichnet wird, sowie der Anforderung nach „vertretbaren Regulierungs- und Umsetzungsaufwand“ (Hirschhausen, Beckers (2004), S. 8) wird die Schlussfolgerung gezogen, dass das Entry-Exit-Preissystem die „ökonomischen Prinzipien der Knotenpreise weitestgehend erfüllt“ und kostenreflektierend ist.

Dem ist zu widersprechen. Denn einerseits geht das Knotenpreissystem primär von dem Transport der Menge anstatt der hier vorausgesetzten Reservierung der Kapazität aus (vgl. Cremer, Gasmi, Laffont (2003), S. 12f), andererseits wird trotz dieser abweichenden Voraussetzung konstatiert: „From the nodal prices we have derived optimal transportation charges which turn out to be related to distance, but not always in a straightforward manner“, Cremer, Gasmi, Laffont (2003), S. 31.

⁶⁷⁸ vgl. das Beispiel in Ströbele (2000), S. 36ff

⁶⁷⁹ vgl. hierzu Abschnitt 7.2.2.3, Abschnitt 7.2.2.1 und Abschnitt 7.2.1.2

⁶⁸⁰ zu einem ähnlichen Ergebnis kommt Ströbele (2000), S. 35f; allerdings ist einschränkend auf die nicht vollständige Abbildung der Kosten des Leitungsbaus durch lineare Preissysteme hinzuweisen; vgl. hierzu Abschnitt 7.3.2.4

⁶⁸¹ s. hierzu 0 in Anhang 7. Dies ist selbstverständlich nur möglich, wenn weder die Randbedingung der kostenorientierten (oder –reflektierenden) noch der transparenten Preisstellung zu beachten sind. Darüber hinaus kann die hierdurch implizierte unterschiedliche Preisstellung gleicher (oder ähnlicher) Dienstleistungen, d. h. Transporte über (in etwa) gleiche Entfernungen, obwohl bei Vergleich einzelner Übernahme- und Übergabestationen identisch, als diskriminierend interpretiert werden.

Gesamtpreis $a_j^{\text{entry}} + a_k^{\text{exit}}$ zu zahlen ist⁶⁸². Sei die Anzahl der Übernahmestationen zunächst auf zwei beschränkt. Wenn die Entry-Preise an diesen Übernahmestationen, gleich sind, d. h. $a_1^{\text{entry}} = a_2^{\text{entry}}$, ergeben sich die Unterschiede der Preise an den Übergabestationen ausschließlich durch die Unterschiede der Exit-Preise a_k^{exit} . Ein Anreiz zum Bezug an einer bestimmten Übernahmestation wird somit durch das Preissystem für den Erdgastransport nicht gegeben. Vielmehr werden ausschließlich die Unterschiede der Erdgasbezugspreise relevant sein.

Wenn andererseits $a_1^{\text{entry}} > a_2^{\text{entry}}$ – und zunächst die Annahme identischer Preise für den Erdgasbezug an den Übernahmestationen getroffen wird – ist stets der Bezug an Übernahmestation 2 günstiger (und umgekehrt), da dann auch für jede Übergabestation k gilt: $a_1^{\text{entry}} + a_k^{\text{exit}} > a_2^{\text{entry}} + a_k^{\text{exit}}$. Aber auch wenn die Erdgasbezugspreise an den Übernahmestationen unterschiedlich sind, wird sich stets an jeder Übergabestation des Netzes der Bezug an einer bestimmten Übernahmestation als der günstigste erweisen. Denn falls $p_{\text{Erdgas1}} > p_{\text{Erdgas2}}$ wird ohnehin das Erdgas an der Übernahmestation 2 bezogen, da hier nicht nur der Entry-Preis, sondern auch der Erdgaspreis günstiger ist. Gilt hingegen $p_{\text{Erdgas2}} > p_{\text{Erdgas1}}$ wird Erdgas an der Übernahmestation 2 bezogen, sofern⁶⁸³

$$a_1^{\text{entry}} * \kappa^{\text{entry}} - a_2^{\text{entry}} * \kappa^{\text{entry}} > p_{\text{Erdgas2}} * V - p_{\text{Erdgas1}} * V \text{ bzw.}$$

$$a_1^{\text{entry}} * \kappa^{\text{entry}} + p_{\text{Erdgas1}} * V > a_2^{\text{entry}} * \kappa^{\text{entry}} + p_{\text{Erdgas2}} * V$$

Das bedeutet, dass bei Anwendung allgemein definierter Entry-Exit-Preissysteme in verschiedenen Regionen eines Netzes situierten Nachfragern keine eindeutigen Anreize gegeben werden können, Erdgas an verschiedenen (nahegelegenen) Übernahmestationen zu beziehen und so zu einer Vergleichmäßigung der Transportsystemauslastung beizutragen. Vielmehr wird aufgrund der unabhängigen Festlegung der Entry- und Exit-Preise stets entweder der Bezug an einer Übernahmestation begünstigt oder der Preis für den Bezug an allen Übernahmestationen gleichgesetzt⁶⁸⁴. Dies kann zu Engpässen auf Teilstrecken führen. Auch hier zeigt sich, dass bei Anwendung von Entry-Exit-Preissystemen die effiziente Netznutzung nicht sichergestellt ist⁶⁸⁵. Durch analoge Überlegung kann dieses Resultat auf über mehr als zwei Übernahmestationen gespeiste Netze verallgemeinert werden.

⁶⁸² sofern $\kappa_j^{\text{entry}} = \kappa_k^{\text{exit}}$

⁶⁸³ zur Definition der Symbole s. a. Abschnitt 7.3.1

⁶⁸⁴ dieses Ergebnis entspricht unter allgemeiner Bedingungen dem bereits in Ströbele (2000), S. 36ff, aufgeführten Beispiel (s. Fußnote 678)

⁶⁸⁵ S. hierzu auch GTE (2005b), S. 14f, die Beispiele in Anhang 7 sowie in diesem Abschnitt.

Dem widersprechend wird in der GasNEV (2005) die Möglichkeit zur Setzung von Anreizen zur effizienten Netznutzung durch das Entry-Exit-Preissystem zugrunde gelegt, vgl. GasNEV (2005) u. a. § 15 (2).

Ebenfalls ungeachtet der bei Anwendung dieser Preissysteme nicht sicherzustellenden Effizienz der Netznutzung, können die Entry- und Exit-Preise auch in annähernd baumartigen Netzen so gewählt werden, dass Nachfrager verschiedenartige Anreize erhalten. Ein Vergleich des britischen mit dem italienischen Entry-Exit-Preissystem verdeutlicht dies. Während das britische Preissystem, vor allem für Transporte ab St. Fergus, dem im Norden gelegenen Anlandepunkt für Nordseegas, implizit entfernungsabhängige Preise aufweist⁶⁸⁶ und somit Anreize zur quell- d. h. übernahmestationsnahen Standortwahl im Norden bietet⁶⁸⁷, werden in Italien Anreize zur Standortwahl in den südlichen, im Vergleich zu dem Norden weniger industrialisierten, Regionen geschaffen⁶⁸⁸. Aufgrund der geringen Exit-Preise wird der Transport in diese Regionen sowohl von den Übernahmestationen im Norden als auch jener im Süden begünstigt. Folglich konzentriert sich der Wettbewerb im Erdgasmarkt auch nicht wie in Frankreich auf bestimmte Zonen⁶⁸⁹. Allerdings werden den Nachfragern die (wahren) Kosten des Erdgastransportes, vor allem des Leitungsbaus, nicht verursachungsgerecht zugeordnet.

Anreize zur Vergleichmäßigung der Transportsystemauslastung bzw. zum Bezug an verschiedenen Übernahmestationen könnten nur durch Modifikationen des allgemein definierten Entry-Exit-Preissystems gegeben werden. Zu diesem Zwecke wären beispielsweise von der jeweiligen Übernahmestation abhängige Preise an den einzelnen Übergabestationen denkbar. Der Preis a_k^{exit} würde nicht mehr unabhängig für die jeweilige Übergabestation definiert, sondern in Abhängigkeit der Übernahmestation j , $a_k^{\text{exit}} = a_k^{\text{exit}}(j)$. Selbstverständlich wäre ein derart definiertes Preissystem weder einfach noch transparent oder objektiv und stünde demzufolge unter dem Verdacht diskriminierend zu sein.

Eine weitere Möglichkeit zur Modifikation des Entry-Exit-Preissystems bestünde darin das Netz in verschiedene, möglichst die Übernahmestationen umgebende, aneinandergrenzende Zonen (Teilnetze) einzuteilen und so Anreize zur Vergleichmäßigung der Transportsystemauslastung zu geben⁶⁹⁰. Denn bei Überschreitung derer Grenzen wären sowohl Exit-Preise als auch Entry-Preise zu entrichten; der Bezug von Erdgas an einer in der jeweiligen Zone liegenden Übernahmestation wäre dementsprechend günstiger. Dies entspräche weitestgehend der Anwendung von Entry-Exit-Preissystemen in vor- und nachgelagerten Netzen. Auch hierbei kann ‚Pancaking‘ auftreten. Das von den Transportkunden zu zahlende Entgelt wird – ähnlich jenem bei Anwendung von entfernungsunabhängigen Preissystemen in nachgelager-

⁶⁸⁶ vgl. Ströbele (2000), S. 16

⁶⁸⁷ Als Einschränkung ist hierbei zu berücksichtigen, dass sich in Großbritannien die Preisstellung für Erdgas an dem am ‚National Balancing Point‘ (NBP) gültigen Preis orientiert.

⁶⁸⁸ vgl. Anhang 3 sowie das 0 in Anhang 7

⁶⁸⁹ vgl. Abschnitt 7.3.2.2

⁶⁹⁰ zur Möglichkeit der Bildung von Teilnetzen in Deutschland s. GasNZV (2005) § 6 (4)ff und GasNEV (2005) § 14

ten Netzen – in Abhängigkeit der Entfernung unstetig. So könnte dies aber gleichzeitig dazu führen, dass Transportkunden Anreize zum Bau eigener Leitungen erhielten (sofern die Strukturierung entweder im vorgelagerten Netz erfolgen kann oder kein Strukturierungsbedarf bestünde)⁶⁹¹.

7.3.2.4 Mangelnde Kostenreflektivität der Preissysteme

Keines der drei untersuchten Preissysteme bildet die Struktur der Kosten des Erdgastransportes adäquat ab. Denn bei ihrer Anwendung sind die Transportentgelte stets linear von der reservierten Kapazität abhängig. Die Durchschnitts- und Grenzpreise sind bezogen auf die Kapazität konstant. Indessen weisen die Kosten des Leitungsbaus – auch bei stark vereinfachter Betrachtung – nur einen unterproportionalen Anstieg in Abhängigkeit der Kapazität auf⁶⁹². Über die Preissysteme erhalten Nachfrager keine Anreize zur Reservierung großer Kapazitäten, welche aber bei kostenreflektierender Preisbildung möglich und opportun wäre. Die rein entfernungsabhängige jedoch kapazitätsunabhängige Komponente der Kosten des Leitungsbaus⁶⁹³ wird ebenfalls nicht abgebildet.

Mit der Kostenfunktion des Leitungsbaus $K_{\text{Leitung}} = \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d + \alpha_2 * d$ ⁶⁹⁴ und der Transportentgeltfunktion des entfernungsabhängigen Preissystems: $T_i^e = a^e * \kappa_i^e * d_i^e$ ⁶⁹⁵ ergibt sich als Differenz der beiden⁶⁹⁶:

$$\begin{aligned} T_i^e - K_{\text{Leitung}} &= a^e * \kappa * d - \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d - \alpha_2 * d \\ &= d * \left(a^e * \kappa - \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} - \alpha_2 \right) \end{aligned}$$

Die Differenz als Funktion der Kapazität, κ , hat die Steigung:

$$\left(T_i^e - K_{\text{Leitung}} \right)' = a^e * d - \alpha'_1 * \frac{1}{\gamma} * \kappa^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} * d.$$

Bei Anwendung des entfernungsunabhängigen Preissystems ergibt sich die Differenz zu:

⁶⁹¹ s. hierzu auch Abschnitt 7.3.2.5.4

⁶⁹² vgl. Abschnitt 3.5, insbes. Abbildung 3.5

⁶⁹³ vgl. Abschnitt 3.5

⁶⁹⁴ vgl. Abschnitt 3.5

⁶⁹⁵ vgl. Abschnitt 7.1 und Abschnitt 5.2.1

⁶⁹⁶ unter der Annahme: $\kappa_i^e = \kappa$ und $d_i^e = d$

Die hier verwendete Differenz ist nur eine äußerst einfache – wenn nicht vereinfachende – Methode zum Vergleich zweier Funktionen, zur Erläuterung der nachfolgenden Aussagen aber ausreichend.

$$T_i^u - K_{\text{Leitung}} = a^u * \kappa - \alpha'_1 * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d - \alpha_2 * d$$

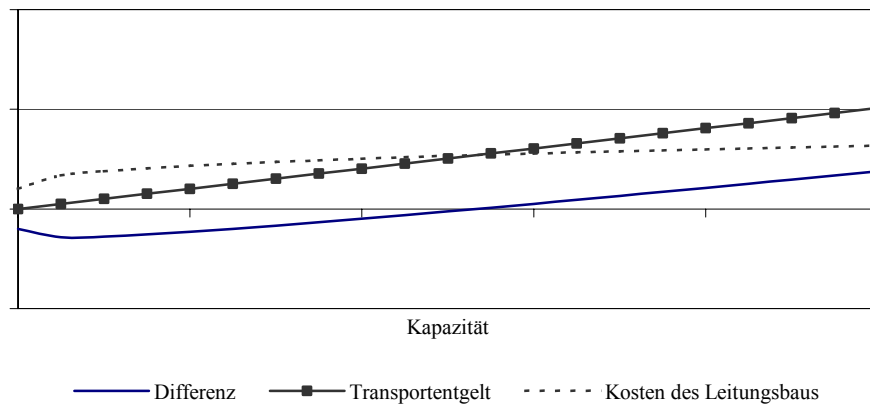


Abbildung 7.11 Schematischer Vergleich der Kostenfunktion des Leitungsbaus und der Transportentgeltfunktion in Abhängigkeit der Kapazität bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems⁶⁹⁷

Das für die Reservierung einer geringen Kapazität zu zahlende Transportentgelt liegt unter den Kosten des Leitungsbaus, wohingegen ab der Nullstelle der Differenzfunktion⁶⁹⁸ die Vorteile des Leitungsbaus zunehmen. Dies wird für das entfernungsabhängige Preissystem in Abbildung 7.11 veranschaulicht. Hier wird deutlich, dass auch durch das entfernungsabhängige Preissystem, wenn es gleichzeitig von den Nachfragern als einfach und transparent wahrgenommen werden soll, die komplexe Kostenstruktur nicht eindeutig abgebildet werden kann. Gemäß obiger Argumentation führt dies einerseits zu Ineffizienzen und andererseits dazu, dass Größtabnehmer Anreize zum eigenen Leitungsbau erhalten könnten⁶⁹⁹.

7.3.2.5 Auswirkungen der Aufhebung einschränkender Annahmen

7.3.2.5.1 Instabilität der Preissysteme

Langfristige Anreize bzw. Allokationssignale können nur wirksam werden, wenn die Preissysteme für den Erdgastransport nicht nur de facto, sondern auch gemäß den Erwartungen der Nachfrager stabil sind. Dies gilt vor allem für die Standortwahl als (langfristige) Investitions-

⁶⁹⁷ Zur Vereinfachung der Darstellung (d. h. Beschränkung der Grafik auf zwei Dimensionen) wird eine vorgegebene Transportentfernung angenommen.

⁶⁹⁸ Diese ist algebraisch nicht bestimmbar. Auf die Erläuterung der numerischen Lösung soll hier verzichtet werden.

⁶⁹⁹ zum eigenen Leitungsbau und der hiermit verbundenen Problematik s. Abschnitt 7.3.2.5.4

entscheidung. Konsequenterweise muss Instabilität, oder auch nur erwartete Instabilität, des Preissystems aufgrund der damit verbundenen höheren Risikoeinschätzung der Transportkunden im einfachsten Fall mit einer (virtuellen) Erhöhung der Preise für den Erdgastransport gleichgesetzt werden, da bei Unsicherheit oft Risikozuschläge angenommen werden. Solche von den Transportkunden angesetzte Risikozuschläge aufgrund erwarteter Instabilität des Preissystems sind für den Transporteur nur schwer prognostizierbar.

Die zahlreichen Änderungen der Preissysteme für den Erdgastransport in Europa seit Inkrafttreten der EU-Richtlinien verdeutlichen aber, dass vor allem die Stabilität der Preissysteme von den Nachfragern nicht vorausgesetzt werden kann. Langfristige Allokationssignale eines Preissystems werden dann nicht in dem anzunehmenden Umfang wirksam. So haben, um nur einige Beispiele zu nennen, Gaz de France in Frankreich, Gas Transport Services in den Niederlanden und Fluxys in Belgien ihre Preissysteme für den Erdgastransport in den letzten Jahren umgestellt bzw. verändert⁷⁰⁰. Zumeist wurden entfernungsabhängige Preissysteme durch Entry-Exit-Preissysteme (oder Modifikationen hiervon) ersetzt.

Würde die Instabilität des Preissystems zugelassen, könnte bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems quasi ‚punktuell‘ auf geänderte (Kapazitäts-) Nachfrage reagiert werden. Der Transporteur könnte – selbstverständlich unter zusätzlichem Verzicht auf die Transparenz und Einfachheit des Preissystems – bei Kenntnis der Nachfragefunktionen, die Preise entsprechend der Nachfrage bzw. in Abhängigkeit der Substitutionsmöglichkeiten anpassen und so Anreize zum Einsatz von Erdgas oder der Behebung von Kapazitätsengpässen⁷⁰¹ schaffen.

In diesem Zusammenhang könnte auch die Festsetzung hoher Preise an den Übernahmestationen, an welchen die Nachfrage nach Erdgas das Angebot übersteigt erwogen werden⁷⁰². Sie wäre jedoch nicht zielführend. Denn dieses entspräche der Setzung von Signalen für Beschaffungsmärkte über ein Preissystem für den Erdgastransport. Die Erhöhung der Nachfrage nach Erdgas sollte – verursachungsgerecht – eine Erhöhung des Preises für Erdgas, nicht aber für dessen Transport implizieren.

7.3.2.5.2 Keine Entfernungsunabhängigkeit der Kosten für den Transport des Endproduktes

Wird angenommen, dass das Preissystem für den Transport des Endproduktes nicht entfernungsunabhängig, d. h. entfernungsabhängig oder ein Entry-Exit-Preissystem ist, können die durch das Preissystem für den Erdgastransport gegebenen Anreize für die Standortwahl auf-

⁷⁰⁰ s. hierzu Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004) im Vergleich zu Kommission der europäischen Gemeinschaften (2001)

⁷⁰¹ s. hierzu a. Abschnitt 7.4

⁷⁰² Eine Änderung der Preise für den Erdgastransport wäre entsprechend der relativen Änderung der Erdgaspreise an den Einspeisepunkten (ständig) erforderlich.

gehoben werden. Analoge Überlegungen sind auch für den Fall nicht einheitlicher Erlöse aus dem Verkauf des Endproduktes gültig.

Dies sei anhand eines Beispiels verdeutlicht. Unter den o. g. Annahmen, mit Ausnahme der Entfernungsunabhängigkeit der Transportkosten für das Endprodukt, soll ein gasbetriebenes Kraftwerk zur Elektrizitätsproduktion errichtet werden. Die produzierte Spannung werde in das Elektrizitätsnetz ‚eingespeist‘ und Strom an verschiedenen Orten dieses verkauft. Der bivalente Betrieb des Kraftwerkes, z. B. mit Öl, sei nicht möglich. Ein eigener Leitungsbau wird ausgeschlossen.

Auch der Kraftwerksbetreiber wird als rational agierender Investor stets bestrebt sein die Gewinne zu maximieren, d. h. unter der getroffenen Annahme der Erlöskonstanz seine Gesamtkosten zu minimieren. Er wird folglich das Minimum von $K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}}$ suchen. Bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems für den Elektrizitätstransport gilt:

$$K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}} = a_S^e * \sum_{i=1}^n \kappa_{Si} * d_{Si}^e$$

mit $i=1, \dots, n$ Anzahl der Verträge/Kunden für den Elektrizitätstransport,

κ_S die für den Elektrizitätstransport vorzuhaltende Kapazität,

a_S^e entfernungsabhängiger Preis für Elektrizitätstransporte und

d_{Si}^e die Entfernungen zwischen dem Kraftwerk und den Verbrauchsstandorten;

denn zur Berechnung der Gesamtkosten des Nachfragers, in diesem Fall des Kraftwerksbetreibers, ist die Summe der Transportkosten des Endproduktes zu allen Abnehmern des Kraftwerkes heranzuziehen. Zusätzlich zu den erläuterten Einflussfaktoren, wie z. B. den Erdgaspreisen an den verschiedenen Übernahmestationen, den Entfernungen zwischen den Übernahmestationen und dem zu bestimmenden Standort oder dem Preis für den Erdgastransport, sind in diesem Fall außerdem die Entfernungen zu den Abnehmern des Endproduktes und der entfernungsabhängige Preis für den Transport dieses zu berücksichtigen. Durch die Hinzufügung dieser Variablen – und somit zusätzlicher Freiheitsgrade – a_S^e und d_{Si}^e wird der optimale Standort im Regelfall nicht mit demjenigen, der sich bei Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems für den Elektrizitätstransport ergeben hätte, übereinstimmen⁷⁰³. So ist im Fall sehr hoher Preise für den Elektrizitätstransport denkbar, dass der Kraftwerksbetreiber einen Anreiz erhält das Kraftwerk an einem Knotenpunkt zu errichten, welcher zwar die Zahlung relativ hoher Entgelte für den Erdgastransport bedingt, ab dem aber die für den Elektrizitätstransport zu entrichtenden Entgelte minimal werden.

⁷⁰³ zur Darstellung der allgemeinen Methodik zur Bestimmung des optimalen Standortes für äquivalente Fälle vgl. z. B. Bloech (1970), S. 165ff

Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland

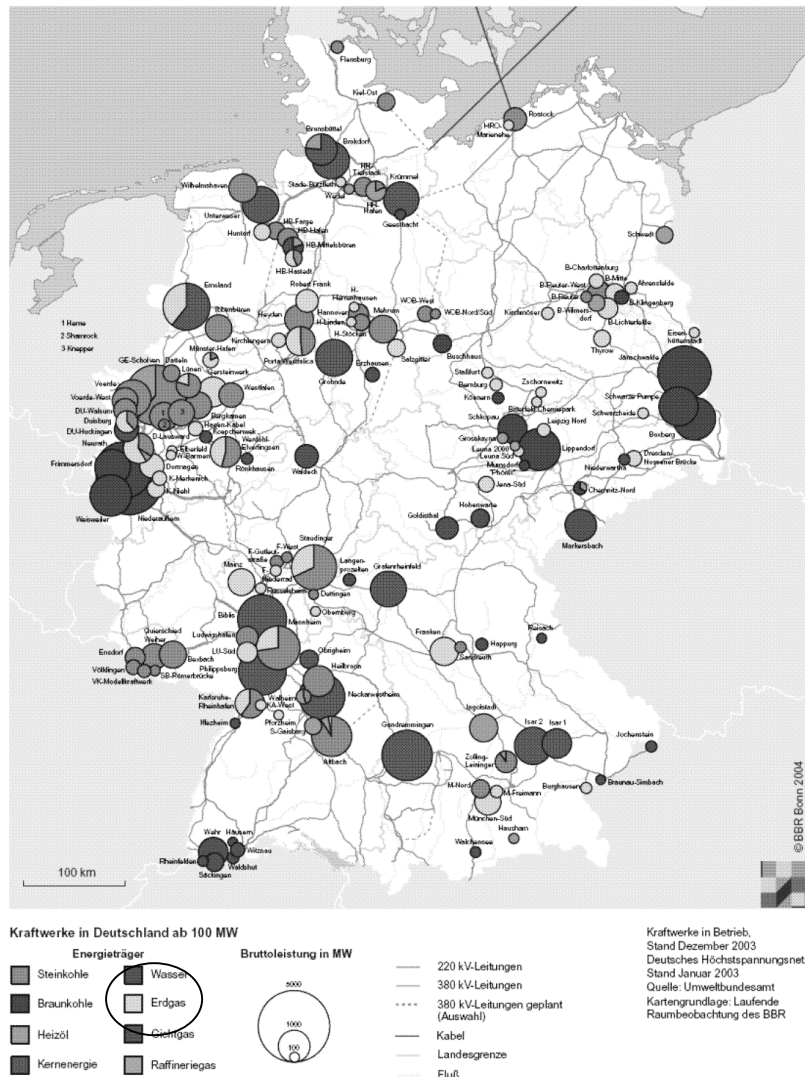


Abbildung 7.12 Kraftwerksstandorte in Deutschland⁷⁰⁴

Die erdgasbetriebenen Kraftwerke in Deutschland sind nicht in der Nähe der Importstationen (Übernahmestationen) des Erdgases, sondern in der Nähe der Ballungszentren und somit Verbrauchsschwerpunkte errichtet worden⁷⁰⁵. Allerdings kann ex post nicht eindeutig bestimmt werden, ob hierfür die Entfernungsabhängigkeit der Kosten des Baus elektrischer Leitungen, gegebenenfalls nicht entfernungsabhängig gestaltete Erdgaspreise, andere Aspekte

⁷⁰⁴ Umweltbundesamt (2003)

⁷⁰⁵ s. Abbildung 7.12

wie z. B. die Versorgungssicherheit oder die Kombination dieser möglichen Argumente ausschlaggebend waren.

Es zeigt sich aber auch hier, dass Anreize zur Standortwahl nicht ausschließlich durch die Preissysteme für den Transport des Erdgases oder des Endproduktes, sondern stets durch die Kombination der dargestellten Variablen gegeben werden.

7.3.2.5.3 Interdependente Netze

In einzelnen Netzen gegebene Allokationssignale können sich ändern, wenn Interdependenzen zu anderen Netzen bestehen.

Bei Anwendung entfernungsunabhängiger oder Entry-Exit-Preissysteme in vor- und nachgelagerten Netzen⁷⁰⁶ erhalten Nachfrager aufgrund des ‚Pancaking‘ Anreize zur Vermeidung von Standorten, bei deren Wahl die Nutzung der nachgelagerten Netze erforderlich wäre. Daher werden vor allem in Randlagen Anschlüsse an das vorgelagerte Netz bevorzugt werden.

Dies kann auch an folgendem Beispiel verdeutlicht werden: In Dänemark und Schweden werden unterschiedliche und voneinander unabhängige Preissysteme für den Erdgastransport verwendet. Die Versorgung der Erdgasverbraucher erfolgt nahezu ausschließlich (98%⁷⁰⁷) aus der dänischen Offshore-Produktion. In beiden Ländern werden entfernungsunabhängige Preissysteme für den Erdgastransport angewandt⁷⁰⁸. Bei dem Erdgastransport von Dänemark nach Schweden tritt folglich ‚Pancaking‘ auf⁷⁰⁹. Der Elektrizitätsmarkt in Skandinavien wird indessen über den sog. ‚Nord Pool‘ abgewickelt⁷¹⁰. Elektrizitätstransporte in allen skandinavischen Ländern werden einheitlich behandelt; ‚Pancaking‘ tritt hierbei nicht auf. Die integrierte Betrachtung der Preissysteme führt dazu, dass Betreiber neu zu errichtender Kraftwerke grundsätzlich Anreize zur Wahl eines Standortes in Dänemark erhielten. Dort kann, aufgrund des entfernungsunabhängigen Preissystems für den Erdgastransport, jeder Standort gewählt werden und die Kosten der Produktion der zu nahezu einheitlichen Preisen im skandinavischen Markt absetzbaren Elektrizität sind, ceteris paribus, um die für den Erdgastransport in Schweden zu zahlenden Entgelte geringer als bei Betrieb eines identischen erdgasbetriebenen Kraftwerkes in Schweden⁷¹¹.

⁷⁰⁶ beispielsweise im nationalen Hochdrucknetz und den regionalen und/oder lokalen Netzen

⁷⁰⁷ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004), S. 32

⁷⁰⁸ vgl. Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004), S. 35

⁷⁰⁹ vgl. Abschnitt 6.2.8

⁷¹⁰ zur Erläuterung vgl. Houmøller (2003) oder zum Vergleich der nordischen Preissysteme für den Elektrizitätstransport Kinnunen (2003), S. 79ff

⁷¹¹ Steuerliche Anreize oder Subventionen wurden in dieser vereinfachenden Betrachtung vernachlässigt.

7.3.2.5.4 Eigener Leitungsbau

Der Bau eigener Leitungen durch Endabnehmer oder allgemeiner die Nachfrager nach Transporten, d. h. andere Unternehmen als den jeweiligen Transporteur hat in Europa bisher (noch) keine wesentliche Bedeutung erlangt. Abgesehen von den hohen Investitionen, liegt der Grund hierfür darin, dass mit Umsetzung der Erdgas-Richtlinien zwar der Netzzugang ermöglicht bzw. erleichtert wurde, zahlreiche nationale Restriktionen im Zusammenhang mit dem Bau eigener Leitungen aber dazu beitragen, dass dieser untersagt, erschwert oder (zumindest) nicht gefördert wird. Außerhalb Deutschlands gibt es in Europa nur vereinzelt konkurrierende Leitungen⁷¹². Viele Transporteure haben regionale Monopolstellungen⁷¹³. Folglich können wirtschaftliche Anreize zum Bau eigener Leitungen durch o. g. Nachfrager als Konsequenz der implementierten Preissysteme nicht oder nur erschwert umgesetzt werden.

Aber auch wenn grundsätzlich eigener Leitungsbau möglich wäre, Nachfrager ihren Standort frei wählen könnten und in diesem Zusammenhang nicht auf vorgegebene Trassen beschränkt wären⁷¹⁴, müssten zusätzlich zu den Kosten des Baues und Betriebes einer (direkten) Leitung von der Übernahmestation zu dem unter den gegebenen Voraussetzungen optimalen Standort im Regelfall zusätzlich die für die Strukturierung der Erdgaslieferungen und zur Gewährleistung der Lieferausfallsicherheit zu zahlenden Entgelte bzw. aufzuwendenden Kosten der Nachfrager berücksichtigt werden. Daher wird auch unter diesen Bedingungen eigener Leitungsbau in praxi nur für den Bau kurzer Stichleitungen zum (Ab-) Transport bereits strukturierter Lieferungen in Frage kommen⁷¹⁵. Dann könnte eine Stichleitung ausgehend von einem überregionalen Netz zur Vermeidung von Transporten in regionalen oder lokalen Netzen, in welchen oft entfernungsunabhängige oder Entry-Exit-Preissysteme angewandt werden, errichtet werden. Der einzelne Nachfrager wird die Entscheidung zum Bau einer solchen Leitung aber nicht nur aufgrund eines einfachen Vergleiches der Kosten treffen, sondern in diesem Zusammenhang auch rechtliche Aspekte⁷¹⁶, Vor- und Nachteile der Investition⁷¹⁷ sowie eventuelle zusätzliche Dienstleistungen des Transporteurs berücksichtigen.

Ist es nicht ein als Nachfrager auftretender Endabnehmer selbst, sondern ein neu in den Markt eintretender Transporteur, besteht, falls der eigene Leitungsbau uneingeschränkt möglich ist,

⁷¹² z. B. Zebra-Leitung in den Niederlanden

⁷¹³ vgl. z. B. Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004), S. 35, s. a. Abschnitt 3.3.3

⁷¹⁴ einen Überblick der in diesem Fall anwendbaren Methoden der analytischen Standortbestimmung gibt z. B. Bloech (1970)

⁷¹⁵ s. a. Abschnitt 6.1.5, 6.2.6 und 6.3.6; ein vereinfachtes Beispiel zur Vorteilhaftigkeit des eigenen Leitungsbaus ist in Anhang 7, 0 enthalten.

⁷¹⁶ beispielsweise inwieweit der Bau und Betrieb einer Leitung den Nachfrager selbst zum Angebot von Transporten verpflichtet

⁷¹⁷ während die Investition eine langfristige Kapitalbindung impliziert, können Transportverträge kurzfristig gekündigt werden

vor allem bei Anwendung entfernungsunabhängiger Preissysteme die Gefahr des sog. Rosinenpickens⁷¹⁸. Die systemimmanente Quersubventionierung könnte durch Auswahl der zu geringen Kosten zu erreichenden Kunden unterlaufen werden und Reaktionen des ‚eingesessenen‘ Transporteurs hervorrufen. Die Untersuchungen des Anbieterverhaltens bei Vorhandensein konkurrierender Netze im Telekommunikationssektor könnten ansatzweise auch auf den Erdgastransport übertragen werden⁷¹⁹.

7.3.2.6 Zusammenfassung

Auch bei desintegrierter Betrachtung werden die Anreize für Nachfrager im Allgemeinen nicht allein durch das Preissystem für den Erdgastransport, sondern durch die sich für den Nachfrager ergebenden Gesamtkosten des Erdgaseinsatzes bestimmt. Sie sind unter den genannten Annahmen lineare, mehrdimensionale Funktionen. Für das entfernungsabhängige Preissystem gilt:

$$K_{\text{gesamt}} = K(V, p_{\text{Erdgas}}, a^e, \kappa_{\text{Bandbezug}}, \kappa_{\text{Injektion}}, \kappa_{\text{Entnahme}}, d_{\text{Quelle-Verbraucher}}, d_{\text{Verbraucher-Speicher}}, d_{\text{Speicher-Verbraucher}}),$$

für das entfernungsunabhängige Preissystem gilt:

$$K_{\text{gesamt}} = K(V, p_{\text{Erdgas}}, a^u, \kappa_{\text{Bandbezug}}, \kappa_{\text{Injektion}}, \kappa_{\text{Entnahme}}) \text{ und}$$

für das Entry-Exit-Preissystem gilt:

$$K_{\text{gesamt}} = K(V, p_{\text{Erdgas}}, \kappa_{\text{Bandbezug}}, \kappa_{\text{Injektion}}, \kappa_{\text{Entnahme}}, a_{\text{Quelle}}^{\text{entry}}, a_{\text{Verbraucher}}^{\text{entry}}, a_{\text{Speicher}}^{\text{entry}}, a_{\text{Verbraucher}}^{\text{exit}}, a_{\text{Speicher}}^{\text{exit}}, a_{\text{Verbraucher}}^{\text{exit}}).$$

Nur bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems sind direkt aus der Netzstruktur ableitbare Parameter relevant (das sind die Entfernungen $d_{\text{Übernahmestation-Verbraucher}}$, $d_{\text{Verbraucher-Speicher}}$ und $d_{\text{Speicher-Verbraucher}}$). Eine annähernd kostenreflektierende Preisstellung (s. u.) ist zwar gegeben und das Preissystem begünstigt daher die effiziente Netznutzung, aber es bestünden grundsätzlich nur dann Möglichkeiten zur Anpassung der Preise an die Nachfrage, wenn die Bedingungen der Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Einfachheit nicht berücksichtigt werden würden.

Das entfernungsunabhängige Preissystem ist vor allem einfach. Bei dessen Anwendung erhalten Nachfrager Anreize Erdgas an derjenigen Übernahmestation beziehen, an welcher die geringsten Preise verlangt werden. Quersubventionen werden jedoch begünstigt.

⁷¹⁸ vgl. hierzu auch das in Ströbele (2000), S. 29, angeführte Beispiel, wonach bei Anwendung eines entfernungsunabhängigen Preissystems im Bereich der Brief- und Paketzustellung und Erlaubnis der Gründung privater Paketdienste letztere die Strategie des ‚Rosinenpickens‘ in Ballungszentren wählen.

⁷¹⁹ vgl. Laffont, Rey, Tirole (1998a) und Laffont, Rey, Tirole (1998b); vgl. auch allgemein zur Theorie der Preisstrategien bei homogener Konkurrenz im Duopol z. B. Schumann, Meyer, Ströbele (1999), S. 349ff. Eine weiterführende Untersuchung soll im Rahmen dieser Arbeit nicht erfolgen.

Die Anzahl der Freiheitsgrade ist bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems am höchsten. Dieses kann zwar zur Anpassung der Preise an die Nachfrage genutzt werden⁷²⁰, aber auch als Intransparenz und dementsprechend als Nachteil interpretiert werden⁷²¹. Nur in Ausnahmefällen wird die effiziente Netznutzung begünstigt. Anreize zum Bezug von Erdgas an nahegelegenen Übernahmestationen und somit zu einer Vergleichmäßigung der Transportsystemauslastung können nur nach Einführung zusätzlicher Bedingung wie z. B. übernahmestationsabhängiger Preise an den Übergabestationen oder Festlegung von Zonen, d. h. Bildung von Teilnetzen, erreicht werden. Derartige Modifikationen bergen jedoch die Gefahr in sich, zur Behebung anderer oder aus ihnen folgender (unerwünschter) Effekte weitere einführen zu müssen – d. h. sie könnten Ursprung eines ‚circulus vitiosus‘ der Modifikationen werden.

Auch falls Möglichkeiten zur Substitution bestehen, werden die Anreize hierzu über die Gesamtkosten des Erdgaseinsatzes geschaffen. Dies bedeutet aber gleichzeitig, dass die generelle Substitutionsmöglichkeit des Endproduktes die Reservierung der Transportkapazität und dadurch die Auslastung des Netzes beeinflusst⁷²².

Das von den Transportkunden für Erdgastransporte zu zahlende Entgelt ist bei Anwendung jedes der drei untersuchten Preissysteme linear von der reservierten Kapazität abhängig. Die Kosten des Leitungsbaus hingegen steigen unterproportional zur Kapazität und enthalten nicht kapazitätsabhängige Komponenten. Demzufolge werden letztere durch keines der Preissysteme abgebildet.

Manche der in anderen Branchen üblichen Variablen, wie z. B. der Reservierungszeitpunkt, wurden nicht nur im Rahmen der hier getroffenen Annahmen vernachlässigt, sondern werden auch in praxi zu Gunsten der Erhaltung der Einfachheit des Preissystems nicht berücksichtigt. Mögliche Anreize zur Erhöhung der Transportsystemauslastung, bzw. deren Planbarkeit, werden somit nicht gegeben.

7.3.3 Zwei- und mehrteilige Preissysteme

Die vorhergehenden Untersuchungen bezogen sich auf die drei als praxisrelevant identifizierten linearen Preissysteme. Durch Anwendung zwei- und mehrteiliger Preissysteme für den

⁷²⁰ sofern keine weiteren Restriktionen zu beachten sind; vgl. Abschnitt 7.4

⁷²¹ vgl. z. B. ERGEG (2004), S. 12; vgl. aber auch Abschnitt 6.3

⁷²² Denn falls, bei Annahme der Substitution durch alternative Energieträger die Kosten des Erdgaseinsatzes jene des Einsatzes alternativer Energieträger inklusive etwaiger Kosten der Substitution übersteigen und die Substitution technisch möglich ist, wird der Nachfrager das Erdgas substituieren und weder den Transport noch das Erdgas und dessen Speicherung nachfragen.

Erdgastransport⁷²³ könnten, folgt man dem allgemein für derartige Preissysteme Festgestellten⁷²⁴, Effizienzsteigerungen erzielt werden.

Wenn die Nachfrager homogen (identisch) sind, ergibt sich im Optimum (zur Maximierung der Wohlfahrtsfunktion) ein Coase-Tarif. Übertragen auf Erdgastransporte entspräche der Kapazitätspreis den Grenzkosten für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazität, d. h. im Regelfall für die Kapazitätserweiterung, und der Grundpreis dem durch die Anzahl der Konsumenten dividierten Verlust bei Grenzkostenpreisbildung. Der Grundpreis würde in diesem Fall nicht differenziert. Daher kämen hierfür beispielsweise der in Abschnitt 5.2.5.1 beschriebene zweiteilige Preis auf Basis des entfernungsunabhängigen Preises, der in Abschnitt 5.2.5.2 (1) beschriebene zweiteilige entfernungsabhängige Preis mit entfernungsunabhängigem Grundpreis oder der in Abschnitt 5.2.5.3 beschriebene Entry-Exit-Preis mit entfernungsunabhängigem Grundpreis in Frage.

Handelt es sich hingegen um heterogene Nachfrager, ist eine Differenzierung der Grundpreise zur Erreichung des erstbesten Ergebnisses erforderlich⁷²⁵. Solche Differenzierung muss rechtlich und ökonomisch möglich sein. Dies ist dann der Fall, wenn sie von den Nachfragern und einer eventuell vorhandenen Regulierungsbehörde nicht als diskriminierend erachtet wird und die Nachfrager nach ihrer Zahlungsbereitschaft unterschieden werden können. Kann angenommen werden, dass die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager in Abhängigkeit der Transportentfernung zunimmt⁷²⁶, böte sich durch entfernungsabhängige Festlegung der Grundpreise eine Differenzierungsmöglichkeit. Diese wäre, in Einklang mit den im Zusammenhang mit dem entfernungsabhängigen Preissystem vorgebrachten Argumenten⁷²⁷, zudem diskriminierungsfrei. Das jeweilige Preissystem wäre für jeden Marktteilnehmer gültig. Für gleiche Leistungen würden auch hier identische Preise verlangt. Demzufolge könnten hierfür die in Abschnitt 5.2.5.2 (2) und 5.2.5.2 (3) definierten zweiteiligen Preissysteme ebenso wie das in Abschnitt 5.2.5.3 festgelegte Entry-Exit-Preissystem mit entfernungsabhängigem Grundpreis verwendet werden.

Allerdings bilden auch die beschriebenen zweiteiligen Preissysteme den unterproportionalen Anstieg der Kosten in Abhängigkeit der Kapazität und daher die in Netzen typischen Größersparnisereffekte⁷²⁸ nicht exakt ab. Die Differenz zwischen der Transportentgeltfunktion und der Kostenfunktion des Leitungsbaus ergibt sich zu⁷²⁹:

⁷²³ vgl. Abschnitt 5.2.5

⁷²⁴ vgl. Abschnitt 2.2.1.2.2

⁷²⁵ vgl. Borrmann, Finsinger (1999), S. 222

⁷²⁶ s. hierzu Abschnitt 6.1.6

⁷²⁷ vgl. Abschnitt 6.1.1 und 2.1.5

⁷²⁸ s. a. Abschnitt 3.3.1 und dort Fußnote 182 sowie Abschnitt 3.5 und dort Fußnote 236

⁷²⁹ s. a. Fußnote 696

$$\begin{aligned}
 T_i^{zC} - K_{\text{Leitung}} &= a^{1e} * \kappa * d + a_0^{1e} * d - \alpha_1' * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} * d - \alpha_2 * d \\
 &= d * \left(a^{1e} * \kappa - \alpha_1' * \kappa^{\frac{1}{\gamma}} - \alpha_2 + a_0^{1e} \right)
 \end{aligned}$$

Diese Differenzfunktion unterscheidet sich in ihrer Struktur von der für das lineare entfernungsabhängige Preissystem gültigen durch die kapazitätsunabhängige Größe $a_0^{1e} * d$ ⁷³⁰. Daher liegen auch hier die für die Reservierung einer geringen Kapazität zu zahlenden Entgelte unter jenen des Leitungsbaus und überschreiten diese ab einer bestimmten Kapazität. Dennoch können aufgrund der Möglichkeit zur Berücksichtigung der kapazitätsunabhängigen Größe (und evtl. einer weiteren, auch entfernungsunabhängigen, Komponente) die sich für das lineare entfernungsabhängige Preissystem ergebenden Unterschiede bei geeigneter Wahl der Parameter a^{1e} und a_0^{1e} durch Anwendung eines zweiteiligen Preissystems reduziert werden.

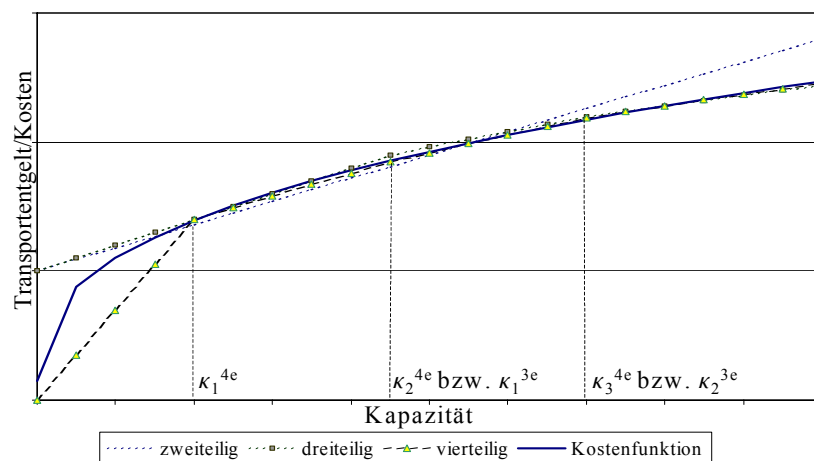


Abbildung 7.13 Vergleich einer typischen Funktion der Kosten des Leitungsbaus mit den Transportentgeltfunktionen zwei-, drei- und vierteiliger Preissysteme für eine vorgegebene Transportentfernung⁷³¹

⁷³⁰ vgl. Abschnitt 7.3.2.4; selbstverständlich unterscheiden sich auch die Werte für den Preis a^{1e} , dadurch wird aber keine Veränderung der Struktur bewirkt

Die Steigung der Differenz als Funktion der Kapazität, κ : $(T^{zC} - K_{\text{Leitung}})' = a^{1e} * d - \alpha_1' * \frac{1}{\gamma} * \kappa^{\frac{1-\gamma}{\gamma}} * d$ unterscheidet sich nur durch den Preis, a^{1e} , von jener des linearen entfernungsabhängigen Preissystems.

⁷³¹ zur Definition der in diesem Beispiel herangezogenen Preissysteme vgl. Abschnitt 5.2.5.5 insbesondere Abbildung 5.13

Eine Verbesserung der Kostenreflektivität, allerdings auch eine Erhöhung der Komplexität, kann durch Anwendung mehrteiliger Preissysteme erreicht werden. Dies wird in Abbildung 7.13, in welcher auf die Beispiele mehrteiliger Preissysteme nach Abschnitt 5.2.5.5, insbesondere Abbildung 5.13, zurückgegriffen wird, bereits durch Vergleich mit einer typischen Kostenfunktion verdeutlicht.

Abbildung 7.14 verdeutlicht schematisch, dass die Differenz zwischen Transportentgeltfunktion und Kostenfunktion des Leitungsbaus bei Anwendung mehrteiliger Preissysteme im Vergleich zu jener bei Anwendung zweiteiliger Preissysteme verringert werden kann⁷³².

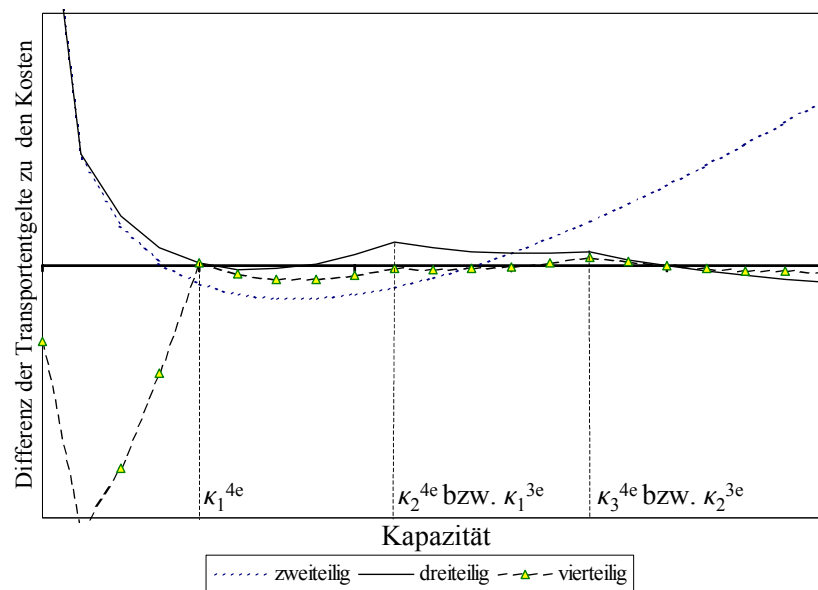


Abbildung 7.14 Differenzen der Leitungsbaukosten und der Transportentgelte bei Anwendung zwei-, drei- und vierteiliger Preissysteme in Abhängigkeit der Kapazität für eine vorgegebene Transportentfernung⁷³³.

Allgemein kann die Kostenfunktion mit zunehmender Anzahl der Teile (Blöcke) eines mehrteiligen Preissystems – bei geeigneter Wahl der Steigungen und Ordinatenabschnitte der ein-

⁷³² Die stärkeren Abweichungen des vierteiligen Preissystems im Bereich kleiner Kapazität werden dadurch verursacht, dass in dem gewählten Beispiel für dieses Preissystem kein kapazitätsunabhängiges Element definiert wurde.

⁷³³ zur Definition der in diesem Beispiel herangezogenen Preissysteme vgl. Abschnitt 5.2.5.5 insbesondere Abbildung 5.13.

Es handelt sich hierbei um eine schematische Darstellung. Die Skalierung der Achsen ist mit jener der Abbildung 7.11 nicht vergleichbar.

zelen Teile – besser angenähert werden⁷³⁴. Folglich nimmt dann die Differenz zwischen Transportentgeltfunktion und Kostenfunktion des Leitungsbaus in dem betrachteten (Kapazitäts-) Intervall ab. Ähnliches gilt auch für andere Maße der Abweichung der Funktionen wie z. B. den Mittelwert der quadratischen Abweichungen der Transportentgeltfunktionen und der Kostenfunktion des Leitungsbaus.

Aufgrund der Entfernungsabhängigkeit der Entgeltbestandteile der in o. g. Beispielen gewählten Preissysteme könnte die effiziente Netznutzung sichergestellt werden, denn diesbezüglich gilt das für entfernungsabhängige Preissysteme Gesagte analog. So würden Nachfrager bei Anwendung dieser Preissysteme – wie auch bei dem entfernungsabhängigen – bei freier Standortwahl (ebenfalls unter zusätzlicher Berücksichtigung der sonstigen Kosten der Erdgasbeschaffung) grundsätzlich quell-, d. h. übernahmestations- und speichernahe Standorte bevorzugen. ‚Pancaking‘⁷³⁵ träte nur auf, wenn entfernungsunabhängige Preiskomponenten in vor- und nachgelagerten Netzen angewandt werden würden⁷³⁶. Allerdings können bereits zweiteilige Preissysteme nicht mehr als einfach bezeichnet werden.

Bei Anwendung der hier beschriebenen zwei- und mehrteiligen Preissysteme sinkt der (Durchschnitts-) Preis mit Reservierung zusätzlicher Kapazitätseinheiten⁷³⁷. Dies ist zum einen problemadäquat, da die Kosten der Kapazitätserrichtung bzw. –erweiterung nur unterproportional mit zunehmender Kapazität steigen und dementsprechend die Stückkosten bezogen auf die Kapazität sinken⁷³⁸. Andererseits könnte die Abnahme des Durchschnittspreises in Abhängigkeit der Kapazitätsreservierung bei gleichzeitiger Entfernungsabhängigkeit aber dazu führen, dass insbesondere Nachfrager, welche einen geringen Kapazitätsreservierungsbedarf und größere Transportentfernungen zu überbrücken haben, im Vergleich zur Anwendung linearer Preise schlechter gestellt werden. Dies träfe beispielsweise auf Industriekunden zu, deren Standorte sich in großer Entfernung der Übernahmestationen befinden. Eine eventu-

⁷³⁴ vgl. auch Abschnitt 5.2.5.5 – prinzipiell wird – ähnlich der numerischen Differentiation – die Anzahl der Stützstellen zur Abbildung der Steigung der Kostenfunktion erhöht und somit die Möglichkeit zur Abbildung der Kostenfunktion selbst verbessert.

Die Anzahl der verschiedenen Preise bzw. Preisabschnitte wird im Einzelfall in Abhängigkeit der Verschiedenartigkeit der Nachfragergruppen und der mit Implementierung verbundenen Transaktionskosten zu bestimmen sein; s. a. zur Einschränkung hierzu das Zitat, auf welches Fußnote 356 verweist.

⁷³⁵ s. a. Abschnitt 6.2.8

⁷³⁶ wie z. B. der entfernungsunabhängige Grundpreis in Abschnitt 5.2.5.2 (1), der entfernungsunabhängige Kapazitätspreis in Abschnitt 5.2.5.2 (2) oder der entfernungsunabhängige Grundpreis des zweiteiligen Entry-Exit-Preises in Abschnitt 5.2.5.3

⁷³⁷ s. Abschnitt 5.2.5 und dort z. B. Abbildung 5.10 und Abbildung 5.12

Auch an dieser Stelle sei nochmals betont, dass sich diese Aussage auf die Reservierung nicht die Nutzung bezieht. Denn letzteres würde eine Veränderung der Produktdefinition bedingen.

⁷³⁸ s. Abschnitt 3.5, insbesondere Abbildung 3.6

ell gewollte Quersubventionierung sollte dann aber auch hier effizienter durch direkte Transferzahlungen als durch ein nicht kostenreflektierendes Preissystem erfolgen⁷³⁹.

Zwei- oder mehrteilige Preissysteme für den Erdgastransport, unabhängig davon ob dieser integriert oder desintegriert betrachtet wird, trügen jedoch gleichzeitig zur Veränderung der traditionellen Preisstruktur für den Verkauf von Erdgas bei. Denn entweder müsste bei integrierter Betrachtung der Leistungspreisanteil⁷⁴⁰ ebenfalls zwei- oder mehrteilig definiert werden oder dieser Preis wäre im Rahmen der (desintegrierten) Gesamtkostenberechnung der Nachfrager⁷⁴¹ zu berücksichtigen.

7.4 Abriss einiger Modifikationsmöglichkeiten der Preissysteme bei das Angebot übersteigender Nachfrage

Die bisherige Untersuchung beschränkte sich auf Fälle, in welchen die Nachfrage das Angebot nicht übersteigt. Nimmt man hingegen an, dass entweder im Gesamtnetz, auf einzelnen Strecken oder an einzelnen Übernahme- und Übergabestationen die Nachfrage das Angebot übersteigt, so existieren verschiedene Ansätze zur Lösung des Problems. Diese beziehen sich oft auf die Kapazitätsallokation. Eine höhere Allokationseffizienz wird durch örtliche oder zeitliche Anpassung der Preise in Abhängigkeit der Nachfrage erreicht⁷⁴². Hierzu könnten beispielsweise Auktionsverfahren für Teilstrecken oder einzelne Übernahme- oder Übergabestationen eingesetzt werden⁷⁴³. Sie gestatten jedoch nicht die Wahrung der Struktur des Preissystems. Das bedeutet, dass das Kriterium der Stabilität bei deren Anwendung nicht erfüllt wird⁷⁴⁴. Darüber hinaus wurden bei Auktionen von Kapazitäten im UK weit über die Kosten (und Erwartungen) hinausgehende Erlöse erzielt, die schließlich dazu führten, dass Zusatzerlöse durch Rabatte in den nachfolgenden Perioden an die Transportkunden zu erstatten waren⁷⁴⁵.

⁷³⁹ in Analogie zu dem für das entfernungsunabhängige Preissystem Festgestellten; s. a. Abschnitt 7.3.2.1

⁷⁴⁰ s. hierzu Abschnitt 2.2.1.2.3

⁷⁴¹ s. hierzu Abschnitt 7.3.1

⁷⁴² vgl. Mühlenkamp (1994), S. 179f. Auf eine weitergehende Beschreibung der Methoden des sog. Engpass-Management soll verzichtet werden. Wesentliche Methoden für den Elektrizitätssektor sind in ETSO (1999) enthalten. Hierin wird auch verdeutlicht, dass zwischen den Methoden zum Engpass-Management (s. S. 6ff) und den hierzu (zusätzlich) erforderlichen Prioritätsregeln (s. S. 12f) unterschieden werden muss – eine anderenorts (vgl. z. B. Lapuerta, Moselle (2002)) nicht immer in dieser Klarheit vollzogene Unterscheidung.

⁷⁴³ Einen kurzen Überblick zu Auktionen im Zusammenhang mit dem Erdgastransport gibt z. B. Füg (1999), S. 165ff, s. a. Hirschhausen, Beckers (2004), S. 8 oder GTE (2001b), S. 6.

⁷⁴⁴ vgl. Abschnitt 4.3.2 und Abschnitt 7.3.2.5.1

⁷⁴⁵ „The need for a structured approach to deal with over-recovery became apparent only after the second series of auctions in March 2000 when Transco over-recovered 160% relative to its target.“, McDaniel, Neuhoff (2002), S. 18. Vgl. zur Darstellung und Problematik der Versteigerung von knappen Kapazitäten an den Übernahmestationen im UK a. OFGEM (2000) sowie insgesamt McDaniel, Neuhoff (2002).

Bei punktuell das Kapazitätsangebot überschreitender Nachfrage böte sich eine Möglichkeit zur Nachfragesteuerung bei Anwendung des Entry-Exit-Preissystems⁷⁴⁶. Bei Überschreitung der Kapazität könnte an den Übernahme- und Übergabestationen ein ‚Preissignal‘ durch eine zur Nachfrage proportionale Erhöhung der kombinierten Entry- und Exit-Preise gesetzt werden. Der Preis für den Transport zwischen einzelnen Übernahme- und Übergabestationen wird verändert, ohne dass dies weitere Auswirkungen auf die Preise für Transporte zwischen anderen Übernahme- und Übergabestationen hätte⁷⁴⁷.

Allerdings blieben auch und gerade bei Anpassung der Preise an die Nachfrage die dem Entry-Exit-Preissystem immanenten Nachteile erhalten⁷⁴⁸. Da die so angepassten Preise für alle Nachfrager gleichermaßen gültig wären und da durch ein Entry-Exit-Preissystem jedes Netz quasi in eine endliche Anzahl von Teilsystemen – den Kombinationen der einzelnen Übernahme- und Übergabestationen, d. h. den Matrixelementen – unterteilt wird, könnte auch bei Anpassung der einzelnen Preise die Diskriminierungsfreiheit begründet werden. Ob allerdings ein derartiges Preissystem noch der Anforderung nach Transparenz genügt, darf bezweifelt werden. Denn durch die Separierung einzelner Stationen und nachfrageabhängige Verpreisung wird Intransparenz erzeugt⁷⁴⁹.

⁷⁴⁶ vgl. a. ansatzweise Cavaliere (2003), S. 9

⁷⁴⁷ s. Beispiel in Anhang 8. Grundsätzlich, allerdings eingeschränkt, wäre auch bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems die nachfrageabhängige Anpassung der Preise auf Teilstrecken möglich. Die im Folgenden aufgeführten Nachteile gelten dabei analog.

⁷⁴⁸ s. a. Abschnitt 7.3.2.3

⁷⁴⁹ Oft werden bei das Angebot übersteigender Nachfrage Methoden des Revenue Management (s. Anhang 4) eingesetzt. Auch hier ist die Preistransparenz ein häufig auftretender Kritikpunkt.

8 Zusammenfassung, Fazit und Ausblick

Die Untersuchung der Struktur von Preissystemen für Erdgastransportkapazitäten erforderte vorbereitend die Beschreibung der Grundlagen der Preisbildung, des Erdgastransportes selbst und der für diesen und den Erdgasmarkt im Allgemeinen gültigen Rahmenbedingungen, Ziele und Kriterien. Hierauf aufbauend konnten die derzeit in Europa angewandten linearen Preissysteme beschrieben und analysiert sowie Kriterien und Argumente für deren Wahl diskutiert werden. Parallel wurden die Möglichkeiten der Festlegung zwei- und mehrteiliger Preissysteme erläutert.

Bereits aus der Diskussion der Rahmenbedingungen, Ziele und Kriterien können einige, für die spätere Untersuchung der Preissysteme relevante Konsequenzen abgeleitet und Widersprüche dieser aufgezeigt werden. Beispielsweise entsteht aufgrund des Desintegrationserfordernisses ein eigenständiger Markt für Erdgastransporte. Diese sind somit einerseits mit anderen Netzindustrien vergleichbar, auch wenn deren Spezifika die Ziehung zu weitreichender Analogieschlüsse, vor allem zu dem Elektrizitätstransport, nicht immer erlauben, andererseits ein Teil der Wertschöpfungskette des Produktes ‚Erdgas‘. Als solches sind die für Erdgastransporte gültigen Ziele nicht unabhängig, sondern auch von jenen des Erdgasmarktes abzuleiten. Hierbei fungieren Preissysteme für Erdgastransporte quasi als Bindeglied. Um das als wesentlich angesehene Ziel der Förderung des Wettbewerbs im Erdgasmarkt zu erreichen, wird es als notwendig, jedoch nicht hinreichend angesehen, dass sie insbesondere diskriminierungsfrei, objektiv, transparent, einfach und kostenreflektierend sowie statisch und dynamisch effizient gestaltet werden. Allerdings sind diese Randbedingungen nicht widerspruchsfrei. Denn ein einfaches Preissystem ist üblicherweise weder diskriminierungsfrei noch kostenreflektierend oder leistungsdifferenzierend.

Preissysteme können mit Hilfe von Variablen, welche letztlich der Produktdifferenzierung dienen, beschrieben werden. Sie sind von Kapazitätsreservierungssystemen zu unterscheiden. Die bestimmende Variable des Großteils der veröffentlichten Preissysteme und gleichzeitig das vor allem aufgrund des Desintegrationserfordernisses relevante Produkt ist die von dem Transportkunden reservierte und von dem Transporteur vorzuhaltende Kapazität, nicht die transportierte Menge. Auch Grenzkosten sind gewöhnlich in Bezug auf Kapazitätserweiterungen, nicht die Veränderung der Flusssituation, festzulegen⁷⁵⁰. Die Aufnahme weiterer Variablen dient der Leistungsdifferenzierung, allerdings auch der Komplexitätserhöhung.

Derzeit werden entfernungsabhängige, entfernungsunabhängige und Entry-Exit-Preissysteme angewandt. Deren Transportentgeltfunktion ist linear von der reservierten Kapazität abhängig. Diese Preissysteme können unter einschränkenden Voraussetzungen, als deren wichtigste die

⁷⁵⁰ Dennoch beziehen sich zahlreiche Publikationen – auch für den Erdgastransport – auf den Transport der Menge und die Flusssituation, vgl. Fußnote 33.

Inelastizität der Nachfrage zu nennen ist, erlösgleich festgelegt werden⁷⁵¹. Aus der Netzstruktur selbst folgt die (näherungsweise) Gleichheit der Erlöse und auch der Transportentgelte der entfernungsabhängigen und entfernungsunabhängigen Preissysteme nur, wenn die Standardabweichung der Häufigkeitsverteilung der (nachgefragten) Entfernungen im Netz⁷⁵² klein ist. Dies ist in einfachsten strecken- und sternförmigen sowie in hochvermaschten Netzen der Fall. Dann wäre das entfernungsunabhängige Preissystem aufgrund seiner Einfachheit zu bevorzugen. Zur Ableitung der Erlösgleichheit des Entry-Exit-Preissystems und des entfernungsabhängigen Preissystems sind auch für hochvermaschte und baumartige Netze zusätzliche restriktive Annahmen erforderlich. Eine darüber hinaus gehende Möglichkeit zur Bestimmung eines optimalen Preissystems in Abhängigkeit der Netzstruktur kann unter den getroffenen Annahmen nicht abgeleitet werden.

Welches Preissystem anzuwenden ist, hängt somit primär von den Anreizwirkungen für Nachfrager ab. Geht man davon aus, dass eine effiziente Netznutzung nur bei Anwendung kostenreflektierender Preissysteme gewährleistet wird, sind diesbezügliche Unzulänglichkeiten aller drei untersuchten Preissysteme zu konstatieren. Denn der unterproportionale Anstieg der Kosten des Leitungsbaus in Abhängigkeit der Kapazität wird durch lineare Preissysteme nicht abgebildet. Hingegen wird die lineare Abhängigkeit der Leitungsbaukosten von der Entfernung durch entfernungsabhängige Preissysteme und gegebenenfalls entfernungsabhängig gestaltete Entry-Exit-Preissysteme wiedergegeben. Folglich werden Anreize zur effizienten Netznutzung nur ansatzweise bei Anwendung des entfernungsabhängigen Preissystems gegeben, nicht durch entfernungsunabhängige und nicht entfernungsabhängig gestaltete Entry-Exit-Preissysteme. Die beiden letztgenannten weisen dennoch oft höhere Marktakzeptanz auf, da sie als einfacher empfunden werden.

Eine vergleichsweise bessere Approximation der Kostenfunktion des Leitungsbaus erhielte man bei Anwendung mehr- oder im einfachsten Fall zweiteiliger Preissysteme mit entfernungsabhängigen Kapazitäts- und ebenfalls entfernungsabhängigen Grundpreisen⁷⁵³. Sie könnten wohlfahrtserhöhend und diskriminierungsfrei festgelegt werden. Zudem würden hiervon Anreize zur Reservierung größerer Kapazitäten, aufgrund der in Abhängigkeit dieser fallenden Durchschnittspreise, ausgehen. Als Konsequenz der höheren Komplexität im Vergleich zu linearen Preissystemen müsste bei deren Anwendung aber mit einer geringeren Marktakzeptanz gerechnet werden.

⁷⁵¹ Das bedeutet, dass sich für den Transporteur nach entsprechender Berechnung der Preise identische Gesamterlöse bei Anwendung verschiedener Preissysteme ergeben.

⁷⁵² welche stets eine Teilmenge der Gesamtheit der aufgrund der Netzstruktur gegebenen Entfernungen zwischen den vorhandenen Übernahme- und Übergabestationen ist

⁷⁵³ Dennoch werden mehrteilige Preissysteme in der hier beschriebenen Form bisher nicht angewandt, vgl. a. Tabelle 5.1. Die angewandten mehrteiligen Preissysteme, deren Variablen die Kapazität und die Menge sind, weisen eine lineare Kapazitätsabhängigkeit auf; vgl. hierzu Abschnitt 5.2.5.4. Die Anwendung eines zweiteiligen nicht-linearen Preissystems für den Erdgastransport wird jedoch in Polen diskutiert.

Anreizwirkungen für Nachfrager werden jedoch nicht nur isoliert durch das Preissystem für den Erdgastransport, sondern stets auch durch die auf vor- und nachgelagerten Märkten gültigen Bedingungen beeinflusst. Daher sind Interdependenzen zwischen verschiedenen Erdgas-, Erdgastransport- und Endproduktmärkten nicht zu vernachlässigen und im Einzelfall zu untersuchen.

Hauptsächlich die Rahmenbedingungen der Stabilität, Diskriminierungsfreiheit und Einfachheit erfordern grundsätzlich die zeitliche und örtliche Konstanz des Niveaus und der Struktur der Preissysteme für den Erdgastransport. Bei Berücksichtigung dieser können daher die Preise der untersuchten linearen und mehrteiligen Preissysteme nicht kurzfristig und flexibel an veränderte Nachfragesituationen angepasst werden. Die flexible Preis- und Preissystemgestaltung benötigte geänderte Rahmenbedingungen. Dann wären in Abhängigkeit der Nachfrage veränderliche Preise, verschiedene oder unterschiedlich gestaltete, aber prinzipiell gleiche Preissysteme, für Teilbereiche eines Netzes, Auktionsverfahren⁷⁵⁴ oder andere Methoden der Preisfestsetzung⁷⁵⁵ denkbar.

Darüber hinaus werden in vollständig desintegrierten Märkten die verschiedenen und im Vergleich zu Transportpreissystemen vielfältigeren Möglichkeiten und Probleme der Gestaltung von Speicherpreissystemen zu berücksichtigen sein. Deren Komplexität ist nicht zuletzt aufgrund der drei Komponenten, d. h. der Entnahmerate, der Injektionsrate und des Arbeitsgasvolumens, sowie der nicht immer eindeutigen Zuordnungsmöglichkeiten einzelner Kosten zu diesen Komponenten höher. Eine weitergehende Analyse der Interdependenzen zwischen verschiedenen Transport-, Speicher- und Erdgaspreissystemen schließlich, würde das Verständnis desintegrierter (Erdgas-) Märkte erweitern.

⁷⁵⁴ wie sie derzeit beispielsweise für Transportkapazitäten durch die Schweiz angewandt werden

⁷⁵⁵ z. B. in Analogie zum Luftverkehr: Revenue Management Methoden

9 Literaturverzeichnis

- Aberle, Gerd (1996): *Transportwirtschaft – Einzelwirtschaftliche und gesamtwirtschaftliche Grundfragen*, München
- Aberle, Gerd; Brenner, Andrea; Hedderich, Alexander (1995): *Trassenmärkte und Netzzugang: Analyse der grundlegenden ökonomischen Bestandteile von Trassen-nutzungsverträgen bei Trennung von Fahrweg und Eisenbahntransportbetrieb mit Marktöffnung für Dritte*, Giessener Studien zur Transportwirtschaft und Kommunikation, Hamburg
- AEEG – Autorità per l'energia elettrica e il gas (2001): *Criteria for the definition of tariffs for the transportation of natural gas and the use of re-gasification terminals*, Milan, 5. Juni 2001; Stand: 10/2003; veröffentlicht unter:
http://www.autorita.energia.it/inglese/press/press_release_050601.htm
- Armstrong, Mark; Cowan, Simon; Vickers, John (1994): *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*, Cambridge, MA
- Armstrong, Mark; Doyle, Chris (1995): *The Economics of Access Pricing*, Report for the Competition and Consumer Policy Division at the OECD, OECD Conference on Competition and Regulation in Network Industries, S. 43 – 68, Paris
- Baecker, Klaus (2001): *Ende der nationalen Strategien*, Energie-Brief, 15.08.2001
- Bätz, Klaus (1979): *Administrative Preispolitik öffentlicher Unternehmen – Gebühren und Tarife als Mittel zur Lenkung der Nachfrage nach öffentlichen Leistungen*, in: *Schriften zur öffentlichen Verwaltung und öffentlichen Wirtschaft*, Bd. 38, Eichhorn, P.; Friedrich, P. (Hrsg.), Baden-Baden
- Bailey, Elizabeth E.; Kaplan, Daniel P.; Sibley, David S. (1983): *On the Contestability of Airline Markets: Some Further Evidence*, in: *Economic Analysis of Regulated Markets*, Finsinger, Jörg (Hrsg.), New York, S. 48 - 64
- Baumol, William J.; Panzar, John C.; Willig, Robert D. (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York
- Bayerngas (2002): *Netzzugang*;
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter: <http://www.bayerngas.de/>
- BEB (2001): *NetCode V. 2.2i, 3. Ausgabe*;
Stand: 10/2001; veröffentlicht unter: <http://www.beb.de>
- BEB (2004a): *Geschäftsbedingungen der BEB für die Speicherung von Erdgas vom 01.04.2004*; Stand: 04/2004; veröffentlicht unter:
http://www.beb.de/cms/doc/doc_download.cfm?random_param=304
- BEB (2004b): *NetCode*
Stand: 07/2004; veröffentlicht unter:
<http://www.beb.de/cms/index.cfm?uuid=5B13599ABDCC36883EED39BF509A7BE6>
- Belobaba, P. (1987): *Airline Yield Management: An overview of seat inventory control*, *Transportation Science*, 21 Jg., Heft 2, S. 63 - 73
- Berg, Sanford V.; Tschirhart, John (1988): *Natural monopoly regulation – Principles and practice*, Cambridge

- Blankart, C. B.; Knieps, G. (1992): Netzökonomik, in: Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, Bd. 11, S. 73 – 87
- Bloech, Jürgen (1970): Optimale Industriestandorte, Würzburg
- Blottin, Thierry (2003): Définitions Yield Management et commentaires;
Stand: 12/03 ; veröffentlicht unter:
http://www.revdev-consultants.com/definition_yield.htm
- BMWA (2004): Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises, Berlin;
Stand: 12/2004; veröffentlicht unter:
<http://www.bmwa.bund.de/Redaktion/Inhalte/Binaer/erdgasmon2004-august,property=blob.xls>
- Böge, Ulf (2001): Liberalisierte Stromwirtschaft ohne staatlichen Regulator, Neue Züricher Zeitung, 08.09.2001
- Bonbright, James C. (1964): Principles of public utility rates, New York
- Borrmann, Jörg; Finsinger, Jörg (1999): Markt und Regulierung, München
- Bozem, K.; Weisheit, K. D. (2001): Versorger steuern in unruhigen Gestaden, Die Welt, 09.11.2001
- Branco, W. (1902): Wirkung und Ursachen der Erdbeben. Rede am Geburtstage Seiner Majestät des Kaisers und Königs Wilhelm's II in der Aula der Königlichen Friedrich-Wilhelms-Universität zu Berlin am 27.01.1902;
Stand: 01/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.univie.ac.at/Wissenschaftstheorie/heat/heat-1/heat004f.htm>
- Brattle Group (2000): Methodologies for Establishing National and Cross-Border Systems of Pricing of Access to the Gas System in Europe, January 2000
- Brede, Helmut (2001): Grundzüge der Öffentlichen Betriebswirtschaftslehre, München, Wien
- Bronfenbrenner, Martin; Sichel, Werner; Gardner, Wayland (1990): Economics, 3. Auflage, Boston
- Brown, Stephen J.; Sibley, David S. (1986): The theory of public utility pricing, Cambridge
- Büdenbender, Ulrich (2003): Nationalrechtliche Regulierung des Netzzugangs in der leistungsgebundenen Energiewirtschaft, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg., Heft 9, (Special), S. 2 - 16
- Bundesgerichtshof (15.11.1994): „Gasdurchleitung“, BGHZ 128, 17 (= RdE 1995, 123 = WuW/E BGH 2953)
- BGW – Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (2005): Einigung beim Energiewirtschaftsrecht bringt Unsicherheit für Kunden und Gasunternehmen, BGW-PressInformation, 12.06.2005
- Burkey, Mark L.; Kurepa, Alexandra (2005): A Nonlinear Pricing Model with Lump-Sum Transportation Costs, Hawaii International Conference on Statistics and Mathematics, 1-11

- Cavaliere, Alberto (2003): Competition in the Natural Gas Industry: European Liberalisation Issues and Regulatory Reform in Italy, paper presented for the II Milan European economy workshop, Mailand;
Stand: 07/2005; veröffentlicht unter: <http://www.economia.unimi.it/eew2/cavaliere.pdf>
- Cave, M.; Majumdar, S.; Rood, H.; Valletti, T.; Vogelsang, I. (2001): The Relationship between Access Pricing Regulation and Infrastructure Competition, Report to OPTA and DG Telecommunications and Post by Brunel University
- CEER – Council of European Energy Regulators (2002a): Guidelines for tariff structure pertaining to intrastate and cross border transport and transit, Position Paper of the CEER for the Madrid V Regulatory Forum, Madrid, 7/8 February 2002; Version 2.0, 28 January 2002
- CEER – Council of European Energy Regulators (2002b): Establishing the preferred tariff methodology for intrastate, cross-border and transit flows in European gas markets CEER Paper to the Madrid Forum, 30/31 October 2002;
Stand: 12/2002; veröffentlicht unter:
<http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid6/ceertariffpaper.pdf>
- Cerbe, Günter; Dehli, Martin; Kätelhön, Jan Eibe; Kleiber, Torsten; Lehmann, Jürgen; Lendt, Benno; Mischner, Jens; Mundus, Bernhard; Pietsch, Hartmut; Spohn, Dietmar; Thiel, Walter (2004): Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung, 6. Auflage, München
- Cord, M.; Hannes, B.; Hartmann, B.; Kellerhoff, J.; Weber-Rey, D. (2003): Konsequenzen der Unbundling-Vorgaben für die deutsche Energiewirtschaft – Skizze möglicher Umsetzungsmodelle und Hypothesen zum Marktauftritt, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 27. Jg., Heft 4, S. 251 - 259
- CRE – Commission de Régulation de l'Énergie (2004): Progrès récents de l'ouverture du marché du gaz en France, Pressekonferenz vom 4. November 2004;
Stand: 01/2005; veröffentlicht unter:
http://www.cre.fr/fr/ressources/communiquésdepresse/communiquésdepresse_consultation.jsp?idDoc=2329#
- Cremer, Helmuth; Gasmi, Farid; Laffont, Jean-Jacques (2003): Access to Pipelines in Competitive Gas Markets, Journal of Regulatory Economics, 24. Jg., Heft 1, S. 5 - 33
- Cremer, Helmuth; Laffont, Jean-Jacques (2001): Competition in Gas Markets;
Stand: 12/2002; veröffentlicht unter:
http://idei.fr/doc/by/cremer_h/cleea.pdf
- Cross, Robert G. (1997): Revenue Management: hard-core tactics for market domination, New York
- Daskin, Mark S. (1995): Network and Discrete Location – Models Algorithms, and Applications, New York
- David, Laurent; Percebois, Jacques (2002): Third Party Access to the network, secondary capacity market and economic optimum: the case of natural gas; Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie (CREDEN), Cahier No. 02.09.36;
Stand: 10/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.sceco.univ-montp1.fr/creden/Cahiers/cahier020936.pdf>

- Department of Public Enterprise (2001): IRL, Review of Tariff Structure for access to the Natural Gas Network;
Stand: 01/2002; veröffentlicht unter:
<http://www.irlgov.ie/tec/energy/naturalgas/gasreview.htm>
- DVGW – Deutscher Verband der Gas- und Wasserwirtschaft (2001): Technische Rahmenbedingungen für den Netzzugang beim Erdgas; 12.7.2001; Hrsg. als Anlage zum zweiten Nachtrag zur Verbändevereinbarung Erdgas
- DVGW – Deutscher Verband der Gas- und Wasserwirtschaft G 260: Teil 1 Gasbeschaffenheit (Stand: 04/83); Teil 2 Gasbeschaffenheit, Ergänzungsregeln für Gase der 2. Gasfamilie (03/90)
- DVGW – Deutscher Verband der Gas- und Wasserwirtschaft G 685: Arbeitsblatt Gasabrechnung (Stand: 04/93); inkl.: 1. Beiblatt (04/95); G 685 –2 B: 2. Beiblatt (12/04); G 685 –3 B: 3. Beiblatt (12/04);
- Diederich, Helmut (1977): Verkehrsbetriebslehre, Wiesbaden
- Diller, Hermann (1985): Preispolitik, Stuttgart
- Dudenhausen, Roman A.; Ellwanger, Niels (2003): Unbundling – was nun?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 53. Jg., Heft 1/2, S. 85 - 86
- EASEE (2005): European Association for the Streamlining of Energy Exchange;
Stand: 06/2005; veröffentlicht unter: <http://www.easee-gas.org/>
- Economides, Nicholas (1996): The Economics of Networks, International Journal of Industrial Organisation, 14. Jg., Heft 2
- EEG – Erdgas Erdöl GmbH (2002): Speicherdienstleistungen – Preisstruktur
Stand: 07/2002; veröffentlicht unter:
<http://www.eegmbh.de/de/ugs.html>
- EGV: Vertrag zur Gründung der europäischen Gemeinschaft vom 25.03.1957; i. d. F.: Vertrag über die europäische Union vom 07.02.1997, Amtsblatt C 340 v. 10.11.1997, S. 173 – 308;
Stand: 11/2001; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/eur-lex/de/treaties/dat/ec_cons_treaty_de.pdf
- Elektrizitäts-Richtlinie (1997): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften Nr. L 027 vom 30/01/1997 S. 0020 – 0029;
Stand: 11/2001; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=DE&numdoc=31996L0092&model=guichett
- Elektrizitäts-Richtlinie (2003): Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, Amtsblatt der Europäischen Union L 176/37 vom 15. Juli 2003;
Stand: 09/2003; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715de00370055.pdf

- EnWG: Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, i. d. F. v. 07.07.2005, Bundesgesetzblatt 2005, Teil I, Nr. 42, S. 1970 – 2018 (v. 12.07.2005)
- Erdgas-Richtlinie (1998): Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, 22. Juni 1998, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 204 vom 21. Juli 1998 S. 0001 – 0012; Stand: 11/2001; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/1998/l_204/l_20419980721de00010012.pdf
- Erdgas-Richtlinie (2003): Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Amtsblatt der Europäischen Union L 176/57 vom 15. Juli 2003; Stand: 09/2003; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_176/l_17620030715de00570078.pdf
- ERGEG – European Regulators Group for Electricity and Gas (2004): Entry Exit System Guidelines – Monitoring Report
Stand: 11/2004; veröffentlicht unter:
http://www.gte2.be/adminmod/show.asp?wat=d310_ergег_entryexitsystem_monitoring_report.pdf
- Esser-Scherbeck, Claudia (2002): Bei Vertragsverhandlungen hartnäckig bleiben – Erdgaseinkauf im liberalisierten Markt – mehr Vision als Realität, Handelsblatt, 09.01.2002
- Eurelectric – Union of the Electricity Industry (2002): Guidelines for Tariff Structure, Presented at 6th meeting of the European Gas Regulatory Forum Madrid, 30-31 October 2002; Stand: 12/2002; veröffentlicht unter:
<http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid6/eurelectric-tariffs.pdf>
- ETSO – European Transmission Systems Operators (1999): Evaluation of congestion management methods for cross-border transmission, Florence Regulators Meeting 11/1999
- EWAG (2001): Durchleitungsbedingungen;
Stand: 12/2001; veröffentlicht unter:
http://www.ewag.de/energie/erdgas/index_durchleitung.htm
- EWE (2003): Netzzugangsbedingungen;
Stand: 12/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.ewe.de/img/netzzugangsbedingungen.pdf>
- Fasold, H.-G.; Wahle, H.-N. (1996): Einfluss der Rohrrauhigkeit und der Rohrreibungszahl auf die Transportkapazität und die spezifischen Kosten von Gasrohrleitungen, gwf-Gas/Erdgas, 137. Jg., Heft 3, S. 109 - 118
- Faßnacht, Martin (1996): Preisdifferenzierung bei Dienstleistungen – Implementationsformen und Determinanten, Wiesbaden
- Fehl, Ulrich; Oberender, Peter (2004): Grundlagen der Mikroökonomie – Eine Einführung in die Produktions-, Nachfrage- und Markttheorie, 9. Auflage, München
- Felbert, Dirk von (2004): Eignung unterschiedlicher Verfahren zur Berechnung von Durchleitungsentgelten in deregulierten Elektrizitätsmärkten, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29. Jg., Heft 2, S. 83 - 92

- FERC – Federal Energy Regulatory Commission (1992): Order No. 636, Washington;
Stand: 12/2001; veröffentlicht unter:
<http://www.ferc.fed.us/news/rules/pages/order636.htm>
- Feynman, Richard P.; Leighton, Robert B.; Sands, Matthew (1987): Feynman – Vorlesungen über Physik, Band I – Hauptsächlich Mechanik, Strahlung und Wärme, München, Wien
- Fintzel, Andreas (2001): Wettbewerb in der osteuropäischen Stromwirtschaft – Ein Vergleich unterschiedlicher Modelle und Anwendung auf Polen und Ungarn, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin
- Focht, Peter (2002): VV Gas für Händler unzureichend, Energie & Management, 15.06.2002
- Forsyth, Peter J. (1977): The pricing of urban transport: some implications of recent theory; in: Hensher, David A. (Hrsg.); Urban transport economics; Cambridge, S. 20 – 43
- Füg, Torsten (1999): Zur Preisbildung in Erdgastransportssystemen, Idstein
- GASAG (2002): Zugang zu unserem Netz: Entgelte für die Durchleitung;
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter:
<http://www.gasag.de/de/alle/preise/durchleitungsentgelte/index.html>
- GasNEV (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV); Beschluss des Bundesrates v. 08.07.2005, Drucksache 247/05
- GasNZV (2005): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV); Beschluss des Bundesrates v. 08.07.2005, Drucksache 246/05
- Gastransport Services (2004): West European Gas Transmission Tariff Comparisons - Appendix to the report to Gastransport Services, von Arthur D. Little Limited, Reference 17928/005rep/Apps, London
- Gaz de France (2002): Le service d'acheminement;
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter: <http://transport.gazdefrance.com/>
- GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (2002): GEODE-Position towards the Gas Regulatory Forum, Madrid 30/31.10.2002; Stand: 12/2002; veröffentlicht unter:
<http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid6/geodeposition.pdf>
- Grüne Liga – Netzwerk ökologischer Bewegungen (2000): Bahnpreise senken! Bessere Bahn zu fairen Preisen, Berlin
- GTE – Gas Transmission Europe (2001a): GTE Tariff Report, Brüssel;
Stand: 06/2001; veröffentlicht unter:
<http://www.gte.be/download/tariff/GTE%20Tariff%20Report%20-%2020.06.01.pdf>
- GTE – Gas Transmission Europe (2001b): GTE Capacity and Congestion Report, Brüssel, 20.06.2001;
Stand: 12/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.gte2.be/membernet/show.asp?wat=GTE Capacity Report - 20.06.01.pdf>

- GTE – Gas Transmission Europe (2002): Gas flows and tarification, presented at Madrid Forum V, 07-08.02.2002;
Stand: 12/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.gte2.be/membernet/show.asp?wat=0205GTEgasflowcharts.ppt>
- GTE – Gas Transmission Europe (2005a): Publications - Interoperability;
Stand: 06/2005; veröffentlicht unter:
http://www.gte2.be/publications/_framed5.asp?wa=Pint
- GTE – Gas Transmission Europe (2005b): Transit Report (Referenz: 05TR033, vom 27.06.2005)
Stand: 06/2005; veröffentlicht unter:
<http://www.gte2.be/adminmod/show.asp?wat=GTE Transit Report 2005.06.27.doc>
- Gutenberg, Erich (1984): Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, Zweiter Band – Der Absatz, 17. Auflage, in: Enzyklopädie der Rechts- und Staatswissenschaften, Albach, H.; Helmstädter, E.; Lerche, P.; Nörr, P. (Hrsg.), Abteilung Staatswissenschaft, Berlin
- GWB: Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, i. d. F. v. 26.08.1998, Bundesgesetzblatt I 1998, S. 2546
- GWG (2002): Gaswirtschaftsgesetz Novelle, 148. Bundesgesetz mit dem das Gaswirtschaftsgesetz und das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission geändert werden, GP XXI RV 1116 AB 1242 S. 110. BR: 6689 AB 6704 S. 690
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter:
<http://wko.at/up/enet/energie/gwgnovelle.pdf>
- Haddenhorst, H.-G.: Gasspeicherung, in: Handbuch der Gasversorgungstechnik, Eberhard, R., Hüning, R. (Hrsg.), 2. Auflage, 1990, S. 623
- Hagen, Kåre P.; Kind, Hans Jarle; Sannarnes, Jan Gaute (2004): Network Ownership and Optimal Tariffs for Natural Gas Transport, SNF Working Paper No. 48/04
Stand: 10/2004; veröffentlicht unter:
<http://www.nhh.no/sam/res-publ/2004/27.pdf>
- Hamburger Gaswerke (Heingas) (2002): Netzzugangsbedingungen;
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter:
http://www.heingas.de/d1_produkte/index.jsp?bereich1=Produkte&bereich2=Gasverteilung&bereich3=Netzzugangsbedingungen&bereich4=
- Hansmann, Karl-Werner (1974): Entscheidungsmodelle zur Standortplanung der Industrieunternehmen, Wiesbaden
- Haubrich, Hans-Jürgen; Fritz, Wolfgang; Vennegeerts, Hendrik (1999): Study on Cross-Border Electricity Transmission Tariffs by order of the European Commission, DG XVII / C1, Aachen
- Hensing, I.; Pfaffenberger, W.; Ströbele, W. (1998): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik, München, Wien
- Hirschhausen, H. (1996): Untersuchung der wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Faktoren der Erdgasspeicherung, Dissertation TU Clausthal

- Hirschhausen, Christian von; Beckers, Thorsten (2004): Reform der Erdgaswirtschaft in der EU und in Deutschland: Wie viel Regulierung braucht der Wettbewerb?; DIW Berlin (German Institute for Economic Research), Diskussionspapier Nr. 440; Stand: 05/2005; veröffentlicht unter: <http://www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/diskussionspapiere/docs/papers/dp440.pdf>
- Hobohm, Jens; Koepp, Marcus; Marton, Csaba (2004): Europäischer Vergleich der Netzzugangsentgelte auf der überregionalen Ferngasstufe - für die überregionalen Ferngasgesellschaften in Deutschland, Prognos Studie Nr. 23-6086, Berlin
- Hofbauer, M.; Anders, S.; Sigrist, R.; Weßing, W. (2003): Modell einer kostenoptimierten Gasverteilung; *gwf-Gas/Erdgas*, 144. Jg., Heft 5, S. 312 - 320
- Holm, Jonas (2000): Regulating Network Access Prices under Uncertainty and Increasing Competition, The Case of Telecommunications and Local Loop Unbundling in the EU, M.Sc. thesis, University of Copenhagen, Institute of Economics
- Houmøller, Anders Plejdrup (2003): the Nordic Power Exchange Nord Pool and the Nordic Model for a Liberalised Power Market, Mageløs
- Hughes, William R.; Felak, Richard (1996): Bridging the gap between theory and practice of transmission pricing; in: Einhorn, Michael; Siddiqi, Riaz (Hrsg.); *Electricity transmission pricing and technology*, Boston, S. 25 - 57
- Hussain, M.; Riechmann, Ch. (2002): Netzzugang in der Gaswirtschaft - Anforderungen aus der Sicht von Gashändlern, *gwf Gas/Erdgas*, 143 Jg., Heft 6, S. 359 - 363
- IEA – International Energy Agency (1994): *Natural Gas Transportation – Organisation and Regulation*, Paris
- IEA – International Energy Agency (2000): *Regulatory Reform: European Gas*, Paris; Stand: 11/2003; veröffentlicht unter: <http://www.iea.org/public/freepdfs/2000/studies/refgas2000.pdf>
- IEA – International Energy Agency (2002): *Flexibility in Natural gas Supply and Demand*, Paris; Stand: 03/2004; veröffentlicht unter: <http://www.iea.org/dbtw-wpd/textbase/nppdf/free/2000/gasflexibility2002.pdf>
- Kattuman, P. A.; Green, R. J.; Bialek, J. W. (2001): A tracing method for pricing inter-area electricity trades, *DAE Working Papers*, 96/2001
- Katz, Donald L.; Lee, Robert L. (1990): *Natural Gas Engineering – Production and Storage*, Singapore
- Kimes, S. (1989): Yield Management: A tool for capacity-constraint service firms, *Journal of Operations Management*, 8 Jg., S. 348 - 363
- King, Stephen P. (o. J.): Pricing for infrastructure access, Competition and Regulatory Policy Program, Center for Economic Policy Research, Research School of Social Sciences, Australian National University
- Kinnunen, Kaisa (2003): *Network Pricing in the Nordic Countries – An Empirical Analysis of the Local Electricity Distribution Utilities' Efficiency and Pricing*, Dissertation Universität Oldenburg

- Klafka, Peter; Hinz, Hans-Jörg (1997): Entfernungsabhängige Durchleitungsentgelte und Wettbewerb?, VIK-Mitteilungen, Nr. 4, S. 85 – 87
- Klopfer, T.; Schulz, W. (1993): Märkte für Strom, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 42, Oldenbourg Verlag, München.
- Kluge, Friedrich (1999): Etymologisches Wörterbuch der deutschen Sprache, 23. Auflage, Berlin
- Knieps, Günter (1996): Wettbewerb in Netzen – Reformpotentiale in den Sektoren Eisenbahn und Luftverkehr, Tübingen
- Knieps, Günter (2001): Strategien zur Vollendung des Binnenmarktes II: Liberalisierung der Netzzugänge, Vortrag auf der interdisziplinären Tagung des Arbeitskreises Europäische Integration, Bonn, in Zusammenarbeit mit dem Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Archivs (HWWA): Der unvollendete Binnenmarkt, Hamburg, 21.-23. Juni 2001, revidierte Fassung, Oktober 2001
- Knieps, Günter (2002): Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft: Eine netzökonomische Analyse, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 26. Jg., Heft 3, S. 171 - 180
- Knieps, Günter (2003): Der Wettbewerb und seine Grenzen: Netzgebundene Leistungen aus ökonomischer Sicht, Vortrag auf der Konferenz Verbraucherschutz in netzgebundenen Märkten – wieviel Staat braucht der Markt?, 18. November 2003, Berlin, veröffentlicht als: Diskussionsbeitrag des Instituts für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 93
- Knieps, Günter (2005): Wettbewerbsökonomie – Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 2. Auflage, Berlin
- Köster, Dieter (1998): Was sind Netzprodukte? - Eigenschaften, Definition und Systematisierung von Netzprodukten, Diskussionspapier FS IV 98 - 10, Wissenschaftszentrum Berlin für Sozialforschung
- Kommission der europäischen Gemeinschaften (1999): Bericht der Kommission an den Rat und das europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf – Richtlinie 98/30/EG – Gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Brüssel, Stand: 11/1999
- Kommission der europäischen Gemeinschaften (2000): Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit, Brüssel, 29.11.2000; Stand: 11/2001; veröffentlicht unter: http://europa.eu.int/comm/energy_transport/de/lpi_lv_de1.html
- Kommission der europäischen Gemeinschaften (2001): Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen - Erster Bericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, SEK(2001) 1957, Brüssel, 03.12.2001, aktualisierte Version März 2002; Stand: 06/2002; veröffentlicht unter: http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/reports/report-amended_de.pdf

- Kommission der europäischen Gemeinschaften (2002): Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt, KOM(2001) 125 endgültig, Brüssel, vom 13.3.2001 i. d. F. v. 07.06.2002;
Stand: 06/2002; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/directive_de_acte.pdf
- Kommission der europäischen Gemeinschaften (2004): Third benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market; Brüssel, 01.03.2004;
Stand: 08/2004; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/doc/3/3rd_benchmarking_report_en.pdf
- Kottler, Philip et al. (1999): Grundlagen des Marketing, 2. Auflage, München
- Krause, Thilo (2003): Evaluation of Transmission Pricing Methods for Liberalized Markets – A Literature Survey, Internal Report, eeh power systems laboratory, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich;
Stand: 01/2004; veröffentlicht unter:
http://www.eeh.ee.ethz.ch/download/psl/publications/transmission_pricing.pdf
- Kruse, Jörn (2001): Deregulierung in netzbasierten Sektoren, in: Deregulierung und Privatisierung: Erfahrungen - Probleme - Potentiale, Wirtschaftspolitischer Ausschuss des Vereins für Socialpolitik, 27. - 29. März 2001, St. Gallen
- Ksoll (2001): Einheitliche Ortspreise im Stromnetz und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft, Nr. 4;
Stand: 12.03.2001; veröffentlicht unter: <http://www.mikrooekonomik.de>
- Laakso, Karri-Pekka (1998): Optimal Spot Pricing, Seminar on Modelling Electricity Markets 1998, Helsinki University of Technology
- Laffont, Jean-Jacques; Tirole, Jean (1993): A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, Cambridge, MA
- Laffont, Jean-Jacques; Tirole, Jean (1996): Creating competition through interconnection : theory and practice, Journal of Regulatory Economics, 10. Jg, Heft 3, S. 227 - 256
- Laffont, J.-J.; Rey, P.; Tirole J. (1998a): Network competition: I. Overview and Nondiscriminatory pricing, Rand Journal of Economics, 29 Jg., Heft 1, S. 1 – 37
- Laffont, J.-J.; Rey, P.; Tirole, J. (1998b): Network competition: II. Price discrimination, Rand Journal of Economics, 29 Jg., Heft 1, S. 38 – 56
- Lapuerta, Carlos; Moselle, Boaz (2002): Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European gas sector, The Brattle Group, London;
Stand 10/2002; veröffentlicht unter:
<http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid6/brattlestudy.pdf>
- Legge 164/00 (2000): Decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas; veröffentlicht in: Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142, 20.06.2000
- Lüscher, Edgar (1987): Moderne Physik – Von der Mikrostruktur der Materie bis zum Bau des Universums, München, Zürich

- Madrid Forum (2002a): Conclusions of the 5th meeting of the European Gas Regulatory Forum Madrid, 7-8 February 2002;
Stand: 06/2002; veröffentlicht unter:
http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid5/conclusions_madrid5.pdf
- Madrid Forum (2002b): Conclusions of the 6th meeting of the European Gas Regulatory Forum Madrid, 30-31 October 2002;
Stand: 11/2002; veröffentlicht unter:
<http://europa.eu.int/comm/energy/library/madrid6/conclusionismadrid6.pdf>
- Mariner-Volpe, Barbara (2001): Natural gas conveyance and rates, Bangladesh Ministry of Energy and Mineral Resources;
Stand: 02/2001; veröffentlicht unter:
<http://www.tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/presentations/emeu/presentations/natgasconvey.ppt>
- McAllister, E.W. (Hrsg.) (1988): Pipeline rules of thumb handbook, 2. Auflage, Houston, TX
- McDaniel, Tanga; Neuhoff, Karsten (2002): Auctions to gas transmission access: The British experience, October 23, 2002;
Stand: 07/2005; veröffentlicht unter:
<http://web.mit.edu/ceepr/www/2002-007.pdf>
- Mead, Dorian C. (1997): Durchleitung und Durchleitungsentgelte, Elektrizitätswirtschaft, 96. Jg., Heft 17, S. 881 – 885
- Meffert, Heribert (2000): Marketing – Grundlagen marktorientierter Unternehmensführung, 9. Auflage, Wiesbaden
- Meier, Hermann; Leberwurst, Jens; Irmer, Jan (1999): Nutzungstarife für Verteilungsnetze in Europa, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg., Heft 4, S. 227 – 231
- Mühlenkamp, Holger (1994): Öffentliche Unternehmen, Einführung unter Berücksichtigung betriebswirtschaftlicher, volkswirtschaftlicher und rechtlicher Aspekte, München, Wien
- Müller, Lorenz (2001): Blick über die Grenzen: Internationale Regelleistungsmärkte, DVG/VDN-Fachtagung, Berlin, 06. November 2001
Stand: 02/2003; veröffentlicht unter:
http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/Regelenergie/06a_Folien_Mueller06112001.pdf
- Müller-Kirchenbauer, Joachim; Zander, Wolfgang (2003): Stetig steigender Druck? – Eine Momentaufnahme zum Gasnetzzugang in Deutschland, Marktplatz Energie, Nr. 1;
Stand: 02/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.bet-energie.de/download/0301%20ME%20Gasnetzzugang.pdf>
- Neveling, Stefanie (2003): Wie wird die Regulierung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland zukünftig aussehen?, emw Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 4, August 2003, S. 11 - 18
- Nieschlag, R.; Dichtl, E.; Hörschgen, H. (1994): Marketing, 17. Auflage, Berlin

- OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets (2000): Auctions briefing – BG Transco's Auctions of Transmission Capacity: A Statement by Ofgem, 28 March 2000; Stand: 07/2005; veröffentlicht unter:
http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/1568_capacity.pdf
- o. V. (Vereinigte Wirtschaftsdienste, 20.09.2001): Gashändler erklären VV Gas-Verhandlungen für gescheitert, Vereinigte Wirtschaftsdienste
- o. V. (Energie Spektrum, 01.10.2001): Tarifierung für mehr Transparenz, Energie Spektrum
- o. V. (Erdgashandel, 29.01.2002): Verbändevereinbarung Erdgas – Wie geht es weiter?, Erdgashandel
- o. V. (Erdgashandel, 12.02.2002): Madrid Forum der Regulatoren: Bekenntnis zum entry exit Modell und größere Transparenz im Transportsystem, Erdgashandel
- o. V. (European Spot Gas Markets, 15.02.2002): Exit/entry transport pricing model unsound, European Spot Gas Markets 8.033 (electronic)
- o. V. (Erdgashandel, 24.10.2002): Startschuss für Hollands Entry-Exit-Preissystem im Januar 2003, Erdgashandel 2.206, S. 3 – 4
- o. V. (Erdöl Energie Informationsdienst, 09.12.2002): VVN-Gas II nur eine Warteschleife, Erdöl Energie Informationsdienst
- o. V. (Platt's European Natural Gas Report, 13.02.2003): EU directive unclear on unbundling, Platt's European Natural Gas Report
- o. V. (Frankfurter Allgemeine Zeitung, 22.04.2003): Die Industrie lehnt neue Gasgespräche ab; Frankfurter Allgemeine Zeitung
- o. V. (Rheinische Post, 11.06.2005): Endlich Klarheit beim neuen Energierecht, Rheinische Post
- PA Consulting (2001): NV Nederlandse Gasunie – Gas Carriage and Third Party Transmission Tariffs in Europe, London
- PA Consulting (2002): European Gas Transmission Tariff Comparisons, London
- Percebois, Jacques (2001): Les missions des régulateurs de services publics dans un environnement dérégulé: objectifs, contraintes et moyens;
Stand: 06/2002; veröffentlicht unter:
http://www.sceco.univ-montp1.fr/creden/Reseau/DOCS%20COLLOQUE/J_Percebois.pdf
- Perner, Jens (1998): Netzzugang oder Durchleitung?; Vortrag der 2. Euroforum Fachtagung „Durchleitung“, Berlin
- Perner, Jens; Riechmann, Christoph; Schulz, Walter (1997): Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas, München
- Pesch, J. (1978): Grundzüge des Marketing, München
- Peters, Sönke (1985): Betriebswirtschaftslehre des öffentlichen Personennahverkehrs, Berlin
- Pompl, Wilhelm (1998): Luftverkehr: eine ökonomische und politische Einführung, 3. Auflage, Berlin
- Popper, Karl Raimund (1989): Logik der Forschung, 9. Auflage, Tübingen

- Precht, Georg M.(1958): Kostenrechnung und Tarifbildung von Schiene und Straße im Güterfernverkehr, Ministerium für Wirtschaft und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Verkehrswissenschaftliche Veröffentlichungen, Heft 41, Düsseldorf
- Prete, Larry (1998): Transmission Pricing Issues for Electricity Generation from Renewable Resources, Energy Information Administration/Renewable Energy Annual 1998 Issues and Trends;
Stand: 11/2001; veröffentlicht unter:
<http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/features/transprc.pdf>
- Pro Bahn & Bus (2001): Das neue Preissystem: Anmerkungen von Pro Bahn & Bus, Lauterbach
- Ramsey, Frank P. (1927): A contribution to the theory of taxation, Economic Journal, 37. Jg., S. 47 - 61
- Rat der europäischen Union (2002): Amended proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending directive 96/92/EC (electricity) and directive 98/30/EC (gas) concerning common rules for the internal market in electricity and natural gas, Interinstitutional File 2001/0077, Doc. No. 14867/02, Brüssel, 27.11.2002
- Recknagel, Herta (1990): Planung und Berechnung von Gasversorgungssystemen, in: Handbuch der Gasversorgungstechnik – Gastransport und Gasverteilung, Eberhard, Rolf; Hüning, Rolf (Hrsg.), 2. Auflage, München, S. 83 - 196
- Riechmann, Christoph (2001): Notwendige Bausteine für die Gasliberalisierung in Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg., Heft 12, S. 776 - 779
- Rolf, Martin; Fritz, Wolfgang; Haubrich, Hans-Jürgen (1999): Durchleitungsentgelte – orts-, entfernungs- oder richtungsabhängig? Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 49. Jg., Heft 5, S. 331 - 335
- Rosin, Peter; Heinlein, Björn (2002a): Die Verbändevereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas, Teil 1, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg., Heft 5, S. 350 – 354
- Rosin, Peter; Heinlein, Björn (2002b): Die Verbändevereinbarung zum Netzzugang beim Erdgas, Teil 2, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 52. Jg., Heft 6, S. 426 – 430
- Saarferngas (2001): Geschäftliche Bedingungen für den Netzzugang gemäß Verbändevereinbarung vom 4. Juli 2000, dem 1. Nachtrag zur Verbändevereinbarung vom 15. März 2001 und dem 2. Nachtrag zur Verbändevereinbarung vom 21. September 2001, 3. Ausgabe;
Stand: 12/2001, http://www.saar-ferngas.de/index_netz_ue.html
- Scheuch, Fritz (1989): Marketing, 3. Auflage, Wien - München
- Schmid, Lothar (1965): Grundlagen und Formen der Preisdifferenzierung im Lichte der Marktformenlehre und der Verhaltenstheorie, Volkswirtschaftliche Schriften, Broermann, J. (Hrsg.), Heft 91, Berlin
- Schulze, Andreas (1999): Die ordnungspolitische Problematik von Netzinfrastrukturen – Eine institutionenökonomische Analyse, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der Universität Potsdam, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät, Diskussionsbeitrag Nr. 33, Potsdam

- Schulze, Andreas (2003): Liberalisierung und Re-Regulierung von Netzindustrien – Ordnungspolitisches Paradoxon oder wettbewerbsökonomische Notwendigkeit?, Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge der Universität Potsdam, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät, Diskussionsbeitrag Nr. 53, Potsdam
- Schumann, Jochen; Meyer, Ulrich; Ströbele, Wolfgang (1999): Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Auflage, Berlin
- Schwarz-Schilling, Cara (1995): Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt: Hub-System und alternative Konzepte, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Bd. 46, München
- Schwarz-Schilling, Cara (2001): Pricing Schemes in Liberalized Postal Markets, Second Conference on „Competition and Universal Service in the Postal Sector“, Toulouse, 06./07.12.2001
- Seidewinkel, Gregor; Seifert, Andreas; Wetzel, Uwe (2001): Rechtsgrundlagen für den Netzzugang bei Erdgas, Bonn
- Shuttleworth, Graham (1996): Electricity transmission pricing: how contracts must reflect costs; in: Einhorn, Michael; Siddiqi, Riaz (Hrsg.); Electricity transmission pricing and technology, Boston, S. 129 - 142
- Siebke, Jürgen (1985). Preistheorie, in: Vahlens Kompendium der Wirtschaftstheorie und Wirtschaftspolitik, Bender, Dieter; Berg, Hartmut; Cassel, Dieter; Claassen, Emil-Maria; Gabisch, Günter; Hübl, Lothar; Kath, Dietmar; Peffekoven, Rolf; Siebke, Jürgen; Thieme, H. Jörg; Willms, Manfred (Hrsg.), Band 2, 2. Auflage, München
- Simon, Hermann (1995): Preismanagement kompakt: Probleme und Methoden des modernen pricing, Wiesbaden
- SnamReteGas (2003): Codice di rete;
Stand: 12/2003; veröffentlicht unter:
http://www.snamretegaz.it/italiano/business/codice_di_rete/codice_rete.html
- Spieß, W. (1939): Die Betriebswissenschaft des Eisenbahngütertarifs, Berlin
- Stadtwerke Düsseldorf (2002): Netzzugang zum Erdgas-Endverteilungssystem der Stadtwerke Düsseldorf AG;
Stand: 03/2002; veröffentlicht unter:
http://www.stadtwerke-duesseldorf.de/search?NS-search-page=document&NS-rel-doc-name=/privatgewerbe/tarif_netz_gas.htm&NS-query=netzzugang&NS-search-type=Free%20text&NS-collection=swdsearch&NS-docs-found=2&NS-doc-number=1
- Steinhauer, Bernd; Seidel, Michael (2002): Entgeltfindung beim Netzzugang Erdgas aus Sicht kommunaler Endverteiler, gwf-Gas/Erdgas, 143. Jg., Heft 6, S. 364 - 368
- Sterzenbach, Rüdiger (1996): Luftverkehr – Betriebswirtschaftliches Lehr- und Handbuch, München
- Stobbe, Alfred (1991): Mikroökonomik, 2. Auflage, Berlin
- Ströbele, Wolfgang (2000): Zur Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas, Gutachten im Auftrag von Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. - BGW, Bonn; Verband kommunaler Unternehmen e.V. - VKU, Köln; Münster, Dezember 2000; Stand: 01/2004; veröffentlicht unter:
<http://www.bundesverband-gas-und-wasser.de/publik/aktuelles/1presse/gutachten.pdf>

- Stüdemann, Klaus (1988): Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, München
- Stadtwerke Pinneberg (2004): Netzbetrieb Gas;
Stand: 01/2004; veröffentlicht unter:
<http://www.stadtwerke-pinneberg.de/dateien/netzbetriebgas.htm>
- Syrota, Jean (2001): Vers un marché européen concurrentiel du gaz naturel: incertitudes et choix tarifaires, Paris, 30.04.2001
- Tele-fon.de (2003): T-Net Standardtarif (Preselection);
Stand: 01/2004; veröffentlicht unter:
http://www.tele-fon.de/anbieter/telekom/tarif.html?anbieter_id=19&tarif_id=456
- Thyssengas (2002): Netzzugang, Version 2.2;
Stand: 01/2002; veröffentlicht unter:
<http://www.thyssengas.de/>
- Transit-Richtlinie (1990): Richtlinie 90/547/EWG des Rates vom 29.10.1990 über den Transit von Elektrizitätslieferungen über große Netze, 29.10.1990, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 313 vom 13/11/1990
- Van Roy, P.; Van Craenenbroeck, T.; Belmans, R.; Van Dommelen, D.; Pepermans, G.; Proost, S.(1999): Comparison of transmission tariff methods in a free market for electricity, IEEE Power Tech '99 Conference, Budapest, 29.08.99 – 02.09.99
- Umweltbundesamt (2003): Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland;
Stand: 06/2005; veröffentlicht unter: <http://www.env-it.de/umweltdaten/jsp/document.do?event=downloadImage&ident=5966&width=1024&height=1408>
- Viscusi, W. Kip ; Vernon, John M.; Harrington, Joseph E. (2000): Economics of regulation and antitrust, 3. Auflage, Cambridge, MA
- VNG (2001a): Allgemeine Netzzugangsbedingungen;
Stand: 07/2001; veröffentlicht unter:
<http://www.vng.de/serviceclub/service43a1.html>
- VNG (2001b): Allgemeine Speicherzugangsbedingungen;
Stand: 07/2001; veröffentlicht unter:
http://www.vng.de/content/deutsch/Leistungen/Speicherung/ASZB_Internet.pdf
- VNG (2003): Transport;
Stand: 11/2003; veröffentlicht unter:
<http://www.vng.de/content/deutsch/Leistungen/Transport>
- Vogelsang, Ingo (1982): Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft, Tübingen
- Voigt, Fritz (1965): Verkehr, Die Entwicklung des Verkehrssystems, Bd. 2, 2te Hälfte, Berlin
- VV-Erdgas I (2000): Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. - VIK, Essen; Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. - BGW, Bonn; Verband kommunaler Unternehmen e.V. - VKU, Köln (2000): Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas, 04.07.2000, Bonn

- VV-Erdgas II (2002): Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. - VIK, Essen; Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. - BGW, Bonn; Verband kommunaler Unternehmen e.V. - VKU, Köln (2002): Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II), 03.05.2002, Bonn
- VV-Elektrizität I (1999): Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Berlin; VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen; Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin (1999): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, 13. Dezember 1999
- VV-Elektrizität II (2001): Bundesverband der Deutschen Industrie e. V., Berlin; VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen; Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin; Verband der Netzbetreiber – VDN – beim VDEW e.V., Berlin; Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen – ARE – e.V.; Verband kommunaler Unternehmen – VKU – e.V., Köln (2001): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, 13. Dezember 2001
- Walther, Hansjoachim; Nägler, Günter (1987): Graphen, Algorithmen, Programme, Wien
- Weimann, Joachim (2004): Wirtschaftspolitik – Allokation und kollektive Entscheidung, 3. Auflage, Berlin
- Weiß, Hans-Dieter (1972): Preisdifferenzierung und funktionsfähiger Wettbewerb – Eine Untersuchung zur Frage der wettbewerbspolitischen Begründung von Diskriminierungsverboten, Hamburg
- Werbeck, Thomas (1995): Die Tarifierung elektrischer Energie – Eine kritische Analyse aus ökonomischer Sicht, Berlin
- Wetzel, Daniel (2002): Streit um Gas-Wettbewerb eskaliert, Die Welt, 26.01.2002
- Wild, Jörg (2001): Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung – Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz, Zürich
- Witt, Frank-Jürgen (1983): Strategien des Energieträger-Marketing bei Substitutionstendenzen und ordnungspolitischen Reformen im Energiebereich, in: Bochumer wirtschaftswissenschaftliche Studien, Bd. 97, Bochum
- Wöhe, Günter (1984): Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 15. Auflage, München
- Zachial, Manfred; Fitter, Jörn C.; Solzbacher, Ferdi (1975): Preisbildungstheorie und –politik im Verkehrswesen, Forschungsberichte des Landes Nordrhein-Westfalen, Nr. 2524, Düsseldorf
- Zdrowomyslaw, Norbert (1995): Kosten-, Leistungs- und Erlösrechnung (unter Mitarbeit von: Götze, Wolfgang), München

10 Anhang

Anhang 1 Weitergehende technisch-physikalische Beschreibung des Erdgastransportes

Im Folgenden werden zusätzliche, die allgemeine Beschreibung des Abschnittes 3.1 ergänzende Erläuterungen wesentlicher technisch-physikalischer Elemente des Erdgastransportes gegeben⁷⁵⁶. Hierbei wird von dem einfachen Fall stationärer Strömungsverhältnisse in geraden Hochdruckleitungen ausgegangen, d. h. es wird angenommen, dass die das Strömungsfeld beschreibenden Größen (üblicherweise Geschwindigkeit, Druck, Dichte und Temperatur) nur von dem Ort, nicht aber von der Zeit abhängen, da die Leitungen nicht mit stark variierenden Lastfaktoren beansprucht werden.

Unter Druck in eine Rohrleitung eingebrachtes Erdgas dehnt sich aus. Hierbei nehmen Druck und Erdgasdichte mit zunehmender Leitungslänge ab und die Geschwindigkeit des Erdgasstromes erhöht sich. Durch diese Erhöhung der Geschwindigkeit steigt der Reibungsverlust im Rohr, was wiederum eine Verringerung des Druckgradienten (da negativ) zur Folge hat.

Zusätzlich wird bei Expansion des strömenden Erdgases der Umgebung Wärme entzogen (im Gegensatz zu Ölleitungen⁷⁵⁷). Da sich dieser Vorgang jedoch meist nur langsam vollzieht und somit durch Wärmezufuhr aus der Umgebung kompensiert werden kann, kann Berechnungen die Annahme isothermer Zustandsänderungen zugrunde gelegt werden. Auch kann der Einfluss von Höhenunterschieden gewöhnlich vernachlässigt werden.

Der Erdgasfluss in geraden Rohrleitungen – von Verzweigungen, Maschen etc. sei zunächst abgesehen – kann durch folgende Gleichung approximiert werden:

$$p_1^2 - p_2^2 = \lambda(k/d, \text{Re}(\eta(p, T))) \frac{16 p_0 \rho_0 T q_0^2 l}{d^5 \pi^2 T_0} K(p, T)$$

mit

p_1^2	Druck am Leitungsanfang
p_2^2	Druck am Leitungsende
$\lambda(k/d, \text{Re}(\eta(p, T)))$	Rohrreibungszahl
k	Rohrrauigkeit
$\text{Re}(\eta(p, T))$	Reynoldszahl
$\eta(p, T)$	Dynamische Viskosität
p_0	Normdruck
ρ_0	Normdichte

⁷⁵⁶ s. hierzu auch Katz, Lee (1990)

⁷⁵⁷ s. a. Katz, Lee (1990), S. 268

T	Fortleitungstemperatur
$K(p, T)$	Kompressibilitätszahl
q_0	Volumenstrom im Normzustand
l	Leitungslänge
d	Innendurchmesser der Leitung
T_0	Normtemperatur

Der Erdgasfluss ist somit von der Geometrie der Rohrleitung, der Druckdifferenz und der bestimmten Parametern des Erdgases selbst abhängig.

Die einzelnen Parameter seien im Folgenden knapp erläutert:

- Rohrrauhigkeit/Rohrreibungszahl

Die Rohrrauhigkeit und somit auch die Rohrreibungszahl kann durch spezielles Walzen der Rohrbleche und anschließendes Auskleiden des Rohres z. B. mit Epoxidharzen reduziert werden. Hierdurch kann ceteris paribus die Durchflussmenge erhöht werden. Da die Bestimmung der Rohrrauhigkeit nicht an jedem Punkt des Leitungssystems erfolgen kann, beschränkt man sich auf die Angabe bzw. Bestimmung der integralen Rohrrauhigkeit entlang einzelner Leitungsabschnitte. Veränderungen durch Korrosion etc. sind zu berücksichtigen.

Die Rohrreibungszahl (oder auch Widerstandsbeiwert genannt) bezieht sich ausschließlich auf gerade Rohrleitungen. Bei gekrümmten Rohrleitungen und Abzweigungen kann es zu Sekundärströmungen und somit wesentlichen Änderungen der Druck- und Geschwindigkeitsverteilungen kommen.

- Temperatur⁷⁵⁸

Die Kapazität eines Leitungssystems nimmt zudem mit zunehmender Außentemperatur ab. Der Temperatureinfluss ist einerseits direkt, da höhere Temperaturen des Erdreiches in den Sommermonaten auf die Rohre und das transportierte Erdgas übertragen werden. Hierdurch nehmen die Reibungsverluste und das Druckgefälle zu. Andererseits kann ein indirekter Temperatureinfluss festgestellt werden, da die dynamische Viskosität mit zunehmender Temperatur zunimmt. Dies hat wiederum zur Folge, dass die Reynolds-Zahl ab- und die Rohrreibungszahl zunimmt. Ferner nimmt die Kompressibilitätszahl K mit zunehmender Temperatur zu.

Bei Durchflussmessungen sowie bei der Berechnung der Speicherkapazität eines Erdgasnetzes muss die Kompressibilitätszahl K genaugenommen für jeden einzelnen Leitungsabschnitt berücksichtigt werden. K entspricht dem Verhältnis der Dichte eines realen Gases zu dessen Dichte im Normzustand.

⁷⁵⁸ die im Folgenden geschilderten Einflüsse dürfen nicht mit dem Joule-Thomson-Effekt verwechselt werden

$$K = \frac{\rho_0 T_0 p}{\rho T p_0}$$

Durch die beiden letztgenannten Effekte wird die Kapazität, wenn auch nur in geringerem Maße als durch den direkten Effekt, verringert.

Hieraus resultierende Überlegungen, wonach durch Abkühlung des Erdgases (zur Verminderung von Reibungsverlusten) die Kapazität einer Leitung erhöht werden kann, konnten in der Vergangenheit nicht wirtschaftlich umgesetzt werden. Grund hierfür sind der geringe Wirkungsgrad der Gaskühlaggregate und die Notwendigkeit die gesamte Leitung mit einer aufwendigen Kälteisolierung zu umgeben.

- Betriebsdruck

Der maximal zulässige Betriebsdruck einer Leitung wird im wesentlichen durch die Stahlqualität, den Rohrdurchmesser und die Rohrwanddicke bestimmt. Je höher der Druck in der Rohrleitung, um so weniger Volumen ist zu bewegen. Somit kann bei entsprechender Erhöhung des Betriebsdruckes der Rohrdurchmesser reduziert werden. Aus sicherheitstechnischen Erwägungen werden die Betriebsdrücke in landverlegten Fernleitungen heute auf bis zu 100 bar begrenzt. Der für den Transport in Fernleitungen erforderlichen Erhöhung des Betriebsdruckes steht bei Abgabe des Erdgases in, generell in niedrigeren Druckstufen betriebenen, Verteilungsnetze die dann notwendige Druckreduzierung (und somit teilweise Energievernichtung) gegenüber.

- Verdichter

Vernachlässigt man die Vielzahl der zur Verfügung stehenden Maschinenalternativen (wie z. B. Hubkolbenverdichter, Drehkolbenverdichter, Schraubenverdichter und Turboverdichter) und geht man davon aus, dass diese entweder von Gasmotoren oder Gasturbinen angetrieben werden, deren Antriebsenergie direkt aus dem Transportsystem entnommen wird und setzt ferner den isentropen Verdichtungsprozess voraus, so ergibt sich die für diesen aufzubringende Leistung aus:

$$P_V = \frac{p_0}{T_0} \left(\frac{\chi}{\chi - 1} \right) K T_1 \frac{1}{\eta_{is} \eta_m} q_0 \left(\frac{p_{end}}{p_{saug}}^{\frac{\chi}{\chi-1}} - 1 \right)$$

mit

χ	Isentropenexponent
p_0	Normdruck
T_0	Normtemperatur
T_1	Gastemperatur (Saugseite)

K	Kompressibilitätszahl (Saugseite)
η_{is}	isentropen Wirkungsgrad
η_m	mechanischer Wirkungsgrad
q_0	Volumenstrom im Normzustand
p_{end}	Enddruck
p_{saug}	Saugdruck

Bemerkung: $0,6 \leq \eta_{is} \leq 0,87$
 $0,95 \leq \eta_m \leq 0,99$

Die zur Verdichtung des Erdgasstromes erforderliche Leistung hängt primär von dem Verhältnis von Saugdruck und Enddruck ab. Das Erdgas wird während der Verdichtung gemäß

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

erwärmt und muss zur Minimierung von Reibungsverlusten anschließend abgekühlt werden. (Die wirkliche Endtemperatur ist wegen der hydraulischen Verluste höher, kann jedoch durch Kühlung des Verdichtergehäuses gesenkt werden.)

Die Leistung der Verdichterantriebsmaschinen hängt zudem von der Temperatur der angesaugten Verbrennungsluft ab. (Im Mittel können bei Erhöhung der Luftansaugtemperatur von 3°C auf 30°C Leistungsverluste einer Gasturbine in Höhe von ca. 25% angesetzt werden.)

Das für den Antriebsverbrauch der Verdichter benötigte Treibgas, welches an der Saugseite dem Gasstrom entnommen wird, stellt den wesentlichen Bestandteil der variablen Kosten des Betriebes eines Transportsystems dar. Es hängt von verschiedenen Größen ab:

- stoffspezifischen Eigenschaften des zu verdichtenden Erdgases (Qualität)
- maschinenspezifischen Eigenschaften des Verdichters und der Verdichterantriebsmaschine (mechanischer, thermischer und isentropen Wirkungsgrad)
- zustandsabhängigen Einflussgrößen des Verdichters (Saug- und Enddruck, Verdichtungsverhältnis, Ansaugtemperatur)
- Durchflussmenge bzw. Fahrbereich (Volllast, Teillast)

Vor allem die Abhängigkeit des Antriebsverbrauches von der Durchflussmenge ist als Nebenbedingung im Rahmen der Optimierungsalgorithmen zu berücksichtigen. Im allgemeinen wird eine quadratische Abhängigkeit des Antriebsgasverbrauches von der Anzahl der Benutzungsstunden angenommen:

$$q_V = P_V \frac{H_o}{H_u} \frac{B_h}{\eta_{th}} (9,02 * 10^{-9} B_h^2 + 2,14 * 10^{-5} B_h + 0,14)$$

Anhang 2 Erdgasspeicher und deren Funktionen

Der Verbrauch von Erdgas unterliegt sowohl jahreszeitlichen als auch kurzfristigen Schwankungen. Diese sind entweder temperaturbedingt oder hängen von zahlreichen weiteren Faktoren wie z. B. der Konjunktur, dem Wochentag oder der Tageszeit ab. Die Strukturierung der grundsätzlich gleichmäßig bezogenen Erdgaslieferungen erfolgt in der Regel durch möglichst verbrauchsnahe gelegene Erdgasspeicher.

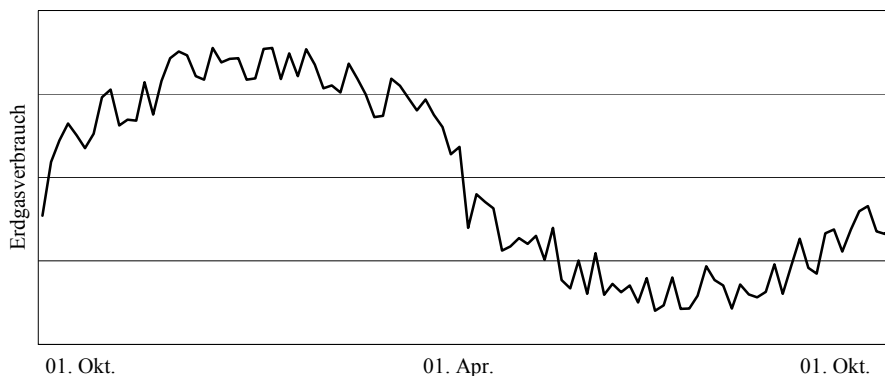


Abbildung 10.1 Schematische Darstellung des Erdgasverbrauches während eines Jahres

Erdgasspeicher erfüllen im Gesamtsystem eines Erdgasnetzes somit verschiedene Funktionen:

- Sie dienen dem Ausgleich zeitlicher Verbrauchsschwankungen, welche über das durch die Produktionsflexibilität zur Verfügung gestellte Maß hinausgehen.
- Durch Erdgasspeicher wird eine Reserve vorgehalten, welche bei Lieferausfällen zur Deckung des Bedarfes im Netz eingesetzt werden kann.
- Schließlich werden Speicher auch mit rein wirtschaftlicher Zielsetzung eingesetzt (z. B. Einspeicherung billigen Erdgases, Ausspeicherung teuren Erdgases).

Das abstrahierte Schema der Erdgasspeicherung kann wie folgt beschrieben werden:

Erdgas strömt aus der Transportleitung über eine Filteranlage, in welcher Staub und Flüssigkeiten abgeschieden werden, durch die Messstrecke und – zumeist – einen Verdichter inklusive Erdgaskühler über eine Feldleitung und den Förderstrang in den Speicher.

Bei Entnahme aus dem Speicher strömt Erdgas über den Förderstrang und eine Feldleitung in einen Wasserabscheider um nachgeschaltete Einrichtungen vor Korrosion, Hydratbildung und Vereisung zu schützen. Weiteres dampfförmig mitgeführte Wasser wird in einer Trocknungsanlage (zumeist Triethylenglykol-Trocknung im Gegenstromverfahren) entfernt. Das Trocknungsmittel wird durch Erhitzen regeneriert und wieder dem Trocknungskreislauf zugeführt. Oftmals ist eine Druckreduzierung erforderlich, wenn der Druck bei Ausspeicherung den Betriebsdruck der nachgeschalteten Leitungen übersteigt. Die Druckreduzierung führt zu einer

Abkühlung des Erdgases und impliziert somit Freiwerden von Wasser. Um dieses zu vermeiden wird das Erdgas vor der Drosselung vorgewärmt. Falls der Druck des ausgespeicherten Erdgases den Betriebsdruck des nachgeschalteten Transportsystems unterschreitet (dieses ist der seltenere Fall), wird, analog der Einspeicherung, das Erdgas verdichtet und abgekühlt.

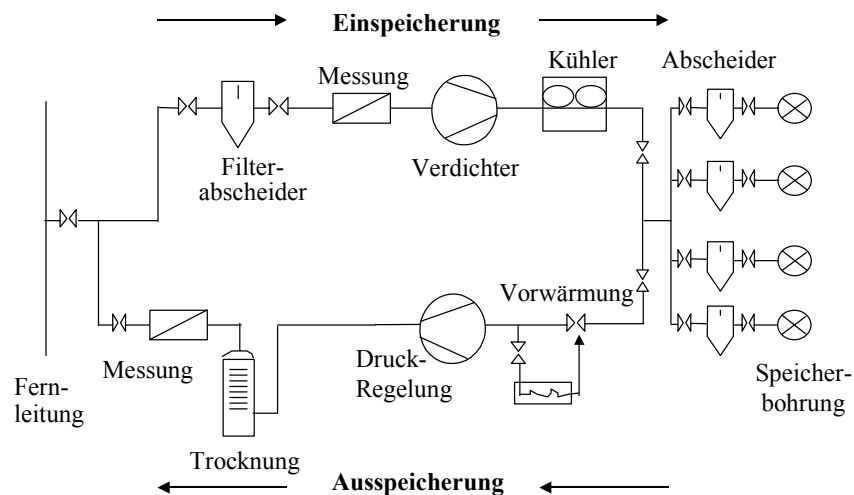


Abbildung 10.2 Schematische Darstellung der Erdgasspeicherung⁷⁵⁹

Wesentlich ist das aus der Fernleitung kommende bzw. in die Fernleitung fließende Volumen sowie das insgesamt im Speicher verfügbare Volumen. Daher sind:

- die Injektionsrate,
- die Entnahmerate und
- das Arbeitsgasvolumen

von Bedeutung. Entnahme- und Injektionsrate sind in Abhängigkeit des Arbeitsgasvolumens schematisch in Abbildung 10.3 dargestellt.

⁷⁵⁹ nach: Haddenhorst (1990), S. 623

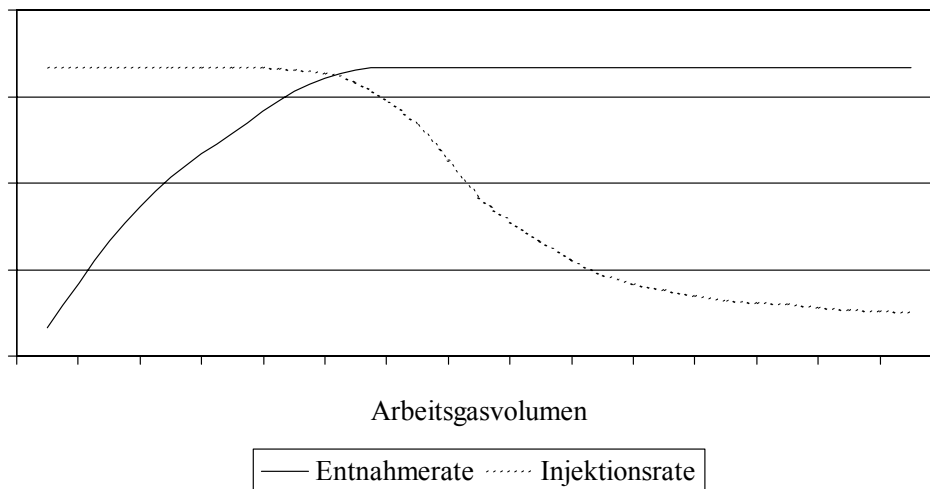


Abbildung 10.3 Schematische Darstellung der Injektions- und Entnahmerate eines Erdgas-speichers in Abhängigkeit von dem im Speicher vorhandenen Arbeitsgasvolumen

Von den zahlreichen möglichen Speichertypen⁷⁶⁰ sollen im Folgenden lediglich die Poren- und Kavernenspeicher erläutert werden.

- Porenspeicher

Allgemein ist davon auszugehen, dass bei Porenspeichern das Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen und Entnahmerate – die Entnahmedauer – mit einem Durchschnittswert aller in Betrieb befindlichen Porenspeicher in Deutschland von ca. 1400 h relativ hoch ist. Die Entnahmerate stellt oft die wesentliche Restriktion dar. Das Verhältnis zwischen Arbeitsgas und Kissengas ist mit 1:1 (bis zu 1:1,8) relativ hoch.

Das Verhalten der Porenspeicher ist zur Bestimmung der interessierenden Größen (Entnahmekapazität, Injektionskapazität, Arbeitsgasvolumen), wie auch das der Lagerstätte, über Simulationsmodelle zu prognostizieren. Diese Notwendigkeit wird besonders deut-

⁷⁶⁰ Porenspeicher wie z. B. ausgeförderte Erdgaslagerstätten, ausgeförderte Erdöllagerstätten oder Aquiferspeicher sowie

Kavernenspeicher wie z. B. Salzkavernenspeicher, Felskavernenspeicher oder aufgelassene Kohle-, Salz- und Erzbergwerke oder

sonstige Speichertypen wie z. B. LNG-Speicher, LPG-Speicher, Röhrenspeicher oder oberirdische Gasbehälter

lich, berücksichtigt man, dass teilweise für Porenspeicher in ausgeförderten Lagerstätten Entnahmekapazitäten angestrebt werden, welche die Produktionskapazität der ehemaligen Lagerstätte bis zum Faktor 10 übersteigen.

Das Arbeitsgasvolumen, die Entnahmekapazität und die Injektionskapazität hängen im wesentlichen von folgenden, zumindest teilweise interdependenten Parametern ab:

- Lagerstättenspezifische Eigenschaften wie z. B.⁷⁶¹
 - Porosität (Poren und Klüfte):
Die Porosität der Porenspeicher in Deutschland variiert zwischen 5% (Wolfersberg) und 35% (Hähnlein)
 - Permeabilität,
Die Permeabilität der Porenspeicher in Deutschland beträgt bis zu 6000 mDarcy ($= 6 \cdot 10^{-12} \text{ m}$)
 - Sättigung,
Die Permeabilitäten für Gas und Wasser sind von dem jeweiligen Sättigungszustand abhängig. Üblicherweise ist von einer Wassersättigung von ca. 20% auszugehen.
 - Mächtigkeit,
Porenspeicher in Deutschland verfügen über Nettomächtigkeiten von bis zu 80m. Bei gleichem Volumen führt eine Halbierung der Nettomächtigkeit zu einem Anstieg des Mindestdruckes von ca. 25%.
 - horizontale Ausdehnung und Teufe,
 - Druck,
Die Druckverhältnisse im Speicher entsprechen in der Regel jenen der ausgeförderten Lagerstätte. Heutzutage wird aber auch die Anhebung des Druckes in Porenspeichern um 40% über den initialen Lagerstättendruck untersucht.
 - Stoffspezifische Eigenschaften wie z. B. Zusammensetzung oder Phasen,
Als besonderes Problem bei der Auslegung und dem Betrieb von Porenspeichern ist zu beachten, dass bei Ausspeicherung Flüssigkeiten aus dem Speicher mitgefördert werden, so dass es in der Regel zu Zweiphasenfluss im Förderrohr kommt. Sofern keine Maßnahmen wie die Einhaltung einer Mindestfließrate oder das Ausliften der akkumulierten Flüssigkeit ergriffen werden, kann der so entstehende

⁷⁶¹ vgl. Hirschhausen (1996), S. 15ff und S. 61ff

hydrostatische Gegendruck auf die Lagerstätte die Erdgasausspeicherung beeinträchtigen oder gar zum Erliegen bringen.

und

- Anlagenspezifische Parameter wie z. B.
 - bzgl. der untertägigen Anlagen
 - Bohrungsart

Je nach Lagerstättentyp bzw. Anordnung der Speicherhorizonte ist die Entscheidung über die Bohrungsart (horizontal etc.) im Vorfeld über Simulationen zu untersuchen.
 - Bohrlochgeometrie und –lokation
 - Perforation inkl. Perforationstiefe und Perforationsdurchmesser,

Die Perforation dient der Herstellung der Fließverbindung von der Lagerstätte zum Bohrloch durch Futterrohrtour und Zementmantel.
 - Schussdichte

Generell ist eine hohe Schussdichte zur Erhöhung der Entnahmerate anzustreben. Dabei ist aber die Schädigung der Förderrohrtour durch zu hohe Schussdichten zu vermeiden (technisch möglich: 1-6 Schuss/Fuß).
 - bzgl. der obertägigen Anlagen
 - Verdichterleistung,
 - Durchmesser der vorgelagerten und angeschlossenen Rohrleitungen
 - Leistung der Trocknungsanlagen,
 - Leistung der Erdgasvorwärmung
- Kavernenspeicher

Kavernenspeicher weisen im Vergleich zu Porenspeichern geringere Arbeitsgasvolumina und höhere Entnahmeraten auf. Die durchschnittliche Entnahmedauer aller Kavernenspeicher in Deutschland beträgt ca. 660 h. Das Verhältnis zwischen Arbeitsgas und Kissengas kann ebenfalls günstiger sein, als bei Porenspeichern – es werden oft nur 20% Kissengas benötigt.

Entweder in Schichtensalzlagerstätten oder aber in Salzstöcken im Solverfahren errichtete Kavernen befinden sich in Deutschland vor allem in der norddeutschen Tiefebene sowie in Sachsen-Anhalt.

Die das Arbeitsgasvolumen, die Entnahmekapazität und Injektionskapazität der Kavernenspeicher bestimmenden Parameter sind vor allem beeinflusst durch⁷⁶²:

- Geometrie und Volumen, d. h. Teufe, Höhe, Durchmesser und Abstand der einzelnen Kavernen,
- Temperatur der Kaverne,
- Durchmesser Förderrohrtour sowie
- obertägige Anlagen, für die grundsätzlich das für Porenspeicher Gesagte gilt.

Bei Einsatz von Kavernenspeichern kann grundsätzlich nicht von zeitlich konstanten Kavernenvolumina ausgegangen werden. Denn das die Kavernen umgebende Salzgebirge ist während des Kavernenbetriebes sowohl mechanischen als auch thermischen Beanspruchungen ausgesetzt. Im langjährigen Betrieb kommt es dadurch zu Kavernenkonvergenz⁷⁶³.

Zusätzlich zu den diskutierten Parametern ist der Betriebsdruck der dem Speicher nachgeschalteten Leitungen von besonderer Bedeutung. Eine Erhöhung dieses Betriebsdruckes führt zu einer überproportionalen Verringerung des – vor allem aus Kavernenspeichern – verfügbaren Arbeitsgasvolumens.

Die Preisstellung für Speicherkapazitätsreservierung wird zumeist in Abhängigkeit dieser Parameter, d. h. der Entnahmerate, der Injektionsrate und des Arbeitsgasvolumens festgelegt. Unter Verwendung der Notation gemäß Abschnitt 7.3.1 gilt:

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} = K_{\text{Injektion}} + K_{\text{Entnahme}} + K_{\text{Arbeitsgas}}$$

$$= \kappa_{\text{Injektion}} * p_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * p_{\text{Entnahme}} + V_{\text{Arbeitsgas}} * p_{\text{Arbeitsgas}}$$

Da aber eine direkte und eindeutige Zuordnung der Fixkosten der Errichtung von Speichern zu diesen drei Parametern im Regelfall nicht möglich ist, bleibt die Gewichtung im Ermessen des Anbietenden. Dies wird bei Vergleich einiger in Deutschland angebotener Speicherpreise deutlich⁷⁶⁴.

⁷⁶² vgl. Hirschhausen (1996), S. 14f und S. 55ff

⁷⁶³ Die Kavernenkonvergenz(rate) hängt vor allem von der Geometrie und Teufenlage der Kaverne, dem Primärspannungszustand, den Eigenschaften des Salzgebirges, den Kaverneninnendrücken und deren zeitlichem Verlauf ab und kann bis zu 40% im ersten Betriebsjahr betragen (Salzstock Eminence, USA).

⁷⁶⁴ vgl. z. B. BEB (2004a), EEG (2002) und VNG (2001b)

Anhang 3 Beschreibung des italienischen Preissystems für den Erdgastransport

Italien ist einer der bedeutendsten Märkte für Erdgas in Europa. Im Jahre 2004 betrug der Erdgasverbrauch ca. 80,3 Mrd. m³. Dies bedeutet, dass ca. ein Drittel des Energieverbrauches in Italien durch Erdgas gedeckt wird. Ca. 35% des Erdgasverbrauches entfielen auf Haushalte, kleinere Industrie und Gewerbekunden, 33% auf größere industrielle Abnehmer und 30% wurden in Kraftwerken eingesetzt. Der Verbrauch sonstiger Abnehmer betrug 2%. In den kommenden Jahren wird ein starker Anstieg des Erdgasverbrauches im Kraftwerkssektor erwartet.

Italien verfügt nur über geringe Vorkommen eigenen Erdgases. Diese liegen sowohl in der Poebene als auch in der Adria (offshore). Erdgas wird daher vorwiegend importiert. Der Import erfolgt über die von den Niederlanden über Deutschland und die Schweiz kommende, zum Passo Gries an der italienisch-schweizerischen Grenze führende Leitung, die aus Russland über die Ukraine, Slowakei und Österreich führende und im Nordosten bei Tarvisio die Grenze überschreitende Leitung sowie die aus Algerien über Tunesien in den Süden des Landes bei Mazara del Vallo kommende Trans-Mediterranean Pipeline. Darüber hinaus wird vorwiegend algerische Erdgas über den LNG-Terminal bei Panigaglia in der Nähe von La Spezia importiert⁷⁶⁵.

Das italienische Ferngasleitungssystem wird von Snam Rete Gas⁷⁶⁶ und teilweise von Edison Gas betrieben. Es umfasst eine Länge von rund 30.200 km, wovon sich ca. 95 % im Eigentum der Snam Rete Gas befinden. Hiervon entfallen ca. 8.350 km auf das nationale Hochdrucknetz. Das regionale Erdgasnetz besteht aus Leitungen kleineren Durchmessers die mit niedrigeren Drücken als die Hochdruckleitungen betrieben werden und erstreckt sich auf eine Länge von insgesamt ca. 21.850 km.

Die Umsetzung der Erdgas-Richtlinie (1998) in italienisches Recht erfolgte durch das ‚Legge Letta‘ im Jahr 2000⁷⁶⁷. Hierin wurden die Prinzipien der Bildung der Preise für den Erdgastransport, allgemeine Zugangsregeln für den italienischen Erdgasmarkt, Regelungen zur Aufgabe und Rolle des Industrieministeriums und der Regulierungsbehörde, Regelungen über Marktanteilsbeschränkungen und zugelassene Kunden sowie weitere, zum Teil allgemeine, Regelungen für den italienischen Erdgasmarkt festgelegt. Als Regulierungsbehörde wurde zur Kontrolle des Marktes die bereits 1995 geschaffene Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, AEEG, die auch die Preise für den Transport, die Verteilung sowie für die Erdgasspeicherung

⁷⁶⁵ Für Importe aus Nicht-EU-Ländern gelten in Italien besondere Regeln. Diese bedürfen einer Genehmigung des Industrieministeriums. Hierbei wird primär die technische und wirtschaftliche Sicherstellung der Lieferungen geprüft.

⁷⁶⁶ desintegrierter Transporteur, ehemals vollständig zur ENI gehörend, derzeit ca. 41% in Streubesitz

⁷⁶⁷ vgl. Legge 164/00 (2000)

festlegt, etabliert. Seit dem 1. Januar 2003 ist der Markt vollständig für alle Endkunden geöffnet.

Das italienische Preissystem für den Erdgastransport ist ein Entry-Exit-Preissystem⁷⁶⁸. Dieses enthält:

- 3 an ausländische Importleitungen angeschlossene Einspeisepunkte,
- 1 Einspeisepunkt für den LNG Terminal Panigaglia,
- 10 virtuelle Einspeisepunkte aus nationaler Produktion,
- 2 virtuelle Einspeisepunkte aus Erdgasspeichern sowie
- 17 Entnahme-Zonen.

Der Preis setzt sich zusammen aus den Kapazitätspreisen an dem Einspeisepunkt in das nationale Hochdrucknetz, dem Ausspeisepunkt aus diesem, den Ein- und Ausspeisepunkten des regionalen Netzes sowie einem Arbeitspreis, vgl. hierzu Abbildung 10.4.

Die entsprechenden Parameter werden jährlich angepasst.

	Netz	Symbol	Einheit	Erläuterung	
Kapazitätspreis	Einspeisung Hochdrucknetz	Import	Ke1	m^3/d	Einspeisekapazität
			*		
		Speicher	CPe1	$€/m^3/d/a$	Preis am Einspeisepunkt
			Ke2	m^3/d	Einspeisekapazität
			*		
			CPe2	$€/m^3/d/a$	Preis für Einspeisung in das Speichersystem (nur Transport)
	Ausspeisung Hochdrucknetz	+	Ku	m^3/d	Ausspeisekapazität
			*		
		+	Cpu	$€/m^3/d/a$	Preis am Ausspeisepunkt
			*		
Regionales Netz	Transport	Kr	m^3/d	Transportkapazität im Regionalnetz	
		*			
	+	CRr	$€/m^3/d/a$	Preis im Regionalnetz	
		*			
Arbeitspreis	Ausspeisung	CF	$€/a$	„Gebühr“ für Ausspeisung (3 Gruppen)	
		+			
	+	E	GJ	Energie(-menge)	
		*			
		CV+CVp	$€/GJ$	Koeffizient	
		T	$€/a$	Transportentgelt	

Abbildung 10.4 Berechnung der Transportentgelte in Italien⁷⁶⁹

⁷⁶⁸ Die Grundlagen der Ausgestaltung dieses wurden in Anlehnung an das ursprüngliche Preissystem in UK erstellt; vgl. zur knappen Beschreibung des letztgenannten z. B. Füg (1999), S. 179ff.

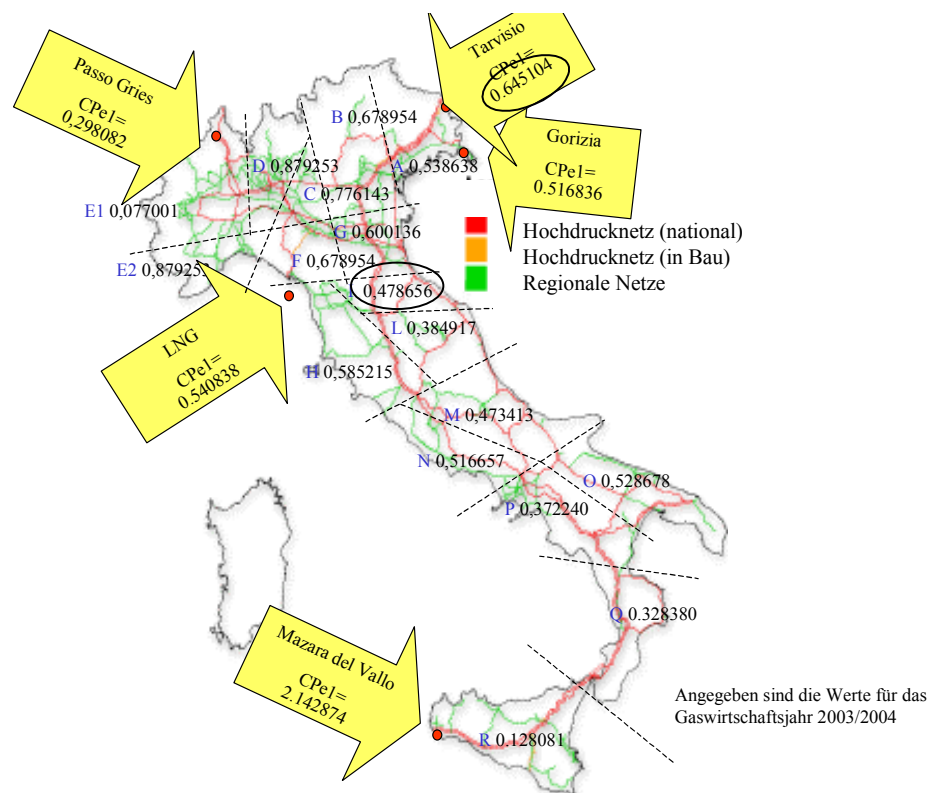


Abbildung 10.5 Darstellung des italienischen Preissystems für den Erdgastransport (Einheiten s. Abbildung 10.4)

Die Berechnungsmethodik sei an folgendem Beispiel verdeutlicht:

Die Einspeisung von $100.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (entspricht $4167 \text{ m}^3/\text{h}$) erfolge an der Übernahmestation im Nordosten bei Tarvisio. Hierfür wird ein Entry-Preis von $0,645104 \text{ €/m}^3/\text{d/a}$ berechnet. Die Ausspeisung erfolge an einer Übergabestation in den Marken. Hierfür wird ein Exit-Preis von $0,478656 \text{ €/m}^3/\text{d/a}$ berechnet.

Die Benutzungsstruktur betrage 208 d/a bzw. 5000 h/a , d. h. die während eines Jahres zu transportierende und zu verbrauchende Menge ergibt sich zu $20.833.333 \text{ m}^3/\text{a}$ bzw. 793.737 GJ/a bei Annahme eines Brennwertes von $38,1 \text{ MJ/m}^3$. Der Transport erfolge ausschließlich im Hochdruck-, nicht im Regionalnetz. Dann beträgt der variable mengenabhängige Preis $(0,167255 + 0,008176) \cdot 0,6 \text{ €/GJ} = 0,105259 \text{ €/GJ}$. Das Gesamtentgelt und die Durchschnittspreise ergeben sich gemäß Darstellung in Tabelle 10.1.

⁷⁶⁹ im Gegensatz zu Deutschland ist in Italien die Angabe der Energie in GJ anstatt kWh üblich. Es gilt: $1 \text{ GJ} = 10^9 \text{ J} = 1/0,0036 \text{ kWh} = 277,8 \text{ kWh}$ oder $1 \text{ kWh} = 0,0036 \text{ GJ}$

Kapazität an Übernahme- und Übergabestation	100.000	m ³ /d	
Benutzungsstruktur	208,33	d/a	
Entry-Preis	0,645104	€/m ³ /d/a	
Entry-Entgelt	64.510	€/a	
Exit-Preis	0,478656	€/m ³ /d/a	
Exit-Entgelt	47.866	€/a	
Menge	20.833.000	m ³ /a	
(Brennwert	38,1 MJ/m ³	793.737	GJ/a
Variabler Preis	0,175431	€/GJ	
Reduktion des variablen Preises bei Nicht-Nutzung des Regionalnetzes	40%		
Variabler Preis unter Berücksichtigung der Reduktion für Nicht-Nutzung des Regionalnetzes	0,1052586	€/GJ	
Variables Entgelt	83.548	€/a	
Gesamtentgelt	195.924	€/a	
Durchschnittspreis	1,96	€/m ³ /d/a	
Durchschnittspreis	47,02	€/m ³ /h/a	

Tabelle 10.1 Beispiel zur Berechnung der Transportentgelte in Italien

Eine Analyse der Preise für den Erdgastransport in Abhängigkeit der Entfernung (welche hier durch die von Norden nach Süden nummerierten Zonen approximiert wird), verdeutlicht, dass eine direkte Entfernungsabhängigkeit dieser im italienischen Entry-Exit-Preissystem nicht umgesetzt worden ist (vgl. Abbildung 10.6). Vielmehr wurde, primär aus politischen Motiven, der Transport von Erdgas in die Zonen im Süden Italiens im Vergleich zu jenem in die im Norden gelegenen Zonen günstiger gestaltet. Teilweise resultiert hieraus eine inverse Entfernungsabhängigkeit. Hierdurch werden Anreize für die Transportkunden zur Standortwahl im Süden gegeben.

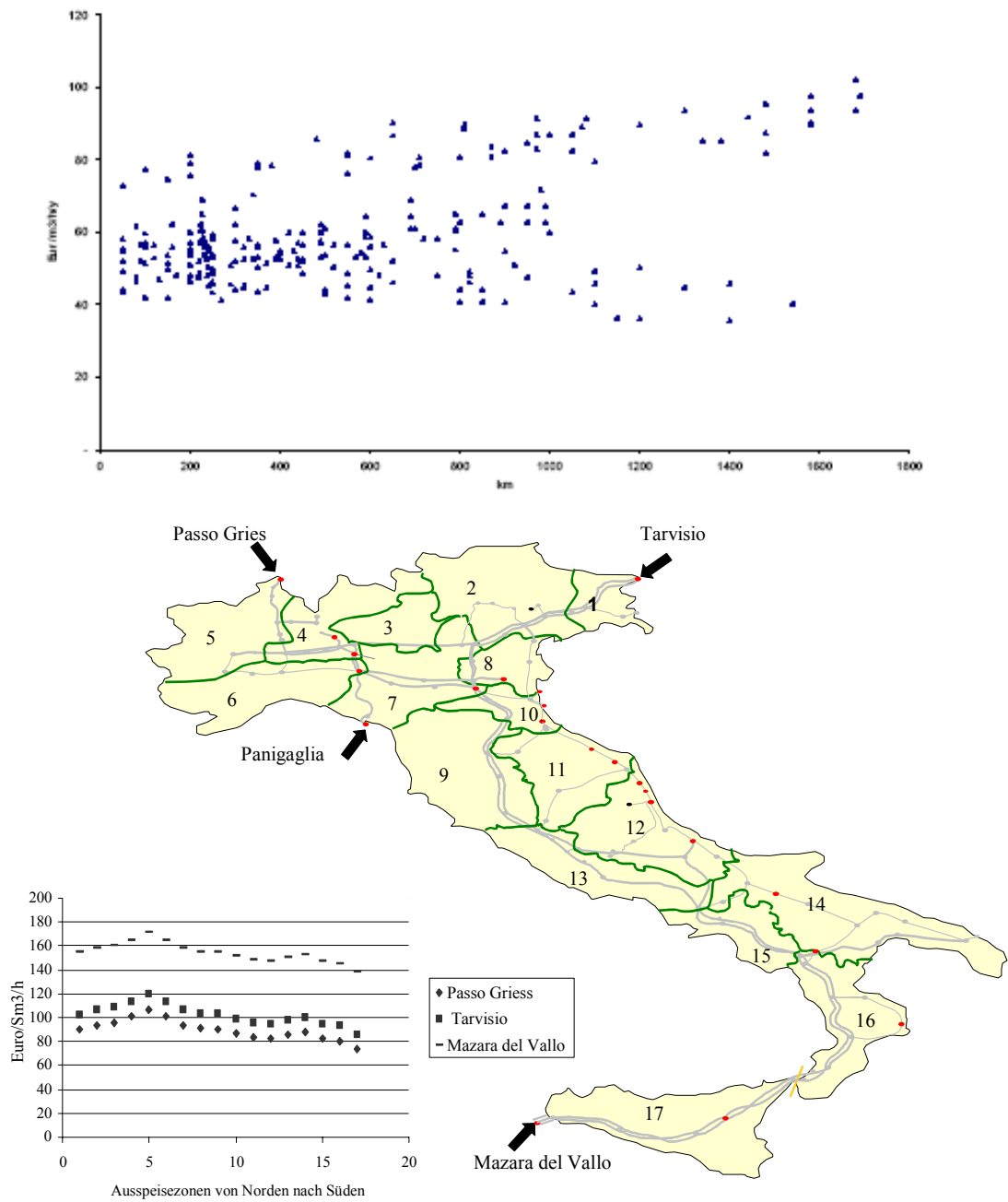


Abbildung 10.6 Preise für den Erdgastransport in Italien in Abhängigkeit der Entfernung⁷⁷⁰

⁷⁷⁰ obere Grafik: Gastransport Services (2004), S. 23

Anhang 4 Abriss des ‚Revenue Management‘

Revenue Management wurde ursprünglich als Methode zur Erlösmaximierung in der Luftfahrtindustrie entwickelt und eingesetzt⁷⁷¹. Dieses erfolgte als bewusster Gegensatz zu den vorher angewandten Methoden der Kostenminimierung. Vereinfacht kann Revenue Management – oder auch ‚Yield Management‘ – als Methoden- oder Maßnahmenbündel zur Vorhersage des Kundenverhaltens mit dem Ziel der Verbesserung der Produktverfügbarkeit und der Erlöse angesehen werden: „Revenue Management is the application of disciplined tactics that predict consumer behavior at the micromarket level and optimize product availability and price to maximize revenue growth. In even simpler terms, Revenue Management ensures that companies will sell the right product to the right customer at the right time for the right price.“⁷⁷² Es ist somit gleichzeitig „umsatz- und ertragsorientierte Produkt- und Preispolitik“⁷⁷³, basierend auf dem Grundsatz der Preisdifferenzierung.

Abgesehen von der Luftfahrt wird Revenue Management auch erfolgreich von großen Hotelketten, Autovermietungen, Reiseunternehmen etc. eingesetzt. Allgemein in Bereichen, in welchen Produkte oder Dienstleistungen vermarktet werden⁷⁷⁴,

- deren Kapazität nur schwer veränderbar ist,
- deren Nachfrage segmentiert werden kann,
- die selbst nicht lagerbar, d. h. ‚verderblich‘ sind,
- die mit erheblicher Vorlaufzeit verkauft werden können,
- deren Nachfrage erheblich schwankt und
- deren Grenzkosten in Relation zu den fixen bzw. sprungfixen Kosten niedrig sind.

Die Methoden des Revenue Management basieren auf folgenden Konzepten⁷⁷⁵:

- Preisfokussierung (im Gegensatz zur ausschließlichen Beachtung der Kosten),
- marktorientierte Preisbildung (im Gegensatz zur kostenorientierten Preisbildung),
- Verkauf in segmentierten Märkten, nicht im Massenmarkt,
- Vorhaltung des Produktes für ‚wertvolle‘, d. h. hohe Preise zahlende Kunden,
- Entscheidungen sollen auf Basis von zuvor erhobenen Marktdaten getroffen werden,

⁷⁷¹ einen ersten Überblick gibt Belobaba (1987)

⁷⁷² Cross (1997) S. 51f; eine Sammlung verschiedenster Definitionen des Revenue Management findet man z. B. bei Blottin (2003)

⁷⁷³ Sterzenbach (1996), S. 302

⁷⁷⁴ vgl. Kimes (1989)

⁷⁷⁵ vgl. Cross (1997), S. 61ff

- Untersuchung des Wertverlaufes jedes Produktes und
- kontinuierliche Überprüfung der Erlöse.

Eine der wesentlichen Voraussetzungen ist die zumindest zeitweise bzw. zu verschiedenen Zeitpunkten das Angebot überschreitende Nachfrage. Das Revenue Management setzt sich dann aus der Anwendung folgender Schritte zusammen⁷⁷⁶

- die Prognose der Nachfrage, z. B. auf Basis statistischer Erhebungen und deren Extrapolation,
- die systematische Überbuchung bei das Angebot übersteigender Nachfrage und der Implementierung der Möglichkeiten zu deren Handhabung (unter Berücksichtigung der Restriktionen wie z. B. der Kundenzufriedenheit oder der rechtlichen Rahmenbedingungen),
- die Allokation der knappen Kapazitäten auf einzelnen Streckenabschnitten und
- die Preisfestsetzung, d. h. die Schaffung von Klassen verschiedener Preise, die verschiedenen Kunden zu verschiedenen Zeitpunkten angeboten werden (können).

Revenue Management trug in den letzten Jahren zu (geschätzten) erheblichen Mehrerträgen der diese Methode anwendenden (Flug-) Gesellschaften bei⁷⁷⁷. Mit dessen Einführung können aber auch Probleme, insbesondere die Schaffung als intransparent angesehener Preis(system)e, die Notwendigkeit zur Schaffung umfassender Informationssysteme oder die (rechtliche) Zulässigkeit von Überbuchungen, verbunden sein⁷⁷⁸.

Da Transportkapazitäten ebenfalls ‚verderbliche Produkte‘, d. h. nicht lagerbare Produkte, sind, auf welche zudem die o. g. Bedingungen zutreffen, können die Methoden des Revenue Management auch auf den Bereich des Erdgastransportes übertragen werden. Tatsächlich haben einige Erdgastransportgesellschaften in den USA bereits Mitte der 90er Jahre mit der Umsetzung dieser Konzepte begonnen. Die Preisfestsetzung für Transportkapazitäten im Gesamtsystem, auf Teilstrecken oder an einzelnen Stationen erfolgt nicht mehr aufgrund einer starr festgesetzten Preisstruktur, sondern dynamisch unter Beachtung der Nachfragesituation.

⁷⁷⁶ vgl. Kimes (1989)

⁷⁷⁷ vgl. z. B. Sterzenbach (1996), S. 315

⁷⁷⁸ vgl. z. B. Sterzenbach (1996), S. 316f; weitere Problembereiche werden bei Cross (1997), S. 215ff geschildert

Anhang 5 Kostenorientierte Preisbildung

Trotz zahlreicher, nicht nur in der allgemeinen Literatur zu findender Kritik an der kostenorientierten Preisbildung: „Zwischen Kosten und Absatzpreis besteht unter marktwirtschaftlichen Bedingungen kein direkter Zusammenhang“⁷⁷⁹, sondern auch speziell für die Erdgaswirtschaft: „Die Kostenorientierung von Preisen mit staatlichem Segen zu versehen, ist das Gegenteil von Markt und Wettbewerb“⁷⁸⁰ oder die Verkehrswirtschaftslehre: „Bereits der Grundsatz, daß etwa das Tarifniveau nach den Kosten der Verkehrsträger auszurichten ist, steht deshalb in einem gewissen Gegensatz zur preisbildenden Vormacht des Verkehrsmarktes, ...“⁷⁸¹ und „Es gibt keine zwingenden Zusammenhänge zwischen dem Kostenverlauf, der Organisation oder gar den technischen Arbeitsbedingungen der Verkehrsbetriebe auf der einen Seite und dem Aufbau des Tarifes auf der anderen.“⁷⁸², wird oft für den (Erdgas-)Transport die Forderung nach kostenorientierter Festlegung von Preisen aufrecht erhalten⁷⁸³. Auch in den Verhandlungen zur Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas wurde gefordert, dass sich die „Gaswirtschaft“⁷⁸⁴ „bei der Preisberechnung eng an die tatsächlichen Kosten“⁷⁸⁵ hält⁷⁸⁶. So kann, trotz der teilweise kontrovers diskutierten Anwendbarkeit der kostenorientierten Preisbildung, deren praktische Relevanz nicht bestritten werden⁷⁸⁷.

Werden die verursachungsgerecht ermittelten und zugeordneten Kosten als Basis der Preisbestimmung herangezogen, erfolgt nach Bestimmung der Kostenarten die Verrechnung auf die Kostenstellen und schließlich auf die Kostenträger. Auf Basis letztgenannter werden die stückbezogenen kostenorientierten Preise berechnet⁷⁸⁸ und die Preisstruktur bestimmt. Im Allgemeinen kann die stückbezogene kostenorientierte Preisbildung auf Voll- oder Teilkostenbasis erfolgen⁷⁸⁹.

Zu unterscheiden sind die kurz- von den langfristig relevanten Kosten. Kurzfristig sind fixe Kosten nicht beeinfluss- und somit vernachlässigbar. Die kurzfristige Preisuntergrenze wird

⁷⁷⁹ Meffert (2000), S. 507

⁷⁸⁰ Ströbele (2000), S. 30

⁷⁸¹ Precht (1958), S. 95 (kursiv entsprechend Original)

⁷⁸² Precht (1958), S. 106

⁷⁸³ s. z. B. Brattle Group (2000), S. 49f

⁷⁸⁴ gemeint sind die Vertreter von BGW und VKU

⁷⁸⁵ Wetzel (2002)

⁷⁸⁶ Da Kosten nicht notwendigerweise operationale und objektivierbare Größen darstellen (vgl. hierzu z. B. Bätz (1979), S. 55f), ist die Bestimmung der genannten „tatsächlichen Kosten“ nicht immer eindeutig möglich.

⁷⁸⁷ vgl. hierzu auch die Ausführungen zur kostenorientierten Preisbildung öffentlicher Betriebe im Allgemeinen bei Brede (2001), S. 213; auch für die Stromwirtschaft wird die Anwendung gefordert, vgl. hierzu Klopfer, Schulz (1993), S. 29

⁷⁸⁸ vgl. z. B. Zdrowomyslaw (1995), S. 355; Wöhe (1984), S. 1170f

⁷⁸⁹ vgl. z. B. Zdrowomyslaw (1995), S. 360ff

durch die variablen Kosten determiniert. Ein Deckungsbeitrag wird erwirtschaftet, falls die Erlöse größer als die variablen Kosten sind. Langfristig müssen Vollkosten, d. h. sowohl fixe als auch variable Kosten gedeckt werden⁷⁹⁰.

Durch die Kostenträger wird die Struktur kostenorientierter Preise bestimmt. Auch wenn für den Erdgastransport die Kapazität als Kostenträger zugrunde gelegt wird, bleibt dennoch offen, ob hierbei die Summe der reservierten Kapazitäten oder die maximal verfügbare Kapazität des Transportsystems anzusetzen ist. Im Regelfall wird, in Analogie zu anderen Bereichen, die maximal verfügbare Kapazität des Transportsystems als Kostenträger anzusetzen sein. Das Vermarktungsrisiko verbleibt somit beim Transporteur.

Abbildung 10.7 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Prozesses zur Ableitung der kostenorientierten Preise für den Erdgastransport.

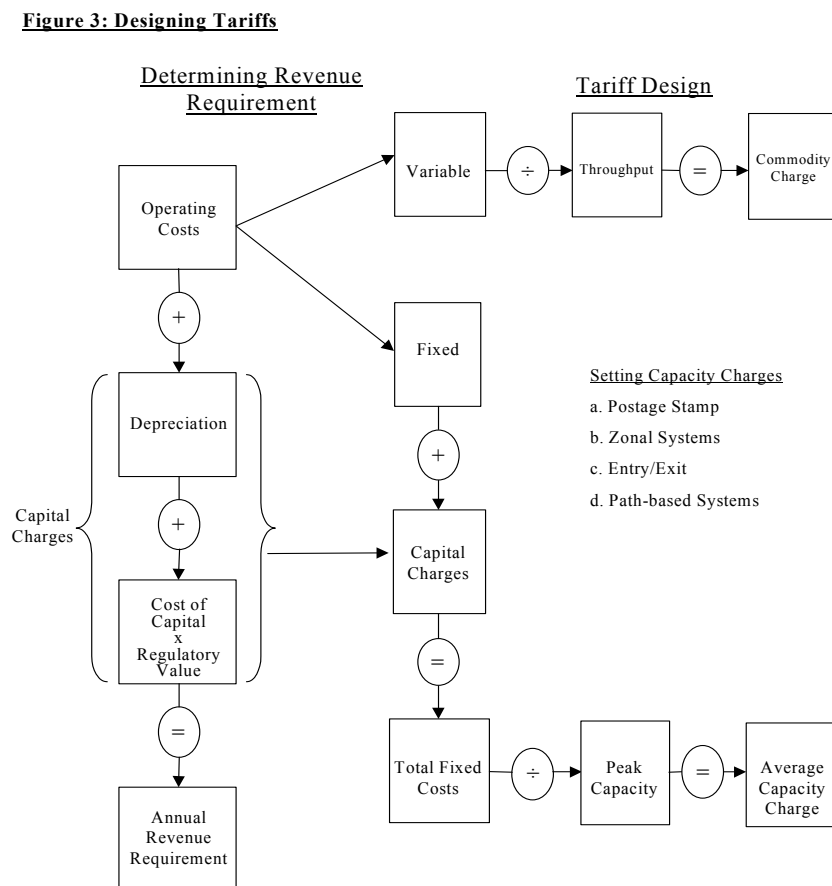


Abbildung 10.7 Vereinfachte Darstellung des Prozesses der kostenorientierten Preisbildung⁷⁹¹

⁷⁹⁰ Allerdings weist z. B. Meffert (2000), S. 511 darauf hin, dass zur Ermittlung der langfristigen Preisuntergrenze grundsätzlich nicht die Kosten-, sondern die Investitionsrechnung heranzuziehen ist.

Anhang 6 Wesentliche ehemals gültige Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden Rahmenbedingungen in knapper Form beschrieben, welche zwar nicht mehr gültig sind, aber dennoch die heute und in den letzten Jahren angewandten Preissysteme für den Erdgastransport maßgeblich beeinflusst haben.

1. Erdgas-Richtlinie (1998)

Unter Betonung der Grundsätze der Transparenz, Objektivität und Diskriminierungsfreiheit wurden in der Erdgas-Richtlinie (1998) im wesentlichen Bestimmungen zu folgenden Sachverhalten festgelegt:

- Organisation des Sektors der Erdgaswirtschaft⁷⁹²

Die Mitgliedstaaten sollen sicherzustellen, dass die Erdgasunternehmen so betrieben werden, dass Wettbewerb im Erdgasmarkt herrscht und die ungleiche Behandlung von Marktteilnehmern vermieden wird. Ausnahmeregelungen können für den Bereich der lokalen Verteilung angewandt werden⁷⁹³.

- Im Rechnungswesen zu vollziehende Desintegration der integrierten Unternehmen (sog. ‚Unbundling of Accounts‘)⁷⁹⁴

Die Erdgas-Richtlinie (1998) sah nur die Trennung der Rechnungslegung in integrierten Unternehmen vor. Weder die organisatorische noch die gesellschaftsrechtliche oder gar eigentumsrechtliche Desintegration der Unternehmen wurde vorgeschrieben⁷⁹⁵. Dessen ungeachtet wurden in Ländern wie Italien⁷⁹⁶ und Großbritannien weitergehende Vorschriften zur Desintegration erlassen.

- Schrittweise Marktöffnung für zugelassene Kunden⁷⁹⁷

Es wurde zunächst nur die Marktöffnung für Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 25 Mio. m³ Erdgas vorgesehen. Die Öffnung für Kunden mit geringerem Verbrauch ist in den Folgejahren schrittweise durchzuführen.

- Veröffentlichungen der Transportentgelte (d. h. auch der Preise für den Erdgastransport) und der ‚wesentlichen geschäftlichen Bedingungen‘⁷⁹⁸

⁷⁹¹ Brattle Group (2000), S. 49

⁷⁹² vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 3

⁷⁹³ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 3, Abs. 3

⁷⁹⁴ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 12, Art. 13

⁷⁹⁵ vgl. hierzu auch Abschnitt 3.4.3

⁷⁹⁶ vgl. Anhang 3

⁷⁹⁷ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 18

⁷⁹⁸ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 15, Art. 16

Ungeachtet des von den einzelnen Mitgliedstaaten gewählten Systems des Netzzuganges, d. h. des regulierten oder verhandelten Netzzuganges, sind die wesentlichen geschäftlichen Bedingungen, und hierzu zählen vor allem auch die Preise für den Erdgastransport⁷⁹⁹, zumindest jährlich zu veröffentlichen.

- Sicherstellung der Versorgung⁸⁰⁰

Dadurch dass die Unternehmen der Erdgaswirtschaft die Anlagen sicher „zu betreiben, zu warten und auszubauen“⁸⁰¹ haben, wird gleichsam eine Form der Investitionsverpflichtung für die Eigentümer und Betreiber dieser Anlagen zur Erfüllung der als von übergeordnetem Interesse angesehenen Gewährleistung der Versorgungssicherheit impliziert.

2. Verbändevereinbarungen zum Netzzugang bei Erdgas

Auf Grundlage der Erdgas-Richtlinie (1998) hatten die Mitgliedstaaten der europäischen Union die Option sich zwischen verhandeltem und reguliertem Netzzugang zu entscheiden. Als einziger Staat der Union machte Deutschland von der Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs Gebrauch⁸⁰². Das Mittel zur Umsetzung des verhandelten Netzzugangs war die Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas. Die Verbändevereinbarung⁸⁰³, schuf den Rahmen für weitergehende und detaillierte Verhandlungen der einzelnen Transportverträge.

Abgeleitet aus den wesentlichen Anforderungen und Grundsätzen der Erdgas-Richtlinie (1998) wurden in der Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas die folgenden Grundsätze angewandt⁸⁰⁴:

- Diskriminierungsfreier Netzzugang⁸⁰⁵,
- Transaktionsprinzip,

Dieses entspricht dem Punkt-zu-Punkt-Kapazitätsreservierungssystem⁸⁰⁶.

⁷⁹⁹ gemäß Erdgas-Richtlinie (1998) werden diese als „Tarife“ bezeichnet

⁸⁰⁰ vgl. Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 7, Art. 10

⁸⁰¹ Erdgas-Richtlinie (1998), Art. 7, Abs. 1

⁸⁰² In Deutschland bestand auch in der Vergangenheit, im Gegensatz zu den meisten übrigen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, kein (Staats-)Monopol in der Erdgaswirtschaft. Daher wurde zunächst auf staatliche Eingriffe verzichtet. Indessen handelte es sich in der Telekommunikation und im Postwesen um ehemalige Staatsmonopole. Hier sollte neuen Marktteilnehmern erstmals die Möglichkeit geboten werden gegen den bisherigen Staatsmonopolisten anzutreten. Die Marktöffnung sollte durch Regulierung erreicht werden. (s. a. Böge (2001))

⁸⁰³ vgl. VV-Erdgas I (2000), VV-Erdgas II (2002)

⁸⁰⁴ diese gelten sowohl für die VV-Erdgas I (2000) als auch für die VV-Erdgas II (2002); eine Zusammenfassung der Regelungen der VV-Erdgas I (2000) ist bei Rosin, Heinlein (2002a) und Rosin, Heinlein (2002b) zu finden.

⁸⁰⁵ s. hierzu auch die Erläuterungen in Abschnitt 2.1.5

⁸⁰⁶ s. Abschnitt 3.1.5

- Eigentumsverhältnisse bleiben unberührt,

Die Verpflichtung zur diskriminierungsfreien Durchführung von Erdgastransporten wird nicht flankiert durch eine Änderung der Eigentumsverhältnisse an den Transportsystemen.

- Publikation der wesentlichen geschäftlichen Bedingungen.

Zur Umsetzung dieser Grundsätze wurden in der VV-Erdgas II (2002)⁸⁰⁷ vor allem Regelungen zu folgenden Sachverhalten festgelegt⁸⁰⁸:

- Netzzugangsentgelt⁸⁰⁹,
- Laufzeit,
- Bilanzausgleich⁸¹⁰,
- Kompatibilität (Erdgasqualität),
- Verbesserte Transparenz und Vereinfachung des Netzzugangs,
- kommerzieller Speicherzugang,
- Engpassmanagement,
- Abrechnung nicht leistungsgemessener Kunden und
- Schaffung einer Schlichtungsstelle.

Darüber hinaus enthält die VV-Erdgas II (2002) auch Hinweise über die in den einzelnen Stufen der Erdgaswirtschaft festzulegenden Strukturen der Preissysteme. Hier erfolgte die wesentliche Änderung der VV-Erdgas II (2002) im Vergleich zu der VV-Erdgas I (2000). Während letztere noch drei unterschiedliche Preissysteme für die drei Stufen der Erdgaswirtschaft, d. h. überregionale (=importierende) Ferngasgesellschaften, regionale Ferngasgesellschaften und Endverteiler, unterscheidet, wurden in der VV-Erdgas II (2002) nur noch zwei verschiedene Preissysteme für überregionale und regionale Ferngasgesellschaften einerseits und Endverteiler andererseits festgelegt⁸¹¹.

⁸⁰⁷ so auch bereits in der VV-Erdgas I (2000)

⁸⁰⁸ diese wurden zusätzlich durch die technischen Rahmenbedingungen ersetzt, vgl. DVGW (2001)

⁸⁰⁹ d. h. des Preises für den Erdgastransport, s. a. Abschnitt 2.1.1

⁸¹⁰ d. h. die Schaffung des Ausgleiches zwischen den eingespeisten und den ausgespeisten Erdgasmengen

⁸¹¹ Die Umsetzung der Bestimmungen der VV-Erdgas II (2002) erfolgte bei den regionalen Gesellschaften nicht verzögerungsfrei. So wurde vor allem die in der VV-Erdgas II (2002) vereinbarte Veröffentlichungsverpflichtung zum 01.10.2002 nicht von allen regional tätigen Gesellschaften eingehalten. Die im Oktober 2002 veröffentlichten Preise weisen zudem eine sehr heterogene Struktur auf. Es werden nahezu sämtliche der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Variablen und somit Preisdifferenzierungsmöglichkeiten angewandt.

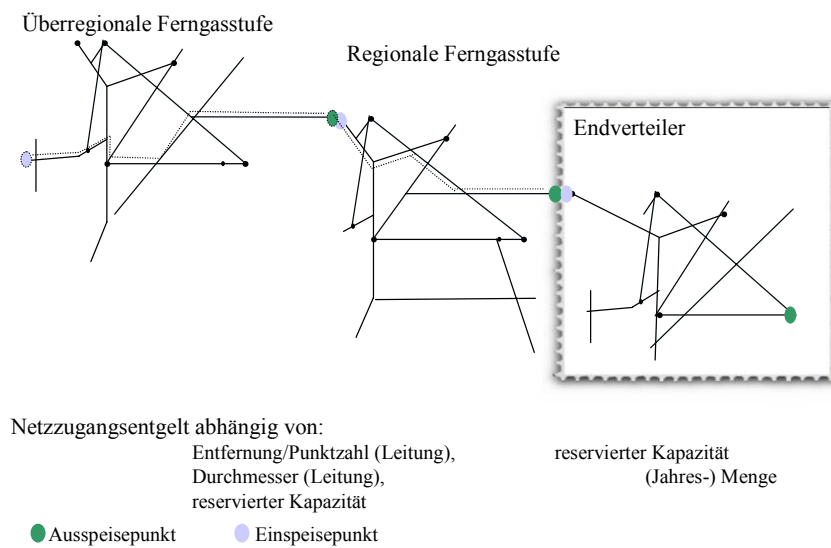


Abbildung 10.8 Schematische Darstellung der Preissysteme gemäß VV-Erdgas II (2002)

Die VV-Erdgas II (2002) enthält zudem einen ‚Kalkulationsleitfaden‘ zu Berechnung der kostenorientierten Preise für Endverteiler.

Die VV-Erdgas I (2000) und VV-Erdgas II (2002) bilden insofern eine Ausnahme im Vergleich zu den vorgenannten Regelungen, als hier auch Festlegungen zur Struktur Preissysteme enthalten sind. Solche sind in der Erdgas-Richtlinie (1998) oder der Erdgas-Richtlinie (2003) nicht zu finden.

Anhang 7 Modell zur Veranschaulichung der Kosten des Erdgasbezuges in ideal-typischen vermaschten und baumartigen Netzen

Die Beispiele in Abschnitt 7.3 werden mit Hilfe des nachfolgend beschriebenen Simulationsmodells berechnet.

Ausgangspunkt ist das in Abbildung 10.9 gezeigte einfache Netz. In diesem gilt die sog. l_1 -Metrik, d. h. die Entfernung zwischen zwei Punkten wird nach

$$d[(x_i, y_i); (x_j, y_j)] = |x_i - x_j| + |y_i - y_j|$$

bestimmt⁸¹².

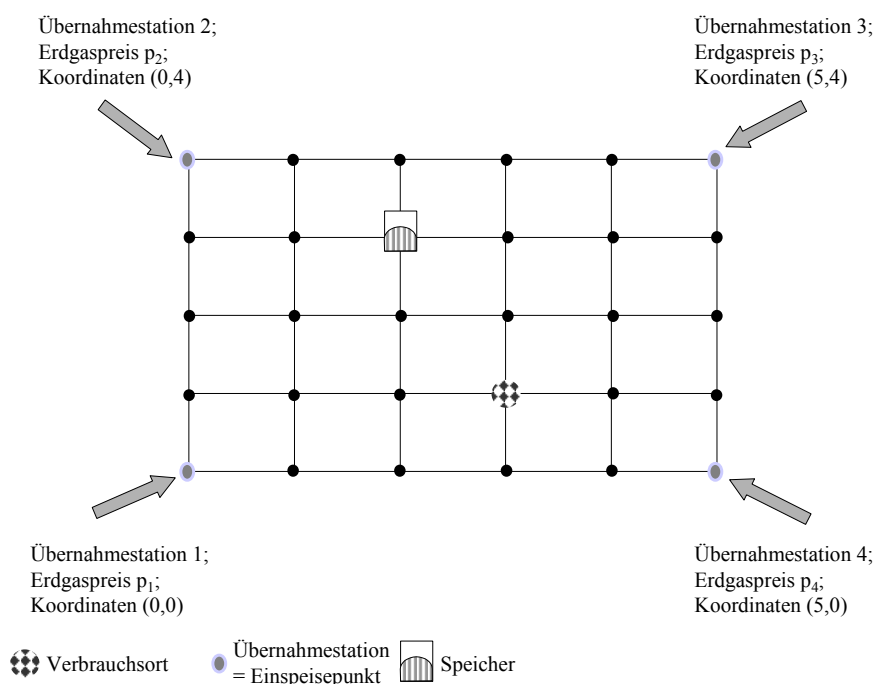


Abbildung 10.9 Einfaches vermaschtes rechtwinkliges Netz

Alternativ wird auch von einem baumartigen Netz gemäß Abbildung 10.10 ausgegangen. In diesem gilt die o. g. l_1 -Metrik nicht. Die Entfernungen zwischen zwei Punkten werden durch Summation der Teilstrecken entlang des Netzes berechnet.

⁸¹² im homogenen zweidimensionalen Raum gilt die bekannte euklidische Metrik, wonach die Entfernung zwischen zwei Punkten durch $d[(x_i, y_i); (x_j, y_j)] = (|x_i - x_j|^2 + |y_i - y_j|^2)^{1/2}$ definiert wird.

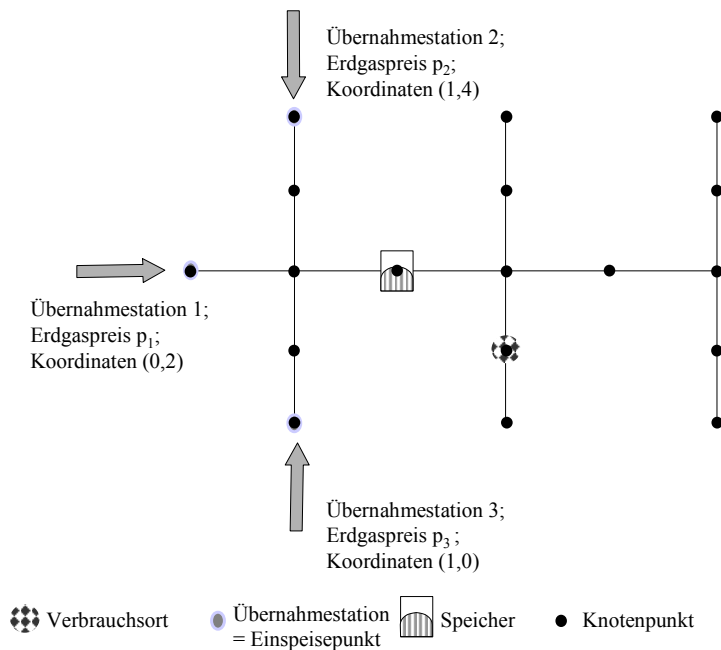


Abbildung 10.10 Einfaches baumartiges Netz

Der Ort des Speichers wird ebenso wie die Positionen der Übernahmestationen, die dort geltenden Erdgaspreise, das Preissystem für den Erdgastransport inkl. der Preise, die von dem Transportkunden reservierten Kapazitäten im Transport- und Speichersystem, die Speicherpreise, die im Bezugszeitraum verbrauchte Erdgasmenge und die sonstigen Kosten vorgegeben. Berechnet wird, jeweils für den Bezug an einer der möglichen Übernahmestationen, das von Nachfragern an jedem Knotenpunkt des Netzes für die Erdgasbeschaffung zu zahlende Gesamtentgelt, welches den Gesamtkosten der Nachfrager entspricht.

Annahmen Eingaben:
 alle Angaben pro Abrechnungszeitraum (d. h. 1 Jahr)
 zur Vereinheitlichung und Vereinfachung werden die Preise für Kapazitätsvorhaltung hier energiebasiert angegeben.

Sonstige Kosten des Erdgasbezuges und -transportes	100.000 €	Ausspeicherkapazität	50.000 kW
Sonstige Kosten (allgemein)	100.000 €	Einspeicherkapazität	50.000 kW
		Bezugskapazität	100.000 kW
		Bezugsmenge	1.000.000.000 kWh
		Arbeitsgasvolumen	50.000.000 kWh
		Produzierte Menge des Endproduktes	Stück
		Benutzungsstruktur	6.667 h/a

Faktor zur Berücksichtigung des **Preissystems**

Entfernungsabhängiges Preissystem	0	Entfernungsabhängiger Transportpreis	0,05 €/kW/km
Entfernungsunabhängiges Preissystem	0	Entfernungsunabhängiger Transportpreis	17,00 €/kW
Entry-Exit-Preissystem	1	Preise an den Übernahme- und Übergabestationen s. u.	

Seien **Quellen** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis [ct/kWh]	Kosten Erdgas [€]	Entry-Preis [€/kW]
Q1	0	0	1,00	10.000.000	18
Q2	0	4	1,10	11.000.000	16
Q3	5	4	1,20	12.000.000	14
Q4	5	0	1,30	13.000.000	12

Liege ein **Speicher** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis für Injektionskapazitätsvorhaltung [€/kW]	Preis für Entnahmekapazitätsvorhaltung [€/kW]	Preis für Arbeitsgasvolumen [ct/kWh]	Entry am Speicher [€/kW]	Exit am Speicher [€/kW]	Gesamtkosten Speicher [€]
S1	2	2	2	2	0,5	5	5	450.000

Entry Preise an den Übernahmestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4	16	5	5	5	5	5	14
3	5	5	5	5	5	5	5
2	5	5	5	5	5	5	5
1	5	5	5	5	5	5	5
0	18	5	5	5	5	5	12

Exit Preise an den Übergabestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4	1	5	5	5	5	5	1
3	5	5	5	5	5	5	5
2	5	5	5	5	5	5	5
1	5	5	5	5	5	5	5
0	1	5	5	5	5	5	1

Tabelle 10.2 Eingaben für das Simulationsmodell zur Standortwahl für das vermaschte rechtwinkelige Netz gemäß Abbildung 10.9⁸¹³

Allgemeines Beispiel:

⁸¹³ Hier und in den folgenden Tabellen werden die Übernahmestationen auch als ‚Quellen‘ bezeichnet.

Mit oben dargestellten Eingabeparametern ergeben bei Bezug an Übernahmestation 1 folgende an den Knotenpunkten von den Nachfragern zu zahlende Gesamtentgelte:

Gesamtkosten

		Eine Einheit entspricht 100km					
x-Koordinate		0	1	2	3	4	5
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5
4		13.900.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.800.000
3		13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000
2		13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000
1		13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000
0		14.000.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.950.000	13.700.000

Tabelle 10.3 Von den Nachfragern an den Knotenpunkten zu zahlende Gesamtentgelte bei Bezug an Übernahmestation 1 (Angaben in €)

Grafisch:

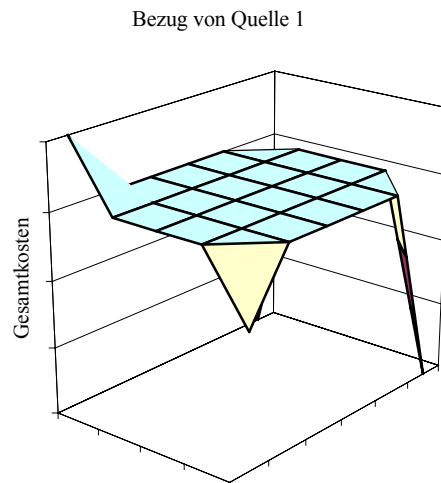


Abbildung 10.11 Grafische Darstellung der von den Nachfragern an den Knotenpunkten zu zahlende Gesamtentgelte bei Bezug an Übernahmestation 1, vgl. Tabelle 10.3

Das Minimum bei Wahl des Verbrauchsstandortes bei (5,0) ist zugleich das absolute Minimum.

(s. Abschnitt 7.3.2.2)

Legt man das in Abbildung 10.9 skizzierte Netz zugrunde, so kann gezeigt werden, dass selbst bei Annahme identischer Preise für das Erdgas an den Übernahmestationen, die von den Nachfragern zu zahlenden Gesamtentgelte, d. h. die Gesamtkosten der Nachfrager, an zahlreichen Knotenpunkten des Netzes allein durch Aufnahme zusätzlicher Übernahmestationen reduziert werden können.

Hierzu sei zunächst angenommen, dass das Netz nur über Übernahmestation 1 gespeist werde. Gemäß Tabelle 10.2 liegt Übernahmestation 1 bei (0,0) und der Speicher bei (2,2). Ceteris

paribus werden die von den Nachfragern zu zahlenden Gesamtentgelte über die Transportentfernungen bestimmt. Sie ergeben sich für die einzelnen Knotenpunkte des Netzes zu⁸¹⁴:

y-Koordinate	x-Koordinate		Eine Einheit entspricht 100km							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
4	12	11	10	13	16	19				
3	9	8	7	10	13	16				
2	6	5	4	7	10	13				
1	7	6	5	8	11	14				
0	8	7	6	9	12	15				

Bereits durch Aufnahme der Übernahmestation 2 bei (0,4) können die relevanten Entfernungen reduziert werden:

y-Koordinate	x-Koordinate		Eine Einheit entspricht 100km							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
4	8	7	6	9	12	15				
3	7	6	5	8	11	14				
2	6	5	4	7	10	13				
1	7	6	5	8	11	14				
0	8	7	6	9	12	15				

Weitere Aufnahme der Übernahmestation 3 bei (5,4) und Übernahmestation 4 bei (5,0) führt schließlich zu folgender Reduktion der relevanten Entfernungen:

y-Koordinate	x-Koordinate		Eine Einheit entspricht 100km							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
4	8	7	6	8	9	10				
3	7	6	5	7	8	9				
2	6	5	4	6	7	8				
1	7	6	5	7	8	9				
0	8	7	6	8	9	10				

Gleichzeitig wird die Standardabweichung der Häufigkeitsverteilung der Entfernungen im Netz von 3,78 im ersten Fall, auf 3,24 und schließlich 1,52 reduziert.

(s. Abschnitt 7.3.2.2)

Die Erdgaspreise an den Übernahmestationen seien identisch.

Faktor zur Berücksichtigung des **Preissystems**

Entfernungsabhängiges Preissystem

Entfernungsunabhängiges Preissystem

Entry-Exit-Preissystem

1 Entfernungabhängiger Transportpreis

0 Entfernungsunabhängiger Transportpreis

0 Preise an den Übernahme- und Übergabestationen s. u.

0,05 €/kW/km

17,00 €/kW

Seien **Quellen** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis [ct/kWh]	Kosten Erdgas [€]	Entry-Preis [€/kW]
Q1	0	0	1,00	10.000.000	18
Q2	0	4	1,00	10.000.000	16
Q3	5	4	1,00	10.000.000	14
Q4	5	0	1,00	10.000.000	12

Tabelle 10.4 Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für 0

Die übrigen Parameter entsprechen den in Tabelle 10.2 dargestellten. (Insbesondere sei darauf hingewiesen, dass sich der Speicher bei (2,2) befindet.)

⁸¹⁴ dargestellt ist die Summe der Entfernungen $d_{\text{Übernahmestation-Verbraucher}} + d_{\text{Verbraucher-Speicher}} + d_{\text{Speicher-Verbraucher}}$

An den einzelnen Knotenpunkten des Netzes ergeben sich die Minima der Gesamtkosten der Nachfrager bei Bezug an folgenden Übernahmestationen:

Minimale Gesamtkosten an den Knotenpunkten bei Bezug aus Quelle

		x-Koordinate									
		Eine Einheit entspricht 100km									
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4			2		2		2		3		3
3			2		2		2		3		3
2			2		2		2		4		4
1			1		1		1		4		4
0			1		1		1		4		4

zu (Angaben in €):

		x-Koordinate									
		Eine Einheit entspricht 100km									
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000
3		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000
2		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000
1		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000
0		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000	13.000.000

Die Minima der Gesamtkosten der Nachfrager liegen an den Knotenpunkten in der Umgebung des Speichers. An den entfernt von dem Speicher gelegenen Knotenpunkten führt der Bezug an den jeweils nahen Übernahmestationen zu minimalen Gesamtkosten.

(s. Abschnitt 7.3.2.2)

Sofern die Unterschiede der Erdgasbezugskosten an den einzelnen Übernahmestationen die Unterschiede der für den Transport zu entrichtenden Entgelte nicht überschreiten, liegt das Minimum der von den Nachfragern für die Erdgasbeschaffung zu zahlenden Gesamtentgelte zwar stets in der Umgebung jener Übernahmestation, an welcher die niedrigsten Preise für das Erdgas verlangt werden, an den übrigen Knotenpunkten erhält man aber (lokale) Minima durch Bezug an der nächstgelegenen Übernahmestation.

Faktor zur Berücksichtigung des Preissystems

Entfernungsabhängiges Preissystem

Entfernungsunabhängiges Preissystem

Entry-Exit-Preissystem

1 Entfernungsabhängiger Transportpreis

0 Entfernungsunabhängiger Transportpreis

0 Preise an den Übernahme- und Übergabestationen s. u.

0,05 €/kW/km

17,00 €/kW

Seien Quellen bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis [ct/kWh]	Kosten Erdgas [€]	Entry-Preis [€/kW]
Q1	0	0	1,00	10.000.000	18
Q2	0	4	1,01	10.100.000	16
Q3	5	4	1,02	10.200.000	14
Q4	5	0	1,03	10.300.000	12

Tabelle 10.5 Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für 0

Dann ergeben sich an den einzelnen Knotenpunkten des Netzes die Minima der von den Nachfragern zu zahlenden Gesamtentgelte bei Bezug an folgenden Übernahmestationen:

Minimale Gesamtkosten an den Knotenpunkten bei Bezug aus Quelle

		x-Koordinate									
		Eine Einheit entspricht 100km									
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4			2		2		2		3		3
3			2		2		2		3		3
2			1		1		1		3		3
1			1		1		1		4		4
0			1		1		1		4		4

zu (Angaben in €)

		x-Koordinate					Eine Einheit entspricht 100km						
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5
4		12.630.000	12.630.000	12.630.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
3		12.630.000	12.630.000	12.630.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
2		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
1		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.300.000	13.300.000	13.300.000						
0		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.300.000	13.300.000	13.300.000						

Erhöht sich der Erdgaspreis aber z. B. an der Übernahmestation 4 von 1,03 ct/kWh auf 1,3 ct/kWh, ergeben sich die Minima der von den Nachfragern zu zahlenden Gesamtentgelte bei Bezug an folgenden Übernahmestationen:

		x-Koordinate					Eine Einheit entspricht 100km						
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5
4		2	2	2	3	3	3						
3		2	2	2	3	3	3						
2		1	1	1	3	3	3						
1		1	1	1	1	3	3						
0		1	1	1	1	1	3						

zu (Angaben in €)

		x-Koordinate					Eine Einheit entspricht 100km						
y-Koordinate		0	1	2	3	4	5	0	1	2	3	4	5
4		12.630.000	12.630.000	12.630.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
3		12.630.000	12.630.000	12.630.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
2		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.200.000	13.200.000	13.200.000						
1		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.470.000	14.140.000	14.140.000						
0		12.530.000	12.530.000	12.530.000	13.470.000	14.410.000	15.080.000						

Die in der Umgebung dieser Übernahmestation 4 gelegenen Nachfrager erhalten so Anreize Erdgas an anderen Übernahmestationen (hier Übernahmestation 1 bzw. Übernahmestation 3) zu beziehen. Die von den Nachfragern zu zahlenden Gesamtentgelte steigen allerdings aufgrund der Entfernungsabhängigkeit der Transportentgelte (in diesem Beispiel von 13.300.000 auf bis zu 15.080.000).

(s. Abschnitt 7.3.2.3)

Wie in Abschnitt 7.3.2.3 gezeigt, kann durch Entry-Exit-Preissysteme die effiziente Netznutzung nicht sichergestellt werden. Andererseits können aufgrund der Flexibilität dieses Preissystems verschiedenartige Anreize, welche dann aber nicht nur den Effizienzkriterien, sondern auch anderen Zielsetzungen widersprechen könnten⁸¹⁵, gegeben werden. So ist es durch geeignete Wahl der Preise möglich, Nachfrager dazu zu veranlassen, sich an einem vorgegebenen Ort anzusiedeln und Erdgas nicht an der günstigsten oder nächstgelegenen Übernahmestation zu beziehen.

Dieses kann mit dem folgenden Beispiel verdeutlicht werden.

⁸¹⁵ vgl. Abschnitt 7.3.2.3 insbes. Fußnote 681

Faktor zur Berücksichtigung des **Preissystems**

Entfernungsabhängiges Preissystem	0	Entfernungsabhängiger Transportpreis	0,05	€/kW/km
Entfernungsunabhängiges Preissystem	0	Entfernungsunabhängiger Transportpreis	17,00	€/kW
Entry-Exit-Preissystem	1	Preise an den Übernahme- und Übergabestationen s. u.		

Seien **Quellen** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis [ct/kWh]	Kosten Erdgas [€]	Entry-Preis [€/kW]
Q1	0	0	1,01	10.100.000	5
Q2	0	4	1,02	10.200.000	4
Q3	5	4	1,03	10.300.000	2
Q4	5	0	1,04	10.400.000	4

Liege ein **Speicher** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis für Injektions- kapazitäts- vorhaltung [€/kW]	Preis für Entnahme- kapazitäts- vorhaltung [€/kW]	Preis für Arbeitsgas- volumen [ct/kWh]	Entry am Speicher [€/kW]	Exit am Speicher [€/kW]	Gesamt- kosten Speicher [€]
S1	2	2	2	2	0,5	5	5	450.000

Entry Preise an den Übernahmestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4	4		5	5	5	5	2
3	5		5	5	5	5	5
2	5		5	5	5	5	5
1	5		5	5	5	5	5
0	5		5	5	5	5	4

Exit Preise an den Übergabestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4	4		5	5	5	5	3
3	5		5	5	5	5	5
2	5		5	5	1	5	5
1	5		5	5	5	5	5
0	5		5	5	5	5	4

Tabelle 10.6 Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für 0

Nachfragern soll hier ein Anreiz gegeben werden ihren Standort bei (3,2) zu wählen und Erdgas aus Übernahmestation 3 zu beziehen. Durch die in Tabelle 10.6 gezeigte Modifikation des Entry-Exit-Preissystems wird dieses Ziel erreicht, denn das Minimum der Gesamtkosten der Nachfrager liegt bei (3,2) bei Bezug aus Übernahmestation 3 (Angaben der unteren Tabelle in €):

Minimale Gesamtkosten an den Knotenpunkten bei Bezug aus Quelle

y-Koordinate	x-Koordinate	Eine Einheit entspricht 100km					
		0	1	2	3	4	5
4	3		3	3	3	3	3
3	3		3	3	3	3	3
2	3		3	3	3	3	3
1	3		3	3	3	3	3
0	3		3	3	3	3	3

Absolutwerte der minimalen Gesamtkosten

y-Koordinate	x-Koordinate	Eine Einheit entspricht 100km					
		0	1	2	3	4	5
4		12.450.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.200.000
3		12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000
2		12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.050.000	12.650.000	12.650.000
1		12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000
0		12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.650.000	12.450.000

Gleichzeitig führt ein derart gestaltetes Entry-Exit-Preissystem aber nicht zu einer effizienten Netznutzung, denn hierdurch erhielten alle Nachfrager Anreize zum Bezug des Erdgases aus der Übernahmestation 3. Selbst Nachfrager in den den anderen Übernahmestationen naheliegenden Regionen, an welchen zudem niedrige Erdgaspreise verlangt werden, würden Anreize zum Bezug an Übernahmestation 3 erhalten.

(s. Abschnitt 7.3.2.3)

Ähnlich dem in Italien angewandten Entry-Exit-Preissystem⁸¹⁶, kann ein solches, ebenfalls ungeachtet der Effizienzkriterien⁸¹⁷, auch in einem einfachen baumartigen Netz so gestaltet werden, dass es quasi invers-entfernungsabhängig ist. Nachfrager erhalten dann Anreize zur Wahl des Standortes an den von den Übernahmestationen entfernt gelegenen Knotenpunkten.

Liege der Speicher bei (3,4) und werden die Entry- und Exit-Preise wie in Tabelle 10.7 festgelegt, bestehen Anreize für die Nachfrager ihren Standort in größter Entfernung der Übernahmestationen zu wählen.

⁸¹⁶ s. Anhang 3

⁸¹⁷ vgl. 0 in diesem Anhang 7

Faktor zur Berücksichtigung des Preissystems		
Entfernungsabhängiges Preissystem	0	Entfernungsabhängiger Transportpreis 0,05 €/kW/km
Entfernungsunabhängiges Preissystem	0	Entfernungsunabhängiger Transportpreis 17,00 €/kW
Entry-Exit-Preissystem	1	Preise an den Übernahme- und Übergabestationen s. u.

Seien **Quellen** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis [ct/kWh]	Kosten Erdgas [€]	Entry-Preis [€/kW]
Q1	0	2	1,00	10.000.000	10
Q2	1	4	1,10	11.000.000	10
Q3	1	0	1,20	12.000.000	10

Liege ein **Speicher** bei

Name	x-Koordinate [100km]	y-Koordinate [100km]	Preis für Injektionskapazitätsvorhaltung [€/kW]	Preis für Entnahmekapazitätsvorhaltung [€/kW]	Preis für Arbeitsgasvolumen [ct/kWh]	Entry am Speicher [€/kW]	Exit am Speicher [€/kW]	Gesamtkosten Speicher [€]
S1	3	4	2	2	0,5	5	10	450.000

Entry Preise an den Übernahmestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4				10		5	5
3				5		5	5
2	10			5	5	5	5
1				5		5	5
0				10		5	5

Exit Preise an den Übergabestationen

y-Koordinate	x-Koordinate	Alle Preise in €/kW					
		0	1	2	3	4	5
4				5		10	1
3				5		3	1
2	5			5	4	3	2
1				5		3	1
0				5		3	1

Tabelle 10.7 Gegenüber Tabelle 10.2 geänderte Parameter für 0 – baumartiges Netz

Dies kann gezeigt werden indem die von den Nachfragern an den einzelnen Knotenpunkten des Netzes zu zahlenden Gesamtentgelte mit dem mit 100% angenommenen absoluten Minimum verglichen werden:

y-Koordinate	x-Koordinate		Eine Einheit entspricht 100km				
	0	1	2	3	4	5	
4			102%			113%	100%
3			105%			102%	100%
2	102%		105%	104%		102%	101%
1			105%			102%	100%
0			102%			102%	100%

(s. Abschnitt 7.3.2.5.4)

Nachfrager werden die Alternative des eigenen Leitungsbaus nur dann erwägen, wenn die insgesamt unter Berücksichtigung des Baus einer eigenen Leitung zu zahlenden Gesamtentgelte, die den Gesamtkosten des Nachfragers entsprechen, K'_{gesamt} , geringer sind als jene bei Anmietung der Transportkapazität in fremden Netzen, K_{gesamt}^{818} .

⁸¹⁸ die hier verwendeten Symbole entsprechen jenen in Abschnitt 7.3.1

Zur Bestimmung sind im wesentlichen zwei Fälle zu unterscheiden:

1. Falls die Strukturierung an der Übernahmestation erfolgt, muss keine Speicherkapazität im Netz angemietet werden, d. h. $K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} = 0$ und die zwischen Übernahmestation und Verbrauchsort durch eigenen Leitungsbau zu errichtende Kapazität, κ' , muss im Regelfall größer sein als die Kapazität, die bei Strukturierung durch Speicher im Netz erforderlich wäre. Seien diese Gesamtkosten der Nachfrager gemäß Abschnitt 7.3.1 gegeben und werde in Abänderung der dortigen Annahmen ein zweiteiliger Preis für das Erdgas an der Übernahmestation angenommen, d. h. $K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} = V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP$ ⁸¹⁹, dann ergibt sich bei Anwendung eines entfernungsabhängigen Preissystems für den Erdgastransport:

$$K'_{\text{gesamt}} = \left\{ K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}} \right\} + K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Sonstige}}$$

mit

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Speicher}} = 0$$

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = \alpha_1 * \kappa'^{\frac{1}{\gamma}} * d_{\text{Quelle - Verbrauch}} + \alpha_2 * d_{\text{Quelle - Verbrauch}}$$

da

$$\kappa'_{\text{Injektion}} = \kappa'_{\text{Entnahme}} = 0;$$

$$K_{\text{Erdgas}}^{\text{Arbeit}} = V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa' * LP$$

d. h.

$$K'_{\text{gesamt}} = \left\{ \alpha_1 * \kappa'^{\frac{1}{\gamma}} * d_{\text{Quelle - Verbrauch}} + \alpha_2 * d_{\text{Quelle - Verbrauch}} + V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa' * LP + K_{\text{Erdgas}}^{\text{Sonstige}} \right\} + K_{\text{Endprodukt}}^{\text{Transport}} + K_{\text{Sonstige}}$$

wobei $K_{\text{Erdgas}}^{\text{Transport}} = K_{\text{Leitung}}$ gemäß Abschnitt 3.5 ist (s. a. die dort definierten Parameter).

M. a. W. erhalten Nachfrager Anreize zum Bau einer eigenen Leitung und Bezug strukturierter Lieferungen an der Übernahmestation wenn

⁸¹⁹ gemäß Abschnitt 2.2.1.2.3

$$K_{\text{gesamt}} = a^c * \left(\overbrace{\kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \kappa_{\text{Injektion}} * d_{\text{Verbraucher-Speicher}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * d_{\text{Speicher-Verbraucher}}}^{K_{\text{Transport Erdgas}}} \right) +$$

$$\overbrace{\kappa_{\text{Injektion}} * p_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * p_{\text{Entnahme}} + V_{\text{Arbeitsgas}} * p_{\text{Arbeitsgas}} + V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP}_{K_{\text{Speicher Erdgas}}} + \overbrace{K_{\text{Sonstige Erdgas}}}^{K_{\text{Arbeit Erdgas}}} + K_{\text{Transport Endprodukt}} + K_{\text{Sonstige}}$$

$$> K'_{\text{gesamt}}$$

oder

$$a^c * \left(\kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \kappa_{\text{Injektion}} * d_{\text{Verbraucher-Speicher}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * d_{\text{Speicher-Verbraucher}} \right) +$$

$$\kappa_{\text{Injektion}} * p_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * p_{\text{Entnahme}} + V_{\text{Arbeitsgas}} * p_{\text{Arbeitsgas}} + V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP +$$

$$K_{\text{Sonstige Erdgas}} + K_{\text{Transport Endprodukt}} + K_{\text{Sonstige}} >$$

$$\overbrace{\alpha_1 * \kappa'^{\frac{1}{\gamma}}_{\text{Bezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \alpha_2 * d_{\text{Quelle-Verbraucher}}}^{\text{Leitungsbau}} + \overbrace{V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP}_{K_{\text{Arbeit Erdgas}}}$$

$$+ K_{\text{Sonstige Erdgas}} + K_{\text{Transport Endprodukt}} + K_{\text{Sonstige}}$$

bzw. vereinfacht

$$a^c * \left(\kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \kappa_{\text{Injektion}} * d_{\text{Verbraucher-Speicher}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * d_{\text{Speicher-Verbraucher}} \right) +$$

$$\kappa_{\text{Injektion}} * p_{\text{Injektion}} + \kappa_{\text{Entnahme}} * p_{\text{Entnahme}} + V_{\text{Arbeitsgas}} * p_{\text{Arbeitsgas}} + V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP$$

$$>$$

$$\alpha_1 * \kappa'^{\frac{1}{\gamma}}_{\text{Bezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \alpha_2 * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + V * p_{\text{Erdgas}} + \kappa * LP$$

2. Erfolgt auch bei eigenem Leitungsbau die Strukturierung über Speicher im Netz (wobei angenommen werden kann, dass die Kapazitäten zwischen Verbrauchsort und Speicher in Netzen Dritter zur Verfügung gestellt werden), so ergibt sich, dass der eigene Leitungsbau vorteilhaft ist wenn:

$$a^c * \kappa_{\text{Bandbezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} > \alpha_1 * \kappa'^{\frac{1}{\gamma}}_{\text{Bezug}} * d_{\text{Quelle-Verbraucher}} + \alpha_2 * d_{\text{Quelle-Verbraucher}}$$

und a^c auch hier die entfernungsabhängigen Stückkosten des Baus einer eigenen Leitung bezeichnet; d. h. wenn Nachfrager die Kapazität günstiger errichten können, als ihnen diese von Dritten zur Verfügung gestellt wird.

Anhang 8 Möglichkeit zur Modifikation des Entry-Exit-Preissystems bei Nachfrageüberschuss

Es werde von dem Netz gemäß Tabelle 10.8 ausgegangen.

Entfernungen [km]											
		Übernahme									
Übergabe		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
B		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
C		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
D		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
E		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
F		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
G		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
H		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
I		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50
J		500	450	400	350	300	250	200	150	100	50

Tabelle 10.8 Entfernungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen eines beispielhaft ausgewählten Netzes

Die angebotenen Kapazitäten zwischen den Übernahme- und Übergabestationen seien jeweils 10.000 m³/h, d. h. für alle Übernahme- und Übergabestationen gilt $\kappa^{\text{entry}} = \kappa^{\text{exit}}$. Die nachgefragten Kapazitäten an Übernahme- und Übergabestationen seien jeweils identisch, entsprechen aber nicht den angebotenen 10.000 m³/h, sondern seien eine Zufallsvariable, die einer Normalverteilung unterliegt. Die Dichtefunktion ist daher:

$$f(x, \mu, \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\left(\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)}$$

mit Mittelwert $\mu=10000$ und Standardabweichung $\sigma=100$. Mit Hilfe einer einfachen Simulation⁸²⁰ kann die dieser Dichtefunktion folgende Nachfrage nach Kapazität verdeutlicht werden. In Tabelle 10.9 sind die Ergebnisse dieser Simulation zusammengefasst: o. g. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion unterliegende Kapazitätsnachfragen an den Übernahme- und Übergabestationen des in Tabelle 10.8 gezeigten Netzes.

⁸²⁰ Simulation mit Hilfe eines Tabellenkalkulationsprogramms (Microsoft Excel) unter Verwendung der dort verfügbaren Funktionen.

Kapazitätsnachfrage [m ³ /h]										
Übergabe	Übernahme									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	9995,7	9797,9	9949,9	10111,8	9845,7	10044,9	10032,2	10162,7	9928,8	10002,0
B	9924,9	9986,6	9976,9	9907,3	9884,0	10173,6	10028,7	10188,6	9991,1	10029,6
C	10076,2	10088,3	9919,4	10014,7	10041,8	9855,3	10040,2	10049,9	10027,4	9922,4
D	9932,2	10051,9	9945,9	10011,1	10138,8	10012,5	9653,1	9930,8	9935,8	10010,0
E	9936,1	10090,4	9824,5	9797,6	10037,3	10240,3	9888,6	9822,6	10060,7	10012,7
F	9977,1	10042,9	9966,0	9945,1	10105,1	10018,2	10003,7	9976,6	10130,2	9928,5
G	10069,3	9988,8	9962,1	9880,7	9982,7	10010,5	10045,3	10010,5	9998,3	9839,2
H	10196,4	10042,0	10124,0	10060,9	10014,0	10095,1	9978,0	9865,9	10153,6	9869,7
I	10063,8	9884,5	9979,3	9927,3	9907,0	10056,6	10038,2	10038,5	9892,8	10021,1
J	10037,2	9738,0	10044,1	9945,2	10073,0	9757,6	10085,2	9981,9	9929,6	10059,7

Tabelle 10.9 Zufällig (normalverteilt) nachgefragte Kapazitätsreservierungen zwischen Übernahme- und Übergabestationen des in Tabelle 10.8 beschriebenen Netzes

Die in Tabelle 10.10 gezeigte – sich ursprünglich aus der Umsetzung des entfernungsabhängigen Preissystems ergebende – Matrix werde als einfach(st)es Entry-Exit-Preissystem interpretiert und soll in dem hier geschilderten Beispiel als Referenz dienen.

Preise [€/m ³ /h/a] - Entry-Exit-Preise abgeleitet aus entfernungsabhängigen Preisen										
Übergabe	Übernahme									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
B	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
C	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
D	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
E	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
F	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
G	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
H	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
I	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00
J	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,00	20,00	15,00	10,00	5,00

Tabelle 10.10 Preise für Übernahme- und Übergabekapazitätsreservierungen, welche sich durch Multiplikation der Entfernungen des Netzes gemäß Tabelle 10.8 mit 0,1 €/m³/h/km/a ergeben

Die Nachfrageabhängigkeit des Preises werde durch die einfache Annahme umgesetzt, dass der Preis für die Kapazitätsreservierung zwischen einer Übernahme- und einer Übergabestation als Funktion des Verhältnisses zwischen Nachfrage und Angebot dargestellt wird. Dies gelte jedoch nur falls die Nachfrage das Angebot übersteigt, ansonsten werde der Preis beibehalten. Der Preis für das Entry-Exit-Preissystem $a^{ee} = a^{\text{entry}} + a^{\text{exit}}$ wird durch die Preisfunktion a^{neu} ersetzt:

$$a_{\text{neu}}^{\text{ee}} = a^{\text{ee}} * \frac{(\kappa_{\text{Nachfrage}})}{(\kappa_{\text{Angebot}})} \text{ wenn } \kappa_{\text{Nachfrage}} > \kappa_{\text{Angebot}},$$

$$a_{\text{neu}}^{\text{ee}} = a^{\text{ee}} \text{ wenn } \kappa_{\text{Nachfrage}} \leq \kappa_{\text{Angebot}}$$

mit

$a_{\text{neu}}^{\text{ee}}$ gemäß dem Verhältnis zwischen Nachfrage und Angebot modifizierter Preis des Entry-Exit-Preissystems

$\kappa_{\text{Nachfrage}}$ nachgefragte Kapazität

κ_{Angebot} angebotene Kapazität

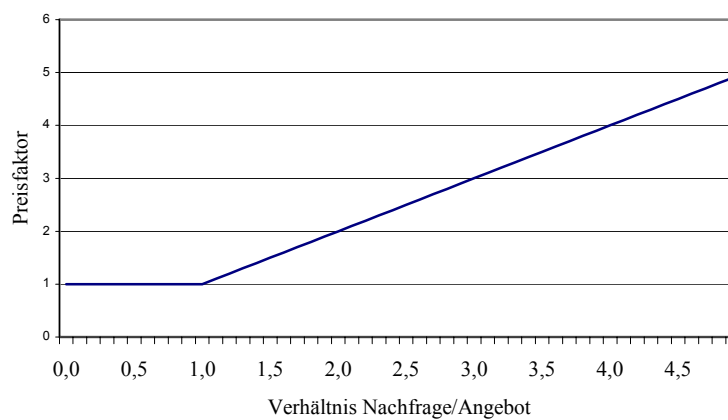


Abbildung 10.12 Funktion zur Festlegung des Preisfaktors für das Angebot übersteigende Nachfrage

Diese Form der Preisfunktion kann wie folgt begründet werden:

- Wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt, so finden Investitionen begründende Veränderungen im Markt, entweder an der jeweiligen Übernahmestation – d. h. Erhöhung der Einlieferung über diesen Punkt, bzw. der Nachfrage nach Erdgas an diesem Punkt – oder an der Übergabestation – z. B. (geplante) Inbetriebnahme eines neuen Verbrauchers – statt. Ob in diesem Fall die lineare Beziehung zwischen Preis und dem Verhältnis von Nachfrage zu Angebot die Realität tatsächlich korrekt abbildet, kann diskutiert werden, für das hier gewählte vereinfachende Beispiel erscheint diese Approximation jedoch ausreichend.

- Anders verhält es sich bei einer das Angebot unterschreitenden Nachfrage. Hier kann angenommen werden, dass eine Preissenkung nicht immer zur Erhöhung der Kapazitätsnachfrage führt⁸²¹.

Mit Hilfe o. g. Preisfunktion werden die in Tabelle 10.10 gezeigten Preise zu den in Tabelle 10.11 dargestellten übergeführt.

Preise [€/m ³ /h/a]		Übernahme									
Übergabe		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	50,00	45,00	40,00	35,39	30,00	25,11	20,06	15,24	10,00	5,00	
B	50,00	45,00	40,00	35,00	30,00	25,43	20,06	15,28	10,00	5,01	
C	50,38	45,40	40,00	35,05	30,13	25,00	20,08	15,07	10,03	5,00	
D	50,00	45,23	40,00	35,04	30,42	25,03	20,00	15,00	10,00	5,01	
E	50,00	45,41	40,00	35,00	30,11	25,60	20,00	15,00	10,06	5,01	
F	50,00	45,19	40,00	35,00	30,32	25,05	20,01	15,00	10,13	5,00	
G	50,35	45,00	40,00	35,00	30,00	25,03	20,09	15,02	10,00	5,00	
H	50,98	45,19	40,50	35,21	30,04	25,24	20,00	15,00	10,15	5,00	
I	50,32	45,00	40,00	35,00	30,00	25,14	20,08	15,06	10,00	5,01	
J	50,19	45,00	40,18	35,00	30,22	25,00	20,17	15,00	10,00	5,03	

Tabelle 10.11 Preise (Summe der Entry- und Exit-Preise) bei Anwendung des an die Nachfrage angepassten Entry-Exit Preissystems für die Übernahme- und Übergabestationen des in Tabelle 10.8 beschriebenen Netzes⁸²²

Die Anwendung dieser Preise auf die in Tabelle 10.9 dargestellte Kapazitätsnachfrage ergibt die in Tabelle 10.12 gezeigten Erlöse bzw. die von Nachfragern zu zahlenden Entgelte. Da die Nachfrage das Angebot überschreitet und in diesen Fällen gemäß Definition ein höherer Preis verlangt werden kann, erhöht sich auch der Gesamterlös von 27.500.000 €/a (im Referenzfall bei Anwendung der Preise gemäß Tabelle 10.10, s. o.) geringfügig auf 27.570.184 €/a.

⁸²¹ zur Preiselastizität der Nachfrage s. a. Fußnote 594

⁸²² im Vergleich zu Tabelle 10.10 höhere Preise in Fettdruck

Erlöse [€]										
Übergabe	Übernahme									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A	499.787	440.907	397.998	357.869	295.371	252.250	201.289	154.921	99.288	50.020
B	496.246	449.396	399.076	346.756	296.519	258.756	201.150	155.710	99.911	50.297
C	507.649	457.982	396.776	351.032	302.510	246.381	201.610	151.499	100.549	49.612
D	496.611	454.683	397.835	350.779	308.384	250.627	193.063	148.962	99.358	50.100
E	496.803	458.173	392.982	342.915	302.240	262.157	197.771	147.339	101.217	50.128
F	498.855	453.865	398.638	348.077	306.336	250.909	200.148	149.648	102.622	49.643
G	506.950	449.494	398.485	345.824	299.481	250.527	201.817	150.315	99.983	49.196
H	519.833	453.790	409.979	354.279	300.839	254.775	199.559	147.988	103.095	49.348
I	506.399	444.802	399.173	347.456	297.210	252.839	201.530	151.159	98.928	50.211
J	503.730	438.208	403.533	348.082	304.396	243.940	203.424	149.728	99.296	50.599

Tabelle 10.12 Erlöse bei Anwendung des an die Nachfrage angepassten Entry-Exit Preissystems unter Verwendung der in Tabelle 10.11 beschriebenen Preise⁸²³

⁸²³ höhere Erlöse in Fettdruck

Anhang 9 Zusammenhang zwischen zweiteiligen Preisen und Mindestabnahme- bzw. Reservierungsverpflichtung

Zweiteilige Preise sind mit der in der Erdgaswirtschaft ebenfalls des öfteren angewandten Bedingung einer Mindestabnahmeverpflichtung nicht identisch. Zwar können die Preise für Erdgastransport und -speicherung in den mengenabhängigen Arbeitspreis einbezogen werden, wenn gleichzeitig eine unbedingte Zahlungsverpflichtung bei Nicht-Abnahme der Mengen vereinbart wird, aber der Verlauf der Ausgabenfunktion eines Nachfragers in Abhängigkeit der Menge unterscheidet sich dann von jenem bei Anwendung eines zweiteiligen Preises.

Bei Festlegung einer Mindestabnahmeverpflichtung, V_{\min} , gilt:

$$K_{\text{Erdgas}} = p_{\text{Erdgas}} * V \quad \text{für } V > V_{\min}$$

$$K_{\text{Erdgas}} = p_{\text{Erdgas}} * V_{\min} = \text{konstant} \quad \text{für } V \leq V_{\min}$$

Hingegen wird ein einfacher zweiteiliger Preis durch

$$K_{\text{Erdgas}} = p_{\text{Erdgas}} * V + GP$$

beschrieben⁸²⁴.

In Abhängigkeit der bezogenen Menge, V , ergibt sich daher der in Abbildung 10.13 skizzierte Verlauf der Ausgabenfunktionen, d. h. der Transportentgeltfunktion.

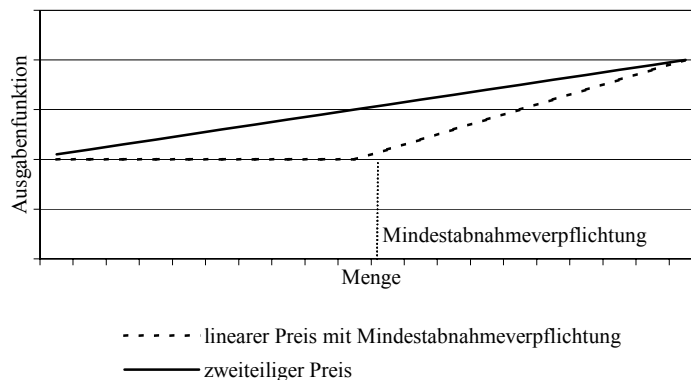


Abbildung 10.13 Vergleich zwischen linearem Preis mit Mindestabnahmeverpflichtung und zweiteiligem Preis

⁸²⁴ zur Erläuterung der Symbole s. Abschnitt 2.2.1.2.3

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere an Eides statt, dass ich die eingereichte Dissertation „Untersuchungen der Struktur von Preissystemen für Erdgastransportkapazitäten“ selbständig verfasst habe. Anderer als der von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel habe ich mich nicht bedient. Alle wörtlich oder sinngemäß den Schriften anderer Autoren entnommenen Stellen habe ich kenntlich gemacht.

Essen, den 12.03.2006

Andrej M. Pustišek