GUTACHTEN ZUR WIRTSCHAFTLICHEN ANGEMESSENHEIT DER REGENT-FESTLEGUNGEN UND DER MÖGLICHKEIT KOSTENORIENTIERTER REFERENZPREISMETHODEN

Im Auftrag von GASCADE Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und Gazprom export LLC

Datum: 27.11.2019

Kundeninformationen

Kundenname:	GASCADE Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und Gazprom export LLC

DNV GL Unternehmensinformationen

DNV GL-Legalentität:	DNV GL Energy Advisory GmbH
DNV GL-Organisationseinheit:	EMT Energy

Dokumenteninformationen

Berichtstitel:	GUTACHTEN ZUR WIRTSCHAFTLICHEN ANGEMESSENHEIT DER REGENT-FESTLEGUNGEN UND DER MÖGLICHKEIT KOSTENORIENTIERTER REFERENZPREISMETHODEN
Datum:	27.11.2019
Autor(en):	Dr. Konstantin Petrov Daniel Anton Malte Nußberger Juan-Jose Diaz-Gonzales

Copyright © DNV GL 2019. Dieser Bericht wurde aufgrund der DNV GL überlassenen Informationen ausschließlich für Zwecke des Kunden erstellt. Alle Rechte vorbehalten. Sofern nicht anders schriftlich vereinbart: (i) Diese Publikation oder Teile davon dürfen weder digital noch auf andere Weise kopiert, vervielfältigt oder übertragen werden; (ii) Der Inhalt dieser Publikation ist vom Kunden vertraulich zu behandeln; (iii) Kein Dritter darf sich auf ihren Inhalt berufen; und (iv) DNV GL übernimmt keine Verantwortung gegenüber Dritten und lehnt Dritten gegenüber jegliche Haftung für mögliche direkte, indirekte, Folge- oder Nebenschäden, die aus der Verwendung der Informationen oder Daten oder aus der Nichtverwendbarkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder Daten resultieren, ab. Verweise auf Teile dieser Veröffentlichung, die zu Fehlinterpretationen führen können, sind verboten. DNV GL und Horizon Graphic sind Warenzeichen von DNV GL AS.

Für DNV GL Energy Advisory GmbH

Erstellt von:

i.V.

Dr. Konstantin Petrov
Managing Consultant

Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY 8

1 EINLEITUNG 11

2 REFERENZPREISMETHODIK DER BNETZA (REGENT) 13

3 NETZENTGELTE BEI ENTRY-EXIT-REGIMEN 15
3.1 Entry-Exit-Regime 15
3.2 Netzentgelte in Entry-Exit-Regimen 15
3.3 Rechtlicher Rahmen 17
3.4 Netzentgelte im Kontext der REGENT-Festlegungen 18

4 BEGRIFF UND FUNKTION DER „FERNLEITUNG" UND DAS DEUTSCHE FERNLEITUNGSNETZ 20
4.1 Funktionen des Fernleitungsnetzes 20
4.2 Das deutsche Fernleitungsnetz 23
4.3 Heterogenität des Fernleitungsnetzes 26
4.3.1 Auswahl der Indikatoren 26
4.3.2 Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber 27
4.3.3 Ergebnisse der Strukturanalyse 29
4.4 Rolle der Vermaschung 31
4.5 Beispiele zur Funktionstrennung aus dem europäischen Ausland 36
4.5.1 Frankreich 36
4.5.2 Italien 37

5 KOSTENSTRUKTUREN UND QUERSUBVENTIONEN 38
5.1 Kostenstrukturen der Fernleitungsnetze 38
5.2 Quersubventionen 42
5.3 Kostenzuweisungstest des NC TARs 45

6 AUSWIRKUNGEN DER REGENT-FESTLEGUNGEN AUF DIE KOSTENORIENTIERUNG UND DIE SIGNALFUNKTION DER ENTGELTE 47
6.1 Funktionsspezifische Betrachtung der Auswirkung von REGENT auf die Kostenorientierung 47
6.2 Signalwirkung der Auswirkung auf die Kostenorientierung 50
6.3 Auswirkung von REGENT auf die Investitionsanreize 52
6.4 Auswirkung von REGENT auf Handelsanreize an Gasmärkten 53

7 AUSWIRKUNGEN AUF WETTBEWERB UND HANDEL 55
7.1 Auswirkungen auf Gasmarkteffizienz 55
7.2 Mengenrisiko und Entgeltspirale 55
7.3 Leitungswettbewerb 57
7.3.1 Einschränkung von Restwettbewerb 57
7.3.2 Destabilisierung des internationalen Konkurrenzgleichgewichts 58
7.4 Auswirkungen auf die Gasmarktintegration 58

8 ALTERNATIVE ZUR VERÄNDERUNG DER REFERENZPREISMETHODE 60
8.1 Anwendung von punktdifferenzierten Briefmarken ohne explizite Kostenzuordnung nach Transportaufgaben 60
8.2 Anwendung von funktionsspezifischen Briefmarken anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben 60

8.2.1 Kostenzuordnung nach Leitungsdurchmesser der Rohrleitungen 61
8.2.2 Kostenzuordnung nach Druckstufen im Gasleitungsnetz 62
8.2.3 Kostenzuordnung nach netzpunktspezifischen Funktionen 63
8.2.4 Funktionsspezifische Erlösobergrenzen 63

9 RABATTIERUNG BEDINGTER KAPAZITÄTEN 64
9.1 Rolle der Kapazitätsprodukte 64
9.2 Rabattierung 65

QUELLENANGABEN/REFERENZEN/LITERATURVERZEICHNIS 67

ANHANG A: ROLLE UND ANFORDERUNGEN DES NC TAR 73

ANHANG B: INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN - UMSETZUNG DES NC TAR IN FRANKREICH 75

ANHANG C: INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN - UMSETZUNG DES NC TAR IN ITALIEN 77

ANHANG D: BEISPIEL DER ABLEITUNG DER ENTGELTE 79

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteil der jeweiligen Durchmesserklassen am Gesamtnetz über alle FNBs hinweg 22

Abbildung 2: Gesamtgasbilanz 2017 23

Abbildung 3: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für das Marktgebiet Gaspool 24

Abbildung 4: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für das Marktgebiet NetConnect Germany 25

Abbildung 5: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für beide Marktgebiete 25

Abbildung 6: Boxplot-Diagramme je Indikator im Netzbetreiber-Sample 28

Abbildung 7: Summe der Indikatorenwerte für alle FNBs 29

Abbildung 8: Summe der Indikatorenwerte (Indikatoren 1-3 und 5) vs. Kapazitätsanteile der Ausspeisekapazität von GÜP und MÜP (Indikator 4) 31

Abbildung 9: Grundstrukturen von Leitungen 32

Abbildung 10: Definition von Verzweigung und Maschen 32

Abbildung 11: Beispiel eines VNB-Gasnetzes am Ausschnitt der Gasnetzkarte der Stadtwerke Waren GmbH 33

Abbildung 12: Fernleitungsnetz in Deutschland insgesamt (links), Fernleitungsnetz mit Rohrleitungsdurchmesser ab 900 mm DIN (rechts) 34

Abbildung 13: Indikatorenwert (Indikator 1-2 und 4-5) vs. Netzausspeisepunkte pro Leitungskilometer (Indikator 3) 35

Abbildung 14: Indikatorenwert im Vergleich zum Anteil der Buchungen über bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte nach Netzbetreibern in 2019 36

Abbildung 15: Absolute und spezifische Kosten in Abhängigkeit von Leitungsdurchmesser und Druckbereich 39

Abbildung 16: Kosten pro MW installierter Leistung nach Komplexität der Verdichterstation 40

Abbildung 17: Durchschnittliche installierte Leistung in MW pro Verdichterstation im Vergleich zu der Summe aller Indikatoren 41

Abbildung 18: Kostensätze und spezifische Kosten bei GDRM-Anlagen 42

Abbildung 19: Zusammenhang zwischen der Entgeltveränderung und dem summiertem Indikatorenwert 50

Abbildung 20: Ausgewählte Transportrouten in Europa 52

Abbildung 21: Stilisierte Darstellung der Koexistenz unterschiedlicher Transportaufgaben 61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Indikative Angaben für 2020 14

Tabelle 2: Übersicht FNB-Gaspool 48

Tabelle 3: Übersicht FNB-NetConnect Germany 49

Tabelle 4: Verwendete Wiederbeschaffungskosten für die illustrative Berechnung der funktionsspezifischen Briefmarken 80

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators (EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
BEATE 2.0	Festlegung hinsichtlich Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie von Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
DN	Nennweite
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOG	Erlösobergrenze
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Fest zuordenbare Kapazität
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasHDrLtgV	Gashochdruckleitungsverordnung
GDRM-Anlage	Gasdruckregel- und Messanlage
GP	Gaspool
GÜP	Grenzübergangspunkt
iB	Interne Bestellung
LNG	Liquefied Natural Gas/Flüssiggas
Lv	Letztverbraucher
MARGIT	Festlegung der Höhe der Multiplikatoren, der Festlegung eines Abschlags an Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkte von Infrastrukturen, die zur Beendigung der Isolation von Mitgliedstaaten hinsichtlich ihrer Gasfernleitungsnetze errichtet wurden und der Festlegung der Höhe der Abschläge für unterbrechbare Standardkapazitätsprodukte an allen Kopplungspunk-

	ten
MÜP	Marktübergangspunkt
NAP	Netzanschlusspunkt
NCG	NetConnect Germany
NC TAR	Network Code on Transmission Tariff Structure
NEP	Netzentwicklungsplan
NKP	Netzkopplungspunkt
OLG	Oberlandesgericht
OPEX	Betriebs- und Instandhaltungskosten
REGENT	Festlegung einer Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NCG und GP tätigen FNB
Sp	Speicher
SQ	Status Quo
uFZK	Unterbrechbare Transportkapazität
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber

EXECUTIVE SUMMARY

Referenzpreismodell

Die BNetzA hat am 29. März 2019 mit REGENT eine Referenzpreismethode für Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt. Ziele der zugrundeliegenden EU-Verordnung zur Festlegung des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen sind unter anderem Harmonisierung und Transparenz bei der Gestaltung der Entgeltstrukturen für Gasfernleitungsnetze.

Durch REGENT sollen die Netzentgelte innerhalb eines Marktgebietes vereinheitlicht werden. Kalkulationsgrundlage der Vereinheitlichung ist die prognostizierte kontrahierte Kapazität der Fernleitungsnetzbetreiber sowie ihre Erlösobergrenzen, jeweils auf das Marktgebiet aggregiert. Daraus ergibt sich als Ausgangspunkt, dass durch REGENT eine Briefmarke im Markgebiet NetConnect Germany in Höhe von 4,07 €/kWh/h/a und im Marktgebiet Gaspool von 3,36 €/kWh/h/a für das Jahr 2020 eingeführt wird.

Die BNetzA begründet die festgelegten einheitlichen Ein- und Ausspeiseentgelte insbesondere mit der Verbesserung der Transparenz und der Verringerung der Komplexität der Entgeltberechnung. Allerdings ist im konkreten Fall ein Entry-Exit-Tarifsystem mit einheitlichen Entgelten nicht in der Lage, das Prinzip der Kostenorientierung ausreichend zu berücksichtigen. Der wesentliche Grund ist, dass ein solches Tarifsystem die Heterogenität der deutschen Gastransportnetze und die Kostenunterschiede im Zusammenhang mit unterschiedlichen Transportaufgaben nicht reflektiert.

Die charakteristische Bedeutung der Transportaufgaben bei den FNBs wird anhand einer Bewertung der strukturellen Heterogenität zwischen den FNB aufgezeigt. Da Transportsysteme von FNBs mit systemübergreifendem Profil zur Beförderung von großen Mengen an Gas dienen, ist der Anteil der Großrohrleitungen relativ hoch. Solche FNBs weisen einen hohen Anteil an Leitungen mit Durchmesser > 700 mm auf. Zudem ist die Ausspeisedichte bei diesen FNBs gering und der Anteil der Interkonnektor-Kapazität an der Ausspeisekapazität hoch. Des Weiteren haben sie deutlich mehr Verdichterleistung in ihrem Netz. Im Gegensatz dazu weisen die FNBs mit einer überwiegend systeminternen Transportfunktion einen hohen Anteil an Endverbrauchern und relativ kleine Leitungsdurchmesser auf. Ferner ist das Verhältnis zwischen der Anzahl der Ausspeisepunkte und der Länge des Netzes hier im Vergleich hoch. Die Gesamtleistung der Verdichtereinheiten in ihren Netzen ist dagegen im Vergleich niedrig. Zudem lässt sich auch ein Profil eines integralen FNBs erkennen, welcher sowohl systemübergreifende als auch -interne Transportaufgaben erfüllt. Zu diesem Zweck beinhalten die zugrundeliegenden Transportsysteme sowohl Netzbestandteile, die systemübergreifende Aufgaben übernehmen, als auch Netzbestandteile, die primär der systeminternen Funktion dienen.

Die Ergebnisse der Bewertung werden auch durch eine zusätzliche Analyse der Netzvermaschung unterstützt. Eine Analyse der Netzkarten zeigt, dass Netzbetreiber mit einer überwiegend systemübergreifenden Transportfunktion sich im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine geringere Anzahl an Maschen auszeichnen. Dies lässt sich für Gascade Gastranport GmbH und GRTgaz Deutschland GmbH anhand der Daten, die im Rahmen des Effizienzvergleiches der FNB der dritten Regulierungsperiode durch die BNetzA an die Netzbetreiber versandt wurden, bestätigen. Zudem sind FNBs mit einer stärkeren Ausprägung der systeminternen Funktion durch niedrigere Ausspeisepunktdichte (als Annäherung für den Vermaschungsgrad) gekennzeichnet. Auch die umfangreiche Vermarktung von bedingten Produkten im deutschen Gasnetz liefert einen weiteren Hinweis auf die vergleichsweise niedrige Vermaschung der Fernleitungsnetze mit einer überwiegend systemübergreifenden Transportfunktion.

In Bezug auf die Kosten zeigt die Analyse deutlich auf, dass sich innerhalb eines Netzes die Systemfunktionen und damit auch die Kosten der Funktionen unterscheiden lassen. Dabei spielt vor allem die Di-

mensionierung der Gasleitungen eine maßgebliche Rolle bei der Kostenstruktur eines Netzbetreibers. Netze, die vorwiegend für systemübergreifende Transportaufgaben genutzt werden, sind durch Gasleitungen mit höherem Durchmesser und den damit verbundenen Skaleneffekten geprägt. Auch die Verdichterleistung und GDRM-Anlagen partizipieren an den Skaleneffekten und die spezifischen Kosten sinken mit der Steigerung der Volumina. Es wird dadurch ersichtlich, dass die spezifischen Kosten der systemübergreifenden Transportfunktion im Vergleich zu denen der systeminternen Funktion niedriger sind.

Eine sachgerechte Gestaltung der Netzentgelte erfordert, dass die bei einer Netznutzungsform in Anspruch genommenen Netzfunktionen und die damit verbundenen Kosten abgebildet werden. Im konkreten Fall erfüllen die vorrangig der systemübergreifenden Funktion dienenden Netze eine Doppelrolle. Zum einen ermöglichen diese Netze den Zugang zu den Marktgebieten, der den grenz- und marktgebietsüberschreitenden Transporten dient. Zum anderen, unter Berücksichtigung der technischen Verbundenheit der Gasleitungen, werden die Netze der systemübergreifenden Funktion auch zur Bedienung von internen Märkten in dem Marktgebiet genutzt. Darüber hinaus verbinden die der systeminternen Funktion dienenden Netze die systemübergreifende Ebene mit regionalen bzw. lokalen Versorgungszentren und transportieren Gas zu nachgelagerten Verteilnetzen und Letztverbrauchern.

Die Einführung einer einheitlichen Briefmarke durch die in der REGENT-Festlegung enthaltene Referenzpreismethodik führt dazu, dass die Netzentgelte für Gastransportaufgaben sich von den damit verbundenen Kosten bedeutsam unterscheiden. Eine solche Abkehr vom Prinzip der Kostenorientierung lässt den zukünftigen Restwettbewerb als arbiträr erscheinen – so konkurrieren FNBs nicht mehr auf Grundlage ihrer wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit um Netznutzer, sondern ausschließlich auf Grundlage der übrigen Faktoren wie bspw. Produkttyp und Kapazitätsengpässen. Damit wird die Steuerungsfunktion der Netzentgelte erheblich abgeschwächt. Netznutzer erhalten fehlerhafte Signale über die mit den potentiellen Transportalternativen verbundenen Kosten im Gastransportnetz. Dies verzerrt ihre Entscheidungen über die Wahl der Transportrouten gegenüber bestehenden Präferenzen, gebildet auf Grundlage der Unterschiede zwischen Netzentgelten. Durch die zentrale Lage Deutschlands sind viele europäische Gasmärkte davon betroffen. Eine Berechnung der Transportkosten von russischem Gas auf Routen durch die deutschen Marktgebiete nach Frankreich, nach Österreich und in die Tschechische Republik bekräftigt die Erwartung an steigende Transportkosten für den systemübergreifenden Transport.

Solche steigenden Transportkosten können zu Mengenrisiken infolge von Transportverlagerungen auf andere Routen führen. Die praktische Relevanz dieser Mengenrisiken zeigt sich vor dem Hintergrund des zunehmenden Wettbewerbs der Transportkapazitäten, der aufgrund der zusätzlichen Kapazitäten durch Nord Stream 2 und Turkish Stream sowie an LNG-Terminals ermöglicht wird.

Bei einem durch Transportverlagerungen verursachten Rückgang der Buchungen in einem Marktgebiet wird der Erlösausfall der jeweiligen FNBs durch das Regulierungskonto ausgeglichen. Sofern es bei anderen FNBs aus dem gleichen Marktgebiet nicht zu Mehrerlösen in gleichem Maße kommt, müssen die fehlenden Erlöse durch die Anpassung der Entgelte berücksichtigt werden. Als Folge steigt die einheitliche Briefmarke dann im Folgejahr. Durch einen Anstieg der Briefmarke können weitere Netznutzer den Kundenstamm verlassen und die Briefmarke muss abermals erhöht werden. Dies kann zu einer ansteigenden Entgeltspirale führen.

In diesem Zusammenhang muss auch beachtet werden, dass grundsätzlich die Liquidität bei steigenden Netzentgelten sinkt, da erst größere Differenzen zwischen Marktpreisen zum Handel zwischen Gasmärkten führen. Je nach Marktkonfiguration impliziert eine durch die höheren Transportkosten verursachte Verringerung der möglichen Marge beim Handel zwischen Gasmärkten, dass Marktteilnehmer ohne langfristige vertragliche Bindung und versunkene Kosten weniger Anreiz haben, im Markt zu bleiben bzw. in den Markt einzutreten. Wenn Marktteilnehmer aus dem Markt austreten, könnte sich die Anzahl, aber

auch die Diversität der Marktteilnehmer reduzieren. Die Marktkonzentration und folglich die Marktmacht der verbleibenden Marktteilnehmer würden sich dann erhöhen, sodass die Markteffizienz gefährdet wird.

Vor dem Hintergrund möglicher Auswirkungen aus der zu erwartenden Steigerung der systemübergreifenden Entgelte erscheint die durch REGENT festgelegte einheitliche Briefmarke nicht kongruent mit den Zielen der europäischen Gasmarktintegration.

Eine Kostenorientierung der Netzentgelte und gleichzeitige Vermeidung von Quersubventionen lässt sich insbesondere durch die explizite Trennung der Transportaufgaben und der funktionsspezifischen Kosten erzielen. Ähnliche Ansätze wurden bereits in Frankreich und Italien implementiert. Der Vorteil dieses Modells besteht darin, dass eine funktionsspezifische Kostenzuordnung erfolgt. Damit werden, wo möglich, die Kosten den jeweiligen Transportaufgaben zugeordnet. Als Kriterien für die Trennung der Transportaufgaben können Leitungsdurchmesser, Druckstufen im Netz und die funktionsspezifische Betrachtung der einzelnen Netzpunkte verwendet werden. Daraus werden funktionsspezifische Entgelte in dem jeweiligen Marktgebiet abgeleitet, welche die Kosten der systemübergreifenden und systeminternen Gastransportnetzaufgaben widerspiegeln.

Rabattierung

Laut BNetzA ist ein unterbrechbares Produkt im Vergleich zu einem bedingten Kapazitätsprodukt aufgrund des höheren Unterbrechungsrisikos minderwertig. Mit diesem Argument wird die Rabattierung von bedingten Kapazitätsprodukten durch den Rabatt des uFZK limitiert. Die Annahme der BNetzA, dass bedingte Kapazitätsprodukte aus Prinzip immer hochwertiger sind als unterbrechbare Kapazitäten, ist unter ökonomischen Gesichtspunkten unzutreffend. Allerdings muss der Rabatt für bedingte Kapazitätsprodukte sich an der Wertigkeit für den Netznutzer orientieren und diese widerspiegeln.

Bedingte Kapazitätsprodukte werden in der Praxis häufig von Netznutzern gebucht, die Gas entlang einer bestimmten Handelsroute transportieren wollen. In solchen Fällen ist der unterbrechbare Zugang zum VHP nicht maßgeblich zur Bestimmung des wirtschaftlichen Werts, da der konkrete Transportkunde kein kommerzielles Interesse am VHP-Handel hat. Dagegen kann ein Netzkunde eine uFZK buchen (mit der Erwartung nicht unterbrochen zu werden) und erkennt die Wertigkeit des Zugangs zum VHP an, da sein Geschäftsmodell auf diesem Zugang basiert. Durch diese Unterschiede in der Intention und den individuellen Präferenzen der Nutzer wird ersichtlich, dass der Zugang zum VHP eine unterschiedliche Rolle und Wertigkeit hat. Darum erscheint die Begrenzung des Rabatts für bedingte Kapazitätsprodukte durch das am geringsten rabattierte unterbrechbare Kapazitätsprodukt unvollständig als Alleinmaßstab für die Preisbildung.

1 EINLEITUNG

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat zur Umsetzung der EU Verordnung 2017/470 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) am 29. März 2019 die Festlegungen REGENT, jeweils für die Marktgebiete GP (Az. BK9-18-611)und NCG (Az. BK9-18/610), AMELIE (Az. BK9-18/607), BEATE 2.0 (Az. BK-9-18/608), und MARGIT (Az. BK9-18/612) erlassen. Ziel des NC TAR ist es, «unionweite Regelungen einzuführen, […] zur Marktintegration beizutragen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und den Verbund der Gasnetze zu fördern».[1] Durch die von der BNetzA verabschiedeten Festlegungen soll der EU-Verordnung Rechnung getragen werden. Kern der Festlegungen der BNetzA ist die Einführung einer marktgebietsspezifischen einheitlichen Briefmarke als Referenzpreismethode für die Entgeltbildung (Festlegungen REGENT-GP/REGENT-NCG) und eines an diese gemeinsame Entgeltbildung anknüpfenden Ausgleichsmechanismus (AMELIE) zwischen Fernleitungsnetzbetreibern eines Marktgebiets. Die Festlegungen sollen jeweils zum 01.01.2020 in Kraft treten. Im Hinblick auf die bevorstehende Marktgebietszusammenführung zwischen NCG und GP im Jahr 2021 sollen die REGENT-Festlegungen nach initialer Einführung überarbeitet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz Deutschland GmbH und GASCADE Gastransport GmbH sowie der Erdgashändler Gazprom export LLC haben DNV GL Energy Advisory GmbH mit der Durchführung einer Studie zu der (energie-)wirtschaftlichen Sachgerechtigkeit und Angemessenheit der verabschiedeten Festlegungen unter Beachtung der im NC TAR geforderten Ansprüche an die Umsetzung des Kodizes beauftragt. Im vorliegenden Gutachten werden die Ergebnisse dieser Studie dargelegt. Des Weiteren umschließt das Gutachten die Untersuchung alternativer Referenzpreismethoden, die im Vergleich zu der durch REGENT beschlossenen Referenzpreismethode eine Verbesserung der Kostenorientierung bei der Ausgestaltung der Netzentgelte darstellen.

Bei der Erstellung des Gutachtens wurden Unbundling-Vorgaben zum Informationsaustausch umfassend beachtet. Insbesondere wurde die Erhebung der zugrunde liegenden Daten der FNB und von Gazprom export LLC, ihre Zusammenstellung und sich hieraus ergebende Rückfragen getrennt unter Ausschluss der jeweils anderen Parteien aufgearbeitet. Jegliche Weitergabe von Daten unter den Parteien, insbesondere der GASCADE Gastransport GmbH an die Gazprom export LLC und umgekehrt, wurde ausgeschlossen.

Ausgangspunkt der Studie ist die Analyse der REGENT-Festlegungen der BNetzA. Durch REGENT sollen die Netzentgelte innerhalb eines Marktgebietes vereinheitlicht werden. Kalkulationsgrundlage der Vereinheitlichung ist die prognostizierte kontrahierte Kapazität der Fernleitungsnetzbetreiber sowie ihre Erlösobergrenzen, jeweils auf das Marktgebiet aggregiert. Daraus ergibt sich als Ausgangspunkt, dass durch REGENT eine Briefmarke im Markgebiet NCG in Höhe von 4,07 €/kWh/h/a und im Marktgebiet GP von 3,36 €/kWh/h/a für das Jahr 2020 eingeführt wird. Wesentlich sind neben dem kalkulatorischen Resultat der Referenzpreismethode die zugrundeliegenden Annahmen und Begründungen der Umsetzung des NC TAR und werden daher im Fokus der Studie liegen.

Um die Angemessenheit der Referenzpreismethode zu bewerten, werden ihre Charakteristika mit den Anforderungen von Referenzpreismethoden in ihren jeweiligen Anwendungsgebieten gegenübergestellt. Dafür wird im ersten Schritt die in REGENT beschlossene Referenzpreismethode skizziert (Kapitel 2). Neben der Darstellung der Funktion und der Eigenschaften von Netzentgelten in Entry-Exit-Regimen sowohl im Allgemeinen als auch im vorliegenden regulatorischen Kontext (Kapitel 3) ist insbesondere die Beschaffenheit der deutschen Fernleitungsnetze als spezifisches Anwendungsgebiet der Referenzpreismethode relevant. Um diesem gerecht zu werden, zielt diese Studie darauf ab, die deutschen Fernlei-

[1] NC TAR Gründe (1)

tungsnetze aus technischer und funktionaler Perspektive zu bewerten (Kapitel 4). Hierbei gilt es, einen besonderen Fokus auf die Kostenstrukturen der einzelnen Fernleitungsnetze zu legen (Kapitel 5). Dadurch lassen sich die theoretischen und praktischen Anforderungen an eine sachgerechte und zulässige Referenzpreismethode identifizieren.

Aufbauend auf der Ausarbeitung der Eigenschaften der Fernleitungsnetze und des Entry-Exit-Regimes sowie dem Ausgangspunkt der REGENT Referenzpreismethode sollen in einem weiteren Schritt mögliche ökonomische Auswirkungen durch die Einführung von REGENT aufgezeigt werden. Hierbei lassen sich die Effekte in zwei Segmente unterteilen. Zum einen werden die Auswirkungen der marktgebietsspezifischen Briefmarken auf die Kostenorientierung und Signalwirkungen der Netzentgelte analysiert (Kapitel 6). Zum anderen gilt es, eine wettbewerbsökonomische Bewertung der Auswirkungen sowohl auf den Wettbewerb auf den Gasmärkten als auch auf den Leitungswettbewerb durchzuführen (Kapitel 7). Die Analyse wird innerhalb der gegebenen Möglichkeiten auch quantitativ unterstützt.

Anhand dieser Betrachtungen wird aufgezeigt, dass die festgelegte Referenzpreismethode der einheitlichen Briefmarke keine sachgerechte Umsetzung des NC TARs darstellt, sondern die Vorgaben der Kostenorientierung und Vermeidung von Quersubventionen verfehlt. Darüber hinaus werden mögliche alternative Referenzpreismethoden skizziert, die der Umsetzung des NC TARs und den Zielen der Kostenorientierung entspricht (Kapitel 8).

Ergänzend zu der Analyse der bestehenden Referenzpreismethode wird in diesem Gutachten erarbeitet, ob und inwieweit die Beschränkung der Rabattierungsmöglichkeit zu rechtfertigen ist (Kapitel 9).

2 REFERENZPREISMETHODIK DER BNETZA (REGENT)

Die BNetzA hat am 29. März 2019 mit REGENT eine Referenzpreismethode für Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) festgelegt. Ziele der zugrundeliegenden Verordnung des NC TAR sind unter anderem Harmonisierung und Transparenz bei der Gestaltung der Entgeltstrukturen für Gasfernleitungsnetze.[2]

Die neue in REGENT festgelegte Referenzpreismethode wird für die Ermittlung der Entgelte der FNB ab dem 1. Januar 2020 in jedem der zwei Marktgebiete NCG und GP angewandt. Laut der REGENT-Festlegungen erfolgt die Kalkulation der Entgelte unter Verwendung der Briefmarken-Methode. Die Behörde bevorzugt die Briefmarken-Methode unter anderem vor dem Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz.[3] Im Gegensatz zu den bestehenden netzbetreiberindividuellen Entgelten führt der durch die REGENT-Festlegungen vorgegebene Ansatz zu einem einheitlichen Kapazitätsentgelt (Briefmarke) für jedes Marktgebiet.

Die BNetzA begründet ihre Festlegungen insbesondere mit besserer Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Laut der Behörde seien die Vorhaltekosten des Leitungsnetzes insgesamt im Entgelt abzubilden, indem auf den Kostentreiber der voraussichtlich gebuchten Kapazität abgestellt wird.

Die Briefmarke wird auf Basis der prognostizierten Kapazitätsbuchung im jeweiligen Marktgebiet festgelegt und die daraus entstehenden Einnahmeverschiebungen (Abweichungen von den zulässigen Erlösen je FNB) sollen durch einen Ausgleichsmechanismus unter den FNB abgewickelt werden (Festlegung AMELIE).

Für die Berechnung der Briefmarke werden die kumulierten Erlösobergrenzen aller FNB im jeweiligen Marktgebiet durch die prognostizierten Kapazitätsbuchungen dividiert. Demnach verändern sich die zulässigen Erlöse der FNB insgesamt nicht, sondern die Gesamterlöse werden im Rahmen eines integrierten Tarifsystems anders verteilt.

Der Entry-Exit-Split ergibt sich indirekt bei der Bestimmung der Kapazitätsbasis für die Berechnung der Briefmarke. Er beträgt 31,94%/68,06% für das NCG-Marktgebiet und 37,63%/62,37% für das GP-Marktgebiet.

Die REGENT-Festlegungen enthalten auch Festlegungen zu den Netzentgelten für Gasspeicheranlagen und Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte. Die Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkten an Gasspeicheranlagen werden mit einem Rabatt von 75% versehen.

Laut den Festlegungen gilt, dass die Höhe der Entgelte für bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte nicht geringer sein darf als das Entgelt für das unterbrechbare Standardkapazitätsprodukt an dem jeweiligen Punkt. Die Untergrenze für das bedingte Produkt wird dadurch begründet, dass ein unterbrechbares Produkt im Vergleich zu den übrigen Kapazitäten das minderwertigste Produkt darstelle. Im Gegensatz zu den übrigen Kapazitäten entfalle die Unterbrechungsmöglichkeit unter keinen Umständen, weshalb alle anderen Produkte höher zu bewerten seien.

Die Briefmarken beziehen sich auf das Standardprodukt für feste Jahreskapazitäten. Die Minder- und Mehrerlöse, die sich aus der Anwendung von Multiplikatoren[4] und Abschlägen ergeben, werden in einem zweiten Schritt berücksichtigt. Konkret werden die Entgelte mit einem Anpassungsfaktor skaliert.

---

2 Eine ausführliche Beschreibung der Ziele des NC TAR ist im Anhang A: Rolle und Anforderungen des NC TAR enthalten.

3 Die BNetzA argumentiert, dass die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz eine schlechtere Prognosegüte habe und weniger fehlerrobust sei. Nach der BNetzA bestehen die Vorteile der Briefmarken-Methode in der Kumulierung der Werte für Kapazitätsprognosen und der anschließenden Durchschnittsbildung, welche Stabilität der Netzentgelte bringt (BK9-18/610-NCG, Rn. 215 f.).

4 Die Multiplikatoren dienen zur Berechnung der Entgelte von unterschiedlichen unterjährigen Kapazitätsprodukten.

Die indikativen Entgelte aus den REGENT-Festlegungen sowie weitere indikative Angaben und Berechnungsgrundlagen sind folgender Tabelle zu entnehmen.

	NetConnect Germany	**GASPOOL**
Prognostizierte kontrahierte Kapazität	332.727.214 kWh/h	307.326.030 kWh/h
Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen	1.303.030.999 €	919.124.928 €
Indikativer Referenzpreis vor Anpassung[5]	3,92 €	2,99 €
Anpassungsfaktor	1,08	1,09
Indikativer Referenzpreis nach Anpassung	4,21 €	3,27 €
Entry-Exit-Split	31,94 % / 68,06 %	37,63 % / 62,37 %

Tabelle 1: Indikative Angaben für 2020

Quelle: BNetzA[6]

Die FNB haben zur Jahresauktion 2019 die endgültigen Briefmarkentarife veröffentlicht, auf deren Grundlage auch bereits Kapazitäten auktioniert wurden. Für NCG wird ein Briefmarkenentgelt für alle Ein- und Ausspeisepunkte in Höhe von 4,07 € pro kWh/h/a (nach Anpassung) aufgeführt. Für GP liegt das Entgelt bei 3,36 € pro kWh/h/a (nach Anpassung).[7]

Die Verfahren zu REGENT müssen mindestens alle fünf Jahre wiederholt werden. Aufgrund der geplanten Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021 wird REGENT 2.0 voraussichtlich vor diesem Turnus festgelegt werden.

5 Laut BNetzA beinhaltet der Preis vor der Anpassung nicht, dass basierend auf den prognostizierten Kapazitäten, je nach Buchungsverhalten der Netznutzer, unterschiedliche Erlöse erzielt werden können.

6 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktio-nen/Beschlusskammern/BK09/BK9_01_Aktuell/Veroeffentlichungen/Workshop_07112018/Folien_BK9.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (abgerufen am 01.10.2019).

7 https://www.gwf-gas.de/aktuell/maerkte-und-unternehmen/24-05-2019-einheitliche-briefmarkenentgelte-2020-fuer-die-netzgebiete-netconnect-germany-ncg-und-gaspool-veroeffentlicht/ (abgerufen am 21.10.2019).

3 NETZENTGELTE BEI ENTRY-EXIT-REGIMEN

In diesem Kapitel werden die Merkmale eines Entry-Exit-Regimes und die Rolle der Netzentgelte vorgestellt. Daraufhin wird die Bedeutung der Kostenorientierung der Netzentgelte erläutert und in diesem Zusammenhang näher auf die Netzentgelte gemäß den REGENT-Festlegungen eingegangen. Dies wird als Grundlage für die darauffolgenden Kapitel dienen, in denen die funktionsspezifischen Merkmale und die Kostenstrukturen der Fernleitungsnetze im Kontext der Anwendung des Entry-Exit-Modells analysiert werden.

3.1 Entry-Exit-Regime

Gemäß der Richtlinie 2009/73/EG sind die EU-Mitgliedsländer verpflichtet, das Entry-Exit-Modell in nationales Recht einzuführen. Gemäß der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 waren die Mitgliedstaaten verpflichtet, zum 3. September 2011 die Bepreisung von Kontraktpfaden abzuschaffen. Die Ziele der Einführung des Entry-Exit-Modells sind sowohl den Wettbewerb auf dem Großhandelsmarkt zu fördern und eine effiziente Netznutzung anzureizen als auch die Implementierung eines EU-Binnenmarkts für Erdgas zu unterstützen.[8]

Das Entry-Exit-Modell basiert auf der Abstraktion von Transportpfaden. Ein- und Ausspeisekapazitäten werden dabei unabhängig voneinander durch Transportkunden gebucht. Die Kapazitäten werden auf Basis verschiedener Produkte angeboten. Feste Kapazitäten garantieren die Bereitstellung von Transportkapazität durch den Netzbetreiber. Zudem werden unterbrechbare Transportkapazitäten und bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte vermarktet. Die erste Gruppe enthält kein garantiertes Transportrecht und die zweite beschränkt die freie Zuordenbarkeit der gebuchten Kapazität.

Die Entry-Exit-Modelle beinhalten einen virtuellen Handelspunkt (VHP) als integralen Bestandteil. Der VHP ist nicht an einen physischen Punkt im Netz gebunden und ist grundsätzlich für jeden Marktteilnehmer erreichbar. Neben den gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten sind für den Zugang zum VHP keine gesonderten Ein- oder Ausspeisekapazitäten nötig. Transportkunden, die über Einspeisekapazität in das Marktgebiet verfügen, können damit Gas am VHP handeln, das über von der Einspeisung unabhängig gebuchte Ausspeisekapazität ausgespeist (und somit beispielsweise an Endkunden geliefert oder in angrenzende Marktgebiete oder die Gastransportsysteme von Nachbarstaaten transportiert) werden kann. Somit hängt der endgültige Tarif eines bestimmten Gasflusses von dem gewählten Ein- und Ausspeisepunkt ab.

3.2 Netzentgelte in Entry-Exit-Regimen

Auf funktionierenden Wettbewerbsmärkten spiegeln die Preise die (langfristigen) Grenzkosten wider. In diesem Fall würden die Marktteilnehmer letztlich die Kosten tragen, die durch ihre Kaufentscheidungen verursacht werden. Da die Gastransportnetze reguliert sind und Netznutzungsentgelte festgelegt werden, muss die Entgeltsystematik die Kostenorientierung und die potentielle Auswirkung auf Wettbewerb und Handel an den Gasmärkten berücksichtigen.

Das Prinzip der Kostenorientierung bedeutet, dass Ein- und Ausspeiseentgelte so festgelegt werden, dass sie möglichst präzise den zugrundeliegenden Kosten für die Bereitstellung der Netzdienstleistung ent-

8 Die Europäische Verordnung (EG) Nr. 715/2009 besagt: „Für die Verbesserung des Wettbewerbs durch liquide Großhandelsgasmärkte ist von entscheidender Bedeutung, dass Gas unabhängig davon, wo es sich im Netz befindet, gehandelt werden kann. Dies lässt sich nur dadurch erreichen, dass den Netznutzern die Möglichkeit eingeräumt wird, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander zu buchen" (European Union, 2009/73/EG).

sprechen. Das Prinzip der Kostenorientierung[9] kombiniert zwei wesentliche Kriterien: ökonomische Allokationseffizienz (Kostenverursachung) und Kostendeckung (Eigenwirtschaftlichkeit).[10]

Um das Kriterium der Kostendeckung zu erfüllen, muss das Tarifsystem dem regulierten Netzbetreiber erlauben seine angemessenen Kosten zu erwirtschaften. Dies bedeutet, dass die Netzentgelte so berechnet werden, dass sie die den Netzbetreibern zugestandenen Erlösobergrenzen decken. Diese Erlösobergrenzen umfassen die angemessenen Kapitalkosten (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) und Betriebskosten und werden für die Dauer der Regulierungsperiode festgelegt.[11]

Das Kriterium der Allokationseffizienz erfordert, dass die festgelegten Netzentgelte für den Transportkunden verlässliche Informationen bezüglich der Kosten generieren, die beim Netzbetreiber entstehen. Ziel der Allokationseffizienz ist, die Kosten dem Verursacher (Netznutzer) zuzuordnen. Dadurch erhalten Netznutzer adäquate monetäre Anreize. Sie werden Transportdienstleistungen beanspruchen, wenn der durch ihre Entscheidungen entstehende Nutzen die verursachten Kosten übersteigt. Daher gilt: Netzentgelte sind verursachungsgerecht, wenn sie sich an den Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen zwischen nutzerseitigen Entscheidungen und netzseitigen Kosten orientieren. Wenn die Entgelte niedriger sind als die durch die Nutzung ausgelösten Kosten im Netz, wird der Netznutzer zu einer aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizient hohen Inanspruchnahme des Netzes angereizt. Wenn hingegen die Entgelte höher sind als die vom Netznutzer verursachten Kosten, wird das Netz ineffizient wenig genutzt.

Weiterhin erhalten Netzbetreiber Anreize, die vorhandene Transportinfrastruktur wirtschaftlich einzusetzen. Dies gilt sowohl im Hinblick auf das Tagesgeschäft als auch auf längerfristige Sicht. Kurzfristig sind die Preissignale darauf ausgerichtet, einen effizienten Netzbetrieb und eine effiziente Netznutzung zu erreichen. Dagegen sorgen die Signale langfristig für einen effizienten Netzausbau, welcher den Kapazitätsbedarf zutreffend berücksichtigt. Entgelte, die verursachungsgerecht sind, entsprechen den netzseitigen (langfristigen) Grenzkosten[12][13], die durch bestimmte Entscheidungen der Netznutzer verursacht werden. Wesentlich ist, dass der Netznutzer hierbei grundsätzlich für diejenige Infrastruktur aufkommt, die von ihm für die Transportleistung beansprucht wird.

Im Gegensatz dazu basieren die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber auf vergangenheitsbezogenen Kostenangaben. Diese Kosten werden zum Großteil durch die zukünftigen Entscheidungen der Netznutzer nicht mehr beeinflusst. Sie können sich aus mehreren Gründen, bspw. aufgrund steigender Skalenerträge sowie sich ändernder Technologien und Faktorpreise, von den Grenzkosten unterscheiden. Um das Kriterium der Kostendeckung zu erfüllen, muss das Tarifsystem dem regulierten Netzbetreiber erlauben seine angemessenen Kosten zu erwirtschaften. Deswegen werden in der Praxis häufig, wie in der Entgeltsystematik in Deutschland, Durchschnittskosten zugrunde gelegt.[14] Die auf Durchschnittskosten basierten Entgelte werden durch Verteilung der zulässigen Erlöse auf eine ausgewählte Bezugsgröße, wie die prognostizierte kontrahierte Kapazität, festgelegt. Im Mittelpunkt stehen die Mechanismen der Kostenträgerrechnung, die diese Verteilung auf die Netznutzer ermöglichen.

Eine vollkommene Kostenverursachungsgerechtigkeit kann in der Praxis nicht erreicht werden, weil die Netzbetriebsmittel von vielen Nutzern gemeinsam genutzt werden und keine individuellen exklusiven Nutzungsrechte an bestimmten Netzteilen erteilt werden. Zudem erfolgt der Netzausbau durch Betriebs-

9 Vgl. z.B. Consentec / Fraunhofer, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 11.06. 2018.

10 Siehe auch Abschnitt 3.3, in welchem die rechtlichen Grundlagen dargestellt werden, insbesondere Art. 13 GasVO und Art. 7 NC TAR.

11 Die Unter- oder Überdeckungen der zulässigen Erlöse werden anhand eines jahresübergreifenden Kompensationsmechanismus durch ein Regulierungskonto ermöglicht.

12 Langfristige Grenzkosten sind die zusätzlichen Kosten inkl. Investitionen zur Bereitstellung von zusätzlicher Transportkapazität.

13 Vgl. Entry-exit transmission pricing with notional hubs – can it deliver a pan-European wholesale market in gas? Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. NG 23, Hunt, P. (2008).

14 Vgl. Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 51, München, Perner, Jens / Riechmann, Christoph / Schulz, Walter (1997).

mittel mit grob abgestuften Dimensionierungen und nicht in feinen auf die Anforderungen einzelner Nutzer abgestimmten Schritten. Dies berührt jedoch nicht die vorrangig distributive Frage, ob auf Basis der tatsächlichen Netznutzung eine vertretbare Allokation bestehender Kosten auf die Netznutzer erfolgt. Auch wenn eine vollständige Verursachungsgerechtigkeit nicht hergestellt werden kann, sollten die Entgelte, die in einem Entry-Exit-System bestehen, den Nutzungsformen, wie die systeminterne und systemübergreifende Netznutzung, in ihren Strukturen entsprechen, damit die Netznutzer einer bestimmten Infrastruktur grundsätzlich auch deren Kosten tragen.

Eine der zentralen Entscheidungen bei der Ausgestaltung eines Entry-Exit-Tarifsystems betrifft vor diesem Hintergrund die Frage, inwieweit Netznutzungsentgelte differenziert oder vereinheitlicht werden. Bei einer Differenzierung unterscheiden sich die Entgelte in Abhängigkeit von der Lage eines Ein- oder Ausspeisepunktes im Netz bzw. Marktgebiet oder anhand anderer Kriterien. Zwischen einem vollständig vereinheitlichten Tarifsystem und einem stark differenzierten punktscharfen Tarifsystem sind Abstufungen möglich. So kann zum Beispiel unter verschiedenen Aspekten zwischen unterschiedlichen Gruppen von Punkten differenziert werden, um eine ansonsten fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte herzustellen. Die Entscheidung, inwieweit die Netzentgelte differenziert werden können (und aus ökonomischer Sicht differenziert werden sollten), hängt von den konkreten Netzverhältnissen ab.

3.3 Rechtlicher Rahmen

Das Prinzip der Kostenorientierung ist in einer Reihe von europäischen und nationalen Dokumenten enthalten. Im Folgenden wird auf die relevanten Aspekte hingewiesen. Gemäß diesen Regelungen sollen die Entgelte nicht-diskriminierend sein und Marktliquidität und Handel nicht einschränken.

EG-Verordnung 715/2009 zum Zugang von Erdgasfernleitungsnetzen

Laut EG-Verordnung 715/2009 [15] sollten Entgeltmodelle sicherstellen, *„dass sie dem Grundsatz der Nichtdiskriminierung und den Erfordernissen eines gut funktionierenden Binnenmarktes vollständig entsprechen, die erforderliche Netzintegrität in vollem Umfang berücksichtigen und die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, transparent sind und gleichzeitig eine angemessene Kapitalrendite umfassen, sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen*" (Erwägungsgrund Nr. 7). Zudem wird Folgendes betont: *„Die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern, während sie gleichzeitig Quersubventionen zwischen den Netznutzern vermeiden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.*" (Art. 13 Abs. 1 UA 3). Zudem bestimmt Art. 13 Abs. 2: *„Durch die Tarife für den Netzzugang darf weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden*".

NC TAR

Gemäß NC TAR soll die Referenzpreismethode unter anderem darauf abzielen, die *„bei der Erbringung der Fernleitungsdienstleistungen tatsächlich entstandenen Kosten unter Berücksichtigung der Komplexität des Fernleitungsnetzes Rechnung zu tragen*" (Art. 7 Satz 2 lit. b) sowie *„Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten*" (Art. 7 Satz 2 lit. c) und *„zu gewährleisten, dass die resultierenden Referenzpreise den grenzüberschreitenden Handel nicht verzerren*" (Art. 7 Satz 2 lit. e). Referenzpreise sollten außerdem so ausgestaltet werden, dass *„ein angemessenes Maß an Verursachungsgerechtigkeit*" (Erwägungsgrund Nr. 3 Satz 3) gewährleistet wird.

[15] Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

EnWG

Auch das EnWG[16] sieht vor, dass die Entgelte auf den Kosten des jeweiligen Netzes beruhen. §21 EnWG ist die zentrale nationale gesetzliche Grundlage der Entgeltregulierung und schreibt die materielle Grundlage für die Entgeltbildung vor. Laut EnWG dürfen die Entgelte für den Netzzugang nicht ungünstiger sein *„als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze (...) angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden*" (§21 Abs. 1 Satz 1). Das EnWG fordert in diesem Zusammenhang auch die Entgelte auf der Grundlage *„der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals (...), soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist*" (§21 Abs. 2 Satz 1) zu bilden. Zudem besagt das EnWG, dass *„soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden*" (§21 Abs. 2 Satz 2).

Gasnetzentgeltverordnung

Die Gasnetzentgeltverordnung[17] fordert die Netzkosten *„möglichst verursachungsgerecht zunächst in die Beiträge aufzuteilen, die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind*" (§15 Abs. 1 Satz 1). Dabei sollen unter anderem *„eine effiziente Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Leitungsnetz*" und die *„Beachtung der Diskriminierungsfreiheit*" (§15 Abs. 2 Satz 2) erfüllt werden.

3.4 Netzentgelte im Kontext der REGENT-Festlegungen

Die BNetzA begründet die festgelegten einheitlichen Entry-Exit-Tarife insbesondere mit der Verbesserung der Transparenz und der Verringerung der Komplexität der Entgeltberechnung.[18] Allerdings ist im konkreten Fall ein Entry-Exit-Tarifsystem mit einheitlichen Entgelten nicht in der Lage, das Prinzip der Kostenorientierung ausreichend zu berücksichtigen. Der wesentliche Grund ist, dass ein solches Tarifsystem die Heterogenität der deutschen Gastransportnetze und die Kostenunterschiede im Zusammenhang mit unterschiedlichen Transportaufgaben nicht reflektiert.

Wie im Kapitel 4 dieses Gutachtens erläutert, werden die Gasnetze für systemübergreifende und systeminterne Transporte genutzt. Auch der NC TAR fordert ausdrücklich eine Unterscheidung zwischen der systeminternen Netznutzung und der systemübergreifenden Netznutzung. „Systeminterne Netznutzung" bezeichnet dort den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an dieses Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind (Art. 3 Nr. 8 NC TAR). „Systemübergreifende Netznutzung" bezeichnet den Gastransport innerhalb eines Ein- und Ausspeisesystems an Kunden, die an ein anderes Ein- und Ausspeisesystem angeschlossen sind (Art. 3 Nr. 9 NC TAR). Ein- und Ausspeisesystem in diesem Sinne ist ein Marktgebiet.[19]

16 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

17 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 118 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist.

18 Bspw. BK9-18/610-NCG Rn. 213

19 REGENT-GP, Rn. 176 besagt: *Der Begriff des Ein-und Ausspeisesystems entspricht dem Begriff des Marktgebietes in § 2 Nr. 10 GasNZV.*

Die Auswirkungen der marktgebietsspezifischen Briefmarken auf die Kostenorientierung und Signalwirkungen der Netzentgelte werden in Kapitel 6 analysiert. Eine ökonomische Bewertung der Auswirkungen sowohl auf den Wettbewerb auf den Gasmärkten, als auch auf den Leitungswettbewerb erfolgt im Kapitel 7.

4 BEGRIFF UND FUNKTION DER „FERNLEITUNG" UND DAS DEUTSCHE FERNLEITUNGSNETZ

4.1 Funktionen des Fernleitungsnetzes

Die „Fernleitung" wird laut der Verordnung EG 715/2009 mit der folgenden Definition beschrieben: *„den Transport von Erdgas durch ein hauptsächlich Hochdruckfernleitungen umfassendes Netz, mit Ausnahme von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und des in erster Linie im Zusammenhang mit der lokalen Erdgasverteilung benutzten Teils von Hochdruckfernleitungen, zum Zweck der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung"* (Art. 2 Absatz 1 Nr. 1 EG 715/2009).

Eine Fernleitung dient ihrem technischen Sinn und Zweck nach dem Transport von Gasmengen. Der Transport ist notwendig, um importierte oder produzierte Gasmengen an Netze zur Weiterverteilung und zum endgültigen Verbrauch in diesen Gebieten anzubinden („systeminterne Netznutzung"). Andererseits werden auch Gasmengen an andere Ein- und Ausspeisesysteme abgegeben und weitergeleitet („systemübergreifende Netznutzung"). Insbesondere bei importabhängigen Systemen – wie sie die meisten Ein- und Ausspeisesysteme darstellen – erfolgt dies auch oder sogar primär, um Gasmengen von anderen Ein- und Ausspeisesystemen entgegennehmen zu können.

Das Energiewirtschaftsgesetz betont diesen Aspekt besonders, indem es Fernleitungsnetze als Netze, *„die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten"* (EnWG §3 Nr. 5)[20] definiert. Bis zur Vollziehung der Marktgebietszusammenlegung im Jahr 2021 zählen auch Transporte zwischen den beiden deutschen Marktgebieten zur systemübergreifenden Netznutzung.

Mit den zwei Funktionen der Fernleitungsnetze gehen spezifische Charakteristika einher. Dementsprechend werden Fernleitungsnetze oftmals als „backbone" eines Gasversorgungsnetzes bezeichnet[21], welches in der Regel mit hohen Druckstufen betrieben wird. Im Einklang dazu steht als Kriterium auch die Verdichterleistung, die dafür sorgt, dass der Druck im Leitungsnetz aufrecht erhalten bleibt. Als weiteres Kriterium ist insbesondere der Leitungsdurchmesser relevant, da sowohl der Zweck der Anbindung anderer Netze, als auch der weitere Zweck, andere Ein- und Ausspeisesysteme mit Gas zu beliefern, oder von dort Gas zur Weiterleitung an andere Ein- und Ausspeisesysteme zu beziehen, entsprechende Transportvolumina erfordert, die sich mit einem höheren Leitungsdurchmesser steigern lassen. Von Fernleitungen der systemübergreifenden Funktion gehen Netze der systeminternen Funktion ab.

Ob und inwieweit eine im Rahmen der kostenorientierten Entgeltbildung relevante systemübergreifende Netznutzung zugunsten anderer Ein- und Ausspeisesysteme stattfindet, unterscheidet sich nach dem betrachteten Ein- und Ausspeisesystem. So kann beispielsweise das Fernleitungsnetz in Schweden be-

20 Die komplette Definition lautet wie folgt: „Betreiber von Netzen, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, oder natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes, a) das der Anbindung der inländischen Produktion oder von LNG-Anlagen an das deutsche Fernleitungsnetz dient, sofern es sich hierbei nicht um ein vorgelagertes Rohrleitungsnetz im Sinne von Nummer 39 handelt, oder b) das an Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten Buchungspunkte oder -zonen aufweist, für die Transportkunden Kapazitäten buchen können"

21 Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft - Eine netzökonomische Analyse, Veröffentlichung von Prof. Günter Knieps 85, August 2002.

reits mangels grenzübergreifender Ausspeisepunkte nicht systemübergreifend genutzt werden.[22] Demgegenüber ist die systemübergreifende Netznutzung im deutschen Fernleitungsnetz, wie im nächsten Abschnitt erläutert, aufgrund der beträchtlichen Gasimporte und -exporte stark ausgeprägt.[23]

Die Fernleitungsnetze sind regelmäßig mit Verteilnetzen verbunden, die von den Fernleitungen aufgespeist werden. Aufgabe eines Verteilnetzes ist *„die Verteilung von Gas"* (EnWG §3 Nr. 6), wobei unter Verteilung der *„Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze"* verstanden wird, und zwar mit dem Zweck, *„die Versorgung von Kunden zu ermöglichen"* (§ 3 Nr. 37 EnWG). Gerade dieser Zweck charakterisiert Verteilnetze regelmäßig durch einen hohen Vermaschungsgrad. Sie dienen technisch der Verteilung in die Fläche und haben grundsätzlich keine Relevanz für die Versorgung anderer Ein- und Ausspeisesysteme.

Als Indizien zur Unterscheidung beider Netzarten dienen unter anderem die unterschiedlichen Druckstufen im Gasnetz. Im Allgemeinen wird zwischen Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruckebenen unterschieden. In den Veröffentlichungspflichten nach §27 GasNEV wird die Hochdruckebene als alles über 1 bar definiert, die Mitteldruckebene zwischen 0,1 bar und 1 bar, während in der Niederdruckebene alle Druckstufen darunter zusammengefasst sind. Diese Aufteilung lässt sich jedoch noch weiter differenzieren. So ist in der Hochdruckebene laut dem Branchenverband DVGW bei Druckstufen zwischen 16 bar und 100 bar von Gashochdruckleitungen die Rede, welche auch so in der Gashochdruckleitungsverordnung definiert werden (GasHDrLtgV §1). Gasversorgungsnetze mit Betriebsdrücken bis 16 bar bestehen laut DVGW-Statistik zu 99% aus Netzen der Gasverteilung[24], wobei auch hier technisch unterschieden wird zwischen Gasleitungen zwischen 4 bar und 16 bar Betriebsdruck und Gasleitungen bis 4 bar Betriebsdruck.

Innerhalb der Fernleitungen lässt sich weiter differenzieren. Je nachdem, ob Fernleitungen vorwiegend der systeminternen oder systemübergreifenden Netznutzung dienen, fallen regelmäßig die Leitungsdurchmesser unterschiedlich aus. Dies liegt darin begründet, dass der Gastransport zum Zwecke der Versorgung anderer Staaten regelmäßig größere Transportvolumina erfordert. Mit der Zahl direkt oder indirekt angebundener „Abnehmerstaaten" steigt notwendigerweise das erforderliche Transportvolumen über dasjenige hinaus, das für den marktgebietsinternen Gasverbrauch importiert wird.

Bei Fernleitungsnetzen, die typischerweise vorwiegend Funktionen des systemübergreifenden Transports wahrnehmen, sind in der Regel Rohrleitungen der Hochdruckebene mit höheren Durchmessern zu finden, also Durchmesserklasse A (>= 1000 mm DN) und Durchmesserklasse B (700 mm - < 1000 mm DN).[25] Dies sieht man bspw. an der Rohrleitungsstruktur der FNBs der NEL Gastransport GmbH, der OPAL Gastransport GmbH aber auch der GRTgaz Deutschland GmbH, die ausschließlich Rohrleitungen der Leitungsdurchmesserklassen A und B in ihrem Leitungsnetz besitzen. Rohrleitungen der Klassen E (bis 350

22 ACER-Report Schweden vom 30.08.2018, Rn. 41, abrufbar unter https://acer.europa.eu/ro/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pagini/Harmonised-transmission-tariff-structures.aspx

23 S. Abbildung 5

24 Dieser Wert ergibt sich aus den im DVGW-Arbeitsblatt G 410 erfassten Daten zur Länge der VNB-Leitungen (292.406 km) und Länge der FNB-Leitungen (2.245 km) im Druckbereich unterhalb von 16 bar (siehe auch DVGW Publikation „energie|wasser-praxis Ausgabe 6/7 2019").

25 Vgl. z.B. Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung in Deutschland, Christian von Hirschhausen, Anne Neumann, Sophia Rüster, Gutachten im Auftrag von EFET Deutschland, S. 17.

mm DN) bis G (unter 110 mm DN) sind dagegen eher bei Stadtwerken oder klassischen Verteilnetzbetreibern anzutreffen.[26]

Unterschiede bei der Aufteilung des deutschen Gasleitungsnetzes in der Hochdruckebene nach Leitungsdurchmesserklassen finden sich auch bei Fernleitungsnetzbetreibern, die überwiegend systeminterne Aufgaben übernehmen. Hier sind in der Regel der Großteil der Leitungskilometer in den Klassen C (zwischen 700 und 500 mm DN) und F (zwischen 225 und 110 mm DN) zu finden.

Eine technische Betrachtung des Zusammenhangs zwischen Durchmesserklasse und Transportaufgabe erfolgt in Unterkapitel 4.3. In Unterkapitel 5.1 wird dieser vor dem Hintergrund ökonomischer Gesichtspunkte analysiert.

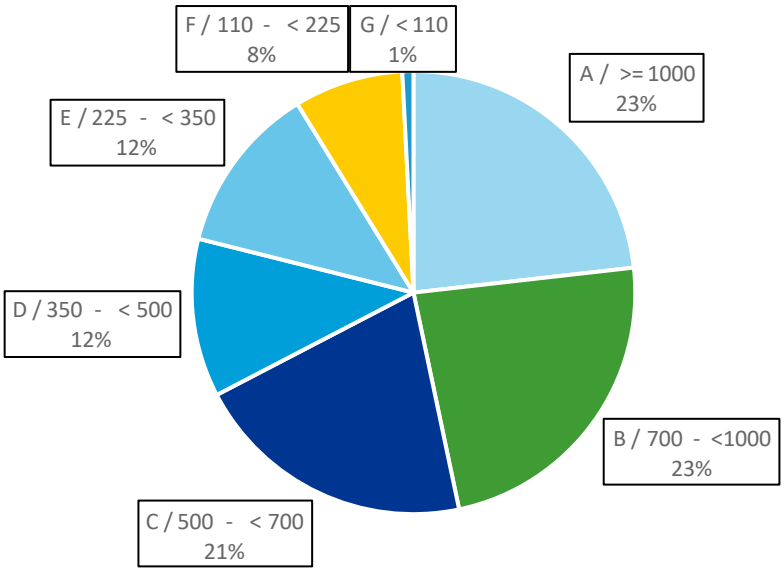


Abbildung 1: Anteil der jeweiligen Durchmesserklassen am Gesamtnetz über alle FNBs hinweg

Quelle: DNV GL, FNBs

Auch eine Betrachtung der unterschiedlichen Einspeise- und Ausspeisepunkte macht deutlich, dass diese qua Definition unterschiedliche Aufgaben wahrnehmen und funktionsspezifische Bedeutung haben. So dienen auf der Ausspeiseseite Buchungen an Grenz- sowie Marktübergangspunkten (GÜP und MÜP) systemübergreifenden Aufgaben, während Kapazitätsbuchungen an Ausspeisepunkten zu Letztverbrauchern und zu nachgelagerten Verteilernetzen (für interne Bestellungen) systeminterne Aufgaben übernehmen. Buchungen auf der Einspeiseseite sind mit beiden Netznutzungsformen assoziiert.

26 In einer durch den Gutachter durchgeführten Stichprobenanalyse von dreizehn großen Verteilnetzbetreibern (Avacon Netz GmbH, bnNETZE Gmbh, EnergieNetz Mitte GmbH, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG, e-netz Südhessen AG, EWE Netz GmbH, GELSENWASSER Energienetze GmbH, inetz Gmbh, MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaf Gas mbH, Rheinische Netzgesellschaft mbH, Schleswig-Holstein Netz AG, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG) mit über 100.000 Kunden (ca. 116.000 Leitungskilometer insgesamt bei -laut Monitoringbericht 2018 der BNetzA- ca. 500.000 km deutschem Gasverteilnetz) ließ sich feststellen, dass sich im gesamten Leitungsnetz lediglich circa 15% Hochdruckleitungen befinden, wovon über 90% einen Leitungsdurchmesser in den Durchmesserklassen E bis G besitzen.

4.2 Das deutsche Fernleitungsnetz

Das deutsche Fernleitungsnetz besteht aus ca. 40.000 km Rohrleitung, an das Gasverteilnetze mit insgesamt über 470.000 km Rohrleitung angeschlossen sind.[27] Dieses Fernleitungsnetz wird durch 17[28] FNB betrieben.

Die europaweit einmalig hohe Anzahl der FNB ist historisch aus primär regional aktiven privatwirtschaftlichen Unternehmen gewachsen. Dies stellt auch einen Faktor für die Existenz sich stark unterscheidender Gasnetzbetreiber dar, der für die Entgeltbildung relevant ist. Während in der ersten Regulierungsperiode (2009 – 2012) zwischen Verteilnetzbetreibern, überregionalen und regionalen Fernleitungsnetzbetreibern differenziert wurde, wurden im Zuge gesetzlicher Neuregelungen seit der zweiten bzw. dritten Regulierungsperiode bestimmte vormals regionale Fernleitungsnetzbetreiber als Verteilnetzbetreiber eingeordnet. Verteilnetze sind in den hierarchischen Netzstrukturen nachgelagert und leiten das schon durch ein Fernleitungsnetz transportierte Gas weiter.

Vor dem Hintergrund der Zielsetzung eines europäischen Binnenmarktes werden in mehreren Schritten die betreiberindividuellen Ferngasnetze zu Marktgebieten zusammengelegt. Die nationale Marktgebietszusammenlegung soll mit der Zusammenlegung der derzeit bestehenden Marktgebiete GP und NCG zum 1. Oktober 2021 vollendet werden. Um diese Zusammenlegung wirtschaftlich und technisch sinnvoll durchzuführen, werden in erster Linie Marktmechanismen eingesetzt. Technische Lösungen für Versorgungssicherheit und Überlastungsmanagement wie bspw. der Bau neuer Leitungen werden unabhängig von der Marktgebietszusammenlegung in Netzentwicklungsplänen beschlossen und umgesetzt.

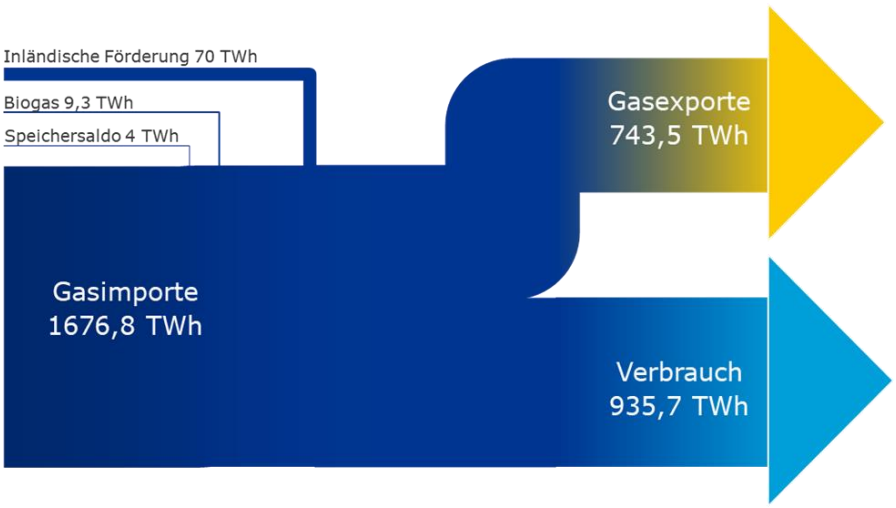


Abbildung 2: Gesamtgasbilanz 2017[29]

Quelle: DNV GL

Bedingt durch die zentrale Lage Deutschlands in Europa werden Teile des deutschen Ferngasnetzes für den systemübergreifenden Transport genutzt. So betrugen im Jahr 2017 die Exportmengen (743,5 TWh) etwa 44% des importierten Gases (1676,8 TWh).[30] Importländer waren hierfür in absteigender Reihenfolge der Übernahmemenge die Tschechische Republik, die Niederlande, die Schweiz sowie Frankreich und Österreich, gefolgt von den restlichen Nachbarländern Deutschlands. Dadurch stellt Deutschland

27 Quelle: https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/gassektor/

28 Die Kapazitäten der jordgas GmbH werden von Open Grid Europe GmbH und Gasunie Deutschland GmbH vermarktet (siehe: https://www.gasunie.de/news/reorganisation-von-jordgastransport-2). Das Verfahren zur Zertifizierung der Ferngas Netzgesellschaft mbH ist noch nicht abgeschlossen (Aktenzeichen BK7-18-051). Beide Unternehmen sind in den 17 FNB inkludiert.

29 Darstellung angelehnt an Monitoringbericht 2018 BNetzA und Bundeskartellamt, S. 339

30 Quelle: Monitoringbericht 2018 BNetzA und Bundeskartellamt, S.339

einen wesentlichen Partner für diese Länder dar. Im Jahr 2017 flossen bspw. 97% aller Gasimporte Tschechiens über Deutschland. Selbst Frankreich, das über eigene LNG-Terminals verfügt und Gas sowohl über Routen aus dem Norden als auch aus dem Süden beziehen kann, bezog etwa 17% seiner Gasimporte via Leitungen aus Deutschland.[31] Einige der Übernahmeländer gelten außerdem als Übergabeland, sodass bidirektionale Gasflüsse zu einigen Nachbarländern bestehen. Die Erzeugerländer des nach Deutschland transportierten Gases sind mit ca. 65% bzw. 17% überwiegend Russland (inklusive der GUS-Staaten) und Norwegen.[32] Darüber hinaus wird vor allem L-Gas aus den Niederlanden importiert. Durch die geplante Schließung des Gasfeldes bei Groningen verliert die Niederlande als Gasproduzent allerdings an Bedeutung. Gas aus Großbritannien sowie LNG über Terminals anderer EU-Staaten komplettieren die Versorgerlandschaft.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Aufteilung der Anzahl der Ausspeisepunkte und der kumulierten technischen Ausspeisekapazität. Obwohl die Anteile an GÜPs und MÜPs insgesamt kleiner als diejenige an Netzpunkten iB und Lv sind, ist die durchschnittliche technische Kapazität pro Punkt bei der ersten Gruppe höher (Durchschnitt im Marktgebiet GP für GÜP und MÜP 3,9 GWh/h und für Lv und iB 0,5 GWh/h; Durchschnitt im Marktgebiet NCG für GÜP und MÜP 2,0 GWh/h und für Lv und iB 0,2 GWh/h).[33]

Auf der Einspeiseseite werden die gesamten deutschen Gasimporte auf 46 GÜPs (davon 19 im GP-Markgebiet und 27 im NCG-Marktgebiet) verteilt[34]. Dies impliziert bspw. für das Jahr 2017 eine Durchschnittsimportmenge von 36,45 TWh pro Einspeisepunkt. Die Durchschnittsexportmenge pro Ausspeisepunkt (GÜPs) für das Jahr 2017 beträgt 17,7 TWh. Im Vergleich dazu wurde der Verbrauch im gleichen Jahr auf 512 Punkte für Letztverbraucher (114 in GP und 398 in NCG) und 609 Punkte für interne Bestellungen (197 in GP und 412 in NCG) aufgeteilt, sodass auf diese Punkte im Durchschnitt lediglich 0,83 TWh fiel.[35]

Dies zeigt die bedeutsame Rolle der systemübergreifenden Gastransporte in Deutschland. Im Folgenden wird daher näher auf die Unterschiede zwischen den systemübergreifenden und systeminternen Funktionen, insbesondere unter Beachtung der unterschiedlichen FNBs, eingegangen.

Abbildung 3: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für das Marktgebiet Gaspool
Quelle: REGENT-GP Anhang 3 (links) bzw. Anhang 2 (rechts), BNetzA (2019)

31 Quelle: IEA GTF, https://www.iea.org/gtf/
32 Quelle: Monitoringbericht 2018 BNetzA und Bundeskartellamt, S. 350.
33 REGENT Anhang 2 und 3, BNetzA (2019).
34 Auf der Ausspeiseseite liegen 16 GÜP im GP-Marktgebiet und 26 GÜP im NCG-Marktgebiet.
35 Eigene Berechnung. Quelle: Monitoringbericht 2018 BNetzA und Bundeskartellamt, S. 339; REGENT Anhang 2 und 3, BNetzA (2019).

Abbildung 4: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für das Marktgebiet NetConnect Germany

Quelle: REGENT-NCG Anhang 3 (links) bzw. Anhang 2 (rechts), BNetzA (2019)

Abbildung 5: Anzahl der Ausspeisepunkte (links) sowie technische Ausspeisekapazität (rechts) für beide Marktgebiete
Quelle: REGENT-GP und REGENT-NCG Anhang 3 (links) bzw. Anhang 2 (rechts), BNetzA (2019)

4.3 Heterogenität des Fernleitungsnetzes

Die sich deutlich unterscheidenden Strukturen der Fernleitungsnetzbetreiber sollten in der Festlegung einer Tarifmethodik berücksichtigt werden.

Die BNetzA misst der Heterogenität der Gasnetze im Zuge der festgelegten Entgeltmethode dagegen im Ergebnis keine Bedeutung zu, obwohl diese bereits in vorgängigen regulatorischen Analysen erkannt wurden. Im Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber wurde bspw. eine Heterogenität zwischen den Verteilnetzbetreibern festgestellt. Als Konsequenz daraus mussten aufgrund von vermuteten Verzerrungen der Ergebnisse durch potentielle Verdeckung von Ausreißern die ehemaligen Fernleitungsnetzbetreiber vom Vergleichssample der Verteilnetzbetreiber getrennt werden, bevor eine erneute Berechnung des Effizienzvergleiches erfolgen konnte.[36]

Auch und gerade im Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber wird bei der Betrachtung der Netzinfrastrukturdaten ersichtlich, dass es sich hierbei ebenfalls um eine heterogene Gruppe handelt, was nicht zuletzt auch auf die verschiedenen Transporttätigkeiten im deutschen Gasnetz zurückzuführen ist. In unserer Analyse zeigen wir empirisch aufgrund einer Bewertungsmatrix mit mehreren Indikatoren deutlich, dass unterschiedliche Profile bezüglich der Transportfunktionen die Fernleitungsnetzbetreiber kennzeichnen.

4.3.1 Auswahl der Indikatoren

Die Charakterisierung der Netzbetreiber erfolgt anhand folgender fünf Indikatoren:

1. Durchschnittlicher Diameter im Leitungsnetz (mm)[37]
2. Anteil in % der Leitungen der Durchmesserklasse A und B (also >700 mm)
3. Ausspeisepunktedichte (Ausspeisepunkte / Kilometer)
4. Anteil der Interkonnektor[38]-Kapazität an der Ausspeisekapazität (%)
5. Verhältnis Verdichterleistung[39] zu Leitungskilometer der Durchmesserklasse A und B (MW/km)

Die Variation des Durchmessers der Gasleitungen in Abhängigkeit von den Transportaufgaben wird in der Bewertungsmatrix durch zwei Indikatoren berücksichtigt: durchschnittlicher Diameter in dem Gasleitungsnetz (mm) (Indikator 1) und Anteil der Länge der Gasleitungen mit Durchmesser > 700 mm in der Gesamtnetzlänge (%) (Indikator 2). Der durchschnittliche Diameter wird als gewichteter Durchschnitt ermittelt, wobei die Gewichtung sich anhand der Länge der Gasleitungen mit unterschiedlichem Durchmesser ergibt. Diese beiden Indikatoren unterstreichen eines der zentralen Unterscheidungsmerkmale innerhalb des Gasfernleitungsnetzes, wobei ein höherer durchschnittlicher Diameter bzw. ein höherer Anteil der Leitungsdurchmesserklassen A und B eher für eine systemübergreifende Transportfunktion sprechen.

---

36 Vgl. BGH v. 12.06.2018 - EnVR 53/16 sowie VI-3 Kart 121/14 [V] (OLG Düsseldorf)

37 Die tatsächlichen Durchmesser sind dem Gutachter nicht bekannt. Nach §27 GasNEV sind die Netzbetreiber verpflichtet, gewisse Strukturdaten zu veröffentlichen. Diese wurden für diese Berechnung verwendet. Es ist möglich, dass gemeinschaftlich genutzte Leitungen mit voller Leitungslänge in den Angaben der Netzbetreiber berücksichtigt worden sind. Es wurden Standarddurchmesser je Durchmesserklasse verwendet, um den durchschnittlichen Durchmesser je Netzbetreiber zu bestimmen. Bei Klasse A wurde von 1200 mm, bei Klasse B von 850 mm, bei Klasse C von 600 mm, bei Klasse D von 425 mm, bei Klasse E von 287,5 mm, bei Klasse F von 167,5 mm und bei Klasse G von 80 mm ausgegangen. Die Daten sollten der BNetzA vollständig vorliegen, womit eine entsprechend weitere Analyse möglich wäre.

38 Die Informationen für diese Indikatoren basieren auf den Daten der NEP-Datenbank 2018. Die Interkonnektor-Kapazität beziehen sich auf die Ausspeisekapazitäten der GÜP und MÜP im jeweiligen Marktgebiet.

39 Die Informationen zu den Verdichterleistungen basieren überwiegend auf den Veröffentlichungen des NEP 2018 vom März und April 2019.

Ein anderes wichtiges Strukturmerkmal für die Transportaufgabe ist die Anzahl der Ausspeisepunkte. Die Anzahl der Ausspeisepunkte ist zur Abbildung der Granularität der Transportaufgabe geeignet. Dies korrespondiert mit der dargelegten systeminternen Funktion, die in der Regel auf eine Vielzahl von Ausspeisepunkten angewiesen ist. Entsprechend benutzen wir die Ausspeisepunktdichte, die sich aus der Division der Anzahl der Ausspeisepunkte und der Netzlänge ergibt und daher ebenfalls einen charakterisierenden Indikator für die Transportfunktion darstellt (Indikator 3). Bei einer höheren Anzahl von Ausspeisepunkten pro Kilometer im jeweiligen Netz ist von einer höheren Bedeutung der systeminternen Funktion zu sprechen. Darüber hinaus berechnen wir auch den Anteil der Interkonnektor-Kapazität an der Ausspeisekapazität (in %), der einen weiteren wichtigen Indikator für die Unterscheidung der Transportfunktionen darstellt (Indikator 4), bei dem ein höheres Verhältnis von Ausspeisekapazitäten an grenz- und marktüberschreitenden Punkten an der Gesamtkapazität eher für eine überwiegend systemübergreifende Funktion spricht.

Da bei grenzüberschreitenden Transporten große Gasmengen befördert werden, sind regelmäßig höhere Verdichterleistungen erforderlich, damit der Druck über diese weiten Entfernungen stabil bleibt. Im Gegensatz dazu weisen Netze mit eher systeminternen Funktionen typischerweise niedrigere Verdichterleistungen auf, da sie häufig Gas aus Hochdrucknetzen abnehmen und an nachgelagerte und an die Niederdruckstufe angeschlossene Verteilnetzen und Letztverbrauchern abgeben. Das Verhältnis Verdichterleistung zu Leitungskilometer stellt daher einen weiteren geeigneten Indikator zur Charakterisierung der Versorgungsaufgabe dar (Indikator 5). Im internationalen bzw. marktgebietsübergreifenden Transport ist der Betriebsdruck in der Regel höher, da größere Gasmengen über längere Distanzen befördert werden.[40] Dies wird auch durch ein Beispiel für das spanische Gasleitungsnetz deutlich, bei dem internationale Transporte nur mit über 60 bar transportiert werden (s. Unterkapitel 8.2.2.). Auch im niederländischen System des HTL (s. Unterkapitel 8.2.2.) sind die Druckstufen deutlich höher als im nachgelagerten RTL.[41] Die Rolle der Verdichter wird daher durch einen weiteren Indikator berücksichtigt, welcher als Verhältnis der Verdichterleistung zur Länge der Leitungen mit Durchmesser >700 mm (MW/km) bestimmt wird.

4.3.2 Analyse der Fernleitungsnetzbetreiber

Bei der Bewertung kann jeder Netzbetreiber eine maximale Punktzahl von 20 Punkten je Indikator erreichen und somit über alle Indikatoren hinweg maximal auf einen Wert von 100 kommen. Niedrige Punktewerte charakterisieren ein Netzwerk mit eher systeminternen, während ein hoher Punktewert ein Netzwerk mit eher systemübergreifenden Funktionen kennzeichnet. Die Summe der fünf Einzelwerte gibt indikatorübergreifend einen Hinweis auf die Funktionscharakterisierung des Netzes.

Die Einteilung der jeweiligen Indikatoren wurde anhand eines Samples mit den 15 deutschen FNBs[42] vorgenommen. Für jeden Indikator wurden innerhalb des Samples ein Wert anhand der jeweiligen Werte der FNBs vorgenommen. Dabei stellen das jeweilige Maximum bzw. Minimum innerhalb des Samples je Indikator die Grenzen zwischen null und 20 Punkten dar. Werte, die dazwischen liegen, erhalten eine den Grenzen verhältnismäßige Bewertung (lineare Interpolation). So wird bspw. ein Netzbetreiber, der einen Wert in Höhe von 80% des Sample-Maximums eines Indikators aufweist, mit 16 Punkten bewertet.

---

40 Im Netz mit geringerer Druckstufe befinden sich keine oder nur eine vergleichsweise geringe Anzahl an Verdichterstationen.

41 Laut Abschnitt 5.2.1. (S.18) des Dokuments „Ontwerp uitgangspunten transportsysteem" der Gasunie Transport Services B.V. (https://www.gasunietransportservices.nl/uploads/download/6f579049-e1b8-42af-9935-64d707742d63) beträgt der Druck je nach Strecke in der Regel 67,2 bar, 71,6 bar oder 80,9 bar. Der maximale Druck des RTL-Systems wird mit 41 bar, der minimale Netzwerkdruck mit 16 bar angegeben (Abschnitt 6.1.4, S. 25).

42 Aufgrund der in der Fußnote 28 beschriebenen Umstände wurden jordgas Gastransport GmbH und Ferngas Netzgesellschaft nicht in die Betrachtung mit aufgenommen.

Dabei wurden Ausreißer in der Bewertung mit dem höchsten oder niedrigsten Wert bewertet, um eine Verzerrung innerhalb des Samples zu vermeiden.[43] In der folgenden Übersicht finden sich die Boxplot-Diagramme der jeweiligen Indikatoren. Das Diagramm ist so zu verstehen, dass die äußeren Grenzen der Box die Quartilsgrenzen darstellen, während die „Antennen" oberhalb oder unterhalb der Box entweder den anderthalbfachen Abstand zwischen den Quartilsgrenzen (Interquartilsabstand) oder aber das Maximum oder Minimum innerhalb der Bandbreite des Samples anzeigen. Die Grenze innerhalb der Box stellt den Median dar, während das Kreuz den Mittelwert kennzeichnet. Auf diese Weise können auch optisch die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern und die Streuung innerhalb der jeweiligen Indikatoren erkannt werden.

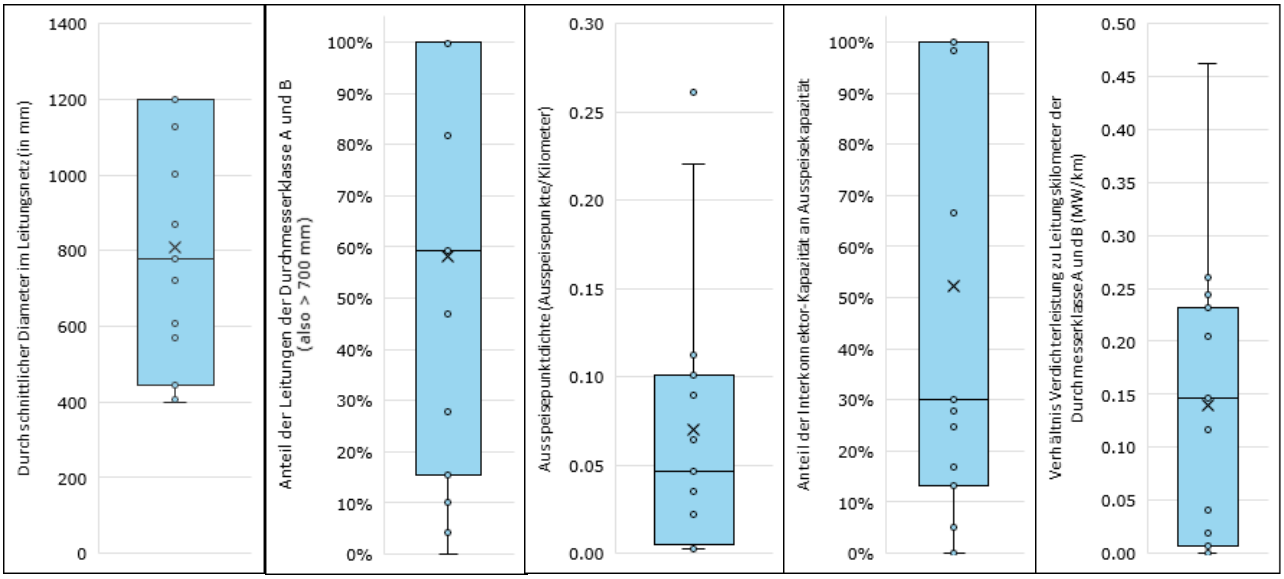
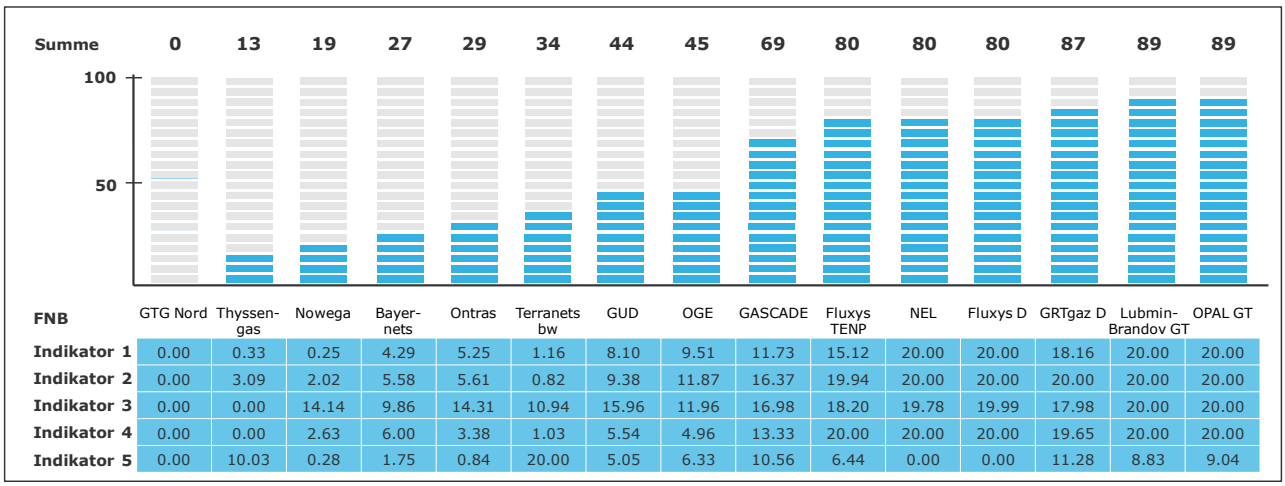


Abbildung 6: Boxplot-Diagramme je Indikator im Netzbetreiber-Sample

Quelle: DNV GL

Bei einer Aufsummierung des Punktewertes über jede Kategorie hinweg ergibt sich bei Anwendung auf die deutschen FNBs folgendes Bild:

43 Dies war nur im dritten Indikator notwendig. Ausreißer wurden mithilfe der von John W. Tukey aufgestellten Definition identifiziert. Diese besagt, dass Werte außerhalb des anderthalbfachen Interquartilsabstandes als Ausreißer betrachtet werden können (John W. Tukey (1977). Exploratory Data Analysis)



FNB	GTG Nord	Thyssen-gas	Nowega	Bayer-nets	Ontras	Terranets bw	GUD	OGE	GASCADE	Fluxys TENP	NEL	Fluxys D	GRTgaz D	Lubmin-Brandov GT	OPAL GT
Indikator 1	0.00	0.33	0.25	4.29	5.25	1.16	8.10	9.51	11.73	15.12	20.00	20.00	18.16	20.00	20.00
Indikator 2	0.00	3.09	2.02	5.58	5.61	0.82	9.38	11.87	16.37	19.94	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
Indikator 3	0.00	0.00	14.14	9.86	14.31	10.94	15.96	11.96	16.98	18.20	19.78	19.99	17.98	20.00	20.00
Indikator 4	0.00	0.00	2.63	6.00	3.38	1.03	5.54	4.96	13.33	20.00	20.00	20.00	19.65	20.00	20.00
Indikator 5	0.00	10.03	0.28	1.75	0.84	20.00	5.05	6.33	10.56	6.44	0.00	0.00	11.28	8.83	9.04

Abbildung 7: Summe der Indikatorenwerte für alle FNBs

Quelle: DNV GL

4.3.3 Ergebnisse der Strukturanalyse

Mithilfe der in Abschnitt 4.3.2 dargestellten Ergebnisse lassen sich unterschiedliche Profile erkennen. Diese Profile können als Fernleitungsnetzbetreiber mit überwiegend systeminterner Transportfunktion, „integrale" Fernleitungsnetzbetreiber mit einer Kombination von beiden Transportfunktionen, sowie Fernleitungsnetzbetreiber mit überwiegend systemübergreifender Transportfunktion charakterisiert werden.

Transportsysteme von FNB mit systemübergreifendem Profil dienen dazu, große Mengen an Gas mit einer hohen Grundauslastung zum Bedarf zu bringen. Sie sind oft durch einzelne Rohrleitungen mit großem Durchmesser gekennzeichnet. Neben diesen Leitungen mit großem Durchmesser gibt es im Netzwerk oftmals nur wenige oder keine Leitungen mit kleinerem Durchmesser. Deswegen ist auch der Anteil der Großrohrleitungen relativ hoch. Dies wird in der Bewertungsmatrix ersichtlich, wobei die FNBs mit überwiegend systemübergreifender Transportfunktion einen hohen Anteil der Länge der Leitungen mit Durchmesser > 700 mm (über 60%) aufweisen. Die FNBs mit diesem Profil verfügen typischerweise über eine große Verbindungskapazität und relativ wenige Ausspeisepunkte. Daher ist die Ausspeisedichte bei diesen FNBs gering und der Anteil der Interkonnektor-Kapazität an der Ausspeisekapazität hoch. Abschließend haben die FNBs mit überwiegend systemübergreifender Transportfunktion deutlich höhere Gesamtleistung der Verdichtereinheiten in ihrem Netz.

Fernleitungsnetzbetreiber mit niedriger Indikatorenwertsumme erfüllen in der Regel eine überwiegend systeminterne Transportfunktion. Bei Netzen mit einem hohen Anteil an Endverbrauchern und relativ kleinen Durchmessern sind in Abschnitten auch Eigenschaften eines regionalen Verteilnetzes zu erkennen. Zum Beispiel verfügen diese über vergleichsweise viele Ausspeisepunkte. Trotz teilweise verhältnismäßig langer Leitungen ist das Verhältnis zwischen der Anzahl der Ausspeisepunkte und der Länge des Netzes hier im Vergleich hoch. Die Gesamtleistung der Verdichtereinheiten in den Netzen der FNBs mit überwiegend systeminterner Transportfunktion ist dagegen im Vergleich niedrig.

Zuletzt lässt sich auch ein Profil eines integralen FNBs erkennen, welcher sowohl systemübergreifende als auch -interne Transportaufgaben erfüllt. Zu diesem Zweck beinhalten die zugrundeliegenden Transportsysteme sowohl Netzteile, die systemübergreifende Aufgaben übernehmen, als auch Netzteile, die primär der systeminternen Funktion dienen. Aufgrund der Subsumption der einzelnen funktionsspezifischen Netzteile des betreiberindividuellen Gesamtnetzes und der relativen Ausgewogenheit der funkti-

onsspezifischen Charakteristika liegen die Werte je Indikator meist innerhalb der Bandbreiten des Samples und markieren selten das eine oder andere Extrem.

Durch die Heterogenität der Fernleitungsnetzbetreiber wird angedeutet, dass auch Überschneidungen der systeminternen Transportfunktion mit der Verteilfunktion bestehen können. Beispiele sind Verteilnetze, die ausschließlich Industriekunden bedienen (bspw. EWE RVN GmbH), aber auch einige der ehemaligen FNB. Letztere sind teilweise in anderen FNBs oder VNBs aufgegangen. Bei einer stichprobenartigen Analyse ist auffällig, dass bspw. die Netze der Avacon Hochdrucknetz GmbH (damals E.ON Avacon) oder der Creos Deutschland GmbH in ihrer Struktur teilweise der Gruppe der FNB mit überwiegend systeminterner Funktion ähneln. So haben diese Netzbetreiber ebenfalls ausschließlich Leitungskilometer und Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz und verfügen ebenfalls über wenige bis keine Rohrleitungen der hohen Durchmesserklasssen A und B. Dies drückt sich auch in einem vergleichbaren mittleren Durchmesser[44] der Rohrleitungen aus. Auch das noch nicht abgeschlossene Verfahren der Ferngas Netzgesellschaft mbH für den zukünftigen Netzbetrieb als Kombinationsnetzbetreiber weist auf Ähnlichkeiten von bestehenden VNBs zu bestehenden FNBs hin.[45]

Andererseits besteht ein analytisch erkennbarer Zusammenhang zwischen den aufgezeigten Indikatorenwerten der FNB und der Dominanz einer systemübergreifenden Aufgabe. Die systemübergreifende Aufgabe wird durch den Anteil der grenzüberschreitenden Ausspeisekapazitäten[46] gemessen. Abbildung 8 zeigt deutlich, dass die Gastransportfunktionen (je höher der Indikatorenwert, desto mehr systemübergreifende Funktion je Netzbetreiber) korrekt widergespiegelt werden.

44 Der mittlere Diameter beträgt bei gleichen Annahmen wie in Fußnote 37 für Creos Deutschland 258 mm (siehe https://www.creos-net.de/netzzugang-gas/netzinformationen/strukturmerkmale-27-gasnev.html), während dieser bei Avacon Hochdrucknetz GmbH (siehe https://www.avacon-hochdrucknetz.de/de/veroeffentlichungspflichten/strukturmerkmale.html) 246 mm beträgt.

45 Aktenzeichen BK7-18-051 (Einleitung eines Verfahrens zur Zertifizierung nach § 4a EnWG)

46 Hiermit ist die Summe der GÜP- und MÜP-Kapazitäten gemeint.

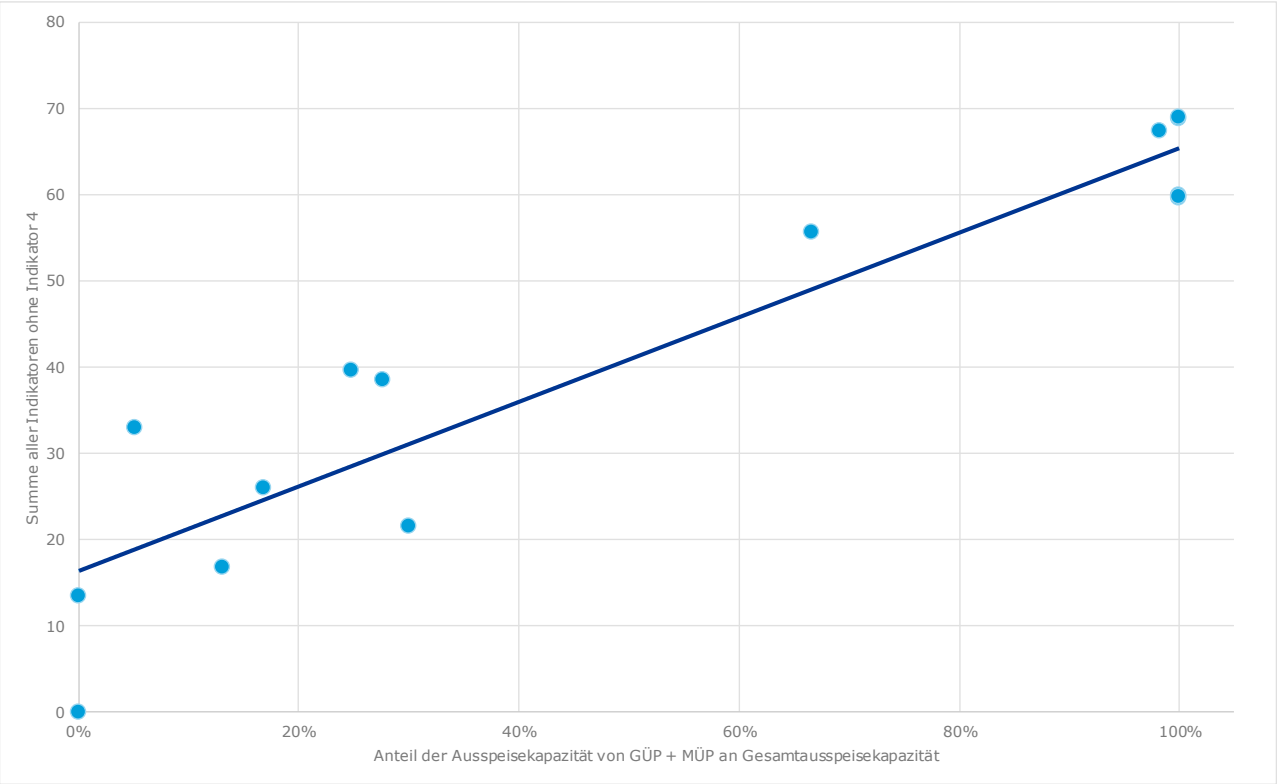


Abbildung 8: Summe der Indikatorenwerte (Indikatoren 1-3 und 5) vs. Kapazitätsanteile der Ausspeisekapazität von GÜP und MÜP (Indikator 4)

Quelle: DNV GL

4.4 Rolle der Vermaschung

Ein wichtiger Punkt bei der Beurteilung der Netzeigenschaft kommt auch dem Grad der Vermaschung bzw. der Anzahl der Maschen im Gesamtnetz zu.

Gasleitungssysteme lassen sich in verschiedene Grundstrukturen klassifizieren. So wird zwischen singulären oder verzweigten Leitungen (einseitig oder beidseitig gespeist), Strahlennetzen mit einer Hauptleitung, auf der mehrere Knotenpunkte das Netz peripherisch weiter ausbilden, sowie Ringnetzen unterschieden, bei denen die Leitungen zu einem Ring angeordnet sind, und vermaschten Netzen, bei denen eine Vielzahl von Verbindungen zwischen Netzwerkpunkten bestehen (Abbildung 9).

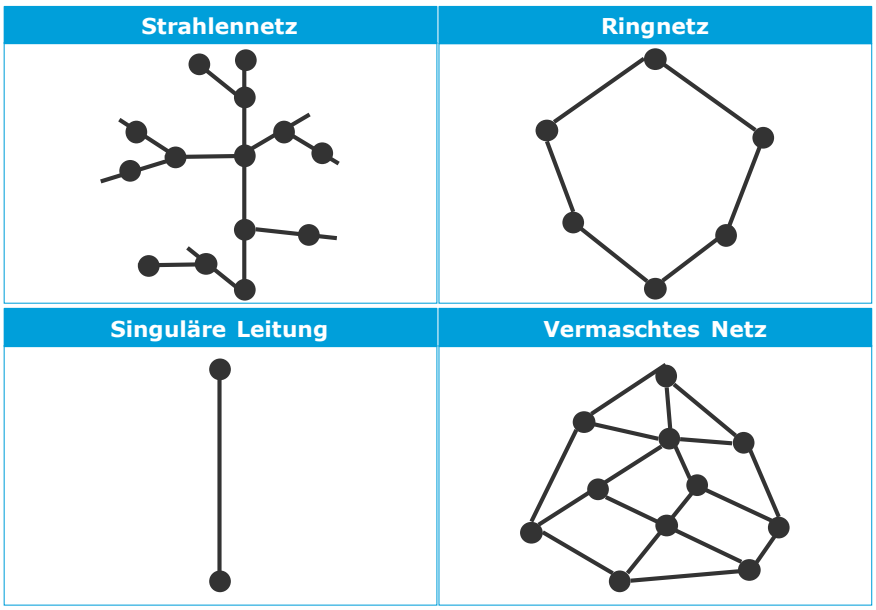


Abbildung 9: Grundstrukturen von Leitungen

Quelle: DNV GL[47]

Das in Abbildung 10 aufgeführte Schema der vermaschten Netze wird ebenfalls in der Kostentreiberanalyse und dem daraus folgenden Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode aufgenommen.[48] Dort werden die mit dem vermaschten Netz verbundenen Netzwerkpunkte als Knoten mit und ohne Verzweigungspunkte unterschieden. So gehen von Knoten ohne Verzweigung max. zwei Stränge ab, während bei Verzweigungen theoretisch eine unbegrenzte Anzahl an Strängen vom Knotenpunkt abgehen kann. Eine Masche ist somit die Verbindung zwischen Knotenpunkten in einem Verhältnis, welches eine virtuelle Fläche zwischen den Punkten beschließt. Für die Bestimmung eines Vermaschungsgrades wird in der Regel „die Anzahl unabhängiger Maschen gezählt, also nur die Maschen, die sich nicht aus anderen Maschen bilden lassen"[49].

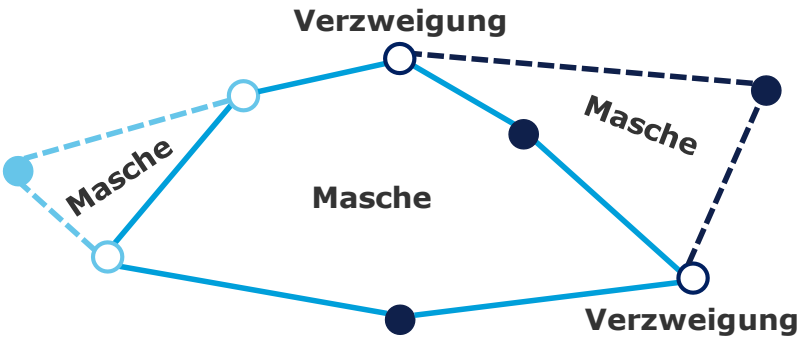


Abbildung 10: Definition von Verzweigung und Maschen

Quelle: DNV GL[50]

Der Vermaschungsgrad im deutschen Gasnetz ist differenziert zu betrachten. Zum einen wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein „eng vermaschtes Gasverteilungsnetz bis hin

47 In Anlehnung an Lipphardt (2006)
48 BNetzA (2018c)
49 BNetzA (2018c)
50 In Anlehnung an BNetzA 2018c

zum Endverbraucher"[51] beschrieben. Diese Beobachtung wird durch die exemplarische Betrachtung eines Gasverteilnetzes (Abbildung 11) unterstützt. Die Gasnetzkarte macht deutlich, dass sich in einem solchen Netz viele Verzweigungen und somit auch viele unabhängige Maschen befinden.

Abbildung 11: Beispiel eines VNB-Gasnetzes am Ausschnitt der Gasnetzkarte der Stadtwerke Waren GmbH

Quelle: Stadtwerke Waren GmbH

Mit der Kategorisierung aus Abbildung 9 im Hinterkopf und dem Blick auf die Struktur der Gasfernleitungsnetze in Deutschland fällt auf, dass die Vermaschung bei Betrachtung des Fernleitungsnetzes zunächst hoch zu sein scheint. Allgemein sind insoweit auch deutliche regionale Unterschiede (bspw. im Nordwesten oder im Osten Deutschlands) zu erkennen, sodass nur unter Vorbehalt überhaupt von einem vermaschten Fernleitungsnetz auf nationaler Ebene gesprochen werden kann.

Bei einer Beschränkung der Betrachtung auf Gasleitungen mit überwiegend systemübergreifender Transportfunktion (also Leitungsdurchmesserklassen A und B, s. Abschnitt 4.3) ähnelt die Netzstruktur eher der eines Ringes mit lediglich vereinzelt größeren Maschen (s. Abbildung 12).

51 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html (abgerufen 02.10.2019)

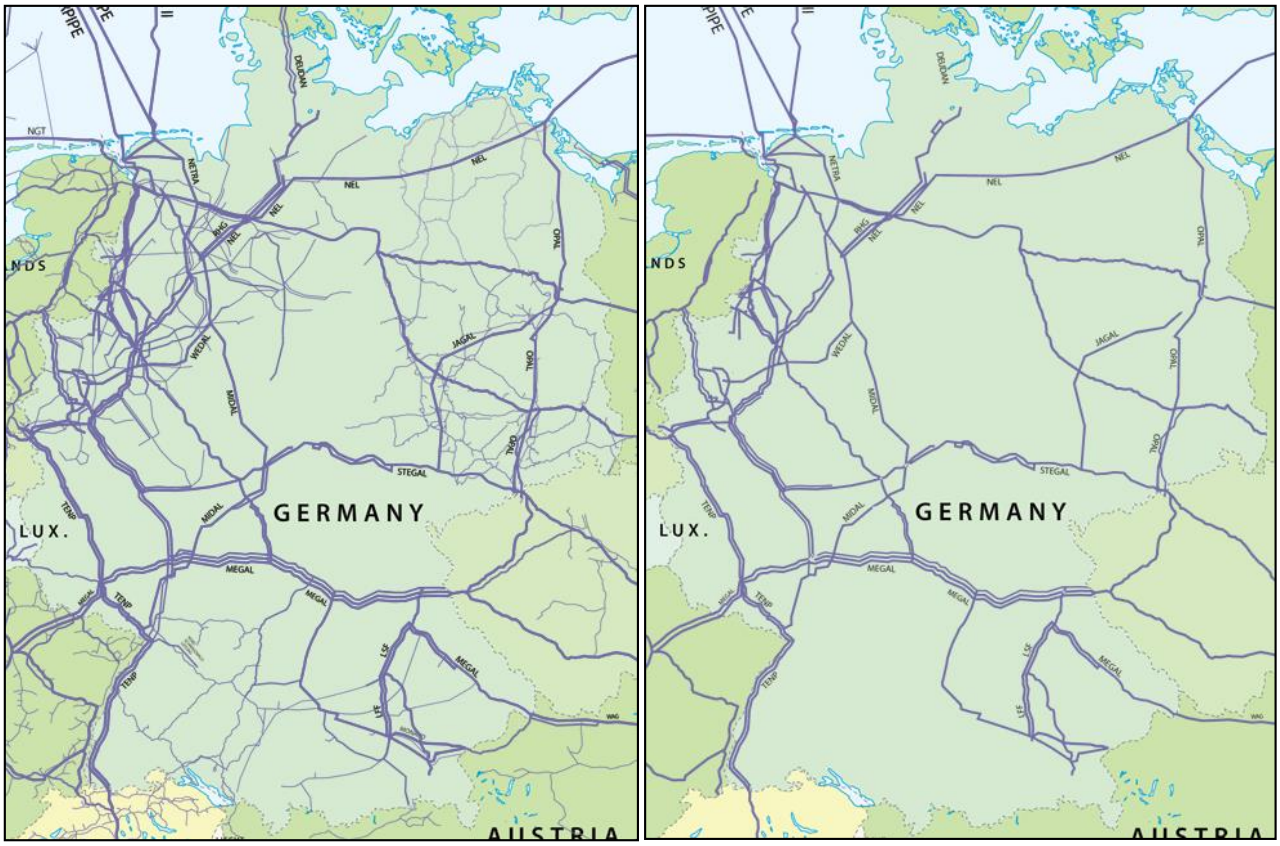


Abbildung 12: Fernleitungsnetz in Deutschland insgesamt (links), Fernleitungsnetz mit Rohrleitungsdurchmesser ab 900 mm DIN[52] (rechts)

Quelle: ENTSOG Transparency Map

Eine Beurteilung des Vermaschungsgrades einzelner Netze und eine weitergehende Analyse ist (allein) der BNetzA durch die im Effizienzvergleich erhobenen Daten der einzelnen Netzbetreiber möglich. Dennoch bestehen weitere erhebliche Indizien für eine differenzierte Betrachtung der Vermaschung. Ein im Auftrag der BNetzA durch Swiss Economics durchgeführte Gutachten[53] zeigt eine durchschnittliche Anzahl der Maschen je Netzbetreiber von 81,1. Die dort angegebene Standardabweichung von 196,2 lässt dabei auf eine große Streuung der Ergebnisse deuten, sodass davon auszugehen ist, dass die Netze der jeweiligen Netzbetreiber gerade keinen einheitlichen Vermaschungsgrad aufweisen.[54]

Bereits die äußerliche Betrachtung der Netzkarten belegt zudem, dass Netzbetreiber mit einer überwiegend systemübergreifenden Transportfunktion sich durch eine geringere Anzahl an Maschen auszeichnen als der Schnitt der Netzbetreiber. Dies korrespondiert mit den obigen Indikatoren. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gascade Gastransport GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH und NEL Gastransport GmbH[55] haben zudem Daten hinsichtlich ihrer Netze bereitgestellt, die im Rahmen des Effizienzvergleiches der FNB der dritten Regulierungsperiode durch die BNetzA an die Netzbetreiber versandt wurden. Anhand der Auswertungen dieser Daten konnte der vorstehend erörterte Zusammenhang für diese FNB zweifelsfrei be-

52 Die Transparency Map von ENTSOG lässt nur folgende Unterscheidungen des europäischen Fernleitungsnetzes zu: alle Leitungen, alle Leitungen ab >600 mm und alle Leitungen ab >900 mm Durchmesser

53 Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber im Auftrag der BNetzA (2018)

54 Ein ähnliches Bild ergibt sich bei dem angegebenen Mittelwert von Verzweigungen bzw. Verzweigungen ohne NKP, die ebenfalls durch eine vergleichsweise hohe Standardabweichung eine breite Streuung vermuten lassen.

55 Die NEL Gastransport GmbH hat auf Veranlassung durch die GASCADE Gastransport GmbH ihre Netzdaten zusätzlich bereitgestellt.

stätigt werden.[56] Diese weisen nach der Analyse in Abschnitt 4.3 zudem ein Profil auf, welches auf eine überwiegend systemübergreifende Transportfunktionen schließen lässt.

Eine weitere Möglichkeit zur Approximation des Vermaschungsgrads stellt der Vergleichsparameter Netzanschlusspunkt (NAP) bzw. Netzkopplungspunkt (NKP) pro Leitungskilometer dar. Diese Möglichkeit wurde bereits in Konsultationsprozessen mit der BNetzA durch Fernleitungsnetzbetreiber erörtert.[57]

In der in Abschnitt 4.3 dargestellten Analyse der funktionsbestimmenden Transportnetzmerkmale wird die Ausspeisepunktdichte (Anzahl der Netzausspeisepunkte pro Leitungskilometer) verwendet. Anhand dieses Indikators lässt sich feststellen, dass ein Zusammenhang zwischen der Dominanz der systemübergreifenden Transportfunktion der Netzbetreiber und dem Vermaschungsgrad besteht (s. Abbildung 13). Eine erhöhte Dichte der Netzausspeisepunkte lässt sich somit vor allem bei Netzen mit einer stärker ausgeprägten systeminternen Funktion identifizieren.

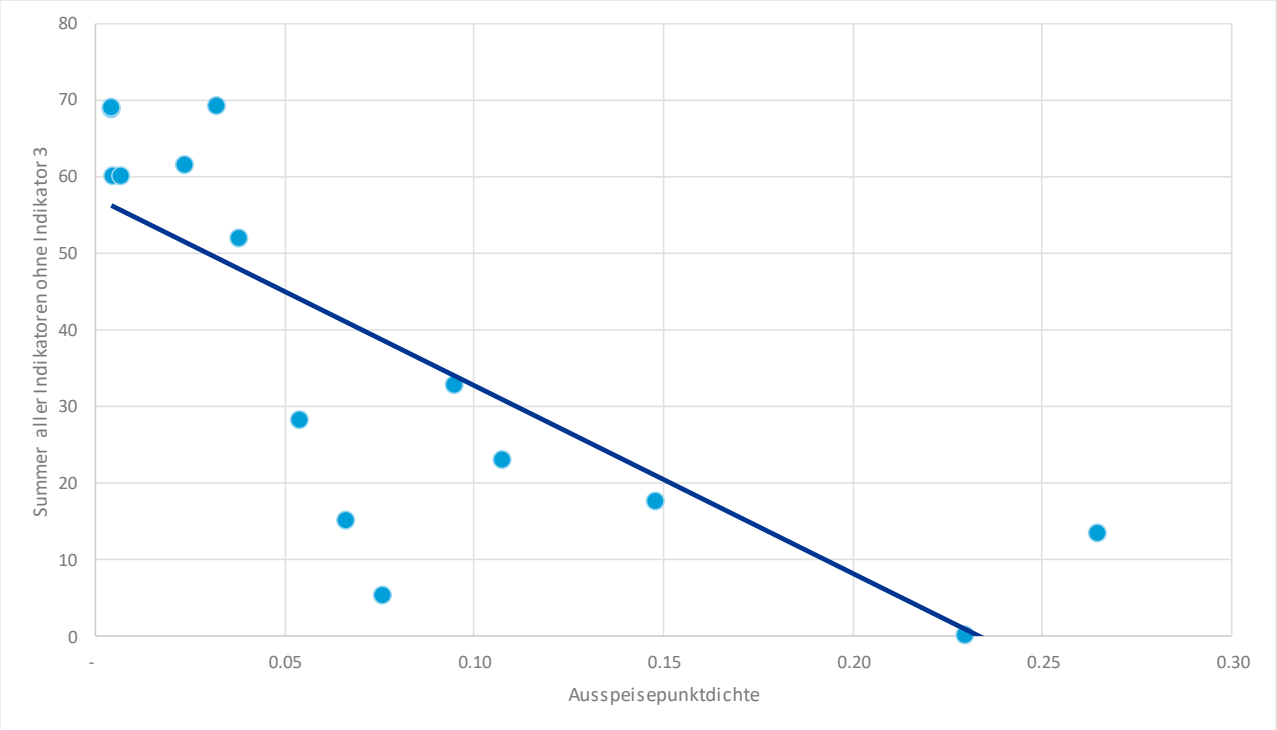


Abbildung 13: Indikatorenwert (Indikator 1-2 und 4-5) vs. Netzausspeisepunkte pro Leitungskilometer (Indikator 3)

Quelle: DNV GL

Ein weiterer Hinweis auf eine unterschiedliche Vermaschung der Netzbetreiber findet sich in der Analyse des Konsultationsdokuments seitens ACER. In Randnummer 67[58] schreibt die europäische Behörde, dass eine umfangreiche Vermarktung von bedingten Produkten im deutschen Gasnetz eine Widerspiegelung der vorhandenen Netzengpässe sei und somit auch auf eine niedrige Vermaschung des Fernleitungsnetzes hindeuten kann. Ein Vergleich mit der Analyse aus Abschnitt 4.3 und dem Anteil der Buchungen von bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukte in 2019 lässt darauf schließen, dass diese Produkte eher von Netzbetreibern mit einer stärkeren Ausprägung einer systemübergreifender Funktion und weniger ver-

56 Auch die Anzahl der Verzweigungen, sowohl mit als auch ohne NKP, der beiden Netzbetreiber liegt unter dem Schnitt über alle Netzbetreiber hinweg.

57 Festlegung der kalenderjährlichen EOG für die zweite Regulierungsperiode Gas

58 Dies ist Teil von ACERs Empfehlungen an die BNetzA: „An assessment on the extent to which the network can be considered as meshed, in view of its internal physical constraints reflected in the extensive use of conditional products"

maschten Netzstrukturen vermarktet werden (s. Abbildung 14). Diese Gegenüberstellung der durch die Summe der Indikatorenwerte geprägten Funktionsprofile der Netzbetreiber legt einen Widerspruch zu der von der BNetzA in Rn. 262 (REGENT NCG) der REGENT-Festlegungen getätigten Aussage nahe, dass der Anteil der bedingten verbindlichen Kapazitätsprodukten kein Faktor sei, der gegen die Komplexität der Fernleitungsnetze spreche.

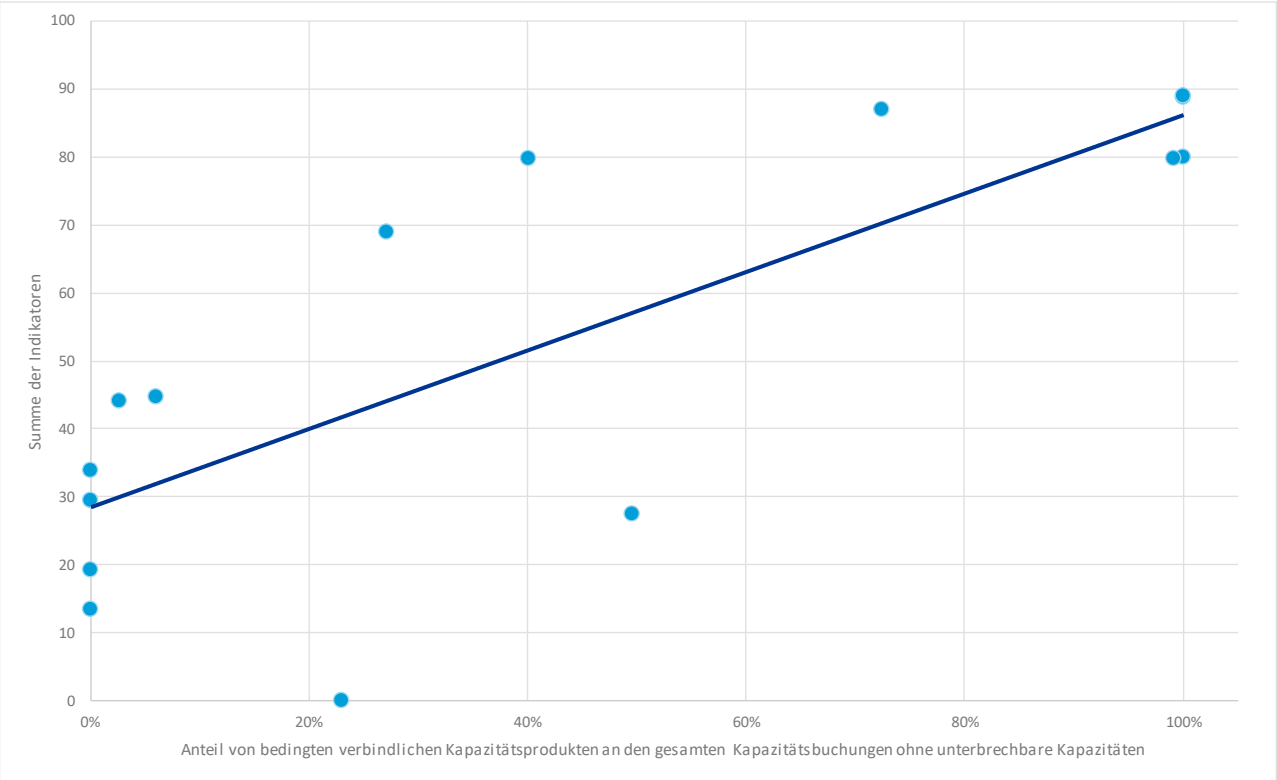


Abbildung 14: Indikatorenwert im Vergleich zum Anteil der Buchungen über bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte nach Netzbetreibern in 2019[59]

Quelle: DNV GL, NEP 2018 Datenbank

4.5 Beispiele zur Funktionstrennung aus dem europäischen Ausland

Nachfolgend werden zwei europäische Beispiele zur Funktionstrennung eines Fernleitungsnetzes beschrieben.

4.5.1 Frankreich

In Frankreich gibt es zwei Fernleitungsnetzbetreiber, GRTgaz und Teréga. GRTgaz transportiert knapp 84% des Gases in Frankreich und deckt mit seinem Netz einen großen Teil Frankreichs mit Ausnahme des Südwestens ab. Der Gastransport im Südwesten Frankreichs wird von Teréga organisiert.

59 Die Bestimmung des Anteils der Buchungen über bedingte verbindliche Kapazitätsprodukte an den gesamten Kapazitätsbuchungen ohne unterbrechbare Kapazitäten erfolgt anhand der durch die BNetzA in den REGENT-Festlegungen beschriebenen Methodik der Ermittlung der Werte in Anlage 5 der Festlegungen. Aufgrund einer nicht nach Netzbetreibern getrennten Darstellung der Anlage 5 wurde eine Vergleichsbetrachtung anhand der im NEP 2018 veröffentlichten Datenbank vorgenommen. Während die BNetzA in ihrer Berechnung auf einen Anteil der bedingten Kapazitäten von ca. 22% kommt, resultiert die Darstellung anhand von NEP-Daten in einem Anteil von ca. 26%, womit eine sehr hohe Übereinstimmung erzielt wurde.

Das Fernleitungsnetz unterteilt sich in das Haupttransport- und regionale Transportnetz (réseau principal und réseau régional). Der Hauptunterschied zwischen den beiden Netzen liegt in den unterschiedlichen Funktionen und Strukturen der Netze. Während das Haupttransportnetz die Netzpunkte zu benachbarten Netzen, Untergrundspeichern, LNG-Terminals, dem regionalen Transportnetz und industriellen Großverbrauchern verbindet, besteht die Kernfunktion des regionalen Transportnetzes darin, das Erdgas aus dem Haupttransportnetz zu den lokalen Verteilungsnetzen und zu direkt angeschlossenen Verbrauchern zu transportieren.

Die Festlegung des Tarifs für das Haupttransportnetz erfolgt nach dem Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz. Die Zuordnung der Kosten zu den Ein- und Ausspeisepunkten erfolgt anhand eines 35%-65% Splits. Zwischen den beiden FNBs gibt es einen Ausgleichsmechanismus, da die Übertragungsentgelte für das gesamte Haupttransportnetz festgelegt werden. Die Entgeltbildung im regionalen Transportnetz geschieht dagegen unabhängig von der Entgeltbildung im Haupttransportnetz. Die Tarife im regionalen Transportnetz werden ebenfalls nach einem entfernungsbasierten Ansatz festgelegt und zu den Kosten aus dem Haupttransportnetz addiert.

Eine ausführlichere Beschreibung des französischen Systems befindet sich in Anhang B: Internationale Erfahrungen - Umsetzung des NC TAR in Frankreich.

4.5.2 Italien

In Italien ist SNAM der Fernleitungsnetzbetreiber. Das italienische Gastransportnetz ist unterteilt in das nationale Transportnetz, Rete Nazionale dei Gasdotti (Import/Exportleitungen, Leitungen, die mit Speichern und LNG-Anlagen verbunden sind, nationale Hauptleitungen, Verdichterstationen) und das regionale Transportnetz Rete Regionale di Trasporto (alle anderen Leitungen zum Durchleiten von Gas im Vergleich zum Anlieferungspunkt des lokalen Netzes).

Der Transporttarif basiert in Italien auf dem Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz. Das Verfahren wird auf das gesamte Transportnetz – einschließlich der nationalen und regionalen Netze – angewendet. Die Zuordnung der Kosten des nationalen Transportnetzes zu den Ein- und Ausspeisepunkten erfolgt anhand eines 40%-60% Splits. Im Gegensatz dazu werden die Kosten des regionalen Netzes vollständig auf die Ausspeisepunkte umgelegt, was dazu führt, dass 72% der gesamten Transportkosten auf die Ausspeisefernleitungspunkte entfallen.

Eine genauere Beschreibung des italienischen Systems befindet sich in Anhang C: Internationale Erfahrungen - Umsetzung des NC TAR in Italien.

5 KOSTENSTRUKTUREN UND QUERSUBVENTIONEN

5.1 Kostenstrukturen der Fernleitungsnetze

Die Fernleitungstransportnetze bestehen unter anderem aus Rohrleitungen, Verdichterstationen sowie dazugehöriger Mess- und Regeltechnik (Gasdruckregel- und Messanlagen, GDRM).

Erdgas wird in Rohrleitungen über große Strecken von den Fördergebieten zu den Verbrauchsgebieten transportiert.[60] Die transportierten Gasmengen werden unter hohem Druck befördert, wobei es während des Transports wegen Reibungsverlusten zu einem Druckabfall kommt.[61] Um einen Transport über längere Distanzen zu ermöglichen, muss der so verminderte Druck immer wieder erhöht werden. Verdichterstationen dienen dem Ausgleich der Rohrleitungsdruckverluste und müssen in einem Abstand weniger hundert Kilometer regelmäßig errichtet werden. Gasdruckregelanlagen dienen der Druckminderung des transportierten Gases auf ein für eine bestimmte Anwendung bestimmtes Niveau.

Ähnlich zu anderen kapitalintensiven Netzwerkindustrien ist auch die Gasnetzinfrastruktur durch einen hohen Fixkosten-Anteil gekennzeichnet. Ursächlich dafür sind die hohen Kapitalkosten (Abschreibungen und Kapitalverzinsung), welche die kapitalintensiven Investitionen in Anlagen mit langer technischer Lebensdauer widerspiegeln. Diese Kosten fallen für die Vorhaltung einer bestimmten Transportkapazität an und hängen nicht von den durchgeleiteten Gasmengen ab. Die Betriebskosten sind zum Teil variabel (z. B. Kosten für die in Verdichterstationen verbrauchte Energie) und zum Teil fix (z. B. Wartungskosten). Dabei unterscheiden sich die Betriebskosten von Gasleitungen und Verdichteranlagen. Während für Gasleitungen die Betriebskosten eine untergeordnete Rolle spielen, sind diese Kosten bei Verdichterstationen von größerer Bedeutung.[62] Die Kosten des Treibgasverbrauches bilden die zentrale Komponente der variablen Kosten eines Erdgasferntransportnetzes.

Die Transportkapazität einer Gasleitung zwischen zwei Punkten hängt grundsätzlich von dem Leitungsdurchmesser, der Transportentfernung sowie dem Ein- und Ausgangsdruck ab. Die Druckdifferenz zwischen zwei Punkten ist Folge des Druckabfalls während der Durchleitung. Der Druck sollte an beiden Punkten eine zulässige Unter- und Obergrenze nicht unter- bzw. überschreiten. Die Steigerung des Transportvolumens geht bei einer gegebenen Entfernung mit einem höheren Druckabfall einher, sodass eine höhere Verdichterleistung benötigt wird. Bei einem gegebenen Transportvolumen erhöht sich mit steigender Entfernung durch die Reibungsverluste der Druckabfall, womit ebenfalls eine höhere Verdichterleistung notwendig wird. Ein größerer Durchmesser der Gasleitung hat einen positiven Einfluss auf die Transportkapazität (Skaleneffekte). Bei gegebener Entfernung und Druckdifferenz führt die Erhöhung des Leitungsdurchmessers zu einer überproportional steigenden Transportkapazität.

Die Skaleneffekte können in folgendem Beispiel anhand empirischer Zahlen veranschaulicht werden. Den Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan 2018[63] zufolge erhöhen sich bei steigendem Leitungsdurchmesser die Kosten pro Leitungskilometer zwar leicht, dabei sinken die spezifischen Kosten pro m³ Rohrvolumen exponentiell (s. Abbildung 15). So sind die spezifischen Kosten pro m³ bei Leitungen mit 400 mm Durchmesser im Vergleich zu Leitungen mit 1400 mm Durchmesser ungefähr viereinhalb Mal so teuer. Der Grund dafür ist, dass die Transportkapazität einer Gasleitung exponentiell

60 Alternativ kann Erdgas auch als verflüssigtes Gas (Liquefied Natural Gas, LNG) per Schiff transportiert werden.

61 Es handelt sich um den Widerstand der Gasmoleküle gegen die Strömung und die Reibung des Gases an der Rohrwand.

62 Dies drückt sich bspw. auch in einer höheren Betriebskostenpauschale bei Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV von 5,2% für Erdgasverdichtung aus, während bei Rohrleitungen durchweg 0,8% angesetzt werden.

63 Kapitel 9.1 (NEP 2018)

zur Kreisfläche der Leitung und somit zum Durchmesser steigt. Daher besteht nicht zuletzt auch laut dem BNetzA-Gutachter Swiss Economics neben dem „näherungsweise linearen Zusammenhang von Leitungsdurchmesser und Errichtungskosten ein näherungsweise quadratischer Zusammenhang von Leitungsdurchmesser und Transportkapazität"[64]. Dort wurden Daten aus vorherigen Studien und der FNBs zusammengetragen.

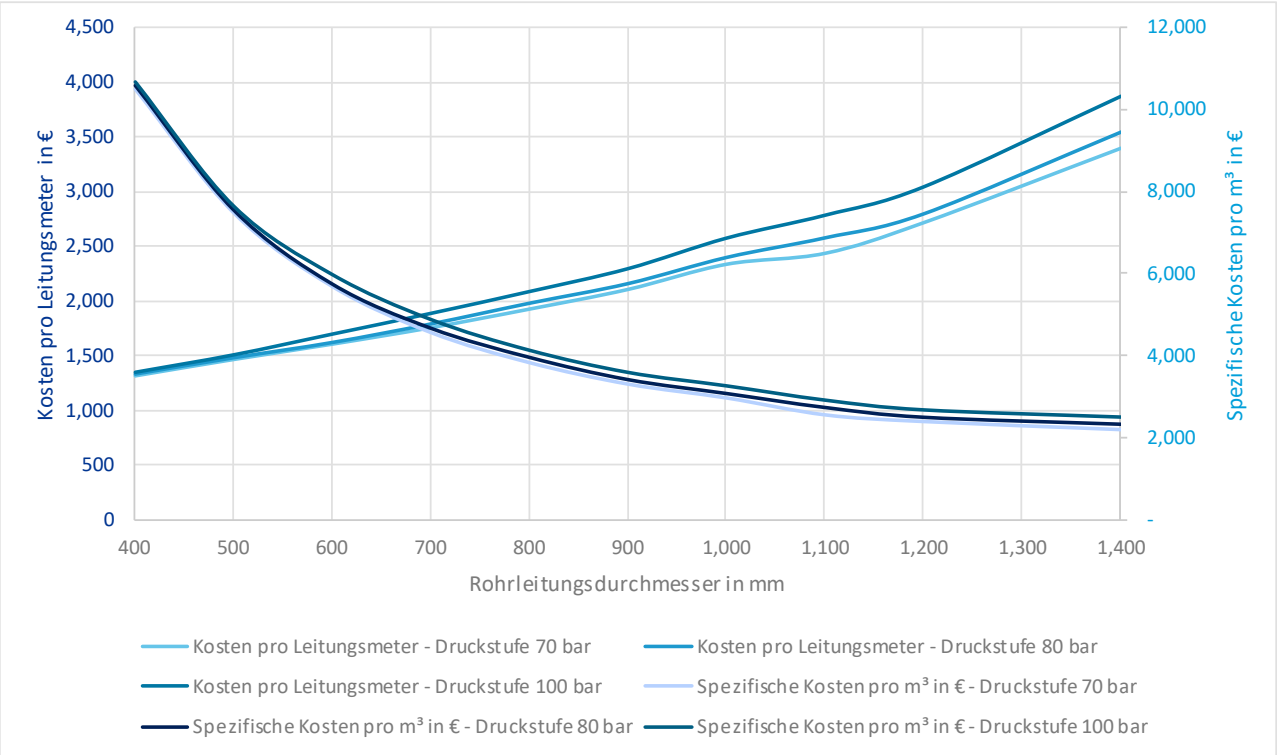


Abbildung 15: Absolute und spezifische Kosten in Abhängigkeit von Leitungsdurchmesser und Druckbereich[65]

Quelle: DNV GL, NEP 2018 (2019)

Bei Netzen mit höherer systemübergreifender Funktion ist davon auszugehen, dass die Netzfunktion durch Gasleitungen mit höherem Durchmesser und den damit verbundenen Skaleneffekten geprägt ist. Die Transportkosten pro Kapazitätseinheit werden daher umso günstiger, je größer die Leitung dimensioniert ist.

Auch die vorgesehene Druckstufe der Erdgastransportleitung hat einen Einfluss auf die Kostenstruktur der Leitung. Hierbei lässt sich feststellen, dass die Kosten pro km bei steigendem Druck absolut steigen, wobei jedoch die Steigerung im Vergleich zu durchmesserbedingten Kostensteigerungen bei Erhöhung des Leitungsdurchmessers niedriger sind (s. Abbildung 15).

Außerdem hat auch die Anzahl und Leistung von Verdichterstationen einen Einfluss auf die Kostenstruktur der jeweiligen Netzbetreiber. Auch hier gibt es je nach Komplexität[66], Installationsform und Größe der Verdichterstation sowie der benötigten Transportmenge unterschiedliche Kostenangaben in den Da-

64 Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber im Auftrag der BNetzA (2018)

65 Für die Kostenansätze wurden Annahmen getroffen, die eher von Baumaßnahmen einfacher Komplexität ausgehen. So wurden den Kostensätzen Annahmen von bspw. ebener Topographie, einfachen Bodenverhältnissen oder auch einem Bau der Leitungen in den Monaten von Mai bis September zugrunde gelegt.

66 Die Komplexität einer Verdichterstation wird laut den Netzbetreibern im NEP 2018 zwischen „einfach", „mittel" und „hoch" unterschieden, wobei eine „einfache Komplexität" bspw. durch einen unidirektionalen Anschluss oder eine ebene Topographie gekennzeichnet wurde, während eine „hohe Komplexität" sich bspw. durch einen neuen Standort und/oder einen Kreuzungspunkt mehrerer Fernleitungen charakterisieren lasse.

ten der Netzbetreiber. Diese reichen von ca. 2,5 Millionen € pro MW für eine Verdichterstation der einfachen Komplexität mit einer Leistung von über 20 MW je Maschineneinheit bis hin zu circa 5,5 Millionen € pro MW für eine vergleichsweise kleine Verdichterstation der hohen Komplexität mit einer Leistung unter 10 MW (s. Abbildung 16).

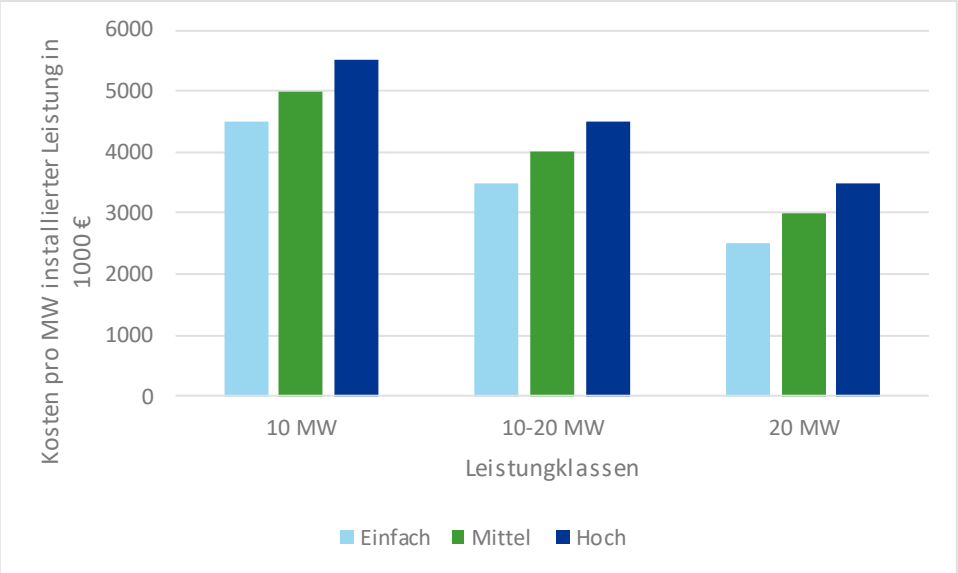


Abbildung 16: Kosten pro MW installierter Leistung nach Komplexität der Verdichterstation

Quelle: DNV GL, NEP 2018 (2019)

Somit ist davon auszugehen, dass Netze mit einer höheren Anzahl an Verdichterstationen bzw. einer höheren Verdichterleistung absolut gesehen höhere Kosten zu verantworten haben als Netze mit weniger Verdichterstationen in ihrem Netzgebiet. Bei Netzen mit höherer systemübergreifender Funktion ist jedoch davon auszugehen, dass die Verdichterstationen im Schnitt durch eine höhere Leistung gekennzeichnet sind und somit niedrigere spezifische Kosten pro MW für diese Netzbetreiber anfallen. Ein Vergleich mit der in Abschnitt 4.3. ermittelten Summe der Indikatoren und der durchschnittlichen Verdichterleistung je Verdichterstation pro Netzbetreiber zeigt diesen Zusammenhang (s. Abbildung 17).

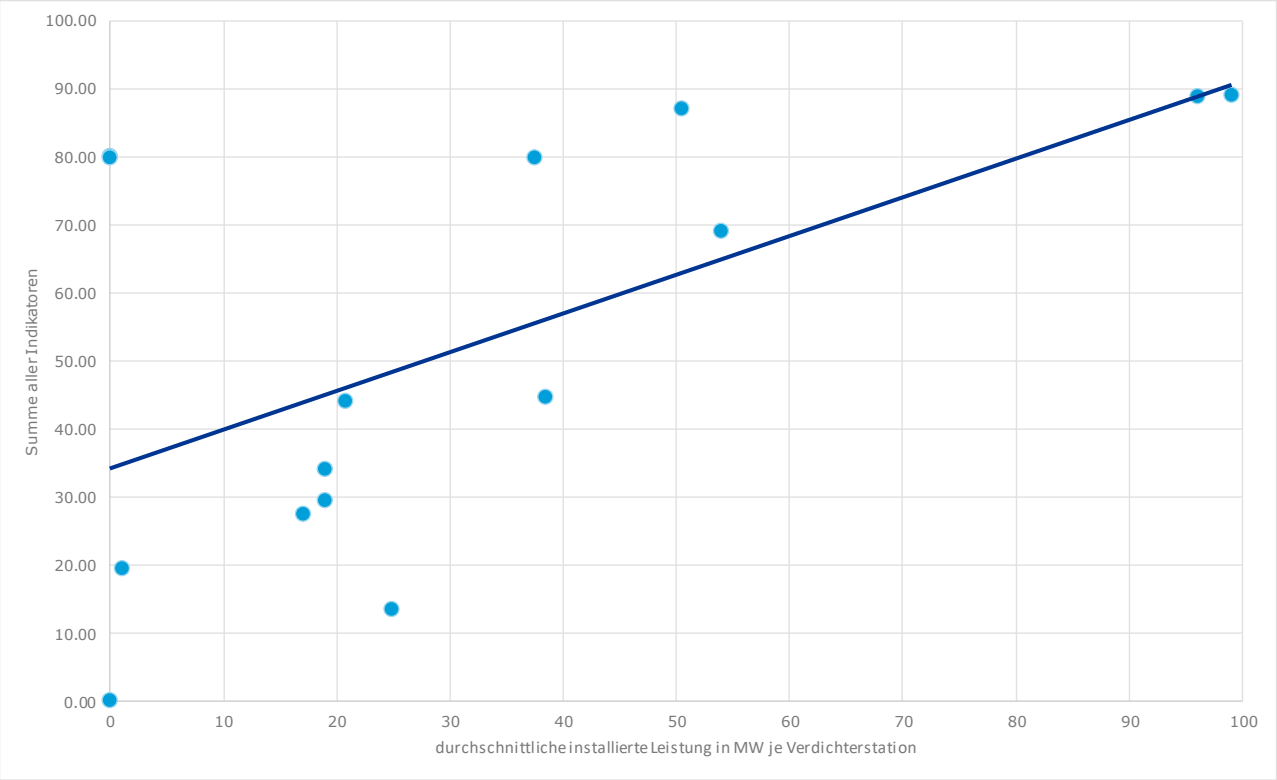


Abbildung 17: Durchschnittliche installierte Leistung in MW pro Verdichterstation[67] im Vergleich zu der Summe aller Indikatoren

Quelle: DNV GL

Auch bei GDRM-Anlagen, die in hohen Druckbereichen notwendig sind, gibt es je nach Anlagenleistung unterschiedliche Kostenansätze zu beobachten. So steigen auch hier die Gesamtkosten mit zunehmender Anlagenleistung, die spezifischen Kosten pro m³/h sinken jedoch (s. Abbildung 18).

67 Laut NEP 2018 (2019)

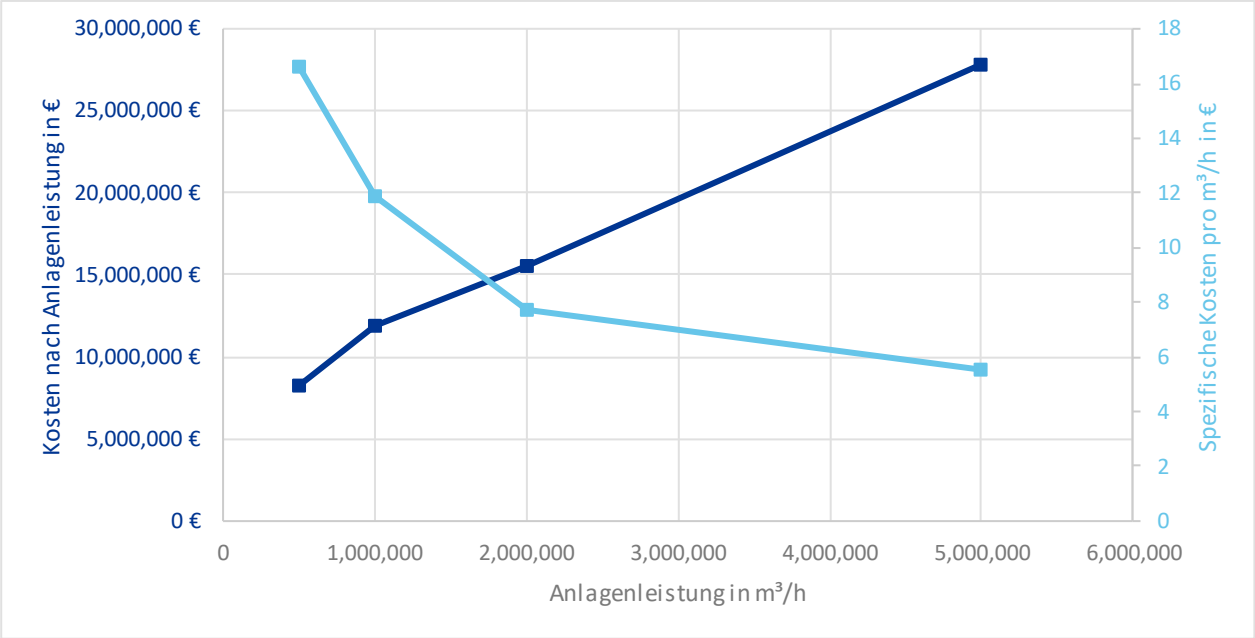


Abbildung 18: Kostensätze und spezifische Kosten bei GDRM-Anlagen

Quelle: DNV GL, NEP 2018 (2019)

Bei der Betrachtung der festen Betriebskosten der Netzbetreiber ist davon auszugehen, dass diese sich ähnlich zu den Investitionskosten verhalten. Systemübergreifende Funktionen haben unter Einbeziehung der Leitungsnetze und Verdichterleistung zwar absolut gesehen höhere Betriebskosten als systeminterne Funktionen, spezifisch betrachtet ist jedoch ein sinkendes Muster mit steigender Transportkapazität naheliegend. Die variablen Betriebskosten werden zwar durch die benötigte Verdichterleistung und ihren Einsatz bestimmt, bei konstanten Druckverhältnissen verhalten sich die variablen Kosten jedoch weitgehend proportional zum Transportvolumen.[68]

Diese Analyse zeigt deutlich auf, dass sich innerhalb eines Netzes die Systemfunktionen und damit auch die Kosten der jeweiligen Funktionen unterscheiden lassen. Dabei spielt vor allem die Dimensionierung der Gasleitungen eine maßgebliche Rolle bei der Kostenstruktur eines Netzbetreibers. Netze, die vorwiegend für systemübergreifende Transportaufgaben genutzt werden, sind durch Gasleitungen mit höherem Durchmesser und den damit verbundenen Skaleneffekten geprägt. Auch die Verdichterleistung und GDRM-Anlagen partizipieren an den Skaleneffekten und die spezifischen Kosten sinken mit der Steigerung der Volumina. Es wird ersichtlich, dass die spezifischen Kosten der systemübergreifenden Transportaufgabe im Vergleich zu denen der systeminternen Funktion niedriger sind.

Im Kontext der Netzzugangsproblematik spielt die Transportkapazität eine wichtige Rolle als Kostentreiber für den Gastransport, wobei die spezifischen Kosten jedoch mit steigender Transportkapazität sinken. Wie die vorstehenden Analysen zeigen, gilt dies auch unter Berücksichtigung der Kosten für die Verdichterleistung.

5.2 Quersubventionen

Quersubventionierung liegt vor, wenn die in einem räumlich und sachlich relevanten Produktmarkt anfallenden Kosten ganz oder teilweise auf Produkte anderer Märkte abgewälzt werden. Bei Quersubventio-

68 Hirschhausen, C., Neumann, Rüster, 2007. Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung in Deutschland. Gutachten im Auftrag von EFET Deutschland, S.10.

nierung zwischen zwei Kundengruppen finanziert eine Kundengruppe die sich aus niedrigeren Erlösen ergebende Kostenunterdeckung der anderen Kundengruppe mit.

Hinsichtlich der Gastransportentgelte kann Quersubventionierung entstehen, wenn die Entgelte für Kapazitätsbuchungen an Punkten mit systemübergreifender Funktion die mit der Netznutzung assoziierten funktionsspezifischen Kosten übersteigen. Dadurch fällt ein unangemessen hoher Anteil der Deckung der EOG auf diese Transportkapazitäten und Entgelte für Transportkapazitäten mit systeminterner Funktion werden gegenüber ihren funktionsspezifischen Kosten unterbewertet.

In der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur werden Preise, die frei von Quersubventionen sind, oft als Preise bezeichnet, die mindestens den Grenzkosten entsprechen und nicht über den Stand-Alone-Kosten für die Erbringung der Dienstleistung liegen.[69] [70] Im Bereich der Netzinfrastruktur kann dies je nach Kostendefinition zu einem breiten Preiskorridor von quersubventionsfreien Preisen führen.[71] Wenn bspw. die kurzfristigen Grenzkosten als die Untergrenze für die Bereitstellung von Gasnetzdienstleistungen benutzt werden, sind diese Kosten für Gasnetze typischerweise relativ niedrig und überschreiten mit hoher Wahrscheinlichkeit kein zugewiesenes Entgelt.[72] Obwohl keine genaue Abschätzung der Stand-Alone-Kosten für die Gastransportnetze mit systemübergreifenden Funktionen in den Marktgebieten vorliegt, ist es nicht unrealistisch, dass sie nicht über den Durchschnittsentgelten der FNB mit dominierend systemübergreifenden Funktionen liegen.

Wie in Abschnitt 6.1 näher erläutert werden wird, liegt die marktgebietsweite REGENT-Briefmarke wesentlich über den Status-Quo-Entgelten der FNB mit überwiegend systemübergreifenden Funktionen. Auch daher ist davon auszugehen, dass die REGENT-Entgelte der BNetzA mit hoher Wahrscheinlichkeit über den Stand-Alone-Kosten der Netze mit systemübergreifenden Funktionen liegen und auch deswegen nicht quersubventionsfrei sind.

Im praktischen Sinne stellt sich bei der Gestaltung der Netzentgelte die Frage nach der Minimierung des Diskriminierungspotenzials bei der Allokation der Netzkosten und der Berechnung der Netzentgelte. Die Entgelte im Entry-Exit-Modell bestehen aus Punkttarifen, die den Zugang zu einem Marktgebiet über Einspeise- und Ausspeisepunkt ermöglichen und die an die einzelnen Transaktionen im Commodity-Handel nicht gebunden sind.[73] Die Ermöglichung des Zutritts und des damit verbundenen Zugangs zum VHP[74] bedeutet jedoch nicht, dass die erforderliche gaswirtschaftliche Leistung der Netzbetreiber äquivalent ist und die durch die Referenzpreismethode festgelegten Netzentgelte sich nicht unterscheiden können, wie es die BNetzA annimmt.[75]

---

69 Die Bedeutung der Unter- und Obergrenzen wird aus ökonomischer Sicht durch Analogien mit den Wettbewerbsmärkten erklärt. In Wettbewerbsmärkten können Preise über den Stand-Alone-Kosten langfristig nur durch das Vorhandensein von Eintrittsbarrieren oder anderen Einschränkungen aufrechterhalten werden. In Märkten mit freiem Eintritt werden Preise über den Stand-Alone-Kosten dazu führen, dass andere Unternehmen in den Markt eintreten und die angebotene Leistung zu einem niedrigeren Preis erbringen. Umgekehrt stellen die Grenzkosten ein Minimum dar, da ein Unternehmen keine Leistung für einen Kunden erbringt, der nicht mindestens die Grenzkosten für diese Leistung bezahlt. Das Unternehmen würde seine Rentabilität verbessern, indem es diesen Kunden nicht beliefert.

70 Die Arbeiten von Faulhaber (1975) und Heald (1996) sind in diesem Bereich weithin anerkannt und werden in Fallstudien und Literatur gemeinhin erwähnt. Faulhaber (1995), Cross-Subsidization: Pricing in Public Enterprises, The American Economic Review; Heald (1996), Contrasting approaches to the 'problem' of cross-subsidy.

71 Regulatory Approaches to Cost Allocation, a Report for ORR prepared by NERA, April 2001, London.

72 In Abhängigkeit davon, ob der Kapitalstock zur Bereitstellung zusätzlicher Transportkapazität als konstant betrachtet wird oder ob zusätzliche Investitionen notwendig sind, wird zwischen kurz- und langfristigen Grenzkosten unterschieden.

73 Vgl. Erwägungsgrund Nr. 19 VO (EG) Nr. 715/2009: „Die Tarife sollten nicht von der Transportroute abhängig sein. Der für einen oder mehrere Einspeisepunkte festgelegte Tarif sollte daher nicht mit dem für einen oder mehrere Ausspeisepunkte festgelegten Tarif verknüpft sein und umgekehrt".

74 Der VHP ist nicht an einen physischen Punkt im Netz gebunden und für jeden Marktteilnehmer erreichbar. Neben den Ein- und Ausspeisekapazitäten sind für den Zugang zum VHP keine gesonderten Ein- oder Ausspeisekapazitäten nötig. Transportkunden, die über Einspeisekapazität in das Marktgebiet verfügen, können damit Gas an den VHP bringen, und Transportkunden, die über Ausspeisekapazität verfügen, können damit Gas vom VHP abtransportieren.

75 Vgl. z. B. Beschluss, hinsichtlich der regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NCG tätigen Fernleitungsnetzbetreiber (REGENT-NCG), 29.03.2019. Seite 79, P. 305.

Der Versuch der BNetzA, diese Annahme mit der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten zu rechtfertigen, ist unzutreffend, weil diese Argumentation freie Zuordenbarkeit an sämtlichen Netzpunkten voraussetzt. Definitionsgemäß kommt es für die freie Zuordenbarkeit bei der systemübergreifenden Netznutzung jedoch nur auf die Zuordenbarkeit zu Punkten an, die überhaupt systemübergreifend nutzbar sind, also auf GÜP und MÜP. Die Zuordenbarkeit zu systeminternen Punkten hat für die spezifische Betrachtung der Kosten der freien Zuordenbarkeit im Rahmen der systemübergreifenden Netznutzung keine Relevanz. Die dadurch veranlassten Kosten sind ausschließlich der systeminternen Netznutzung zuzuordnen. Dies bestätigt erneut, dass die systeminterne Netznutzung teurer ausfällt als die systemübergreifende Netznutzung.

Eine sachgerechte Gestaltung der Entgelte erfordert, dass die bei einer Netznutzungsform in Anspruch genommenen Netzfunktionen und die damit verbundenen Kosten abgebildet werden. Im konkreten Fall erfüllen die vorrangig der systemübergreifenden Funktion dienenden Netze eine Doppelrolle. Zum einen ermöglichen diese Netze den Zugang zu den Marktgebieten, der den grenz- und marktgebietsüberschreitenden Transporten dient. Zum anderen, unter Berücksichtigung der technischen Verbundenheit der Gasleitungen, werden die Netze der systemübergreifenden Funktion auch zur Bedienung von internen Märkten in dem jeweiligen Marktgebiet genutzt. Darüber hinaus verbinden die der systeminternen Funktion dienenden Netze die systemübergreifende Ebene mit regionalen bzw. lokalen Versorgungszentren und transportieren Gas zu nachgelagerten Verteilnetzen und Letztverbrauchern.

Dieser Netznutzungsstruktur wird eine Kostenallokation gerecht, die additiv strukturiert ist, nicht jedoch eine Entgeltmethode, die unterschiedslos alle Kosten für jede Nutzung des Fernleitungsnetzes pro Kapazitätseinheit auf die Netznutzer umlegt.

Deswegen ist im spezifischen Kontext die von der BNetzA festgelegte komplette Vereinheitlichung der Netzentgelte in der Referenzpreismethode unter ökonomischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll. Eine verursachungsgerechte Beteiligung der Netznutzer an den Transportnetzkosten sollte durch die Allokation der Kosten der systeminternen und systemübergreifenden Funktion gewährleistet werden.

Durch die Buchung von Transportkapazitäten an den einzelnen Punkten können in vielen Fällen Schlüsse über die Netznutzung und die beanspruchte Netzfunktion gezogen werden. Da die systeminterne Netzfunktion eine systeminterne Transportaufgabe erfüllt, werden ihre Leistungen primär durch Entgelte für interne Bestellungen und Kapazitätsbuchungen zu Letztverbrauchern vergütet. Grund dafür ist, dass solche Kapazitätsbuchungen mit Sicherheit systeminternen Netzaufgaben zufallen.[76] Im Gegensatz dazu müssen die Kosten von Netzen der systemübergreifenden Funktion durch Kapazitätsbuchungen an allen Einspeise- und Ausspeisepunkten gedeckt werden. Dies basiert auf der bereits beschriebenen Rolle dieser Funktion und der Tatsache, dass sie von allen Netzkunden benötigt wird, wenn über das Netz Gas für den inländischen Markt importiert wird. Erfolgt jedoch eine ausschließlich systemübergreifende Netznutzung, also auch eine Ausspeisung zu Punkten, die ausschließlich systemübergreifend nutzbar sind (Ausspeisepunkte an GÜP und MÜP), ist eine Beteiligung an den Kosten der Netze der systeminternen Funktion nicht gerechtfertigt. Schließlich werden diese strukturell für diese Transportleistung nicht beansprucht.

Die REGENT-Festlegungen verfehlen die mit der Netznutzungsform verbundenen Netzfunktionen und Kosten in der Entgeltberechnung abzubilden, obwohl dies praktisch möglich wäre. Infolgedessen werden für Netznutzungen der systeminternen Funktion Entgelte unterhalb des kostenorientierten Niveaus erhoben und den Kunden auferlegt, die das Netz systemübergreifend nutzen. Entsprechend werden die Entgelte für Kapazitätsbuchungen an systemübergreifenden Ausspeisepunkten strukturell mit Kosten der systeminternen Netzfunktion belastet.

76 Eine Beteiligung der Entgelte für Kapazitätsbuchungen an Einspeisepunkten ist ebenfalls denkbar.

Dies entspricht nicht den Vorgaben des NC TARs für die Ausgestaltung der Referenzpreismethode (Art. 7 Satz 2 Buchstabe c). So heißt es, dass die Referenzpreismethode Diskriminierungsfreiheit gewährleisten und eine unzulässige Quersubventionierung verhindern muss. Das von der BNetzA festgelegte Modell behandelt wesentlich ungleiche Sachverhalte vielmehr gleich und wirkt damit zugleich nicht diskriminierungsfrei.[77] Im konkreten Fall manifestieren sich die ungleichen Sachverhalte in der Koexistenz verschiedener Transportnetzaufgaben, die bei der Entgeltgestaltung berücksichtigt werden müssen. Dies ist durch eine einheitliche Briefmarkenmethode jedoch gerade nicht möglich.

Auch ACER hat darauf hingewiesen, dass die BNetzA die Kostenstrukturen des Netzes bezüglich der unterschiedlichen FNB-Aktivitäten (systeminterne und systemübergreifende Netznutzung) nicht differenziert.[78]

Wie in Kapitel 7 näher erläutert werden wird, führt die marktgebietsweite einheitliche Briefmarke der REGENT-Festlegungen daher auch zu diversen negativen Auswirkungen auf die Nutzung der Netze und den Wettbewerb an den Gasmärken. Damit Quersubventionen zwischen Netzaufgaben bzw. Netznutzern vermieden werden können, müssen die funktionsbedingten Kostenunterschiede in der Netzentgeltsystematik berücksichtigt werden.

5.3 Kostenzuweisungstest des NC TARs

Der NC TAR sieht eine Bewertung der Kostenzuweisung zur Prüfung des Umfangs der Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung vor.[79] Dafür wird ein Kapazitätskostenzuweisungsvergleich zwischen den Kapazitätsverhältnissen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung durchgeführt. Dies bedeutet, dass getestet wird, in wie weit sich die netznutzungsspezifischen Erlöse pro jeweiligem Kapazitätskostentreiber unterscheiden. Hierbei können die Kapazitätskostentreiber je nach Referenzpreismethode unterschiedlich gewählt werden. Als möglicher Kostentreiber wird bspw. „die Summe der durchschnittlichen prognostizierten täglichen Gasflüsse an jedem für die systeminterne Netznutzung verwendeten Ein- und Ausspeisepunkt oder Cluster von Punkten […] angegeben".[80] Das Ziel des Tests ist es zu identifizieren, ob die Erlöse ihren entsprechenden Kostentreibern angemessen zugewiesen werden. Es ist nicht Bestandteil dieser Bewertungsmethode, ob die Wahl des Kostentreibers den tatsächlichen Kostenstrukturen der jeweiligen Netznutzung in dem Netz angemessen ist.

Die BNetzA hat den Kostenzuweisungstest des NC TAR durchgeführt und ist dabei zum Ergebnis gekommen, dass die Voraussetzungen in Bezug auf den ausgewiesenen Kostenzuweisungstest erfüllt sind. Wir konnten die Berechnung der BNetzA nachvollziehen. Trotzdem sind wir der Auffassung, dass eine derartige Bewertung der Kostenzuweisung in dem hier vorliegenden Fall keine Aussagekraft zur Bewertung einer Quersubventionierung zwischen der systeminternen und der systemübergreifenden Netznutzung hat. Die Bewertung bestätigt lediglich die mathematische Richtigkeit der Ableitung der Netzentgelte.

Allerdings ist sie inhärent zirkulär und das Ergebnis der Bewertung wird durch die Annahmen der Referenzpreismethode vorbestimmt, da die Aufteilung der Erlöse in die jeweilige Netznutzung die gleiche

77 Im Konsultationsentwurf zu den REGENT-Festlegungen wird diesbezüglich in Randziffer 99 ausgeführt, dass unter dem BNetzA-Modell keine Diskriminierung gegeben sei, weil alle Netzkunden gleich behandelt würden und gleiche Leistungen identisch bepreist würden. Wichtig ist aber auch, dass eine Diskriminierung nicht nur gegeben ist, wenn gleiche Sachverhalte ungleich behandelt werden, sondern auch, wenn ungleiche Sachverhalte gleich behandelt werden.

78 Das Konsultationsdokument des Entry/Exit-Tarifsystem (REGENT) wurde von der BNetzA der ACER zur Bewertung vorgelegt. ACER hat unter der EU-Verordnung 2017/460 die Aufgabe, das Konsultationsdokument für das Entry/Exit-Tarifsystems der EU-Länder zu evaluieren. Am 15. Februar 2019 hat ACER die Bewertung des REGENT-Entwurf veröffentlicht. vgl. Agency Report - Analysis of the Consultation Document for Germany S.11

79 Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, Artikel 5.

80 Ebenda.

Aufteilung der jeweiligen Kostentreiber darstellt. Die einheitliche Briefmarke wird durch die Division der EOG und der gesamten prognostizierten kontrahierten Kapazität berechnet. Die auf die spezifische Netznutzung entfallende Erlöse werden durch die ermittelte Briefmarke und die netznutzungsspezifische Kapazität bestimmt.

Gleichzeitig ist der Kapazitätskostentreiber die netznutzungsspezifische Kapazität. Die Durchschnittserlöse, d.h. Kapazitätsverhältnisse, der spezifischen Netznutzung ergeben sich aus der Division der der spezifischen Netznutzung zugeordneten Erlöse und der entsprechenden netznutzungsspezifischen Kapazität. Sie entsprechen dadurch automatisch der einheitlichen Briefmarke. Die Kalkulation des Vergleichs wird aussagelos, da die Kapazitätskostenverhältnisse bereits im Design dieselben sind. Dies wird auch insofern deutlich, als dass die Kapazität bei der Ermittlung der netznutzungsspezifischen Erlöse auf der einen Seite und der Kostentreiber auf der anderen durch dieselbe Spezifikation herausgearbeitet werden. Es wird somit im Design der Zuweisung der Erlöse und Kapazitäten angelegt, dass der Kostenzuweisungstest des NC TAR keine Verzerrung darstellen kann. Die Durchführung der Berechnung im konkreten Fall anhand der unangepassten durchschnittlich kontrahierten Kapazitäten führt daher zu einem Vergleichsindex von 0%.[81] Abweichungen hiervon können durch Multiplikatoren und Rabattierungen sowie der Zuweisung der Speichernutzung zu den möglichen Netznutzungen entstehen.

Insgesamt lässt die Bewertung der Kostenzuweisung die funktionsspezifischen Unterschiede der Kostenstrukturen der systeminternen und systemübergreifenden Netznutzung außer Acht und liefert kein zuverlässiges Ergebnis für die Quersubventionierung zwischen den Netznutzungsgruppen.

81 Dies wird auch von der BNetzA bestätigt, s. REGENT Seite 51, Absatz 158.

6 AUSWIRKUNGEN DER REGENT-FESTLEGUNGEN AUF DIE KOSTENORIENTIERUNG UND DIE SIGNALFUNKTION DER ENTGELTE

Vor dem Hintergrund der in REGENT festgelegten Referenzpreismethodik sowie der spezifischen Struktur der deutschen Fernleitungsnetze werden im Folgenden die Auswirkungen der einheitlichen Briefmarken analysiert.

Insbesondere wird hierin untersucht:

- die Auswirkung auf die Kostenorientierung der Netzentgelte
- die Signalwirkung der veränderten Kostenorientierung
- die Auswirkung auf Investitionsanreize für FNBs
- die Auswirkung auf Handelsanreize an Gasmärkten

Diese Auswirkungen werden jeweils auch in Hinblick auf die Transportaufgaben der deutschen FNBs betrachtet und bewertet.

6.1 Funktionsspezifische Betrachtung der Auswirkung von REGENT auf die Kostenorientierung

Wie in Kapitel 5 erläutert, sollen Netzentgelte möglichst präzise den zugrundeliegenden Kosten für den Gastransport entsprechen. Durch die kostengerechte Gestaltung der Netzentgelte entstehen adäquate Anreize zur effizienten Netznutzung. Entsprechend entscheiden sich Netznutzer für eine Transportdienstleistung in einem bestimmten Netz nur, wenn der Nutzen die zu deckenden Kosten übersteigt. Außerdem entsteht ein Anreiz für die Netzbetreiber, ihre Netze wirtschaftlich zu betreiben und auszubauen.[82]

Die Einführung einer einheitlichen Briefmarke durch die in den REGENT-Festlegungen enthaltene Referenzpreismethodik führt dazu, dass die Netzentgelte für Gastransportaufgaben sich von den damit verbundenen Kosten bedeutsam unterscheiden. Damit wird die Steuerungsfunktion der Netzentgelte erheblich abgeschwächt.[83] Netznutzer erhalten fehlerhafte Signale über die mit den potentiellen Transportalternativen verbundenen Kosten im Gastransportnetz. Dies verzerrt ihre Entscheidungen über die Wahl der Transportrouten gegenüber bestehenden Präferenzen, gebildet auf Grundlage der Unterschiede zwischen Netzentgelten.

Die durch die Einführung der marktgebietsspezifischen einheitlichen Briefmarken erwarteten Veränderungen zu den Entgelten im SQ sowie zu hypothetischen betreiberindividuellen Briefmarken in 2020 gestalten sich wie in den folgenden Tabelle 2 und Tabelle 3 dargestellt. Dafür werden die ungewichteten Durchschnittsentgelte der FNB im SQ und bei Einführung von REGENT sowie die von der BNetzA angegebenen hypothetischen betreiberindividuellen Briefmarken für 2020 aufgezeigt. Anhand dieser werden die prozentualen Veränderungen der Entgelte durch die Einführung der einheitlichen Briefmarke berechnet und ebenso in der Tabelle dargestellt. Zusätzlich zu den jährlichen Anpassungen der prognostizierten kontrahierten Kapazität und den EOG ist die Veränderung insbesondere auf die anzuwendende einheitliche marktgebietsweite Briefmarke und die Zugehörigkeit der FNB zum jeweiligen Marktgebiet zurückzu-

82 Neben dem Netzentgelt sind unter anderem auch die verfügbaren Produkttypen und die Auslastung des jeweiligen Netzes weitere Kriterien für die Entscheidung zur Netznutzung.

83 Die Steuerungsfunktion von Netzentgelten bedeutet, verlässliche Informationen über die Kosten der Netznutzung zu generieren. (Hewicker 2009, S. 484).

führen.[84] Die Tabellen enthalten darüber hinaus die in Abschnitt 4.3 ermittelten summierten Indikatorenwerte, welche die Transportaufgaben und Kostenstrukturen approximieren. Je höher der summierte Indikatorenwert, desto dominanter die systemübergreifende Aufgabe in dem Netz des jeweiligen FNB.

FNB – GASPOOL	Summierter Indikatorenwert	Status Quo*	Individuelle Briefmarke 2020	REGENT	Veränderung zum SQ	Veränderung zur individuellen Briefmarke 2020
Gastransport Nord GmbH[85]	0	1,16	1,37	3,36	190%	145%
Nowega GmbH	19,32	4,00	3,80	3,36	-16%	-12%
ONTRAS Gastransport GmbH	29,40	4,06	3,93	3,36	-17%	-15%
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	44,03	4,45	4,46	3,36	-25%	-25%
GASCADE Gastransport GmbH	68,98	2,64	2,64	3,36	27%	27%
NEL Gastransport GmbH	79,78	2,02	2,15	3,36	66%	56%
Fluxys Deutschland GmbH[86]	79,99	2,79	3,78	3,36	20%	-11%
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	88,82	1,87	1,87	3,36	80%	80%
OPAL Gastransport GmbH & Co. KG[87]	89,04	0,61	0,62	3,36	451%	442%
Durchschnitt – Punkt*		**3,71**		**3,36**	**-10%**	
Durchschnitt – FNB**		**2,62**	**2,74**	**3,36**	**28%**	**23%**
	Hinweis: ****Gewichtung: jeder Netzpunkt zählt 1,*** ***** Gewichtung: jeder FNB zählt 1,*** **Werte für Status Quo, Individuelle Briefmarke 2020, und REGENT in €/kWh/h/a**					

Tabelle 2: Übersicht FNB-Gaspool

Quelle: BNetzA REGENT Anlage 3 und 6; Pressemitteilungen von FNBs und energate.[88]

84 Etwaige Abweichungen des tatsächlichen individuellen Briefmarkentarifs einzelner FNB gegenüber den in den REGENT-Festlegungen ausgewiesenen hypothetischen individuellen Briefmarken 2020 sind vertraulich und nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Insoweit können Abweichungen bestehen, die auf internen Berechnungen, Annahmen und Sondereffekten beruhen.

85 Gastransport Nord stellt hierbei eine Ausnahme dar. Die Relevanz des Referenzpreises für Gastransport Nord ist nur bedingt vergleichbar zu anderen FNBs, da Gastransport Nord überwiegend bei ohnehin rabattierten Untergrundspeichern ein- und ausspeist. Quelle: Transparenzplattform Gastransport Nord https://b2b-prod.gtg-nord.de/publication/

86 Die Abweichung zwischen dem errechneten Entgelt im Status Quo und bei separater Anwendung im hypothetischen Fall für 2020 ergibt sich durch die unterschiedliche Datengrundlage. Während der errechnete Status Quo der Mittelwert der in Annex 3 aufgelisteten Entgelte der Netzpunkte Achim II und Greifswald ist, lässt sich der hypothetische Wert auf den indikativen Referenzpreis für das Jahr 2020 zurückführen. Hierbei ist zu beachten, dass die in Annex 3 aufgelisteten Entgelte sich auf DZK-Produkte beziehen. Dies weicht von der grundsätzlichen Handhabung der Kapazitätsprodukte in Annex 3 ab. Des Weiteren wird der hypothetische Referenzwert von 3,78 €/kWh/h/a für 2020 synonym mit einem Referenzwert von 4,40 €/kWh/h/a für das Jahr 2019, der ausschließlich dem Netzpunkt bei Greifswald nicht aber den Netzentgelten bei Achim II zugeordnet werden kann, beschrieben (REGENT GP, Rn. 284).

87 Die hier angegebenen Werte beziehen sich, äquivalent zur Datenquelle REGENT Anlage 3 bzw. 6, auf den regulierten Bereich der OPAL und beinhalten daher Sondereffekte.

88 Einheitliche Fernleitungsnetzentgelte für 2020 veröffentlicht Energate (2019) https://www.energate-messenger.de/news/191983/einheitliche-fernleitungsnetzentgelte-fuer-2020-veroeffentlicht, Pressemitteilung Gasunie (2019) https://www.gasunie.de/news/2, Preisblatt Gascade https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/netzzugang/preise/GASCADE_Preisblatt_Januar_2020_190708.pdf

FNB – NetConnect Germany	Summierter Indikatorenwert	Status Quo*	Individuelle Briefmarke 2020	REGENT	Veränderung zum SQ	Veränderung zur individuellen Briefmarke 2020
Thyssengas GmbH	13,44	5,25	5,20	4,07	-23%	-22%
bayernets GmbH	27,50	3,03	2,94	4,07	34%	38%
terranets bw GmbH	33,95	4,43	3,43	4,07	-8%	19%
Open Grid Europe GmbH	44,62	4,09	4,50	4,07	-1%	-10%
Fluxys TENP GmbH[89]	79,69	3,30	1,68	4,07	23%	142%
GRTgaz Deutschland GmbH	87,07	2,23	3,16	4,07	82%	29%
Durchschnitt – Punkt*		**4,38**		**4,07**	**-7%**	
Durchschnitt– FNB**		**3,72**	**3,49**	**4,07**	**9%**	**17%**

Hinweis:
***Gewichtung: jeder Netzpunkt zählt 1,**
**** Gewichtung: jeder FNB zählt 1,**
Werte für Status Quo, Individuelle Briefmarke 2020, und REGENT in €/kWh/h/a

Tabelle 3: Übersicht FNB-NetConnect Germany

Quelle: BNetzA REGENT Anlage 3 und 6; Pressemitteilungen von FNBs und energate.[90]

Die unterschiedliche Auswirkung auf den systeminternen und systemübergreifenden Transport wird deutlich, wenn man die Berechnungen der durchschnittlichen Veränderungen zu den derzeitigen Netzentgelten betrachtet.[91] So sinkt das Netzentgelt im Durchschnitt im Vergleich zum SQ in beiden Marktgebieten (7 % in NCG, 10 % in GP), wenn man lediglich die Anzahl der Punkte betrachtet.[92] In diesem Fall wird die Zugehörigkeit eines Netzpunktes zu einem FNB jedoch nicht berücksichtigt. Netzpunkte von FNB mit einer höheren Anzahl an Netzpunkten werden dadurch von vornherein stärker gewichtet.

Wenn man im Gegensatz dazu jeden FNB als einzelne Entität gewichtet, d.h. den Durchschnitt der durchschnittlichen Entgelte pro FNB bewertet, dann steigt das Entgelt je Marktgebiet um 9% (NCG) bzw. 28% (GP). Der Unterschied zwischen den Ergebnissen der Berechnungen lässt sich darauf zurückführen, dass Anzahl und Typus der Netzpunkte ungleich auf die FNB verteilt sind.

Unter Beachtung der in Abschnitt 4.2 aufgeführten Unterschiede der Größe und Anzahl der Netzpunkttypen verzerrt die Gewichtung das Resultat der ersten Berechnung der Durchschnitte zugunsten von systeminternen Punkten. Die zweite Berechnung gleicht diese Verzerrung teilweise aus, indem die Netzpunkte von FNB mit weniger Netzpunkten stärker gewichtet werden.[93] Dadurch werden die FNB untereinander verglichen und Interpretationen in Hinblick auf die Netzfunktionen ermöglicht. Vor dem Hinter-

89 Das im Vergleich niedrige Entgelt für die hypothetische betreiberindividuelle Briefmarke in 2020 ist augenscheinlich darauf zurückzuführen, dass die BNetzA von der vollständigen Verwendung der TENP Leitung ausgeht, obwohl diese laut Betreiberangaben erst ab Oktober 2019 vollständig zu Verfügung stehen wird. Bei Berechnung der separaten hypothetischen Briefmarke in 2020 bei anteiliger Nutzung, d.h. ca. 55% der prognostizierten kontrahierten Kapazität, stellt das Entgelt und entsprechend die Veränderung keinen Ausreißer in der quantitativen Analyse dar. Bereits die BNetzA geht auf diese Besonderheit in ihren REGENT Festlegungen (GP, Rn. 285f.) ein.

90 Einheitliche Fernleitungsnetzentgelte für 2020 veröffentlicht Energate (2019) https://www.energate-messenger.de/news/191983/einheitliche-fernleitungsnetzentgelte-fuer-2020-veroeffentlicht, Pressemitteilung GRTgaz Deutschland (2019) https://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/1248

91 Die durchschnittlichen Veränderungen sind als einfaches arithmetisches Mittel ohne Berücksichtigung von Kapazitätsgewichten berechnet.

92 Auch ACER kommt zu dem Resultat, dass die Netzentgelte innerhalb Deutschlands sich vergleichsweise vermindern. (ACER Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Markets Volume (2019) S.57)

93 Auch diese Berechnung berücksichtigt Kapazitätsunterschiede nicht und unterscheidet sich daher von den Ergebnissen im Market Monitoring Report 2018, ACER (2019).

grund, dass in Relation viele systeminterne Netzpunkte existieren, impliziert der betrachtete Unterschied der Durchschnitte eine Verteuerung für Netzpunkte mit überwiegend systemübergreifender Funktion.

Die Tendenz wird in Abbildung 19 ersichtlich, in der die Tarifänderungen zu den summierten Indikatorenwerten ins Verhältnis gesetzt werden. So gilt, dass die Netzentgelte von FNB mit steigender Dominanz der systemübergreifenden Aufgaben sich sowohl im Vergleich zum Status Quo als auch im Vergleich zur hypothetischen betreiberindividuellen Briefmarke in 2020 tendenziell erhöhen. In der Gesamttendenz reflektieren daher diese Entgeltanalysen die bereits auf Grundlage der obigen Analysen gewonnenen Ergebnisse. So wird auch durch den in der nachstehenden Abbildung aufgezeigten Zusammenhang[94] ersichtlich, dass die gebietsweite einheitliche REGENT-Briefmarke nicht zu einer Verbesserung der Kostenorientierung der Netzentgelte führen würde.[95][96]

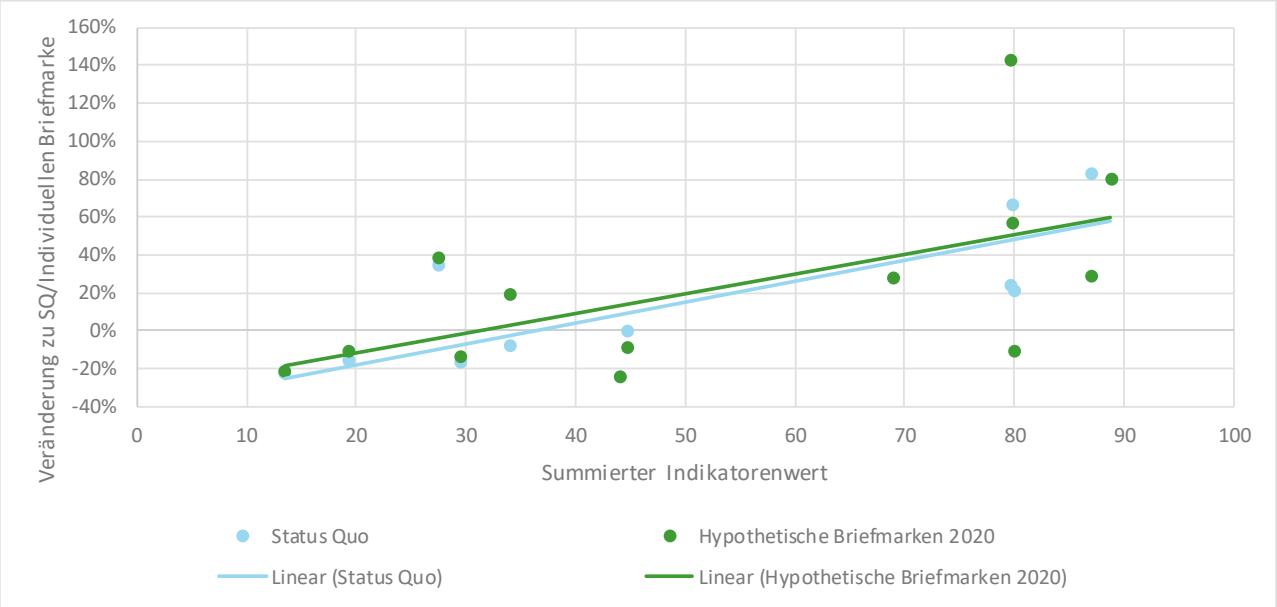


Abbildung 19: Zusammenhang zwischen der Entgeltveränderung und dem summiertem Indikatorenwert[97]

Quelle: DNV GL

6.2 Signalwirkung der Auswirkung auf die Kostenorientierung

Die möglichen Signalwirkungen dieser Verzerrung lassen sich im Vergleich zwischen zwei ähnlichen Transportrouten erkennen. Bspw. bezahlt ein Netznutzer im SQ für die für seine Transporte reservierte Einspeisekapazität in Emden und Ausspeisekapazität in Eynatten, Belgien, fast gleiche Entgelte bei Thyssengas GmbH und Fluxys TENP GmbH bzw. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und Gascade Gastransport GmbH. Bei Einführung der Briefmarken in den jeweiligen Marktgebieten kehrt sich

94 Siehe zu der zunächst unabhängig von den Entgelten durchgeführten Analyse die Erläuterungen in Kapitel 5.

95 Die Anwendung der in Kapitel 8 skizzierten funktionsspezifischen Referenzpreismethoden ergibt eine Veränderung der Entgelte zum Status Quo. Gleichzeitig signalisiert sie, dass die durch die REGENT-Briefmarke zu erwartenden Veränderungen für FNB mit dominierender Rolle der systemübergreifenden Aufgaben zu unangemessen hohen Entgelten führen.

96 Die Netzentgelte im Status Quo können mit einem an die gaswirtschaftliche Leistung verknüpften Ausgleichsmechanismus funktionieren.

97 Diese Abbildung zeigt alle FNBs, mit der Ausnahme der zwei Extrema OPAL Gastransport GmbH und Gastransport Nord GmbH, sowie die Trendlinien.

allerdings der komparative Kostenvorteil der Netzentgelte der Transportroute über NCG nur um, weil die genutzten FNB zu unterschiedlichen Marktgebieten und daher unterschiedlichen Briefmarken gehören.[98] Obwohl die Kapazitätsbuchungen an GÜPs erfolgen, wird der Shipper mit einheitlichen Briefmarken konfrontiert, die sich an den Gesamtnetzkosten orientieren. Es entsteht daher ein fehlerhaftes Signal, das für gleiche Intentionen unterschiedliche Bepreisungen impliziert. Dadurch entspricht die Steuerungsfunktion der Entgelte nicht dem Prinzip der Kostenorientierung. Auch innerhalb eines Marktgebietes bedeutet die Verzerrung eine Suggestion gleicher Transportkosten trotz unterschiedlicher Netzaufgaben und Kostenstrukturen, wie bereits in Abschnitt 4.2 erörtert.

Die tendenzielle Vergünstigung der Entgelte an Netzausspeisepunkten zu Kunden innerhalb Deutschlands in der Gesamtheit und Verteuerung der Punkte an deutschen Grenzen entgegen dem Kostenorientierungsprinzip stellt ein abweisendes Signal zur systemübergreifenden Nutzung deutscher Netze und von Routen durch deutsche Marktgebiete dar, da alternative Routen durch eine Verteuerung der deutschen systemübergreifenden Transporte vergleichsweise attraktiver werden.

Insbesondere sei hier auf die nachgelagerten Endmärkte Frankreich und Italien verwiesen. Frankreich bezieht Leitungsgas aus Großbritannien, Norwegen und über Deutschland, und LNG über LNG-Terminals.[99] Dementsprechend können die Netznutzer von grenzübergreifendem Transport in Abhängigkeit der Transportnetztarife ihre Importrouten leicht anpassen. Die Attraktivität der bestehenden alternativen Importrouten wird offensichtlich von den damit verbundenen Transportkosten abhängen. Italien hat derzeit keine vergleichbare Möglichkeit der Diversifikation der Gasquellen. Allerdings ist es für den Shipper von Gas nach Italien teilweise möglich, die Route von russischem Gas über Deutschland durch die Route über die Ukraine (Route P) und die von norwegischem Gas durch die Route über Frankreich zu substituieren (Route N). Diese Möglichkeiten für Frankreich bzw. Italien werden in Abbildung 19 dargestellt. Die Routen A, B und C durch Deutschland hindurch können bspw. durch N bzw. P substituiert werden.

98 Die Kosten für die Route im Marktgebiet GP betragen im SQ 7,09 €/kWh/h/a und in NCG 6,50 €/kWh/h/a. Nach Einführung der REGENT-Briefmarke verzerren sich diese zu 6,72 €/kWh/h/a bzw. 8,14 €/kWh/h/a.

99 Market Observatory for Energy – DG Energy, Quarterly Report on European Gas Markets https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q1_2019_final.pdf

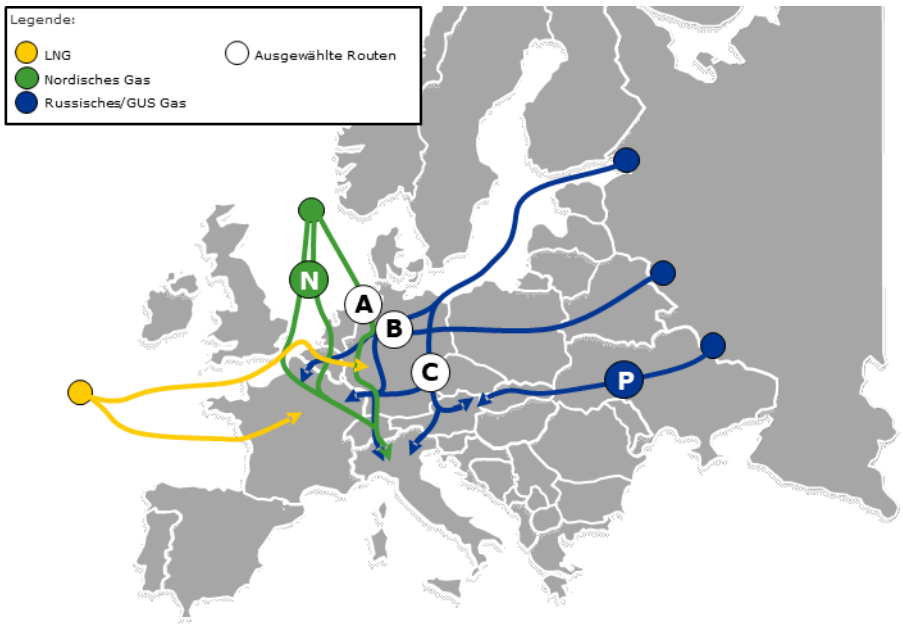


Abbildung 20: Ausgewählte Transportrouten in Europa

Quelle: DNV GL

Die Wirtschaftlichkeit dieser Substitutionen hängt von mehreren Faktoren ab. Durch eine Modellierung der Routen auf Grundlage der sich ändernden Netzentgelte kann die unmittelbare Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Routen errechnet werden. Dabei werden die alternativen Routen so ausgewählt, dass sie realistische Optionen darstellen. Die Ergebnisse der Modellierung von Routen von russischem Gas durch die deutschen Marktgebiete nach Frankreich, nach Österreich und in die Tschechische Republik erhärten die Erwartung von steigenden Transportkosten für systemübergreifenden Transport auch unter Beachtung der Entgeltänderungen anderer relevanter Länder. Hierbei fällt insbesondere auf, dass bereits die preiswerteste Route nach Frankreich durch das Netz von NEL Gastransport GmbH sich um ca. 17% verteuert (Route B). Die Modellierung der Routen von norwegischem Gas in die Schweiz, die dann weiter über Fluxswiss nach Italien führen, zeigt ein ähnliches Bild (Route A). Bei dieser Modellierung konnte ein Preisanstieg der günstigsten Route von ca. 10% identifiziert werden. Eine Signalwirkung zur Substitution wird dadurch eindeutig verstärkt. In Abschnitt 7.2 wird diskutiert, welche Auswirkungen dies auf die unterschiedlichen Netznutzergruppen haben kann.

6.3 Auswirkung von REGENT auf die Investitionsanreize

Wie bereits in den vorherigen Abschnitten erarbeitet, führt die Einführung der einheitlichen Briefmarke zu einer Verzerrung der Steuerungsfunktion der Netzentgelte. Der Netznutzer kann entsprechend andere Ein- und Ausspeisepunkte wählen bzw. die deutschen Marktgebiete aufgrund der steigenden grenzüberschreitenden Transportkosten umgehen.

Zunächst verringert sich der Anreiz, durch niedrigere Entgelte die Attraktivität des Netzes für Netznutzer zu steigern, da die Entgelte zumindest innerhalb eines Marktgebiets vereinheitlicht sind. Gleichzeitig verlieren andere, komparativ günstige, bestehende Netze ihre Vorteilhaftigkeit aufgrund der suggerierten Gleichheit der Transportkosten. Infolgedessen können weitreichende unvorhergesehene Verlagerungen der Kapazitätsbuchungen stattfinden.

So wird bspw. ein Ausspeisepunkt, der ein relativ hohes Entgelt erhoben hatte, nach der Einführung der einheitlichen Briefmarke vermehrt genutzt, während ein zuvor genutzter günstiger Ausspeisepunkt weniger genutzt wird. Diese Veränderungen können in fehlerhaften Investitionsanreizen resultieren, weil gut ausgebaute Routen, die vormals genutzt wurden, weniger bzw. keine Netznutzer finden. Dies kann zu Stranding von Gasnetzen in bestimmten geographischen Regionen führen.

Zudem können daraus neue Engpässe generiert werden. Daraus kann sich ein Bedarf an neuen Investitionen ergeben, die im Hinblick auf die bestehenden Leitungen nicht als sinnvoll erachtet werden können. Die Anreize entstehen aus der Verzerrung der Nachfrage nach Transportkapazität und können zu einem sub-optimalen Netzausbau führen.

6.4 Auswirkung von REGENT auf Handelsanreize an Gasmärkten

Die durch Netzentgelte verursachten Transportkosten stellen einen integralen Faktor für Preisdifferenzen zwischen Gasmärkten dar.[100]

Die REGENT-Festlegungen führen zu einem Anstieg der Transportkosten für Handel zwischen den durch Deutschland verbundenen Gasmärkten. Je nach Marktbedingungen kann dieser Anstieg unterschiedliche Effekte haben.

Bei intensiver Konkurrenz auf den Gasmärkten impliziert der Anstieg der Kosten, dass sich die Marge aus dem Handel an den verschiedenen Märkten verringert, weil die gestiegenen Transportkosten zunächst nicht auf den Verkaufspreis aufgeschlagen werden können. Falls eine Verlagerung der Gasttransporte auf eine günstigere Route kurzfristig nicht möglich ist, muss ein höherer Anteil der Differenz von Ein- und Verkaufspreis für den Gastransport vom einen zum anderen Markt aufkommen.[101] Es sinkt somit der Anreiz und entsprechend die Bereitschaft, Gas von einem VHP in einem deutschen Marktgebiet zu einem anderen VHP bzw. von VHPs über eine Route durch Deutschland hindurch zu transportieren.[102]

Dieser Effekt entsteht weitgehend unabhängig davon, dass derzeit das Gas teilweise auch bei Preisdifferenzen unterhalb der Transportkosten gehandelt wird.[103] Auch in diesen Fällen bleibt die Preisdifferenz zwischen Ein- und Verkaufspreis sowie die Auswirkung der Entgelte für die Händler mittelfristig relevant. Des Weiteren können Alternativen zum verlustbringenden Export wie bspw. eine Pay-Entscheidung bei „Take-or-Pay"-Verträgen erwogen werden. Bei steigenden Exportkosten werden solche Alternativen attraktiver, sodass auch durch diese Möglichkeiten der Handel zwischen den Gasmärkten reduziert wird.

Eng mit der Verteuerung der grenzübergreifenden Transporte verknüpft gilt es, mögliche Liquiditätsänderungen zu beachten. So sinkt grundsätzlich die Liquidität bei steigenden Netzentgelten, da erst größere Differenzen zwischen Marktpreisen zu Handel zwischen Gasmärkten führen.[104] Wie bereits in Kapitel 4 erläutert, werden, bedingt durch die zentrale Lage Deutschlands in Europa, Teile des deutschen Ferngasnetzes für den systemübergreifenden Transport zu anderen europäischen Ländern genutzt. Von daher erscheint eine Verringerung der Liquidität auf europäischen Märkten bei steigenden Netzentgelten für systemübergreifende Gastransporte durch Deutschland, wie es durch die REGENT-Briefmarken der BNetzA der Fall sein wird, realistisch.

---

100 Effects of transmission tariffs to wholesale market development in the EU ACER (2018) https://www.energy-community.org/dam/jcr:ce1cb4d7-f572-4801-b008-29a90edff26f/REGSCHOOL102018_ACER_WMD_EU.pdf

101 Mögliche Auswirkungen von Verlagerungen werden in Kapitel 7 weitergehend diskutiert.

102 Dies basiert auf der Annahme des „rational arbitrage behaviors". Entsprechend handeln die Marktteilnehmer, sofern die Marge zwischen Angebots- und Nachfragepreis über den u.A. Transportkosten liegen. Siehe auch Growitsch et al. (2015)

103 Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Markets Volume, ACER (2019) S.8

104 Doane und Spulber (1994) https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/467321

Bei einer weniger intensiven Konkurrenz auf den Gasmärkten kann sich die Verteuerung der grenzübergreifenden Transporte negativ auf die Konvergenz der Gaspreise auf den europäischen Märkten auswirken. Schließlich konvergieren grundsätzlich Marktpreise eines identischen Gutes auf unterschiedlichen Märkten aufgrund bestehender Arbitragemöglichkeiten bis die Differenz zwischen den Marktpreisen den Transport- bzw. Transaktionskosten entspricht.[105] Da in diesem Fall die Anbieter die Verteuerung der Transportkosten teilweise oder vollständig auf die Gasmarktpreise aufschlagen können, werden die Marktpreise dann weiter in Höhe des Preisaufschlags segmentiert. Dieser steigende Preisunterschied impliziert nicht notwendigerweise neue Handelsanreize oder Anreize zu Markteintritten, da er lediglich der Erhöhung der Transportkosten entspricht.[106] Anhand einer empirischen Modellierung wurde darüber hinaus identifiziert, dass bei fehlender Liquidität eine Konvergenz der Marktpreise für Gas ausbleibt.[107]

105 Neumann & Siliverstovs (2006), Seite 5. Siehe auch Growitsch et al. (2015) S. 91

106 Der Vollständigkeit halber ist anzumerken, dass die Marge für nicht-marginale Anbieter über andere, sich nicht verteuernde Transportwege steigt. Sofern die Steigerung auf diesen alternativen Transportwegen für Markteintritte hinreichend ist, wird der marginale Anbieter weniger nachgefragt werden.

107 Neumann & Siliverstovs (2006), S. 10.

7 AUSWIRKUNGEN AUF WETTBEWERB UND HANDEL

Neben den Signalwirkungen auf Netznutzer, Händler und FNBs hat die festgelegte marktgebietsspezifische Briefmarke eine Auswirkung auf den Wettbewerb an den Großhandelsmärkten und zwischen Leitungen. Auf Grundlage der bereits in Abschnitt 6.2 aufgeführten Modellierung wird in diesem Kapitel die Auswirkung auf die Effizienz an den Großhandelsmärkten und auf den Leitungswettbewerb analysiert.

7.1 Auswirkungen auf Gasmarkteffizienz

Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, verringert sich der Anreiz zum Handel zwischen Großhandelsmärkten und voraussichtlich die Liquidität an den deutschen VHPs. Aus wettbewerbsökonomischer Sicht stellen diese Folgen der Einführung der REGENT-Briefmarke ein Wettbewerbshemmnis dar.[108] Durch die zentrale Lage Deutschlands sind viele europäische Gasmärkte davon betroffen. Die Liquidität spielt eine wichtige Rolle für einen effizienten Markt, denn nur bei hoher Liquidität können die Informationen über Angebot und Nachfrage ohne zeitliche Verzerrung ausgetauscht und das gehandelte Gut entsprechend bewertet werden. Liquidität trägt folglich zur Verringerung des Spreads zwischen Ein- und Verkaufspreis bei.[109] Dies gilt sowohl innerhalb eines Marktes als auch zwischen verbundenen Märkten. Ein niedriger Spread verringert die Möglichkeit zur Marktmanipulation und verbessert das Funktionieren des Marktes.[110] Hohe Liquidität ist daher in sich selbst wünschenswert, wird jedoch durch die Erhöhung der Transportkosten marktgebietsübergreifend verringert.

Die Anzahl und Diversität der Marktteilnehmer sind unter anderem für eine hohe Liquidität und Markteffizienz relevant.[111] Die durch die höheren Transportkosten verursachte Verringerung der möglichen Marge beim Handel zwischen Gasmärkten impliziert, dass bspw. Marktteilnehmer ohne langfristige vertragliche Bindung und versunkene Kosten weniger Anreiz haben im Markt zu bleiben, bzw. in den Markt einzutreten.[112] Wenn diese Teilnehmer aus dem Markt austreten, könnte sich die Anzahl, aber auch die Diversität der Marktteilnehmer reduzieren. Die Marktkonzentration und folglich die Marktmacht der verbleibenden Marktteilnehmer würden sich dann erhöhen.[113] Neben einer weiteren Verringerung der Liquidität könnten Möglichkeiten der Marktmanipulation entstehen. Auch in Hinblick auf die Versorgungssicherheit ist eine potentiell steigende Marktmacht kritisch zu bewerten. So operieren bspw. Flüssiggas-Tanker meistens in kürzeren Zeithorizonten als Shipper über Rohrleitungen.[114] Der Anreiz, Flüssiggas, das in den Niederlanden regasifiziert wird, nach Deutschland zu transportieren, könnte durch die sinkende Marge noch geringer werden. Die Diversität der Versorgungsquellen würde entsprechend sinken.

7.2 Mengenrisiko und Entgeltspirale

Bei einem Rückgang der Buchungen (Mengenrisiko) in einem Marktgebiet wird der Erlösausfall der jeweiligen FNBs ausgeglichen. Gemäß AMELIE heißt es, dass Mindererlöse im Regulierungskonto gutgeschrie-

108 Gas Transport Tariffs and the Dutch Gas Market: The Role of Gas Tariff Structures in Maintaining Desirable Features of the Dutch Gas Market Harris (2017) S.13

109 Heather (2019), S.3

110 Ebd.

111 Ebd., siehe außerdem S. 7

112 Bspw. argumentiert Chyong (2019), dass Zuschläge zu systemübergreifenden Transportkosten zum Abbau des Handels zwischen den baltischen Märkten und Bulgarien und dem Rest Europas führen könnte.
ACER erläutert ebenso, dass Entgelte Marktzu- und austritte beeinflussen, und die Marge zwischen Angebots- und Nachfragepreisen signifikant beeinträchtigen können. https://www.energy-community.org/dam/jcr:ce1cb4d7-f572-4801-b008-29a90edff26f/REGSCHOOL102018_ACER_WMD_EU.pdf

113 Äquivalent dazu argumentiert Chyong (2019), dass Markteintritte von LNG-Versorgern einen Rückgang der Marktmacht bestehender leitungstransportbasierter Marktteilnehmer impliziert hat.

114 Chyong (2019) S. 94

ben werden.[115] Sofern es bei anderen FNBs aus dem gleichen Marktgebiet nicht zu Mehrerlösen in gleichem Maße kommt, müssen die fehlenden Erlöse durch die Anpassung der Entgelte berücksichtigt werden. Als Folge steigt die einheitliche Briefmarke dann im Folgejahr. Durch einen Anstieg der Briefmarke können weitere Netznutzer den Kundenstamm verlassen und die Briefmarke muss abermals erhöht werden.[116] [117] Dies kann zu einer ansteigenden Entgeltspirale führen und konstituiert ein Grundproblem bei einheitlichen Briefmarken in Netzen mit strukturell heterogenen Transportaufgaben. Es ist naheliegend, dass eine ansteigende Entgeltspirale nicht durch Marktmechanismen gelöst werden kann.

Der oben beschriebene Erlösausfall kann unter Umständen niedriger ausfallen, wenn die erhöhten grenzübergreifenden Transportkosten zu einem gewissen Grad auf die Gaspreise und/oder die Netzkundenmargen übertragen werden können und einer ansteigenden Entgeltspirale entgegenwirken.

Die praktische Relevanz dieses Mengenrisikos lässt sich vor dem Hintergrund des zunehmenden Wettbewerbs der Transportkapazitäten, der aufgrund der zusätzlichen Kapazitäten durch Nord Stream 2 und Turkish Stream sowie an LNG-Terminals ermöglicht wird, zeigen. Dadurch entstehen über lange Zeiträume innerhalb eines Jahres Überkapazitäten auf den Transportleitungen zu den europäischen Marktgebieten. Während die derzeit verfügbaren Kapazitäten, die russisches Gas transportieren, nahezu durchgehend hoch ausgelastet sind,[118] hat der Bau der zusätzlichen Kapazitäten durch Nord Stream 2 und Turkish Stream das Ziel von Transportroutendiversifikation inne.[119] Mögliche Lastflussverlagerungen von russischem Gas bei Fertigstellung der zusätzlichen Leitungen sind somit Bestandteil der perspektivischen Transportnetznutzung. Transportentgelte wie bspw. die durch REGENT festgelegten Briefmarken konstituieren ein Entscheidungskriterium, das für konkurrierende Leitungen einen komparativen Vorteil in der Bemühung um Kapazitätsbuchungen darstellen kann.

Berücksichtigt man bspw. die ausstehenden trilateralen Verhandlungen zwischen Russland, der Ukraine und der EU zur Festlegung zukünftiger Netzentgelte für Ukrtransgaz, erscheint der Preisanstieg der systemübergreifenden Transporte in Deutschland wettbewerbliche Überlegungen zur Verbesserung der Auslastung in der Ukraine zu begünstigen. Bereits jetzt lässt sich eine solche regulatorische Entwicklung in der aktuellen Fassung des Beschlusses zur „Methode zur Ermittlung und Berechnung der Tarife für Erdgastransportdienstleistungen für Ein- und Ausspeisepunkte auf der Grundlage der Anreizregulierung" erkennen.[120] Dort heißt es, dass eine Rabattierung von Kapazitäten maximal bis zu den Transportkosten konkurrierender Routen zulässig ist. Dadurch könnte sich die Nordroute zur inkrementellen Route bspw. für die Versorgung von Österreich und den nachgelagerten Märkten entwickeln, sodass diese zu diesem Zweck erst genutzt wird, wenn die Ostroute durch die Ukraine voll ausgelastet ist. Diese Möglichkeit wird weiterhin insofern verstärkt, als dass die Speicherkapazitäten innerhalb der Ukraine bei einer Verlagerung des Lastflusses genutzt werden können.[121] Dieses Beispiel zeigt auf, dass ein Mengenrisiko durch Lastflussverlagerungen aufgrund einseitig steigender Entgelte nicht unrealistisch ist.

115 BNetzA BK9-18-607

116 Durch den Ausgleichsmechanismus werden die Mindererlöse marktgebietsweit aggregiert. Schließlich funktioniert der Ausgleichsmechanismus, sofern die erforderliche Entgeltsteigerung im Marktgebiet die Erlösverluste aus grenzüberschreitenden Transporten vollumfänglich kompensieren kann.

117 Chyong (2019) spricht von einer „Todesspirale". In einer Studie zu Entgeltstrukturen in den Niederlanden wird diese Möglichkeit in vergleichbarer Weise konstatiert (Brattle (2017), S. 40f.).

118 Sharples (2018) S. 8

119 Pirani (2018)

120 Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання, Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, Fassung vom 11.10.2019

121 Market Monitoring Report 2018, ACER (2019), S. 56

7.3 Leitungswettbewerb

Neben wettbewerbsökonomischen Implikationen auf den Großhandelsmärkten hat die einheitliche Briefmarke ebenso eine Auswirkung auf den Leitungswettbewerb. Der innerdeutsche entgeltbasierte (Rest-)Wettbewerb wird durch die einheitliche Briefmarke beseitigt.

7.3.1 Einschränkung von Restwettbewerb

Der Restwettbewerb zwischen FNBs mit geteilten oder geographisch naheliegenden Netzpunkten innerhalb eines der deutschen Marktgebiete wird durch die Vereinheitlichung der Entgelte insbesondere in zweierlei Hinsicht beeinflusst.

Einerseits verlieren die Netzentgelte die Steuerungsfunktion durch Preisdifferenzen und können dadurch Lastflussverlagerungen und Fehlanreize für Investitionen generieren. Die Auslastungen der Netzpunkte ändert sich entgegen dem durch den Restwettbewerb hergestellten Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage nach Transportkapazität. Es kommt zu einer Neubewertung der Kapazitätsauslastungen mit möglicherweise weitreichenden Konsequenzen für Kapazitätsausbaumaßnahmen, die primär durch die verzerrte Signalwirkung der Netztarife initiiert werden. Eine solche Abkehr vom Prinzip der Kostenorientierung lässt den zukünftigen Restwettbewerb als arbiträr erscheinen – so konkurrieren FNBs nicht mehr auf Grundlage ihrer wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit um Netznutzer, sondern ausschließlich auf Grundlage der übrigen Faktoren wie bspw. Produkttyp und Kapazitätsengpässen.

Ein Beispiel dazu zeigt sich darin, dass Netznutzer von Fluxys TENP am Einspeisepunkt Eynatten von niedrigeren Entgelten im Vergleich zu den Entgelten am gleichen Einspeisepunkt in das Netz von OGE profitieren. Nach Einführung der einheitlichen Briefmarke werden diese Vorteile eliminiert. Ceteris paribus würden dann Netznutzer unter Umständen vermehrt Netze anderer FNBs nutzen, obwohl dies bei einem kostenorientierten Entgeltsystem nicht der Fall wäre.[122] Im Marktgebiet GP lässt sich ein ähnlicher Fall bspw. bei dem Einspeisepunkt Oude Statenzijl zwischen den FNBs GUD und Gastransport Nord identifizieren.[123]

Durch die sich aus der festgelegten Referenzpreismethode ergebende Angleichung der Netzentgelte stellt sich ein Preisniveau für alle FNBs ein, das sich von den durch den Restwettbewerb ausbalancierten Preisniveaus systematisch unterscheidet. Neben dem bereits identifizierten Diskriminierungspotential und der Abkehr vom Prinzip der Kostenorientierung stellt dies aus wettbewerbsökonomischer Sicht eine Verzerrung der ausgeglichenen Marktkonfiguration dar, sodass der Kapazitätsmarkt Effektivitätseinbußen verbucht.

Offensichtlich wird diese Verzerrung bei der Betrachtung von konkurrierenden FNBs zu gleichen internen Bestellungspunkten innerhalb eines Marktgebiets. Bspw. konnte die Rheinische Netzgesellschaft bislang auf Grundlage sich unterscheidender Netzentgelte am Netzpunkt Belkaw 1 zwischen Gas aus Leitungen von Thyssengas und von OGE wählen. Im Marktgebiet GP lässt sich eine vergleichbare Möglichkeit für die Stadtwerke Uelzen zwischen den Entgelten von Nowega und GUD identifizieren. Preisdifferenzen stellen dann zugunsten der Netzkunden Entscheidungsfaktoren dar.[124] Durch die undifferenzierte Berechnung der Briefmarke wird eine solche Konkurrenzmöglichkeit zwischen FNBs *ex ante* unmöglich.

---

122 Die Referenzpreise für Eynatten sind im SQ bei Fluxys TENP 3,30 €/kWh/h/a und bei OGE 4,09 €/kWh/h/a. Nach Einführung der Briefmarke liegen beide bei 4,07 €/kWh/h/a.

123 Im SQ entsprechen die Einspeiseentgelte 1,16 €/kWh/h/a für Gastransport Nord, 4,45 €/kWh/h/a für GUD.

124 Es ist anzumerken, dass aufgrund fehlender Daten eine genaue Untersuchung der Wettbewerbsbedingungen nicht möglich ist.

Darüber hinaus kann eine vergleichbare Situation bei Bruchteileigentum und geographisch naheliegenden Einspeisepunkten existieren. Das Verhältnis von Einspeisepunkten mit der Möglichkeit der Bevorzugung eines FNB gegenüber einem anderen, aufgrund von Preisdifferenzen gegenüber Einspeisepunkten ohne diese Möglichkeit, ist im Marktgebiet NCG eins zu vier bzw. eins zu drei, sofern man ausschließlich Einspeisepunkte an Grenz- und Marktgebietsübergängen betrachtet.[125] Im Marktgebiet GP ist das Verhältnis eins zu acht bzw. eins zu sieben. An diesen Punkten mit mehreren aktiven FNB gilt, dass potentieller Restwettbewerb einen Anreiz für die FNB darstellt, ihre Netzentgelte unter Berücksichtigung der konkreten Verhältnisse adäquat zu gestalten.

7.3.2 Destabilisierung des internationalen Konkurrenzgleichgewichts

Im internationalen Leitungswettbewerb von Leitungen mit systemübergreifender Funktion sind andere Konsequenzen zu erwarten, da hier eine Differenzierung zwischen Entgelten als Entscheidungskriterium für die Wahl der Ein- und Ausspeisepunkte bestehen bleibt.

Netznutzer können wählen, ob sie in das Marktgebiet mit der einheitlichen Briefmarke ein- und ausspeisen oder eine Alternativroute durch ein anderes Marktgebiet nutzen. In diesem Fall konkurriert dann ein FNB, der ein marktgebietseinheitliches Netzentgelt erheben muss, mit einem FNB, der in einem anderen Marktgebiet in Deutschland und im Ausland operiert und entsprechend andere Netzentgelte erhebt. Je nachdem wie stark die einheitlichen Netzentgelte von den kostengerechten Tarifen abweichen, kann das Ausmaß der Verzerrung und die Auswirkungen auf den Wettbewerb unterschiedlich ausfallen.

Außerdem gilt, dass auf der einen Seite FNBs mit überwiegend Leitungen mit systemübergreifender Funktion gegenüber der internationalen Konkurrenz benachteiligt werden, da diese auch Teile der Kosten ihrer systeminternen Netze tragen müssen. Sofern internationale FNBs mit systemübergreifenden Aufgaben in ihren Märkten diese Kosten nicht tragen müssen, stellt diese Benachteiligung einen Effizienzverlust des internationalen Leitungswettbewerbs dar. Selbst wenn gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen bestehen sollten, d.h. die internationalen Wettbewerber ebenso Quersubventionen an ihre nationalen systeminternen Netze zahlen, ist der internationale Leitungswettbewerb nicht effizient. Die Entgelte für systemübergreifenden Transport würden dann bei keinem der Konkurrenten die mit den Transportaufgaben verbundenen Kosten mehr widerspiegeln.

Auf der anderen Seite entsteht ein Anreiz die deutschen Marktgebiete zu umgehen. Gastransporte über bestehende Leitungen könnten ersetzt werden, sodass bestehende Leitungen ungenutzt bleiben (Stranding). Während die Grundlage für Verlagerungen von Gastransporten unter anderem die Überteuerung der deutschen systemübergreifenden Transporte sein könnte, impliziert dies gleichermaßen, dass deutsche systeminterne Netznutzer das Risiko des systemübergreifenden Leitungswettbewerbs mittragen. Im Falle eines Ersetzens deutscher systemübergreifender Transporte und Stranding von Gasleitungen, tragen dann aufgrund der Sozialisierung der Netzkosten systeminterne wie systemübergreifende Netznutzer die daraus resultierenden Kosten.

7.4 Auswirkungen auf die Gasmarktintegration

Das zentrale Ziel des europäischen Gas Target Model ist die Schaffung eines liquiden, transparenten und gut funktionierenden Gasmarktes in Europa. Das Gas Target Model beruht auf grenzüberschreitenden Verbindungen von Märkten bzw. der Beseitigung von grenzüberschreitenden Handelshemmnissen, um

[125] Die Verhältnisse wurden auf Grundlage des BNetzA REGENT (NCG) Anhang 3 berechnet. Dazu wird die Anzahl der Einspeisepunkte und geographisch naheliegenden verschiedenen Punkten, an denen mehr als ein FNB aktiv ist, mit der Anzahl der Einspeisepunkte, die nur von einem FNB genutzt werden, verglichen.

eine möglichst konvergente Preisbildung zu erreichen. Der grenzüberschreitende Zugang zu den Fernleitungsnetzen ist eine Voraussetzung für die Entwicklung funktionierender integrierter Großhandelsmärkte. So schafft er die Voraussetzungen für Markteintritte, durch die die Liquidität an den Gasmärkten erhöht und die Preisdifferenz zwischen unterschiedlichen Gasmärkten verringert werden können. Der Zugang kann unter anderem durch Verzerrungen der Übertragungstarife behindert werden. Außerdem können Kapazitätsengpässe und fehlende wirtschaftliche Handelsanreize Hindernisse zu einer steigenden Marktintegration darstellen.

Vor dem Hintergrund möglicher Auswirkungen aus der zu erwartenden Steigerung der systemübergreifenden Entgelte erscheint die durch REGENT festgelegte einheitliche Briefmarke nicht kongruent mit den Zielen der europäischen Gasmarktintegration zu stehen. Durch die zentrale Lage Deutschlands konstituiert der sich verteuernde systemübergreifende Gastransport ein Handelshemmnis für benachbarte Gasmärkte und Transitrouten. In den Fällen, in denen über Deutschland die marginale Gasversorgung bezogen wird, ist eine zunehmende Preissegmentierung erwartbar.[126] Wenn bspw. die Kosten der Entgeltveränderung auf den Gaspreis am tschechischen Markt aufgeschlagen werden würden, würde dies jährliche Mehrkosten von ca. 8,7 Mio.€ für die tschechischen Endverbraucher bedeuten.[127] Darüber hinaus können die nachgelagerten Märkte Tschechiens mit weiteren Mehrkosten belastet werden. Für Italien führt die entsprechende Modellierung zu Mehrkosten von 242 Mio.€ für das Jahr 2020.[128] Es ist bedenklich, dass sich der Gaspreis an einem Markt außerhalb Deutschlands erhöht und die dortigen Konsumenten anteilig für die Kosten der überhöhten systemübergreifenden Gastransportentgelte in Deutschland aufkommen müssen.

Selbst wenn die Verteuerung der Transportkosten nicht auf die Gasmarktpreise aufgeschlagen wird und die Preisdifferenz zwischen den Gasmärkten zunächst weitgehend unverändert bleibt, kann sich dort die Marge verringern, sodass Marktteilnehmer aus dem Markt gedrängt werden. In beiden Fällen sind die potentiellen Auswirkungen nicht mit den Zielen der europäischen Marktintegration vereinbar. Während ein Aufschlag der steigenden Transportkosten auf den Marktpreis sich gegen konvergierende Gasmarktpreise richtet, gefährden mögliche Marktaustritte die Liquidität und Funktionsfähigkeit der bestehenden Märkte.

126 ACER spricht von einem „price segmentation" Effekt durch Entgelte. (ACER Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Markets Volume (2019) S.8, siehe auch S. 57)

127 Hierbei wird für die Berechnung angenommen, dass das transportierte Gas über Nord Stream durch Deutschland nach Tschechien fließt. Des Weiteren wird von sekundären Effekten abstrahiert und angenommen, dass die Änderungen der Netzentgelte vollumfänglich auf den Gaspreis aufgeschlagen werden können. Nicht beachtet werden auf Transportkostenseite mögliche Zusatzkosten und Preisminderungen durch Multiplikatoren, Rabattierungen und ausländischen NC TAR Implementierungen. Die zugrundeliegende Berechnung basiert auf Daten des ERU Gas System Report 2018 und dem ACER (2019) Market Monitoring Report 2018, in dem die Veränderung durch Implementierung des NC TAR auf Grundlage der Entgelte von 2018 berechnet wird.

128 Diese Berechnung basiert auf der TENP-Route von Belgien über die Schweiz nach Italien. Die Herangehensweise und Annahmen sind äquivalent zu den in der vorherigen Fußnote 127 erläuterten. Die Daten der Berechnung stammen aus ACER (2019) Market Monitoring Report 2018 und Snam Rete Gas (2017) Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2017 – 2026. http://pianodecennale.snamretegas.it/static/upload/201/2017-2026-decennale-web_eng.pdf.
Auch die italienische Regulierungsbehörde führt Mehrkosten für die italienischen Konsumenten von 300 Mio.€ auf. https://www.euractiv.com/section/energy/news/italy-squeals-on-german-gas-tariff-reform-eu-ready-to-step-in/

8 ALTERNATIVE ZUR VERÄNDERUNG DER REFERENZPREISMETHODE

Wie in den vorherigen Kapiteln aufgezeigt, sind die Fernleitungsnetze in Deutschland nicht homogen. Das Ausmaß der Heterogenität zeigt sich mit Hilfe der untersuchten verschiedenen Strukturmerkmale. Insbesondere sind Netze mit systemübergreifenden Transportaufgaben in der Regel durch einen hohen mittleren Rohrdurchmesser und große Transportkapazität gekennzeichnet. Dementsprechend sind die Durchschnittskosten des Gastransports in solchen Netzen niedriger im Vergleich zu Netzen mit überwiegend systeminternen Transportaufgaben.

Die von der BNetzA festgelegte einheitliche Briefmarke berücksichtigt nicht die unterschiedlichen Transportaufgaben und deren Kostenunterschiede. Folglich sind die aus den Entgelten generierten Signale verzerrt. Ein kostenorientiertes Entgeltmodell sollte den Kostenunterschieden in den Transportfunktionen der Fernleitungsnetze Rechnung tragen. Dies kann ohne oder durch eine explizite Zuordnung der funktionsspezifischen Transportkosten erfolgen. Im Folgenden werden die Modelle erläutert.

8.1 Anwendung von punktdifferenzierten Briefmarken ohne explizite Kostenzuordnung nach Transportaufgaben

Der erste Ansatz teilt die zulässigen Erlöse auf Grundlage exogener Parameter auf. Die netzbetreiberindividuellen EOG der FNBs werden auf der Basis von gewichteten (prognostizierten) Kapazitäten auf die Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte aufgeteilt. Die ermittelten Erlösanteile werden dann für jeden FNB in dem jeweiligen Marktgebiet aggregiert und die Gesamterlöse auf die Kapazitäten der Netzpunkte verteilt. Durch die Unterscheidung zwischen Ausspeisepunkten an einheimische Letztverbraucher (nachgelagerte Netze) und Ausspeisepunkten an GÜPs und MÜPs werden punktdifferenzierte Briefmarken abgeleitet. Ein solches Vorgehen wurde von Frontier Economics vorgeschlagen und bereits im Konsultationsprozess[129] diskutiert.

8.2 Anwendung von funktionsspezifischen Briefmarken anhand expliziter Kostenzuordnung nach Transportaufgaben

Eine Kostenorientierung der Netzentgelte und gleichzeitige Vermeidung von Quersubventionen lässt sich insbesondere durch die explizite Trennung der Transportaufgaben und der funktionsspezifischen Kosten erzielen. Ähnliche Ansätze wurden bereits in Frankreich und Italien implementiert. Der Vorteil dieses Modells besteht darin, dass eine funktionsspezifische Kostenzuordnung erfolgt. Damit werden, wo möglich, die Kosten den jeweiligen Transportaufgaben zugeordnet. Daraus werden funktionsspezifische Entgelte in dem jeweiligen Marktgebiet abgeleitet, welche die Kosten der systemübergreifenden und systeminternen Gastransportnetzaufgaben widerspiegeln.

Zunächst werden die in der EOG enthaltenen Kosten bei jedem Netzbetreiber in dem jeweiligen Marktgebiet den zwei Transportaufgaben zugeordnet. Diese Zuordnung konstituiert die funktionsspezifische Trennung der EOG. Diese kann anhand verschiedener Prämissen erfolgen. Geeignete Prämissen ergeben sich aus der in diesem Gutachten enthaltenen Analyse: so besteht bspw. die Möglichkeit, die Parameter

129 Das vorgeschlagene Modell kann mit vier Gruppen von punktspezifischen Briefmarken umgesetzt werden: Einspeisepunkte; Speicher; Ausspeisepunkte (einheimische Letztverbraucher/nachgelagerte Netze); Ausspeisepunkte (MÜP, GÜP). Es ist möglich auch eine weitere fünfte Gruppe (marktgebietsinterne Austauschpunkte) hinzuzufügen. Ferngasnetzentgelte gemäß Entwurf der Festlegung REGENT, Frontier Economics, Seite 24

der Leitungsdurchmesser, der verschiedenen Druckstufen im Netz und die funktionsspezifische Betrachtung der einzelnen Netzpunkte zu verwenden.

8.2.1 Kostenzuordnung nach Leitungsdurchmesser der Rohrleitungen

Wie bereits in Kapitel 4 gezeigt, variiert der Durchmesser der Gasleitungen im deutschen Ferngasnetz in Abhängigkeit von den konkreten Transportaufgaben. Die Gasnetze mit überwiegend systemübergreifenden Funktionen werden für hohe Transportmengen dimensioniert und enthalten grundsätzlich höhere Anteile von Gasleitungen mit einem großen Durchmesser.

Aufgrund der bestehenden Klassifizierung der Leitungsdurchmesserklassen bietet es sich an, eine Unterscheidung anhand ebendieser Klassen durchzuführen. Die Bandbreite der Klassen reicht von Durchmesserklasse A (>=1000 mm DN) bis G (unter 110 mm DN). Eine sinnvolle Trennung der Assets in zwei verschiedene Funktionen ließe sich hier zwischen den Durchmesserklassen A und B und den Klassen C bis G durchführen. Dies wird auch durch die Ergebnisse der Bewertungsmatrix bestätigt, wobei die Netzgruppe der FNBs mit überwiegend systemübergreifender Transportfunktion einen hohen Anteil von Leitungen mit Durchmesser >700 mm (Klasse A und B) aufweist. Nichtdestotrotz können weitere Überlegungen bei der Bestimmung der Funktion einzelner Rohrleitungen erforderlich sein. Auch systemübergreifende Funktionen von Rohrleitungen, die eigentlich in andere Leitungsdurchmesserklassen fallen, können berücksichtigt werden. Die praktische Umsetzung der funktionalen Trennung kann anhand einer Klassifizierung der einzelnen Rohrleitungen erfolgen. Dieser initial mit einem administrativen Aufwand verbundene Vorgang kann in Zusammenarbeit der Netzbetreiber mit der BNetzA durchgeführt werden, wie auch andere europäische Regulierungsbehörden in Italien und Frankreich in ihrer jeweiligen Festlegung zu den Änderungen des NC TAR bereits darlegen konnten. So behandelt zum Beispiel Frankreich Großrohrleitungen ab 600 mm als Leitungen mit systemübergreifender Funktion.

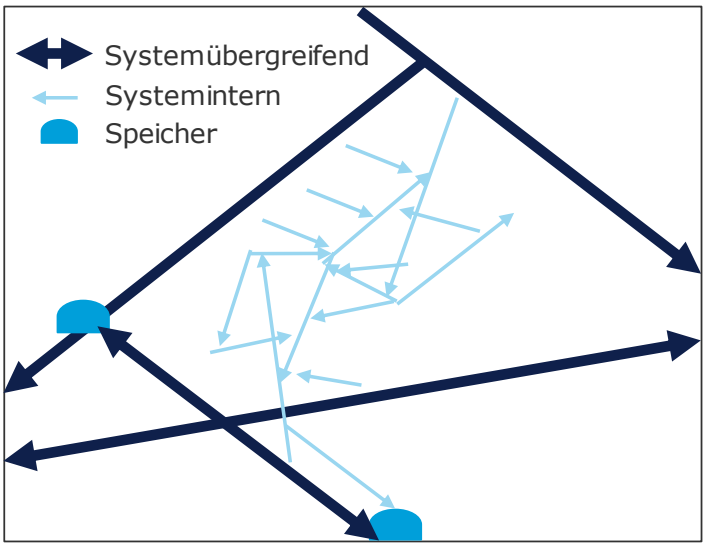


Abbildung 21: Stilisierte Darstellung der Koexistenz unterschiedlicher Transportaufgaben

Quelle: DNV GL

8.2.2 Kostenzuordnung nach Druckstufen im Gasleitungsnetz

Am internationalen Beispiel von Frankreich lässt sich feststellen, dass die Unterscheidung der Funktionen auch unter Berücksichtigung von Leitungsdruck bereits vorgenommen wurde. Dabei ist bspw. bei einem Hochdruck zwischen 40 und 60 bar grundsätzlich von Netzbestandteilen mit systemübergreifenden Funktionen auszugehen, während Druckstufen darunter systeminternen Funktionen zugesprochen werden. Auch die neue sich im Konsultationsprozess befindende spanische Referenzpreismethode für die Regulierungsperiode 2021-2026 schlägt eine Kostentrennung des Fernleitungsnetzes zwischen dem Primärnetz (>60 bar) und dem Netz für die nationale Versorgung (Sekundärnetz und Verteilungsnetz <=60 bar) vor.[130] Ein Vorgehen mit einer ähnlichen Klassifizierung bzw. Unterscheidung der Druckstufen erscheint auch in Deutschland sachgerecht.

Wie auch in der Vorlage zur Datenerhebung zum 3. Effizienzvergleich der FNB Gas zu erkennen, wird im deutschen Gasnetz zwischen den folgenden Nenndruckbereichen unterschieden:

- HD 4 (> 70 bar)
- HD 3 (> 16 bar und ⩽ 70 bar)
- HD 2 (> 5 bar und ⩽ 16 bar)
- HD 1 (> 1 bar und ⩽ 5 bar)
- MD (> 0,1 bar und ⩽ 1 bar)
- ND (⩽ 0,1 bar)

Für die systemübergreifende Nutzung ist hier in jedem Fall der Druckbereich HD 4 relevant, wobei auch Teile der Druckbereichsklasse HD 3 systemübergreifende Funktionen im Netz übernehmen. Eine zielführende weitere Differenzierung innerhalb der Druckbereichsklasse HD 3 ist der BNetzA mit den vorliegenden Daten der Netzbetreiber möglich. Diese Unterteilung des Gasnetzes kann die Trennung beider Funktionen unterstützen, wobei Einzelfallbetrachtungen bei nachgewiesener systemübergreifender oder -interner Funktion trotz gegensätzlichem Druckbereich der Rohrleitung möglich sein sollte. Ein Blick in die Niederlande zeigt, dass diese Überlegungen in Europa auch vertieft betrachtet werden. Der dortige FNB „Gasunie Transport Services B.V." beschreibt sein Netz als in ein Hochdrucknetz (HTL, mit systemübergreifenden Funktionen) und ein Mitteldrucknetz (RTL, mit systeminternen Funktionen) unterteilt, wobei letzteres über Mess- und Druckregeleinrichtungen aus dem HTL-Netz versorgt wird.[131] Zeitweise wurden beide Netze auch von formal unterschiedlichen Netzbetreibern betrieben. Als Gründe führt Gasunie in seiner Mitteilung im Mai 2015[132] unter anderem an, dass die Rolle und Aufgabe der Netze sich zunehmend unterscheiden und durch die Trennung der Netze die Kosten und Tarife für die Nutzer der betreffenden Netze transparenter und objektiver gestaltet werden.[133]

---

130 Im aktuellen spanischen System zahlen die Gashändler den Fernleitungsnetzbetreibern bei Einspeisung in das spanische Netz ein Kapazitätsentgelt. Das Entgelt umfasst die Kosten für den Gastransport vom Einspeisepunkt zum VHP und ist für alle Punkte gleich. An den Ausspeisepunkten wird ein differenziertes Netzentgelt pro Druckstufe und Jahresverbrauch berechnet. Für die Differenzierung werden die Netzkosten nach Druckstufe der Leitungen in drei Gruppen getrennt, wobei die erste Gruppe mit der höchsten Druckstufe (>60 bar) das Primärnetz umfasst. In einer zweiten Differenzierung werden Kundengruppen nach Jahresverbrauch gebildet. Durch eine Einschätzung der Nachfrage an den jeweiligen Druckstufen werden die Netzkosten eingeteilt und daraus werden die Entgelte für die Ausspeisepunkte gebildet. Die Entgelte für jede Gruppe bestehen aus einem festen Tarif (€/Kunde oder €/kWh/Tag je nach Verbrauchergruppe) und einem variablen Tarif aufgrund des Transportvolumens (€/kWh).

131 https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/the-transmission-network

132 https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/gasunie-announces-the-creation-of-gasunie-grid-services-ggs

133 Diese Trennung wurde auf Druck der niederländischen Regulierungsbehörde ACM und Marktteilnehmern Anfang 2018 rückgängig gemacht, nachdem eine nicht näher spezifizierte Einigung zwischen allen Parteien erzielt werden konnte (s. Geschäftsbericht „Gasunie Grid Services B.V." 2017).

8.2.3 Kostenzuordnung nach netzpunktspezifischen Funktionen

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Differenzierung zwischen den Netzpunkttypen. Eine Trennung ist hier bspw. zwischen den grenz- und marktüberschreitenden Punkten sowie anderen Netzwerkknotenpunkten möglich. Wie auch in der Definition des Parameters „Horizontaler Transport" im Gutachten zur Kostentreiberanalyse des Effizienzvergleiches der dritten Regulierungsperiode der FNB Gas, der als Synonym zur systemübergreifenden Funktion des Gasnetzes betrachtet werden kann, können hierzu auch die Netzwerkknotenpunkte hinzugezählt werden, die nicht buchbar oder bestellbar sind. Diese erfüllen ebenfalls eine systemübergreifende Funktion, da hier keine internen Bestellungen an nachgelagerte Netze oder Ausspeisungen an Letztverbraucher vorgenommen werden können. Die Ausspeisungen zu nachgelagerten Netzen und Letztverbrauchern werden in dem Gutachten als vertikaler Transport beschrieben, der die systeminterne Transportfunktion darstellt.

Zur Bestimmung des tatsächlichen Anteils des horizontalen Transportes bzw. der systemübergreifenden Funktion kann hier, wie auch in den REGENT-Festlegungen, die prognostizierte kontrahierte Kapazität der einzelnen Netzwerkpunkte als Basis zur Berechnung genutzt werden. Somit lässt sich betreiberindividuell, aber auch marktgebietsspezifisch der Anteil der systemübergreifenden Funktion ermitteln. Es ist darauf hinzuweisen, dass dieser Ansatz im Gegensatz zu den zwei zuvor erläuterten Methoden keine einzelne funktionelle Zuordnung der Netzbestandteile betrachtet, sondern auf eine allgemeine Trennung der Funktionen in einem Netz- oder Marktgebiet abzielt. Die individuellen Kostenstrukturen der Netzanlagen werden nicht explizit berücksichtigt.

8.2.4 Funktionsspezifische Erlösobergrenzen

Unabhängig von der gewählten Methode zur Funktionsdifferenzierung des Netzes (Differenzierung nach Leitungsdurchmesser, Differenzierung nach Druckbereichen, netzpunktspezifische Differenzierung) [134] müssen EOG-Anteile für die systemübergreifende und -interne Funktion gebildet werden. Bei den ersten zwei Methoden erfolgt dies durch die funktionelle Zuteilung der direkt zuordenbaren Kapital- und Betriebskosten der Netzbestandteile und die Aufschlüsselung der Gemeinkosten jedes FNBs. Bei der Anwendung der netzpunktspezifischen Differenzierung werden die EOG in zwei Funktionen anhand des berechneten Indikators direkt unterteilt.

Resultierend hieraus entsteht je Marktgebiet je eine separate EOG für die systemübergreifende und -interne Funktion. Die zwei EOG-Anteile werden dann mit den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten ins Verhältnis gesetzt. Dadurch werden marktgebietsweite Briefmarken für die Nutzung der systemübergreifenden und der systeminternen Gastransportnetzfunktion gebildet[135]. Damit ist zwingend ein Ausgleichsmechanismus zwischen den FNB des jeweiligen Marktgebiets verbunden.

134 Auch Kombinationen der Methoden durch Gewichtung einzelner Parameter sind möglich.

135 Das vorgeschlagene Modell lässt sich auch mit unterschiedlicher Komplexität in Bezug auf die Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten, der Buchungen an den Speicherpunkten und die spezifische Konfiguration des Netzes bzw. der Netzpunkte ausbauen.

9 RABATTIERUNG BEDINGTER KAPAZITÄTEN

9.1 Rolle der Kapazitätsprodukte

Ein- und Ausspeiskapazitäten werden in der Regel auf Basis verschiedener Kapazitätsprodukte angeboten, die das Ziel einer Kapazitätsmaximierung seitens der FNBs widerspiegeln. Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben, erhalten Netznutzer mit festen zuordenbaren Kapazitäten (FZK) eine garantierte Bereitstellung (außer im Falle von "Force Majeure"). Die angebotenen FZK entsprechen somit der technisch möglichen Transportkapazität des Leitungsnetzes und bilden das Standardprodukt in der Primärkapazitätsvermarktung. In den Fällen, in denen technische Einschränkungen/Engpässe innerhalb des Fernleitungsnetzes den freien Lastfluss an Ein- und Ausspeispunkten nicht gestatten, können weitere Kapazitätsprodukte vermarktet werden. Dabei unterscheiden sich Kapazitätsprodukte anhand der Bedingungen, unter denen das Gasnetz genutzt bzw. ein- oder ausgespeist werden darf.

Neben FZK wird unterbrechbare, frei zuordenbare Transportkapazität (uFZK) vermarktet. Unterbrechbare Kapazitäten enthalten kein garantiertes Transportrecht. Falls Netzengpässe dazu führen, dass die auf unterbrechbarer Basis gebuchten Kapazitäten durch den Netzbetreiber nicht bedient werden können, hat der Netzbetreiber das Recht, entsprechende Nominierungen zu reduzieren oder abzulehnen. uFZK beinhalten daher ein reales Unterbrechungsrisiko.

Unterbrechbare Kapazität basiert auf Kapazitäten, die nicht ausreichend sicher bereitgestellt werden können, da ihre Verfügbarkeit von den tatsächlichen und priorisierten Lastflüssen abhängig ist. Daher werden unterbrechbare Kapazitäten in der Regel im Vergleich zu festen Kapazitäten zu einem reduzierten Preis angeboten. Dabei soll der gewährte Preisnachlass die Unterbrechungswahrscheinlichkeit angemessen reflektieren (GasNEV § 13 Abs.3). Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit soll im Idealfall auf historischen Lastdaten basieren und unter Einbeziehung von Annahmen über zukünftige Lastflüsse berechnet werden.[136] Die BNetzA definiert in MARGIT eine Zeitspanne von drei abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahren (solange Daten dafür vorhanden sind), um die Unterbrechungswahrscheinlichkeit realistisch darzustellen. Abweichend hiervon wurden bei der erstmaligen Entscheidung für das Entgeltjahr 2020 nach Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 2017/640 die Daten des letzten abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahres betrachtet, da aufgrund der sich durch die Neufassung des Netzkodex Kapazitätszuweisung in der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 ergebenden Änderungen keine vergleichbaren Werte für einen längeren Zeitraum vorlagen. Die Berechnung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit entspricht der Summe der tatsächlich unterbrochenen uFZK in Relation zur Summe der vermarkteten uFZK. In Abschnitt 5 MARGIT wird das Verfahren zur Ermittlung der Höhe der Abschläge für Standardkapazitätsprodukte für unterbrechbare Kapazitäten an Kopplungspunkten dargelegt. Dieses Verfahren orientiert sich an den Vorschriften des NC TARs (NC TAR, Art. 16) und setzt einen Mindestrabatt für unterbrechbare Kapazitäten von 10% oder 11% und ein Maximalrabatt von 90% des FZK-Preises.

Zusätzlich zu FZK und uFZK vermarkten die FNBs bedingte Kapazitätsprodukte, durch die unterschiedliche Nutzungsbedingungen abgebildet werden, wie bspw. Beschränkungen der freien Zuordenbarkeit und spezielle lokale Besonderheiten.[137] Laut NC TAR ist die Verwendung von bedingten Kapazitätsprodukten bei der Entgeltbildung gestattet und wird in der Praxis in beiden deutschen Marktgebieten weitgehend benutzt.

---

136 Falls ausreichend technische Kapazität zur Abdeckung der Transportnachfrage besteht, resultiert daraus eine sehr niedrige Unterbrechungswahrscheinlichkeit.

137 Dies können zum Beispiel spezielle Kurzstreckentransportkapazitäten sein.

Bedingte Kapazitätsprodukte unterscheiden sich von FZK unter anderem auf Basis ihres Unterbrechungsrisikos, der Netznutzung von festgelegten Ein- und Ausspeisepunkten und dem Zugang zum VHP. In dieser Hinsicht unterscheiden sich beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK) und dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK) dadurch, dass bei BZK der Zugang zum VHP fehlt und bei DZK der Zugang auf unterbrechbarer Basis erfolgt.[138]

Bei DZK-Produkten werden Zuordnungsauflagen ex-ante im Prozess der Vermarktung festgelegt. Die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit findet gewöhnlich über eine punktweise Zuordnung von Kapazitäten statt. Das Produkt garantiert eine Netznutzung in Verbindung mit spezifischen Ein- und Ausspeisepunkten und enthält ein Unterbrechungsrisiko, wenn andere Ein- und Ausspeisepunkte benutzt werden. Die Ausprägungen von DZK sind für grenzüberschreitende Flüsse geeignet und werden auch von Netznutzern in hohem Maße kontrahiert. [139]

9.2 Rabattierung

Ähnlich wie bei uFZK werden Entgelte für bedingte Kapazitätsprodukte im Normalfall durch einen Rabatt gegenüber festen Kapazitätsprodukten zu einem reduzierten Preis angeboten. Nach REGENT[140] liegt die Wertigkeit von bedingten Kapazitätsprodukten zwischen festen frei zuordenbaren und unterbrechbaren Kapazitäten. Deswegen wird das rabattierte Entgelt für bedingte Kapazitätsprodukte durch das Entgelt für das am geringsten rabattierte unterbrechbare Kapazitätsprodukt nach unten beschränkt. Der Rabatt für unterbrechbare Kapazitäten basiert auf der historischen Unterbrechungswahrscheinlichkeit, erhöht mit einem Sicherheitszuschlag von 10%. Der Sicherheitszuschlag garantiert den Mindestrabatt für uFZK von 10% oder 11%.

Bedingte Kapazitätsprodukte sind entwickelt worden, um die Bedürfnisse von FNB und Transportkunden sowie die physischen Bedingungen des Gasnetzes abzubilden. Somit liegt der Vorteil von bedingten Kapazitätsprodukten für den Netzbetreiber in der Verbesserung der Lastflusssicherheit und Reduzierung der Netzausbaukosten.[141] Für Transportkunden erlauben es die bedingten Kapazitätsprodukte, im Kontext des konkreten Lieferportfolios die Netznutzung zu verbessern. Dadurch lässt sich die deutliche Zunahme an Bedeutung und Marktrelevanz in der Form eines steigenden Anteils der Buchung von bedingten Kapazitäten in Deutschland über die letzten Jahre erklären.[142]

ACER regt die nationalen Regulierungsbehörden an, eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen, um die Auswirkungen der Änderung der Rabattbedingungen von bedingten Kapazitätsprodukten zu untersuchen, bevor eine Entscheidung über die Höhe der Rabattierungen getroffen wird. Die BNetzA hat keine Kosten-Nutzen-Analyse veröffentlicht und trotzdem durch REGENT die Rabattierung für bedingte Kapazitätsprodukte stark begrenzt. FNBs mit überwiegend systemübergreifender Funktion haben in der Vergangenheit bedingte Kapazitätsprodukte mit einem deutlich höheren Rabatt als der von der BNetzA jetzt festgelegten Grenze vermarktet.[143] Bei einer Limitierung der Rabattierung ist zu erwarten, dass die kontrahierte

138 Am 28.06.2018 hat die Beschlusskammer 7 ein Festlegungsverfahren (BK7-18-052) zur Standardisierung von Kapazitätsprodukten (KASPAR) gestartet und am 30.10.2019 abgeschlossen. Festgelegt wurde unter anderem, dass BZK-Produkte auf DZK-Produkte umgestellt werden und die DZK-Regelung für ganz Deutschland vereinheitlich wird. Die Vorgaben der Festlegung sind zum 01.10.2021 umzusetzen.

139 REGENT-GP, Rn. 33

140 REGENT-GP, Rn. 403

141 Laut ACER spiegelt die umfangreiche Vermarktung von bedingten Kapazitätsprodukten in beiden deutschen Märkten die netztopologischen Gegebenheiten wider. ACER 2019. Agency report – analysis of the consultation document on the Gas Transmission Tariff Structure for Germany, Rn. 67

142 Auf die Abhängigkeit der Nachfrage nach Kapazitätsprodukten vom Transportzweck und die Relevanz der Kosten-Nutzen-Relation wurde auch in der Studie zu Kapazitätsprodukten im deutschen Gasmarkt von Wagner, Elbling & Company (im Auftrag der BNetzA, 20.08.2014) hingewiesen.

143 NEP-Gas Datenbank und Wagner, Elbling & Company, im Auftrag der BNetzA, 2014

Menge bedingter Kapazitätsprodukte sinken wird. Zudem entstehen Anreize, dass aufgrund der niedrigen Entgeltdifferenzen systemübergreifende Netznutzer von bedingten Kapazitäten auf FZK umsteigen[144] oder sich für alternative Routen entscheiden, was in einer Verzerrung des internationalen Wettbewerbs resultieren könnte. Diese Risiken hat ACER erkannt und empfiehlt darum, im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse auch die grenzüberschreitenden Wirkungen von neugesetzten Rabatten zu analysieren.[145] Auch die BNetzA hat die Relevanz von bedingten Kapazitäten für die nationale und internationale Versorgungssicherheit anerkannt.[146] Zudem ist zu bedenken, dass BZK- und DZK-Produkte insbesondere nach der Marktgebietszusammenlegung dazu beitragen können, ineffiziente Kapazitätsreduktionen zu vermeiden.

Laut BNetzA ist ein unterbrechbares Produkt im Vergleich zu einem bedingten Kapazitätsprodukt aufgrund des höheren Unterbrechungsrisikos minderwertig.[147] Mit diesem Argument wird die Rabattierung von bedingten Kapazitätsprodukten durch den Rabatt des uFZK limitiert. Allerdings muss aus ökonomischer Sicht der Rabatt für bedingte Kapazitätsprodukte sich an der Wertigkeit für den Netznutzer orientieren und diese widerspiegeln. Darum erscheint die Begrenzung des Rabatts für bedingte Kapazitätsprodukte durch das am geringsten rabattierte unterbrechbare Kapazitätsprodukt unvollständig als Alleinmaßstab für die Preisbildung.

Bedingte Kapazitätsprodukte werden in der Praxis häufig von Netznutzern gebucht, die Gas entlang einer bestimmten Handelsroute transportieren wollen. In solchen Fällen ist der unterbrechbare Zugang zum VHP nicht maßgeblich zur Bestimmung des wirtschaftlichen Werts, da der konkrete Transportkunde kein kommerzielles Interesse am VHP-Handel hat.[148] Dagegen bucht bspw. ein Netzkunde eine uFZK mit der Erwartung, nicht unterbrochen zu werden, und erkennt die Wertigkeit des Zugangs zum VHP an, da sein Geschäftsmodell auf dem Zugang basiert. Durch diese Unterschiede in der Motivation und individuellen Präferenzen der Nutzer wird ersichtlich, dass der Zugang zum VHP unterschiedliche Rollen und Wertigkeit hat.

Die oben dargestellten Argumente zeigen, dass die Annahme, dass bedingte Kapazitätsprodukte aus Prinzip immer hochwertiger sind als unterbrechbare Kapazitäten, nicht erfüllt und daher unter ökonomischen Gesichtspunkten unzutreffend ist.

144 Ein Beispiel lässt sich im „Bericht zur Bedarfsermittlung für den 2019 beginnenden Prozess für neu zu schaffende Kapazität zwischen Polen TGPS und dem Trading Hub Europe" finden. In dem konkreten Fall wird am Grenzübergangspunkt Mallnow ab 2022 ausschließlich FZK nachgefragt, obwohl DZK vorhanden ist. (GASCADE Gastransport GmbH, GAZ-SYSTEM S.A., 21.10.2019).

145 ACER 2019. Report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity. Rn. 33

146 Wagner, Elbling & Company, im Auftrag der BNetzA, 2014, S. 32: "DZK und BZK leisten aufgrund ihrer üblichen Anwendung auf Transitrouten insbesondere einen wichtigen Beitrag für die internationale Versorgungssicherheit. Darüber hinaus ermöglichen diese Kapazitätsprodukte an Exit-Punkten die Reduktion von Transit-Ausspeisungen bei Ausbleiben der komplementären Einspeisungen und verhindern damit, dass Transit-Ausspeisungen die nationale Versorgungssicherheit über Gebühr belasten."

147 REGENT-GP, Rn. 404

148 Zum Beispiel könnte der ökonomische Wert des Zugangs zum VHP für Transportkunden mit Lieferverpflichtungen zu Nachbarländern (wie bei Take-or-Pay-Verträgen), die das deutsche Netz nur zum Transitzweck nutzen, realistischerweise sehr niedrig oder nahezu null sein.

QUELLENANGABEN/REFERENZEN/LITERATURVERZEICHNIS

- ACER, 2015. Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure (https://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/uic%20report%20-%20gas%20infrastructure.pdf). (aufgerufen am 5. November 2019).

- ACER, 2018a. ACER Market Monitoring Report 2018 – Gas Wholesale Market Volume (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202018%20-%20Gas%20Wholesale%20Markets%20Volume.pdf). (aufgerufen am 5. November 2019).

- ACER, 2018b. Harmonised Transmission Tariff Structures ⟨http://www.acer.europa.eu/en/gas/framework guidelines_and_network codes/ pages/harmonised-transmission-tariff-structures.aspx⟩ (aufgerufen 12. September 2019).

- ACER 2018. Effects of transmission tariffs to wholesale market development in the EU. https://www.energy-community.org/dam/jcr:ce1cb4d7-f572-4801-b008-29a90edff26f/REGSCHOOL102018_ACER_WMD_EU.pdf . (aufgerufen am 13.11.2019)

- ACER 2019. Report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity. (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20the%20conditionalities%20stipulated%20in%20contracts%20for%20standard%20capacity%20products%20for%20firm%20capacity.pdf). (aufgerufen am 11. November 2019).

- ACER, 2019. Agency report – analysis of the consultation document on the Gas Transmission Tariff Structure for Germany. (https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Agency%20report%20-%20analysis%20of%20the%20consultation%20document%20for%20Germany.pdf (aufgerufen 12. September 2019).

- Alonso, A., Olmos, L., Serrano, M., 2010. Application of an entry-exit tariff model to the gas transport system in Spain. Energy Pol. 38, 5133–5140. https://doi.org/10.1016/j. enpol.2010.04.043.

- Andersson, R., Bohman, M., 1985. Short-and long-run marginal cost pricing: on their alleged equivalence. Energy Econ. 7, 279–288.

- BGH, 2018. Bundesgerichtshof Beschluss vom 12. Juni 2018 ENVR 53/16.

- BMWi, 2019. Erdgasversorgung in Deutschland (https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html). (aufgerufen am 2. Oktober 2019).

- BNetzA, 2018a. Festlegungsentwurf zur regelmäßigen Entscheidung zur Referenzpreismethodik (REGENT-NCG/GP, BK9-18/610-NCG)

- BNetzA, 2018b. Workshop zu den Festlegungen REGENT, MARGIT, AMELIE und BETAE 2.0 (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktio-nen/Beschlusskammern/BK09/BK9_01_Aktuell/Veroeffentlichungen/Workshop_07112018/Folien_BK9.pdf?__blob=publicationFile&v=1). (aufgerufen 20. September 2019).

- BNetzA, 2018c. Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber, Gutachten für die dritte Regulierungsperiode durch Swiss Economics im März 2018.

- BNetzA, 2019a. Festlegung von Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie von Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV (BEATE 2.0, BK9-18/608).

- BNetzA, 2019b. Festlegung zur Einführung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern eines Marktgebietes gemäß Art. 10 Abs. 3 S. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (AMELIE, BK9-18-607).

- BNetzA, 2019c. Festlegung der Berechnung der Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten, der Rabatte an LNG-Terminals, der Höhe von Multiplikatoren und von saisonalen Faktoren nach Art. 28 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 (MARGIT, BK9-18/612).

- BNetzA, 2019d. Kostendeckungsbericht: SPNV Entgelte. Bericht gemäß § 37 Eisenbahnregulierungsgesetz über die Kostendeckung der Eisenbahninfrastrukturunternehmen des Bundes durch die Entgelte der Verkehrsdienste nach §36 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 Eisenbahnregulierungsgesetz.

- BNetzA, 2019e. Festlegung in Sachen Standardisierung von Kapazitätsprodukte im Gassektor (Kapazitätsproduktestandardisierung, „KASPAR") BK7-18-052. (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2018/2018-0001bis0999/2018_0001bis0099/BK7-18-0052/BK7-18-0052_Beschluss_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4). (aufgerufen am 10. November 2019).

- BNetzA und Bundeskartellamt, 2019. Monitoringbericht 2018

- Brandão, A., Soares, I., Sarmento, P., Resende, J., Joana Pinho, J., 2014. Regulating international gas transport: Welfare effects of postage stamp and entry-exit systems. Util. Policy 69, 86-95

- Consentec / Fraunhofer, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 11.06. 2018.

- Chyong, C. 2019. European Natural Gas Markets: Taking Stock and Looking Forward. Review of Industrial Organization 55(1): 89-109

- Doane, M., Spolber, D. 1994. Open Access and the Evolution of the U.S. Spot Market for Natural Gas. The Journal of Law and Economics 37(2): 477-517

- Energate, 2019a. Einheitliche Fernleitungsnetzentgelte für 2020 veröffentlicht (https://www.energate-messenger.de/news/191983/einheitliche-fernleitungsnetzentgelte-fuer-2020-veroeffentlicht) (aufgerufen am 5. November).

- Energate, 2019b. GRT Gaz Deutschland erwartet Klagen gegen REGENT-Festlegung [WWW Dokument]. URL (https://www.energate-messenger.de/news/190355/grt-gaz-deutschland-erwartet-klagen-gegen-regent-festlegung) (aufgerufen am 5. November 2019).

- Energy Community, 2018. Effects of transmission tariffs to wholesale market development in the EU (https://www.energy-community.org/dam/jcr:ce1cb4d7-f572-4801-b008-29a90edff26f/REGSCHOOL102018_ACER_WMD_EU.pdf). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Energy Regulatory Office. 2019. Yearly Report on the Operation of the Czech Gas System for 2018. http://www.eru.cz/documents/10540/4583836/Yearly_report_gas_2018.pdf/ece3e670-ad24-4130-b6ec-1ea62a40d3b7

- ENTSOG, 2017. Implementation Document for the Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas ⟨https://www. en-tsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2017/170322_ENTSOG_TAR NC IDoc_Flipbook.pdf⟩. (aufgerufen 12. September 2019).

- ENTSOG, 2019. Transparency Platform (https://transparency.entsog.eu/). (aufgerufen am 5. November 2019).

- EnWG, 2005. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

- ERGEG, 2006. Report on the transmission pricing (for Transit) and how it interacts with Entry-Exit Systems. Ref: E06-GFG-18-03. ⟨https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ab7a7660-8c17-5e28-5d12-66a33371f726). (aufgerufen 2. Oktober 2019).

- Euractiv, 2019. EU-Kommission könnte in deutsch-italienischen Gas-Streit eingreifen (https://www.euractiv.de/section/binnenmarkt-und-wettbewerb/news/eu-kommission-koennte-in-deutsch-italienischen-gas-streit-eingreifen/). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Europäische Kommission, 2019. Market Observatory for Energy – DG Energy, Quarterly Report on European Gas Markets (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q1_2019_final.pdf). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Europäische Union, 2009. Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG. Amtsblatt der Europäischen Union, L 211/94.

- Europäische Union, 2017. Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR). Amtsblatt der Europäischen Union, L 72/29.

- Europäische Union, 2019. Verordnung (EG) 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005. Amtsblatt der Europäischen Union, L 211/36.

- Frontier Economics, 2018. Ferngasnetzentgelte gemäss Entwurf der Festlegung "REGENT". Ökonomische Einschätzung im Auftrag von Fluxys TENP, Gascade, GRTGas, Deutschland und Open Grid Europe

- Garcia, J., 2018. Effects of transmission tariffs to wholesale market development in the EU. https://www.energy-community.org/dam/jcr:ce1cb4d7-f572-4801-b008-29a90edff26f/REGSCHOOL102018_ACER_WMD_EU.pdf

- Gas Transmission Europe (GTE), 2005. Transit Report - 05TR033.

- GASCADE, 2020. Preisblatt der GASCADE Gastransport GmbH für die Nutzung des überregionalen Gasfernleitungsnetzes für Transportkunden und Netzbetreiber gültig ab 1. Januar 2020 (https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/netzzugang/preise/GASCADE_Preisblatt_Januar_2020_190708.pdf). (aufgerufen am 5. November).

- GasHDrLtgV, 2011. Gashochdruckleitungsverordnung vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), die zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

- GasNEV, 2005. Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 118 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist.

- Gasunie, 2019. Information über die Entgeltstruktur der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH ab 01.01.2020 an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an Speichern (https://www.gasunie.de/news/2). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Gazprom Marketing & Trading Limited. 2018. Stellungnahme zu BK7-18-052 „KASPER". (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2018/2018-0001bis0999/2018_0001bis0099/BK7-18-0052/download/BK7-18-0052_Stellungn_GAZPROM_Marketing_und_Trading_download_bf_2.pdf?__blob=publicationFile&v=4). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Growitsch, C., Stronzik, M., Nepal, R., 2015. Price Convergence and Information Efficiency in German Natural Gas Markets. German Economic Review 1(16): 87-103

- GRTgaz, 2019. Verbindliche Netzentgelte mit Wirkung ab dem 01.01.2020 für das Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) veröffentlicht (https://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/1248). (aufgerufen am 5. November 2019).

- GTG Nord, 2019. Transparenzplattform (https://b2b-prod.gtg-nord.de/publication/#). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Gwf Gas, 2019. Einheitliche Briefmarkenentgelte 2020 für die Netzgebiete NetConnect Germany (NCG) und Gaspool veröffentlicht (https://www.gwf-gas.de/aktuell/maerkte-und-

unternehmen/24-05-2019-einheitliche-briefmarkenentgelte-2020-fuer-die-netzgebiete-netconnect-germany-ncg-und-gaspool-veroeffentlicht/). (aufgerufen am 21. Oktober 2019).

- Harris, D., Chou, Y., 2017. Gas Transport Tariffs and the Dutch Gas Market: The Role of Gas Tariff Structures in Maintaining Desirable Features of the Dutch Gas Market – prepared for Gasunie Transport Services B.V.

- Heather, P. 2019. European traded gas hubs: a decade of change. Energy Insight 55:1-29

- Hunt, P., Entry-exit transmission pricing with notional hubs – can it deliver a pan-European wholesale market in gas? Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. NG 23, (2008).

- Hirschhausen, C., Von, Ruester, S., Marcantonini, C., He, X., Egerer, J., Glachant, J.-M., 2012. EU Involvement in Electricity and Natural Gas Transmission Grid Tarification. https://doi.org/10.2870/35676.

- Hirschhausen, C., Neumann, Rüster, 2007. Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlagen und Anwendung in Deutschland. Gutachten im Auftrag von EFET Deutschland

- Lipphardt, G., 2006. Elektrische Anlagen und Netze. Hochschule Mannheim

- KEMA, 2012. Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung (https://www.e-control.at/documents/1785851/1811042/Grunds%C3%A4tze+EE-Tarifierung_Endbericht_Kema_final.pdf/7ca69d8e-782b-4ad9-a797-66a3c67a91ab?t=1413905153004). (aufgerufen am 5. November 2019).

- KEMA, 2014. Regulatorische Behandlung von Lastflusszusagen (https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Publikationen_extern/DNV_KEMA_GL_Reg_Behandlung_LFZ_FINAL_28032014_Studie_Kapazit%C3%A4tsprodukte_Lastflusszusagen.pdf). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Knieps, Prof. Günter, 2002. Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft - Eine netzökonomische Analyse,

- Mateo, C., Gómez, T., Sánchez-Miralles, A., Peco, J., Candela, A., 2011. A reference network model for large-scale distribution planning with automatic street map generation. IEEE Trans. Power Syst. 26, 190–197.

- Mosácula, C., Chaves-Ávila, J.P., Reneses, J., 2017. An Overview of Natural Gas Network Tariffs Design Considering the Regulatory Principles as Guiding Criteria. (No. Working paper. IIT-18-047A).

- Mosácula, C., Chaves-Ávila, J.P., Reneses, J., 2019. Reviewing the design of natural gas network charges considering regulatory principles as guiding criteria in the context of the increasing interrelation of energy carriers. Util. Policy 126, 545–557

- Neumann, A., Siliverstovs, B., (2006). Convergence of European Spot Market Prices for Natural Gas? A Real-Time Analysis of Market Integration using the Kalman Filter. Applied Economics Letters 13(11): 727-732

- Hewicker C., Kesting S., 2009. The New Entry-exit Model in the EU and Its Consequences for Gas Supply Companies. In A. Bausch and B. Schwenker (eds.), Handbook Utility Management, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg

- OLG Düsseldorf, 2017. Beschluss vom 20. September 2017 VI-3 Kart 121/14 (V).

- Perner, Jens / Riechmann, Christoph / Schulz, Walter, Durchleitungsbedingungen für Strom und Gas, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts Band 51, München, (1997).

- Pirani, S., 2018. Russian gas transit through Ukraine after 2019: the options. Oxford Energy Insight 41: 1-21

- Public Consultation No 2019-006 relating to the Structure of the next tariff for the use Natural Gas Transmission Networks of GRTgaz and Terega, 27 March 2019

- Pustisek, 2005. Untersuchungen der Struktur von Preissystemen für Erdgastransportkapazitäten (https://d-nb.info/99154062X/34). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Regulatory Approaches to Cost Allocation, a Report for ORR prepared by NERA, April 2001, London.

- Sharples, J., 2018. Ukrainian Gas Transit: Still Vital for Russian Gas Supplies to Europe as Other Routes Reach Full Capacity. Oxford Energy Comment:1-12

- Swiss Economics, 2017. Kostentreiberanalyse und Effizienzvergleich der Gasfernleitungsnetzbetreiber. Arbeitsstand Parameterdefinition (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichFNB/Parameterdefinitionen.pdf?__blob=publicationFile&v=1). (aufgerufen am 5. November 2019).

- Tukey, J., 1977. Exploratory Data Analysis

- Vos, M., Kiewiet, B., Petrov, K., 2013. Gas transmission pricing models for entry-exit systems and implementation options [WWW Dokument]. http://crninet.com/2013/ 2b.Kiewiet-Paper.pdf. (accessed 12 September 2019).

- Wagner, Elbling & Company. 2014. Kapazitätsprodukte im deutschen Erdgasmarkt – Bestandsaufnahme und Weiterentwicklung. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur

- Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. 2015. Методики визначення та розрахунку тарифів на послуги транспортування природного газу для точок входу і точок виходу на основі багаторічного стимулюючого регулювання. Fassung von 11.10.2019

ANHANG A: ROLLE UND ANFORDERUNGEN DES NC TAR

Die Verordnung (EG) 715/2009 fordert „einen Netzkodex für harmonisierte Erdgas-Fernleitungsentgeltstrukturen festzulegen und unionsweite Regelung einzuführen, um zur Marktintegration beizutragen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und den Verbund der Gasnetze zu fördern". Dazu macht Artikel 13 deutlich, dass es sich um ein Entry/Exit-Tarifsystem handeln soll, um ein angemessenes Maß an Verursachungsgerechtigkeit und Vorhersehbarkeit zu gewährleisten.

Die Motivation hinter den harmonisierten Fernleitungsentgeltstrukturen basiert auf folgenden Gründen:

- Die Verwendung unterschiedlicher Fernleitungsentgeltstrukturen kann langfristige grenzüberschreitende Flüsse verzerren, was zu einem suboptimalen Ergebnis führt. Ein Beispiel dafür wäre, dass Gaslieferanten sich entscheiden, bestimmte Transportrouten auszuwählen, die ihre Kosten zwar minimieren, aber nicht zwingend die Gesamtkosten des Systems.

- Unterschiede bei den Fernleitungsentgeltstrukturen können zu Quersubventionen zwischen grenzüberschreitenden und inländischen Nutzern führen.

- Unterschiede bei den Fernleitungsentgeltstrukturen können den Wettbewerb verzerren und die Liquidität von Märkten verringern.

- Mangelnde Konsistenz in der Bepreisung des „Backhaul" und unterbrechbare Kapazitäten könnten die Attraktivität solcher Produkte beeinträchtigen.

- Die Harmonisierung der Fernleitungsentgeltstrukturen zielt darauf ab, die Konsistenz und Transparenz der Preisgestaltung zu verbessern.

ENTSOG[149] hat den Entwurf zum „Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas" (NC TAR) im Dezember 2014 an ACER übermittelt. Die Verordnung (EU 2017/460) ist am 16. März 2017 in Kraft getreten und verpflichtet somit die Mitgliedstaaten innerhalb von zwei Jahren die notwendigen Anpassungen im Tarifsystem durchzuführen.

Gemäß NC TAR müssen die berechneten Entgelte verursachungsgerecht, nicht-diskriminierend, objektiv und transparent sein, und haben zum Ziel, Quersubventionierung zwischen systeminterner und systemübergreifender Netznutzung zu minimieren (Art. 7).

Die Kosten, die im Zusammenhang mit dem regulierten Anlagevermögen anfallen, sind grundsätzlich durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an den Netznutzer abzurechnen. Die Kostenzuweisung soll auf einem der folgenden Kostentreiber beruhen:

- technische Kapazität,

- prognostizierte kontrahierte Kapazität,

- technische Kapazität und Distanz oder

- prognostizierte kontrahierte Kapazität und Distanz

[149] 31 FNB aus 21 europäischen Ländern haben im Dezember 2009 die Agentur der Übertragungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) gegründet.

Der NC TAR erlaubt auch die Einführung eines mengenbasierten Entgelts (Arbeitsentgelt) um Kosten zu decken, die durch die Gasmenge bedingt sind (Art. 5).

Die nationalen Regulierungsbehörden müssen die Referenzpreismethode, die einen Referenzpreis für die Entry/Exit-Punkte eines Ein- und Ausspeisesystems bestimmt, festlegen oder genehmigen. Der NC TAR gibt dafür die Methodik zur Berechnung der Entry- und Exit-Tarife vor und fordert eine einheitliche und durchgehende Anwendung (Art. 6). Obwohl der NC TAR keine spezifische Berechnungsmethodik vorgibt, wird die kapazitätsgewichtete Distanzmethodik vorgeschlagen. Dies gibt den nationalen Regulierungsbehörden eine gewisse Flexibilität bei der Auswahl der Berechnungsmethodik. Für den Fall, dass eine alternative Berechnungsmethodik ausgewählt wird, muss diese mit der Methode der kapazitätsgewichteten Distanz verglichen werden.

Durch den festgelegten Referenzpreis wird die nicht-unterbrechbare Kapazität mit Laufzeit von einem Jahr abgebildet. Dieser Referenzpreis ist die Basis für die Festlegung der unterjährigen Entgelte (wie saisonale oder unterbrechbare Produkte), die auf Grund von Multiplikatoren differenziert werden. Der NC TAR fordert, dass die ausgewählte Referenzpreismethode mit den Anforderungen in der Verordnung (EG) 715/2009 übereinstimmen muss. Die Grundsätze dafür sollen aus dem Artikel 13 abgeleitet werden:

- Ökonomische Effizienz
- Kostenverursachung
- Förderung von Wettbewerb
- Transparenz und Praktikabilität

ANHANG B: INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN - UMSETZUNG DES NC TAR IN FRANKREICH

In Frankreich gibt es zwei Fernleitungsnetzbetreiber, GRTgaz und Teréga. GRTgaz betreibt, wartet und entwickelt ein Transportnetz von über 32.400 km Länge, das einen großen Teil Frankreichs mit Ausnahme des Südwestens abdeckt. Das Unternehmen transportiert rund 646 TWh Gas pro Jahr. Teréga betreibt, wartet und entwickelt ein über 5.000 Kilometer langes Gasleitungsnetz im Südwesten Frankreichs. Das Unternehmen transportiert rund 124 TWh Gas pro Jahr. Insgesamt beträgt der inländische Gasverbrauch 40% der transportierten Gasmengen.

Das französische Fernleitungsnetz ist in das Haupttransportnetz (réseau principal) und das regionale Transportnetz (réseau régional) unterteilt. Der Grund für diese Aufteilung in Haupt- und Regionalverkehr liegt in den unterschiedlichen Funktionen und Strukturen der Netze. Das Haupttransportnetz verbindet die Zusammenschaltungspunkte mit benachbarten Netzen (internationale Verbindung Ein- und Ausspeisepunkte, PIR), Untergrundspeichern (PITS), LNG-Terminals (Schnittstelle Terminal/Haupttransportnetz, PITTM), dem regionalen Transportnetz und industriellen Großverbrauchern. Es besteht aus Hochdruck- (40-80 bar) bzw. Großrohrleitungen (> 600 mm). Es ist mehr als 9.500 km lang. Das Gas kann gemäß der Ein- und Ausspeisepunkte an den Verbindungsleitungen in beide Richtungen strömen. Die Strömungsrichtung kann von Tag zu Tag und sogar innerhalb desselben Tages variieren.

Das Gas im Haupttransportnetz kann in unterirdische Erdgasspeicher eingespeist und anschließend entnommen werden. Es kann auch an dem Gashandelspunkt PEG gehandelt werden.

Das regionale Transportnetz transportiert Erdgas aus dem Haupttransportnetz zu den lokalen Verteilungsnetzen (Schnittstelle Transportnetz /Verteilung, PITD) und zu direkt angeschlossenen Verbrauchern. Es besteht aus Mitteldruckleitungen (20 bar) und der Durchmesser der Rohrleitungen beträgt weniger als 600mm. Das Netz ist mehr als 28.000 km lang und die Gasströme sind unidirektional. Typischerweise arbeiten regionale Netze in einem "Antennensystem", da das Gas nur in eine Richtung vom Haupttransportnetz zum Endkunden fließt.

Die Festlegung des Tarifs für das Haupttransportnetz erfolgt nach dem Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz. Die Kosten des Haupttransportnetz werden den Ein- (PIR-Einspeisung, PITTM) und Ausspeisepunkten (PR-Ausspeisung, Ausgänge zum regionalen Netz) anhand eines Splits von 35%-65% zugeordnet. Die Netzentgelte für Speicher werden mit 80% rabattiert.

Zur Berechnung der Entfernung nimmt die französische Regulierungsbehörde CRE die realistischsten und wirtschaftlich sinnvollsten Wege für den Gastransport. Im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Verkehr betrachtet die Regulierungsbehörde die Dünkirchen-PIR als den führenden Einspeisepunkt für den Gastransport zu den PIRs Pirineos, Oltingue und Alveringem. Die Entfernung wird durch die kürzesten Pipeline-Distanzen zwischen Dünkirchen und Pirineos, Oltingue, Alveringem PIRs jeweils geschätzt.

Die Einspeisetarife an den PIRs sind gleichgesetzt. Ebenso sind sie an den PITTMs vereinheitlicht, aber unterscheiden sich von den Einspeisetarifen an den PIRs. Damit ist impliziert, dass die Netzinfrastruktur gleichermaßen zur Verfügbarkeit von Zugangskapazitäten innerhalb dieser beiden Kategorien von Punkten beiträgt.

Die Berechnung der Entfernung des Gastransports zu den Verbrauchern in Frankreich ist komplexer. Grund dafür ist die hohe Zahl der Hauptnetzausspeisepunkte zu regionalen Transportnetzen (1.123 im GRTgaz-Netz und 151 im Teréga-Netz), die Verfügbarkeit von unterschiedlichen Beschaffungsmöglichkeiten der Gaslieferanten und das Vorhandensein von Speicherkapazitäten.

CRE bestimmt die Einspeisepunkte, die jeden Ausspeisepunkt versorgen, basierend auf dem Prinzip, dass diese Einspeisepunkte geografisch am nächsten liegen und verfügbare kontrahierte Kapazitäten besitzen. Die Entfernungen werden für jeden Ausspeisepunkt für ein typisches Sommer- und Winterszenario geschätzt. Dann werden die durchschnittlichen Sommer- und Winterabstände berechnet. Abschließend wird eine einzige durchschnittliche Entfernung für alle Lieferstellen durch Gewichtung mit der Anzahl der Monate jeder Saison (sieben Sommermonate und fünf Wintermonate) berechnet.

Da die Entgelte für das gesamte Haupttransportnetz einschließlich GRTgaz und Teréga festgelegt werden, gibt es einen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern.

Die Preisgestaltung des regionalen Transportnetzes ist von der Preisgestaltung im Haupttransportnetz getrennt. Die Tarife im regionalen Transportnetz werden nach einem entfernungsbasierten Ansatz festgelegt. Die Tarife werden durch Multiplikation von (konstanten) spezifischen Kapazitätskosten und (unterschiedlichen) Koeffizienten für das konkrete regionale Tarifniveau festgelegt (je nach Lieferort Tarifstufen von 0 bis 10. Damit werden die spezifischen Merkmale der regionalen Transportnetze berücksichtigt.

ANHANG C: INTERNATIONALE ERFAHRUNGEN - UMSETZUNG DES NC TAR IN ITALIEN

In Italien wird 99% des transportierten Gases im Inland verbraucht. Das italienische Gastransportnetz ist in das nationale Fernleitungsnetz (Import/Exportleitungen, Leitungen, die mit Speichern und LNG-Anlagen verbunden sind, nationale Hauptleitungen, Verdichterstationen) und das regionale Transportnetz (alle anderen Leitungen zum Durchleiten von Gas im Vergleich zum Anlieferungspunkt des lokalen Netzes) unterteilt.

Diese Unterscheidung basiert auf dem italienischen Rechtsrahmen. Das Ministerium (Ministero per lo Sviluppo Economico) ist verpflichtet, die Listen der nationalen und regionalen Leitungen nach den Kriterien des Artikels 9 der Gesetzesverordnung 164/00 zu veröffentlichen und aktualisieren. Das nationale Fernleitungsnetz (RNG, Rete Nazionale dei Gasdotti) setzt sich aus Offshore-Leitungen, Import- und Exportleitungen, Leitungen, die zwei oder mehr Verwaltungsgebiete verbinden, Leitungen, die an Speicheranlagen angeschlossen sind und Leitungen, die direkt oder indirekt dem nationalen Erdgasnetz dienen, zusammen. Auf der anderen Seite transportiert das regionale Transportnetz (RRT, Rete Regionale di Trasporto) Gas auf regionaler Ebene zu industriellen Nutzern und Verteilern.

Das derzeitige Gastransportnetz besteht aus 19 Einspeisepunkten, darunter zehn Einspeisezonen für Gasfelder (67 Einspeisepunkte aus der nationalen Produktion, einschließlich der Biomethanproduktion), drei LNG-Importterminals, drei Speicherzentren und sechs Kuppelstellen. Es gibt 13 Ausspeisepunkte, darunter fünf Kuppelstellen, drei Lagerplätze und sechs nationale Liefergebiete. In den sechs inländischen Liefergebieten sind fast 7.000 inländische Ausspeisepunkte integriert. Alle Lieferstellen befinden sich im regionalen Netz.

Der Transporttarif basiert auf dem Ansatz der kapazitätsgewichteten Distanz. Das Verfahren wird auf das gesamte Transportnetz einschließlich der nationalen und regionalen Netze angewendet. Im nationalen Transportnetz werden die wichtigsten Abfang- und Entnahmestellen (PIDIs) identifiziert, die sich mit den regionalen Netzen verbinden. Mehrere PIDIs bedienen jeweils die gebündelten Liefergebieten. Die nationale Entfernung von einem ausgewählten Zugangspunkt zu einem ausgewählten PIDI ist der kürzeste physische Weg entlang des Rohrleitungssystems, das sie verbindet. Die regionale Entfernung von einem ausgewählten PIDI zu einem ausgewählten gebündelten Liefergebiet ist die durchschnittliche Entfernung vom ausgewählten PIDI zu allen seinen zugrunde liegenden Lieferpunkten, gewichtet mit ihren Kapazitäten. Die Gesamtdistanz von einem ausgewählten Einspeisepunkt zu einem ausgewählten gebündelten Liefergebiet ist die Summe der durchschnittlichen nationalen und regionalen Entfernungen aller PIDIs, die das ausgewählte gebündelte Liefergebiet bedienen, gewichtet für die Kapazitäten der jeweiligen PIDIs.

Bei den Produktionspunkten wird die Entfernung jedes gebündelten Produktionshubs zu den Ausspeisepunkten gleich der Entfernung des Produktionspunktes mit dem größten Volumen gesetzt.

Die durch die vorstehend beschriebenen Schritte erhaltene Gesamtstrecke wird in der CWD-Matrix zur Berechnung der Entgelte benutzt. Die Kosten des nationalen Transportnetzes werden den Einspeise- und Ausspeisepunkten unter Verwendung einer Aufteilung von 40%-60% zugewiesen. Im Gegensatz dazu werden die Kosten des regionalen Netzes vollständig auf die Ausspeisepunkte umgelegt. Das Ergebnis ist, dass 28% der gesamten Fernleitungskosten auf die Einspeisefernleitungspunkte und 72% auf die Ausspeisefernleitungspunkte entfallen.

Die gewählte Aufteilung verhindert, dass die Kosten des regionalen Netzes den Einspeisepunkten in Rechnung gestellt werden. Letzteres zielt darauf ab, ein höheres Maß an Wettbewerbsfähigkeit für die

Gasversorgung auf nationaler Ebene zu gewährleisten und die Angleichung des italienischen Gashubpreises an die anderen europäischen Hubs zu fördern. Darüber hinaus steht es im Einklang mit der Funktion der regionalen Netze, d.h. dem Transport von Gas zu den inländischen Ausspeisepunkten.

ANHANG D: BEISPIEL DER ABLEITUNG DER ENTGELTE

Unter der Annahme, dass das grundsätzliche Referenzpreismodell der BNetzA weitgehend erhalten werden soll, halten wir eine Erweiterung durch die Einrichtung von funktionsspezifischen Bestandteilen der Briefmarken für zielführend.

Der erste Bestandteil der Briefmarke ergibt sich aus der Division des EOG-Anteils für die systemübergreifende Gastransportnetzfunktion und der Summe der prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an allen Einspeise- und Ausspeisepunkten im jeweiligen Marktgebiet. Dieser Bestandteil wird somit von allen Transportkunden im Marktgebiet, die diese Netzkapazitäten an diesen Punkten buchen, bezahlt.

Der zweite Bestandteil der Briefmarke ergibt sich aus der Division des EOG-Anteils für die systeminterne Gastransportnetzfunktion und der Summe der prognostizierten kontrahierten Kapazitäten an den Ausspeisepunkten für einheimische Letztverbraucher und nachgelagerte Netze (interne Bestellungen). Sie wird von den Transportkunden, die Netzkapazitäten an diesen Ausspeisepunkten buchen, bezahlt. [150] [151] In der Konsequenz zahlen diese Transportkunden somit beide Bestandteile der Briefmarke. Dies entspricht der Tatsache, dass beide Systeme physisch verbunden sind und die systemübergreifenden Netze von allen Netznutzern benötigt werden, denn sie dienen nicht nur der Weiterleitung von Gasmengen in andere Ein- und Ausspeisesysteme, sondern auch dem Import zugunsten der systeminternen Versorgung. Es ist mit anderen Worten zwar eine isolierte Inanspruchnahme der der systemübergreifenden Funktion dienenden Netze bzw. Netzbestandteile möglich. Die Inanspruchnahme der der systeminternen Funktion dienenden Netze bzw. Netzbestandteile setzt aber eine Inanspruchnahme auch des der systemübergreifenden Funktion dienenden Netzes bzw. dieser Netzbestandteile voraus.

Unabhängig davon können sich netzspezifische Ausnahmen je nach Konfiguration des Netzes oder der Netzpunkte ergeben. Diese sollten einer Einzelfallprüfung des Regulators unterliegen.

Illustrative Berechnung

Auf Grundlage der dem Gutachter vorliegenden Daten sind keine präzisen Berechnungen der Netzentgelte mit funktionsdifferenzierten EOG-Anteilen nach den in Kapitel 8 skizzierten Methoden möglich, da es sich überwiegend um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der FNB handelt. Die folgende Berechnung ist somit rein illustrativ und soll lediglich die Möglichkeiten bzgl. einer Differenzierung beleuchten.

Da keine unternehmensspezifischen Kostendaten für die FNBs in den jeweiligen Märkten verfügbar sind, erfolgt im Beispiel die Ermittlung der funktionsspezifischen Erlösanteile mithilfe der Wiederbeschaffungskosten des bestehenden Netzwerkes. Diese werden anhand der im Netzentwicklungsplan 2018 angegebenen Kostensätze für die Leitungen und Verdichterstationen ermittelt (s. Kapitel 5). Diese können als elementarer Kostentreiber der Gasfernleitungen betrachtet werden. Dabei werden dieselben Mittelwerte in den jeweiligen Leitungsdurchmesserklassen wie in Fußnote 37 verwendet, um eine Interpolation anhand der vorhandenen Daten durchzuführen. Somit bekommt jeder Leitungskilometer einer bestimmten Leitungsdurchmesserklasse einen Wiederbeschaffungswert.

[150] Es ist ebenfalls denkbar, einen Teil der Einspeisekapazitäten der systeminternen Funktion zuzuweisen.

[151] Bei der Ermittlung des systeminternen (zweiten) Bestandteils der Briefmarke ist es auch möglich, die Berechnungsgrundlage durch die Kapazitäten an den Speicherpunkten zu erweitern. Damit wird die systeminterne Briefmarke auch auf die Buchungen an den Speicherpunkten erhoben.

Leitungsdurchmesserklasse	A	B	C	D	E	F	G
Angenommener Mittelwert der Leitungsdurchmesserklasse (in mm)	1.200	850	600	425	288	168	80
Kosten pro Leitungskilometer (in Millionen €)	2,85	2,13	1,64	1,39	1,22	1,08	0,99

Tabelle 4: Verwendete Wiederbeschaffungskosten für die illustrative Berechnung der funktionsspezifischen Briefmarken

Quelle: DNV GL

Danach erfolgt die Bestimmung der Anteile der systemübergreifenden und systeminternen Funktion anhand der Wiederbeschaffungskosten der Rohrleitungen für jeden FNB im jeweiligen Marktgebiet, wobei die systemübergreifende Funktion durch Leitungen mit der Durchmesserklasse A und B (ab 700 mm DN aufwärts) definiert wird. Zusätzlich zu den Kosten dieser Leitungen mit größerem Leitungsdurchmesser werden die Wiederbeschaffungskosten der Verdichterstationen der systemübergreifenden Funktion zugerechnet. Diese wird in diesem Gutachten innerhalb der in Kapitel 5 durch die Zahlen aus dem NEP 2018 definierten Bandbreite mit 4,0 Millionen € pro MW festgelegt, welches den Kosten einer Verdichterstation der mittleren Komplexität innerhalb der Leistungsklasse von 10-20 MW entspricht. Die Prozentanteile der zwei Funktionen werden auf die EOG des jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibers angewendet. Im Anschluss daran erfolgt die Summierung der abgeleiteten EOG-Anteile aller FNBs nach Netzfunktion und Marktgebiet. Hieraus ergeben sich somit die jeweiligen aggregierten funktionsspezifischen EOG-Anteile im Marktgebiet. Die gebietsweiten funktionsspezifischen Briefmarken werden durch die Division der aggregierten gebietsweiten funktionsspezifischen EOG-Anteile durch die entsprechenden relevanten Kapazitäten berechnet.

Bei der Zugrundelegung der Erlöse aus Ferndienstleistungen[152] in Verbindung mit den prognostizierten kontrahierten Kapazitäten[153] des Jahres 2020[154] ergibt sich bei der illustrativen Berechnung anhand der Wiederbeschaffungskosten ein Anteil der systemübergreifenden Funktion von 66,7% für das Marktgebiet GP sowie ein Anteil von 65,5% für das Marktgebiet NCG. Dies resultiert in den folgenden Briefmarken (alle Beträge in €/kWh/h/a):

- Das Einspeiseentgelt beträgt für alle Netznutzer 2,57 im NCG-Markgebiet und 1,99 im GP-Markgebiet.

- Das Ausspeiseentgelt für Netznutzer der systemübergreifenden Transportfunktion (d.h. das Ausspeiseentgelt an GÜP und MÜP) beträgt ebenfalls 2,57 im NCG-Marktgebiet und 1,99 im GP-Marktgebiet.

- Dagegen beträgt das Ausspeiseentgelt für Netznutzer beider Transportfunktionen (d.h. insbesondere das Entgelt für Ausspeisungen an Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Verteilernetzen (interne Bestellung) sowie zu unmittelbar an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Letztverbrauchern) 5,21 im NCG-Marktgebiet und 4,43 im GP-Marktgebiet.

152 1.303.030.999 € für NCG; 919.124.928 € für GP

153 332.727.214 kWh/h für NCG; 307.326.030 kWh/h für GP

154 Im Netzgebiet GP wurden die Erlöse und Kapazitäten des von Open Grid Europe GmbH und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH verwalteten FNB jordgas GmbH zwar inkludiert, aufgrund einer dem Gutachter nicht möglichen Trennung der einzelnen Leitungskilometer wurde bei der Berechnung diese jedoch nicht in die Berechnung des Anteils der systemübergreifenden Funktion anhand der Wiederbeschaffungskosten miteinbezogen. Aufgrund der noch nicht erfolgten Zertifizierung des Kombinationsnetzbetreibers Ferngas Netzgesellschaft mbH wurde auch hier der gleiche Anteil der systemübergreifenden Funktion im Marktgebiet angenommen.

Nach der obigen illustrativen Berechnung decken Netznutzer beider Transportfunktionen im Netzgebiet NCG mit ihrem Beitrag ca. 78,98 % der gesamten Erlöse ab. Im Netzgebiet GP tragen Netznutzer beider Transportfunktionen zu 71,58% zur Deckung der gesamten Erlöse bei.