Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Abteilung Internationales, Strategie und Politik

Februar 2007

Erdgasmarkt Schweiz

Ermittlung des Bedarfs einer Marktöffnung aus der Sicht der Akteure und Analyse der Marktöffnung in ausgewählten EU-Ländern

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

Jörg Wild, Plaut Economics, Regensdorf
Stephan Vaterlaus, Plaut Economics, Regensdorf
Heike Worm, Plaut Economics, Regensdorf
Christian Spielmann, Plaut Economics, Regensdorf

in Zusammenarbeit mit
Matthias Finger, EPFL – Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne

Begleitgruppe:

A. Grossen, VSG
J.M. Hensch, VSG
S. Muster, Bundesamt für Energie - Koordination
V. Beuret, Bundesamt für Energie
L. Gutzwiller, Bundesamt für Energie

Bezugsort der Publikation: www.ewg-bfe.ch und www.energieforschung.ch

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms "Energiewirtschaftliche Grundlagen" des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich..

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 4
Tabellenverzeichnis 5
Vorwort 6
Préface 7
Zusammenfassung 8
Résumé 14
1 Ausgangslage und Fragestellung 21
2 Ökonomisch-technische Grundlagen des Gasmarktes 23
2.1 Einleitung 23
2.2 Technische Charakteristika der Gaswirtschaft 23
2.2.1 Erzeugung 24
2.2.2 Erdgastransport 27
2.2.3 Speicherung 29
2.2.4 Handel 30
2.3 Abhängigkeiten zwischen Wertschöpfungsstufen 36
2.3.1 Aufteilung des Investitionsrisikos zwischen Erzeugung, Transport und Verteilung 36
2.3.2 Synergien im Bereich der Speicherung 38
2.4 Gegenüberstellung von Erdgas und Elektrizität 39
2.4.1 Angebotsseitige Unterschiede 39
2.4.2 Nachfrageseitige Unterschiede 41
2.4.3 Organisation der Handelstransaktionen 42
2.4.4 Beurteilung des Effizienzsteigerungspotentials einer Gasmarktöffnung im Vergleich zum Strommarkt 42
3 Schweizer Erdgasmarkt im Vergleich mit ausgewählten EU-Ländern 45
3.1 Einleitung 45
3.2 Marktstruktur 45
3.2.1 Angebotsstruktur 45
3.2.2 Nachfragestruktur 51
3.3 Regulierungsrahmen 53
3.3.1 Institutionen 53
3.3.2 Formeller Marktöffnungsgrad 55
3.3.3 Entflechtung von Transport- und Verteilnetzbetreibern 56
3.3.4 Netzzugangsbedingungen 57
3.3.5 Endkundenpreisregulierung 60
3.4 Marktergebnis 60
3.4.1 Preise 60
3.4.2 Kundenzufriedenheit 66
3.5 Verhalten der Akteure 66
3.5.1 Verhalten der Kunden 67
3.5.2 Verhalten der Anbieter 68
4 Beurteilung einer Gasmarktöffnung aus Sicht der Verbraucher und der Anbieter in der Schweiz 73
4.1 Beurteilung der Marktöffnung aus Verbrauchersicht 74
4.1.1 Beurteilung durch die Haushalte 74
4.1.2 Beurteilung durch die Unternehmen 82
4.2 Beurteilung der Marktöffnung aus Sicht der Anbieter 100
4.2.1 Aktuelle Situation der schweizerischen Erdgasindustrie 100
4.2.2 Marktöffnung 102
5 Schlussfolgerungen 105
6 Anhang 1: Die Methode der Discrete-Choice-Experimente 107
7 Anhang 2: Verträge und marginale Zahlungsbereitschaften 109
8 Quellen 111

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Wertschöpfungsstufen in der Gaswirtschaft 23

Abbildung 2: Regionale Verteilung der weltweiten Erdgasreserven 25

Abbildung 3: Volumen und Richtung des internationalen Gashandels 26

Abbildung 4: Entwicklung der Spotpreise an verschiedenen Erdgas-Handelsplätzen (Euro pro MWh für Gas und Euro pro Barrel für Erdöl und leichtes Heizöl) 33

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung der Heizöl- und der Erdgaspreise in der Schweiz (CHF pro GJ) 34

Abbildung 6: Menge des in der Schweiz verbrauchten Erdgases in abschaltbaren und nicht-abschaltbaren Verträgen nach Verbrauchskategorien (GWh) 36

Abbildung 7: Preisentwicklung Haushaltskunden, ohne Steuern (Index 100=1996) 61

Abbildung 8: Preisentwicklung Industriekunden, ohne Steuern (Index 100=1996) 62

Abbildung 9: Preisniveauentwicklung Haushaltskunden in US-$ pro GJ (50% PPP, 50% WK, ohne Steuern) 63

Abbildung 10 Preisniveauentwicklung Industriekunden in US-$ pro GJ (50% PPP, 50% WK, ohne Steuern) 64

Abbildung 11: Preisniveauentwicklung Grossverbraucher in US-$ pro GJ (30% PPP, 70% WK, ohne Steuern) 64

Abbildung 12: Differenz zwischen Preisen für Haushalts- und Industriekunden in US-$ 65

Abbildung 13: Entwicklung der Netzlängen im Verteilnetz 69

Abbildung 14: Beispiel für eine Vertragswahl in den Marktexperimenten 108

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Instrumente zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen ... 38
Tabelle 2: Erdgasbezugsquellen und Speicher ... 46
Tabelle 3: Unternehmensstruktur Produktion und Import ... 48
Tabelle 4: Unternehmen im Gasgrosshandel ... 49
Tabelle 5: Struktur der Gaslieferanten ... 50
Tabelle 6: Merkmale der Erdgasnachfrage ... 52
Tabelle 7: Institutionelle Gestaltung der Erdgasmarktliberalisierung 2001 ... 55
Tabelle 8: Formeller Marktöffnungsgrad ... 56
Tabelle 9: Entflechtung von Erdgasunternehmen ... 57
Tabelle 10: Methoden zur Ermittlung der Durchleitungspreise (Ferntransportleitungen) ... 58
Tabelle 11: Flexibilitätsinstrumente ... 59
Tabelle 12: Modalitäten des Bilanzausgleichs ... 60
Tabelle 13: Kundenzufriedenheit mit der Gasversorgung ... 66
Tabelle 14: Wechselquoten bei Grosskunden ... 67
Tabelle 15: Wechselquoten bei kleinen und gewerblichen sowie Haushaltskunden ... 68
Tabelle 16: Jährliches Arbeitsproduktivitätswachstum bei der Bereitstellung von Elektrizität, Erdgas und Wasser in % ... 69
Tabelle 17. Transportverträge in Deutschland ... 70
Tabelle 18: Entwicklung der Lieferanten ... 71
Tabelle 19: Verwendung von Erdgas, Haushalte ... 74
Tabelle 20: Jährliche Ausgaben für Erdgas, Haushalte ... 75
Tabelle 21: Zufriedenheit mit den bisherigen Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung, Haushalte ... 76
Tabelle 22: Beurteilung freie Lieferantenwahl, Haushalte ... 76
Tabelle 23: Einschätzung der Entwicklung nach einer Marktöffnung, Haushalte ... 77
Tabelle 24: Gründe für Entscheid zu Gunsten von Erdgas, Haushalte (Mehrfachnennungen) ... 77
Tabelle 25: Einfluss der Marktöffnung auf zukünftigen Investitionsentscheid, Haushalte ... 78
Tabelle 26: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in Franken pro Jahr, Haushalte ... 80
Tabelle 27: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in % der jährlichen Ausgaben, Haushalte ... 82
Tabelle 28: Übersicht über die befragten Branchen ... 90
Tabelle 29: Übersicht über Anzahl Mitarbeiter und Umsatz ... 90
Tabelle 30: Verwendung von Erdgas, Unternehmen ... 91
Tabelle 31: Jährliche Ausgaben für Erdgas, Unternehmen ... 92
Tabelle 32: Vertrag mit abschaltbarer Lieferung ... 92
Tabelle 33: Häufigkeit von Unterbrüchen im Rahmen abschaltbarer Verträge ... 93
Tabelle 34: Unterbrüche der Erdgaslieferung ... 93
Tabelle 35: Zufriedenheit mit dem bisherigen Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung, Unternehmen ... 94
Tabelle 36: Beurteilung freie Lieferantenwahl, Unternehmen ... 94
Tabelle 37: Präferenzen für den Bezug von Strom und Erdgas beim gleichen Lieferanten nach erfolgter Marktöffnung ... 95
Tabelle 38: Einschätzung der Entwicklung nach einer Marktöffnung, Unternehmen ... 95
Tabelle 39: Grund für die Entscheidung zu Gunsten von Erdgas, Unternehmen ... 96
Tabelle 40: Zukünftiger Investitionsentscheid bezüglich Erdgas, Unternehmen ... 96
Tabelle 41: Einfluss Marktöffnung auf zukünftigen Investitionsentscheid, Unternehmen ... 96
Tabelle 42: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in Franken pro Jahr, Unternehmen ... 98
Tabelle 43: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in % der jährlichen Ausgaben, Unternehmen ... 99
Tabelle 44: Übersicht über die Verträge, Haushalte ... 109
Tabelle 45: Marginale Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute in Franken/Jahr, Hausshalte ... 109
Tabelle 46: Übersicht über die Verträge, Unternehmen ... 110
Tabelle 47: Marginale Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute in Franken/Jahr, Unternehmen ... 110

Vorwort

Das BFE schätzt den Liberalisierungsdruck beim Erdgas geringer ein als beim Strom. Zu dieser Einschätzung führen folgende Gründe:

Weder sind für die Kunden in der EU die Gasmärkte aller Mitgliedländer zufriedenstellend liberalisiert, noch kann ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Liberalisierungsgrad und Versorgungssicherheit nachgewiesen werden.

Die bereits gewährleisteten Erdgas-Transite durch die Schweiz über die für Europa wichtige Transitgasleitung erfüllen ein Grundbedürfnis der EU. Es finden diesbezüglich bereits heute periodisch Auktionen statt.

Auch ausländische Erdgasanbieter können schweizerische Hochdruckgaskunden gemäss Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes (RLG) versorgen. Damit ist der Schweizerische Gasmarkt schon heute für diese Kundengruppe offen.

Im Erdgasmarkt können durch Substitutionsmöglichkeiten (Heizöl, Strom, Holz usw.) zumindest teilweise monopolistische Praktiken verhindert werden. Ein Indiz dafür ist der Preisunterschied zwischen der EU und der Schweiz, welcher beim Erdgas geringer ausfällt als beim Strom.

Die Neuordnung des Strommarktes (StromVG) hat deshalb für die Bundesbehörden klar Priorität.

Die vorliegende Studie "Erdgasmarkt Schweiz" hatte einerseits zum Ziel, die Bedürfnisse der Erdgaskunden in der Schweiz zu untersuchen, andererseits die Ergebnisse der Marktöffnungsbemühungen in ausgewählten EU-Ländern zu analysieren. Im Gegensatz zu EU-Berichten oder den Forderungen der Grosskunden im EU-Raum legt die Studie eher den Schluss nahe, dass die Nachteile der Marktöffnung in der EU überwiegen und somit auch in der Schweiz überwiegen würden.

Das BFE versteht die Resultate der Studie als Momentaufnahme und Diskussionsbeitrag. Selbstverständlich behält es sich vor, bei Bedarf weiterführende Untersuchungen zu veranlassen. Dabei sind der tatsächliche Marktöffnungsgrad und die Rolle der ehemaligen grossen Monopolisten sowie der neuen Wettbewerber in der EU zu erheben. Weiter muss auch zukünftig die Zufriedenheit der Kunden, insbesondere der Grosskunden, eingeholt werden, sowie die Rolle der Öl-Gaspreisbindung, der Langfristverträge zu analysieren und die Liquidität im Markt zu verfolgen.

Die für die Erdgas-Versorgung verantwortlichen Akteure in der Schweiz sorgen schon heute eigenständig für klare Wettbewerbs-, bzw. Transportbedingungen durch ihre allgemein zugänglichen Transportkoordinations-Vereinbarungen. Das BFE beobachtet im Interesse der Konsumenten wie sich diese Lösung bewährt und achtet dabei speziell, ob der Netzzugang Dritter tatsächlich diskriminierungsfrei gewährleistet ist.

Das BFE erwartet von den Transportkoordinations-Vereinbarungen längerfristig mehr Transparenz und, ein funktionierender europäischer Gasmarkt vorausgesetzt, letztendlich Bewegung in den Tarifen. Letzteres würde auch den Absichten des Bundesrates zur Belebung der schweizerischen Wirtschaft entsprechen.

Préface

L'OFEN estime que la pression en faveur de l'ouverture du marché du gaz est moindre que dans le cas de l'électricité, notamment pour les raisons suivantes :

Dans l'Union européenne (UE), on constate que la libéralisation ne profite pas à l'ensemble des clients dans tous les pays membres et que la sécurité d'approvisionnement ne progresse pas forcément au rythme de l'ouverture.

Actuellement déjà, l'une des exigences principales de l'Union européenne, à savoir de pouvoir faire transiter du gaz par la Suisse, est réalisée grâce au réseau de Transitgas. Les capacités de transport disponibles sur cette conduite d'importance européenne sont périodiquement mises aux enchères.

L'article 13 de la loi sur les pipelines (LITC) permet aux compagnies étrangères d'approvisionner le marché suisse du gaz, pour autant que les clients soient reliés au réseau haute pression. Ce segment du marché est donc déjà ouvert.

Le mazout, l'électricité, le bois etc. sont autant de substituts qui contrecarrent au moins en partie les pratiques monopolistiques sur le marché du gaz naturel. On en veut pour preuve la différence entre le prix du gaz en Suisse et sur le marché de l'UE, nettement plus faible que dans le cas de l'électricité.

C'est pourquoi, les autorités fédérales accordent clairement la priorité à la nouvelle réglementation du marché de l'électricité (LApEl).

Les auteurs de la présente étude intitulée « Marché suisse du gaz naturel » ont été chargés d'une part d'enquêter sur les besoins des consommateurs suisses de gaz en matière de libéralisation, d'autre part d'analyser l'effet des mesures prises à ce titre dans une sélection de pays de l'UE. A la différence des rapports publiés par la Commission ou des revendications formulées par les gros consommateurs de l'UE, l'analyse conclut que les désavantages de l'ouverture du marché du gaz en Europe l'emportent globalement sur les avantages. Les auteurs en déduisent qu'il en irait de même en Suisse.

Pour l'OFEN, l'étude donne une image ponctuelle de la situation et ses résultats sont à considérer comme un apport à la discussion. En cas de besoin, il se réserve le droit d'ordonner des études plus approfondies, notamment sur le véritable degré d'ouverture du marché du gaz de l'UE, le rôle de ses anciens monopoles et celui de ses nouveaux acteurs. L'OFEN continuera de porter une attention particulière au niveau de satisfaction des consommateurs (surtout ceux de l'industrie), aux contrats d'approvisionnement à long terme, au couplage du prix du gaz à celui du pétrole ainsi qu'à la liquidité du marché.

Les entreprises chargées d'approvisionner notre pays en gaz naturel ont convenu de leur propre initiative d'un accord de branche qui réglemente de manière commune l'accès des tiers aux réseaux régionaux de gazoducs à haute pression. Les conditions de transport du gaz s'en trouvent ainsi clarifiées. Dans l'intérêt des consommateurs, l'OFEN suit le fonctionnement de ce système. Il veille avant tout à ce que les tiers puissent accéder au réseau de transport de gaz, et cela véritablement sans discrimination.

A plus longue échéance, l'OFEN attend de l'accord de branche une plus grande transparence et au bout du compte, une réduction des tarifs, ce pour autant que le marché européen fonctionne. Rappelons qu'au départ, le Conseil fédéral voyait dans l'ouverture du marché du gaz l'un des moyens de relancer l'économie suisse.

Zusammenfassung

Die Märkte für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas wurden in den letzten Jahren in den EU-Ländern schrittweise liberalisiert. In der Schweiz ist der Liberalisierungsprozess durch die Annahme des Referendums gegen das Elektrizitätsmarktgesetz in der Volksabstimmung ins Stocken geraten. Während für die Organisation des Strommarktes gegenwärtig ein Stromversorgungsgesetz (StromVG) erarbeitet wird, soll die Diskussion bezüglich einer Liberalisierung des Erdgasmarktes frühestens nach dem Inkrafttreten des StromVG wieder traktandiert werden. Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit dem Bedarf einer Liberalisierung des Erdgasmarktes aus der Sicht der Marktakteure in der Schweiz und fasst die entsprechenden Erfahrungen in ausgewählten EU-Ländern zusammen.

Als Motivation für eine Öffnung des Erdgasmarktes nennt die EU-Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt den

«Nutzen, der sich aus dem Erdgasbinnenmarkt ergeben kann in Form von Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, einer höheren Dienstleistungsqualität und einer größeren Wettbewerbsfähigkeit».

Indem der Zugang zu Erdgasnetzen ermöglicht und reguliert wird, soll sich zwischen konkurrenzierenden Erdgasanbietern ein Wettbewerb einstellen. Da eine Marktöffnung einen Regulierungseingriff darstellt, der immer auch Kosten verursacht, sind die Vor- und Nachteile einer Öffnung und Regulierung der Erdgasnetze gegeneinander abzuwägen. Beim Erdgasmarkt stellt sich insbesondere die Frage, inwiefern sich die Einführung von «Gas-zu-Gas-Wettbewerb» auf die Konkurrenz der Erdgasindustrie zu anderen Energieträgern (v. a. Heizöl) auswirkt («inter-fuel competition»). Bei dieser Beurteilung sind die Besonderheiten des Erdgasmarktes zu berücksichtigen.

Technisch-ökonomische Eigenheiten

Erdgas ist ein Rohstoff, dessen Produktion bzw. Förderung an besondere geologische Gegebenheiten gebunden ist. Die Schweiz verfügt über keine nutzbaren Erdgasvorkommen, so dass sie vollständig auf den Import von Erdgas, vor allem aus Russland, der Nordsee und Algerien, angewiesen ist. Die Versorgungssicherheit in der Schweiz ist mit derjenigen der EU verknüpft. Derzeit verfügt West- und Mitteleuropa zwar noch über eigenes Erdgas aus der Nordsee, deckt aber bereits heute einen grossen Teil der Erdgasnachfrage mit Erdgas aus Russland und Nordafrika. Eine Diversifikation der Bezugsquellen wird in Europa durch die vermehrte Nutzung von Liquified Natural Gas (LNG) erreicht, das in verflüssigter Form mit Tankern transportiert und über Re-Gasifizierungsanlagen in das europäische Erdgasnetz eingespiesen wird. Dadurch kann die Abhängigkeit von wenigen Exportländern verringert und die langfristige Versorgungssicherheit erhöht werden.

Aufgrund der grossen Entfernung zwischen Erdgasproduktion und -konsum fallen beim Erdgastransport hohe spezifische Investitionen an. Die Investitionen in Erdgastransportinfrastruktur lohnen sich auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen nur, wenn Erdgas konkurrenzfähig im Vergleich zu anderen (fossilen) Energieträgern angeboten werden kann. Um dies zu gewährleisten, ist der Erdgaspreis im Grosshandel in langfristigen Verträgen über Preisgleitklauseln an den Preis von Erdölprodukten (Ölpreisbindung) geknüpft. Diese Verträge enthalten zudem Mindestabnahmemengen für Erdgas. Die Ölpreisbindung wird durch die einzelnen Wertschöpfungsstufen bis zum Endverbraucher weitergegeben. Durch die Kombination aus Mindestabnahmemenge und Ölpreisbindung in den Langfristverträgen zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen liegt das Preisrisiko beim Produzenten während das Mengenrisiko – etwa der Wegfall von Kunden oder Nachfragereduktionen aufgrund höherer Temperaturen im Winter – bei den (lokalen) Verteilunternehmen liegt. Die Sicherung der Investitionen in die Transportinfrastruktur durch solche langfristigen Verträge trägt zum Erhalt der Versorgungssicher-

heit bei. In der Schweiz ist die Transportinfrastruktur bezüglich Eigentumsverhältnisse vertikal integriert. Die lokalen Verteilnetze sind Eigentümer der Regionalgesellschaften. Die Regionalgesellschaften sind wiederum Eigentümer von Swissgas, die neben den Regionalgesellschaften die Anbindung an die internationalen Hochdruckpipelines betreibt.

Da die Öffnung des Erdgasmarktes in der EU parallel zur Öffnung des Strommarktes vollzogen wird, sind die technisch-ökonomischen Besonderheiten der Erdgaswirtschaft zur Vermeidung unzulässiger Analogieschlüsse gegen die Besonderheiten der Stromwirtschaft abzugrenzen. Unterschiede bestehen bezüglich der folgenden Aspekte:

Wettbewerbssituation in der Erzeugung – Die Stromproduktion ist im Gegensatz zur Gasproduktion nicht zwingend an das lokale Vorkommen von Rohstoffen geknüpft, so dass bei einer Strommarktöffnung Wettbewerb in der Erzeugung entstehen kann.

Spezifität von Investitionen – Aufgrund des höheren Vermaschungsgrades von Stromübertragungsnetzen gegenüber den Gasferntransportpipelines und der Möglichkeit, Strom an verschiedenen Knoten einzuspeisen, sind die Investitionen in Stromübertragungsnetze weniger spezifisch als die Investitionen in Erdgaspipelines, die Produktionsanlagen in einer Region mit den Absatzgebieten und somit Konsumenten in anderen Regionen verbinden.

Speicherbarkeit – Ein gewisser Ausgleich der Nachfrage kann in den Absatzregionen durch Speicher erzielt werden. Da Erdgas im Gegensatz zum Strom speicherbar ist, kann in Ländern mit grossen Untertagespeichern ein Teil der saisonalen Nachfrageschwankung, die aufgrund der Wärmeproduktion bei Erdgas stärker ausfällt als bei Strom, ausgeglichen werden.

Substitutionskonkurrenz – Nachfrageseitig liegt ein weiterer wesentlicher Unterschied zum Strom darin, dass Erdgas in den meisten Anwendungsbereichen in Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern (v.a. Erdölprodukten) steht.

Erschliessungsgrad – Da in den meisten Ländern kein Grundversorgungsauftrag besteht, wird Erdgas aufgrund der Substitutionskonkurrenz nicht wie Strom flächendeckend, sondern nur dort angeboten, wo ein Verteilnetz nach unternehmerischen Kriterien betrieben werden kann.

Erdgasmarkt in der Schweiz und in ausgewählten EU-Ländern

Neben der Schweiz wurde in der vorliegenden Studie der Erdgasmarkt in den Nachbarländern der Schweiz, in Spanien, dessen Markt sich in der Aufbauphase befindet, und in Ländern mit einem hohen Anteil eigener Produktion untersucht (DK, UK, NL). Im Gegensatz zu den übrigen untersuchten Ländern, die ebenfalls stark von Gasimporten abhängig sind, verfügt die Schweiz über keine eigenen Speicher zum Ausgleich saisonaler Nachfrageschwankungen. Ausser Spanien, das seine Importe u.a. durch LNG stärker diversifiziert, beziehen die importabhängigen Länder Erdgas vor allem aus Russland, Norwegen und Algerien sowie aus den EU-Nordsee-Anrainerstaaten. Diese Bezugsquellen sind auch für die Schweiz relevant. Das Erdgas wird in den einzelnen Ländern derzeit von wenigen Gasgrosshändlern angeboten und via Langfristverträge an die nationalen und regionalen Verteiler in den einzelnen Ländern weiterverkauft. In der Schweiz wird der grösste Teil der Beschaffung über die Swissgas abgewickelt. Die Swissgas befindet sich im Eigentum der Regionalgesellschaften, die neben der Beschaffung via Swissgas noch eigene Beschaffungsaktivitäten durchführen. Die Marktstrukturen in den untersuchten Ländern unterscheiden sich beträchtlich und entsprechen weitgehend den politischen Strukturen (Föderalismus vs. Zentralismus) in den einzelnen Ländern. In der Schweiz, in Italien und in Deutschland gibt es relativ viele Gasversorgungsunternehmen. In Frankreich gibt es neben dem (ehemaligen) staatlichen Monopolisten Gaz de France nur wenige Versorgungsunternehmen.

Die Bedeutung der Nachfrage nach Erdgas als Primärenergieträger ist besonders gross in Ländern mit hohem Anteil an eigener Produktion, wobei sie im UK und den Niederlanden deutlich höher ist als in Dänemark, wo mit etwas über 1/5 der Anteil von Erdgas am Energiemix etwa gleich hoch ist wie in Deutschland und Österreich. In der Schweiz ist die Bedeutung von Erdgas im Energiemix mit 12% relativ gering. Dies gilt auch für den Anteil am gesamteuropäischen Verbrauch (EU 15), der unter 1% liegt. Aufgrund der fehlenden saisonalen Speicher und der Importabhängigkeit der Schweiz wird ein grosser Teil der (Inlands-) Nachfrage über unterbrechbare Gaslieferverträge bedient, so dass an kalten Tagen ein Teil des Nachfrageanstiegs auf dem Wärmemarkt durch Abschaltungen und Reduktionen kompensiert werden kann. Damit ist ein gleichmässigerer Bezug durch die Schweizer Beschaffungsgesellschaften im Jahresverlauf möglich, was tendenziell einen günstigeren Bezug ermöglicht, jedoch nicht so ausgeprägt ist wie in Ländern, die über grössere saisonale Speichervolumen verfügen.

In der EU wurde der erste formale Schritt zur Marktöffnung mit der Richtlinie 89/30/EC eingeleitet. Die Richtlinie 2003/55/EG legt die letztmöglichen Termine für die formelle Marktöffnung in den Mitgliedsländern für Geschäftskunden auf 2004 und für Privatkunden auf 2007 fest. Eine formell 100%ige Marktöffnung, d.h. gesetzlich ermöglichte freie Lieferantenwahl durch alle Endverbraucher, besteht seit 1998 im UK. In den übrigen untersuchten Ländern wurde die Marktöffnung formell sukzessive bzw. in Deutschland in einem einzigen Schritt bis 2004 realisiert. Einzig in Frankreich ist der Markt für Haushaltskunden erst ab 2008 für alle Verbraucher geöffnet. Die effektiven Zugangsmöglichkeiten zu den Gasnetzen sind von verschiedenen Faktoren wie der Ermittlung der Durchleitungspreise oder den Modalitäten des Bilanzausgleichs abhängig. Aufgrund der Madrid-Empfehlung berechnen 2004 die meisten der untersuchten Länder die Durchleitungspreise auf der Transportebene auf Basis von Einspeise-Ausspeisesystemen. Distanzabhängige Systeme, bei denen ein Pooling der Einzelgeschäfte nicht so leicht möglich wie bei den Einspeise-Ausspeisesystemen ist und somit höhere Kosten für Händler entstehen können, wurden bis 2004 in den untersuchten Ländern weitgehend abgeschafft. In der Schweiz gibt es keine formelle Marktöffnung, jedoch besteht auf der regionalen Transportebene und dem Transitgas-System eine Durchleitungspflicht auf Basis von Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes.

Ein Einfluss auf die Preisentwicklung durch die Marktöffnung lässt sich im Untersuchungszeitraum nicht erkennen. Die Preisentwicklungen in der Schweiz weisen einen ähnlichen Verlauf auf wie diejenigen in den untersuchten EU-Ländern. Bezüglich des Preisniveaus liegt die Schweiz bei den Haushaltskunden im (oberen) Mittelfeld der untersuchten Länder. Bei den Industriekunden gehört sie zu den Ländern mit dem höchsten Preisniveau. Die Preise für Grossverbraucher liegen ausser für die Schweiz nur für Dänemark, Deutschland und das UK vor und sind nur bedingt miteinander vergleichbar. Die Schweiz schneidet bei diesem Vergleich nicht am schlechtesten ab, obwohl die Vergleichsländer im Gegensatz zur Schweiz zumindest zum Teil über eigene Produktion und/oder saisonale Speicher verfügen. Die Kundenzufriedenheit ist in den untersuchten EU-Ländern grundsätzlich positiv, wobei in Italien Abstriche beim Preis und in Österreich, den Niederlanden und im UK Abstriche bei der Information gemacht werden.

Nach der Marktöffnung haben ausser in Deutschland und Österreich mindestens 30% der Grosskunden den Anbieter gewechselt. Nennenswerte Wechselquoten bei den kleinen gewerblichen und den Haushaltskunden gibt es seit der Marktöffnung vor allem in Italien und im UK. Im UK sind die Lieferanten inzwischen unabhängig von den Netzbetreibern. Generell kam es in den einzelnen Ländern zu Restrukturierungen in der Branche.

Bedarf einer Gasmarktöffnung in der Schweiz aus Sicht der Akteure

Um den Bedarf einer Gasmarktöffnung zu beurteilen, wurden im Frühsommer 2005 eine Telefonumfrage bei Erdgasverbrauchern (Haushalte und Unternehmen) sowie Expertengespräche mit Gross-

verbrauchern und Versorgungsunternehmen durchgeführt. Spezielle Marktexperimente dienten überdies dazu, das Verhalten der Gaskunden nach einer Marktöffnung in der Schweiz abzuschätzen.

Mehr als drei Viertel der Erdgas-Haushaltskunden verwenden Erdgas nur zum Heizen oder kombiniert zur Warmwasseraufbereitung. 72% der befragten Unternehmen setzen Erdgas ausschliesslich für die Raumwärme ein, wogegen die alleinige Nutzung für Prozessenergie von untergeordneter Bedeutung ist (11%). Im Durchschnitt belaufen sich die Ausgaben für Erdgas bei den Haushalten auf rund 1.6% des ermittelten Einkommens oder knapp 1'000 Franken pro Jahr. Die Hauseigentümer geben zwar einen höheren Anteil ihres Einkommens für Erdgas aus, aufgrund der deutlich höheren Zimmerzahl liegen aber die Ausgaben für Erdgas pro Zimmer tiefer. Die Unternehmen bezahlen pro Jahr im Schnitt 5'320 Franken für Erdgas, was bezogen auf den ermittelten Umsatz 0.2% ausmacht. Der Anteil der jährlichen Ausgaben von Erdgas am Haushaltseinkommen bzw. am Umsatz der Unternehmen ist somit relativ gering, was vermuten lässt, dass das Thema Gasmarktöffnung von untergeordnetem Interesse ist. Dies wird auch durch die Tatsache verdeutlicht, dass 43% der befragten Haushalte und 42% der befragten Unternehmen keine Angaben zur Höhe ihrer jährlichen Ausgaben machen konnten. Obwohl im Durchschnitt die jährlichen Ausgaben nur einen geringen Teil der Kosten bzw. des Umsatzes der Unternehmen ausmachen, kann dieser Anteil bei besonders energieintensiven Produkten mehr als 10% der Gesamtkosten ausmachen. Von den befragten Unternehmen verfügen 22% über einen Vertrag, der einen Unterbruch der Erdgaslieferung vorsieht, was aber bezogen auf den Gasabsatz einem Anteil zwischen 40% und 50% entspricht. Die Unternehmen mit solchen Verträgen verwenden zum grössten Teil Heizöl als Ersatzenergie.

Grundsätzlich stellen sowohl die Haushalte als auch die Unternehmen der heutigen Erdgasversorgung ein gutes Zeugnis aus. Dies zeigt sich darin, dass rund 89% der Haushalte und 93% der Unternehmen mit ihrem bisherigen Lieferanten mindestens zufrieden sind und auch die Qualität der Versorgung von 91% der Haushalte resp. 92% der Unternehmen als gut oder sehr gut bezeichnet wird. Mit ein Grund für die positive Einschätzung ist die geringe Häufigkeit von Versorgungsunterbrüchen. Nur 3.5% der Haushalte resp. 1% der befragten Unternehmen wurden in der Vergangenheit mit einem unangekündigten Versorgungsunterbruch konfrontiert.

Im Hinblick auf eine Marktöffnung sind die Gründe von Interesse, weshalb sich die heutigen Erdgaskunden für diesen Energieträger entschieden haben. Die wichtigsten Gründe für Erdgas liegen in der Umweltfreundlichkeit des Energieträgers sowie dem geringen Raumbedarf, da im Vergleich zu Heizöl kein Tank benötigt wird. Die Langfristigkeit des Investitionsentscheids zeigt sich darin, dass 30% der Eigentümer sowie 14% der Unternehmen diesen Entscheid nicht aktiv gefällt haben.

Bei einer Marktöffnung erwartet die Mehrheit der Haushalte und Unternehmen fallende Preise für Erdgas bei einer gleich bleibenden Versorgungsqualität. Rund ein Fünftel der befragten Haushalte konnte jedoch auf die Frage keine eigene Einschätzung abgeben. Dieser relativ hohe Anteil verdeutlicht einmal mehr die untergeordnete Bedeutung des Themas. Als positiver Aspekt der Marktöffnung wurde sowohl von der Mehrheit der antwortenden Haushalte als auch von den Unternehmen die damit verbundene Option der freien Lieferantenwahl begrüsst. Der Mehrheit der Unternehmen ist es dabei egal, ob Strom und Gas vom gleichen Lieferanten geliefert wird. Schliesslich haben 84% der befragten Haushalte und Unternehmen angegeben, sich auch in Zukunft wieder für Erdgas zu entscheiden. Eine Marktöffnung hat sowohl bei den Unternehmen mit 25% als auch bei den Haushalten mit 15% einen geringen Einfluss auf diese Entscheidung. Dies nicht zuletzt auch deshalb, weil trotz einer Marktöffnung die Aspekte Umwelt, Raumbedarf sowie Investitionskosten (48%, 49% bzw. 23%) deutlich gewichtiger sind als der Preis (19%).

Um neben den Erwartungen der Endverbraucher an eine Marktöffnung auch Hinweise bezüglich ihrer erwarteten Reaktionen zu erhalten, wurden spezielle Marktexperimente durchgeführt. Konkret hatten

sich die Haushalte und Unternehmen jeweils acht Mal zwischen ihrem heutigen Erdgasliefervertrag und einem hypothetischen alternativen Vertrag zu entscheiden. Die Alternativen beinhalteten im Vergleich zum heutigen Vertrag in verschiedenen Kombinationen eine reduzierte Versorgungssicherheit, einen alternativen Anbieter und einen tieferen Preis. Aufgrund der effektiven Vertragswahl wurden anschliessend die relative Bedeutung von Versorgungssicherheit, Anbieterwahl und Preis ermittelt. Zudem wurde berechnet, welche Preisreduktionen von den Endverbrauchern für alternative Verträge gefordert werden.

Bei den Haushalten hat sich gezeigt, dass der durchschnittliche Erdgaskunde mit seinem heutigen Vertrag sehr zufrieden ist. Damit er überhaupt einen Vertragswechsel ins Auge fasst, müsste der Preisnachlass 283 Franken pro Jahr oder rund 29% der Jahresausgaben für Erdgas betragen. Darin widerspiegelt sich u.a. die hohe Zufriedenheit mit dem heutigen Anbieter. Für einen Vertrag des bisherigen Anbieters jedoch mit einer reduzierten Versorgungssicherheit (ein zusätzlicher Ausfalltag) liegt die geforderte Reduktion der jährlichen Ausgaben bei 311 Franken resp. 32%. Die Bereitschaft, einen Vertrag bei einem alternativen Anbieter zu wählen, der ansonsten die gleichen Vertragsbedingungen wie der bisherige Lieferant garantiert (gleiche Versorgungsqualität), ist dann gegeben, wenn der neue Anbieter den Vertrag rund 18% (181 Franken pro Jahr) billiger anbietet.

Diese durchschnittlichen geforderten Preisreduktionen differieren zwischen verschiedenen Kundengruppen. So muss den Eigentümern im Vergleich zu den Mietern ein grösserer Preisnachlass gewährt werden, damit sie bereit sind, den Anbieter bei ansonsten gleichen Vertragsbedingungen zu wechseln. Hier könnte die in der Regel engere Beziehung zwischen Eigentümer und Anbieter als Erklärung angeführt werden. Auf der anderen Seite muss die Preisreduktion für einen Vertrag mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim gleichen Anbieter für die Mieter grösser ausfallen, damit diese den neuen Vertrag akzeptieren. Die Erdgaskunden der deutsch- und französischsprachigen Schweiz unterscheiden sich hinsichtlich der Loyalität zum bisherigen Anbieter. So sind die Westschweizer skeptischer, was den Anbieterwechsel anbelangt und verlangen für den Vertragswechsel im Vergleich zu den Deutschschweizern eine um 140 Franken (14% der Jahresausgaben) höheren Preisnachlass. Interessant ist schliesslich auch das unterschiedliche Verhalten der Erdgaskunden, welche bei der Festnetztelefonie auf Swisscom zählen und den Kunden, welche ihren Festnetzanbieter gewechselt haben und somit als eher wechselfreudig bezeichnet werden können. Bei den Nicht-Swisscom-Kunden liegt der geforderte Preisnachlass für einen Vertrag mit neuem Anbieter und bisheriger Versorgungsqualität mit rund 14 Franken deutlich tiefer als bei den Swisscom-Kunden (194 Franken). Dafür liegt der geforderte Preisnachlass für die Akzeptanz eines zusätzlichen Ausfalltages bei den Nicht-Swisscom-Kunden rund drei Mal so hoch wie bei den Swisscom-Kunden.

Im Vergleich zu den Haushalten ist die grundsätzliche Skepsis gegenüber einem neuen Vertrag bei den Unternehmen noch ausgeprägter. Dies dürfte sicherlich damit zusammenhängen, dass die sichere Energieversorgung für die Unternehmen infolge möglicher Produktionsausfälle wichtiger ist und die bisherigen Erfahrungen mit dem aktuellen Vertrag sehr gut sind. So liegt der geforderte Preisnachlass für einen Vertrag des bisherigen Anbieters mit einem zusätzlichen Ausfalltag bei 41% des bisherigen jährlichen Rechnungsbetrages. Für einen Vertrag mit den bisherigen Bedingungen bezüglich Versorgungssicherheit aber von einem alternativen Anbieter, müsste dieser im Durchschnitt einen Preisnachlass von 29% des jährlichen Rechnungsbetrages offerieren.

Auch bei den Unternehmen offenbaren sich interessante Unterschiede, wenn die geforderten Preisnachlässe für unterschiedliche Kundengruppen berechnet werden. Bei Unternehmen mit einer hohen Energieintensität liegt der geforderte Rabatt für die Akzeptanz eines zusätzlichen Ausfalltages mehr als doppelt so hoch wie bei Unternehmen mit tiefer Energieintensität. Dafür sind die energieintensiven Unternehmen bereits bei einer Preisreduktion von 22% bereit, einen Vertrag eines neuen Anbieters

mit gleicher Versorgungsqualität wie heute zu akzeptieren. Bei den weniger energieintensiven Unternehmen liegt der geforderte Rabatt bei 47%. In diesen Zahlen widerspiegelt sich die grössere Bedeutung einer sicheren Versorgung für energieintensive Unternehmen. Ebenfalls interessant ist die Beurteilung von Unternehmen, welche Erdgas lediglich für Heizzwecke verwenden. Diese fordern im Vergleich zum Durchschnitt der Unternehmenskunden für beide alternativen Verträge (bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag und neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität) einen kleineren Preisnachlass (34% anstelle von 41% respektive 21% anstelle von 29%)Schliesslich wurden neben den Endverbrauchern auch die Versorgungsunternehmen bezüglich der Aspekte einer Marktöffnung im Rahmen von Expertengesprächen befragt. Hier zeigte sich, dass deren Einschätzung zurückhaltend ausfällt. Die Erwartung ist, dass nicht zuletzt aufgrund der spezifischen Situation in der Schweiz (vertikale Integration und Non-profit-Organisationen) die strukturellen Auswirkungen bescheiden sein dürften. Zudem hat sich ein Grossteil der Unternehmen bereits aktiv auf eine Marktöffnung vorbereitet. Die heutige Struktur wird von den meisten Unternehmen als effizient angesehen. Kundenabwerbungen im grossen Ausmass zwischen den schweizerischen Versorgungsunternehmen werden nicht erwartet, da aufgrund des gemeinsamen Bezugs alle Versorgungsunternehmen praktisch die gleichen Bezugspreise bezahlen.

Résumé

Les marchés des énergies de réseau que sont l'électricité et le gaz naturel ont été libéralisés progressivement ces dernières années dans les pays de l'Union européenne. En Suisse, le processus de libéralisation a été interrompu par l'acceptation en votation populaire du référendum contre la loi sur le marché de l'électricité. Alors que pour l'organisation du marché de l'électricité une loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) est en cours d'élaboration, la discussion sur la libéralisation du marché du gaz naturel doit être remise à l'ordre du jour au plus tôt après l'entrée en vigueur de la LApEl. La présente étude porte sur la nécessité d'une libéralisation du marché du gaz naturel dans l'optique des acteurs sur le marché suisse et présente un résumé des expériences qui ont été faites en la matière dans une sélection de pays de l'Union européenne.

Pour motiver une ouverture du marché du gaz naturel, la directive UE 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel cite les

«avantages considérables qui peuvent découler du marché intérieur du gaz, en ce qui concerne les gains d'efficacité, les réductions de prix, l'amélioration de la qualité du service et l'accroissement de la compétitivité».

Lorsque l'accès aux réseaux de gaz naturel sera permis et régulé, la concurrence s'instaurera entre fournisseurs de gaz naturel. Comme une ouverture du marché requiert un surcroît de régulation synonyme de coûts supplémentaires, il faut procéder à la pesée des avantages et des inconvénients d'une ouverture et d'une régulation des réseaux de gaz naturel. S'agissant du marché du gaz naturel, la question se pose notamment de savoir dans quelle mesure l'introduction d'une « concurrence gaz-gaz » aurait des répercussions sur la compétitivité de l'industrie du gaz naturel par rapport aux autres agents énergétiques, notamment le pétrole («inter-fuel competition»). Lors de cet examen, les particularités du marché du gaz naturel doivent être prises en considération.

Spécificités économiques et techniques

Le gaz naturel est une matière première dont la production et l'extraction sont liées à des situations géologiques particulières. La Suisse ne possède aucun gisement de gaz naturel utilisable et dépend donc entièrement des importations de gaz naturel, principalement de Russie, de la mer du Nord et d'Algérie. La sécurité d'approvisionnement de la Suisse est étroitement liée à celle de l'Union européenne. Actuellement, l'Europe occidentale et centrale dispose certes encore de réserves propres de gaz naturel en mer du Nord mais elle couvre déjà une grande partie de ses besoins avec du gaz en provenance de Russie et d'Afrique du Nord. L'Europe diversifie ses sources d'approvisionnement en recourant davantage au gaz naturel liquéfié (GNL). Celui-ci est transporté sous forme liquide par navires méthaniers jusqu'aux terminaux de regazéification et injecté dans le réseau européen de gazoducs, ce qui permet de réduire la dépendance envers un nombre restreint de pays exportateurs et d'accroître la sécurité d'approvisionnement à long terme.

Etant donné l'éloignement entre sites de production et de consommation du gaz naturel, des investissements spécifiques élevés sont nécessaires au transport de cette énergie. A tous les niveaux de la chaîne d'approvisionnement, ces investissements ne sont envisageables que si le gaz naturel peut être fourni à un prix compétitif par rapport aux autres agents énergétiques (fossiles). Pour garantir cette compétitivité, le prix du gaz naturel dans les contrats d'approvisionnement à long terme est ajusté à intervalles réguliers à l'évolution des cours du pétrole. Ces contrats exigent en outre des acheteurs des prélèvements minimaux de gaz. L'indexation au prix du pétrole est répercutée du haut en bas de la chaîne gazière, du producteur au consommateur final. Ces deux éléments des contrats à long terme (prélèvements minimaux et indexation aux prix du pétrole) font que le risque de prix est

supporté par les producteurs alors que le risque de volume, p. ex. la perte de clients ou la réduction de la demande en raison de températures plus élevées en hiver, est pris en charge par les distributeurs (locaux). La garantie des investissements dans les infrastructures de transport au moyen de contrats à long terme contribue au maintien de la sécurité d'approvisionnement. En Suisse, les infrastructures de transport sont intégrées verticalement du point de vue des rapports de propriété. Les exploitants des réseaux locaux de distribution sont propriétaires des sociétés régionales, qui sont à leur tour propriétaires de Swissgas. Cette dernière, parallèlement aux sociétés régionales, assure le raccordement du réseau gazier suisse au réseau international à haute pression.

Comme l'ouverture du marché du gaz naturel sera réalisée dans l'Union européenne simultanément à l'ouverture du marché de l'électricité, il convient de préciser les spécificités économiques et techniques de l'industrie du gaz naturel afin d'éviter de voir des analogies avec l'industrie de l'électricité là où il n'y en a pas. Les aspects suivants présentent des différences:

Situation concurrentielle de la production: la production d'électricité ne dépend pas impérativement, contrairement à celle du gaz, de gisements locaux de matières premières. Ainsi, l'ouverture du marché de l'électricité permet la concurrence dans la production.

Spécificité des investissements: en raison du plus grand degré d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité par rapport aux gazoducs et de la possibilité d'injecter de l'électricité à différents points du réseau, les investissements dans les réseaux de transport de l'électricité sont moins spécifiques que les investissements dans les conduites de gaz reliant les installations de production implantées dans une région avec les zones de commercialisation, et donc avec les consommateurs, situés dans d'autres régions.

Possibilité de stockage: contrairement à l'électricité, le gaz naturel peut être stocké, ce qui permet, dans une certaine mesure, de lisser la demande dans les zones de commercialisation. Dans les pays qui disposent de grands réservoirs souterrains, il est également possible de combler en partie les variations saisonnières de la demande. Ces dernières sont plus importantes pour le gaz naturel que pour l'électricité en raison de la production de chaleur.

Concurrence de substitution: en ce qui concerne la demande, une autre différence fondamentale par rapport à l'électricité est que le gaz naturel est en concurrence dans la plupart des domaines d'applications avec d'autres agents énergétiques (surtout les produits pétroliers).

Densité du réseau: comme il n'existe pas de mandat d'approvisionnement de base dans la majorité des pays, le raccordement au gaz naturel n'est pas proposé, à cause de la concurrence de substitution, sur tout le territoire comme l'électricité mais seulement là où un réseau de distribution peut être exploité selon les critères des entreprises.

Marché du gaz naturel en Suisse et dans une sélection de pays de l'Union européenne

Outre la Suisse, la présente étude examine le marché du gaz naturel dans les pays limitrophes ainsi qu'en Espagne, où le marché est en phase d'extension et dans des pays ayant une part élevée de propre production (DK, UK, NL). Contrairement aux autres pays étudiés, qui dépendent aussi fortement des importations de gaz, la Suisse ne dispose d'aucun réservoir permettant de lisser les variations saisonnières de la demande. A l'exception de l'Espagne, qui a davantage diversifié ses importations notamment grâce au GNL, les pays importent du gaz naturel principalement de Russie, de Norvège, d'Algérie et des pays de l'Union européenne riverains de la mer du Nord. Ces sources d'approvisionnement sont aussi importantes pour la Suisse. Le gaz naturel est offert actuellement dans ces pays par quelques négociants internationaux et revendu par l'intermédiaire de contrats à

long terme passés avec les distributeurs nationaux et régionaux de chaque pays. En Suisse, Swissgas effectue la majeure partie des acquisitions de gaz naturel. Swissgas est détenue par les sociétés régionales qui, outre ces transactions centralisées, procèdent à des achats pour leur propre compte. Les structures du marché dans les pays étudiés diffèrent considérablement et correspondent dans une large mesure à leurs structures politiques (fédéralisme vs. centralisme). En Suisse, en Italie et en Allemagne, il y a relativement beaucoup de fournisseurs de gaz. En France, outre le monopole (ancien) de l'Etat de Gaz de France, il en existe peu.

La demande en gaz naturel comme énergie primaire est particulièrement forte dans les pays ayant une part élevée de propre production. C'est le cas au Royaume-Uni et aux Pays-Bas alors qu'au Danemark, où la part du gaz naturel au mix énergétique dépasse à peine 20%, son importance est pareille à celle qu'on enregistre en Allemagne et en Autriche. En Suisse, l'importance du gaz naturel dans le mix énergétique est relativement faible (12%). La consommation suisse de gaz équivaut à moins de 1% de celle de l'Europe des quinze. En raison de l'absence de réservoir saisonnier et de la dépendance de notre pays à l'égard des importations, un grand pourcentage de la demande (suisse) fait l'objet de contrats de fourniture de gaz interruptible, de manière à ce que les jours froids, une partie de la hausse de la demande sur le marché de la chaleur puisse être compensée par des coupures et des réductions de fourniture. Ces contrats permettent aux entreprises gazières suisses de soutirer le gaz de manière plus régulière sur l'ensemble de l'année et donc à meilleur prix, mais cependant pas aussi avantageusement que dans les pays disposant d'importants volumes de stockage saisonniers.

Dans l'Union européenne, le premier pas formel vers l'ouverture du marché a été effectué avec la directive 89/30/CE. La directive 2003/55/CE fixe le délai ultime pour l'ouverture formelle du marché dans les Etats membres à 2004 pour les clients commerciaux et à 2007 pour les particuliers. Une ouverture formelle du marché à 100%, c.-à-d. la possibilité pour tous les consommateurs finaux de choisir légalement leurs fournisseurs, existe depuis 1998 au Royaume-Uni. Dans les autres pays étudiés, l'ouverture formelle du marché a été réalisée progressivement avant 2004, sauf en Allemagne où elle a été effectuée en une seule étape et en France où l'ouverture du marché à l'ensemble des ménages ne sera effective qu'à partir de 2008. Les possibilités d'accès effectif aux réseaux de gaz dépendent de plusieurs facteurs tels que le calcul des prix d'acheminement ou les modalités de l'équilibrage du bilan. Sur la base des lignes directrices du Forum de Madrid, la plupart des pays étudiés calculaient en 2004 les prix d'acheminement au niveau du transport sur la base du système dit d'« entrée-sortie ». Des systèmes tenant compte de la distance, avec lesquels le regroupement des opérations individuelles n'est pas aussi simple qu'avec les systèmes d'entrée-sortie, peuvent donc engendrer des coûts supérieurs pour les négociants, ce qui explique qu'ils ont été largement supprimés avant 2004 dans les pays étudiés. En Suisse, il n'y a pas d'ouverture formelle du marché mais il existe pour les gazoducs à haute pression (transport régional et réseau de Transitgaz) une obligation de transporter en vertu de l'article 13 de la loi sur les installations de transport par conduites.

Une influence de l'ouverture du marché sur l'évolution des prix n'est pas perceptible pendant la période sous revue. L'évolution des prix en Suisse est semblable à celles des pays étudiés de l'Union européenne. En ce qui concerne le niveau des prix, la Suisse se situe dans la moyenne (supérieure) de ces pays pour les ménages et parmi les plus chers pour les clients industriels. Hormis la Suisse, les prix pour les grands consommateurs sont seulement disponibles au Danemark, en Allemagne et au Royaume-Uni et ils ne sont que partiellement comparables. La Suisse n'obtient pas les plus mauvais résultats bien que les pays comparés disposent, eux, d'une propre production couvrant au moins partiellement leurs besoins et/ou de réservoirs saisonniers. Le degré de satisfaction de la clientèle dans les pays étudiés de l'Union européenne est fondamentalement positif. Il est moins bon en Italie

en ce qui concerne le prix et en Autriche, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni pour ce qui est de l'information à la clientèle.

Après l'ouverture du marché, au moins 30% des grands clients ont changé de fournisseur sauf en Allemagne et en Autriche. Des taux de changements significatifs ont aussi été enregistrés dans le segment des petits clients commerciaux et des ménages surtout en Italie et au Royaume-Uni. Outre-Manche, les fournisseurs sont entre-temps devenus indépendants des exploitants de réseau. De manière générale, l'ouverture du marché a provoqué une restructuration de la branche dans chaque pays.

Nécessité d'une ouverture du marché du gaz en Suisse dans l'optique des acteurs

Un sondage téléphonique effectué auprès des consommateurs de gaz naturel (ménages et entreprises) ainsi que des entretiens menés par des experts avec des grands consommateurs et des fournisseurs ont été réalisés au début de l'été 2005 afin d'évaluer la nécessité d'ouvrir le marché du gaz. On a par ailleurs recouru à des méthodes expérimentales d'enquête afin de simuler le comportement des clients du gaz après une ouverture du marché en Suisse.

Plus des trois quarts des ménages consommant du gaz naturel l'utilisent seulement pour le chauffage ou conjointement pour la préparation d'eau chaude sanitaire. 72% des entreprises interrogées recourent au gaz naturel uniquement pour chauffer leurs locaux alors que l'utilisation exclusive comme énergie industrielle revêt une moindre importance (11%). En moyenne, les dépenses en gaz naturel des ménages se montent à quelque 1,6% du revenu estimé, soit près de 1'000 francs par an. Les propriétaires de maison dépensent certes une part plus élevée de leur revenu pour le gaz naturel en raison du nombre nettement plus élevé de pièces à chauffer, toutefois les dépenses par pièce sont plus faibles. Les entreprises paient en moyenne 5'320 francs par an pour le gaz naturel, ce qui représente 0,2% de leur chiffre d'affaires estimé. La part des dépenses annuelles en gaz naturel par rapport au revenu des ménages ou au chiffre d'affaires des entreprises est donc relativement faible, ce qui laisse supposer que l'ouverture du marché du gaz n'est pas une de leurs priorités. Cela se traduit aussi par le fait que 43% des ménages interrogés et 42% des entreprises sondées n'ont pas été en mesure d'indiquer le montant de leurs dépenses annuelles en gaz naturel. Bien qu'en moyenne, ces dépenses ne représentent qu'une infime partie des coûts ou du chiffre d'affaires des entreprises, elles peuvent cependant s'élever à plus de 10% des coûts totaux pour des produits à intensité énergétique très élevée. 22% des entreprises interrogées ont conclu un contrat autorisant une interruption de fourniture en cas de nécessité, ce qui correspond, en regard des ventes globales de gaz, à une proportion comprise entre 40% et 50%. Les entreprises au bénéfice de tels contrats utilisent pour la plupart le mazout comme énergie de remplacement.

Dans leur ensemble, aussi bien les ménages que les entreprises sont contents de leur approvisionnement actuel en gaz naturel. En effet, environ 89% des ménages et 93% des entreprises se disent pour le moins satisfaits de leur fournisseur actuel, alors que 91% des ménages et 92% des entreprises qualifient de bonne voire même très bonne la qualité de fourniture. Le fait que celle-ci subisse rarement des interruptions explique en partie cette évaluation positive. Seuls 3,5% des ménages interrogés et 1% des entreprises sondées ont été confrontés par le passé à une interruption de fourniture sans préavis.

Dans la perspective d'une ouverture du marché, il est intéressant de savoir pourquoi les clients actuels du gaz naturel ont opté pour cet agent énergétique. Voici les principales raisons invoquées : c'est une énergie respectueuse de l'environnement et économe en place car elle ne nécessite pas de citerne comme le mazout. Le fait que 30% des propriétaires et 14% des entreprises n'ont pas pris une part active dans la décision d'investissement montre bien sa durabilité. En effet, tout nouveau choix n'est possible qu'après de longues années.

En cas d'ouverture du marché, la majorité des ménages et des entreprises s'attendent à une baisse des prix du gaz naturel, sans que la qualité de fourniture n'en pâtisse. Environ 20% des ménages interrogés ne savaient que répondre. Cette proportion relativement élevée montre une fois de plus le peu d'importance accordée à ce sujet. La majorité des ménages et les entreprises qui ont répondu ont salué le libre choix du fournisseur comme un aspect positif de l'ouverture du marché. La majorité des entreprises ne voit aucun inconvénient à ce que l'électricité et le gaz soient fournis par le même fournisseur. Enfin, 84% des ménages et des entreprises interrogés ont indiqué qu'ils opteraient à nouveau pour le gaz naturel à l'avenir. Une ouverture du marché n'a qu'une faible incidence sur cette décision aussi bien pour les entreprises (25%) que pour les ménages (15%) notamment parce que, malgré une ouverture du marché, les considérations environnementales, la place requise ainsi que les frais d'investissement (resp. 48%, 49% et 23%) ont un poids nettement plus important que le prix (19%).

En plus de cerner les attentes envers une ouverture du marché, les auteurs de l'étude ont appliqué des méthodes expérimentales d'enquête auprès des consommateurs finaux pour avoir une idée de leur réaction. Concrètement, les ménages et les entreprises devaient choisir à huit reprises entre leur contrat actuel de fourniture de gaz et un contrat hypothétique, prévoyant, par rapport au contrat actuel, une réduction de la sécurité d'approvisionnement, un changement de fournisseur et une baisse du prix dans différentes combinaisons. Sur la base du choix effectif du contrat, on a ensuite déterminé l'importance relative de la sécurité d'approvisionnement, du choix du fournisseur et du prix. De plus, on a calculé quels rabais demandaient les consommateurs finaux pour opter pour d'autres contrats.

S'agissant des ménages, il est apparu que le consommateur de gaz naturel lambda est très content de son contrat actuel. Pour qu'il envisage de changer de contrat, la réduction de prix devrait se chiffrer à 283 de francs par an ou s'élever à quelque 29% des dépenses annuelles en gaz naturel, ce qui traduit, entre autres, le degré élevé de satisfaction avec le fournisseur actuel. Pour un contrat avec le fournisseur actuel autorisant une baisse de la sécurité d'approvisionnement (un jour supplémentaire d'interruption de fourniture), le rabais annuel requis est de 311 francs ou 32%. Les consommateurs sont prêts à opter pour un autre fournisseur garantissant les mêmes conditions contractuelles que leur fournisseur actuel (même qualité de fourniture) lorsque le nouveau contrat est environ 18% plus avantageux (soit 181 francs par an).

Les réductions moyennes de prix requises diffèrent selon les catégories de clientèle. Ainsi, d'un côté, il faut accorder aux propriétaires un plus grand rabais qu'aux locataires pour qu'ils soient disposés à changer de fournisseur, toutes conditions contractuelles égales par ailleurs. Une explication possible est la relation en générale plus étroite entre le propriétaire et le fournisseur. D'un autre côté, la diminution de prix pour un contrat autorisant un jour supplémentaire d'interruption de fourniture auprès du même fournisseur devrait être plus grande pour les locataires pour qu'ils acceptent le nouveau contrat. Les clients du gaz naturel en Suisse alémanique et en Suisse romande se distinguent en ce qui concerne la loyauté à l'égard de leur fournisseur actuel. En effet, les Suisses romands font preuve d'une plus grande réserve envers le changement de fournisseur et demandent 140 francs de plus (soit 14% des dépenses annuelles) que les Suisses alémaniques pour en changer. Finalement, il est aussi intéressant d'observer la différence de comportement entre les clients du gaz naturel fidèles à Swisscom pour la téléphonie sur réseau fixe et ceux qui ont changé d'opérateur et qui peuvent donc être qualifiés de plus ouverts au changement. Les clients qui ne sont pas abonnés à Swisscom demandent, pour conclure un contrat avec un nouveau fournisseur offrant la même qualité d'approvisionnement, une réduction de prix de quelque 14 francs, bien inférieure à celle exigée par les clients de Swisscom (194 francs). En revanche, le rabais requis pour accepter un jour supplémentaire d'interruption de fourniture est presque trois fois plus élevé chez les personnes qui ne sont pas abonnées à Swisscom que chez les clients de Swisscom.

Les entreprises font preuve d'une plus grande réserve que les ménages envers un nouveau contrat, sans doute au vu des très bonnes expériences effectuées sur la base du contrat actuel et parce qu'une fourniture énergétique sûre est plus importante pour elles en raison des pertes possibles de production. Ainsi, le rabais demandé pour un contrat avec leur fournisseur autorisant un jour supplémentaire d'interruption de fourniture s'élève à 41% du montant actuel de la facture annuelle. En moyenne, un autre fournisseur devrait accorder un rabais représentant 29% du montant de la facture annuelle pour conclure un contrat présentant les mêmes conditions en matière de sécurité d'approvisionnement.

Même dans le segment des entreprises, des différences intéressantes apparaissent lorsque l'on calcule les baisses de prix demandées par les différentes catégories de clients. Les entreprises à intensité énergétique élevée demandent un rabais plus de deux fois plus grand que les entreprises à faible intensité énergétique pour accepter un jour supplémentaire d'interruption de fourniture. En revanche, les entreprises consommant plus accepteraient de conclure un contrat avec un nouveau fournisseur offrant une qualité de fourniture identique dès une baisse de prix de 22%. Les entreprises consommant moins exigent un rabais de 47%. Ces chiffres traduisent la plus grande importance que revêt la sécurité de la fourniture pour les entreprises à intensité énergétique élevée. Il est également intéressant de connaître l'appréciation des entreprises qui recourent au gaz naturel uniquement pour le chauffage. Elles demandent, en comparaison de la moyenne des clients entreprises, un rabais moins important pour les deux contrats alternatifs (34% au lieu de 41% pour le fournisseur actuel avec possibilité d'un jour supplémentaire d'interruption de fourniture et 21% au lieu de 29% pour un nouveau fournisseur offrant la même qualité de fourniture).

Finalement, outre les consommateurs finaux, les entreprises d'approvisionnement ont également été interrogées sur les aspects d'une ouverture du marché dans le cadre d'entretiens menés par des experts. Il en ressort un avis réservé. Ces entreprises s'attendent à ce que les effets structurels soient modestes, notamment en raison des spécificités de l'industrie gazière en Suisse (intégration verticale et organisations sans but lucratif). De surcroît, une grande partie d'entre elles se sont déjà activement préparées à l'ouverture du marché, même si la majorité trouve l'organisation actuelle efficiente. Aucun démarchage de clients à grande échelle n'est escompté entre sociétés gazières suisses car, en raison de l'acquisition du gaz en commun, toutes s'approvisionnent pratiquement aux mêmes prix.

1. Ausgangslage und Fragestellung

Der Liberalisierungsprozess des Gasmarktes in den Ländern der Europäischen Union (EU) hat sich mit der Richtlinie 2003/55/EG beschleunigt. Diese sieht ab 1. Juli 2007 die freie Wahl des Gaslieferanten für alle Kunden vor. Der Prozess der Gasmarktöffnung verläuft dabei in der EU parallel zur Öffnung des Elektrizitätsmarktes. In der Schweiz hat die Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes am 22. September 2002 auch die Weiterbearbeitung eines Gasmarktgesetzentwurfs blockiert. Trotz der Blockierung besteht in der Schweiz mit dem Art. 13 des Rohrleitungsgesetzes bereits seit langem eine gesetzliche Grundlage für die Regelung des Zugangs Dritter (TPA) zum Hochdruck-(HD)-Gasleitungsnetz (Transitgasleitungen und Regionalnetz).[1] Bezüglich des Regionalnetzes hat die Gaswirtschaft eine freiwillige Vereinbarung erarbeitet, um den TPA zu vereinfachen und zu koordinieren. In diesem Zusammenhang ist unklar, welchen Stellenwert diese existierenden Grundlagen hinsichtlich eines allenfalls zukünftig geforderten Netzzugangs Dritter auf das Erdgasnetz haben und inwieweit die bestehenden Rechtsgrundlagen den Anforderungen der EU genügen.

Bisher befürworteten die mit der Ausarbeitung des Gasmarktgesetzentwurfs beauftragten Behörden eine Öffnung des Gasmarktes für alle Verbraucher. Der Grund dafür liegt vor allem darin, dass als Ziel einer Gasmarktöffnung die nachhaltige Verbesserung der Lage von Endverbrauchern durch ein besseres Preis-Leistungs-Verhältnis angestrebt wird. Dies soll erreicht werden, indem durch die Marktöffnung der Wettbewerb intensiviert wird, so dass sowohl die allokative als auch die produktive Effizienz von der Erzeugung über den Transport bis zur Verteilung an den Endkunden gesteigert wird.

Die Meinung der Verbraucher und insbesondere der reale Bedarf der kleinen und mittleren Verbraucher bezüglich des Netzzugangs waren aber nie wirklich Gegenstand einer Untersuchung gewesen. Das Bundesamt für Energie (BFE) und der Verband der Schweizerischen Gasindustrie (VSG) haben aus diesem Grund gemeinsam eine Studie zum Thema «Analyse der Lage der Gasverbraucher in den EU-Ländern und Untersuchung des Bedarfs einer Gasmarktöffnung in der Schweiz» ausgeschrieben. Es wurden dabei verschiedene Thesen und Gegenthesen zu wichtigen Aspekten der Gasmarktöffnung formuliert, die es zu untersuchen gilt.

Im Folgenden werden die relevanten Aspekte einer Gasmarktöffnung thematisiert. Im ersten Teil des Berichtes geht es um die spezifischen Eigenheiten des Gasmarktes. Im Vordergrund stehen die technisch-ökonomischen Charakteristika des Gasmarktes (Kapitel 2.2), die Abhängigkeiten zwischen den Wertschöpfungsstufen (Kapitel 2.3) sowie eine Gegenüberstellung von Erdgas und Strom (Kapitel 2.4). Dadurch werden die theoretischen Grundlagen geschaffen, die für die weitere Analyse von Bedeutung sind.

Der zweite Teil der Untersuchung beschäftigt sich mit dem Schweizer Erdgasmarkt im Vergleich zur Situation in ausgewählten EU-Ländern. Neben der Marktstruktur (Kapitel 3.2) werden der relevante Regulierungsrahmen (Kapitel 3.3), das Marktergebnis (Kapitel 3.4) sowie die beobachteten Verhaltensweisen der einzelnen Akteure (Kapitel 3.5) erfasst. Dadurch wird es möglich, die heutige Situation des Erdgasmarktes zu beschreiben.

Der dritte Teil widmet sich zum einen der Beurteilung der Endverbraucher. Dazu wurde eine Umfrage bei Haushalten und Unternehmen durchgeführt, um deren Einschätzungen und Erwartungen hinsichtlich einer Marktöffnung zu erfassen. Mittels spezieller Marktexperimenten wurde zudem das erwartete

[1] Eine Erklärung dazu ist unter http://www.ksdl-erdgas.ch/de/1_0.php zu finden.

Verhalten der Verbraucher bei einer Marktöffnung untersucht. Die Ergebnisse dieser empirischen Arbeiten finden sich im Kapitel 4.1. Zum anderen dienten Expertengespräche bei Versorgungsunternehmen dazu, deren Beurteilung und Erwartungen einer Marktöffnung zu ermitteln (Kapitel 4.2).

Im vierten Teil der Untersuchung werden schliesslich Schlussfolgerungen aufgrund der Ergebnisse der Analysen eines Gasmarktöffnungsbedarfs gezogen.

2. Ökonomisch-technische Grundlagen des Gasmarktes

2.1 Einleitung

Als leitungsgebundene Energie sind beim Produkt Gas einige Besonderheiten zu beachten, die bei nicht-leitungsgebundenen Produkten nicht auftreten. Zur Beurteilung der Funktionsweise der Gaswirtschaft ist daher zunächst erforderlich, auf die speziellen technisch-ökonomischen Zusammenhänge einzugehen.

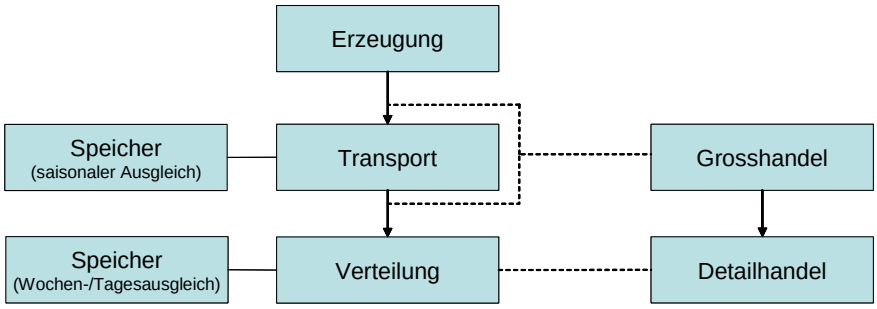
Im Folgenden werden zuerst die grundlegenden Charakteristika der einzelnen Wertschöpfungsstufen der Gaswirtschaft skizziert (Abschnitt 2.2). Anschliessend können in Abschnitt 2.3 wertschöpfungsstufenübergreifend grundlegende ökonomische Zusammenhänge beschrieben werden. Um unzulässige Analogieschlüsse für den Gasmarkt aus den Erfahrungen mit anderen leitungsgebundenen Energien (Strom) zu vermeiden, werden in Abschnitt 2.4 die ökonomisch technischen Grundlagen des Gasmarktes auch in Abgrenzung zur Stromwirtschaft dargestellt.

2.2 Technische Charakteristika der Gaswirtschaft

Erdgas ist ein Primärenergieträger und wird vor allem für die Wärmeerzeugung und zunehmend für die Stromproduktion verwendet. In der Wärmeerzeugung können Prozess- und Heizwärme unterschieden werden. Prozesswärme bezeichnet die Wärme, die für einen Produktionsprozess benötigt wird. Mit Heizwärme wird die Wärme bezeichnet, die zum Heizen von Gebäuden oder zur Warmwassererzeugung in Haushalten verwendet wird.[2]

Die technischen Charakteristika werden nacheinander für die Bereiche Erzeugung, Gastransport (Transport und Verteilung), Speicherung (saisonal und kurzfristig) und Handel (Gross- und Detailhandel) dargestellt (vgl. Abbildung 1)

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Wertschöpfungsstufen in der Gaswirtschaft



[2] Daneben wird Erdgas auch zum Kochen verwendet. Dabei handelt es sich um Prozesswärme. Der Anteil an Erdgas, der zum Kochen verwendet wird, ist vergleichsweise gering.

2.2.1 Erzeugung

Die Erzeugung bzw. Förderung von Erdgas erfolgt in so genannten Feldern. Neben dem Vorhandensein natürlicher Erdgas-Vorkommen setzt der Markteintritt bei der Erzeugung die Anbindung an eine Hochdruckleitung voraus. Ob eine solche gebaut wird, hängt wiederum von der Anzahl der Erdgasquellen an einem bestimmten Ort und der Anzahl der potentiellen Abnehmer ab.[3] Die Investitionen in Produktionsanlagen betragen rund die Hälfte aller Investitionen in der Erdgaswirtschaft (inklusive Transport, Speicherung und Verteilung).[4]

Europa ist Netto-Gasimporteur. Einige Länder verfügen zwar über eigene Erdgasproduktion; um den Erdgasbedarf zu decken, ist Europa jedoch auf Importe aus Ländern mit gewissen politischen Instabilitäten angewiesen. Die Zahl der Erzeugerländer ist begrenzt, so dass man bei der Erdgasproduktion von einem Oligopol sprechen kann. In einigen Ländern bestehen derzeit Abhängigkeiten von einem oder wenigen Herkunftsländern.

Exkurs: Versorgungssicherheit

Im Gegensatz zum Strom, wo die Versorgungssicherheit vor allem anhand der unterbruchsfreien Stromversorgung beurteilt wird, bezieht sich Versorgungssicherheit in der Erdgaswirtschaft vor allem auf die grundsätzliche (zukünftige) Verfügbarkeit, d.h. auf den Zugang zu den Ressourcen. Überlegungen zur Versorgungssicherheit müssen also zum einen den (prognostizierten) Erdgasverbrauch und zum anderen die Möglichkeiten der Beschaffung beinhalten.

Die Zahl der ressourcenreichen Länder bzw. Regionen, die aktuell die Versorgung (Mittel)Europas dominieren, ist mit Nordsee, Russland und Algerien überschaubar. In den nächsten Jahr(zehnt)en werden einige europäische Netto-Gasexporteure (UK, Dänemark, Niederlande) zu Importeuren werden. Die Importabhängigkeit Europas wird zukünftig zunehmen. Aufgrund politischer Instabilitäten in einigen Erzeugerländern ist aus Gründen der Versorgungssicherheit eine Diversifikation der Erdgasbezugsquellen erforderlich.[5] Durch den Bau von neuen Pipelines aus dem mittleren Osten und die zunehmende Verbreitung von verflüssigtem Erdgas (liquified natural gas, LNG), das über den Seeweg transportiert wird, werden neue Anbieter mehr Erdgas auf dem europäischen Erdgasmarkt anbieten.[6] Abbildung 2 gibt einen Überblick über die weltweite Verteilung der Erdgasreserven, und damit über potentielle Exportregionen. Weltweit beläuft sich die Menge der nachgewiesenen Erdgasreserven auf 179'530 Mrd. m^3.[7] Weitere vermutete Reserven werden auf ein Vielfaches dieser Mengen geschätzt.[8]

---

3 Vgl. Newberry (2000), S. 189. Durch die Möglichkeit zur Verflüssigung von Gas für den Transport (liquified natural gas, LNG) und die chemische Umwandlung von Gas in flüssige Brennstoffe wie synthetischen Diesel (gas to liquid, GTL) können zunehmend auch vereinzelt auftretende Gasfelder erschlossen werden, vgl. Seeliger (2004).

4 Vgl. IEA/OECD (2003).

5 Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 32 und IEA/OECD (2004).

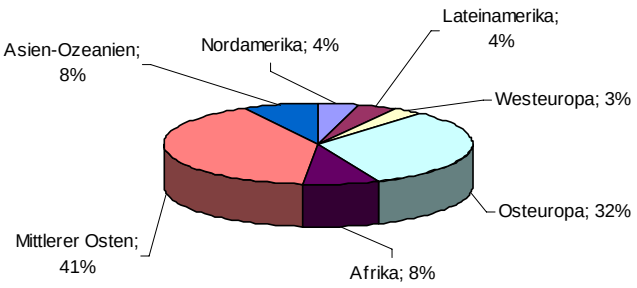
6 In Veröffentlichungen von amerikanischen Universitäten geht man davon aus, dass ein LNG-Transport ab Distanzen von ca. 2500 bis 3000 Meilen (entspricht ca. 4000 bis 5000 km) kostengünstiger ist als der Pipelinetransport (vgl. z.B. http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/LNG_introduction_05.php [17. Februar.2006] oder http://iis-db.stanford.edu/evnts/3917/jensen_slides_rev.pdf [17. Februar 2006]).

7 Vgl. BP (2005), S. 21.

8 Vgl. IFP (2002), S. 7-8.

Abbildung 2: Regionale Verteilung der weltweiten Erdgasreserven

Quelle: VSG (2004).



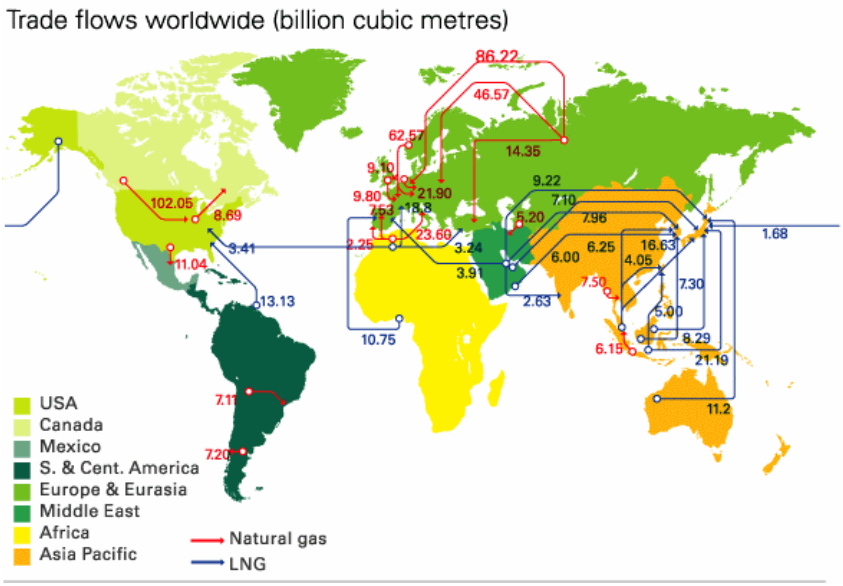
In Europa werden derzeit neue LNG-Terminals gebaut. Damit wird u.a. das Ziel verfolgt, die regionalen Abhängigkeiten bei der Gasproduktion zu reduzieren. Ein Überblick über die Kapazitäten der aktuell betriebenen und zukünftig geplanten LNG-Terminals zeigt, dass LNG in Europa zwar nicht die grundsätzliche Dominanz der Versorgung über Pipelines ablösen wird, aber durch die mit LNG mögliche weitere Diversifikation der Bezugsquellen die Versorgungssicherheit erhöht werden kann.[9] Die aktuell in Europa dominierenden Bezugsregionen Russland, Nordsee und Algerien werden zukünftig weiter ergänzt durch Importe aus anderen afrikanischen Ländern und dem nahen Osten. Die Diversifikation mit Hilfe von LNG unterliegt jedoch noch kostenbedingten Grenzen. Die Transportkosten für LNG sind zehnmal höher als für Erdöl,[10] so dass die Entstehung eines Weltgasmarktes ähnlich einem Weltölmarkt kurzfristig nicht zu erwarten ist. Da im Gegensatz zu Erdöltransporten das Pollutionsrisiko geringer ist und die Kosten für LNG im Zeitverlauf sinken, ist jedoch zukünftig mit einer weltweiten Angleichung der Erdgaspreise zu rechnen. Einen Überblick über die aktuellen globalen Gastransporte gibt Abbildung 3.

[9] Eine Übersicht zu den Kapazitäten gibt IEA/OECD (2004), S. 336-339.

[10] Vgl. IEA/OECD (2004), S. 295.

Abbildung 3: Volumen und Richtung des internationalen Gashandels

Quelle: BP (2005), Folie 24. Statistical Review of World Energy 2.



Eine Auswirkung auf die Erdgasversorgung könnte langfristig auch von der Nachfragekonkurrenz zwischen Europa, den USA, vor allem aber auch Asien ausgehen. Da nur begrenzt neue Pipelines gebaut werden (z.B. zwischen Russland und China), ist die Nachfragekonkurrenz vor allem auf die Versorgung mit LNG beschränkt.[11]

Die Diversifikation der Bezugsquellen und die Investitionen in die Transportinfrastruktur sind die Grundlage zur Erhaltung der Versorgungssicherheit in Europa. Die Wirkung der Marktöffnung auf die Investitionsanreize ist daher auch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit zu beobachten und zu beurteilen. Gemäss IEA hat die Regulierung einen Einfluss auf die Investitionsanreize und damit auf die Versorgungssicherheit. In reifen Märkten (z.B. Kanada, USA, UK) wurden bisher keine negativen Auswirkungen beobachtet. In Kontinentaleuropa wurden Investitionen traditionell durch langfristige Verträge abgesichert (vgl. Kapitel 2.3.1), wodurch das Risiko für Investitionen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen reduziert wird. Aus theoretischer Sicht könnte die Notwendigkeit für langfristige Verträge bei zukünftigen liquiden Spotmärkten entfallen. Allerdings geht die IEA davon aus, dass gegenwärtig durch die Unsicherheit im Zusammenhang mit der Regulierung höhere Risiken bestehen. Diese höheren Risiken können insbesondere bei Grossprojekten eine Investitionshürde darstellen.[12]

Erzeugung und Versorgungssicherheit in der Schweiz

Die Schweiz verfügt über keine nutzbaren Erdgasreserven, so dass sie vollständig auf den Import von Erdgas angewiesen ist. Die Folgen einer Marktöffnung in der EU auf die Investitionen in die internationale Transportinfrastruktur wirken sich daher – unabhängig von einer Marktöffnung in der Schweiz – auf die Versorgung in der Schweiz aus.

---

11 Vgl. Seeliger (2004), S. 18-20.

12 Vgl. IEA/OECD (2003), S. 206-208; Analoge Schlüsse siehe auch IEA-Konferenz, Paris, 26. Januar 2006 (IEA, 2006).

2.2.2 Erdgastransport

Internationale Hochdruck-Pipelines und LNG

Der Transport von Erdgas erfolgt gasförmig über Transportpipelines oder in verflüssigter Form (LNG) per Tanker. Beim Transport via internationale Ferntransportpipelines (z.B. aus Russland, Norwegen, Algerien) wird das Erdgas in den Förderanlagen auf Fernleitungsdruck gebracht und dann in die Transportpipelines eingespeist. Beim flüssigen Erdgastransport wird das geförderte Erdgas verflüssigt und in Tanker, ähnlich dem Erdöl, abgefüllt. Für die Einspeisung in das weiterführende Transport- oder Verteilsystem muss das Erdgas wieder in den gasförmigen Zustand zurückgeführt werden. Im Gegensatz zu Asien, wo der Transport vor allem mittels LNG erfolgt, wird in Europa das Erdgas primär mittels Pipelines transportiert. Die Aufteilung betrug 2003 rund 92% zu 8% zu Gunsten des Pipelinetransports. Der Anteil LNG steigt jedoch an.[13]

Da die internationalen Hochdruck-Pipelines bei weit entfernt liegender Erdgaserzeugung über weite Strecken speziell für den Erdgastransport aus einem bestimmten Erdgasfeld gebaut werden, sind die Investitionen in den Erdgastransport zum grossen Teil spezifisch. Das heisst, die Anlagen können nicht für einen anderen Zweck verwendet werden als für den Transport auf der bestimmten Ferntransportstrecke. Die Investoren sind in Folge dieser hohen spezifischen Investitionen daran interessiert, die Kapitalrückgewinnung bestmöglich abzusichern. Dies ist möglich, wenn das transportierte Erdgas im Vergleich zu anderen Energieträgern konkurrenzfähig angeboten werden kann, was bisher weitgehend durch die Bindung an den Ölpreis in den langfristigen Verträgen (mit Laufzeiten von 20-30 Jahren) erreicht wurde.[14]

(Regionaler) Gastransport

(Regionale) Gastransportleitungen verbinden die internationalen Hochdruck-Pipelines mit den Gasverteilnetzen. Die Durchschnittskosten des Gastransports hängen von der genutzten Kapazität der Transportsysteme ab. Ist ausreichend Kapazität vorhanden, lässt sich die Transportmenge ohne grössere Kosten erhöhen. Sind die Kapazitätsgrenzen jedoch erreicht, werden zusätzliche Investitionen, sei es durch den Bau von Verdichterstationen oder zusätzlicher Pipelines, unumgänglich. Beim Bau der Pipelines können Grössenvorteile genutzt werden, die darin bestehen, dass die Transportleistung überproportional zur Zunahme des Rohrdurchmessers steigt.[15]

Die Möglichkeit zur Nutzung von Grössenvorteilen beim Bau eines Gastransportsystems führt dazu, dass – bis zu einer bestimmten Durchleitungsmenge – ein einzelner Anbieter diese Transportleistung zu einem tieferen Preis anbieten kann als mehrere Anbieter. Bezogen auf die Durchleitungsmenge sind die Kosten einer Pipeline niedriger als die Kosten von zwei Pipelines.[16] Bis zu einer bestimmten Durchleitungsmenge liegt – bezogen auf den Gastransport – also ein natürliches Monopol vor.

Liegen in Kombination mit einem natürlichen Monopol hohe irreversible Investitionen vor, handelt es sich bei der Leitungsinfrastruktur um einen «monopolistischen Bottleneck». Dabei kann ein zweiter Anbieter nicht mit angemessenen Mitteln, d.h. ohne volkswirtschaftliche Verschwendung, die entsprechende Anlage duplizieren (eine zweite Pipeline bauen). Es gibt also keine aktuellen oder potentiellen Netzkonkurrenten, die den aktuellen Anbieter von Transportkapazität disziplinieren.[17] Wird auf diese Weise Gas-zu-Gas-Wettbewerb unmöglich, besteht Regulierungsbedarf für den entsprechenden

---

13 Vgl. Cayrade (2002).
14 Vgl. Abschnitt 2.3.1.
15 Vgl. Blankart und Knieps (1992) S. 74.
16 Man spricht in diesem Fall von subadditiven Kostenfunktionen: $K(x_{1+2}) < K(x_1)+K(x_2)$.
17 Vgl. Knieps (2002), S. 172-173.

«Bottleneck»[18] «Monopolistisch» im Begriff «monopolistische Bottleneck» bezieht sich bei dieser Betrachtung nur auf den Gas-zu-Gas-Wettbewerb und beinhaltet nicht notwendigerweise eine Monopolstellung, wenn Konkurrenzprodukte in die Betrachtung einbezogen werden. Denn ob das aktuelle Gastransportunternehmen tatsächlich Marktmacht ausüben kann, hängt nicht nur von den Wettbewerbsbedingungen innerhalb des Gasmarktes sondern auch von den Wettbewerbsbedingungen zu anderen Energieträgern (z.B. Öl) ab.

Je nach Dichte des regionalen Versorgungsgebietes kann die Bottleneck-Problematik bezüglich Gas-zu-Gas-Wettbewerb für die Endversorger oder die Regionalgesellschaften entschärft sein, wenn sie ohne erhebliche Zusatzinvestitionen die Möglichkeit haben, Erdgas von verschiedenen Ferngasgesellschaften zu beziehen, indem sie sich an alternative Transportleitungen anschliessen (konkurrierende Pipelines). Sobald eine konkurrierende Einrichtung zur Versorgung der Kunden vorhanden ist (aktueller Wettbewerb) oder aufgrund erschöpfter Kapazität der existierenden Pipelines wirtschaftlich wäre (potentieller Wettbewerb), reduziert sich die Möglichkeit des Pipelinebetreibers, Marktmacht auszuüben. Aktiver Transportwettbewerb wird z.B. in einigen Versorgungsgebieten in Deutschland durch das Transportnetz von Wingas ermöglicht, das teilweise parallel zu den Ferngastransportleitungen der übrigen Ferngasgesellschaften verläuft.[19]

Neben der Disziplinierung von Marktmacht der Transportunternehmen durch alternative Ferngasunternehmen ist auch die Konkurrenz durch alternative Energieträger zur Beurteilung des Regulierungsbedarfs ausschlaggebend. Wettbewerb ist immer dann gegeben, wenn die Konsumenten Substitutionsmöglichkeiten haben. Selbst wenn im Gastransport Bottlenecks vorliegen, kann daraus nicht unmittelbar ein Regulierungsbedarf abgeleitet werden, wenn die Versorgung der Endkunden mit alternativen Energieträgern möglich ist. Regulierungsbedarf ist erst dann gegeben, wenn das Produkt, das durch den Bottleneck geleitet wird, nicht im Wettbewerb zu anderen Produkten steht. Diese Sichtweise basiert auf dem wettbewerbsökonomischen Ansatz zur Prüfung, ob eine wesentliche Einrichtung (essential facility) vorliegt, die unabdingbar ist, um den Endkundenbedarf zu decken. Sobald der Endkunde Substitutionsmöglichkeiten hat, ist die Einrichtung, in diesem Fall eine bestimmte Gastransportleitung, nicht unabdingbar.[20]

Gasverteilnetze

Wie schon der Transport zeichnet sich auch die Verteilung durch hohe irreversible Kosten aus. Aufgrund der üblichen Marktgrösse ist der Markteintritt alternativer Verteilnetzbetreiber typischerweise unmöglich. Im Gegensatz zum Transport besteht somit für einen Kunden i.d.R. nicht die Möglichkeit, sich an ein anderes Verteilnetz anzuschliessen. Die Marktmacht des lokalen Verteilnetzbetreibers wird also nicht durch alternative Gasverteilnetze, sondern allein durch die Existenz alternativer Energieträger wie Öl, in einigen Ländern auch Kohle, beschränkt. Insbesondere Kunden, die über einen Zwei- oder Mehrstoffbrenner verfügen, können kurzfristig auf alternative Energieträger ausweichen.

Da für Erdgas kein Grundversorgungsauftrag besteht, basiert die Entscheidung über die Erschliessung eines Gebietes auf unternehmerischen Kriterien des lokalen Verteilnetzbetreibers. Typischerweise werden zuerst Gebiete erschlossen, die sich durch eine hohe Energiedichte (Erdgasverbrauch bezogen auf die Fläche) auszeichnen. Da die Netzkosten proportional zur Netzlänge verlaufen, ist die Erschliessung von Gebieten mit abnehmender Energiedichte immer weniger rentabel.

---

18 Hierbei handelt es sich um den disaggregierten Regulierungsansatz, vgl. Knieps (2002), S. 174-175.

19 Vgl. Knieps (2002), S. 177-178. Diese Position wird in Teilbereichen vom Bundeskartellamt gestützt, vgl. Bundeskartellamt (2002a).

20 Vgl. den Hausman-Sidak-Test, bei dem der Regulierungsbedarf anhand von fünf Kriterien geprüft wird, wovon eines Marktmacht auf dem Endkundenmarkt ist. Der Test wurde entwickelt für die Beurteilung der Notwendigkeit von Entflechtung im Telekommunikationssektor (Hausman, 2001).

Gebiete, in denen die Durchschnittskosten der Erschliessung pro transportierte Einheit Erdgas sehr hoch sind, werden nicht erschlossen, da in diesem Fall Erdgas im Vergleich zu anderen Energieträgern (v.a. Heizöl) nicht zu wettbewerbsfähigen Konditionen angeboten werden könnte. Stromverteilnetze dagegen müssen zur Erfüllung ihres Grundversorgungsauftrags ihr Netz flächendeckend auch in Gebieten mit hohen Erschliessungskosten und niedriger Energiedichte bauen. Dies kann in dünn besiedelten Gebieten zu sehr hohen Kosten führen (vgl. z.B. Ecoplan, 1999, S. 42). Da Gasverteiler aus unternehmerischer Sicht handeln und – infolge des Wettbewerbsdrucks – auf die Erschliessung unrentabler Gebiete verzichten, sind die Kostenunterschiede zwischen Gasverteilnetzen tendenziell weniger stark ausgeprägt als zwischen Stromverteilnetzen.

Gastransport in der Schweiz

Durch die Schweiz führt die internationale Hochdruck-Pipeline von Holland nach Italien, über die rund drei Viertel des in der Schweiz verbrauchten Erdgases bezogen werden.[21] Das schweizerische Teilstück wird von der Transitgas AG betrieben, die zum grössten Teil Swissgas und der italienischen ENI gehört. 85% des auf der Hochdruck-Pipeline transportierten Erdgases wird nur durchgeleitet. Durch die geographische Lage besteht in der Schweiz grundsätzlich die Möglichkeit, Gas auch über andere Bezugspunkte von (konkurrierenden) ausländischen Ferngasgesellschaften zu beziehen, so dass der (teilweise nur potentielle) Pipe-to-pipe-Wettbewerb bei der Beschaffung von Erdgas genutzt werden kann. Das in der Schweiz verbrauchte Gas wird über Deutschland, die Niederlande, Frankreich, Russland und zu einem kleinen Teil über italienische Ferngasgesellschaften bezogen.

Der weitere Gastransport in der Schweiz ist zweistufig aufgebaut. Die Regionalgesellschaften (regionale Gasnetzbetreiber) übernehmen Erdgas an den Importpunkten aus den internationalen HD-Pipelines bzw. an den von Swissgas betriebenen Verbindungen zur Transit-HD-Pipeline und übergeben es zur Weiterverteilung an die Verteilnetze (lokale Gasnetzbetreiber) und teilweise an eigene Endverbraucher.

Die regionalen Gasnetzbetreiber stehen im Eigentum der lokalen Netzbetreiber und die regionalen Gasnetzbetreiber sind Eigentümer von Swissgas, wodurch ein hohes Mass an vertikaler Integration des Gastransports in der Schweiz besteht. Die lokalen Gasnetzbetreiber stehen häufig im Gemeindeeigentum, womit politische Einflüsse in schweizerische Gaswirtschaft nicht auszuschliessen sind.

2.2.3 Speicherung

Die Speicherung dient dem Ausgleich von Schwankungen der Erdgasnachfrage und ist in einem geöffneten Markt in erster Linie ein Instrument des Handels. Aufgrund des starken Nachfrageanstiegs im Winter dienen Speicher zum einen dem saisonalen Ausgleich. Zum anderen können Speicher auch zum Ausgleich wöchentlicher oder tageszeitlicher Schwankungen verwendet werden. Speicher haben insbesondere auch für die Industrie eine Bedeutung, um günstig eingekauftes Gas kontinuierlich verarbeiten zu können. Mit zunehmender Erdgasverstromung können Speicher auch für die Stromgewinnung verwendet werden.

Der Ausgleich saisonaler Nachfrageschwankungen ist vor allem in Ländern erforderlich, die stark auf Importe über lange Transportleitungen angewiesen sind. In Ländern mit eigener Erzeugung kann die Produktion zum Teil an den Verbrauch angepasst werden.[22] Eine ganzjährig gleichmässige Auslastung der Pipelines und auch einiger Erdgasquellen ist kostengünstiger als deren verstärkte Belastung

---

[21] Vgl. http://www.erdgas.ch/399.html [2.Februar.2005].

[22] Z.B. sind die Niederlande in der Lage, zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen sog. «Swing»-Lieferungen anzubieten, vgl. EWI/BET (2000).

im Winter. Beschaffungsverträge auf der Importstufe beinhalten zum grossen Teil ganzjährig konstante Abnahmeverpflichtungen. Insbesondere die Auslastungsgrade der Pipelines aus Russland und Norwegen sind hoch, so dass eine verstärkte Inanspruchnahme in Zeiten der Spitzennachfrage nicht möglich ist.[23]

Zum Ausgleich der saisonalen Nachfrageschwankungen werden vor allem grossvolumige Untertagespeicher (Kavernenspeicher, Aquiferspeicher) eingesetzt. Die Einrichtung dieser Speicher ist an geologische Rahmenbedingungen gebunden. Aufgrund der zunehmenden Importabhängigkeit und des steigenden Erdgasbedarfs hat das Speichervolumen in Europa in den vergangenen 25 Jahren um mehr als den Faktor 5 zugenommen.[24]

Die Erdgasspeicherung zum Ausgleich wöchentlicher und tageszeitlicher Schwankungen erfolgt in Kugeltanks oder Röhrenspeichern sowie im Transportsystem selbst. Röhrenspeicher bestehen aus im Boden parallel verlegten Rohren, welche beidseitig mit einem Bogen verbunden sind. Ausschlaggebend für den Bau von Erdgasröhrenspeichern sind im Wesentlichen betriebswirtschaftliche Einflussgrössen. Der Bau eines Kugeltanks mit der Herstellung von Kugelsegmenten ist technisch anspruchsvoller und teurer als die Fertigung eines Röhrenspeichers. Der zusätzliche Aufwand für Tiefbauarbeiten im Zusammenhang mit dem Bau eines Röhrenspeichers ist aufgrund des heute zur Verfügung stehenden Maschinenparks relativ gering.

Speicherung im Transportsystem (Netzatmung) ist möglich, wenn die Kapazitätsgrenzen des Transportsystems nicht ausgereizt sind oder der Druck im System mit Hilfe zusätzlicher Kompressoren erhöht werden kann.[25]

Obwohl die Speicherung meistens durch die Betreiber des Transport- oder Verteilsystems erfolgt, kann sie auch als eigenständige Ebene der Wertschöpfung betrachtet werden. In der EU sind die Erdgasunternehmen verpflichtet, getrennte Konten für die Speicheranlagen zu führen (Art. 17, Abs. 3 RL 2003/55/EG). In einigen Ländern, z.B. in den USA und in Grossbritannien, wurden die Speicheranlagen, kombiniert mit einer Entflechtung des Speicherbetriebs von den Transportgeschäften, schon frühzeitig für den Markt geöffnet. Speicherkapazitäten in Grossbritannien wurden für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren versteigert.[26]

Gasspeicher in der Schweiz

Auf dem geographischen Gebiet der Schweiz gibt es keine Erdgasspeicher zum Ausgleich saisonaler Schwankungen. In der Westschweiz besteht durch die Zugriffsmöglichkeit von Gaznat auf einen Speicher in Etrez (Frankreich) die Möglichkeit, ca. 30% der Leistung abzudecken. Damit beschränken sich die Erdgasspeicher in der Schweiz vor allem auf die Speicherkapazitäten der Regionalgesellschaften und der lokalen Verteiler (bestehend aus sphärischen Speichern und Röhrenspeichern) zum Ausgleich von tageszeitlichen Schwankungen. Abnahmeverpflichtungen auf der Importstufe in der Schweiz sind daher weniger ausgeprägt als in Ländern mit mehr Speichermöglichkeiten.

2.2.4 Handel

Die Kontrakte im Gashandel unterscheiden sich in zwei Dimensionen: dem Zweck der Transaktion und der Dauer der Lieferung. Dadurch lässt sich der Markt in verschiedene Segmente unterteilen. Der Zweck der Transaktion ist entweder der Bezug von Erdgas zum Weiterverkauf durch Händler oder

---

23 Vgl. EWI/BET (2000), S. 20.
24 Vgl. Cornot-Gandolphe (2004).
25 Vgl. EWI/BET (2000) S. 31-32.
26 Vgl. EWI/BET (2000), S. 24-25.

Weiterverkäufer (Grosshandel) oder der Bezug zum Eigenverbrauch (Detailhandel). Während die Grosshandelstransaktionen zwischen den Produzenten, Händlern, Lieferanten, Transportunternehmen und den Versorgern stattfinden, sind die Akteure im Detailhandel die Gasversorger und Lieferanten sowie die industriellen Endverbraucher und die Haushalte. Die Verträge werden zusätzlich nach Laufzeiten unterteilt: Kurzfristige Erdgaskontrakte mit einer Lieferdauer von bis zu einem Monat, mittelfristige Kontrakte mit einer Lieferungsdauer zwischen einem und zwölf Monaten und längerfristigen Kontrakte mit einer Lieferungsdauer von über einem Jahr.[27]

Grosshandel

Der Gasgrosshandel kann entweder über bilaterale Verträge (langfristige, kurzfristige) oder über Spot- und Futurestransaktionen an Erdgas-Handelsplätzen durchgeführt werden.

Ein grosser Teil der Erdgaslieferung in Kontinentaleuropa ist an langfristige bilaterale Take-or-pay-Verträge gebunden. Diese Verträge zwischen den Verkäufern und Käufern von Erdgas enthalten eine unbedingte Zahlungsverpflichtung für die Abnehmer. Der Käufer verpflichtet sich dabei im Voraus zur Abnahme einer Mindestmenge von Erdgas (z.B. 80% der gesamten bestellten Menge), die er auch dann bezahlen muss, wenn er weniger bezieht.[28]

In diesem Zusammenhang steht auch die Ölpreisbindung der Erdgaspreise. Der Erdgaspreis ist auf den meisten Wertschöpfungsstufen über Preisgleitklauseln an den Ölpreis gebunden.[29] Die Ölpreisbindung ist vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Substitutionsbeziehung zwischen Ölprodukten und Erdgas und der spezifischen Investitionen in die Transportanlagen entstanden: Zur Sicherung langfristiger spezifischer Investitionen wäre in einer reinen Monopolsituation eine vertragliche Preisfixierung auf einem bestimmten Preisniveau zwischen Käufer und Verkäufer ausreichend. Durch die Substitutionsmöglichkeit wäre Erdgas im Fall sinkender Ölpreise jedoch bei einer derartigen Vertragsgestaltung nicht konkurrenzfähig. Um den Absatz und damit die Investitionen in die Produktions- und Transportanlagen auch in Zeiten tiefer Ölpreise zu sichern, orientieren sich die Erdgaspreise in den langfristigen Kontrakten, in denen neben Preisrelationen auch die Mindestabnahmemenge über einen bestimmten Zeitraum fixiert wird, am Ölpreis.

Den Betreibern von Transportinfrastrukturen und Produzenten wird auf diese Weise eine bestimmte Absatzmenge garantiert, so dass langfristige, irreversible Investitionen in die Produktions- und Transportinfrastruktur gesichert sind. Der Produzent bzw. der Erdgasverkäufer am Anfang der Vertragskette kann eine allfällige Differentialrente zwischen Ölpreis und Erdgasproduktionskosten abschöpfen, trägt aber zugleich das Preisrisiko im Fall niedriger Ölpreise. Ferngasunternehmen können durch langfristige Take-or-pay-Verträge mit ihren Lieferanten und Abnehmern ihre sehr spezifischen Investitionen sichern. Gleichzeitig erlauben diese Kontrakte den Abnehmern (regionale bzw. lokale Gasnetzbetreiber), ihre Beschaffungskosten langfristig abzusichern. Sie tragen vor allem das Mengenrisiko, das durch allfällige Abwanderungen von Grossverbrauchern besteht. Den Endkunden kann garantiert werden, dass ihre Kosten für (Wärme-)Energie nicht substantiell von den Ölpreisen abweichen, so dass ihre Investitionen in Erdgasanlagen (z.B. Heizungen) weniger unsicher sind. Auf diese Weise kann Erdgas immer wettbewerbsfähig zu den Substitutionsenergien angeboten werden.[30]

Im Gasgrosshandel an Erdgas-Handelsplätzen können grundsätzlich sowohl Spot- als auch Forward- und Futuresgeschäfte abgewickelt werden. Spomärkte zum kurzfristigen Ausgleich der Nachfrage entstehen an den Verbindungsstellen von Pipelines aus unterschiedlichen Erzeugungsregionen

---

27 Vgl. Juris (1998), S. 4.

28 Er kann aber die zu viel bezahlte Menge zu einem späteren Zeitpunkt beziehen.

29 Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S. 28.

30 Vgl. zu Gründen der spiegelbildlichen Vertragsgestaltung mit Lieferanten und Weiterverteilern aus Sicht der Transportunternehmen Bundeskartellamt (2005), S. 8.

(Hubs).[31] In Kontinentaleuropa existieren solche (physischen) Hubs in Zeebrugge (Belgien), Baumgarten (Österreich) und Bunde (Deutschland).[32] In einem funktionierenden (liquiden) Markt spiegelt der Spotpreis den ökonomischen Wert des Erdgases zum entsprechenden Zeitpunkt wider. Da Spotpreise relativ volatil sind, werden Futurestransaktionen strukturiert an der Börse zur Absicherung der Spotmarktgeschäfte getätigt. Solche Geschäfte können auch für Arbitrage und Spekulationsgeschäfte genutzt werden. Daneben werden für den physischen Handel Forwards-Transaktionen genutzt, die an der Börse und direkt «over the counter» (OTC) durchgeführt werden.

Durch die zunehmenden Leitungsverbindungen zwischen den kontinentaleuropäischen Ländern besteht für Lieferanten und Versorger die Möglichkeit, Erdgas unterschiedlicher Produzenten zu beziehen. Durch freien Handel von Erdgas kann allenfalls die Marktmacht einzelner Produzenten beschränkt werden, so dass Gas-zu-Gas-Wettbewerb entstehen kann.[33] Ausserdem kann durch Zugriff auf Erdgas möglichst vieler Produzenten die Versorgungssicherheit erhöht werden.

In der Praxis sind die Handelsmöglichkeiten an den Hubs abhängig von der Möglichkeit, über freien Netzzugang Erdgas unterschiedlicher Herkunft zu transportieren, zum Teil von unterschiedlichen Erdgasqualitäten[34]und von den frei im Grosshandel verfügbaren Gasmengen (die nicht in Langfristverträgen gebunden sind). Da Langfristverträge die Investitionssicherheit beim Bau von Pipelines in weiter entfernte Produktionsgebiete erhöhen, muss bei einer Marktöffnung geprüft werden, ob ein vollständiges Aufbrechen dieser traditionellen Vertragsstrukturen ökonomisch angezeigt ist.[35]

Versorgungssicherheit wird unter anderem dadurch sichergestellt, indem die Bezugsquellen diversifiziert werden. Die Diversifikation von Bezugsquellen setzt Investitionen in Transportkapazitäten zur Erschliessung der Quellen voraus. Werden diese Investitionen nur getätigt, wenn sich die Investoren über Take-or-pay-Verträge mit einer Laufzeit über die Nutzungsdauer der Anlagen absichern, tragen diese Verträge zur Versorgungssicherheit bei. In Grossbritannien, das sich von einem Export- zu einem Importland entwickelt, werden erstmals langfristige Verträge abgeschlossen.[36] Solange die an den Erdgas-Handelsplätzen gehandelte Menge auf freiwilligen Transaktionen der Erdgaswirtschaft beruht, sind keine negativen Auswirkungen auf die Investitionen zu erwarten.

Ein Vergleich der Grosshandelspreise in Bunde, Zeebrugge und im UK zeigt, dass die Spotpreise zwischen den verschiedenen Handelszentren eng zusammen liegen (vgl. Abbildung 4). Die Spotpreise auf dem Gasmarkt haben die Aufwärtsentwicklung des Spotpreises für leichtes Heizöl (Gasoil Rotterdam und Gasoil Medeterranean) bzw. für Rohöl (Brent Dated) nicht nachvollzogen. Der Handel über Handelsplätze funktioniert umso reibungsloser, je liquider er ist. Selbst im UK, wo der Handelsplatz aufgrund der wettbewerblichen Produktionsstruktur mehrerer Erzeuger und vergleichsweise geringeren Bedeutung von Langfristverträgen der Gasmarkt liquider ist als im Grossteil Kontinentaleuropas, gab es Ende 2004 aufgrund des starken Preisanstiegs bei den Futureskontrakten den Vorwurf der Marktmanipulation.[37]

---

31 Vgl. Juris (1998).

32 Daneben existieren noch so genannte virtuelle Hubs, die vor allem dem Ausgleich von Langfristverträgen dienen. Solche virtuellen Hubs existieren im Uk (NBP), in den Niederlanden (TTF), in Italien (PSV) und in Frankreich (PEGs). Vgl. dazu : http://www.vienna.at/engine.aspx/page/vienna-article-detail-page/cn/common-news-20051027-112600_000119/dc/co:austria:news-ots-wirtschaft.

33 Vgl. Newbery (2000), S. 189.

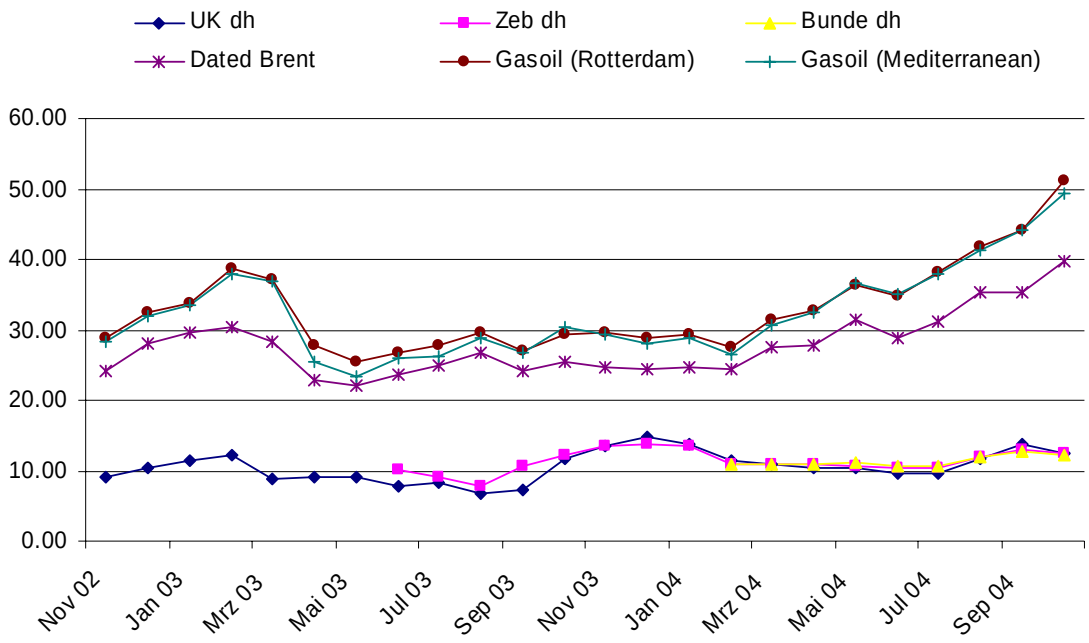
34 Besonders gross sind die Unterschiede zwischen H-Gas mit hohem Energiegehalt je m3 (high) und L-Gas mit niedrigem Energiegehalt (low). Auch innerhalb dieser Hauptkategorien schwankt die Gasqualität. Vgl. EWI/BET (2000), S. 34-40.

35 In der Ausnahmeregelung zu grösseren neuen Infrastrukturen gemäss Artikel 22 der EU-Richtlinie 2003/55/EC wird auf derartige Investitionsrisiken verwiesen.

36 Vgl. Bundeskartellamt (2005), S. 8, das eine Argumentation der deutschen Ferngasunternehmen wiedergibt.

37 Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 35.

Abbildung 4: Entwicklung der Spotpreise an verschiedenen Erdgas-Handelsplätzen (Euro pro MWh für Gas und Euro pro Barrel für Erdöl und leichtes Heizöl) Quelle: Europäische Kommission (2005), S. 34, European Union Energy and Transport Statistics, IEA Monthly Oil Market Reports.



Da im Gasgrosshandel aufgrund der räumlichen Segmentierung der Märkte nur eine begrenzte Zahl von Anbietern tätig ist, die über einen gewissen Preissetzungsspielraum verfügen, kann davon ausgegangen werden, dass durch eine Bündelung der Nachfrage bessere Konditionen bei der Beschaffung ausgehandelt werden können. Neben der besseren Verhandlungsposition aufgrund der Grösse bietet eine grössere Nachfragemenge i.d.R. auch bessere Möglichkeiten zu diversifizieren. Falls durch die Re-Regulierung der Erdgaswirtschaft in der EU der Spothandel an den Hubs an Bedeutung gewinnt, könnten allenfalls auch kleinere Beschaffungsmengen zu geringen Transaktionskosten bezogen werden.

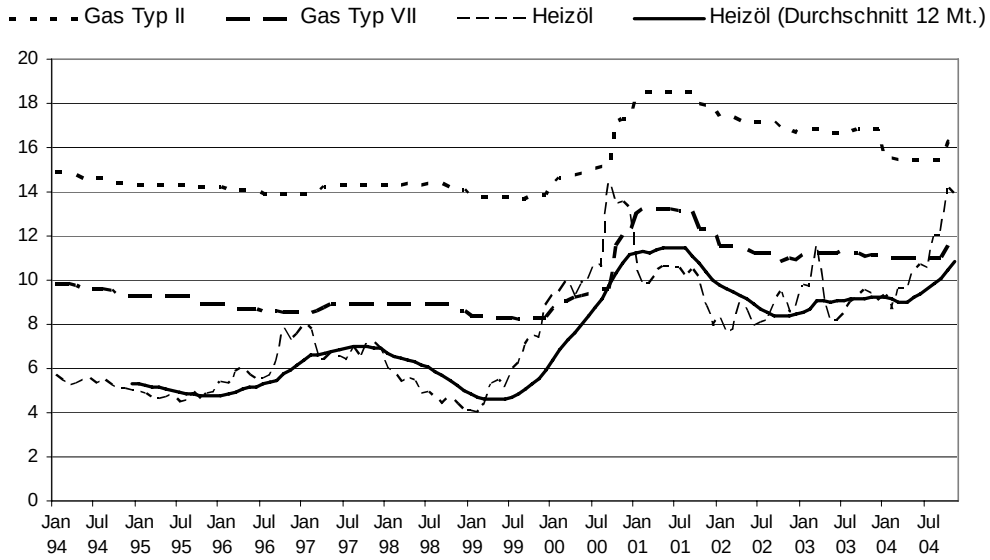
Detailhandel

Nicht nur die langfristigen Importverträge und die Verträge zwischen Importeur und Weiterverteilern im Grosshandel, sondern auch Verträge mit Grosskunden enthalten in importabhängigen Ländern oft Preisgleitklauseln zum Zweck der Ölpreisbindung. Gegenüber Kleinverbrauchern legen die Gasversorger die Preise so fest, dass sich die ölpreisgebundenen Gasbezugspreise der Endverteiler auch auf diese Kundengruppe übertragen.[38]

Die Ölpreisbindung der Erdgaspreise auf Konsumentenebene wird z.B. ersichtlich, wenn man die Erdgaspreise dem Preis für Heizöl gegenüberstellt (vgl. Abbildung 5). Die Erdgaspreise folgen mit einer zeitlichen Verzögerung und mit weniger Schwankungen dem Preis für Heizöl. In der Abbildung ist zusätzlich ein gleitender 12-Monats-Durchschnitt des Heizölpreises eingezeichnet, der einen ähnlichen Verlauf zeigt, wie die Erdgaspreise. Die Schwankungen beim Heizöl sind zum Teil darauf zurückzuführen, dass Öl auf dem Weltmarkt täglich gehandelt wird, wohingegen der Handel mit Erdgas zu einem grossen Teil über langfristige Verträge erfolgt.

[38] Vgl. BMWA (2003), S. 39-40.

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung der Heizöl- und der Erdgaspreise in der Schweiz (CHF pro GJ)
Quelle: BFE/BFS.



Die langfristigen Take-or-pay-Kontrakte auf der Beschaffungsseite ermöglichen es den Detailhändlern, ihr Erdgas wettbewerbsfähig anzubieten. Die absolute Höhe und Anpassungsgeschwindigkeit der Erdgaspreise an die Ölpreise wird von der Abnahmemenge und von den Wechsel- bzw. Substitutionsmöglichkeiten der Konsumenten beeinflusst. Je höher die Abnahmemenge, desto niedriger sind die Durchschnittskosten pro Mengeneinheit. Eine grobe Marktsegmentierung ergibt folgende Kundengruppen:

Grossverbraucher (Prozess- und Raumwärme): Viele Grossverbraucher haben die Möglichkeit, bei der Wärmeerzeugung kurzfristig zwischen Erdgas und anderen Energieträgern zu wechseln (sog. Zweistoffkunden). In diesem Segment stellen Erdgas und Erdöl enge Substitute dar. Diese Kundengruppe ist aufgrund der kurzfristigen Wechselmöglichkeit besonders preissensitiv.[39]

Kleinverbraucher (Raumwärme): Zum Investitionszeitpunkt können Immobilienbesitzer zwischen verschiedenen Heiztechnologien (und den entsprechenden Energieträgern) wählen. Die Anlagen zur Erzeugung von Raumwärme haben mit ca. 15 Jahren i.d.R. eine kürzere Abschreibungsdauer als die Anlagen für den Gastransport (ca. 50 Jahre). Die Transport- und Verteilnetzunternehmen sind also länger an ihre Investitionen gebunden als die Kleinverbraucher, so dass sie ein starkes Interesse an einem wettbewerbsfähigen Erdgasangebot haben. Durch den Abschluss von Lieferverträgen, die garantieren, dass der Erdgaspreis nicht dauerhaft über den Ölpreis ansteigt, strahlt die Wettbewerbssituation bei Neukunden auf die gesamte Betriebsdauer der Kundenanlagen aus. In diesem Segment stellen Erdgas und andere Energieträger somit ebenfalls enge Substitute dar.[40]

Kraftwerke (Stromerzeugung): Zum Investitionszeitpunkt können Kraftwerkbetreiber zwischen unterschiedlichen Primärenergien wählen. Die Erdgasanbieter stehen dabei im Wettbewerb zu anderen Primärenergien. Durch den Abschluss von langfristigen Lieferverträgen kann diese Wettbewerbssituation auf die gesamte Betriebsdauer ausgedehnt werden. Erdgas und andere Energieträger sind auch

39 Aufgrund der höheren Preissensitivität der Grossverbraucher kann eine systematische Quersubventionierung der Kleinkunden – wie sie in der Schweiz teilweise vermutet wird – ausgeschlossen werden.

40 Für Kunden, die Gas zur Wärmeerzeugung nutzen, würde das Bundeskartellamt den Markt als »Wärmemarkt» abgrenzen. Vgl. Bundeskartellamt (2002a), S. 30.

bezüglich Stromerzeugung enge Substitute. In der Schweiz macht diese Kundengruppe, die in den übrigen europäischen Ländern an Bedeutung gewinnt, zur Zeit nur einen geringen Anteil am Gesamtgasverbrauch aus.[41]

Somit steht Erdgas in den wichtigsten Anwendungsbereichen im Wettbewerb zu anderen Energieträgern. Je ausgeprägter diese Wettbewerbssituation zwischen den Energieträgern ist, desto geringer ist die Marktmacht, selbst wenn Erdgas von lediglich einem Anbieter (z.B. einem lokalen Versorger) angeboten wird. Wenn der Wettbewerb zwischen den Endprodukten spielt, entfällt der Regulierungsbedarf selbst auf jenen Stufen der Wertschöpfungskette, die natürliche Monopole darstellen. Würde der natürliche Monopolist (z.B. der Gasverteiler) versuchen, seine (vermeintliche) Marktmacht auszuspielen, wäre das Endprodukt im Vergleich zu den Konkurrenzprodukten nicht mehr wettbewerbsfähig.[42]

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Erdgaskunden im Vergleich z.B. zu Telekommunikationskunden mit höheren Wechselkosten konfrontiert sind. Dies betrifft sowohl allfällige Investitionskosten als auch die Zeitspanne, in der ein Wechsel von Erdgas zu einem anderen Endprodukt (z.B. Erdöl) vorgenommen werden kann. Insofern sind Erdgaskunden nach erfolgter Wahl stärker gebunden (stärkere «Lock-in»-Problematik). Die Versorgungsunternehmen bieten aus diesem Grund Verträge an, welche den bestehenden Kunden die gleichen Konditionen wie neu angeschlossenen Kunden garantieren.[43]

Im Detailhandel können sich Grössenvorteile durch ein gut diversifiziertes Kundenportfolio in einem Versorgungsgebiet ergeben. Bei einem Versorgungsgebiet mit unterschiedlichen Verbrauchern besteht die Möglichkeit, den Verbrauch d.h. die Lastspitzen zu optimieren. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn neben Kleinverbrauchern auch abschaltbare Kunden vorhanden sind. Indem den Kunden durch das Angebot abschaltbarer Verträge Anreize zur Investition in Mehrstoffbrenner gesetzt werden, kann die Spitzennachfrage reduziert werden, so dass eine gleichmässigere Erdgasbeschaffung zu günstigeren Konditionen möglich wird.

Erdgashandel in der Schweiz

Die Gasbeschaffung in der Schweiz ist durch eine Nachfragebündelung bei Swissgas gekennzeichnet. Mindestens 60% des Erdgasbezugs der Regionalgesellschaften muss über Swissgas abgewickelt werden. Die Verhandlungen zur Gasbeschaffung über langfristige Lieferverträge und zum grossen Teil auch für zusätzliche Mengen werden durch Swissgas durchgeführt. Die Aktionäre der Regionalgesellschaften bestimmen dabei bottom-up, welche Mengen benötigt werden.

Take-or-pay-Verträge der internationalen Erdgaslieferanten mit Swissgas bzw. den Regionalnetzbetreibern haben tendenziell einen niedrigeren Anteil an Abnahmeverpflichtungen als solche Verträge mit Unternehmen, die über saisonale Speicher verfügen. Die Optimierung der Langfristverträge wird über unterschiedliche Ausgestaltungen der Preisbindung an den Ölpreis und durch zeitliche Staffelung durchgeführt. Die Preise werden von der Beschaffungsstufe prinzipiell bis zum Endkunden mit Ölpreisbindung weitergegeben. Der Preis für abschaltbare Kunden liegt dabei im Mittel um ca. 10% unter dem Preis für nicht-abschaltbare Kunden.

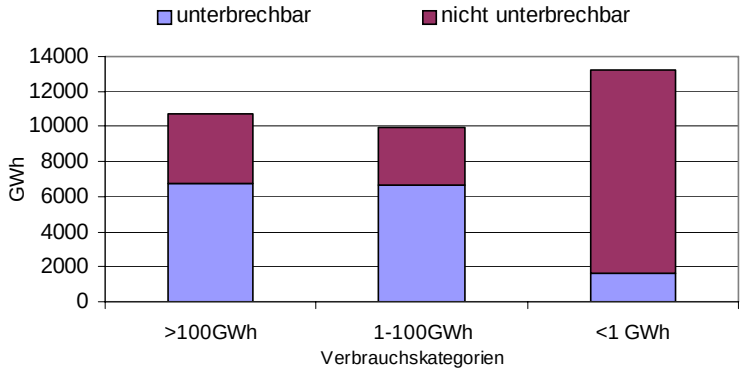
Die abschaltbaren Verträge verteilen sich in der Schweiz gemäss Abbildung 6 auf Kunden mit unterschiedlichen Verbrauchsmengen. Über zwei Drittel der bei mittleren und grossen Verbrauchern (über 1 GWh pro Jahr) abgesetzten Erdgasmenge wird über unterbrechbare Verträge angeboten. Bezogen auf den Gesamtabsatz machen die unterbrechbaren Verträge ca. 44% aus. Die Verträge enthalten meist konkrete Temperaturangaben, bei deren Unterschreitung der Kunde abgeschaltet werden kann.

---

41 Zusammen mit Fernwärme ein Anteil von 6% am gesamtschweizerischen Gasverbrauch, vgl. VSG (2004).
42 Vgl. Hausman und Sidak (1999).
43 Ähnliche Fragestellung zur Bedeutung von Wettbewerb zwischen Energieträgern findet man in Neuseeland unter http://www.med.govt.nz/ers/gas/review/tor.html.

Festgelegt wird in den Verträgen auch, wie lange die Kunden im Voraus über eine bevorstehende Abschaltung informiert werden. Kunden, deren Prozesse eine schnelle Umstellung des Brenners erlauben, werden eher abgeschaltet als Kunden, die eine längere Umstellungszeit benötigen. Die Abschaltbarkeit wird in der Schweiz tendenziell stärker praktiziert als in Ländern mit saisonalen Speichern und bildet ein wichtiges Element in der Gaswirtschaft.[44]

Abbildung 6: Menge des in der Schweiz verbrauchten Erdgases in abschaltbaren und nicht-abschaltbaren Verträgen nach Verbrauchskategorien (GWh)



2.3 Abhängigkeiten zwischen Wertschöpfungsstufen

Nachdem die technischen Grundlagen der einzelnen Wertschöpfungsstufen dargestellt wurden, werden hier Abhängigkeiten zwischen den Wertschöpfungsstufen diskutiert. Die Marktöffnung in Netzsektoren ist typischerweise mit einer (zumindest partiellen) Entflechtung verbunden. Um zu beurteilen, welche Art der Marktöffnung bzw. Entflechtung gewählt werden soll, ist zwischen möglichen Gewinnen in Folge der Einführung von Wettbewerb in gewissen Geschäftsbereichen einerseits und Verlusten durch die Zerstörung von Synergien andererseits abzuwägen.

Der ökonomische Nutzen der Entflechtung hängt davon ab, ob die Entflechtung dazu beiträgt, die Effizienz im Sektor zu steigern. Zur endgültigen Beurteilung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit ist nicht nur zu berücksichtigen, inwieweit die allokative Effizienz durch intensiveren Wettbewerb erhöht wird, sondern auch, dass ein Effizienzverlust durch den Verlust von Verbundvorteilen bzw. die Erhöhung von Transaktionskosten im System entstehen kann. Da Erdgas in den meisten Verwendungen kurz- oder langfristig substituiert werden kann, ist davon auszugehen, dass das Potential für wettbewerbsbedingte Effizienzgewinne im Vergleich zu Energieträgern, die keiner Substitutionskonkurrenz ausgesetzt sind (Strom), geringer ist. Umso mehr muss bei der Entflechtung von Erdgasunternehmen darauf geachtet werden, dass allfällige Gewinne an allokativer Effizienz nicht durch den Verlust von Verbundvorteilen verloren gehen.

2.3.1 Aufteilung des Investitionsrisikos zwischen Erzeugung, Transport und Verteilung

Da es sich bei Erdgas um einen leitungsgebundenen Energieträger handelt, ist die Versorgung der Endverbraucher an hohe spezifische Investitionen gebunden. Daraus ergeben sich Risiken, die unterschiedlich auf Erzeuger, Ferngastransportgesellschaften und die Betreiber von Verteilnetzen aufgeteilt sind. Traditionell sind die Betreiber von Ferngastransportnetzen gleichzeitig Grosshändler und die Betreiber von Verteilnetzen gleichzeitig Detailhändler. Alle Akteure in der Wertschöpfungskette sind

44 In der Westschweiz ist durch die Zugriffmöglichkeit auf den Speicher in Frankreich die effektive Durchführung der Abschaltung nicht ganz so stark ausgeprägt. Vgl. zur Abschaltbarkeit in der Schweiz auch Kapitel 4.1.1.

darauf angewiesen, dass Erdgas auf dem Absatzmarkt konkurrenzfähig ist. Dies ist gewährleistet, wenn der Erdgaspreis auf Endkundenstufe in einer wettbewerbsfähigen Relation zum Ölpreis steht.

Die Risiken der Erzeuger sind stark mit den Risiken der Betreiber der Hochdruckpipelines verknüpft, da Erdgas aus bestimmten Feldern auf eine bestimmte Transportanbindung angewiesen ist. Durch langfristige Take-or-pay-Verträge mit Weiterverkäufern können die Produzenten ihr Mengenrisiko absichern. Durch die Ölpreisbindung in den Verträgen sind sie in der Lage, eine Differentialrente zum Ölpreis abzuschöpfen, die für die Gaswertschöpfungskette anfällt. Andererseits tragen sie durch die Ölpreisbindung auch das Risiko niedriger Ölpreise.

Die Kapitalrückgewinnung für die spezifischen Investitionen in Transportleitungen wird durch langfristige Verträge (über die Abschreibungsdauer) für den Erdgasbezug (Upstream) und für den Gasweiterverkauf (Downstream) gesichert. Wenn mit beiden Marktseiten für die gesamte Transportkapazität Take-or-pay-Verträge mit Preisgleitklauseln zum Öl geschlossen werden, entfallen für den Ferngastransport sowohl Mengen- als auch Preisrisiko. Dies geschieht zum einen durch weitgehend vertraglich garantierte Bezugs- und Absatzmengen. Zum anderen garantieren ölbezogene Preisgleitklauseln auf der Beschaffungs- und der Absatzseite feste Margen. Auf diese Weise ergibt sich ein Anreiz, die sehr hohen spezifischen Investitionen in Transportleitungen vorzunehmen, die bei unsicheren Absatzmengen und Preisen zu riskant wären.[45]

Die lokalen Versorger tragen durch die Preisbindung auch auf der Endkundenstufe und in ihren Beschaffungsverträgen ebenfalls kein Preisrisiko, jedoch sind sie einem Mengenrisiko ausgesetzt. Fällt z.B. ein Grosskunde weg, muss ein lokaler Versorger dennoch die im Take-or-pay-Vertrag vereinbarte Mindestmenge bezahlen, obwohl er einen Teil der Menge nicht mehr absetzen kann. Ein weiteres Risiko liegt in den Temperaturschwankungen. Durch seine Nähe zu den Kunden kann der lokale Versorger durch Marketingmassnahmen einen Nachfrageausfall kompensieren und hat durch die Vertragsgestaltung einen Anreiz, möglichst keine Absatzmenge zu verlieren. Durch diesen Anreiz sind die Erdgasmengen in der gesamten Wertschöpfungskette stabil, so dass Investitionssicherheit auf allen Wertschöpfungsstufen für spezifische Erschliessungs- und Netzinvestitionen besteht, und so die Gasversorgung gesichert ist.[46]

Zur Absicherung spezifischer Investitionen werden in liberalisierten Erdgasmärkten, deren Struktur nicht mehr der oben skizzierten traditionellen Koordination zwischen den Wertschöpfungsstufen entspricht, Sonderregelungen bezüglich des Netzzugangs eingeführt. In Australien werden für eine bestimmte Periode Neuinvestitionen von der Zugangsregulierung[47] ausgenommen («access-holidays»). Eine ähnliche Regelung besteht in Artikel 22 Richtlinie 2003/55/EG, der eine Ausnahmebestimmung zur Gewährleistung von Netzzugang für «grössere neue Erdgasinfrastrukturen» enthält, die u.a. zur Sicherung von Investitionen gilt.

Auszug aus Artikel 22, Richtlinie 2003/55/EG «Neue Infrastrukturen»

«(1) Größere neue Erdgasinfrastrukturen, d. h. Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten, LNG- und Speicheranlagen, können auf Antrag von den Artikeln 18, 19, 20 und Artikel 25 Absätze 2, 3 und 4 unter folgenden Bedingungen ausgenommen werden:

a) Durch die Investition werden der Wettbewerb bei der Gasversorgung und die Versorgungssicherheit verbessert;

45 Vgl. Abschnitt 2.2.2.
46 Vgl. BMWA (2003), S. 40.
47 Durch die Zugangsregulierung werden die Betreiber von Netzinfrastrukturen (Transport- und Verteilnetz) dazu verpflichtet, Dritten (Gaslieferanten) zu bestimmten Bedingungen den Zugang zu Ihren Einrichtungen zu gewähren.

b) das mit der Investition verbundene Risiko ist so hoch, dass die Investition ohne eine Ausnahmegenehmigung nicht getätigt würde; [...]

(2) Absatz 1 gilt auch für erhebliche Kapazitätsaufstockungen bei vorhandenen Infrastrukturen und für Änderungen dieser Infrastrukturen, die die Erschließung neuer Gasversorgungsquellen ermöglichen.

(3) [..]

c) Die zuständige Behörde kann bei Gewährung einer Ausnahme die Regeln und Mechanismen für das Kapazitätsmanagement und die Kapazitätszuweisung festlegen, sofern dies die Durchführung langfristiger Verträge nicht verhindert. »

Im Vergleich zu den traditionellen vertraglichen Koordinationselementen beinhalten diese Regelungen zur Sicherung von Investitionen einen höheren bürokratischen Aufwand und das Potential für regulatorische Inkonsistenzen und Fehlentscheide, die ihrem eigentlichen Zweck entgegenstehen können.

2.3.2 Synergien im Bereich der Speicherung

Zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen stehen verschiedene Flexibilitätsinstrumente zur Verfügung (vgl. Tabelle 1). Saisonale Schwankungen, die insbesondere bei einem hohen Anteil an Wärmekunden eine Rolle spielen, können durch Speicher ausgeglichen werden oder müssen durch entsprechend flexible Importverträge berücksichtigt werden. Auch für den Wochenausgleich ist zumindest eines dieser Instrumente erforderlich, da die Netzatmung meist nicht genügend Flexibilität bietet. Netzatmung wird zusätzlich zu Tagesspeichern vorwiegend für den Ausgleich über den Tag genutzt. Sind die Lastspitzen höher, als durch die bisher genannten Instrumente ausgeglichen werden kann, wird die Erdgasversorgung abschaltbarer Kunden unterbrochen. Neben der Nutzung für den Erdgashandel werden Speicher zum Teil auch für den Ausgleich im Netzbetrieb genutzt.

Tabelle 1: Instrumente zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen
Quelle: EWI/BET (2000), S. 30.

Art der Nachfrageschwankung	Flexibilitätsinstrument
Saisonale Schwankungen	Einkaufsverträge und Untergrundspeicher
Schwankungen über die Wochentage (Wochenausgleich)	Einkaufsflexibilität, Untergrundspeicher, manchmal Netzatmung
Über den Tag schwankende Stundenwerte (Tagesausgleich)	Netzatmung, Tagesspeicher
Seltene, hohe Lastspitzen (aussergewöhnlich kalte Tage)	abschaltbare Lieferverträge

In der Schweiz stehen für den saisonalen Ausgleich und den Wochenausgleich nur in der Westschweiz beschränkte Speicherkapazitäten durch Zugriff auf den Speicher in Etrez (F) zur Verfügung. Da dieses Flexibilitätsinstrument in vielen Versorgungsgebieten nicht zur Verfügung steht, muss es durch andere Flexibilitätsinstrumente ersetzt werden. Ein grosser Teil des saisonalen Mehrbedarfs kann durch volle Ausschöpfung bestehender Take-or-pay-Verträge beschafft werden, die dann beispielsweise statt zu 70% zu 100% ausgenutzt werden können. Eine besondere Rolle kommt zudem den abschaltbaren Lieferverträgen zu, die eine Abschaltung der Gasversorgung in Zeiten besonders starker Nachfrage vorsehen. Die Regionalgesellschaften und Swissgas können ausserdem durch kurzfristige Beschaffung via Spotmarkt oder direkter Verhandlung mit Ferngasgesellschaften die Versorgung der nicht-abschaltbaren Kunden auch in Zeiten hohen Leistungsbezugs an kalten Wintertagen sichern.

2.4 Gegenüberstellung von Erdgas und Elektrizität

Die Liberalisierung von Erdgas erfolgt in den meisten Ländern in ähnlicher Weise wie die Liberalisierung der Elektrizität. Deshalb ist das Verständnis der Gemeinsamkeiten und Unterschiede des Erdgas- und Elektrizitätsmarktes von besonderem Interesse.

Die Besonderheiten von Erdgas im Vergleich zum Strom liegen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite.

2.4.1 Angebotsseitige Unterschiede

Erzeugung

Während Strom auf unterschiedliche Art produziert werden kann – z.B. Wasserkraft, fossile Brennstoffe (auch Erdgas), erneuerbare Energien – ist die Erdgaserzeugung an das Vorkommen natürlicher Ressourcen gebunden. In der Stromerzeugung bestehen demgegenüber aufgrund der unterschiedlichen Produktionsarten keine bedeutenden Markteintrittsbarrieren. Bezüglich Standort und Primärenergiewahl sind die (potentiellen) Erzeuger frei und können oft anhand netztechnischer Kriterien und finanzieller Anreize ihre Standortwahl optimieren. In der Erdgaserzeugung dagegen ist die Möglichkeit des Markteintritts an geologische Voraussetzungen geknüpft.

Die meisten mitteleuropäischen Länder verfügen über keine oder nur begrenzte eigene Erdgasvorkommen und sind daher auf Importe angewiesen. Die Schweiz muss ihre gesamte Gasnachfrage aus Importen decken. Strom kann hingegen in den meisten Ländern zu einem grossen Teil selbst erzeugt werden, wenngleich es auch beim Strom Netto-Importländer gibt. Erdgas wird in den Erzeugerländern häufig durch politisch beeinflusste Unternehmen produziert. Die Zahl der aktuellen und potentiellen Erzeuger ist in der Erdgaswirtschaft im Gegensatz zur Stromwirtschaft begrenzt.[48] Daher bestand auch das Hauptziel der Strommarktöffnung in einem Wettbewerb zwischen den Erzeugern, während die Gasmarktliberalisierung zunächst diskriminierungsfreie Durchleitung betrifft.[49]

Während die Stromerzeuger am Ende der Wertschöpfungskette, d.h. gegenüber dem Endkunden, erst seit der Liberalisierung der Strommärkte dem Wettbewerb ausgesetzt sind, stehen die Erdgaserzeuger am Ende der Wertschöpfungskette in Konkurrenz zu anderen Energieträgern (v.a. Erdöl).

Übertragung/Transport

Der Gastransport von den Erzeugern zu den regionalen Verteilern führt auf grossen Strecken über eine Linienstruktur, bei der das Erdgas in eine bestimmte Richtung transportiert wird. Im Gegensatz zur Gasübertragung sind die Stromübertragungsnetze vermascht. Der Weg (und auch die Fliessrichtung), den der Strom tatsächlich durch das Übertragungsnetz nimmt, hängt ab vom jeweils aktuellen Angebots- und Nachfrageverhalten, da gemäss Kirchhoff'schen Gesetzen Strom den Weg des geringsten Widerstandes nimmt.

Bei den Fernleitungen handelt es sich nicht notwendigerweise um ein natürliches Monopol. Bis zur Kapazitätsgrenze einer Pipeline sinken die Durchschnittskosten. Jedoch führt eine Verdopplung der Transportkapazität durch den Bau einer zweiten Pipeline auch zu einer Verdopplung der Kosten, da die Pipeline meist von Punkt zu Punkt über die Transportdistanz gebaut werden muss. Es ist in diesem Fall nicht kostengünstiger, wenn ein einziger Anbieter Transportkapazitäten zur Verfügung stellt, so dass kein natürliches Monopol vorliegt. Somit ist – bei genügend grosser Nachfrage – Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern von Transportkapazitäten möglich («Pipe-to-pipe-Wettbewerb»).

---

[48] Vgl. Hille (2002), S. 100.

[49] Vgl. auch Abschnitt 2.4.4.

Ob in der Gasübertragung ein natürliches Monopol vorliegt, ist demnach von der Höhe der Nachfrage in den belieferten Regionen abhängig. [50]

Bei der Stromübertragung hingegen liegt ein natürliches Monopol vor, da die Durchschnittskosten im relevanten Bereich der Nachfrage sinken. Eine Verdoppelung der Kapazität führt i.d.R. nicht zu einer Verdoppelung der Kosten: Aufgrund der Vermaschung des Stromnetzes und weil der Stromfluss nicht an eine bestimmte Punk-zu-Punkt-Verbindung geknüpft ist, genügt es häufig, einzelne Stellen im Stromnetz (z.B. Verbindungen zwischen zwei Ländern) auszubauen um höhere Transportkapazitäten über weite Distanzen zu erhalten.

Die Investitionen in Erdgaspipelines weisen tendenziell eine höhere Spezifität auf als die Investitionen in Stromübertragungsnetze. Internationale Ferngasleitungen werden notwendigerweise gezielt für die Erschliessung eines speziellen Produktionsgebiets gebaut und sind oft an einen einzigen Vertrag gebunden. Die Spezifität der Investitionen reicht bis in die Ferngas- bzw. regionalen Hochdruck-Pipelines, insbesondere wenn diese nicht vermascht oder an verschiedene Transit- bzw. Ferngasleitungen angeschlossen sind. Das Risiko für den Bau von Fernleitungen ergibt sich aufgrund der Unsicherheiten bei der Erzeugung. Stromübertragungsnetzbetreiber sind einem derartigen Risiko nicht ausgesetzt, da infolge der Vermaschung und der Vielzahl von Einspeisungen weniger Abhängigkeit von einem bestimmten Produzenten oder einer bestimmten Produktionsregion besteht.

Speicherung

Im Gegensatz zu Strom, der im Moment der Produktion konsumiert werden muss, ist Erdgas grundsätzlich speicherbar. Die Speichereigenschaft ist zwar nicht so gut wie die von Erdölprodukten, reicht jedoch aus, um saisonale Verbrauchsschwankungen und einen Teil von kurzfristigen Versorgungsrisiken abzudecken und auf kurzfristige Preisschwankungen zu reagieren.

Verteilung/Transport

Im Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, die flächendeckend als Teil der Grundversorgung erfolgt und die mit einem Versorgungsauftrag verbunden ist, ist die Gasversorgung in den meisten Ländern nicht flächendeckend. Die Gasversorger haben keinen Versorgungsauftrag, sondern entscheiden aufgrund unternehmerischer Kriterien darüber, ob sie ihr Verteilnetz ausdehnen wollen, bzw. ob sich die Erschliessung eines Gebietes mit Erdgas rechnet. Beim Bau bzw. Ausbau von Gasverteilnetzen besteht – aufgrund der Substitutionsmöglichkeit zu anderen Energieträgern – ein grösseres Investitionsrisiko als beim Stromnetz.

Die Rentabilität der Erschliessung neuer Versorgungsgebiete hängt von den Kosten des Verteilnetzes und dem möglichen Gasabsatz ab. Im nicht geöffneten Markt wird die Rentabilitätsanalyse vom jeweiligen lokalen Gasversorger durchgeführt. In einem geöffneten Markt ist eine Koordination zwischen potentiellen Gaslieferanten und dem Verteilnetzbetreiber nötig. Stromnetzbetreiber und Stromhändler müssen sich bezüglich einer Erweiterung von Versorgungsgebieten nicht koordinieren, da diese in Folge des Grundversorgungsauftrags nicht an unternehmerische Entscheidungen geknüpft ist.

Homogenität des Produkts

Im Gegensatz zu Strom ist Erdgas kein homogenes Produkt. Je nach Erzeugungsregion variiert die Erdgasqualität, was zur Folge hat, dass das Erdgas für einen reibungslosen Transport gemischt werden muss. Weichen die Erdgasqualitäten stark voneinander ab (v.a. H-Gas mit hohem Brennwert und L-Gas mit niedrigem Brennwert[51]) ist ein Transport über das gleiche Rohrleitungssystem nur möglich,

---

50 Vgl. Knieps (2002).

51 Vgl. Fussnote 34.

wenn eine hohe Konversionskapazität zur Verfügung steht. Steht diese nicht zur Verfügung, werden die unterschiedlichen Gaskapazitäten entweder in verschiedenen Regelzonen angeboten oder es müssen Konversionskapazitäten gebucht werden. Durch die unterschiedlichen Erdgasqualitäten ist die Interoperabilität von Netzen in einigen Ländern begrenzt, woraus für den Gasgrosshandel im Vergleich zum Stromgrosshandel grössere Restriktionen bestehen. [52]

Für industrielle Endverbraucher kann sich aufgrund von Schwankungen der Erdgasqualität innerhalb der Qualitätsbandbreiten von L-Gas oder von H-Gas Nachrüstungsbedarf für Ihre Anlagen ergeben. Abrechnungstechnisch haben Schwankungen in den Erdgasqualitäten innerhalb eines Erdgastyps erhöhten Messaufwand und/oder verfeinerte Abrechnungsvorschriften zur Folge.[53] Vergrössern sich die Schwankungen in der Erdgasqualität nach Re-Regulierung der Erdgaswirtschaft können dadurch höhere Kosten entstehen. In der Schweiz spielen diese Unterschiede zwischen H- und L-Gas keine Rolle, da eine relativ homogene Gasqualität bezogen wird, so dass nur abrechnungstechnisch relevante Unterschiede in der Gasqualität auftreten.

2.4.2 Nachfrageseitige Unterschiede

Substitutionsmöglichkeit von Erdgas in unterschiedlichen Anwendungsbereichen

Strom ist in den meisten Verwendungszwecken für die Konsumenten nicht durch andere Energieträger ersetzbar. Erdgas ist hingegen in den meisten Anwendungsbereichen für die Konsumenten kurzfristig oder langfristig substituierbar.

Beim Einsatz für die Stromproduktion steht Erdgas grundsätzlich in Konkurrenz zu sämtlichen anderen Primärenergieträgern. Hinsichtlich der weiteren für die Schweiz besonders relevanten Kundengruppen und Anwendungsbereiche ergibt sich ein unterschiedlicher Grad an Substituierbarkeit für Erdgas. Industrielle «Zweistoffkunden» können kurzfristig zwischen Erdgas und Heizöl wechseln. Diese Kunden reagieren besonders stark auf Preisänderungen. Im Wärmemarkt ist Erdgas dem Substitutionswettbewerb vor allem durch leichtes Heizöl ausgesetzt. Zumindest in langfristiger Perspektive können sich die Konsumenten für Öl- oder Erdgasheizungen entscheiden, so dass auch hier der Preisspielraum für Erdgaslieferanten begrenzt und am Ölpreis orientiert ist. Für diese Kunden geht die disziplinierende Wirkung auf die Preise auch davon aus, dass die Preise für Alt- und Neukunden gleich hoch sind. Die «gefangenen» Kunden, die sich für eine Erdgasheizung entschieden haben erhalten also die gleichen Konditionen wie die Kunden, die vor der Wahl einer neuen Heizung stehen.

Saisonale Nachfrageschwankungen

Erdgas wird in den meisten Ländern zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Daraus ergeben sich saisonale Nachfrageschwankungen, die wesentlich ausgeprägter sind als bei der Stromnachfrage. Insbesondere in Ländern, die wie die Schweiz über keine nennenswerten Speicher verfügen, tragen diese Nachfrageschwankungen dazu bei, dass im Winter mehr Gas bezogen werden muss als im Sommer. Während die Stromnachfrage i.d.R. im Winter rund doppelt so hoch ist wie im Sommer, ist die Erdgasnachfrage im Winter um ein Mehrfaches höher als im Sommer.[54]

Die Spitzennachfrage nach Erdgas erstreckt sich anwendungsbedingt über mehrere Tage/Wochen. Lastspitzen in Stromnetzen treten hingegen minütlich/stündlich auf.

---

[52] Dies ist z.B. in den Niederlanden der Fall, wodurch dort ein funktionierender Gasgrosshandels auf Basis grundsätzlich möglicher physikalischer Austauschbarkeiten eingerichtet werden konnte. In Frankreich dagegen wird H- und L-Gas in getrennten Regelzonen angeboten. Vgl. BMWA (2002), S. 14.

[53] Vgl. EWI/BET (2000), S. 34-37.

[54] Für die Schweiz ist die Nachfrage im Januar etwa viermal höher als im Juli.

2.4.3 Organisation der Handelstransaktionen

Grosshandel

Seit der Liberalisierung der Strommärkte in Europa hat sich ein liquider Stromgrosshandel über Strombörsen und bilateralen Handel (OTC) entwickelt. Der Gasgrosshandel dagegen ist hauptsächlich durch langfristige Take-or-pay-Verträge gekennzeichnet. Dies erschwert die Entwicklung von Erdgas-Handelsplätzen nach dem Muster von Stromhandelsplätzen. In Europa gibt es inzwischen vereinzelte Hubs, die als Erdgas-Handelsplätze fungieren. Lediglich im UK und den Niederlanden funktioniert der Gasgrosshandel ähnlich dem Stromgrosshandel. Beide Länder konnten bisher ihren Erdgasbezug aus eigenen Quellen decken. Die kompetitive Erzeugerstruktur im UK und die relativ kurzen Transportdistanzen haben sich offensichtlich günstig auf den Gashandel ausgewirkt.

Da der Erdgasbezug in Ländern mit geringer eigener Erzeugung üblicherweise durch langfristige Take-or-pay-Verträge (20 oder mehr Jahre) geregelt ist, fehlt für einen liquiden Gasgrosshandel (bisher) das nötige freie Marktvolumen. Zur Belebung des Gasgrosshandels werden in der EU Sonderkündigungsrechte und Gas-release-Programme, sowie die Reduzierung der Abnahmeverpflichtung der Erdgaskunden von ihrem bisherigen Lieferanten auf 80% des Jahresbedarfs durchgesetzt. Die etablierten Anbieter haben darauf mit Rabatten auf die letzten 20% der Lieferungen reagiert, so dass faktisch die Liquidität des Spothandels nicht zugenommen hat.[55] Inwieweit sich ein funktionierender Spotmarkt durch regulatorisches Aufbrechen herkömmlicher Vertragsstrukturen schaffen lässt und gleichzeitig ausreichende Investitionen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit getätigt werden, wird die Zukunft zeigen.

Einem liquiden Stromgrosshandel stand im Gegensatz zur Erdgaswirtschaft bereits zu Beginn der Liberalisierung eine Vielzahl von unabhängigen Produzenten zur Verfügung. In der Stromwirtschaft sind langfristige Verträge weniger von Bedeutung, da aufgrund der weniger spezifischen Investitionen das Investitionsrisiko geringer ist. Deshalb sind auch spezifische Abnahmeverträge zur Aufrechterhaltung von Investitionsanreizen nicht erforderlich.

Detailhandel

Erdgas steht in beinahe allen Marktsegmenten in starker Substitutionskonkurrenz zu anderen Energieträgern. Die Detailhandelspreise ergeben sich aufgrund der Entwicklung der Ölpreise. Strompreise ergeben sich angebotsseitig aufgrund der Produktionskapazitäten und sind abhängig von einer Nachfrage, die in den wenigsten Anwendungsbereichen Ausweichmöglichkeiten hat.

2.4.4 Beurteilung des Effizienzsteigerungspotentials einer Gasmarktöffnung im Vergleich zum Strommarkt

Das Ziel von Marktöffnungen ist im Allgemeinen, durch mehr Wettbewerb Effizienzsteigerungen zu erzielen, die langfristig ein besseres Preis-Leistungs-Verhältnis für die Endverbraucher ergeben. Als Motivation für die Öffnung des Erdgasmarktes nennt die EU-Richtlinie 2003/55/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt den

«Nutzen, der sich aus dem Erdgasbinnenmarkt ergeben kann in Form von Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, einer höheren Dienstleistungsqualität und einer größeren Wettbewerbsfähigkeit».

In der Folge wird für die einzelnen Wertschöpfungsstufen untersucht, welche Effizienzsteigerungspotentiale durch eine Marktöffnung realisiert werden könnten. Verschiedene Argumente sprechen dafür,

---

[55] Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S. 29.

dass eine Gasmarktöffnung geringere Effizienzsteigerungen bringen dürfte als eine Strommarktöffnung.[56]

Erzeugung – Während sich beim Strom aufgrund der dezentralen Produktion und des relativ zum Erdgas höheren Vermaschungsgrads der Netze im Zuge einer Marktöffnung Effizienzsteigerungen durch Wettbewerb in der Produktion ergeben können, ist dies bei einer Gasmarktöffnung nicht zu erwarten.[57] Da der Markteintritt für unabhängige Kraftwerkbetreiber im Strommarkt unabhängig von Rohstoffressourcen möglich ist, kann dort der Wettbewerb auf Stufe Erzeugung spielen. Die Erfahrungen in Grossbritannien oder Italien zeigen, dass hohe Preise auf dem Strommarkt den Eintritt neuer Anbieter nach sich ziehen. Da der Markteintritt als Erdgaserzeuger direkt an das Vorhandensein von Fördermöglichkeiten gebunden ist, kann eine Marktöffnung im Erdgasmarkt zu keiner vergleichbaren Dynamik in der Erzeugung führen. Dies dürfte der Grund dafür sein, dass die Ziele einer Gasmarktöffnung vor allem in Effizienzsteigerungen im Handel und bei den regionalen und lokalen Verteilnetzen liegen,[58] während bei der Strommarktöffnung zusätzlich der Wettbewerb zwischen Erzeugern betont wird.

Transportnetze – Da beim Ferntransport aufgrund paralleler Leitungen bereits heute in verschiedenen Regionen Pipe-to-pipe-Wettbewerb besteht,[59] ist nicht zu erwarten, dass sich durch eine Marktöffnung signifikante Effizienzsteigerungspotentiale realisiert lassen.

Verteilnetze – Effizienzsteigerungspotentiale können im Rahmen einer Marktöffnung bei den regionalen und lokalen Netzen vermutet werden. Da Erdgas im Gegensatz zu Strom bezüglich aller wesentlichen Nutzungsformen im Wettbewerb zu anderen Brennstoffen (v.a. zum Heizöl) steht, sind diese Potentiale vermutlich ebenfalls relativ gering. Für die hohe Wettbewerbsfähigkeit bzw. Effizienz der Gasverteiler spricht die Tatsache, dass es ihnen – trotz Substitutionskonkurrenz – in den letzten Jahrzehnten gelungen ist, in grossem Mass neue Kunden ans Netz anzuschliessen und ihre bestehende Kundenbasis langfristig zu binden.[60]

Erdgashandel – Beim Erdgashandel stellt sich die Frage, ob sich die bisherige Marktorganisation, die weitgehend aus langfristigen Lieferverträgen mit Preisbindungsklauseln besteht, gegenüber der in einem liberalisierten Markt angestrebten Marktorganisation, die sich auf liquide Erdgas-Spotmärkte abstützt, als relativ ineffizient erweist. Spotmärkte gelten generell als effiziente Form zur Organisation von Energiemärkten. Allerdings ist es bisher in Ländern, die nicht über eine massgebliche inländische Erdgaserzeugung verfügen, nicht gelungen, liquide Erdgas-Spotmärkte zu schaffen. Doch selbst bei gut funktionierenden Spotmärkten für Elektrizität (wie z.B. in Skandinavien) wird in der Regel nur der kleinere Teil des Handelsvolumens über den Spotmarkt abgewickelt, während die Akteure sich im grossen Stil durch Terminkontrakte gegen Preisrisiken absichern. Während Absicherungen an den kontinentaleuropäischen Strombörsen aktuell maximal für drei Jahre möglich sind, kann durch die Erdgasverträge das Preisrisiko (gegenüber dem Erdöl) über Jahrzehnte abgesichert werden. Langfristverträge sind deshalb nicht per se mit Ineffizienzen gleichzusetzen, sondern bieten die Möglichkeit einer (effizienten) langfristigen Risikoabsicherung.

---

56 Da die empirische Evidenz in diesem Bereich äusserst dünn ist, werden theoretische Überlegungen angestellt, die auf den ökonomisch-technischen Grundlagen basieren, die in den vorangegangen Abschnitten beschrieben wurden. Wenn vorhanden, wurden statistische Quellen verwendet, um die Argumentation zu untermauern.

57 In der EU-Richtlinie 2005/54/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt wird explizit auf die Erzeugungsseite eingegangen «insbesondere sind konkrete Maßnahmen erforderlich, um gleiche Ausgangsbedingungen bei der Elektrizitätserzeugung sicherzustellen».

58 Vgl. Econcept/BFE (2001), S. 6 und BFE (1997).

59 Vgl. Knieps (2002).

60 Seit 1980 ist der Erdgasabsatz in der Schweiz um knapp 250% gewachsen, während der Heizölabsatz im gleichen Zeitraum einen Rückgang von 27% hinnehmen musste.

Allfälligen Effizienzgewinnen einer Re-Regulierung sind immer auch die möglichen Kosten gegenüberzustellen. Diese bestehen neben den direkten Kosten der Regulierung (z.B. die Kosten der Regulierungsbehörde) auch aus indirekten Kosten in der betroffenen Branche (z.B. bezüglich aufwendigerer Messungen und Abrechnungen, Entflechtung etc.) sowie durch die Erhöhung der Unsicherheit im Sektor. Falls die zunehmende Unsicherheit dazu führt, dass Gasnetzbetreiber ihre Investitionen reduzieren und dadurch weniger neue Kunden anschliessen, würde sich zudem der Wettbewerb zwischen Erdgas und weiteren Energieträgern reduzieren. Je geringer die zu erwartenden Effizienzgewinne einer Marktöffnung sind, desto wichtiger ist ein adäquates Regulierungsdesign, damit die Marktöffnung zu einem Nettogewinn führt. Für eine Öffnung des Erdgasmarktes ist daher neben anderen Zielschwerpunkten aufgrund der oben genannten Unterschiede eine andere Ausgestaltung als für eine Strommarktöffnung erforderlich. Bisher fehlen allerdings aussagekräftige empirische Erfahrungen zu den Auswirkungen einer Liberalisierung des Erdgasmarktes in Ländern ohne bedeutende inländische Erzeugung.[61]

[61] Vgl. IEA (2006).

3. Schweizer Erdgasmarkt im Vergleich mit ausgewählten EU-Ländern

3.1 Einleitung

Der Vergleich des schweizerischen Erdgasmarktes mit den EU-Ländern wird anhand der Marktstruktur (Abschnitt 3.2), des Regulierungsrahmens (Abschnitt 3.3), der Marktergebnisse (Abschnitt 3.4) sowie des Verhaltens der Akteure (Abschnitt 3.5) durchgeführt.

Als Vergleichsländer für die Schweiz dienen – in Absprache mit dem Auftraggeber – die Nachbarländer der Schweiz (AT, DE, FR, IT), Länder, die einen hohen Anteil an Eigenproduktion aufweisen (DK, UK[62], NL) sowie Spanien (ES), dessen Infrastruktur sich in einer frühen Phase des Aufbaus befindet.

3.2 Marktstruktur

Zur Beschreibung des Erdgasmarktes in den ausgewählten Ländern dienen Indikatoren, die Aufschluss über Angebot und Nachfrage nach Erdgas in den jeweiligen Ländern geben. Die Angebotsbedingungen werden durch Indikatoren zu den Bezugsquellen von Erdgas und zur Zahl und zum Marktanteil von Anbietern erfasst. Auf der Nachfrageseite werden Anschlussdichte, die relative Bedeutung des Erdgasverbrauchs im Energie-Mix sowie Anteil der unterbrechbaren Erdgasanschlüsse betrachtet.

3.2.1 Angebotsstruktur

Anteil der eigenen Produktion

Einige Länder wie das UK, Dänemark und die Niederlande sind derzeit nur in geringem Umfang auf Erdgasimporte angewiesen. Dieses Bild kehrt sich zukünftig für das UK, das demnächst das heimische Erdgasangebot vermehrt durch Importe ergänzen muss.

Die Schweiz[63] verfügt über keine eigene Erdgasproduktion. Alle anderen untersuchten Länder verfügen derzeit zumindest über einen geringen Anteil eigener Erzeugung, der zwischen 1% (Spanien) und 93% (Dänemark) liegt (vgl. Tabelle 2).

---

62 Die folgenden Angaben für das UK beziehen sich insbesondere auf die Regulierung in England und Wales.

63 Heimische Gasproduktion gab es in der Schweiz zwischen 1985 und 1994, (vgl. VSG, 2004).

Tabelle 2: Erdgasbezugsquellen und Speicher
Quellen. VSG (2004), Europäische Kommission (2005), Anhang, S. 33, IEA/OECD (2004), S. 318-319 und 340, IEA Natural Gas Information, S. IV.328 (IEA, 2004), LNG: Europäische Kommission (2004), S. 32, Eurogas (2004), S. 28.

Land	Anteil eigene Produktion (2004) in %	Anzahl Importherkunfts-länder 2004	Hauptimport-land	Anteil des grössten Importlandes am Gesamtimport (2003)	LNG-Import 2003	Speicher-Volumen[1)]
CH	0%	5	Deutschland[2)]	52%	0%	gering
AT	23%	3	Russland	77%	0%	38%
DE	18%	4	Russland	37%	15%	21%
DK	93%	1	EU	100%	0%	12%
ES	1%	11	Algerien	59%	>100%	10%
FR	3%	6	Norwegen	32%	16%	25%
IT	18%	4	Algerien	38%	5%	18%
NL[3)]	88%	2	EU	63%	0%	5%
UK	92%	2 (2002)	Norwegen	88%	0%	3%

[1)] Verhältnis von «working gas» zum Jahresverbrauch.

[2)] Sitz der Liefergesellschaft ist Deutschland (Ruhrgas), die einen Mix aus Gas unterschiedlicher Herkunft (Russland, Norwegen,…) anbietet.

[3)] Die Abweichung zwischen dem Anteil an eigener Produktion und dem Anteil des grössten Importlandes kann u.a. durch unterschiedlichen Erfassungszeitpunkt erklärt werden.

Importherkunftsländer

Die Erdgaserzeugung ist von natürlichen geologischen Verhältnissen abhängig. Weltweit gibt es eine Vielzahl von Erdgasvorkommen, deren Nutzbarkeit in Europa ist jedoch beschränkt. Bisher gibt es keinen Weltmarkt für Erdgas. Die Hauptimportwege nach Westeuropa führen über Hochdruckgasleitungen aus Norwegen, Osteuropa, Asien und zu einem Teil aus Nordafrika. Erdgas aus weiter entfernten Regionen kann zudem über LNG-Terminals eingeführt werden. Je mehr Bezugsquellen für die regionale Verwendung zur Verfügung stehen, umso geringer ist die Abhängigkeit von einzelnen Bezugsländern, wodurch die Versorgungssicherheit erhöht wird und die Wettbewerbsintensität beim Erdgashandel zunimmt. In Spanien ist der Anteil des Gasbezugs aus dem Hauptimportland staatlich auf 60% begrenzt. Die Zahl der Importherkunftsländer kann in einem Land erhöht werden, indem Verbindungsleitungen zu Transportleitungen aus einem anderen Land mit zusätzlichen Bezugsquellen oder LNG-Terminals gebaut werden.

Zwei Drittel des in Europa konsumierten Erdgases stammen aus innereuropäischer Produktion (inkl. Norwegen). Der Rest wird etwa zu gleichen Teilen aus Russland und Nordafrika bezogen. Importiertes Erdgas in den untersuchten EU-Ländern und der Schweiz kommt zum grössten Teil aus Russland, Norwegen und Algerien. Spanien verfügt im Verhältnis zum eigenen Verbrauch über grosse LNG-Kapazitäten und hat dadurch die Bezugsquellen weiter diversifiziert. Länder mit hohem Anteil eigener Produktion beschränkten 2004 ihre Importe auf ein oder zwei Importländer (Niederlande, Dänemark, UK) in Europa. Länder mit geringer Eigenproduktion beziehen Erdgas aus mindestens drei Ländern. In Spanien, Österreich und der Schweiz liegt der Anteil des grössten Bezugslandes am Erdgasverbrauch zwischen 50% und 60%, in Deutschland, Frankreich und Italien um 30%. Bei den Ländern

mit bedeutender eigener Erdgasproduktion (UK, Niederlande und Dänemark) ist die Abhängigkeit von einem einzigen Bezugsland gemessen am Verbrauchsanteil deutlich geringer (vgl. Tabelle 2).

Verbindungsleitungen zu Nachbarländern

Um die Verfügbarkeit von Erdgas aus verschiedenen Bezugsquellen in möglichst vielen Ländern zu sichern, sind Verbindungsleitungen zu den Nachbarländern erforderlich. Das grenzüberschreitende Gastransportnetz ist in Europa gut ausgebaut, insbesondere in Mitteleuropa besteht ein dichtes Netz überregionaler Transportleitungen. Die Achsen laufen von den Produktionsländern im Norden und Osten zu den Importländern in Mittel- und Südeuropa. Italien und Spanien haben zusätzlich Transportleitungen nach Nordafrika. Die Gasverbindungsleitungen zwischen den europäischen Erdgasmärkten werden gegenwärtig weiter ausgebaut.

LNG-Importkapazität

Eine Diversifikation der Erdgasbezugsquellen kann auch über die Einrichtung von LNG-Terminals erreicht werden. Auf diese Weise kann Erdgas auch aus entlegenen Regionen importiert werden. Je grösser der Anteil des Erdgasverbrauchs, der mit LNG-Importen gedeckt werden kann, desto unanhängiger ist ein Markt von einzelnen Lieferanten. Da die nationalen Erdgasnetze in Europa untereinander verbunden sind, können LNG-Terminals in einem Land, zu dem Verbindungsleitungen bestehen, indirekt auch in anderen Ländern genutzt werden.

Spanien und Frankreich waren 2003 in absoluten Zahlen grösste europäische LNG-Importeure.[64] Deutschland kann 15% seines Erdgasverbrauchs über eigene LNG-Terminals decken (vgl. Tabelle 2). Die Kapazitäten der spanischen LNG-Terminals übersteigen den spanischen Erdgasbedarf. Auch in Italien stehen LNG-Import-Möglichkeiten in Höhe von 5% des italienischen Erdgasverbrauchs zur Verfügung. Es wird allgemein erwartet, dass die Bedeutung der LNG-Terminals zukünftig zunimmt, so dass vermehrt auch Länder von dieser Importmöglichkeit Gebrauch machen können, die bisher nicht direkt über eigene LNG-Terminals verfügen.[65] In Europa wurde 2003 ca. 8% des Gesamtgasverbrauchs durch LNG gedeckt. Während Europa also hauptsächlich über Pipelines Erdgas transportiert, ist das Bild in Asien umgekehrt, wo ca. 97% des Erdgasverbrauchs durch LNG-Importe gedeckt werden. Vom weltweiten LNG-Verbrauch entfallen 102 Gm^3 auf Asien, 34 Gm^3 auf Europa und 7 Gm^3 auf die USA. Die Märkte sind bisher aufgrund unterschiedlicher Bezugsquellen und relativ hoher Transportkosten geographisch separiert. Es gibt jedoch zunehmend Verträge zwischen diesen separierten Märkten. Europäische LNG-Bezugsquellen sind hauptsächlich Algerien und zukünftig auch Lybien, Ägypten und Nigeria.[66]

Speicher

Die Länder mit eigener Produktion, v.a. die Niederlande und das UK, verfügen über keine grösseren Speichervolumen. Auch Spanien, dessen Markt noch im Aufbau ist und das durch den hohen LNG-Anteil eine Diversifikation der Bezugsquellen betreibt, hat einen verhältnismässig geringen Speicheranteil. Die grössten Speichervolumen im Verhältnis zur Jahresgasnachfrage gibt es in Österreich, Frankreich, Deutschland und Italien, wobei die beiden letztgenannten ca. 1/5 des Jahresverbrauchs über Speicher decken können. In Österreich ist es sogar ein Drittel (vgl. Tabelle 2).

---

64 Frankreich hat 2003 6.2 MTOE LNG importiert, Deutschland 11.6 MTOE (gemäss Tabellen 2 und 6; vgl. auch Eurogas (2004), S. 28).

65 Vgl. IEA/OECD (2004), S. 304-305.

66 Vgl. Cayrade (2003).

Gasgrosshandel

Im Gegensatz zur Strombranche beruht der Gasgrosshandel, ausser in den Ländern mit hoher Eigenerzeugung (DK, NL, UK), beinahe ausschliesslich auf langfristigen Verträgen und ist damit nicht sehr liquide.[67] Erdgas wird in den meisten untersuchten Ländern von wenigen Unternehmen angeboten, die einen Grossteil des Erdgasimports über langfristige Take-or-pay-Verträge beziehen. Ein Ausbau des Gasgrosshandels wird in der EU angestrebt, um die Abhängigkeit von einzelnen Unternehmen zu reduzieren. Massnahmen zur Erhöhung der Liquidität im Gasgrosshandel bestehen in Sonderkündigungsrechten für langfristige Verträge und sog. Gas-release-Programmen, so dass ein Teil des bisher bilateral über langfristige Verträge bezogenen Erdgases für den Spothandel zur Verfügung steht. An den Kreuzungspunkten der grossen Gaspipelines werden in Europa die physikalischen Grundlagen für die Gashandelsplätze aufgebaut (Hubs). Die Liquidität an diesen Handelsplätzen bleibt gering, wenn nationale Handelsplätze wie in den Niederlanden etabliert werden.[68]

Tabelle 3: Unternehmensstruktur Produktion und Import
Quelle. Europäische Kommission (2005), S. 33, VSG (2004).

Land	Anzahl Verteiler mit einem Marktanteil von >5% am verfügbaren Erdgas[1)] auf der Grosshandelsstufe (2001)	% des verfügbaren Erdgases, das vom grössten Unternehmen auf der Grosshandelsstufe angeboten wird 2001
CH	4	72%
AT	1	>90%
DE	12	50%
DK	1	80-85%
ES	4	40%
FR	1	91%
IT	3	68%
NL	1	60%
UK	5	25%

[1)] Verfügbares Gas aus einheimischer Produktion oder aus Importen.

In der Schweiz läuft der Grosshandel hauptsächlich über die Beschaffungsgesellschaft Swissgas, die im Besitz der Regionalgesellschaften ist und das Erdgas zu Selbstkosten weiterverkauft. Swissgas kauft rund 70% des Erdgases ein und gibt dieses an die Regionalgesellschaften weiter. Die Regionalgesellschaften ihrerseits beschaffen einen Teil ihres Bedarfs selbst, sind aber verpflichtet mindestens 60% ihres Gases von der Swissgas zu beziehen. Die AIL in Lugano beschafft ihr Gas direkt bei der ENI in Italien.

In Frankreich, Österreich und Dänemark wird der Erdgasbezug jeweils von einem Unternehmen dominiert (vgl. Tabelle 3). In den übrigen Ländern gibt es zwar Unternehmen, die über einen hohen Anteil des angebotenen Erdgases verfügen, es existieren jedoch alternative Anbieter, deren Zahl und Markt-

67 Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 32-34.

68 Vgl. dazu die Probleme beim Aufbau eines deutsch-niederländischen Euro-Hubs in Bunde, BMWA (2003), S. 38.

anteil besonders in Deutschland gross sind, obwohl dort nach der Übernahme von Ruhrgas durch E.ON der Marktführer seine Position noch ausbauen konnte.[69]

Grösste Unternehmen

Ein Überblick über die grössten Anbieter zeigt, dass in jedem der untersuchten Länder andere Anbieter die führenden Marktpositionen einnehmen. Einige Unternehmen wie Shell und RWE sind in verschiedenen nationalen Märkten tätig (vgl. Tabelle 4). Die Schweiz weist auch hier eine besondere Struktur auf. Die grössten Anbieter sind allesamt im Besitz der öffentlichen und privaten Versorgungsunternehmen, der öffentlichen Hand und im Falle der GAZNAT AG auch von Direktkunden.

Tabelle 4: Unternehmen im Gasgrosshandel
Quelle: Europäische Kommission (2005), Anhang, S. 8.

Land	Grösste Gasunternehmen
AT	OMV, GDF, RWE
CH	GVM, EGO, EGZ, Gaznat, AIL, (Swissgas)
DE	EON, WINGAS, RWE, EXXON, SHELL
DK	DONG
ES	GAS.NAT, BP, IBERDROLA, CEPSA
FR	GDF, TOTAL
IT	ENI, EDISON
NL	SHELL, EXXON
UK	CENTRICA, SHELL, EXXON, BP, EON, EDF, RWE

Gaslieferung

Zahl der (lizenzierten) Lieferanten

Die Belieferung von Endverbrauchern mit Erdgas in nicht geöffneten Märkten wie der Schweiz wird durch das lokale Gasversorgungsunternehmen durchgeführt, das gleichzeitig auch das Verteilnetz betreibt. In geöffneten Märkten können Kunden Ihren Erdgaslieferanten frei wählen. Je mehr Lieferanten in einem Land zugelassen bzw. lizenziert sind, desto mehr Anbieter stehen den Kunden für Ihre Lieferantenwahl zur Verfügung. Dies bedeutet jedoch nicht, dass aus der Anzahl der Anbieter unmittelbar Aussagen über die Intensität des Wettbewerbs möglich sind.[70] Ist der Marktzutritt für Lieferanten nicht durch hohe administrative Schranken z.B. beim Netzzugang eingeschränkt, wird der aktuelle Lieferant bereits durch potentielle Gas-zu-Gas-Konkurrenten diszipliniert. Ausserdem haben Kunden die Möglichkeit auf alternative Energieträger auszuweichen, so dass der Wettbewerbseffekt durch einen weiteren Gaslieferanten für verschiedene Kundengruppen von der effektiven Substituierbarkeit von Erdgas abhängt.

---

69 Die Fusion wurde (durch Ministererlaubnis) unter der Auflage genehmigt, dass E.ON durch Gasversteigerungen die Liquidität im Gasgrosshandel erhöht (Gas-release-Programm). Vgl. Bundeskartellamt (2002a) und BMWi (2002), S. 8-9.

70 Die Zahl der lizenzierten Lieferanten in einem Land kann z.B. davon abhängen, wie attraktiv ein Markt aus Sicht der Unternehmen ist. Je niedriger das potentiell absetzbare Volumen ist, desto unattraktiver wird dieser Markt aus Sicht der Unternehmen, wenn die Marktbearbeitungskosten hoch sind.

In der Schweiz gibt es insgesamt rund 100 Gasversorgungsunternehmen, davon sind 82 im VSG organisiert. Eine Besonderheit sind die drei Inselbetriebe (Einsiedeln, Schwyz und Interlaken), die (noch) nicht an die Erdgasversorgung angeschlossen sind und Stadtgas (Flüssiggas-Luftgemisch auf Basis von Butan und Propan) anbieten.[71] Die Zahl der lizenzierten Lieferanten bewegt sich in Deutschland mit ca. 760 (verhältnismässig) etwa in der gleichen Grössenordnung wie die Anzahl von Gasversorgungsunternehmen in der Schweiz (vgl. Tabelle 5). Die schweizerischen Gasversorgungsunternehmen sind insofern nicht mit den lizenzierten Lieferanten in den EU-Ländern vergleichbar, da im nicht geöffneten Schweizer Markt kein vergleichbarer Wettbewerb in der Energielieferung zwischen den Unternehmen zustande kommt. Im Gegensatz zur Schweiz, wo Erdgastransport und -verteilung zweistufig aufgebaut ist, ist das deutsche System dreistufig. Auf der Ferngasstufe sind dort fünf Unternehmen tätig, es gibt ca. 30-40 regionale Verteiler und etwa 700 Endverteiler. Die Abgrenzung der einzelnen Stufen ist nicht eindeutig: Ferngasunternehmen beliefern nicht nur Weiterverteiler, sondern auch Endverbraucher während lokale Verteiler häufig auch in der regionalen Weiterverteilung tätig sind, regionale und lokale Verteiler verfügen häufig über Hochdruckleitungen.[72]

Tabelle 5: Struktur der Gaslieferanten
Quellen: VSG (2004), Europäische Kommission (2004), S. 27 und 33, Europäische Kommission (2005), Anhang, S. 35.

Land	Lizenzierte Lieferanten 2004 (inkl. unabhängige Lieferanten)	Vom GVU unabhängige Lieferanten 2004	Anteil C3[1)] 2004 (geöffneter und nicht-geöffneter Bereich)
AT	29	6	90%
CH	(100)[2)]	0	32%
DE	760	k.A.	10%
DK	8	4	65%
ES	21	6	80%
FR	11	10	91%
IT	410	338	63%
NL	27	7	87% (nur Haushalte)
UK	112	112	82%

[1)] Anteil der grössten drei Lieferanten.

[2)] In der Schweiz handelt es sich um Gasversorgungsunternehmen, d.h. integrierte Netzbetreiber und Lieferanten.

[3)] Ohne Direktverkäufe der Regionalgesellschaften.

Zahl der Lieferanten, die unabhängig vom Verteilnetzunternehmen sind

In einigen Ländern ist die rechtliche Entflechtung von Lieferanten und Netzbetreibern gesetzlich vorgeschrieben.[73] Unabhängige Lieferanten gibt es aber auch in Ländern, in denen eine derartige Organisation der Wertschöpfungskette aus freien unternehmerischen Entscheidungen resultiert (vgl. Tabelle 5).

[71] Vgl. VSG (2004).
[72] Vgl. BMWA (2003), S. 34.
[73] Vgl. Tabelle 9.

Anteil der grössten drei Lieferanten (C3)

Dieses Konzentrationsmass wird in der Presse immer wieder als Indikator dafür verwendet, ob der Erdgasmarkt in einem Land von bestimmten Anbietern dominiert wird. Da je nach Verwendung des Erdgases der relevante Markt aus Konsumentensicht ein anderer ist (z.B. der Wärmemarkt), kann der Anteil eines Anbieters am Erdgasabsatzvolumen allerdings keinen direkten Aufschluss über den Wettbewerb bei den verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten von Erdgas geben. Wenn vom Marktanteil auf dem Erdgasmarkt gesprochen wird, ist daher zu berücksichtigen, dass es sich nicht um einen Markt handelt, der unter Berücksichtigung von Substituierbarkeiten abgegrenzt wird, sondern Erdgas einer Vielzahl von Verwendungszwecken auf jeweils unterschiedlichen Bedarfsmärkten mit jeweils unterschiedlicher Wettbewerbssituation zugeführt werden kann.[74] Ein. Grund dafür, warum diese Kennzahl in den betrachteten Jahren keinen Aufschluss über den Wettbewerb gibt, ist die Bindung der Kunden an den örtlichen Lieferanten in nicht oder nur teilweise geöffneten Märkten.

Mit Ausnahme von Deutschland und der Schweiz vereinen die führenden drei Erdgaslieferanten in jedem untersuchten Land einen Marktanteil von über 60% auf sich (vgl. Tabelle 5). In Deutschland haben die grössten drei Anbieter auf der Endkundenstufe gemeinsam einen Marktanteil von 10%. In der Schweiz vereinen die drei grössten Anbieter einen Anteil von 32% an der gesamten Gasversorgung auf sich, was als Hinweis für die Ausgangssituation der Gasversorgungsunternehmen im Hinblick auf eine allfällige Marktöffnung interpretiert werden kann.[75] Ob und wie sich die Anteile bei einer Gasmarktöffnung ändern würden, kann daraus nicht abgeleitet werden.

3.2.2 Nachfragestruktur

Erschlossene Gebiete, Anschlussdichte

In einem Land, in dem die Erdgasinfrastruktur (noch) nicht weit ausgebaut ist, haben nicht alle Verbraucher die Möglichkeit, sich an ein lokales Erdgasnetz anzuschliessen. Im Unterschied zur Elektrizitätsversorgung, die flächendeckend als Teil der Grundversorgung erfolgt und die mit einem Versorgungsauftrag verbunden ist, ist die Gasversorgung in den meisten Ländern nicht flächendeckend. Die Gasversorger haben meist keinen Versorgungsauftrag sondern entscheiden aufgrund unternehmerischer Kriterien darüber, ob sie ihr Verteilnetz ausdehnen wollen bzw. ob sich die Erschliessung eines Gebietes mit Erdgas rechnet. In Ländern mit geringer Anschlussdichte sind entweder die landestypischen Voraussetzungen für eine dichte Gasversorgung nicht gegeben oder das Erdgasnetz befindet sich im Vergleich zu anderen Ländern in einer Aufbauphase.

Von den Ländern mit eigener Erdgasproduktion weisen die Niederlande mit 98% die höchste Anschlussdichte auf (vgl. Tabelle 6). Im UK liegt die Anschlussdichte bei 80% während in Dänemark nur 15% der Bevölkerung Erdgas beziehen können. Eine vergleichsweise niedrige Anschlussdichte hat auch Spanien (30%). Weiter ausgebaut ist die Gasverteilung in Deutschland (51%), der Schweiz (67%), Italien (69%) und Österreich (73%), wobei jeweils die erschlossenen Gebiete und nicht die Anzahl der effektiven Anschlüsse zu Grunde liegen.

---

74 Vgl. Abschnitt 2.2.4.

75 Es handelt sich hierbei um Versorger grosser Städte.

Tabelle 6: Merkmale der Erdgasnachfrage
Quellen: VSG (2004a und 2004b), T-27, Europäische Kommission (2003), S. 59, Cornot-Gandolphe (2004).

Land	Erschlossene Gebiete 2002[1)]	Erdgasverbrauch MTOE (=41.86 PJ) 2003	Anteil Erdgas im Energie-Mix (2003)	Anteil unterbrechbarer Erdgasanschlüsse 2001	Anteil am Verbrauch der EU 15+CH (2002)
CH	67%	3	10%	44% (2003)	1.0%
AT	73%	7	22%	25% (1996)	1.4%
DE	51%	77	22%	22% (1996)	22%
DK	15%	5	24%	33%	1%
ES	30%	22	14%	20%	6%
FR	k.A.	39	14%	21% (1996)	13%
IT	69%	64	35%	9% (1996)	17%
NL	98%	35	47%	18%	9%
UK	80%	95	37.3	26%	23%

[1)] Die Zahlen basieren für die EU-Länder (ausser Österreich) auf Schätzungen der EU-Kommission. Der Wert von 17%, der für Österreich von der EU genannt wird, hat sich im Gespräch mit österreichischen Branchenkennern als unrealistisch erwiesen. In der Schweiz ist die Anschlussdichte als Anteil der Bevölkerung, die in einer Gemeinde mit Erdgasanschluss leben, an der Gesamtbevölkerung definiert. Die gleiche Definition liegt der eigenen Schätzung zur Anschlussdichte in Österreich zu Grunde.

Bedeutung von Erdgas im Energie-Mix

Um die relative Bedeutung der Erdgaswirtschaft in den einzelnen Ländern zu erfassen, kann der Gesamtenergieverbrauch (Endenergieverbrauch) nach Energieträgern herangezogen werden. Unterschiede im Energie-Mix sind bedingt durch unterschiedliche Angebotsbedingungen (z.B. infolge geologischer Unterschiede) oder auch Nachfragebedingungen, (z.B. unterschiedlicher Bedarf an Wärmeenergie infolge unterschiedlicher klimatischer Bedingungen).

In der Schweiz ist die Bedeutung von Erdgas mit einem Gesamtanteil am Endenergieverbrauch von 12% im Vergleich der untersuchten Länder am niedrigsten (vgl. Tabelle 6). Die grösste Bedeutung hat Erdgas in den Niederlanden (46.8%) und im UK (37.3%), die über einen hohen Anteil an eigener Produktion verfügen. In den übrigen Ländern liegt der Erdgasanteil zwischen 10% und 30%.

Unterbrechbare Gasanschlüsse

Um die Auslastung der Erdgasinfrastruktur zu optimieren, können unterbrechbare Gasverträge mit Kunden abgeschlossen werden. Für abschaltbare Verträge kommen grundsätzlich Kunden in Frage, die über einen Zweistoffbrenner verfügen.

In der Schweiz werden rund 44% des Erdgasverbrauchs an Kunden mit unterbrechbaren Verträgen geliefert (vgl. Tabelle 6).[76] Der Anteil der unterbrechbaren Gasverträge bewegt sich in den übrigen untersuchten Ländern zwischen knapp einem Fünftel und einem Viertel der abgeschlossenen Erdgaslieferverträge. Der hohe Anteil unterbrechbarer Verträge in der Schweiz ist damit zu erklären, dass die

[76] Bezogen auf die Zahl der Anschlüsse liegt der Anteil der unterbrechbaren Kunden bei 2%.

importabhängige Schweiz im Gegensatz zu den untersuchten EU-Ländern nicht über grossvolumige Gasspeicher verfügt.[77]

3.3 Regulierungsrahmen

Die Richtlinie 98/30/EG stellt den ersten formalen Schritt zur Gasmarktöffnung in der EU dar. Analog zum Stromsektor wurden Regeln bezüglich buchhalterischer Entflechtung, Zugangsrechten zu den Pipelines sowie Wahlfreiheit für berechtigte Kunden aufgestellt. Zur Beschleunigung der Marktöffnung wurden mit der Richtlinie 2003/55/EG die Zeitpunkte der Marktöffnung für Geschäftskunden zum 1. Juli 2004 und für Privatkunden zum 1. Juli 2007 festgelegt. Ausserdem wurden die Entflechtung der Fernleitungs- und Verteilnetzunternehmen sowie der Zugang zu Speichern geregelt. Die Richtlinien wurden in den EU-Mitgliedsländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten in unterschiedlichem Ausmass umgesetzt.

In der Schweiz besteht rechtlich Zugang zum Hochdrucknetz (> 5 bar), da gemäss Rohrleitungsgesetz eine Durchleitungspflicht für Transportunternehmen besteht, falls die Durchleitung technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.[78] Um den Netzzugang Dritter nach einheitlichen Grundsätzen zu ermöglichen, haben die Betreiber der regionalen Hochdrucknetze und Swissgas Transportkoordinations-Vereinbarungen (TK-V) abgeschlossen und eine Koordinationsstelle Durchleitung (KSDL) eingerichtet.[79] Die damit verbundenen Verträge wurden von der Wettbewerbskommission (Weko) akzeptiert. Bisher wurden noch keine Durchleitungen auf Basis der TK-V durchgeführt.

Der Regulierungsrahmen in den einzelnen Ländern wird anhand von Indikatoren zur institutionellen Organisation, zum Marktöffnungsgrad, zur Entflechtung, zu den Netzzugangsbedingungen und zur Endkundenpreisregulierung dargestellt.

3.3.1 Institutionen

Die institutionellen Voraussetzungen zur Regulierung des Erdgasmarktes unterscheiden sich zwischen den einzelnen Ländern. Neben Unterschieden in den Verantwortlichkeiten für die Überwachung des diskriminierungsfreien Netzzugangs werden zur Beurteilung des Regulierungsregimes die Zuständigkeiten in der Streitschlichtung und in der Lizenzierung erfasst.

Regulator und Finanzierung des Regulators

Zur Regulierung des Erdgasmarktes werden in den untersuchten Ländern, ausser in Deutschland bis 2005, Regulatoren eingesetzt (vgl. Tabelle 7). Die Finanzierung der Regulatoren wird über das Staatsbudget (Frankreich), Abgaben aus dem Gastransport/der Gasverteilung (Dänemark, Österreich), Abgaben der Energiebranche (UK, Spanien) oder gemischten Finanzierungen aus Abgaben und Staatsbeiträgen (Niederlande) sichergestellt. In den Niederlanden hat der Wirtschaftsminister ein Weisungsrecht gegenüber der Regulierungsbehörde.[80]

Für Deutschland ist im Entwurf der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes, die vom Bundeskabinett im Juli 2004 verabschiedet wurde, eine Regulierungsbehörde für Strom und Erdgas vorgesehen, die bei der ehemaligen Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post angesiedelt ist (Bundesnetzagentur, BNetzA).[81] Seit 2004 laufen die Vorbereitungen zur Rekrutierung des nötigen Personals.

---

77 Der Anteil an einem grossvolumigen Speicher in Frankreich von Gaznat schafft nur begrenzten Ausgleich.
78 Vgl. Rohrleitungsgesetz (RLG 746.1 Art. 13), http://www.admin.ch/ch/d/sr/746_1/.
79 Vgl. http://www.ksdl-erdgas.ch/de/index.php.
80 Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S. 13.
81 Vgl. FAZ (2004).

Die Ansiedlung bei der bestehenden Regulierungsbehörde soll die Übertragung von Regulierungserfahrung aus anderen Branchen ermöglichen.[82]

In Frankreich gab es bis 2002 keinen Regulator für den Erdgasbereich. Die Richtlinie 98/30/EG wurde bis 2001 für den Erdgasbereich nicht umgesetzt, so dass die Europäische Kommission eine Vertragsverletzungsbeschwerde angestrengt hatte.[83]

Überwachung der Zugangsbedingungen

Die Zugangsbedingungen werden in den einzelnen Ländern, die eine Regulierungsbehörde eingerichtet haben, vom Regulator allein oder in Kombination mit dem für den Sektor zuständigen Ministerium überwacht (Frankreich, Spanien). Österreich hatte sich zunächst für das System des verhandelten Netzzugangs entschieden.[84] Mit der Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes wurde 2002 auch im Erdgasbereich ein Regulator eingesetzt.[85] In Deutschland hat bis zum Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes die Wettbewerbsbehörde die Aufgabe, Nichtdiskriminierung und das Funktionieren des Marktes sicherzustellen.[86]

Streitschlichtung

Die Streitschlichtung ist entweder Aufgabe der Regulierungsbehörden (Frankreich, Italien, Spanien), oder sie wird von mehreren Behörden wahrgenommen (vgl. Tabelle 7). In den Niederlanden obliegt die Streitschlichtung der Wettbewerbs- und der Regulierungsbehörde. Weitere Behörden neben dem für den Netzzugang verantwortlichen Regulator sind im UK und Dänemark mit der Streitschlichtung betraut. Das Ministerium und Gerichte sind in Österreich für die Streitschlichtung verantwortlich, ähnlich ist es in Deutschland, wo auch der Wettbewerbsbehörde eine Rolle zukommt.

82 Vgl. http://www.regtp.de/elektrizitaet_gas/start/fs_14.html.
83 Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S. 11.
84 Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S: 13.
85 http://www.e-control.at/.
86 Vgl. BMWA (2003), S. 4-5.

Tabelle 7: Institutionelle Gestaltung der Erdgasmarktliberalisierung 2001
Quelle: Finger et al. (2004), Tabellen 3.4 und 3.5., Europäische Kommission (2004), S. 14.

Land	Regulator[1)]	Finanzierung	Zugangs-bedingungen	Streitschlichtung
AT	ECG ECK	Abgaben der Netzbenutzer	ab 2002 ECG	Ministerium, Gerichte
DE	Ab 2005 bei RegTP (2006 BNetzA)	k.A.	Verhandelter Netzzugang (ab 2005 RegTP bzw. 2006 BNetzA)	Wettbewerbsbehörde, Ministerium
DK	DERA	Abgaben des Gastransports / der Gasverteilung	DERA, Interventionsrecht	DERA, Energy complaints Board (ausser Zugang)
ES	CNE	Abgaben	Ministerium auf Vorschlag CNE	CNE und regionale Behörden (Zugangspreise)
FR	CRE	Staatshaushalt	CRE, Ministerium	CRE
IT	AEEG	k.A.	AEEG	AEEG
NL	DTE	60% Gebühren Energiebranche 40% Staat	Bindende Richtlinien von DTE	DTE, Wettbewerbsbehörde, geschillen commissies
UK	OFGEM	Gebühren Energiebranche	OFGEM	OFGEM, Energywatch

[1)] Bedeutung der Abkürzungen: ECG: E-Control GmbH, ECK: Energie-Control Kommission, RegTP: Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, BNetzA: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, DERA: Danish Energy regulation Authority (Energitilsynet), CNE: Comisiòn nacional de energia, CRE: Commission de régulation de l'énergie, AEEG: Autorità per l'energia elettrica et il gas, DTE: Directie Toezicht Energie, OFGEM: The Office of Gas and Electricity Markets.

3.3.2 Formeller Marktöffnungsgrad

Die Erdgasmärkte wurden in den einzelnen EU-Ländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten und in unterschiedlichem Ausmass liberalisiert. Mit der EU-Beschleunigungsrichtlinie war die Öffnung des Erdgasmarktes für Nicht-Haushaltskunden bis 1. Juli 2004, für alle Kunden bis 1. Juli 2007 vorgesehen. Angefangen bei den grössten Verbrauchern wurde der Markt in einigen Ländern sukzessive für kleinere Verbraucher geöffnet. In Tabelle 8 ist der formelle Marktöffnungsgrad zu verschiedenen Zeitpunkten für die einzelnen Länder enthalten. Die prozentuale Marktöffnung bezieht sich jeweils auf das Marktvolumen der Kunden, welche ihren Erdgaslieferanten theoretisch frei wählen können. Aufgrund weiterer Einflussgrössen wie z.B. Modalitäten und Preisen für die Netznutzung sagt der formelle Marktöffnungsgrad allein nichts über die effektive Marktöffnung in den einzelnen Ländern aus.

Bereits in den 1980er Jahren begann in UK der Liberalisierungsprozess, der dort bereits 1998 zu einer vollständigen Marktöffnung führte. In Italien und Spanien war der Marktöffnungsgrad bereits im Jahr 2000 hoch. Dänemark und Frankreich haben ihren Erdgasmarkt relativ zögernd geöffnet, wobei in Dänemark seit 2004 alle Kunden ihren Erdgaslieferanten frei wählen können während Frankreich den

Erdgasmarkt erst 2008 vollständig öffnen wird. Deutschland hatte 2000 den Markt in einem einzigen Schritt formell vollständig geöffnet.

Tabelle 8: Formeller Marktöffnungsgrad
Quellen: EU-Benchmarking-Reports verschiedener Jahre (2000: Europäische Kommission (2001), Tabelle 3,S. VI; 2002: Europäische Kommission (2003), Tabelle 2, S. 6; 2004: Europäische Kommission (2005), Annex 1, S. 2).

Land	2000	2002	2004	vollständige Marktöffnung ab
AT	49%	100%	100%	2002
DE	100%	100%	100%	2000
DK	30%	35%	100%	2003
ES	72%	79%	100%	2003
FR	20%	37%	70%	2008
IT	96%	96%	100%	2003
NL	45%	60%	100%	2004
UK	100%	100%	100%	1998

3.3.3 Entflechtung von Transport- und Verteilnetzbetreibern

In der EU sind die Betreiber von Fernleitungen und/oder Verteilnetzen zur Entflechtung ihrer Infrastrukturgeschäfte von ihren Liefergeschäften verpflichtet. Der Grad der Trennung der Geschäftsbereiche variiert zwischen den Ländern und im Zeitablauf und geht von der Stufe «getrenntes Management» über „getrennte Buchführung“, «Trennung in unterschiedliche Rechtseinheiten» bis zu «verschiedenen Eigentümern» (vgl. Tabelle 9).

Um die Effizienz des Sektors durch Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu steigern, wird in der EU-Richtlinie 2003/55/EG die Entflechtung der Netzbetreiber gefordert und in den Mitgliedsländern umgesetzt. Ausser in Deutschland, bei der Gasverteilung auch in den Niederlanden, wird in allen untersuchten Ländern im Jahr 2004 zumindest eine Entflechtung auf Basis unterschiedlicher rechtlicher Einheiten vorgeschrieben. Das Vereinigte Königreich und Dänemark (im Bereich des Transports) gehen mit der Trennung in Form unterschiedlicher Eigentümer darüber hinaus.

Tabelle 9: Entflechtung von Erdgasunternehmen
Quellen: EU-Benchmarking-Reports verschiedener Jahre (2002: Europäische Kommission (2003), Tabelle 2, S. 6; 2004: Europäische Kommission (2005), Annex 1, S. 2).

		Management	Buchführung	Rechtsform	Eigentümer
Entflechtung (TSO)	Transportnetzbetreiber				
2002		NL	DE, FR	AT, DK, IT	ES, UK
2004			DE	AT, FR, NL, IT	DK, ES UK
Entflechtung (DSO)	Verteilnetzbetreiber				
2002			DE, FR, NL	AT, IT, ES, DK,	UK
2004			DE	AT,(DE), DK, ES, FR, IT, NL	UK

3.3.4 Netzzugangsbedingungen

Art des Netzzugangs

In Deutschland galt bis 2005 der verhandelte Netzzugang auf Basis der Verbändevereinbarung vom 3. Mai 2002 (VV Gas II).[87] Grundlage war ein kartellrechtlicher Netznutzungsanspruch, der auch zivilrechtlich eingeklagt werden kann.[88] Mit Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes wird der Netzzugang auch in Deutschland durch eine sektorspezifische Regulierungsbehörde überwacht. Auch in Österreich wurde zu Beginn der Liberalisierung der verhandelte Netzzugang praktiziert. Mit der Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes 2002 wurde dann der regulierte Netzzugang eingeführt. In Frankreich beschränkt sich der regulierte Netzzugang 2002 auf die Gasverteilung (vgl. Tabelle 7).

Ermittlung der Durchleitungspreise

Transportnetze

Zur Ermittlung der Durchleitungspreise werden in den EU-Ländern unterschiedliche Verfahren angewendet. Es werden distanzabhängige Preise, Briefmarken und Einspeise-Ausspeisemodelle eingesetzt. Briefmarken beinhalten die Gefahr von Pancaking[89], insbesondere in grösseren Ländern oder bei der Durchleitung durch mehrere Länder, in denen mehrere Transportnetzbetreiber tätig sind.[90] Distanzabhängige Preise werden auf der Basis eines «Kontraktpfades» für den Gastransport von Punkt zu Punkt ermittelt, d.h. der (unterstellte) Leitungsweg zwischen Einspeisepunkt (z.B. inländische Quelle oder Importpunkt) und Ausspeisepunkt (z.B. Endkunde) wird bepreist. Dies hat den Nachteil, dass der Transportkunde bei jedem Netzbetreiber auf diesem unterstellten Leitungsweg entsprechende Transportkapazität buchen muss, wodurch hohe Transaktionskosten entstehen.[91] Distanzabhängige Preise haben zudem den Nachteil, dass sie keine ortsabhängigen Preissignale geben.

87 Die VV Gas II löste die VV Gas I vom 4. Juli 2000 ab, die bis dahin durch zwei Nachträge ergänzt worden war.
88 Vgl. Bundeskartellamt (2002b), S. 7.
89 Der Begriff «Pancaking» beschreibt die Kumulation von Durchleitungspreisen (z.B. Briefmarken), zu der es kommt, wenn bei der Durchleitung durch Netze mehrerer Netzbetreiber an jeden Netzbetreiber der Durchleitungspreis zu entrichten ist.
90 Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 26.
91 Vgl. BMWA (2003), S. 7-8 und S. 41-42.

Einspeise-Ausspeise-Modelle werden zur Entfaltung des Wettbewerbs von Vertretern des Rats europäischer Strom-Regulatoren, der Europäischen Kommission, Verbraucherverbänden und Händlern favorisiert.[92] Die Preise ergeben sich dabei in Abhängigkeit vom Einspeisepunkt und i.d.R. einer Ausspeisezone.

Bis auf Spanien (und teilweise Deutschland) berechnen die Transportnetzbetreiber in allen untersuchten Ländern die Durchleitungspreise auf der Grundlage von Einspeise-Ausspeise-Modellen (vgl. Tabelle 10). Dieses System wird in Italien und im UK schon seit längerer Zeit angewendet. Das in Deutschland praktizierte Kontraktpfadmodell hat den Nachteil, dass dadurch der Kapazitätsmarkt, der Speichermarkt und auch der Markt für Hilfsdienstleistungen wie Bilanzausgleich (räumlich) segmentiert werden. Zwischen den verschiedenen Einspeise- und Ausspeisestellen entstehen für den Grosshandel aufgrund der Segmentierung wirtschaftliche Barrieren. Ausserdem können bei diesem Modell Einzelgeschäfte nicht saldiert werden, so dass es zu höheren Kosten für Ausgleichsenergie kommen kann. Teilweise werden in Deutschland inzwischen Einspeise-Ausspeise-Systeme angewendet.[93]

Tabelle 10: Methoden zur Ermittlung der Durchleitungspreise (Ferntransportleitungen)
Quellen: EU-Benchmarking-Reports verschiedener Jahre (2000: Europäische Kommission (2001), S. 15; 2002: Europäische Kommission (2003), Tabelle 2, S. 6: 2004: Europäische Kommission (2005), Anhang, S. 27), 2002: Finger et al. (2004), T 7.2, S. 23-24.

Land	Distanzabhängiges System	Briefmarke	Einspeise-Ausspeise-System
2000	AT, DE, FR, NL	ES, DK	UK, IT
2002	AT, DE, NL	ES, DK	FR, UK, IT
2004	(DE)	ES	AT, (DE), FR, UK, NL, IT, DK

Lokale Verteilnetze

Im Madrid-Forum wurden für die Stufe der lokalen Verteilnetze distanzunabhängige Durchleitungsentgelte empfohlen,[94] was in den einzelnen Ländern auch umgesetzt wird.

Flexibilitätsinstrumente

Minimaler Reservierungszeitraum bei der Kapazitätsbuchung

Die Bedingungen zur Reservierung von Kapazitäten geben Aufschluss über die Flexibilität des Zugangssystems. Die Methoden zur Streckenreservierung hängen zusammen mit den Methoden zur Ermittlung der Durchleitungspreise. Müssen die Kapazitäten, wie in Italien, für ein Jahr reserviert werden, kann der Gaslieferant nur einmal im Jahr gewechselt werden (vgl. Tabelle 11). Monatliche oder tägliche Kapazitätsreservierungen erhöhen die Flexibilität.

«Use it or lose it» bei langfristigen Verträgen

Die Kapazitäten von Erdgasleitungen sind häufig durch langfristige Verträge an etablierte Unternehmen gebunden. Die entsprechenden Kapazitäten sind nicht frei verfügbar, unabhängig davon, ob sie tatsächlich in Anspruch genommen werden. In einem Entscheid der Europäischen Kommission im Fall Marathon-Thyssengas wurde festgelegt, dass die Kapazitäten entweder genutzt oder wieder frei ge-

92 Europäische Kommission (2003), S. 21.
93 Vgl. BMWA (2003), S. 43-44.
94 Vgl. BMWA (2003), S. 7-8.

geben werden müssen («use it or lose it»). Derartige Bestimmungen sind bereits in einigen EU-Ländern gesetzlich verankert (vgl. Tabelle 11).

Um Kapazitäten der Ferngasleitungen nutzen zu können ist es ferner nötig, dass die Informationen zur verfügbaren Fernleitungskapazität den Marktteilnehmern zur Verfügung stehen.

Tabelle 11: Flexibilitätsinstrumente
Quellen: EU-Benchmarking-Reports (Europäische Kommission (2005), Anhang, S. 28, Speicher: Europäische Kommission (2003), S. 77).

Land	Minimaler Reservierungszeitraum	Use it or lose it	Zugang zu Speichern (2002)
AT	1 Tag (Transit)/1 Monat (Inlandstransport)	Ja	Nein
DE	1 Tag	zum Teil	Nein
DK	1 Tag	Ja	Ja
ES	kein Minimum	Ja	Ja
FR	1 Monat	Ja	Nein
IT	1 Jahr	Ja	Ja
NL	1 Tag	Ja	Ja
UK	1 Tag	Ja	Ja

Zugang zu Speichern

Erdgasbezugsverträge von neuen Erdgasanbietern enthalten häufig Verpflichtungen zur Abnahme von Pauschalmengen, obwohl die Kunden kein gleichmässiges Bedarfsprofil aufweisen. Flexibilitätsinstrumente und auch der Zugang zu Speichern sind für viele Marktteilnehmer daher eine Voraussetzung dafür, dass sie den Netzzugang auch tatsächlich in Anspruch nehmen können. Dies liegt u.a. daran, dass die geologischen Voraussetzungen für den Bau von Erdgasspeichern begrenzt sind. Die EU-Richtlinie fordert daher den Zugang zu Speichern, wenn dies zur Erhöhung des Wettbewerbs führt. Im Zusammenhang mit dem «Madrid-Forum» werden derzeit Richtlinien für den Zugang zu Speichern diskutiert.[95] In den meisten untersuchten Ländern haben neue Anbieter regulatorisch vorgeschriebene Zugangsmöglichkeiten zu Erdgasspeichern. In Frankreich, Österreich und Deutschland waren die Zugangsmöglichkeiten 2002 nicht gegeben (vgl. Tabelle 11).

Bilanzausgleich

Neben den bereits genannten Flexibilitätsinstrumenten stellen die Modalitäten des Bilanzausgleichs einen weiteren Indikator für die Flexibilität der Zugangsbedingungen dar. Einen Ausgleichsmarkt, der ähnlich dem Ausgleichsmarkt von Strom funktioniert, gibt es in Österreich und im UK (vgl. Tabelle 12). Ist kein Ausgleichsmarkt vorhanden, wird für Ausgleichsenergie ausserhalb eines bestimmten Toleranzbandes ein Zuschlag auf den Grosshandelspreis in Rechnung gestellt. Da die Prämie auf Ausgleichsenergie nur für Mengen ausserhalb des Toleranzbandes gezahlt werden muss, sind die Prämien bei breiten Toleranzbändern tendenziell höher als bei engen Toleranzbändern. Existieren keine Toleranzbänder (Österreich, UK), können die effektiven Kosten der Abweichung am genauesten ermit-

[95] Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 30-31.

telt werden. Um die tatsächlichen Kosten zu ermitteln, werden die Abweichungen teilweise saldiert (gepoolt). [96]

Tabelle 12: Modalitäten des Bilanzausgleichs
Quelle: Europäische Kommission (2005), S. 29.

Land	Bedingungen aufgestellt durch	Bilanzausgleichs-zeitraum	Toleranzband	Prämie für Ungleichgewicht	Pooling
AT	Markt	Stündlich	k.A.	Marktpreis	ex post
DE	TSO	Stündlich/täglich	15%	+100-420%	ex ante
DK	TSO/Regulator	Täglich	15%/5%	+20%	ex ante
ES	TSO/Ministerium	Täglich	k.A.	50%	ex post
FR	Regulator	Täglich	20%	+50%	ex ante
IT	Regulator	Täglich	8%	Max. 10%	ex post
NL	Regulator	Stündlich/täglich	2%/13%	bis 180%	ex ante, ex post mit Strafe
UK	Markt	Täglich	k.A.	<20% (Normalfall)	ex post

3.3.5 Endkundenpreisregulierung

Eine aktive Kontrolle des Marktergebnisses wurde bzw. wird in einigen Ländern durch regulierte Endkundenpreise vorgenommen. Im UK wurden zu Beginn der Marktöffnung die Preise des damaligen Monopolisten British Gas reguliert. Die Preisregulierung wurde 2001 aufgrund des funktionierenden Gas-zu-Gas-Wettbewerbs aufgegeben. Höchstpreise für Haushaltskunden und für Dienstleister werden in Spanien staatlich vorgegeben. In Italien legt die Energieaufsichtsbehörde die Preise für Haushalts- und für Industriekunden fest. Im Rahmen der öffentlichen Versorgung wird in Frankreich der Preisanstieg überwacht, der die Inflationsrate nicht übersteigen darf.[97] In den übrigen Ländern werden die Preise nicht aktiv reguliert.[98]

3.4 Marktergebnis

Um das Marktergebnis zu beurteilen, werden die Dimensionen Preis und Qualität betrachtet. Als Preisindikatoren werden Verbraucherpreise (ohne Steuern) unterschiedlicher Kundengruppen erfasst. Als Qualitätsindikator dienen Angaben zur Kundenzufriedenheit.

3.4.1 Preise

Erdgaspreise werden jeweils für Kunden mit gleichen Verbrauchscharakteristika erfasst. Die unterschiedlichen Preise lassen sich damit begründen, dass die Gasverteilung eine Fixkostendegression aufweist und bei einem höheren Erdgasverbrauch pro Kunde die Fixkosten auf eine grössere Erdgasmenge umgelegt werden können. Ausserdem ist für die Höhe der Erdgaspreise eines Kunden von Bedeutung, ob die Versorgung des Kunden grundsätzlich unterbrechbar ist. Handelt es sich um einen unterbrechbaren Kunden, kann der Gasversorger in Zeiten hohen Gesamtverbrauchs (Peak-Zeiten)

96 Vgl. Europäische Kommission (2005), S. 29-30.
97 Vgl. zur Preisregulierung in Frankreich GDF (2005), 35-37.
98 Vgl. Europäische Kommission/Eurostat (2002).

die Belieferung des Kunden einstellen. Der Gasversorger kann so seine Beschaffung optimieren und den entstehenden Kostenvorteil an die abschaltbaren Kunden weitergeben.

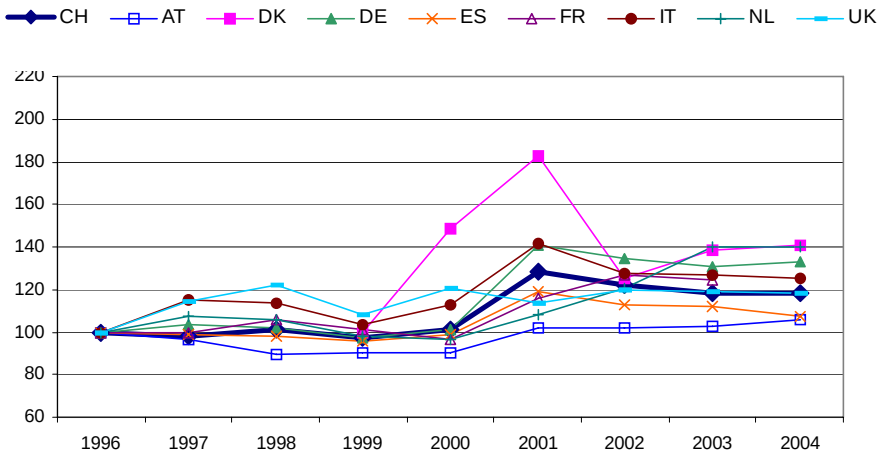
Die verfügbaren Statistiken zu den Erdgaspreisen in den untersuchten EU-Ländern einerseits und in der Schweiz andererseits sind bezüglich dieser kosten- und damit preisrelevanten Kriterien im Länderquerschnitt nicht unmittelbar vergleichbar. Aus diesem Grund werden die Preise für die Längsschnittanalyse zunächst auf das Basisjahr 1996 indexiert. Um dennoch einen Eindruck von den unterschiedlichen Preisniveaus zu vermitteln, werden auch die Verläufe der Preisniveaus für verschiedene Kundengruppen im Quer- und Längsschnitt dargestellt.

Preisentwicklungen (Index 100=1996)

Die Betrachtung von indexierten Preisen erlaubt eine Aussage zur Preisentwicklung vor und während der Liberalisierung der Erdgasmärkte unabhängig vom Ausgangspreisniveau in den verschiedenen Ländern. So wird verhindert, dass Preisniveauunterschiede, die z.B. durch unterschiedliche Verbrauchscharakteristika wie z.B. die Bezugsstruktur bei industriellen Verbrauchern bedingt sind, die Beurteilung allfälliger Liberalisierungswirkungen auf die Preisentwicklung verzerren.

Die Entwicklung der Haushaltskundenpreise verläuft in den untersuchten Ländern tendenziell ähnlich (vgl. Abbildung 7). Die Schweiz weist bezüglich der Entwicklung von 1996 bis 2004 keine Besonderheiten auf und liegt im Mittelfeld der untersuchten Länder. Abweichungen ergeben sich vor allem für das UK, wo die – ölpreisbedingte – Preissteigerung von 2000 auf 2001 nicht nachvollzogen wurde, wobei die gesamte Preisentwicklung über den betrachteten Zeitraum etwa im Durchschnitt der untersuchten Länder liegt. Eher unterdurchschnittliche Preisentwicklungen ergaben sich im betrachteten Zeitraum für Österreich und Spanien. Überdurchschnittliche Preisentwicklungen gab es in Deutschland, Dänemark, Italien und den Niederlanden, wobei das Preisniveau in Dänemark nach dem Preisanstieg immer noch im Mittelfeld der Untersuchten Länder liegt.

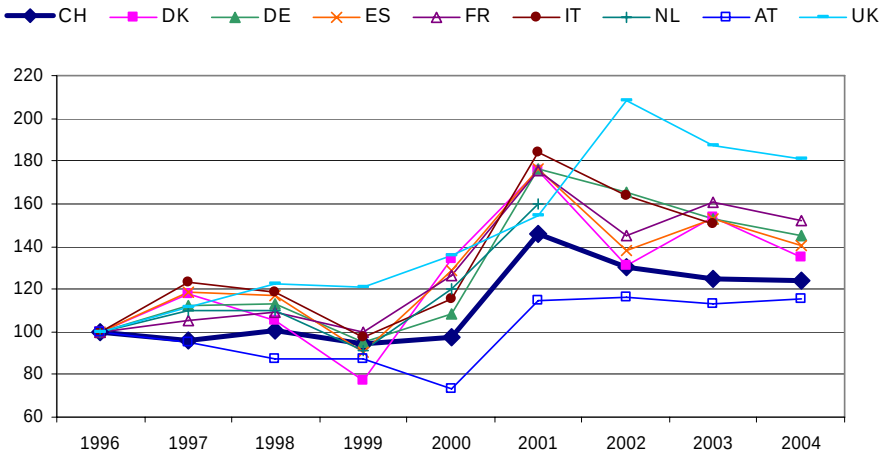
Abbildung 7: Preisentwicklung Haushaltskunden, ohne Steuern (Index 100=1996)
Verbrauchstypen CH: 72 GJ p.a. (Typ II), EU: 83.7 GJ p.a. (D3)
Quellen: Schweizerisches Bundesamt für Statistik, Eurostat.



Bei der Preisentwicklung von Industriekunden (Abbildung 8) werden die Vertragspreise der GVU zu Grunde gelegt. Individuelle Preisnachlässe werden in den allgemeinen Statistiken nicht berücksichtigt. Wie auch die Haushaltskundenpreise folgen die Industriepreise in den untersuchten Ländern einem ähnlichen Muster. Die Schweiz gehört, wie auch Österreich, für den betrachteten Zeitraum zu den Ländern mit eher niedrigem Preisanstieg. Im UK sind die Preise im betrachteten Zeitraum am stärksten gestiegen. Eine mögliche Erklärung liegt darin, dass seit Oktober 1998 der Interconnector zwi-

schen dem UK und Kontinentaleuropa in Betrieb genommen wurde. Auf diese Weise konnten die Händler im UK, ihr Gas zu höheren Preisen in Kontinentaleuropa abzusetzen, wodurch sich das Preisniveau im UK erhöhte. Über den Interconnector wurden 2003 etwa 8% des Gasverbrauchs importiert. Insgesamt ist Grossbritannien aber Nettoexporteur (IEA, 2004). Ein Einfluss der formellen Liberalisierungsschritte auf die Erdgaspreisentwicklung lässt sich nicht erkennen.

Abbildung 8: Preisentwicklung Industriekunden, ohne Steuern (Index 100=1996)
Verbrauchstypen CH: 41'835 GJ p.a. Typ VIII (abschaltbar), EU: 41'860 GJ p.a. (I3-1)
Quellen: Schweizerisches Bundesamt für Statistik, Eurostat.



Preisniveauentwicklungen

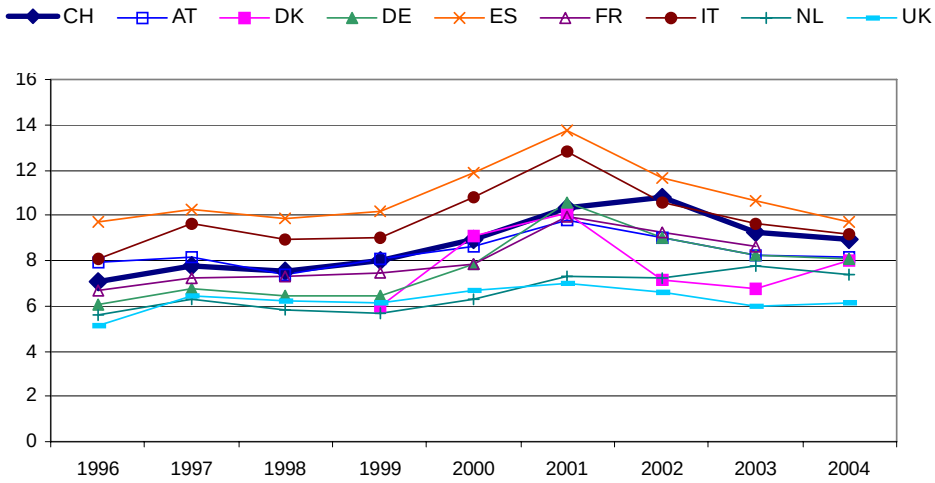
Bei internationalen Vergleichen von Preisniveaus besteht das Problem, die Niveaus in einer vergleichbaren Währungseinheit abzubilden. Grundsätzlich stehen für einen Vergleich Wechselkurse und Kaufkraftparitäten zur Verfügung. Während Wechselkurse für einen Vergleich international handelbarer Güter geeignet sind, können Kaufkraftparitäten (purchasing power parities, PPP) ein zuverlässigeres Bild für den Vergleich von nicht-handelbaren Güter liefern, da diese das länderspezifische Preisniveau, das für die lokale Produktion relevant ist, abbilden.[99] Für einen Vergleich der Erdgaspreise, die sich aus Preisen für handelbare (z.B. Erdgas) und nicht-handelbare Güter (z.B. Tiefbau, Löhne) zusammensetzen, bietet sich ein gewichteter Preis aus Kaufkraftparität und Wechselkurs an. Für den folgenden Vergleich von Haushaltskunden- und Industriekundenpreisen wurden PPP-Preise und Wechselkurs-Preise je zur Hälfte gewichtet. Dieses Verhältnis ergibt sich in etwa aus dem Anteil der Vorleistungen, die zum Wechselkurs im Ausland bezogen werden können (v.a. Erdgas inkl. internationaler Transport) und nicht-handelbaren Leistungen, die im Inland eingekauft werden (v.a Lohnkosten Tiefbau). Für die Grossverbraucher wurde der Wechselkurs mit 70% stärker gewichtet, da teilweise der Bezug ab Hochdruckleitung möglich ist, so dass der Anteil der nicht handelbaren Leistungen geringer ist als bei den Haushaltskunden.

Während eine Bereinigung um allgemeine Preisunterschiede durch eine Berücksichtigung der Kaufkraft vorgenommen wurde, gibt es weitere branchenspezifische Erklärungsfaktoren, die Preisunterschiede zwischen den Ländern erklären können, welche nicht auf unterschiedliche Effizienz der Branche zurückzuführen sind. Die Gaspreise in einem Land sind u.a. abhängig von den Preisen, die bei der internationalen bzw. inländischen Beschaffung erzielt werden können und von den Kosten des Gastransports/der Gasverteilung im betreffenden Land. Die Beschaffungspreise sind tendenziell nied-

[99] Vgl. Kravis (1984).

riger, je gleichmässiger der Bezug im Jahresverlauf ist. Dies ist der Fall bei hoher Speicherkapazität im Verhältnis zur Nachfrage, allenfalls eigener Produktion und bei einem grossen Anteil von Industriekunden, die für ihre Prozesse Bandenergie beziehen. Die Kosten der Erdgas(verteil)netze in den einzelnen Ländern hängen u.a. ab von den geologischen Bedingungen, der Dichte und geographischen Lage der Versorgungsgebiete und von den behördlichen Auflagen und Vorschriften beim Bau und Betrieb der Erdgasleitungen und -anlagen. In einigen Ländern spielt zudem der direkte staatliche Einfluss auf die Preise eine Rolle.

Abbildung 9: Preisniveauentwicklung Haushaltskunden in US-$ pro GJ (50% PPP, 50% WK, ohne Steuern)
Verbrauchstypen CH: 72 GJ p.a. (Typ II), EU: 83.7 GJ p.a. (D3)
Quellen: Bundesamt für Statistik, Eurostat.

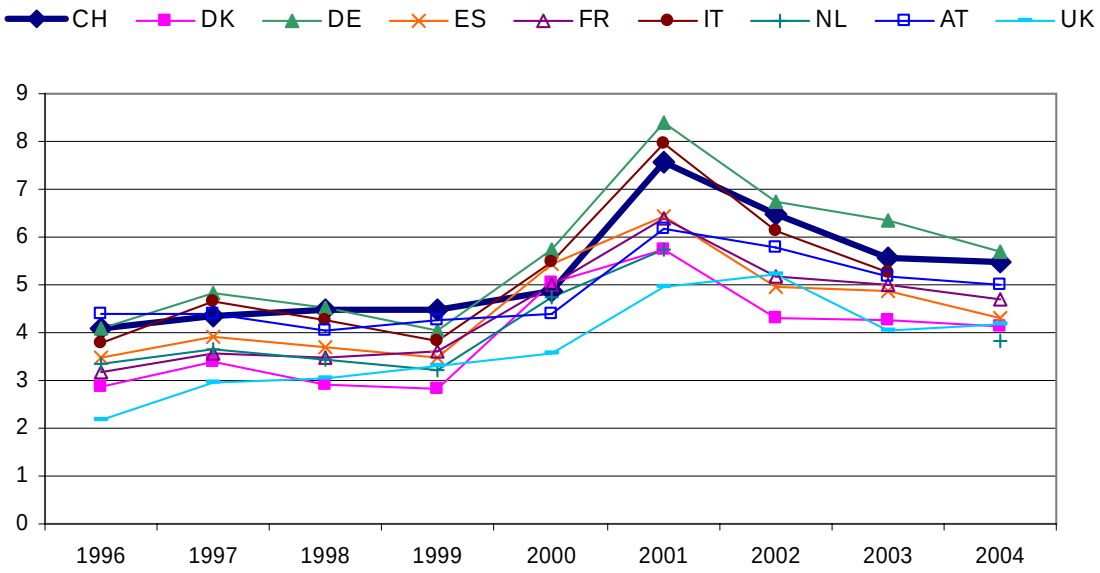


Das Preisniveau in der Schweiz liegt für Haushaltskunden im Mittelfeld der untersuchten Länder und wird hauptsächlich von den Ländern unterschritten, die während des Untersuchungszeitraums nicht importabhängig waren (vgl. Abbildung 9). Besonders hoch sind die Preise in Italien und Spanien. In beiden Ländern unterliegen die Preise starkem staatlichem Einfluss.[100]

Bei den Industriekunden gehört die Schweiz zu den Ländern mit dem höchsten Preisniveau (vgl. Abbildung 10). Am niedrigsten sind die Erdgaspreise für Industriekunden – analog zu den Haushaltskunden – in den nicht importabhängigen Ländern UK, Dänemark und Niederlanden. Problematisch bei dieser Betrachtung ist jedoch, dass die statistisch erfassten Industriekundenpreise häufig nicht das wahre Preisniveau widerspiegeln, da individuell mit Industriekunden verhandelte Preisnachlässe nicht oder unzureichend erfasst werden.

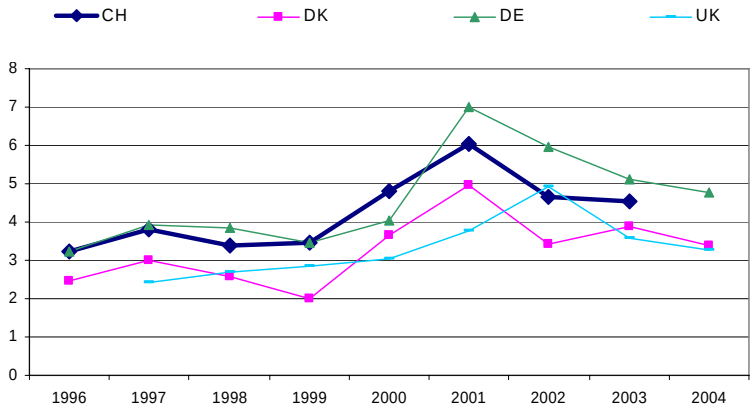
[100] Vgl. Abschnitt 3.3.5.

Abbildung 10 Preisniveauentwicklung Industriekunden in US-$ pro GJ (50% PPP, 50% WK, ohne Steuern)
Verbrauchstypen CH: 41’868 GJ p.a. Typ VIII (abschaltbar), EU: 41’860 GJ p.a. (I4-1)
Quellen: Schweizerisches Bundesamt für Statistik, Eurostat.



Bei den Grossverbrauchern (> 360’000 GJ p.a.) liegen für die Schweiz Zahlen für Endkundenpreise vor, die direkt bei den Verbrauchern ermittelt wurden (vgl. Abbildung 11). Im Vergleich zu den öffentlich verfügbaren Daten für Grossverbraucher von Eurostat ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den Industriekunden mit niedrigerem Verbrauch. Der Vergleich der erhobenen Zahlen ist insbesondere in dieser Verbrauchskategorie aufgrund unterschiedlicher Bezugsprofile und individueller Preisverhandlungen problematisch. Für Grossverbraucher liegen zudem für Vergleichsländer keine Zahlen vor.

Abbildung 11: Preisniveauentwicklung Grossverbraucher in US-$ pro GJ (30% PPP, 70% WK, ohne Steuern)
Verbrauchstypen CH > 360’000 pro GJ p.a. (teilweise abschaltbar), EU: 418’600 pro GJ p.a. (I4-1)
Quellen: Schweizerisches Bundesamt für Statistik, VSG, Eurostat.



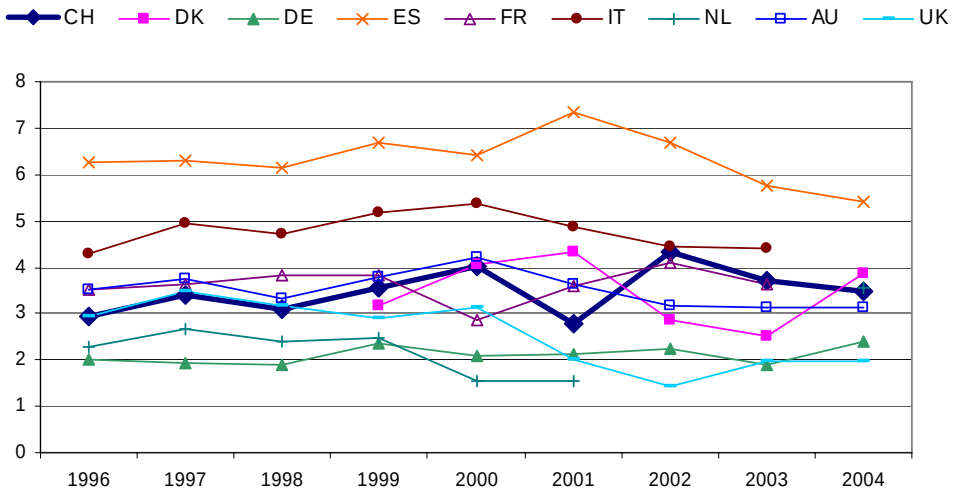
Preisabstand zwischen Haushalts- und Industriekunden

Da in den meisten Ländern die Marktöffnung für Industriekunden zeitlich vor der Marktöffnung für Haushaltskunden lag, die Industriekunden preissensitiver sind, und die Wechselkosten für Industriekunden aufgrund der grösseren Bezugsmengen niedriger sind als für Haushaltskunden, kann die Entwicklung des Preisabstands zwischen Industrie- und Haushaltskunden Aufschluss über unterschiedliche Liberalisierungswirkungen für die beiden Gruppen geben.

In allen Ländern liegen die Preise für Industriekunden erwartungsgemäss unter den Preisen für Haushaltskunden (vgl. Abbildung 12). In Deutschland ist der Abstand zwischen Industrie- und Haushaltspreisen seit 1996 etwa gleich geblieben.[101] Der Abstand zwischen Industriekunden- und Haushaltskundenpreisen ist aufgrund der relativ hohen Preise für Industriekunden gering. In Spanien und Italien, die ein besonders hohes Preisniveau für Haushaltskunden aufweisen, ist die Preisdifferenz am höchsten und sinkt seit 2001 bzw. 2002. Die Entwicklungen des Preisabstands in den übrigen Ländern sind insbesondere seit 1999 nicht einheitlich, wobei sich über einen längeren Zeitraum die Abweichungen nach unten und oben kompensieren. Die Schweiz befindet sich im Mittelfeld der betrachteten Länder bezüglich der Preisdifferenzen zwischen Industrie- und Haushaltskunden

Abbildung 12: Differenz zwischen Preisen für Haushalts- und Industriekunden in US-$

Berechnung auf Basis der Werte in Abbildung 9 und Abbildung 10.



[101] Vgl. BMWA (2003), S. 38-39.

3.4.2 Kundenzufriedenheit

Der 4. Benchmarkingbericht der Europäischen Kommission[102] enthält Einschätzungen der Kunden zur Qualität der Erdgasversorgung, welche hier in Ergänzung zu den Preisdaten betrachtet werden.

Gefragt wurde nach der Zufriedenheit mit den Preisen, den Zugangsmöglichkeiten, der Informationslage, dem Kundendienst und allgemeinen Bedingungen («terms & conditions»). Die Beurteilung wurde anhand einer fünfstufigen Skala vorgenommen (++, +, 0,-, --). Die Bewertungen fielen in den untersuchten Ländern generell positiv aus (vgl. Tabelle 13). Bezüglich der bereitgestellten Information machen die befragten Kunden in den Niederlanden, Österreich und im UK Abstriche bei der Bewertung. Die Höhe der Preise wird einzig in Italien negativ von den Kunden wahrgenommen.[103]

Tabelle 13: Kundenzufriedenheit mit der Gasversorgung
Quelle: Europäische Kommission (2005), S. 50.

Land	Preise	Zugangsmöglichkeit	Informationen	Kundendienst	Terms & Conditions
AT	++	++	-	++	0
DE	++	++	++	++	+
DK	++	++	++	++	+
ES	++	++	++	++	+
FR	++	++	++	++	+
IT	-	++	++	++	0
NL	++	++	-	++	+
UK	++	++	-	++	+

Die gleiche Befragung ergab für die Strombranche in einigen untersuchten Ländern bezüglich der Preishöhe, Informationen und vor allem Kundendienst ein deutlich negativeres Bild als für die Erdgasbranche. Dies könnte dahingehend interpretiert werden, dass der Wettbewerb in der Erdgasbranche stärker ausgeprägt ist als in der Strombranche, was sich – in Folge grösserer Anstrengungen der Unternehmen – positiv auf das Preis-Leistungs-Verhältnis auswirkt. Bezüglich der Preise ist diese Erklärung plausibel, da Erdgas im Gegensatz zu Strom grundsätzlich substituiert werden kann.

3.5 Verhalten der Akteure

Im Blickpunkt des vierten Teils stehen die Reaktionen der Kunden (bspw. gemessen anhand der Wechselquote oder der Treue zum bisherigen Lieferanten), die Reaktionen der Verteiler sowie die Reaktionen der Lieferanten.

---

[102] Europäische Kommission (2005).

[103] Von den untersuchten Ländern weist Italien nach Spanien das zweithöchste Preisniveau auf, vgl. Abbildung 9.

3.5.1 Verhalten der Kunden

Wechselquote bei Grosskunden

Das Verhalten der Kunden im geöffneten Erdgasmarkt kann anhand der Wechselquoten zwischen den Erdgaslieferanten abgelesen werden. Häufig werden hohe Wechselquoten mit einem gut funktionierendem Markt und starkem Wettbewerb gleichgesetzt. Jährliche Wechselquoten sollen Aufschluss über die Dynamik des Marktes geben und wurden systematisch in allen EU-Ländern erstmals für das Jahr 2002 erhoben.[104]

Hohe Wechselquoten sind jedoch keine notwendige Bedingung, um Wettbewerb nachzuweisen. Ändern die Lieferanten aufgrund von (potentiellem) Wettbewerb ihr Verhalten, indem sie das Preis-Leistungs-Verhältnis verbessern, gibt es für die meisten Kunden keinen Anlass, einen neuen Anbieter zu wählen. Wettbewerb kann also auch bei niedrigen Wechselquoten funktionieren. Neben den jährlichen Wechselquoten werden inzwischen die kumulierten Wechselquoten seit der Marktöffnung erhoben.

Tabelle 14: Wechselquoten bei Grosskunden
Quellen. Europäische Kommission (2004), S. 9, Europäische Kommission (2005), S. 6.

Land	2002	2003	seit Marktöffnung
AT	6%	9%	9%
DE	5%	k.A.	7%
DK	17%	3%	30%
ES	38%	22,0%	>50%
FR	20%	5%	25%
IT	10%	k.A.	30%
NL	15%	k.A.	30%
UK	16%	19%	>50%

Die niedrigsten Wechselquoten von Grosskunden (unter 10%) gibt es in Deutschland und Österreich (vgl. Tabelle 14). Im UK und Spanien liegen die Wechselquoten mit über 50% am höchsten. In den übrigen untersuchten Ländern liegen die Wechselquoten um 30%. Bei der Entwicklung der jährlichen Wechselquoten gab es in Frankreich, Dänemark und auch Spanien einen Rückgang von 2002 auf 2003. Im UK, wo die Liberalisierung mit dem Gas Act bereits 1986 begann, sind die jährlichen Wechselquoten für 2002 und 2003 etwa gleich hoch.

Wechselquote bei kleinen gewerblichen und Haushaltskunden

Durch die schrittweise Marktöffnung konnten Haushaltskunden in den meisten Ländern erst zu einem späteren Zeitpunkt als die Grosskunden ihren Lieferanten frei wählen (Dänemark ab 2004) oder sind noch gar nicht in die Marktöffnung einbezogen (Frankreich erst ab 2008). Die Wechselquoten bei den kleinen gewerblichen und den Haushaltskunden sind in den meisten untersuchten Ländern sehr niedrig (vgl. Tabelle 15). Nur im UK (47%) und Italien (35%) haben seit der Marktöffnung auch zahlreiche Konsumenten mit niedrigem Verbrauch den Lieferanten gewechselt. In Deutschland gab es bis 2003 noch keine nennenswerten Wettbewerbsangebote für Kleinverbraucher, so dass für die meisten auch

[104] Für 1998 bis 2001 gibt es Schätzungen für alle EU-Länder.

kein Lieferantenwechsel möglich war. Begründet wird dies vorwiegend mit bisher fehlenden Lastprofilen und fehlenden Abwicklungsregelungen für Massengeschäfte (z.B. Datenaustausch).[105] Im UK, das über eine langjährige Öffnung für Kleinverbraucher verfügt und die Gaslieferanten inzwischen alle eigentumsrechtlich vom Netzbetrieb getrennt sind, haben bisher knapp die Hälfte aller Kleinverbraucher ihren Lieferanten gewechselt. Diese Wechselbereitschaft der Kunden lässt sich in UK auch in anderen Konsumbereichen beobachten.

Tabelle 15: Wechselquoten bei kleinen und gewerblichen sowie Haushaltskunden
Quellen. Europäische Kommission (2004), S. 9, Europäische Kommission (2005), S.6.

Land	2002	2003	seit Marktöffnung
AT	0%	0.5%	0.5%
DE	<2%	0.0%	<2%
DK[1)]	-	-	3% (2004)
ES[1)]	-	5%	5%
FR[1)]	-	-	-
IT	0%	35%	35%
NL[1)]	-	k.A.	2%
UK	19%	13%	47%

[1)] In DK, ES, FR und NL war nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum ein Wechsel möglich.

Die relativ hohe Wechselquote in Italien steht im Einklang mit der Konsolidierung bei den Lieferanten in Italien, deren Anzahl von 750 (2002) auf 530 (2003) gesunken ist und der Unzufriedenheit der Kunden mit den Preisen (vgl. Tabelle 13).[106]

3.5.2 Verhalten der Anbieter

Produktivitätssteigerungen im Sektor

Angaben zu Produktivitätssteigerungen in der leitungsgebundenen Energie liegen für den Zeitraum 1990-1995 (ausser für das UK vor der Liberalisierung) und den Zeitraum 1995-2001 (enthält Teile der Liberalisierungsphase) als Arbeitsproduktivitäten[107] vor (vgl. Tabelle 16). Im UK begann die Liberalisierung bereits während des früheren Beobachtungszeitraums. Die Produktivitätssteigerungen fallen, ausser in Österreich, im Zeitraum 1995-2001 grösser aus als im Zeitraum 1990-1995. Besonders ausgeprägt sind die Produktivitätssteigerungen im UK, das zwischen 1995-2001 einen Zuwachs der Arbeitsproduktivität von ca. 10% aufweist. Am geringsten fallen die Produktivitätssteigerungen innerhalb dieses Zeitraums in Frankreich, Italien und Österreich aus.

105 Vgl. BMWA (2003), S. 41.

106 Seit 2004 ist der grösste Teil der Lieferanten in Italien unabhängig von einem Netzbetreiber. Vgl. Tabelle 5.

107 Als Arbeitsproduktivität wird die produzierte Menge pro Arbeitsstunde bezeichnet.

Tabelle 16: Jährliches Arbeitsproduktivitätswachstum bei der Bereitstellung von Elektrizität, Erdgas und Wasser in %
Quellen: Europäische Kommission (2005), S. 7, O'Mahony, M. und van Ark, B. (2003) Tabelle IIIb.

Land	1990-95	1995-2001
AT	3.5%	3.5%
DE	3.5%	6.2%
DK	5.4%	k.A.
ES	1.7%	5.5%
FR	2.2%	3.6%
IT	3.2%	3.6%
NL	1.9%	4.5%
UK	5.2%	10.4%

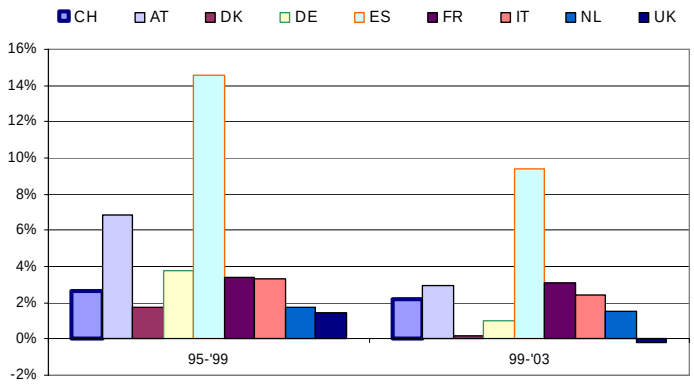
Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Entwicklung der Arbeitsproduktivität nur einer Teilbetrachtung entspricht. Aussagekräftiger wäre die Entwicklung der Gesamtfaktorproduktivität (total factor productivity, TFP). Zur TFP liegen jedoch keine Angaben vor. Sie ist typischerweise niedriger, da im betrachteten Zeitraum die Kapitalintensität der Produktion erhöht wurde.

Entwicklung der Investitionen

Da keine aktuellen Zeitreihen zur Entwicklung der Investitionen in der Gasversorgung vorliegen, wird stattdessen als Approximation die Entwicklung der Netzlängen betrachtet. Dabei werden die durchschnittlichen Wachstumsraten während der beiden Perioden 1995-1999 und 1999-2003 zu Grunde gelegt (vgl.Abbildung 13).

Die Verteilnetze in Spanien sind seit 1995 im Ländervergleich besonders schnell gewachsen. Ausgehend von einem niedrigen Erschliessungsniveau werden zunehmend Kunden an die Gasversorgung angebunden. In den übrigen Ländern ist der Netzausbau eher zurückhaltend, da die lukrativen Versorgungsgebiete zum grössten Teil Mitte der 1990er Jahre oder früher erschlossen waren.

Abbildung 13: Entwicklung der Netzlängen im Verteilnetz
Quelle: Eurogas (2004).



Reaktion der Versorger und Lieferanten

Durchleitungsfälle

Eine formelle Marktöffnung ist nicht gleichbedeutend mit zunehmendem Netzzugang neuer Anbieter, wie sich am Beispiel Deutschland erläutern lässt (vgl. Tabelle 17): Dort haben die Durchleitungsfälle seit der Marktöffnung jährlich zugenommen. Hauptsächlich handelt es sich bei den Durchleitungsfällen um unterjährige Transporte, mit welchen Arbitrage zwischen den Erdgaspreisen langfristiger Verträge und den Spotmarktpreisen für Erdgas auf einigen Handelsplätzen betrieben wird. An diesen Transaktionen waren auch etablierte Unternehmen beteiligt. Für die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel können längerfristige Verträge eine Rolle spielen. Da (potentielle) Lieferanten oft die Netze mehrerer Transportgesellschaften nutzen müssen, kann aus der Zahl der ein- und mehrjährigen Transporte kein Rückschluss auf das Lieferantenwechselpotential gezogen werden.[108]

Tabelle 17. Transportverträge in Deutschland
(Neu abgeschlossene Verträge bei den fünf Importeuren)
Quelle: BMWA (2003), S. 40.

	Gesamtzahl	Laufzeit <1 Jahr	Laufzeit = 1 Jahr	Laufzeit > 1 Jahr	Feste Transporte	Unterbrechbare Transporte
1.10.2000-30.09.2001	60	31	25	4	51	9
1.10.2002-30.09.2003	117	93	18	6	71	46

Reaktion der Versorger

Versorgungsunternehmen, die neben dem Netzbetrieb selbst Erdgas liefern, stehen im Zuge einer Marktöffnung vermehrt im Wettbewerb, da neben Substitutionsbrennstoffen auch andere Gaslieferer zu Konkurrenten im Detailhandel werden können. Mit der Marktöffnung sind daher Restrukturierungen insbesondere im Handelsgeschäft zu erwarten.

Seit der Erdgasmarktliberalisierung wurden in Deutschland vor allem bei den Ferngasgesellschaften und Regionalversorgern Restrukturierungsmassnahmen durchgeführt. In einer Studie des Instituts für Marktorientierte Unternehmensführung der Universität Mannheim, bei der marktstufenübergreifend Geschäftsführer und Vertriebsleiter deutscher Gasversorgungsunternehmen befragt wurden, gaben 74% an, in den letzten drei Jahren Restrukturierungsmassnahmen im Gasvertrieb durchgeführt zu haben. Die Einschätzung zur Wettbewerbsintensität durch die GVUs ist bei den Ferngasgesellschaften höher als bei den Regionalversorgern oder den Stadtwerken.[109]

Entwicklung der Lieferanten

Im UK, in dem der Markt seit 1998 geöffnet ist, sind inzwischen alle 112 Lieferanten unabhängig, d.h. getrennt vom Netzbetrieb (vgl. Tabelle 18). Mit der Restrukturierung von 123 auf 112 unabhängige Gaslieferanten hat sich der Marktanteil der grössten drei (C3) stark erhöht.

[108] Vgl. BMWA (2003), S. 41.

[109] Vgl. Beutin et al. (2004).

Tabelle 18: Entwicklung der Lieferanten
Quellen: Europäische Kommission (2003) S. 27, Europäische Kommission (2004), S. 33 Europäische Kommission (2005), Anhang S. 35.

	Zahl der lizenzierten Lieferanten (inkl. unabhängige Lieferanten)			Zahl der vom GVU unabhängigen Lieferanten		Anteil C3[110]	
Land	2002	2003	2004	2003	2004	2003	2004
AT	25	29	29	3	6	90%	90%
DE	740	770	760	12	k.A.	<15%	10%
DK	4	8	8	4	4	93%	65%
ES	30	36	21	28	6	83%	80%
FR	26	8	11	5	10	88%	91%
IT	750	530	410	0	338	k.A.	63%
NL	20	24	27	0	7	75%	87% (nur Haushalte)
UK	93	125	112	123	112	59%	82%

Mit der formellen Marktöffnung 2003 hat sich in Dänemark die Zahl der Lieferanten von 4 auf 8 verdoppelt, wobei vier Lieferanten unabhängig von einem Versorgungsunternehmen sind. Der Marktanteil der grössten drei Lieferanten ging dabei deutlich zurück. In Österreich und in den Niederlanden ist die Zahl der Lieferanten seit der vollständigen Marktöffnung 2002 bzw. 2003 geringfügig angestiegen. In Deutschland schwankt die Zahl der Lieferanten unwesentlich. Es konnten sich kaum neue Anbieter etablieren. Europäische Unternehmen konnten nur vereinzelt Kunden gewinnen, was vor allem mit dem schwierigen Zugang zum Beschaffungsmarkt, d.h. zu den (Import)-Erdgasquellen und mit dem Netzzugangssystem begründet werden kann. US-amerikanische Unternehmen, die 2000 in den Markt eingetreten sind, haben ihn 2002 wieder verlassen, was weniger auf die Marktvoraussetzungen in Deutschland als auf Probleme mit den Mutterfirmen zurückzuführen war.[111]

Eine starke Konsolidierung verzeichnet Italien, wo sich die Zahl der Lieferanten von 2002 bis 2004 fast halbiert hat. Von den verbliebenen Lieferanten ist der grösste Teil unabhängig von einem Versorgungsunternehmen. In Frankreich, in dem 2004 ein Marktöffnungsschritt auf 70% formelle Marktöffnung stattgefunden hat, hat sich die Anzahl der Lieferanten zwar mehr als halbiert, jedoch sind die verbliebene Anbieter bis auf einen unabhängig vom Versorger, wobei die Marktdominanz von GDF weiter besteht.

Auch im wachsenden spanischen Markt hat eine Konsolidierung stattgefunden. Nach der vollständigen formellen Marktöffnung 2003 stieg dort die Zahl der Lieferanten 2003 von 30 auf 36 (davon 28 unabhängig von einem Versorgungsunternehmen) leicht an und ging 2004 auf 21 zurück. Unter diesen verbliebenen Unternehmen sind nur noch sechs unabhängige Lieferanten.

110 Anteil der drei grössten Lieferanten (geöffneter und nicht-geöffneter Bereich).

111 Vgl. BMWA (2003), S. 37.

4. Beurteilung einer Gasmarktöffnung aus Sicht der Verbraucher und der Anbieter in der Schweiz

Bei der Evaluation des Bedarfs einer Gasmarktöffnung in der Schweiz aus Sicht der Kunden und der Erdgasbranche wurde in zwei Schritten vorgegangen. Der erste Schritt betrachtet den Bedarf einer Gasmarktöffnung aus der Sicht der Nachfrager bzw. der Erdgaskunden. Der zweite Schritt betrachtet den Bedarf einer Gasmarktöffnung aus der Sicht der Anbieter von Erdgas, d.h. aus der Sicht der schweizerischen Erdgasindustrie.

Die Einschätzungen bezüglich einer Marktöffnung wurden durch eine repräsentative Telefonumfrage bei Verbrauchern und durch Expertengespräche mit ausgewählten Grosskunden und der Branche ermittelt.

Die Umfrage wurde zwischen dem 23. Mai und dem 4. Juni 2005 in der deutsch- und französischsprachigen Schweiz durch das Forschungsinstitut gfs.bern durchgeführt und war repräsentativ für die beiden Sprachregionen Deutschschweiz und Romandie (ohne Tessin), das Geschlecht und das Alter. Befragt wurden ausschliesslich Haushalte und Unternehmen, die Erdgas als Heiz- und/oder Prozessenergie verwenden. Einerseits wurden dabei über eine klassische Befragung die Einschätzungen zu den verschiedenen Aspekten des Erdgaskonsums ermittelt. Andererseits wurden spezielle Marktexperimente durchgeführt, die es erlauben, die Zahlungsbereitschaft der Kunden für ausgewählte Aspekte im Zusammenhang einer Gasmarktöffnung zu berechnen. Analog dieser zwei unterschiedlichen Untersuchungsansätze enthielt der Fragebogen neben allgemeinen Fragen zur Struktur des Haushalts bzw. des Unternehmens zwei Teile: Im ersten Teil wurden Fragen zum Umgang mit Erdgas und zur Einstellung gegenüber einer möglichen Marktöffnung gestellt. Im Vordergrund standen insbesondere Fragen nach der Zufriedenheit mit dem bisherigen Lieferanten, nach der Beurteilung der freien Lieferantenwahl und der Erwartung an die Preisentwicklung. Im zweiten Teil, der das Marktexperiment beinhaltete, mussten sich die Befragten insgesamt acht Mal zwischen ihrem heutigen Liefervertrag und einem alternativen Liefervertrag entscheiden. Mit statistischen Methoden lassen sich aus den Entscheidungen (Vertragswahl) der Teilnehmer die Zahlungsbereitschaften für die Versorgungssicherheit und einen Lieferantenwechsel berechnen.[112] Daraus lassen sich wiederum Aussagen zum Bedarf einer Gasmarktöffnung herleiten.

Die Ergebnisse der Umfrage wurden anschliessend durch die Expertengespräche überprüft.

Die Sicht der schweizerischen Erdgasindustrie bezüglich einer Marktöffnung wurde ebenfalls mittels Expertengesprächen mit ausgewählten Branchenvertretern erfasst. Die Expertengespräche dienten insbesondere zur Vertiefung verschiedener Themen wie Beschaffenheit des Versorgungsgebiets, Beschaffung, Versorgungssicherheit sowie Optimierung und der Struktur der schweizerischen Erdgasindustrie.

[112] Für eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Methode vgl. Kapitel 6 Anhang 1.

4.1 Beurteilung der Marktöffnung aus Verbrauchersicht

4.1.1 Beurteilung durch die Haushalte

Umfrageergebnisse Haushalte

Allgemeine Auswertung

5306 Haushalte wurden für die Umfrage vom Befragungsinstitut kontaktiert, daraus resultierten 506 gültige Interviews. Dies entspricht einer Trefferquote von 9.5%. Aufgrund der geforderten Repräsentativität der Sichtprobe waren von den 506 befragten Haushalten 40% Mieter und 60% Eigentümer. Von diesen 60% sind etwas mehr als die Hälfte Hauseigentümer und der Rest Eigentümer von Wohnungen. Das Durchschnittsalter der Befragten liegt sowohl bei den Mietern als auch bei den Eigentümern zwischen 51 und 54 Jahren. Die Anzahl Zimmer variiert dagegen zwischen den drei Gruppen beträchtlich. Die durchschnittliche Anzahl Zimmer beträgt bei den Mietern 3.9, bei den Eigentumswohnungen 4.8 und bei den Hausbesitzern 6.2. Bezüglich durchschnittlicher Anzahl Personen pro Haushalt liegen Mieter (durchschnittlich 2.3 Personen) leicht unter den Wohnungseigentümern (durchschnittlich 2.7 Personen) und Hausbesitzern (durchschnittlich 2.9 Personen).

Von den befragten Haushalten verwenden 32% Ergas nur zum Heizen. 46% nutzen Erdgas neben dem Heizen zur Warmwasseraufbereitung. 11% zum Kochen, 11% sowohl zum Kochen als auch zur Warmwasseraufbereitung.

Zwischen Mietern und Eigentümern gibt es leichte Unterschiede bei der Verwendung von Erdgas (Vgl. dazu Tabelle 19). Der Anteil der Haushalte, die Erdgas lediglich zu Heizzwecken verwenden, ist bei den Mietern und den Eigentümern mit 34% bzw. 30% in etwa gleich hoch. Unterschiede gibt es bei der Verwendung von Erdgas für die Warmwasseraufbereitung. Hier liegt der Anteil mit 52% bei den Eigentümern deutlich höher als bei den Mietern mit einem Anteil von 37%. Der Anteil der Haushalte, die Erdgas zusätzlich neben dem Heizen zum Kochen verwenden ist bei den Mietern mit 15% höher als bei den Eigentümern mit 9%. Ähnlich sieht es bei der Verwendung von Erdgas sowohl zum Kochen als auch für die Warmwasseraufbereitung aus. Hier beträgt der Anteil bei den Mietern 14% und bei den Eigentümern 9%. Die Unterschiede zwischen Wohnungs- und Hauseigentümern bei der Verwendung von Erdgas sind gering.

Tabelle 19[113]: Verwendung von Erdgas, Haushalte

	Total	**Mieter**	**Eigentümer**	Eigentumswohnungen	Hauseigentümer
nur Heizen	**32%**	34%	30%	33%	28%
Heizen und Warmwasser	**46%**	37%	52%	52%	52%
Heizen und Kochen	**11%**	15%	9%	10%	8%
Heizen, Kochen und Warmwasser	**11%**	14%	9%	6%	12%

Verteilung der jährlichen Ausgaben für Erdgas

Den Haushalten wurden für die Beantwortung der Frage zu den jährlichen Ausgaben für Erdgas vier Antwortkategorien vorgegeben (vgl. Tabelle 20). 43% der Befragten konnten keine Angabe zu ihren jährlichen Ausgaben für Erdgas machen. Diejenigen, die eine Angabe machen konnten verteilen sich

[113] Infolge von Rundungsdifferenzen summieren sich die Prozentangaben in den Tabellen von Kapitel 4 nicht immer auf 100%.

folgendermassen auf die verschiedenen Kategorien: In der untersten Kategorie betragen die jährlichen Ausgaben unter 400 Franken; in dieser Kategorie liegen 7% der befragten Haushalte. 15% der Haushalte gaben an, jährliche Ausgaben für Erdgas zwischen 400 und 800 Franken zu haben. In der Kategorie der jährlichen Ausgaben zwischen 800 und 1200 Franken befinden sich 53% der befragten Haushalte. In der Kategorie mit den höchsten jährlichen Ausgaben über 1200 Franken befinden sich 25%.[114]

Vergleicht man die Mittelwerte der jährlichen Ausgaben, so liegen die Mieter mit 864 Franken unter den Wohnungseigentümern (984 Franken). und den Hauseigentümern (1120 Franken).[115] Bezogen auf die Anzahl Zimmer ergibt sich das umgekehrte Bild. Aufgrund der kleineren Zimmeranzahl haben die Mieter mit 229 Franken die höchsten Ausgaben. Die Werte für Wohnungs- und Hauseigentümer liegen mit 215 bzw. 198 Franken pro Zimmer deutlich niedriger.[116]

Tabelle 20: Jährliche Ausgaben für Erdgas, Haushalte

Verteilung der jährlichen Ausgaben	Total	Mieter	Eigentümer	Eigentums-wohnungen	Hauseigen-tümer
unter 400 CHF	**7%**	15%	1%	3%	0%
400 - 800 CHF	**15%**	16%	15%	20%	12%
800 - 1200 CHF	**53%**	57%	50%	55%	46%
über 1200 CHF	**25%**	12%	34%	22%	42%
Mittelwerte					
Ausgaben in CHF	**984**	864	1'063	984	1'120
Ausgaben pro Zimmer in CHF	**215**	229	205	215	198
Ausgaben in % des Einkommens	**1.59%**	1.54%	1.62%	1.49%	1.71%

Zufriedenheit mit den Lieferanten und Einschätzung der Versorgungsqualität

Die Zufriedenheit mit dem Erdgaslieferanten bei den befragten Haushalten ist insgesamt hoch (vgl. Tabelle 21). So gaben 66% der befragten Haushalte an, sie seien mit ihrem Lieferanten sehr zufrieden. 23% der befragten Haushalte sind eher zufrieden. Nur 3% der befragten Haushalte sind eher unzufrieden.

---

114 Um bei den Marktexperimenten die absoluten Einsparungen zu verwenden, wurden die fehlenden Angaben aufgrund der Mittelwerte pro Anzahl Zimmer der vorhandenen Daten zu den jährlichen Ausgaben ergänzt. Damit erhält man für jeden der befragten Haushalte einen Wert für die jährlichen Ausgaben

115 Die Unterschiede zwischen den Mittelwerten von Mietern, Eigentümern von Wohnungen und Hauseigentümer sind statistisch signifikant (auf dem 5%-Niveau).

116 Ein Mittelwerttest zeigt, dass die Unterschiede zwischen Mietern und Hauseigentümern sowie die Unterschiede zwischen Eigentümern von Wohnungen und Hauseigentümern auf dem 5%-Niveau statistisch signifikant sind.

Tabelle 21: Zufriedenheit mit den bisherigen Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung, Haushalte

Zufriedenheit mit Lieferant	Gesamte Schweiz	Deutsch-schweiz	Französische Schweiz
sehr zufrieden mit bisherigem Lieferanten	**66%**	64%	70%
eher zufrieden mit bisherigem Lieferanten	**23%**	24%	21%
eher unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	**3%**	2%	4%
sehr unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	**0%**	0%	0%
weiss nicht	**8%**	9%	4%
Einschätzung der Qualität der schw. Erdgasversorgung			
sehr gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**37%**	38%	33%
gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**51%**	52%	47%
eher gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**3%**	2%	6%
eher schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**1%**	1%	0%
schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**0%**	0%	0%
sehr schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**0%**	0%	0%
keine Antwort	**8%**	6%	13%

Auch die Qualität der schweizerischern Erdgasversorgung wird durch 88% der Haushalte als gut bis sehr gut beurteilt (vgl. Tabelle 21). Nur 1% der befragten Haushalte empfindet die Qualität als eher schlecht. Die positiven Urteile über Lieferant und Qualität gelten gleichermassen für beide Sprachregionen und werden auch durch die Marktexperimente bestätigt (siehe dazu den Abschnitt 2.1.2).

Marktöffnung

Über die Hälfte der Befragten würden es begrüssen, wenn sie ihren Lieferanten frei wählen könnten (vgl. Tabelle 22). 23% stehen dieser Möglichkeit eher skeptisch gegenüber. 20% der befragten Haushalte konnten kein Urteil zur freien Lieferantenwahl abgeben.[117]

Tabelle 22: Beurteilung freie Lieferantenwahl, Haushalte

freie Lieferantenwahl sehr begrüssen	30%
freie Lieferantenwahl eher begrüssen	26%
freie Lieferantenwahl weniger begrüssen	12%
freie Lieferantenwahl nicht begrüssen	11%
weiss nicht	20%
keine Antwort	1%

Die zweite Frage betraf die Einschätzung, ob nach einer Marktöffnung eher sinkende, steigende oder gleich bleibende Preise erwartet werden (vgl. Tabelle 23). Eine ähnliche Frage wurde auch in Bezug auf die Entwicklung der Versorgungsqualität gestellt, wobei ermittelt wurde, ob die Haushalte eher mit einer besseren, einer schlechterer oder einer gleich bleibenden Versorgungsqualität nach einer Marktöffnung rechnen.

49% der befragten Haushalte erwarten tiefere Preise gegenüber dem Status quo und nur 12% rechnen mit höheren Preisen. Ein Fünftel der Befragten wusste nicht, was sie von einer Marktöffnung bezüglich der Preise erwarten sollen oder gaben keine Antwort zu diesem Thema. Während die befragten Haushalte generell eher von einer Preissenkung im Zuge einer Marktöffnung ausgehen, erwartet der Grossteil der befragten Haushalte (57%) keine Veränderung der Versorgungsqualität. Immerhin

[117] Bezüglich der Beurteilung der freien Lieferantenwahl konnten keine statistisch signifikanten Unterschiede zwischen Mietern und Eigentümern gemessen werden.

rechnen 10% mit einer Verbesserung und 14% mit einer Verschlechterung der Versorgungsqualität im Zuge einer Marktöffnung. Auch bei dieser Frage konnte rund ein Fünftel keine Einschätzung abgeben.[118]

Tabelle 23: Einschätzung der Entwicklung nach einer Marktöffnung, Haushalte

Preise		**Versorgungsqualität**	
sinkende Preise	49%	**bessere Versorgungsqualität**	10%
steigende Preise	12%	**schlechtere Versorgungsqualität**	14%
gleich bleibende Preise	19%	**gleich bleibende Versorgungsqualität**	57%
weiss nicht	18%	**weiss nicht**	19%
keine Antwort	1%	**keine Antwort**	0%

Die Entwicklung der Preise im Zuge einer Marktöffnung wird in der deutschen und in der französischen Schweiz unterschiedlich eingeschätzt. Während die befragten Haushalte in der deutschen Schweiz mehrheitlich von sinkenden Preisen ausgehen, glaubt die Mehrheit der befragten Haushalte in der französischen Schweiz eher an steigende Preise. Bei der Beurteilung der Entwicklung der Versorgungsqualität sind sich die deutsche und die französische Schweiz einig.

Investitionen (nur Eigentümer)

30% der befragten Eigentümer (n=303) gaben an, die Heizung sei schon beim Kauf im Objekt vorhanden gewesen und sie deshalb über Investitionen in Anlagen zur Verwendung von Erdgas nicht entschieden haben. Von denjenigen, die einen aktiven Entscheid gefällt haben, gaben die meisten an, Erdgas aufgrund der Umweltfreundlichkeit zu verwenden bzw. die Investitionen getätigt zu haben (vgl. Tabelle 24). Ein weiterer wichtiger Entscheidungsgrund zu Gunsten von Erdgas ist der geringere Raumbedarf bei Verwendung von Erdgas, da kein Tank benötigt wird. Die Investitionskosten und die Preise der Energie hingegen wurden von weniger Eigentümern als wichtig erachtet. Eine untergeordnete Rolle beim Investitionsentscheid spielen praktische Überlegungen und bereits vorhandene Infrastruktur.

Tabelle 24: Gründe für Entscheid zu Gunsten von Erdgas, Haushalte (Mehrfachnennungen)

	Nennungen gesamt	**1. Nennung**	**2. Nennung**	**3. Nennung**
Umweltfreundlichkeit	105	105		
Kein Tank (Raumbedarf)	80	38	25	12
Preis der Energie	32	12	13	7
Investitionskosten	28	13		
weiss nicht	2			

84% der befragten Haushalte würden oder werden sich in Zukunft wieder für Erdgas als Heizenergie entscheiden. Lediglich 7% würden oder werden sich in Zukunft gegen Erdgas entscheiden.

Als Grund für eine Entscheidung gegen Gas wurden die Sicherheit, die Umwelt, Anschluss und Installation, der Preis und anderes genannt. Zudem wurden die Haushalte gefragt, ob eine Marktöffnung auf die Investitionsentscheidung einen Einfluss hat. Dabei zeigt sich, dass für 15% eine zukünftige Marktöffnung bei ihrer Investitionsentscheidung eine Rolle spielt (vgl. Tabelle 25).

[118] Es gibt bei dieser Frage keine statistisch signifikanten Unterschiede in der Beurteilung zwischen Mietern und Eigentümern.

Tabelle 25: Einfluss der Marktöffnung auf zukünftigen Investitionsentscheid, Haushalte

Ja, zukünftige Marktöffnung hat einen Einfluss	**15%**
Nein, zukünftige Marktöffnung hat keinen Einfluss	**71%**
weiss nicht	**15%**

Von diesen 15% wird sich die Mehrheit (87%) gemäss Umfrage in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden. Als Gründe für den Einfluss einer Marktöffnung auf die Investitionsentscheidung wurden verschieden Faktoren genannt. Darunter beispielsweise die Entwicklung der Preise, der Service, mögliche alternative Anbieter bzw. erhöhte Konkurrenz oder eine höhere Abdeckung. Dass die Entwicklung der Preise am häufigsten genannt wurde, steht im Einklang mit der Erwartung sinkender Preise im Zuge einer Marktöffnung.

Marktexperimente

Entscheidungsrelevante Attribute

Im Folgenden werden die Resultate aus den Marktexperimenten für die Haushalte präsentiert. Dabei wurden zwei mögliche Änderungen im Vergleich zum bisherigen Erdgasliefervertrag untersucht: eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit und ein Wechsel des Anbieters bzw. des Lieferanten von Erdgas.

Bei der Versorgungsqualität lag die Variation darin, dass den Befragten eine Verschlechterung derselbigen in Form von Tagen ohne Erdgaslieferung in einem alternativen Liefervertrag angeboten wird. Um die Bedeutung dieser Einschränkung zu betonen wurde gesagt, dass ein solcher Lieferunterbruch an kalten Tagen stattfinden wird. Die Verschlechterung der Versorgungsqualität kann im vorliegenden Marktexperiment zwei Ausprägungen annehmen: (1) alle fünf Jahre müssen die Haushalte damit rechnen, an einem kalten Tag kein Erdgas zu haben, oder (2) alle fünf Jahre müssen die Haushalte damit rechnen, an drei kalten Tagen kein Erdgas zu haben. Der Status quo geht davon aus, dass es keine Unterbrüche bei der Erdgaslieferung gibt. Dies kann auch mit den Resultaten der Umfrage bestätigt werden, in welcher 7% der befragten Haushalte angeben, dass ihre Lieferung schon mal unterbrochen wurde. Die Hälfte dieser Unterbrüche war zudem angekündigt. Es handelt sich bei den Ausfalltagen also um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Liefervertrag.

Die zweite Änderung des Liefervertrags betrifft den Lieferanten bzw. den Anbieter von Erdgas. Hier liegt die Variation darin, dass die befragten Haushalte (1) beim bisherigen Anbieter verbleiben oder (2) zu einem neuen (anderen) Anbieter wechseln. Aufgrund der Auswertung zur Zufriedenheit mit dem bisherigen Anbieter und der Unsicherheit bei einem Wechsel des Anbieters handelt es sich auch hierbei eher um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag. Dies muss allerdings nicht zwingend der Fall sein.

Da es sich bei den beiden oben beschriebenen Änderungen im (hypothetischen) Liefervertrag um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag handelt, wurden diese mit einer Reduktion der bisherigen jährlichen Ausgaben für Erdgas kombiniert. Die Reduktionen betrug jeweils 10% bzw. 25% der jährlichen Ausgaben. Um die Zahlungsbereitschaften in absoluten Geldbeträgen zu berechnen, wurden die relativen Preisreduktionen anschliessend mit den individuellen Angaben zu den jährlichen Ausgaben multipliziert.

Für das Marktexperiment werden alle Attribute (Preis, Ausfalltage, Anbieter) einzeln variiert, so dass es für jede Kombination von Ausprägungen einen Vertrag gibt. Damit erhält man ein volles Experimentsdesign. Jeder befragte Haushalt musste sich somit acht Mal zwischen dem bisherigen und einem alternativen Vertrag entscheiden.

In die Schätzgleichung wird zusätzlich zur Preisreduktion, zu den Ausfalltagen und zum Anbieter eine Kostante aufgenommen. Diese misst den allgemeinen Einfluss für oder gegen eine Änderung der bisherigen Situation. In anderen Worten: die Konstante misst, mit wie viel Franken die Haushalte durchschnittlich entschädigt werden müssen, damit sie bereit sind, ihren bisherigen Vertrag (unabhängig von den Attributen) zu ändern. Im Rahmen dieser Studie wird die Konstante daher als Wechselbereitschaft zu Gunsten eines neuen Vertrags bezeichnet.

Die befragten Haushalte werden jeweils befragt, ob sie den neuen Vertrag wählen oder beim Status quo bleiben. Die Zustimmung zu den neuen Verträgen beträgt zwischen 33% und 62%. Die grösste Zustimmung fand der Vertrag mit einer Preisreduktion von 25%, einem Ausfalltag alle fünf Jahre und einem Wechsel zu einem neuen Anbieter, am wenigsten Zustimmung fand der Vertrag mit einer Preisreduktion von 10%, 3 Ausfalltagen alle fünf Jahre und dem Verbleib beim bisherigen Anbieter. 22% der befragten Haushalte entscheiden sich immer für den alten Vertrag, d.h. bevorzugen in jedem Fall den Status quo. 15% der Haushalte entscheiden sich immer für den neuen Vertrag. Die Haushalte, die keinen der neuen Verträge wählen, bestimmen dabei den Wert der Konstanten, bzw. im vorliegenden Marktexperiment die Wechselbereitschaft.

Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und bisherigen Lieferant

Im vorliegenden Marktexperiment wird geschätzt, welchen Einfluss die drei oben beschriebenen Attribute Preis, Ausfalltage und Lieferant auf die Vertragswahl ausüben. Die Schätzung des Modells erfolgt mit einem Random-Effects-Probit-Modell. In einem ersten Schritt wird dabei der Einfluss der einzelnen Attribute auf die Entscheidung gemessen. In einem zweiten Schritt wird mittels der Schätzresultate die marginale Zahlungsbereitschaft bzw. die Höhe der erforderlichen Reduktion der jährlichen Ausgaben für eine Veränderung der Attribute Ausfalltage und Anbieter sowie der Konstante bestimmt. Da die Zahlungsbereitschaft bzw. Kompensationsforderung in Geldeinheiten ausgedrückt wird, wird diese immer relativ zur Preisreduktion berechnet. Wie oben beschrieben, wurde dazu die Preisreduktion mit den individuellen jährlichen Ausgaben für Erdgas multipliziert. Das Resultat dieser Berechnungen ist ein Geldbetrag für das jeweilige Attribut und die Konstante. Ist dieser negativ so verlangen die Haushalte eine Reduktion der jährlichen Ausgaben, damit sie dieses Attribut in einem neuen Vertrag akzeptieren würden. Man kann diesen (negativen) Betrag auch als Nutzenverlust bezeichnen, den die Haushalte aufgrund der Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag erleiden.

Die Zahlungsbereitschaft für die Ausfalltage gibt beispielsweise an, um wie viel die jährlichen Ausgaben für Erdgas sinken müssen, damit die Haushalte einen zusätzlichen Ausfalltag alle fünf Jahre akzeptieren.

Zur vereinfachten Interpretation der Resultate wird jeweils zusätzlich zu den Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute die Zahlungsbereitschaft (bzw. der Nutzenverlust) für die Summe aus Konstante und dem Attribut Ausfalltage (1) bzw. dem Attribut Anbieter (2) berechnet. Der Grund für diese Zusammenfassung liegt darin, dass es sich bei den vorliegenden Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute um marginale Zahlungsbereitschaften handelt. Soll ein Vertrag gewechselt werden, so muss immer zuerst die allgemeine Wechselbereitschaft (Konstante) überwunden werden, bevor eines der Attribute Ausfalltage oder Anbieter entscheidungsrelevant wird. Im ersten Fall (1) erhält man die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben für einen Vertrag beim bisherigen Anbieter mit einem zusätzlichen Ausfalltag. In anderen Worten gibt dieser Wert an, um welchen Betrag der bisherige Anbieter die bestehende Erdgasrechnung reduzieren muss, damit der Kunde den neuen Vertrag mit der Verschlechterung der Versorgungsqualität akzeptiert. Im zweiten Fall (2) erhält man die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben für einen Vertrag mit den gleichen Konditionen (gleiche Versorgungsqualität) wie bisher bei einem neuen Anbieter. In anderen Worten gibt dieser Betrag an, um wie

viel ein neuer Anbieter die Erdgasrechnung reduzieren muss, damit der Kunde bei gleichen Vertragsbedingungen den Anbieter wechselt.

Für die gesamte Stichprobe muss der bisherige Anbieter den Kunden einen durchschnittliche 311 Franken günstigeren Vertrag anbieten, damit die Haushalte den zusätzlichen Ausfalltag akzeptieren. Andernfalls werden sich die Haushalte für den Status quo entscheiden. Ein neuer Anbieter muss einen um 181 Franken günstigeren Vertrag anbieten, damit sich ein Haushalt für einen Anbieterwechsel bei gleich bleibenden Vertragsverhältnissen (gleiche Versorgungssicherheit) entscheidet.

Betrachtet man die marginalen Zahlungsbereitschaften (siehe im Anhang) bzw. Nutzenverluste der einzelnen Attribute, so resultiert der grösste Nutzenverlust für die Haushalte durch eine Veränderung des Status quo (Konstante). Die Haushalte verlangen für eine Veränderung des Status quo eine Reduktion der Ausgaben um 283 Franken. Eine weitere Veränderung – sei es nun ein zusätzlicher Ausfalltag oder einen Anbieterwechsel – muss dann mit der jeweiligen Zahlungsbereitschaft des Attributs zusätzlich erkauft werden. Das Attribut Ausfalltag weist dabei das erwartete negative Vorzeichen auf und beträgt für die gesamte Stichprobe -28 Franken, d.h. die Haushalte erleiden durch jeden zusätzlichen Ausfalltag einen Nutzenverlust von 28 Franken. In diesem relativ kleinen Nutzenverlust spiegelt sich vermutlich auch die Tatsache, dass die Haushalte die bisherige Versorgungsqualität als gut bis sehr gut beurteilen und wenig Erfahrung mit Ausfalltagen haben. Entgegen den Erwartungen ist die Zahlungsbereitschaft für einen Wechsel des Anbieters mit 101 Franken positiv. Dies heisst, dass die Haushalte für den Wechsel zu einem neuen Anbieter bereit sind eine Erhöhung ihrer jährlichen Ausgaben zu erleiden. Dies immer unter der Voraussetzung, dass die Schwelle für eine Veränderung des Status quo von 283 Franken überwunden wurde. Aus der Summe der Zahlungsbereitschaften für die Konstante und den Anbieter resultiert die geforderte Reduktion von 181 Franken für einen Wechsel zu einem neuen Anbieter bei gleichen Vertragsbedingungen wie bisher. Dieses Resultat ist eher erstaunlich, ist doch der grösste Teil der Haushalte mit dem bisherigen Lieferanten zufrieden. Eine mögliche Interpretation ist, dass die Haushalte lieber zu einem neuen Anbieter wechseln als beim alten Anbieter mit einem neuen Vertrag zu verbleiben.

Tabelle 26: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in Franken pro Jahr, Haushalte

Nachfragecharakteristika	Anzahl Haushalte	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Alle	458	-311.3**	-181.2**
Wohnsituation			
Mieter	178	-354.5**	-116.8
Eigentümer	280	-282.7**	-201.7**
Region			
Deutschschweiz	313	-302.2**	-126.7**
Westschweiz	145	-308.1**	-266.3**
Telefonfestnetzanbieter			
Swisscom	329	-338.3**	-193.6**
Nicht-Swisscom	113	-61.9**	-13.8**

**: statistisch signifikant auf dem 5%-Niveau

Unterschiede in den Resultaten nach Nachfragecharakteristika

Unterscheidet man die Zahlungsbereitschaften zwischen Mietern und Eigentümern, erhält man bei den Mietern für eine Änderung des Vertrags mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter eine erforderlich Reduktion der jährlichen Ausgaben um 355 Franken gegenüber 283 Franken bei den Eigentümern. Die Eigentümer müssen also mit 70 Franken weniger kompensiert werden, damit sie einem Vertragswechsel zustimmen. Gerade umgekehrt sieht das Resultat bei einem Wechsel zu einem neuen Anbieter zu den bisherigen Bedingungen aus. Hier müssen die Mieter um 117 Franken bei den jährlichen Ausgaben kompensiert werden, damit sie einem Anbieterwechsel zu bisherigen Bedingungen bereit sind, während die Eigentümer eine Kompensation von 202 Franken für einen Wechsel verlangen.

Unterscheidet man bei der Berechnung der Zahlungsbereitschaften nach Sprachregionen, so ergeben sich für deutsche und französische Schweiz unterschiedliche Resultate. Die Haushalte in der Deutschschweiz müssen im Durchschnitt mit einer Reduktion der jährlichen Ausgaben um 302 Franken kompensiert werden, damit sie einem Vertrag mit einer Verschlechterung der Versorgungsqualität beim bisherigen Anbieter zustimmen. Dieser Betrag ist bei den Haushalten in der französischen Schweiz mit 308 Franken in etwa gleich hoch. Der grosse Unterschied besteht bei der Akzeptanz eines neuen Anbieters. Während die Haushalte in der Deutschschweiz bei einer Reduktion der jährlichen Ausgaben um 127 Franken einen Vertrag zu bisherigen Bedingungen bei einem neuen Anbieter akzeptieren, müssen die Haushalte in der französischen Schweiz mit 266 Franken um mehr als das doppelt kompensiert werden, damit sie einen Wechsel zu einem neuen Anbieter akzeptieren. Diese Resultate bestätigen die Tendenz früherer Marktexperimente zu anderen Themen, dass die Haushalte in der französischen Schweiz zurückhaltender gegenüber einem Wechsel des bisherigen Vertrags und Anbieters sind.[119]

Die wohl grössten Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften resultieren, wenn man die Stichprobe nach Telefonfestnetzanbieter aufteilt. Die Wahl des Festnetzanbieters kann generell als Indikator für die Wechselbereitschaft von Haushalten herangezogen werden. Nicht-Swisscom-Kunden weisen dabei annahmegemäss eine höhere Wechselbereitschaft auf als Kunden, die über die Swisscom (Festnetz) telefonieren. Im vorliegenden Marktexperiment wird diese Aussage bestätigt. Festnetzkunden, die über Swisscom telefonieren, verlangen für einen Vertragswechsel beim bisherigen Anbieter mit einem zusätzlichen Ausfalltag eine Reduktion ihrer jährlichen Ausgaben um durchschnittlich 338 Franken, während Nicht-Swisscom-Kunden mit 62 Franken nur eine relativ geringe Kompensation für einen solchen Vertragswechsel verlangen. Für einen Wechsel des Anbieters zu den bisherigen Bedingungen verlangen Nicht-Swisscom-Kunden lediglich eine Reduktion ihrer jährlichen Ausgaben um 14 Franken, während Swisscom-Kunden eine Reduktion von 194 Franken für einen solchen Wechsel verlangen. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die marginalen Zahlungsbereitschaften bei Nicht-Swisscom-Kunden weder für die Konstante noch für das Attribut Anbieter statistisch signifikant sind. Mit anderen Worten Nicht-Swisscom-Kunden sind indifferent sowohl bezüglich eines Vertragswechsels als auch bezüglich des Anbieters. Dagegen ist der Nutzenverlust durch einen zusätzlichen Ausfalltag entscheidungsrelevant und mit 51 Franken fällt die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben gegenüber den Swisscom-Kunden mit 19 Franken knapp dreimal so hoch aus.

Wie aus Tabelle 27 ersichtlich, verlangen die Haushalte im Allgemeinen eine Reduktion der jährlichen Ausgaben um 32%, damit sie einen Vertrag mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbie-

[119] Vgl. Telser et al. (2004).

ter akzeptieren. Für einen Anbieterwechsel zu den gleichen Bedingungen wie bisher ist eine Reduktion von 18% der jährlichen Ausgaben erforderlich.

Tabelle 27: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in % der jährlichen Ausgaben, Haushalte

	Mittelwert jährliche Ausgaben in CHF	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Haushalte	984	32%	18%

4.1.1 Beurteilung durch die Haushalte

Umfrageergebnisse Haushalte

Allgemeine Auswertung

5306 Haushalte wurden für die Umfrage vom Befragungsinstitut kontaktiert, daraus resultierten 506 gültige Interviews. Dies entspricht einer Trefferquote von 9.5%. Aufgrund der geforderten Repräsentativität der Sichtprobe waren von den 506 befragten Haushalten 40% Mieter und 60% Eigentümer. Von diesen 60% sind etwas mehr als die Hälfte Hauseigentümer und der Rest Eigentümer von Wohnungen. Das Durchschnittsalter der Befragten liegt sowohl bei den Mietern als auch bei den Eigentümern zwischen 51 und 54 Jahren. Die Anzahl Zimmer variiert dagegen zwischen den drei Gruppen beträchtlich. Die durchschnittliche Anzahl Zimmer beträgt bei den Mietern 3.9, bei den Eigentumswohnungen 4.8 und bei den Hausbesitzern 6.2. Bezüglich durchschnittlicher Anzahl Personen pro Haushalt liegen Mieter (durchschnittlich 2.3 Personen) leicht unter den Wohnungseigentümern (durchschnittlich 2.7 Personen) und Hausbesitzern (durchschnittlich 2.9 Personen).

Von den befragten Haushalten verwenden 32% Ergas nur zum Heizen. 46% nutzen Erdgas neben dem Heizen zur Warmwasseraufbereitung. 11% zum Kochen, 11% sowohl zum Kochen als auch zur Warmwasseraufbereitung.

Zwischen Mietern und Eigentümern gibt es leichte Unterschiede bei der Verwendung von Erdgas (Vgl. dazu Tabelle 19). Der Anteil der Haushalte, die Erdgas lediglich zu Heizzwecken verwenden, ist bei den Mietern und den Eigentümern mit 34% bzw. 30% in etwa gleich hoch. Unterschiede gibt es bei der Verwendung von Erdgas für die Warmwasseraufbereitung. Hier liegt der Anteil mit 52% bei den Eigentümern deutlich höher als bei den Mietern mit einem Anteil von 37%. Der Anteil der Haushalte, die Erdgas zusätzlich neben dem Heizen zum Kochen verwenden ist bei den Mietern mit 15% höher als bei den Eigentümern mit 9%. Ähnlich sieht es bei der Verwendung von Erdgas sowohl zum Kochen als auch für die Warmwasseraufbereitung aus. Hier beträgt der Anteil bei den Mietern 14% und bei den Eigentümern 9%. Die Unterschiede zwischen Wohnungs- und Hauseigentümern bei der Verwendung von Erdgas sind gering.

Tabelle 28[120]: Verwendung von Erdgas, Haushalte

	Total	Mieter	Eigentümer	Eigentumswohnungen	Hauseigentümer
nur Heizen	**32%**	34%	30%	33%	28%
Heizen und Warmwasser	**46%**	37%	52%	52%	52%
Heizen und Kochen	**11%**	15%	9%	10%	8%
Heizen, Kochen und Warmwasser	**11%**	14%	9%	6%	12%

[120] Infolge von Rundungsdifferenzen summieren sich die Prozentangaben in den Tabellen von Kapitel 4 nicht immer auf 100%.

Verteilung der jährlichen Ausgaben für Erdgas

Den Haushalten wurden für die Beantwortung der Frage zu den jährlichen Ausgaben für Erdgas vier Antwortkategorien vorgegeben (vgl. Tabelle 20). 43% der Befragten konnten keine Angabe zu ihren jährlichen Ausgaben für Erdgas machen. Diejenigen, die eine Angabe machen konnten verteilen sich folgendermassen auf die verschiedenen Kategorien: In der untersten Kategorie betragen die jährlichen Ausgaben unter 400 Franken; in dieser Kategorie liegen 7% der befragten Haushalte. 15% der Haushalte gaben an, jährliche Ausgaben für Erdgas zwischen 400 und 800 Franken zu haben. In der Kategorie der jährlichen Ausgaben zwischen 800 und 1200 Franken befinden sich 53% der befragten Haushalte. In der Kategorie mit den höchsten jährlichen Ausgaben über 1200 Franken befinden sich 25%.[121]

Vergleicht man die Mittelwerte der jährlichen Ausgaben, so liegen die Mieter mit 864 Franken unter den Wohnungseigentümern (984 Franken). und den Hauseigentümern (1120 Franken).[122] Bezogen auf die Anzahl Zimmer ergibt sich das umgekehrte Bild. Aufgrund der kleineren Zimmeranzahl haben die Mieter mit 229 Franken die höchsten Ausgaben. Die Werte für Wohnungs- und Hauseigentümer liegen mit 215 bzw. 198 Franken pro Zimmer deutlich niedriger.[123]

Tabelle 29: Jährliche Ausgaben für Erdgas, Haushalte

Verteilung der jährlichen Ausgaben	Total	Mieter	Eigentümer	Eigentums-wohnungen	Hauseigen-tümer
unter 400 CHF	**7%**	15%	1%	3%	0%
400 - 800 CHF	**15%**	16%	15%	20%	12%
800 - 1200 CHF	**53%**	57%	50%	55%	46%
über 1200 CHF	**25%**	12%	34%	22%	42%
Mittelwerte					
Ausgaben in CHF	**984**	864	1'063	984	1'120
Ausgaben pro Zimmer in CHF	**215**	229	205	215	198
Ausgaben in % des Einkommens	**1.59%**	1.54%	1.62%	1.49%	1.71%

Zufriedenheit mit den Lieferanten und Einschätzung der Versorgungsqualität

Die Zufriedenheit mit dem Erdgaslieferanten bei den befragten Haushalten ist insgesamt hoch (vgl. Tabelle 21). So gaben 66% der befragten Haushalte an, sie seien mit ihrem Lieferanten sehr zufrieden. 23% der befragten Haushalte sind eher zufrieden. Nur 3% der befragten Haushalte sind eher unzufrieden.

121 Um bei den Marktexperimenten die absoluten Einsparungen zu verwenden, wurden die fehlenden Angaben aufgrund der Mittelwerte pro Anzahl Zimmer der vorhandenen Daten zu den jährlichen Ausgaben ergänzt. Damit erhält man für jeden der befragten Haushalte einen Wert für die jährlichen Ausgaben

122 Die Unterschiede zwischen den Mittelwerten von Mietern, Eigentümern von Wohnungen und Hauseigentümer sind statistisch signifikant (auf dem 5%-Niveau).

123 Ein Mittelwerttest zeigt, dass die Unterschiede zwischen Mietern und Hauseigentümern sowie die Unterschiede zwischen Eigentümern von Wohnungen und Hauseigentümern auf dem 5%-Niveau statistisch signifikant sind.

Tabelle 30: Zufriedenheit mit den bisherigen Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung, Haushalte

Zufriedenheit mit Lieferant	Gesamte Schweiz	Deutsch-schweiz	Französische Schweiz
sehr zufrieden mit bisherigem Lieferanten	**66%**	64%	70%
eher zufrieden mit bisherigem Lieferanten	**23%**	24%	21%
eher unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	**3%**	2%	4%
sehr unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	**0%**	0%	0%
weiss nicht	**8%**	9%	4%
Einschätzung der Qualität der schw. Erdgasversorgung			
sehr gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**37%**	38%	33%
gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**51%**	52%	47%
eher gute Qualität der schw. Erdgasversorgung	**3%**	2%	6%
eher schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**1%**	1%	0%
schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**0%**	0%	0%
sehr schlechte Qualität der schw. Erdgasversorgung	**0%**	0%	0%
keine Antwort	**8%**	6%	13%

Auch die Qualität der schweizerischern Erdgasversorgung wird durch 88% der Haushalte als gut bis sehr gut beurteilt (vgl. Tabelle 21). Nur 1% der befragten Haushalte empfindet die Qualität als eher schlecht. Die positiven Urteile über Lieferant und Qualität gelten gleichermassen für beide Sprachregionen und werden auch durch die Marktexperimente bestätigt (siehe dazu den Abschnitt 2.1.2).

Marktöffnung

Über die Hälfte der Befragten würden es begrüssen, wenn sie ihren Lieferanten frei wählen könnten (vgl. Tabelle 22). 23% stehen dieser Möglichkeit eher skeptisch gegenüber. 20% der befragten Haushalte konnten kein Urteil zur freien Lieferantenwahl abgeben.[124]

Tabelle 31: Beurteilung freie Lieferantenwahl, Haushalte

freie Lieferantenwahl sehr begrüssen	30%
freie Lieferantenwahl eher begrüssen	26%
freie Lieferantenwahl weniger begrüssen	12%
freie Lieferantenwahl nicht begrüssen	11%
weiss nicht	20%
keine Antwort	1%

Die zweite Frage betraf die Einschätzung, ob nach einer Marktöffnung eher sinkende, steigende oder gleich bleibende Preise erwartet werden (vgl. Tabelle 23). Eine ähnliche Frage wurde auch in Bezug auf die Entwicklung der Versorgungsqualität gestellt, wobei ermittelt wurde, ob die Haushalte eher mit einer besseren, einer schlechterer oder einer gleich bleibenden Versorgungsqualität nach einer Marktöffnung rechnen.

49% der befragten Haushalte erwarten tiefere Preise gegenüber dem Status quo und nur 12% rechnen mit höheren Preisen. Ein Fünftel der Befragten wusste nicht, was sie von einer Marktöffnung bezüglich der Preise erwarten sollen oder gaben keine Antwort zu diesem Thema. Während die befrag-

[124] Bezüglich der Beurteilung der freien Lieferantenwahl konnten keine statistisch signifikanten Unterschiede zwischen Mietern und Eigentümern gemessen werden.

ten Haushalte generell eher von einer Preissenkung im Zuge einer Marktöffnung ausgehen, erwartet der Grossteil der befragten Haushalte (57%) keine Veränderung der Versorgungsqualität. Immerhin rechnen 10% mit einer Verbesserung und 14% mit einer Verschlechterung der Versorgungsqualität im Zuge einer Marktöffnung. Auch bei dieser Frage konnte rund ein Fünftel keine Einschätzung abgeben.[125]

Tabelle 32: Einschätzung der Entwicklung nach einer Marktöffnung, Haushalte

Preise		**Versorgungsqualität**	
sinkende Preise	49%	**bessere Versorgungsqualität**	10%
steigende Preise	12%	**schlechtere Versorgungsqualität**	14%
gleich bleibende Preise	19%	**gleich bleibende Versorgungsqualität**	57%
weiss nicht	18%	**weiss nicht**	19%
keine Antwort	1%	**keine Antwort**	0%

Die Entwicklung der Preise im Zuge einer Marktöffnung wird in der deutschen und in der französischen Schweiz unterschiedlich eingeschätzt. Während die befragten Haushalte in der deutschen Schweiz mehrheitlich von sinkenden Preisen ausgehen, glaubt die Mehrheit der befragten Haushalte in der französischen Schweiz eher an steigende Preise. Bei der Beurteilung der Entwicklung der Versorgungsqualität sind sich die deutsche und die französische Schweiz einig.

Investitionen (nur Eigentümer)

30% der befragten Eigentümer (n=303) gaben an, die Heizung sei schon beim Kauf im Objekt vorhanden gewesen und sie deshalb über Investitionen in Anlagen zur Verwendung von Erdgas nicht entschieden haben. Von denjenigen, die einen aktiven Entscheid gefällt haben, gaben die meisten an, Erdgas aufgrund der Umweltfreundlichkeit zu verwenden bzw. die Investitionen getätigt zu haben (vgl. Tabelle 24). Ein weiterer wichtiger Entscheidungsgrund zu Gunsten von Erdgas ist der geringere Raumbedarf bei Verwendung von Erdgas, da kein Tank benötigt wird. Die Investitionskosten und die Preise der Energie hingegen wurden von weniger Eigentümern als wichtig erachtet. Eine untergeordnete Rolle beim Investitionsentscheid spielen praktische Überlegungen und bereits vorhandene Infrastruktur.

Tabelle 33: Gründe für Entscheid zu Gunsten von Erdgas, Haushalte (Mehrfachnennungen)

	Nennungen gesamt	**1. Nennung**	**2. Nennung**	**3. Nennung**
Umweltfreundlichkeit	105	105		
Kein Tank (Raumbedarf)	80	38	25	12
Preis der Energie	32	12	13	7
Investitionskosten	28	13		
weiss nicht	2			

84% der befragten Haushalte würden oder werden sich in Zukunft wieder für Erdgas als Heizenergie entscheiden. Lediglich 7% würden oder werden sich in Zukunft gegen Erdgas entscheiden.

Als Grund für eine Entscheidung gegen Gas wurden die Sicherheit, die Umwelt, Anschluss und Installation, der Preis und anderes genannt. Zudem wurden die Haushalte gefragt, ob eine Marktöffnung auf die Investitionsentscheidung einen Einfluss hat. Dabei zeigt sich, dass für 15% eine zukünftige Marktöffnung bei ihrer Investitionsentscheidung eine Rolle spielt (vgl. Tabelle 25).

[125] Es gibt bei dieser Frage keine statistisch signifikanten Unterschiede in der Beurteilung zwischen Mietern und Eigentümern.

Tabelle 34: Einfluss der Marktöffnung auf zukünftigen Investitionsentscheid, Haushalte

Ja, zukünftige Marktöffnung hat einen Einfluss	**15%**
Nein, zukünftige Marktöffnung hat keinen Einfluss	**71%**
weiss nicht	**15%**

Von diesen 15% wird sich die Mehrheit (87%) gemäss Umfrage in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden. Als Gründe für den Einfluss einer Marktöffnung auf die Investitionsentscheidung wurden verschieden Faktoren genannt. Darunter beispielsweise die Entwicklung der Preise, der Service, mögliche alternative Anbieter bzw. erhöhte Konkurrenz oder eine höhere Abdeckung. Dass die Entwicklung der Preise am häufigsten genannt wurde, steht im Einklang mit der Erwartung sinkender Preise im Zuge einer Marktöffnung.

Marktexperimente

Entscheidungsrelevante Attribute

Im Folgenden werden die Resultate aus den Marktexperimenten für die Haushalte präsentiert. Dabei wurden zwei mögliche Änderungen im Vergleich zum bisherigen Erdgasliefervertrag untersucht: eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit und ein Wechsel des Anbieters bzw. des Lieferanten von Erdgas.

Bei der Versorgungsqualität lag die Variation darin, dass den Befragten eine Verschlechterung derselbigen in Form von Tagen ohne Erdgaslieferung in einem alternativen Liefervertrag angeboten wird. Um die Bedeutung dieser Einschränkung zu betonen wurde gesagt, dass ein solcher Lieferunterbruch an kalten Tagen stattfinden wird. Die Verschlechterung der Versorgungsqualität kann im vorliegenden Marktexperiment zwei Ausprägungen annehmen: (1) alle fünf Jahre müssen die Haushalte damit rechnen, an **einem** kalten Tag kein Erdgas zu haben, oder (2) alle fünf Jahre müssen die Haushalte damit rechnen, an **drei** kalten Tagen kein Erdgas zu haben. Der Status quo geht davon aus, dass es keine Unterbrüche bei der Erdgaslieferung gibt. Dies kann auch mit den Resultaten der Umfrage bestätigt werden, in welcher 7% der befragten Haushalte angeben, dass ihre Lieferung schon mal unterbrochen wurde. Die Hälfte dieser Unterbrüche war zudem angekündigt. Es handelt sich bei den Ausfalltagen also um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Liefervertrag.

Die zweite Änderung des Liefervertrags betrifft den Lieferanten bzw. den Anbieter von Erdgas. Hier liegt die Variation darin, dass die befragten Haushalte (1) beim bisherigen Anbieter verbleiben oder (2) zu einem neuen (anderen) Anbieter wechseln. Aufgrund der Auswertung zur Zufriedenheit mit dem bisherigen Anbieter und der Unsicherheit bei einem Wechsel des Anbieters handelt es sich auch hierbei eher um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag. Dies muss allerdings nicht zwingend der Fall sein.

Da es sich bei den beiden oben beschriebenen Änderungen im (hypothetischen) Liefervertrag um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag handelt, wurden diese mit einer Reduktion der bisherigen jährlichen Ausgaben für Erdgas kombiniert. Die Reduktionen betrug jeweils 10% bzw. 25% der jährlichen Ausgaben. Um die Zahlungsbereitschaften in absoluten Geldbeträgen zu berechnen, wurden die relativen Preisreduktionen anschliessend mit den individuellen Angaben zu den jährlichen Ausgaben multipliziert.

Für das Marktexperiment werden alle Attribute (Preis, Ausfalltage, Anbieter) einzeln variiert, so dass es für jede Kombination von Ausprägungen einen Vertrag gibt. Damit erhält man ein volles Experi-

mentsdesign. Jeder befragte Haushalt musste sich somit acht Mal zwischen dem bisherigen und einem alternativen Vertrag entscheiden.

In die Schätzgleichung wird zusätzlich zur Preisreduktion, zu den Ausfalltagen und zum Anbieter eine Kostante aufgenommen. Diese misst den allgemeinen Einfluss für oder gegen eine Änderung der bisherigen Situation. In anderen Worten: die Konstante misst, mit wie viel Franken die Haushalte durchschnittlich entschädigt werden müssen, damit sie bereit sind, ihren bisherigen Vertrag (unabhängig von den Attributen) zu ändern. Im Rahmen dieser Studie wird die Konstante daher als Wechselbereitschaft zu Gunsten eines neuen Vertrags bezeichnet.

Die befragten Haushalte werden jeweils befragt, ob sie den neuen Vertrag wählen oder beim Status quo bleiben. Die Zustimmung zu den neuen Verträgen beträgt zwischen 33% und 62%. Die grösste Zustimmung fand der Vertrag mit einer Preisreduktion von 25%, einem Ausfalltag alle 5 Jahre und einem Wechsel zu einem neuen Anbieter, am wenigsten Zustimmung fand der Vertrag mit einer Preisreduktion von 10%, 3 Ausfalltagen alle fünf Jahre und dem Verbleib beim bisherigen Anbieter. 22% der befragten Haushalte entscheiden sich immer für den alten Vertrag, d.h. bevorzugen in jedem Fall den Status quo. 15% der Haushalte entscheiden sich immer für den neuen Vertrag. Die Haushalte, die keinen der neuen Verträge wählen, bestimmen dabei den Wert der Konstanten, bzw. im vorliegenden Marktexperiment die Wechselbereitschaft.

Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und bisherigen Lieferant

Im vorliegenden Marktexperiment wird geschätzt, welchen Einfluss die drei oben beschriebenen Attribute Preis, Ausfalltage und Lieferant auf die Vertragswahl ausüben. Die Schätzung des Modells erfolgt mit einem Random-Effects-Probit-Modell. In einem ersten Schritt wird dabei der Einfluss der einzelnen Attribute auf die Entscheidung gemessen. In einem zweiten Schritt wird mittels der Schätzresultate die marginale Zahlungsbereitschaft bzw. die Höhe der erforderlichen Reduktion der jährlichen Ausgaben für eine Veränderung der Attribute Ausfalltage und Anbieter sowie der Konstante bestimmt. Da die Zahlungsbereitschaft bzw. Kompensationsforderung in Geldeinheiten ausgedrückt wird, wird diese immer relativ zur Preisreduktion berechnet. Wie oben beschrieben, wurde dazu die Preisreduktion mit den individuellen jährlichen Ausgaben für Erdgas multipliziert. Das Resultat dieser Berechnungen ist ein Geldbetrag für das jeweilige Attribut und die Konstante. Ist dieser negativ so verlangen die Haushalte eine Reduktion der jährlichen Ausgaben, damit sie dieses Attribut in einem neuen Vertrag akzeptieren würden. Man kann diesen (negativen) Betrag auch als Nutzenverlust bezeichnen, den die Haushalte aufgrund der Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag erleiden.

Die Zahlungsbereitschaft für die Ausfalltage gibt beispielsweise an, um wie viel die jährlichen Ausgaben für Erdgas sinken müssen, damit die Haushalte einen zusätzlichen Ausfalltag alle fünf Jahre akzeptieren.

Zur vereinfachten Interpretation der Resultate wird jeweils zusätzlich zu den Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute die Zahlungsbereitschaft (bzw. der Nutzenverlust) für die Summe aus Konstante und dem Attribut Ausfalltage (1) bzw. dem Attribut Anbieter (2) berechnet. Der Grund für diese Zusammenfassung liegt darin, dass es sich bei den vorliegenden Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute um marginale Zahlungsbereitschaften handelt. Soll ein Vertrag gewechselt werden, so muss immer zuerst die allgemeine Wechselbereitschaft (Konstante) überwunden werden, bevor eines der Attribute Ausfalltage oder Anbieter entscheidungsrelevant wird. Im ersten Fall (1) erhält man die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben für einen Vertrag beim bisherigen Anbieter mit einem zusätzlichen Ausfalltag. In anderen Worten gibt dieser Wert an, um welchen Betrag der bisherige Anbieter die bestehende Erdgasrechnung reduzieren muss, damit der Kunde den neuen Vertrag mit der Verschlechterung der Versorgungsqualität akzeptiert. Im zweiten Fall (2) erhält man die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben für einen Vertrag mit den gleichen Konditionen (gleiche Versor-

gungsqualität) wie bisher bei einem neuen Anbieter. In anderen Worten gibt dieser Betrag an, um wie viel ein neuer Anbieter die Erdgasrechnung reduzieren muss, damit der Kunde bei gleichen Vertragsbedingungen den Anbieter wechselt.

Für die gesamte Stichprobe muss der bisherige Anbieter den Kunden einen durchschnittliche 311 Franken günstigeren Vertrag anbieten, damit die Haushalte den zusätzlichen Ausfalltag akzeptieren. Andernfalls werden sich die Haushalte für den Status quo entscheiden. Ein neuer Anbieter muss einen um 181 Franken günstigeren Vertrag anbieten, damit sich ein Haushalt für einen Anbieterwechsel bei gleich bleibenden Vertragsverhältnissen (gleiche Versorgungssicherheit) entscheidet.

Betrachtet man die marginalen Zahlungsbereitschaften (siehe Tabelle 54 im Anhang) bzw. Nutzenverluste der einzelnen Attribute, so resultiert der grösste Nutzenverlust für die Haushalte durch eine Veränderung des Status quo (Konstante). Die Haushalte verlangen für eine Veränderung des Status quo eine Reduktion der Ausgaben um 283 Franken. Eine weitere Veränderung – sei es nun ein zusätzlicher Ausfalltag oder einen Anbieterwechsel – muss dann mit der jeweiligen Zahlungsbereitschaft des Attributs zusätzlich erkauft werden. Das Attribut Ausfalltag weist dabei das erwartete negative Vorzeichen auf und beträgt für die gesamte Stichprobe -28 Franken, d.h. die Haushalte erleiden durch jeden zusätzlichen Ausfalltag einen Nutzenverlust von 28 Franken. In diesem relativ kleinen Nutzenverlust spiegelt sich vermutlich auch die Tatsache, dass die Haushalte die bisherige Versorgungsqualität als gut bis sehr gut beurteilen und wenig Erfahrung mit Ausfalltagen haben. Entgegen den Erwartungen ist die Zahlungsbereitschaft für einen Wechsel des Anbieters mit 101 Franken positiv. Dies heisst, dass die Haushalte für den Wechsel zu einem neuen Anbieter bereit sind eine Erhöhung ihrer jährlichen Ausgaben zu erleiden. Dies immer unter der Voraussetzung, dass die Schwelle für eine Veränderung des Status quo von 283 Franken überwunden wurde. Aus der Summe der Zahlungsbereitschaften für die Konstante und den Anbieter resultiert die geforderte Reduktion von 181 Franken für einen Wechsel zu einem neuen Anbieter bei gleichen Vertragsbedingungen wie bisher. Dieses Resultat ist eher erstaunlich, ist doch der grösste Teil der Haushalte mit dem bisherigen Lieferanten zufrieden. Eine mögliche Interpretation ist, dass die Haushalte lieber zu einem neuen Anbieter wechseln als beim alten Anbieter mit einem neuen Vertrag zu verbleiben.

Tabelle 35: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in Franken pro Jahr, Haushalte

Nachfragecharakteristika	Anzahl Haushalte	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Alle	458	-311.3**	-181.2**
Wohnsituation			
Mieter	178	-354.5**	-116.8
Eigentümer	280	-282.7**	-201.7**
Region			
Deutschschweiz	313	-302.2**	-126.7**
Westschweiz	145	-308.1**	-266.3**
Telefonfestnetzanbieter			
Swisscom	329	-338.3**	-193.6**
Nicht-Swisscom	113	-61.9**	-13.8**

**: statistisch signifikant auf dem 5%-Niveau

Unterschiede in den Resultaten nach Nachfragecharakteristika

Unterscheidet man die Zahlungsbereitschaften zwischen Mietern und Eigentümern, erhält man bei den Mietern für eine Änderung des Vertrags mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter eine erforderlich Reduktion der jährlichen Ausgaben um 355 Franken gegenüber 283 Franken bei den Eigentümern. Die Eigentümer müssen also mit 70 Franken weniger kompensiert werden, damit sie einem Vertragswechsel zustimmen. Gerade umgekehrt sieht das Resultat bei einem Wechsel zu einem neuen Anbieter zu den bisherigen Bedingungen aus. Hier müssen die Mieter um 117 Franken bei den jährlichen Ausgaben kompensiert werden, damit sie einem Anbieterwechsel zu bisherigen Bedingungen bereit sind, während die Eigentümer eine Kompensation von 202 Franken für einen Wechsel verlangen.

Unterscheidet man bei der Berechnung der Zahlungsbereitschaften nach Sprachregionen, so ergeben sich für deutsche und französische Schweiz unterschiedliche Resultate. Die Haushalte in der Deutschschweiz müssen im Durchschnitt mit einer Reduktion der jährlichen Ausgaben um 302 Franken kompensiert werden, damit sie einem Vertrag mit einer Verschlechterung der Versorgungsqualität beim bisherigen Anbieter zustimmen. Dieser Betrag ist bei den Haushalten in der französischen Schweiz mit 308 Franken in etwa gleich hoch. Der grosse Unterschied besteht bei der Akzeptanz eines neuen Anbieters. Während die Haushalte in der Deutschschweiz bei einer Reduktion der jährlichen Ausgaben um 127 Franken einen Vertrag zu bisherigen Bedingungen bei einem neuen Anbieter akzeptieren, müssen die Haushalte in der französischen Schweiz mit 266 Franken um mehr als das doppelt kompensiert werden, damit sie einen Wechsel zu einem neuen Anbieter akzeptieren. Diese Resultate bestätigen die Tendenz früherer Marktexperimente zu anderen Themen, dass die Haushalte in der französischen Schweiz zurückhaltender gegenüber einem Wechsel des bisherigen Vertrags und Anbieters sind.[126]

Die wohl grössten Unterschiede in den Zahlungsbereitschaften resultieren, wenn man die Stichprobe nach Telefonfestnetzanbieter aufteilt. Die Wahl des Festnetzanbieters kann generell als Indikator für die Wechselbereitschaft von Haushalten herangezogen werden. Nicht-Swisscom-Kunden weisen dabei annahmegemäss eine höhere Wechselbereitschaft auf als Kunden, die über die Swisscom (Festnetz) telefonieren. Im vorliegenden Marktexperiment wird diese Aussage bestätigt. Festnetzkunden, die über Swisscom telefonieren, verlangen für einen Vertragswechsel beim bisherigen Anbieter mit einem zusätzlichen Ausfalltag eine Reduktion ihrer jährlichen Ausgaben um durchschnittlich 338 Franken, während Nicht-Swisscom-Kunden mit 62 Franken nur eine relativ geringe Kompensation für einen solchen Vertragswechsel verlangen. Für einen Wechsel des Anbieters zu den bisherigen Bedingungen verlangen Nicht-Swisscom-Kunden lediglich eine Reduktion ihrer jährlichen Ausgaben um 14 Franken, während Swisscom-Kunden eine Reduktion von 194 Franken für einen solchen Wechsel verlangen. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die marginalen Zahlungsbereitschaften bei Nicht-Swisscom-Kunden weder für die Konstante noch für das Attribut Anbieter statistisch signifikant sind. Mit anderen Worten Nicht-Swisscom-Kunden sind indifferent sowohl bezüglich eines Vertragswechsels als auch bezüglich des Anbieters. Dagegen ist der Nutzenverlust durch einen zusätzlichen Ausfalltag entscheidungsrelevant und mit 51 Franken fällt die erforderliche Reduktion der jährlichen Ausgaben gegenüber den Swisscom-Kunden mit 19 Franken knapp dreimal so hoch aus.

Wie aus Tabelle 27 ersichtlich, verlangen die Haushalte im Allgemeinen eine Reduktion der jährlichen Ausgaben um 32%, damit sie einen Vertrag mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter akzeptieren. Für einen Anbieterwechsel zu den gleichen Bedingungen wie bisher ist eine Reduktion von 18% der jährlichen Ausgaben erforderlich.

---

126 Vgl. Telser et al. (2004).

Tabelle 36: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in % der jährlichen Ausgaben, Haushalte

	Mittelwert jährliche Ausgaben in CHF	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Haushalte	984	32%	18%

4.1.2 Beurteilung durch die Unternehmen

Umfrageergebnisse Unternehmen und Expertengespräche

Allgemeine Auswertung

Für die Telefonumfrage bei den Unternehmen wurden 2403 Adressen kontaktiert, daraus resultierten 178 gültige Ergebnisse, d.h. Unternehmen die nach eigener Aussage Erdgas als Heiz- oder Prozessenergie bzw. für beides nutzen. Dies entspricht einer Trefferquote von 7.4%. Befragt wurden Unternehmen verschiedener Grösse und aus unterschiedlichen Branchen. Tabelle 37 zeigt die Branchenverteilung und Tabelle 38 die Verteilung der Anzahl Mitarbeiter und des Umsatzes in der Stichprobe.

Tabelle 37: Übersicht über die befragten Branchen

Unterrichtswesen/Bildungswesen	4%
Land- und Forstwirtschaft	3%
Verarbeitendes Gewerbe/Binnenwirtschaft	6%
Exportwirtschaft	2%
Baugewerbe	17%
Handel-/Reparaturgewerbe	12%
Gastgewerbe	8%
Transport und Verkehr	2%
Banken und Versicherungen	1%
Immobilien, Vermietung	10%
Informatik/Kommunikation/Medien	4%
öffentl. Verwaltung	6%
Gesundheits-/Sozialwesen	2%
sonstige Dienstleistungen/Haushalte	22%
keine Antwort	1%

Tabelle 38: Übersicht über Anzahl Mitarbeiter und Umsatz

Anzahl Mitarbeiter		Umsatz	
weniger als 10 MA	57%	**unter 2.5 Mio. CHF**	45%
10-49 MA	25%	**2.5 -12.5 Mio. CHF**	17%
50-99 MA	5%	**12.5 - 25 Mio. CHF**	3%
100-500 MA	6%	**25 - 125 Mio. CHF**	5%
mehr als 500	4%	**über 125 Mio. CHF**	3%
weiss nicht	2%	**weiss nicht**	11%
		keine Antwort	16%

Zusätzlich zu den Umfragen am Telefon wurden Expertengespräche mit Grossverbrauchern durchgeführt.[127] Die befragten Grossverbraucher sind alle in der Exportwirtschaft tätig und der ausländischen Konkurrenz ausgesetzt.[128] Sie betreiben mehrere Produktionsstandorte in der Schweiz und werden an jedem Standort vom jeweiligen Versorger mit Erdgas beliefert.

Verwendung von Erdgas und jährliche Ausgaben und Verbrauch

Von den befragten Unternehmen verwendet der grösste Teil (73%) Erdgas ausschliesslich als Heizwärme. 11% der Unternehmen gaben an, Erdgas nur als Prozessenergie zu verwenden. 16% der befragten Unternehmen verwenden Erdgas sowohl als Prozess- als auch als Heizenergie. Ein Unterschied bei der Verwendung von Erdgas nach Unternehmensgrössen, gemessen an der Anzahl Mitarbeiter, kann im vorliegenden Datensatz nicht festgestellt werden.

Tabelle 39: Verwendung von Erdgas, Unternehmen

nur Prozessenergie	11%
nur Raumwärme	72%
beides	16%

Für die Erhebung der jährlichen Ausgaben für Erdgas wurden in der Telefonumfrage vier Antwortkategorien vorgegeben, die mit Hilfe der Preise und Verbrauchskategorien des Bundesamtes für Statistik (BFS) berechnet wurden. Gleiches gilt für die Erhebung der Daten zum jährlichen Verbrauch. Die Verteilung der jährlichen Ausgaben zeigt ein ausgeglichenes Bild. Je knapp ein Viertel der befragten Unternehmen weisen jährliche Ausgaben für Erdgas unter 2'000 Franken, zwischen 2'000 und 4'000 Franken sowie zwischen 4'000 und 8'000 Franken auf (vgl. Tabelle 40). Einzig in der höchsten Kategorie mit jährlichen Ausgaben über 8000 Franken liegt der Anteil mit 30% leicht höher. Die Expertengespräche haben gezeigt, dass Energiefragen gerade bei Grossverbrauchern zentral behandelt werden. So bezeichnet ein befragtes Unternehmen Energiefragen als derart wichtig, dass Entscheidungen betreffend Energie immer die Geschäftsleitung trifft. Bei den anderen Unternehmen sind Experten für die Beschaffung der Energie und energiepolitische Fragen zuständig. 42% der befragten Unternehmen in der Telefonumfrage gaben jedoch an, ihre jährlichen Ausgaben nicht zu kennen.[129] Die oben beschriebenen Werte zu den jährlichen Ausgaben wurden mit Hilfe der Anzahl Mitarbeiter und der Branche ergänzt.

---

127 Von den 10 bezüglich eines möglichen Interviews angefragten (vermuteten) Grossverbrauchern haben sich 3 zu einem Expertengespräch zur Verfügung gestellt, fünf haben auf die Anfrage ablehnend reagiert und von zweien kam keine Rückmeldung. Von den zwei angefragten Agenturen (Swissmem, Energieagentur) hat sich eine gemeldet, konnte aber keine Kontaktadressen angeben. Von den 10 angefragten Immobilienverwaltungen bzw. Generalunternehmen erhielten wir nur eine positive Rückmeldung.

128 Ein Unternehmen ist zusätzlich in den Branchen verarbeitendes Gewerbe, Binnenwirtschaft; Handel- und Reparaturgewerbe; Immobilien, Vermietung; Informatik und Kommunikation/Medien tätig.

129 Ihren jährlichen Verbrauch in m^3 kennen 75% der befragten Unternehmen nicht. Um die Experimente mit absoluten Zahlen durchzuführen, mussten die fehlenden Angaben zu den jährlichen Ausgaben ergänzt werden. Dazu wurden in einem ersten Schritt die Mediane nach Anzahl Mitarbeiter und Branche gebildet und in einem zweiten Schritt bei den Unternehmen mit der gleichen Anzahl Mitarbeiter in der gleichen Branche ergänzt. Wurden keine Angaben zur Branche gemacht, wurden die fehlenden Angaben aufgrund der Mitarbeiter ergänzt und vice versa.

Tabelle 40: Jährliche Ausgaben für Erdgas, Unternehmen

unter 2000 CHF	24%
2000-4000 CHF	23%
4000-8000 CHF	24%
über 8000 CHF	30%
Mittelwerte	
jährliche Ausgaben in CHF	5320
Energieintensität (jährliche Ausgaben in CHF/Anzahl Mitarbeiter)	450.2
Ausgaben in % des Umsatzes	0.21%

Mit Hilfe der ergänzten Angaben lässt sich die Energie- bzw. Erdgasintensität der befragten Unternehmen berechnen, indem man die jährlichen Ausgaben für Energie durch die Anzahl Mitarbeiter dividiert. Anhand der Ergänzungen wurde die Stichprobe in zwei Gruppen eingeteilt. Unternehmen mit jährlichen Ausgaben bis 340 Franken pro Mitarbeiter fallen in die Kategorie der Unternehmen mit einer tiefen Energieintensität (67% aller befragten Unternehmen). Eine hohe Energieintensität weisen Unternehmen auf, deren Verhältnis von jährlichen Ausgaben für Erdgas zu Mitarbeiter über 340 Franken liegt. 33% der befragten Unternehmen befinden sich in dieser Kategorie.

Abschaltbare Verträge und Lieferunterbrüche

Die Mehrheit der befragten Unternehmen bezieht Erdgas nicht über einen Vertrag mit unterbrechbarer Lieferung (vgl. Tabelle 41). Ein Fünftel wusste nicht, ob ihre Lieferung unterbrechbar ist. Der Anteil der unterbrechbaren Verträge bezieht sich auf die Anzahl der Unternehmen. Bezogen auf die bezogene Erdgasmenge ist der Anteil wesentlich höher, da vor allem grössere Verbraucher solche Verträge wählen.[130] Die Relevanz abschaltbarer Verträge für Grossverbraucher wurde auch in den Expertengesprächen bestätigt. Die Abschaltbarkeit bezieht sich immer nur auf einen Teil des Bezugs.

Tabelle 41: Vertrag mit abschaltbarer Lieferung

Ja	22%
Nein	57%
weiss nicht	21%

Zur Höhe der Einsparung aufgrund der abschaltbaren Verträge konnten nur wenige Unternehmen eine Angabe machen. Die Hälfte davon gab an, ihre Einsparung aufgrund des abschaltbaren Vertrags betrage mehr als 15% der jährlichen Ausgaben für Erdgas. Die andere Hälfte spart nach eigenen Angaben weniger als 5% bei ihren jährlichen Ausgaben aufgrund des abschaltbaren Vertrags. Die interviewten Grossverbraucher geben an, dass die Einsparung aufgrund der unterbrechbaren Lieferung zwischen 5% und 10% betragen sollte. Die Differenz zwischen abschaltbarer und nichtabschaltbarer Lieferung ist jedoch vor allem in den Nachbarländern in den letzten Jahren zurückgegangen. Als Ersatzenergie verwenden die betroffenen Unternehmen zum grössten Teil Erdöl, daneben kommen aber auch Holz und Strom zum Einsatz.

[130] Vgl. Abbildung 6.

Bei rund drei Viertel der Unternehmen mit unterbrechbaren Verträgen kommen solche Unterbrüche weniger als ein Mal im Jahr vor. Nur bei 10% bzw. 12% der Unternehmen kommen solche Unterbrüche ein oder mehrmals im Jahr vor.

Tabelle 42: Häufigkeit von Unterbrüchen im Rahmen abschaltbarer Verträge

weniger als einmal pro Jahr	78%
einmal jährlich	12%
mehr als einmal pro Jahr	10%

Basis: 50 Unternehmen

Generell kommt es in der Schweiz kaum zu Lieferunterbrüchen. Nur 2% aller befragten Unternehmen gaben an, dass es in der Vergangenheit einen Unterbruch der Erdgaslieferung gegeben hat. Bei der Hälfte davon handelt es sich um einen unangekündigten Unterbruch. Bei den Grossverbrauchern kam es in der Vergangenheit zu keinen unangekündigten Lieferunterbrüche.

Tabelle 43: Unterbrüche der Erdgaslieferung

nein	63%
ja	2%
weiss nicht	2%
keine Antwort	33%

Die relativ tiefe Zahl an abschaltbaren Verträgen liegt unter anderem darin begründet, dass nur ein geringer Teil der Erdgasbezüger die Möglichkeit hat, auf alternative Energieträger umzustellen. Die Expertengespräche zeigen zudem, dass auch Grossverbraucher nicht zwingend über abschaltbare Verträge verfügen. Bei den Grossverbrauchern ist teilweise die Verwendung der verschiedenen Energieträger durch die Produktionsprozesse technisch vorgeben. Substitute sind dabei gar nicht oder nur auf lange Sicht (Investitionszyklus) verfügbar. Aufgrund der langen Investitionszyklen (>50 Jahre) ist daher ein Umstellen auf einen anderen Energieträger nur langfristig möglich. Aus demselben Grund ist eine Verlagerung an einen anderen Standort mit tieferen Energiepreisen nicht möglich.

Zufriedenheit mit den Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasindustrie

Zwei Drittel der Unternehmen sind mit Ihrem Erdgaslieferanten sehr zufrieden (vgl. Tabelle 44). Mit 28% ebenfalls hoch ist der Anteil der Unternehmen, die eher zufrieden sind. Unzufrieden mit ihrem Erdgaslieferanten sind lediglich 3% der befragten Unternehmen. Diese hohe Zufriedenheit wird auch durch die Expertengespräche bestätigt. Allfällig geäusserte Unzufriedenheit bezieht sich dabei weniger auf die Qualität der Versorgung als auf die fehlende Flexibilität bei der Vertragsgestaltung und die mangelnde Transparenz bei der Preisgestaltung. Einerseits wird die Zusammenarbeit mit den einzelnen Versorgern von den Grossverbrauchern als gut bezeichnet, andererseits wird die geringe Beachtung der Industrie bei Energiefragen bemängelt.

Tabelle 44: Zufriedenheit mit dem bisherigen Lieferanten und Einschätzung der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung, Unternehmen

Zufriedenheit mit dem bisherige Lieferanten	
sehr zufrieden mit bisherigem Lieferanten	65%
eher zufrieden mit bisherigem Lieferanten	28%
eher unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	1%
sehr unzufrieden mit bisherigem Lieferanten	2%
weiss nicht	4%
keine Antwort	1%
Einschätzung der Qualität der schw. Erdgasversorgung	
sehr gute Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	31%
gute Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	56%
eher gute Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	5%
eher schlechte Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	1%
schlechte Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	0%
sehr schlechte Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung	0%
keine Antwort	8%

Auch die Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung wird in der Umfrage als gut bis sehr gut eingeschätzt (93%, vgl. Tabelle 44).

Dieser Eindruck wird auch in den Expertengesprächen bestätigt. Die Grossverbraucher stellen der Qualität der schweizerischen Erdgasversorgung ein gutes Zeugnis aus, sehen aber Verbesserungspotential bei der Vertragsgestaltung, die derzeit relativ unflexibel ist und nur wenig «moderne» Gestaltungsvarianten zulässt. Zusätzlich wünschen sie sich mehr Transparenz bei der Rechnungsstellung insbesondere im Hinblick auf die Durchleitungsentgelte.

Marktöffnung

Wie die Haushalte wurden auch die Unternehmen in der Telefonumfrage zu ihrer Meinung bezüglich einer möglichen Marktöffnung befragt. Von den befragten Unternehmen beurteilen 57% die Möglichkeit einer freien Lieferantenwahl als sehr bis eher vorteilhaft (vgl. Tabelle 45). Für 15% der Unternehmen die freie Lieferantenwahl weniger vorteilhaft. 20% der befragten Unternehmen sind indifferent bezüglich freier Lieferantenwahl.

Tabelle 45: Beurteilung freie Lieferantenwahl, Unternehmen

freie Lieferantenwahl sehr vorteilhaft	29%
freie Lieferantenwahl eher vorteilhaft	28%
freie Lieferantenwahl weniger vorteilhaft	15%
egal	20%
weiss nicht	8%

Wenn sie die Möglichkeit hätten, würden 22% der befragten Unternehmen ihr Erdgas und ihren Strom beim gleichen Lieferanten beziehen. 26% bevorzugen den Bezug von verschiedenen Anbietern und für 44% der befragten Unternehmen spielt es keine Rolle, ob Erdgas und Strom vom gleichen Anbieter geliefert werden oder nicht. Für die Grossverbraucher ist diese Frage von untergeordneter Bedeutung. Sie wären eher daran interessiert, ihr Erdgas gesamtschweizerisch oder allenfalls gesamteuropäisch beim gleichen Anbieter zu beziehen. Grund dafür sind die damit verbundene höhere Bezugsmenge und die Reduktion des administrativen Aufwands, der mit der Lieferung durch mehrere Anbieter ver-

bunden ist. Sie sind überzeugt, bei einem gebündelten Bezug bessere Konditionen zu erhalten. Bei einem gesamteuropäischen Bezug sind jedoch die Durchleitungspreise sowohl in der Schweiz als auch im Ausland von grosser Bedeutung, da diese einen grossen Teil des Erdgaspreises ausmachen.

Tabelle 46: Präferenzen für den Bezug von Strom und Erdgas beim gleichen Lieferanten nach erfolgter Marktöffnung

gleicher Anbieter	22%
verschiedene Anbieter	26%
spielt keine Rolle	44%
weiss nicht	6%
keine Antwort	2%

Von einer Marktöffnung erwarten 62% der befragten Unternehmen sinkende Preise. 60% gehen dabei von einer gleich bleibenden Versorgungsqualität aus (vgl. Tabelle 47). Mit steigenden Preisen als Folge einer Marktöffnung rechnen lediglich 14%. Ähnlich sieht es bei der Versorgungsqualität aus, hier rechnen lediglich 17% mit einer Verschlechterung. 16% der Unternehmen gehen davon aus, dass sich die Versorgungsqualität bei einer Marktöffnung nicht verändert und 14% rechnen mit einer Verbesserung der Versorgungsqualität.

Tabelle 47: Einschätzung der Entwicklung nach einer Marktöffnung, Unternehmen

Preise		**Versorgungsqualität**	
sinkende Preise	62%	**bessere Versorgungsqualität**	12%
steigende Preise	12%	**schlechtere Versorgungsqualität**	15%
gleich bleibende Preise	15%	**gleich bleibende Versorgungsqualität**	60%
weiss nicht	10%	**weiss nicht**	13%
keine Antwort	1%	**keine Antwort**	1%

Die befragten Grossverbraucher erwarten gleich bleibende bis steigende Preisen nach einer Marktöffnung, wobei die steigenden Preise vor allem unabhängig von einer Marktöffnung mit der Knappheitssituation auf dem Energiemarkt begründet werden.

Generell haben sich die befragten Grossverbraucher bezüglich einer möglichen Veränderung im Falle einer Marktöffnung in den Interviews eher skeptisch gezeigt. Gründe dafür sind die Durchleitungspreise, die als zu hoch eingeschätzt werden und daher einer freien Lieferantenwahl mit entsprechender Durchleitung der Netzbetreiber im Wege stehen. Hier werden auch Bedenken bezüglich des Zustandekommens der Durchleitungspreise geäussert, deren Gestaltung als nicht transparent erachtet wird. Zudem beziehen die befragten Grossverbraucher aufgrund ihres hohen Energiebedarfs oftmals Gas ab einer Hochdruckleitung und können nicht nachvollziehen, weshalb sie eine Briefmarke für das gesamte Versorgungsgebiet bezahlen müssen.

Investitionen

Bei 25% der befragten Unternehmen war die Umweltfreundlichkeit der Hauptgrund für die Entscheidung zu Gunsten von Erdgas (vgl. Tabelle 48). Ebenfalls wichtig war der Raumbedarf bzw. die Tatsache das Erdgas keinen Tank benötigt (24%). 14% der befragten Unternehmen gaben an, dass die Infrastruktur zur Verwendung von Erdgas bereits im Gebäude vorhanden war und für 16% Unternehmen waren die Investitionskosten im Vergleich zu denjenigen anderer Energieträger der Grund für den Entscheid zugunsten von Erdgas. Schliesslich spielte bei 11% der befragten Unternehmen auch noch der Preis von Erdgas im Vergleich zu anderen Energieträgern eine wichtige Rolle bei der Investitionsentscheidung. Die Einschätzung aus der Telefonumfrage wird durch die Expertengespräche gestützt.

Tabelle 48: Grund für die Entscheidung zu Gunsten von Erdgas, Unternehmen

Umweltfreundlichkeit	25%
Investitionskosten	16%
Preis der Energie	11%
Kein Tank (Raumbedarf)	24%
Gas bereits vorhanden	14%
praktische Gründe	4%
Entscheid Gemeinde, Auflagen	3%
in Miete	1%
Sauberkeit	1%
weiss nicht	1%

Die überwiegende Mehrheit (84%) der befragten Unternehmen würde sich auch in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden. 7% der Unternehmen würde sich in Zukunft nicht mehr für Erdgas entscheiden. Als Gründe wurden hierfür hauptsächlich der Vorteil erneuerbarer Energien und der Preis von Erdgas angegeben. Weitere Argumente gegen Erdgas von untergeordneter Bedeutung waren die Umweltfreundlichkeit (bzw. -unfreundlichkeit), Anschlüsse und Installationen, Erdgas sei unpraktisch und andere nicht näher bezeichnete Gründe.

Tabelle 49: Zukünftiger Investitionsentscheid bezüglich Erdgas, Unternehmen

Ja würden uns wieder für Erdgas entscheiden	84%
Nein würden uns für einen anderen Energieträger entscheiden	7%
weiss nicht	9%

Die Marktöffnung hat nur bei 25% der befragten Unternehmen einen Einfluss auf die zukünftige Entscheidung für oder gegen Erdgas, wobei sich 84% dieser Unternehmen gemäss eigenen Angaben in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden werden. 65% der befragten Unternehmen geben an, dass eine Marktöffnung keinen Einfluss auf ihre Entscheidung haben wird, wobei sich auch hier die überwiegende Mehrheit (88%) dieser Unternehmen in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden würde.

Tabelle 50: Einfluss Marktöffnung auf zukünftigen Investitionsentscheid, Unternehmen

Ja, Marktöffnung hat einen Einfluss	25%
Nein, Marktöffnung hat keinen Einfluss	65%
weiss nicht	10%
keine Antwort	1%

Auch bei den Expertengesprächen werden die Umweltfreundlichkeit, der Raumbedarf und der Preis der Energie als Grund für die Wahl von Erdgas genannt. Zusätzlich wurden die Investitionskosten und die Energieeffizienz von Gas genannt. Alle befragten Grossverbraucher würden sich auch in Zukunft wieder für Erdgas entscheiden. An einer Marktöffnung wäre für die Grossverbraucher vor allem der Aspekt relativ niedriger Erdgaspreise von Interesse. Diese könnten gemäss Annahme der Grossverbraucher aus einem intensivierten Wettbewerb mit Effizienzsteigerungen bei den Lieferanten resultieren. Bedingung dafür ist aber aus der Sicht der Experten eine Marktöffnung in den Nachbarländern, damit auch auf der Grosshandelsstufe Wettbewerb herrscht.

Marktexperiment Unternehmen

Entscheidungsrelevante Attribute

Im Folgenden werden die Resultate aus den Marktexperimenten für die Unternehmen präsentiert. Wie schon bei den Haushalten werden auch bei den Unternehmen zwei mögliche Änderungen für den bisherigen Erdgasliefervertrag untersucht: eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit und ein Wechsel des Anbieters bzw. des Lieferanten von Erdgas.

Die Attribute werden auf dieselbe Weise variiert wie bei den Haushalten. Die Verschlechterung der Versorgungsqualität nimmt im vorliegenden Marktexperiment zwei Ausprägungen an: (1) alle fünf Jahre müssen die Unternehmen damit rechnen, an einem kalten Tag kein Erdgas zu haben, oder (2) alle fünf Jahre müssen die Unternehmen damit rechnen, an drei kalten Tagen kein Erdgas zu bekommen. Auch hier geht man beim Status quo davon aus, dass es keine Unterbrüche bei der Erdgaslieferung gibt. Dies kann mit den Resultaten der Umfrage bestätigt werden, wonach nur 2% der befragten Unternehmen angeben, dass ihre Lieferung schon einmal unterbrochen wurde. Es handelt sich bei den Ausfalltagen also um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Liefervertrag.

Die zweite Änderung des Liefervertrags betrifft den Lieferanten bzw. den Anbieter von Erdgas. Hier liegt die Variation darin, dass die befragten Unternehmen (1) beim bisherigen Anbieter verbleiben oder (2) zu einem neuen (anderen) Anbieter wechseln. Aufgrund der Auswertung zur Zufriedenheit mit dem bisherigen Anbieter und der Unsicherheit bei einem Wechsel des Anbieters handelt es sich eher um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag. Dies muss allerdings nicht zwingend der Fall sein.

Da es sich bei den beiden oben beschriebenen Änderungen im (hypothetischen) Liefervertrag um eine Verschlechterung gegenüber dem bisherigen Vertrag handelt, wurde dieser mit einer Reduktion der bisherigen jährlichen Ausgaben für Erdgas kombiniert. Die Reduktionen betrug jeweils 10% bzw. 25% der jährlichen Ausgaben. Um die Zahlungsbereitschaften in absoluten Geldbeträgen zu berechnen, wurden die relativen Preisreduktionen anschliessend mit den individuellen Angaben zu den jährlichen Ausgaben multipliziert.

Wie bei den Haushalten wird auch bei den Marktexperimenten der Unternehmen eine Konstante in die Schätzgleichung aufgenommen. Diese misst den allgemeinen Einfluss für oder gegen eine Änderung der bisherigen Situation. In anderen Worten: die Konstante misst, wie viel die Unternehmen entschädigt werden müssen, damit sie bereit sind, ihren heutigen Vertrag unabhängig von den Attributen zu ändern. Im Rahmen dieser Studie wird die Konstante daher als Wechselbereitschaft zu Gunsten eines neuen Vertrags bezeichnet.

Für das Marktexperiment werden nun alle Attribute (Preis, Ausfalltage, Anbieter) einzeln variiert, so dass es für jede Kombination einen Vertrag gibt. Damit erhält man ein volles Design des Experiments. Die Unternehmen wurden zu jedem der Verträge befragt, ob sie den Vertrag wählen oder beim Status quo bleiben würden. Die Zustimmung zu den neuen Verträgen beträgt zwischen 32% und 58%. Am meisten Zustimmung fand der Vertrag mit einer Preisreduktion von 25%, einem Ausfalltag alle 5 Jahre und einem Wechsel zu einem neuen Anbieter, am wenigsten Zustimmung der Vertrag mit einer Preisreduktion von 10%, 3 Ausfalltagen alle fünf Jahre und dem Wechsel zu einem neuen Anbieter. 31% der befragten Unternehmen haben sich immer für den alten Vertrag entschieden, d.h. bevorzugen den Status quo. 16% der Unternehmen haben sich immer für den neuen Vertrag entschieden.

Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und bisherigen Lieferant

Im vorliegenden Marktexperiment wird geschätzt, welchen Einfluss die drei oben beschriebenen Attribute Preis, Ausfalltage und Lieferant auf die Vertragswahl haben. Das Vorgehen für die Berechnung der Zahlungsbereitschaften entspricht dem Vorgehen bei den Haushalten.

Für das bessere Verständnis wird bei den Unternehmen wie schon bei den Haushalten jeweils die Zahlungsbereitschaften der Summe aus Konstante und dem Attribut Ausfalltage (1) bzw. Anbieter (2) berechnet. Die Interpretation dieser kombinierten Zahlungsbereitschaften ist ebenfalls dieselbe wie bei den Haushalten. Für eine Vertragsänderung mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter verlangen die Unternehmen in der gesamten Stichprobe im Durchschnitt eine Reduktion der jährlichen Ausgaben von 2’195 Franken. Ein Wechsel zu einem neuen Anbieter zu den bisherigen Konditionen wird von den Unternehmen nur akzeptiert, wenn sich ihre jährlichen Ausgaben um 1’546 Franken reduzieren. Die marginale Zahlungsbereitschaft (siehe Tabelle 56 im Anhang) eines zusätzlichen Ausfalltags weist mit einer marginalen Zahlungsbereitschaft von -312 Franken das erwartete negative Vorzeichen auf. Der Nutzenverlust, der den Unternehmen durch einen zusätzlichen Ausfalltag erwächst, beträgt damit im Durchschnitt 312 Franken. Die marginale Zahlungsbereitschaft für einen neuen Anbieter weist, wie schon bei den Haushalten, mit 337 Franken ein positives Vorzeichen auf.

Tabelle 51: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in Franken pro Jahr, Unternehmen

Nachfragecharakteristika	Anzahl Unternehmen	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Alle	156	-2'194.6**	-1'545.6**
Verwendung			
nur Heizenergie	114	-1'817.9**	-1'131.8**
Vertrag			
Unterbrechbar	35	889.4	1460.1
Nicht unterbrechbar	94	-2'742.4**	-2'160.7**
Energieintensität			
tief (<340 CHF/MA)	104	-3'191.1**	-2'498.1**
hoch (>340 CHF/MA)	52	-1'832.3**	-1'173.4**

**: statistisch signifikant auf dem 5%-Niveau

Unterschiede in den Resultaten bei Unterscheidung nach unternehmensspezifischen Kriterien

Betrachtet man Unternehmen, die Erdgas ausschliesslich als Heizenergie verwenden, zeigt sich, dass diese einer Vertragsänderung mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter zustimmen, wenn ihre jährlichen Ausgaben dafür um 1’817 Franken sinken. Damit erleiden sie durch einen solchen Vertragswechsel einen um ca. 350 Franken geringeren Nutzenverlust als die Gesamtheit der befragten Unternehmen. Mit 1’132 Franken ist die geforderte Kompensation für einen Wechsel zu einem neuen Anbieter zu den bisherigen Konditionen ebenfalls deutlich tiefer als für die gesamte Stichprobe.

Unterscheidet man bei der Berechnung der Zahlungsbereitschaften zwischen Unternehmen mit und ohne unterbrechbare Verträge, so ergeben sich für beide Stichproben sehr unterschiedliche Resultate.

Während die erforderlichen Reduktionen der jährlichen Ausgaben für einen zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter 2’450 Franken und für einen Anbieterwechsel zu den bisherigen Konditionen 2’161 Franken beträgt und damit deutlich über den geforderten Reduktionen für alle Unternehmen liegen, kann bei den Unternehmen mit unterbrechbaren Verträgen die erforderliche Reduktion statistisch nicht eindeutig nachgewissen werden. Dies lässt sich auch an den Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute gut erkennen, die für keines der Attribute statistisch eindeutig nachgewiesen werden kann. Die Tatsache, dass die Zahlungsbereitschaften bei den Unternehmen mit unterbrechbaren Verträgen aus statistischer Sicht nicht nachgewiesen werden können, deutet darauf hin, dass sich diese primär aufgrund der Preisreduktion für einen bestimmen Vertrag entscheiden.

Unterscheidet man die Stichprobe nach den auf Seite 92 beschriebenen Energieintensitäten, erhält man eine Gruppe von Unternehmen mit Energieausgaben pro Mitarbeiter unter 340 Franken und eine zweite Gruppe mit Ausgaben pro Mitarbeiter über 340 Franken. In der ersten Gruppe mit tiefer Energieintensität ist die erforderliche Reduktion für einen Vertragswechsel mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter mit 3’191 Franken deutlich höher als für die Gesamtheit der befragten Unternehmen. Gleiches gilt für einen Wechsel zu einem neuen Anbieter bei gleichen Konditionen wie bisher. Für diese Änderung liegt die erforderliche Reduktion bei rund 2’500 Franken. Anders bei den Unternehmen mit einer hohen Energieintensität: Diese Gruppe fordert in beiden Fällen eine kleinere Reduktion der Ausgaben als die Gesamtheit der Unternehmen. Für einen zusätzlichen Ausfalltag beim gleichen Anbieter beträgt die erforderliche Reduktion in dieser Gruppe 1’832 Franken. Für einen Anbieterwechsel zu bisherigen Vertragsbedingungen wird eine Reduktion von 1’173 Franken verlangt. Die tieferen Kompensationsforderungen der Gruppe mit einer hohen Energieintensität deuten darauf hin, dass diese Unternehmen preissensitiver als die Gesamtheit der Unternehmen sind.

Betrachtet man die marginalen Zahlungsbereitschaften der einzelnen Attribute, kann für die Gruppe mit der tiefen Energieintensität nur der Einfluss der allgemeinen Wechselbereitschaft auf die Vertragswahl statistisch nachgewiesen werden. Anbieter und Ausfalltage sind dementsprechend nicht entscheidungsrelevant. Bei den Unternehmen mit hoher Energieintensität kann neben der Wechselbereitschaft zusätzlich der Einfluss der Ausfalltage auf die Vertragswahl statistisch nachgewiesen werden.

Tabelle 52: Kombinierte Zahlungsbereitschaften in % der jährlichen Ausgaben, Unternehmen

	Mittelwert jährliche Ausgaben in CHF	bisheriger Anbieter mit zusätzlichem Ausfalltag	neuer Anbieter mit bisheriger Versorgungsqualität
Unternehmen	5'320	41%	29%

In Prozent der jährlichen Ausgaben ausgedrückt, beträgt die erforderliche Reduktion für einen zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter für alle Unternehmen durchschnittlich 41% der jährlichen Ausgaben. Für einen Wechsel des Anbieters zu den bisherigen Vertragsbedingungen verlangen die Unternehmen im Durchschnitt eine Reduktion von 29% der jährlichen Ausgaben.

Unterschiede bei den Marktexperimenten zwischen Haushalten und Unternehmen

Vergleicht man die Zahlungsbereitschaften bzw. Nutzenverluste zwischen Haushalten und Unternehmen sieht man, dass die Haushalte für eine Vertragsänderung mit einem zusätzlichen Ausfalltag beim bisherigen Anbieter mit 32% eine geringere Reduktion fordern als die Unternehmen mit 41%. Ähnlich sieht es bei einem Anbieterwechsel zu den bisherigen Vertragsbedingungen aus. Auch hier verlangen die Haushalte mit 18% im Durchschnitt eine geringere Reduktion als die Unternehmen mit 29%.

4.2 Beurteilung der Marktöffnung aus Sicht der Anbieter

4.2.1 Aktuelle Situation der schweizerischen Erdgasindustrie

Zur Evaluation des Bedarfs einer Gasmarktöffnung bei den Erdgaslieferanten wurden mit 9 Unternehmen aus der Erdgasversorgungsindustrie Expertengespräche durchgeführt. Es handelt es sich dabei um 6 Endversorger, 2 Regionalgesellschaften sowie um die gesamtschweizerische Beschaffungsgesellschaft (Swissgas). Es wurde darauf geachtet, dass sowohl bei der Grösse der Unternehmen als auch bei den Regionen eine möglichst repräsentative Auswahl erfolgte. So wurden drei Unternehmen in der französischen Schweiz und sechs Unternehmen in der Deutschschweiz befragt.[131]

Struktur der befragten Unternehmen

Die Grösse der befragten Versorgungsunternehmen reicht von kleinen Anbietern mit knapp über 1'000 Kunden bis zu ganz grossen Versorgern mit über 260'000 Kunden. Vier der befragten Versorgungsunternehmen sind als Querverbundunternehmen tätig, d.h. sie bieten neben Erdgas noch andere Energieträger und netzgebundene Dienstleistungen wie beispielsweise Telekommunikation an. Bei den meisten Unternehmen beschränkt sich die Leistung nicht auf die Erdgaslieferung sondern beinhaltet zusätzliche Dienstleistungen im Bereich Erdgas wie beispielsweise den Gasgerätebau. Die Beschaffenheit ihres Versorgungsgebiets beurteilen alle befragten Endversorger als gemischt. Gleiches gilt für die Kundenstruktur. Die Unternehmen haben sowohl Grosskunden als auch Kleinkunden, wobei die meisten einen geringen Anteil an Grosskunden aufweisen. Diese machen aber einen beträchtlichen Teil, teilweise über 50%, des Erdgasabsatzes aus. Für die Kostenstruktur entscheidend ist bei allen Endversorgern die Kundenstruktur, insbesondere der Erdgasabsatz pro Kunde. Ein weiterer wichtiger Kostentreiber ist die Beschaffenheit des Versorgungsgebiets, sofern sich dieses unterschiedlich auf die Tiefbaukosten auswirkt.

Alle Versorger bieten ihren Kunden abschaltbare Verträge an, wobei deren Anteil bei den meisten Unternehmen deren Anteil rückläufig ist. Bis auf wenige Ausnahmen handelt es sich um Grosskunden, wobei die Abgrenzung Goss-/Kleinkunde nicht einheitlich ist. Vier Unternehmen gaben an, sie würden den Anteil abschaltbarer Kunden gerne erhöhen, da dies zu einer Optimierung der Leistung beitragen kann. Im Gegensatz dazu, würden zwei Versorgungsunternehmen ihren Anteil der abschaltbaren Kunden lieber senken. Argument hiefür ist die höhere Marge bei den Kunden, deren Lieferung nicht unterbrochen werden kann. Während die einen Versorgungsunternehmen angeben, dass es schwierig ist, die Differenz zwischen abschaltbaren und nichtabschaltbaren Kunden zu beziffern, da diese sehr unterschiedliche Bezugsstrukturen aufweisen und z.T. auch ihre Lieferverträge individuell aushandeln, geben die anderen Unternehmen an, dass die Differenz zwischen 10% und 20% beträgt. Damit liegen die aus Lieferantensicht möglichen Kosteneinsparungen über den aus der Sicht der Grossverbraucher geschätzten Minderaufwendungen (5% - 10%). Die Abschaltungen sind bei allen Unternehmen witterungs- bzw. temperaturabhängig und die Anzahl Abschaltungen ist sehr unterschiedlich. Während die einen Unternehmen im Winter regelmässig abschalten, kommt dies bei den anderen Unternehmen nur selten bis nie vor. Die Abschaltungen erfolgen hierarchisch, d.h. die Kunden mit den tiefsten Preisen und den niedrigsten Umstellungskosten und -zeiten werden zuerst abgeschaltet. Oftmals ist dies die Fernwärme, die häufig als Überschussverwerter der Erdgasindustrie dient.

Beschaffung und Versorgungssicherheit

Alle befragten (End-)Versorgungsunternehmen beziehen ihr Erdgas bei den jeweiligen Regionalgesellschaften, wobei zum Teil noch ein Verteiler dazwischen geschaltet ist. Die Regionalgesellschaften

[131] Die Kontaktadressen der Ansprechpersonen aus der Geschäftsleitung der Versorgungsunternehmen stammen vom VSG, der diese vorgängig über die Interviewanfrage von Plaut Economics informierte.

wiederum beziehen ihr Erdgas zum grössten Teil von der Swissgas. Die Bezugsmenge liegt zwischen 60% und 100%, wobei der Aktionärsbindungsvertrag der Swissgas den Regionalgesellschaften einen Mindestbezug der von 60% vorschreibt. Den Rest ihres Erdgases beziehen die Regionalgesellschaften direkt aus dem Ausland. Die Preise der Swissgas werden nach Abzug der Selbstkosten 1:1 an die Regionalgesellschaften überwälzt. Die Regionalgesellschaften geben wiederum ihr Erdgas zu Selbstkostenpreisen an die Endverteiler weiter. Zusätzlich zur gebündelten Beschaffung betreibt die Swissgas einen Teil des Transportnetzes. Die Grobverteilung des Erdgases betreiben die Regionalgesellschaften. Für die Verkaufspreise der Versorger an die Endkunden werden verschiedene Preismechanismen eingesetzt. Während gewisse Versorger die Preisänderungen direkt weitergeben, kommen bei anderen unterschiedliche Preismechanismen je nach Kundengruppen zum Einsatz.

Die Swissgas sichert ihre Beschaffungspreise über langfristige Verträge ab, wobei die Preise mit unterschiedlichen Mechanismen an den Ölpreis gekoppelt sind. Eine Absicherung über den Kapitalmarkt findet nicht statt. Die Regionalgesellschaften sind über die Swissgas abgesichert. Es gibt aber Überlegungen, grossen Endkunden eine solche Absicherung über den Kapitalmarkt anzubieten. Ein Endversorgungsunternehmen wünscht sich eine Anbindung der Preise an die Strompreise, insbesondere falls die Stromproduktion mit Erdgas weiter zunimmt. Ansonsten findet keine Absicherung der Erdgaspreise über den Kapitalmarkt statt. Dies wäre auch für die meisten Unternehmen zu aufwendig, weil dazu sehr spezifisches Know-how erforderlich ist. Eine Absicherung der Beschaffungsmenge für die Swissgas und die Regionalgesellschaften ist nicht nötig, da diese nur die von den Endverteilern nominierte Menge beschaffen. Das Mengenrisiko liegt also bei den Endverteilern, die ihre Bezugsmenge im Vorhinein kennen müssen. Dies ist insbesondere bei Erdgas schwierig, da die Menge stark von der Witterung abhängig ist. Wurde zu wenig nominiert, wird innerhalb der Regionalgesellschaften geprüft, ob ein Versorgungsunternehmen noch freie Mengen hat (oder ein Kunde abgeschaltet werden kann). Ist dies nicht der Fall, wird zwischen den Regionalgesellschaften versucht zu optimieren. Dies erfolgt direkt oder mit Hilfe der Swissgas, die als Koordinationsstelle fungiert. Ist hier ebenfalls kein Erdgas mehr verfügbar, versuchten die Swissgas oder die Regionalgesellschaften bei ihren ausländischen Partnern zusätzliches Erdgas zu beschaffen. Dies erfolgt teilweise über den Spotmarkt, wird aber grösstenteils im Direktgeschäft (OTC) abgewickelt. Die Swissgas und die Regionalgesellschaften beteiligen sich daher am Handel mit Erdgas, der aber ausschliesslich der Beschaffung dient.

Die Versorgungsunternehmen sind sich einig, dass ein liquider Handel mit Erdgas nur möglich ist, falls ein physikalischer Anschluss an einen solchen Handelsplatz (an einen Hub) besteht und auf den Transportleitungen in die Schweiz ausreichend Kapazität vorhanden ist. Andernfalls wird ein liquider Handel in der Schweiz nicht zustande kommen. Die Transportkapazitäten in der Schweiz sind zwar ausreichend vorhanden, jedoch besteht auf den Pipelines an die Schweizer Grenze Kapazitätsknappheit. Die befragten Experten sind sich einig, dass der Handel mit Erdgas bisher in der Schweiz der Optimierung dient und kurz- bis mittelfristig die langfristigen Verträge nicht ersetzen kann. Durch die geographische Lage der Schweiz ist und war es zu einem gewissen Teil möglich, eine Wettbewerbssituation zwischen den (ausländischen) Anbietern von Erdgas herzustellen, da das Erdgas theoretisch über verschiedene vorgelagerte (ausländische) Ferngasleitungsnetze bezogen werden kann.

Swissgas verfügt über vier Lieferanten von Erdgas: Ruhrgas, Gaz de France (GDF), ENI und Gasuni. Das Erdgas stammt dabei primär aus der Nordsee, Russland und Algerien. Die Regionalgesellschaften beziehen ihr Erdgas zum grössten Teil (72%) von der Swissgas und zu einem geringen Teil direkt im Ausland, wobei die Lieferanten zum Teil die gleichen wie bei der Swissgas sind. Die Versorgungsunternehmen beziehen ihr Erdgas zu 100% von den Regionalgesellschaften. Die Einführung eines Spotmarktes wird die Versorgungssicherheit nur erhöhen falls die Transportkapazitäten ausreichend vorhanden sind. Dies hängt zu einem grossen Teil von der Entwicklung in Italien ab, da ENI einen grossen Teil der Transportkapazität an die Schweizer Grenze und durch die Schweiz beansprucht.

Andererseits würde bei einem steigenden Anteil des Bezugs über den Spotmarkt das Preisrisiko erhöht. Sämtliche befragten Unternehmen gaben an, dass sie ihre Lieferung ausserhalb der abschaltbaren Verträge nie unterbrechen mussten.

Struktur der schweizerischen Erdgasindustrie

Die Struktur der schweizerischen Erdgasindustrie besteht zu einem grossen Teil auf Non-profit-Organisationen. Sowohl die Swissgas als auch die Regionalgesellschaften geben ihr Erdgas zu Selbstkostenpreisen weiter und befinden sich im Besitz der Endversorger.

Die bisherige Struktur wird aber nicht von allen Unternehmen gleich bewertet. Während gewisse Unternehmen die jetzige Struktur als sehr wichtig für die schweizerische Erdgasindustrie erachten, da dadurch eine optimale und effiziente Versorgung sichergestellt wird, werden von anderen zumindest gewisse Teile davon in Frage gestellt. Argumente für die bisherige Struktur sind vor allem die Bündelung der Nachfrage und die Möglichkeit, die hohen Fixkosten des Transportnetzes optimal zu verteilen. Die Notwendigkeit von Swissgas wird jedoch teilweise in Frage gestellt mit dem Argument, dass die Regionalgesellschaften die Aufgabe der Swissgas ebenso gut erfüllen können und zusätzlich über die notwendigen Kundenbeziehungen verfügen. Trotz dieser Vorbehalte ist man sich über die Vorteile der Beschaffung über die Swissgas einig. Es wird schliesslich anerkannt, dass dadurch eine bessere Diversifikation und eine Optimierung resultieren. Mit dem Argument, dass ohne Regionalgesellschaften vorhandene Synergie- bzw. Grösseneffekte noch besser genutzt werden können, bezweifeln einige Versorgungsunternehmen die Notwendigkeit der Regionalgesellschaften. Mehrere Unternehmen gaben zudem an, dass im Sinne einer zusätzlichen Optimierung ein gesamtschweizerisches Dispatching wünschenswert ist. Des Weiteren wurde die Transparenz des bisherigen Systems als verbesserungswürdig befunden.

4.2.2 Marktöffnung

Veränderung der Struktur der schweizerischen Erdgasindustrie

Eine Öffnung des Erdgasmarktes in der Schweiz würde auch bedeuten, dass die Erdgaskunden ihr Gas bei einem beliebigen Anbieter beziehen könnten. Die Durchleitung würde entweder durch den lokalen Verteilnetzbetreiber erfolgen oder durch eine spezielle Netzgesellschaft. Gleichzeitig könnten schweizerische aber auch ausländische Anbieter Kunden in anderen Versorgungsgebieten in der Schweiz anwerben. Auf die Frage, ob es im Zuge einer Marktöffnung zu solchen Kundenanwerbungen kommen würde, lautet die Antwort einhellig ja, aber nur in geringem Ausmass und nur bei Grosskunden. Für schweizerische Anbieter würden sich solche Kundenanwerbungen nicht im grossen Stil lohnen, da sämtliche Anbieter ihr Gas auf demselben Weg beschaffen und dadurch die Preisdifferenz zwischen den einzelnen Anbietern für einen Wechsel nicht hoch genug wäre. Hinzu kommt, dass der Transport einen grossen Anteil des Gaspreises ausmacht, so dass der Anteil der Preise, der sich auf den Verkauf bezieht, nur einen geringen Spielraum für Preissenkungen zulässt. Ein weiterer Grund ist die geringe Marge beim Erdgas aufgrund des Wettbewerbs gegenüber Erdöl. Dies gilt insbesondere für Kunden, die den Energieträger ohne grössere Investitionen wechseln können. Für einige Versorgungsunternehmen wäre der Verlust eines Grosskunden sehr problematisch, da sie aufgrund der langfristigen Take-or-pay-Verträge an gewisse Abnahmemengen gebunden sind. Die Grosskunden tragen einen relativ grossen Teil der Fixkosten, zudem besteht bei ihnen oftmals die Möglichkeit einer Abschaltung, was eine gewisse Optimierung im Versorgungsgebiet erlaubt. Da ein Teil der Grosskunden ihr Gas direkt bei den Regionalgesellschaften beziehen, könnten auch diese im Zuge einer Marktöffnung versuchen, vermehrt Grosskunden zu gewinnen. Weil hier aber die Versorgungsunternehmer Eigentümer der Regionalgesellschaften sind, stehen eher Grosskunden aus dem Versorgungsgebiet anderer Regionalgesellschaften im Fokus.

Auf die Frage, ob es im Zuge einer Marktöffnung zu einer Zunahme der Spezialisierung in der schweizerischen Erdgasindustrie und zu einer Entbündelung kommen würde, gehen die Antworten der befragten Versorgungsunternehmen auseinander. Einige Unternehmen sind der Meinung, es würde zu keiner weiteren Spezialisierung bzw. Entbündelung kommen, weil dies suboptimal wäre. Andere sind dagegen der Meinung, eine Marktöffnung würde eine weitere Spezialisierung und Entbündelung mit sich bringen. Es wird auch eine Veränderung der Dienstleistungen im Wärmemarkt nicht ausgeschlossen, wobei nicht mehr Energie sondern direkt Wärme oder auch Licht angeboten wird. Bei der Frage nach einer erhöhten Konzentration bzw. einer weiteren Konsolidierung der schweizerischen Erdgasindustrie gehen die Meinungen ebenfalls auseinander. Während die einen der Meinung sind, die Strukturen seien durch die Konkurrenz zum Erdöl bereits effizient und daher rentabel, sind andere der Meinung es werde zumindest in einzelnen Bereichen wie beispielsweise beim Erdgasverkauf zu Konsolidierungen kommen. Andere können sich wiederum vertikale Zusammenschlüsse oder Allianzen in der Verteilung bzw. dem Transport als Folge einer Marktöffnung vorstellen. Hervorgehoben wird oft der Unterschied zum Strom, wo die Branche noch stärker zersplittert ist. Zusammenschlüsse zu Querverbundunternehmen sind auch denkbar. Dies hängt aber auch von den weiteren Marktöffnungsschritten im Strombereich ab. Vorstellbar sind schliesslich Akquisitionen von Erdgaslieferanten durch die grossen Stromlieferanten bzw. -händler, falls die Stromproduktion vermehrt mit Gas erfolgt.

Unternehmensspezifischen Auswirkungen

Die befragten Erdgaslieferanten gaben mehrheitlich an, dass eine zukünftige Marktöffnung die Erschliessung neuer Gebiet mit Erdgas nicht beeinträchtigt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Koordination schwieriger werden könnte. In diesem Zusammenhang wurde erwähnt, dass eine Marktöffnung die Erschliessung neuer Gebiet behindern kann, da Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Regulierung bestehen und daher die Finanzierung von zusätzlichen Erdgasnetzen nicht gesichert wäre.

In einigen Unternehmen wurden (Sanierungs-)Investitionen aufgrund einer zukünftigen Marktöffnung vorgezogen. Es gibt jedoch auch den Fall, dass der Ausbau von Anschlüssen sistiert wurde.

Sämtliche befragten Unternehmen haben sich bereits auf eine Marktöffnung entweder buchhalterisch oder organisatorisch vorbereitet. Eine Entbündelung hat bei den meisten Unternehmen zumindest buchhalterisch stattgefunden. Einige Unternehmen haben darüber hinaus eine rechtliche Entbündelung vorgenommen. Zusätzliche Vorbereitungen gibt es zudem im Bereich der Informatik, der Netzinformation, der Messtechnik und im Dispatching. In einigen Unternehmen wurden die Mitarbeiter in Projekten auf marktwirtschaftliche Verhältnisse vorbereitet. In der Branche macht man sich auch Gedanken über die Gründung von (teilweise) unabhängigen Netzgesellschaften, bis jetzt wurde aber noch keine solche Gesellschaft gegründet. Schliesslich gibt es Überlegungen zu neuen Marktmodellen und neuen Produkten.

Obwohl alle befragten Unternehmen auf eine Marktöffnung vorbereitet sind, glauben die wenigsten, dass sich an der Struktur der schweizerischen Erdgasindustrie bei einer Marktöffnung grundlegende Änderungen ergeben. Einerseits weil die Besitzverhältnisse bottom-up bestehen und die Zustimmung aller Aktionäre für grundlegenden Änderungen erforderlich ist. Andererseits weil die Versorgungsunternehmen im öffentlich-rechtlich Besitz sind und daher die Veränderung der Struktur auch politisch motiviert bzw. abgesegnet werden muss. Eine Forderung, die genannt wurde, ist die einer einheitlichen Regelzone und damit einer einheitlichen (regionalen) Briefmarke in der Schweiz.

5. Schlussfolgerungen

Die Schlussfolgerungen bezüglich der Frage nach dem Bedarf einer Gasmarktöffnung in der Schweiz aus Sicht der Endverbraucher unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristika des Gasmarktes lassen sich in den folgenden Punkten zusammenfassen:

- Chancen und Risiken einer Marktöffnung in der Gaswirtschaft
- Das Ziel einer Gasmarktöffnung ist die Verbesserung des Preis-Leistungs-Verhältnisses für die Endverbraucher, indem durch den regulierten Netzzugang der Gas-zu-Gas-Wettbewerb intensiviert wird.
- Effizienzsteigerungen sind in der Schweiz nur im Zusammenhang mit Durchleitung möglich (Handel und Netzeffizienz), da der Wettbewerb in der Erzeugung durch die Schweiz nicht beeinflussbar ist.
- Die Versorgungssicherheit der Schweiz ist unabhängig von einer Schweizer Marktöffnung zu beurteilen und hängt von der Bezugsdiversifikation in ganz Europa ab.
- Erdgas steht mit anderen Energieträgern in Substitutionswettbewerb, weshalb bei einer Entflechtung von Erdgasunternehmen darauf zu achten ist, dass allfällige Gewinne an allokativer Effizienz nicht durch den Verlust von Verbundvorteilen verloren gehen.
- Die Unterschiede zwischen Strom und Erdgas (Versorgungsauftrag, Erzeugerstruktur, Substitutionsmöglichkeiten) sind bei einer Marktöffnung zu berücksichtigen.

Aktuelle Situation in der Schweiz

- Die zentrale geographische Lage in Europa (mehrere potentielle Einspeisepunkte) und die spezifische Struktur der Gaswirtschaft (gebündelte Beschaffung) begünstigen in der Schweiz eine unternehmensübergreifende Beschaffungsoptimierung.
- Die Preise liegen trotz der gesamtschweizerisch ungünstigen Bezugsstruktur (wenige Grosskunden) noch im oberen Mittelfeld der untersuchten europäischen Länder, wobei die Wahrnehmung des heimischen Preisniveaus durch einzelne Grossverbraucher ungünstiger ausfällt.
- Die Ausgaben für Erdgas sind für die Haushalts- und die meisten Unternehmenskunden wenig relevant.
- Das Urteil über die heutige Erdgaswirtschaft fällt bei den Endverbrauchern hinsichtlich Lieferantenzufriedenheit und Versorgungsqualität sehr gut aus.
- Entscheidend für die Investition in Erdgas bei den Endverbrauchern sind die Umweltfreundlichkeit sowie der im Vergleich zu konkurrenzierenden Energieträgern geringe Raumbedarf (Tank).

Erwartung an die Gasmarktöffnung

- Die Endverbraucher erwarten von einer Marktöffnung sinkende Preise bei einer gleich bleibenden Versorgungssicherheit.
- Die Möglichkeit, bei einer Marktöffnung den Lieferanten frei wählen zu können, wird begrüsst.
- Die Versorgungsunternehmen erwarten keine grossen Auswirkungen einer Marktöffnung auf die Struktur der Branche und gehen auch nicht von grossen Effizienzgewinnen oder massiven Kundenabwerbungen durch schweizerische Lieferanten aus.

- Der Spielraum für Preisunterschiede zwischen verschiedenen Erdgaslieferanten wird von den Versorgungsunternehmen als eng bezeichnet, da die Einkaufspreise praktisch identisch sind.
- Das Effizienzgewinnungspotential dürfte im Vergleich zu einer Strommarktöffnung relativ gering ausfallen, da der Einfluss der Schweiz auf den Wettbewerb in der Erzeugung gering ist.

Auswirkungen einer Gasmarktöffnung

- Lieferantenwechsel haben in der EU vor allem bei Grosskunden stattgefunden. In Ländern mit Unzufriedenheit über die Preise (Italien) bzw. hoher allgemeiner Wechselbereitschaft und unabhängigen Lieferanten (UK) wechselte auch ein grösserer Teil von Haushalts- und kleinen Gewerbekunden. Teilweise war der Lieferantenwechsel im Untersuchungszeitraum nur formell möglich (z.B. Deutschland).
- Restrukturierungen bei den Lieferanten konnten in gewissem Umfang in Ländern der EU beobachtet werden, bisher jedoch ohne spürbaren Einfluss auf die Preise. Niedrige Preise sind vor allem in Ländern zu beobachten, die einen hohen Anteil eigener Produktion haben.
- Im Rahmen der durchgeführten Marktexperimente zeigte sich, dass die Verbraucher trotz der grundsätzlich begrüssten Option einer freien Lieferantenwahl nicht ohne Weiteres zu einem Anbieterwechsel nach der Marktöffnung in der Schweiz bereit sind. Dies dürfte nicht zuletzt mit der hohen Zufriedenheit mit der heutigen Situation zusammenhängen.
- Die geforderten Preisreduktionen im Rahmen der Marktexperimente für einen Vertrag mit den bisherigen Konditionen von einem alternativen Anbieter liegen im Durchschnitt bei den Haushalten bei 18% der Jahresrechnung für Erdgas und bei den Unternehmen bei 29%.
- Noch höher muss der Rabatt ausfallen, wenn der bisherige Anbieter einen neuen Vertrag mit einem zusätzlichen Ausfalltag verkaufen möchte. Die geforderte Preisreduktion liegt zwischen 32% bei den Haushalten und 41% bei den Unternehmen.
- Diese durchschnittlichen Rabatte unterscheiden sich teilweise nach Kundengruppen. So fordern beispielsweise «wechselfreudige» Haushalte, die auch einen neuen Telekomanbieter gewählt haben, einen massiv kleineren Rabatt für eine Vertragsänderung. Die Westschweizer verlangen für einen Anbieterwechsel eine mehr als doppelt so hohe Preisreduktion als die Deutschschweizer und auch die Eigentümer sind deutlich skeptischer gegenüber einem Anbieterwechsel im Vergleich zu den Mietern.
- Bei den Unternehmen liegen die geforderten Preisnachlässe für Unternehmen, die Erdgas nur für Heizzwecke verwenden, im Vergleich zu Unternehmen, die auch Erdgas als Prozessenergie einsetzen, tiefer. Schliesslich sind die energieintensiven Unternehmen bei geringeren Rabatten bereit, Verträge mit zusätzlichen Ausfalltagen oder alternativen Anbietern zu wählen als weniger energieintensive Unternehmen.

6. Anhang 1: Die Methode der Discrete-Choice-Experimente

Marktexperiment und Berechnung der Zahlungsbereitschaft

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die Präferenzen von Individuen für Güter und Leistungen zu messen. Am einfachsten ist es, wenn die Güter auf einem normalen Markt gehandelt werden. In diesem Fall kann man beobachten, welche Personen das betreffende Gut kaufen. Es ist anzunehmen, dass die Käufer einen Nutzen aus dem Gut ziehen, der höher als der verlangte Preis ist. Andernfalls würden sie das Gut nicht kaufen.

Deutlich schwieriger wird die Präferenzmessung, falls es sich um Güter handelt, die so noch nicht auf dem Markt existieren. In solch einem hypothetischen Fall (wie beispielsweise die freie Wahl eines Erdgasliefervertrags) ist man dazu übergegangen, die betroffenen Personen nach ihren Präferenzen zu befragen. In der Ökonomie wurden verschiedene direkte Befragungsmethoden für diesen Zweck entwickelt. Eine relativ junge Methode, die sich in den letzten Jahren immer mehr durchsetzt, sind die so genannten Discrete-Choice- oder Markt-Experimente, welche sich aus der Conjoint-Analyse, die vor allen im Marketing verwendet wird, entwickelt haben.

In diesen Marktexperimenten werden Produkte durch ihre Eigenschaften beschrieben. In der vorliegenden Untersuchung wurde ein Erdgasliefervertrag mit den Eigenschaften Versorgungssicherheit und Anbieter sowie Preis zusammengestellt. Durch verschiedene Ausprägungen können diese Eigenschaften dann zu unterschiedlichen (hypothetischen) Lieferverträgen kombiniert werden. Jeder Liefervertrag ist somit durch ein Bündel von Eigenschaftsausprägungen charakterisiert. Es wird beispielsweise Verträge geben, die eine Verschlechterung der Versorgungssicherheit, dafür aber den Verbleib beim bisherigen Anbieter aufweisen und sich im Preis vom heutigen Vertrag unterscheiden. Um die Präferenzen für die einzelnen Eigenschaften zu messen, konfrontiert man die befragten Personen mit einer Entscheidungssituation, in der sie zwischen einem hypothetischen Vertrag und dem Status quo wählen. Dies wird für alle Verträge (mit den unterschiedlichen Eigenschaftsausprägungen) wiederholt. Damit befinden sich die Befragten in einer vertrauten Situation, denn solche Entscheide müssen sie ständig fällen, sei es beim Kauf von Gütern oder bei politischen Sachabstimmungen.

Aus den getroffenen Entscheidungen lässt sich anschliessend mit geeigneten statistischen Methoden herausfiltern, wie die befragten Personen die verschiedenen Eigenschaften gegeneinander abwägen. Dies erlaubt Rückschlüsse über die Wichtigkeit der Eigenschaften, d.h. welche Eigenschaften des Vertrages spielen bei der Entscheidung die grösste Rolle und welche Eigenschaften sind eher unwichtig. Zusätzlich lassen sich Aussagen darüber machen, wie gross der Nutzenverlust für die Personen im Durchschnitt ist, wenn bei gewissen Eigenschaften eine Verschlechterung zu verzeichnen ist. Schliesslich kann auch der Nutzenverlust aus dem gesamten Liefervertrag geschätzt werden. Eine detaillierte Beschreibung der Methode und insbesondere der statistischen Auswertung findet sich bei Telser (2002) und Telser et al. (2004).

Beispiel eines Experiments

Bei den Marktexperimenten im zweiten Teil der Befragung wurden den Teilnehmenden im Gesamten acht unterschiedliche Verträge angeboten. Die Verträge wurden jeweils einzeln vorgelesen und die befragte Person musste der Reihe nach entscheiden, ob sie den neuen Vertrag wählen würde oder beim bisherigen bleibt. Die Reihenfolge der Verträge wurde dabei variiert, um die Gefahr einer Verzerrung der Entscheide zu reduzieren.

Abbildung 14: Beispiel für eine Vertragswahl in den Marktexperimenten

> Würden Sie den bisherigen Vertrag wählen oder den neuen wählen, wenn im neuen Vertrag folgende Punkte geändert werden:
>
> Einmal alle fünf Jahre müssen Sie damit rechnen, dass Sie an einem kalten Tag kein Erdgas haben.
>
> Sie sparen pro Jahr 10% bei Ihren jährlichen Ausgaben.
>
> Das Erdgas wird von einem anderen Anbieter geliefert.

Die übrigen sieben Verträge beinhalteten jeweils verschiedene Änderungen bezüglich der untersuchten Eigenschaften.

Insgesamt ergeben sich aufgrund der Anzahl der Eigenschaften und deren möglicher Ausprägungen 8 mögliche Kombinationen von alternativen Lieferverträgen. Da den Befragten alle möglichen Alternativen vorgelegt wurden, handelt es sich um ein vollständiges Experimentaldesign.

7. Anhang 2: Verträge und marginale Zahlungsbereitschaften

Tabelle 53: Übersicht über die Verträge, Haushalte

	Preisreduktion pro Jahr	Ausfalltage pro Jahr	Anbieter	neuer Vertrag gewählt	alter Vertrag gewählt	gültige Antworten
Vertrag 1	-10%	1/5	bisheriger	36%	64%	75%
Vertrag 2	-25%	1/5	bisheriger	49%	51%	76%
Vertrag 3	-10%	3/5	bisheriger	33%	67%	74%
Vertrag 4	-25%	3/5	bisheriger	45%	55%	76%
Vertrag 5	-10%	1/5	neuer	41%	59%	72%
Vertrag 6	-25%	1/5	neuer	62%	38%	76%
Vertrag 7	-10%	3/5	neuer	40%	60%	78%
Vertrag 8	-25%	3/5	neuer	51%	49%	75%

Tabelle 54: Marginale Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute in Franken pro Jahr, Haushalte

Nachfragecharakteristika	Anzahl Haushalte	Konstante	Ausfalltage	neuer Anbieter
Alle	458	-283**	-28.3**	101.8**
Wohnsituation				
Mieter	178	-325.2**	-29.2	208.4**
Eigentümer	280	-254.9**	-27.8**	53.2**
Region				
Deutschschweiz	313	-270.5**	-31.8**	143.8**
Westschweiz	145	-288.4**	-19.7	22.1
Telefonfestnetzanbieter				
Swisscom	329	-319.3**	-19**	125.7**
Nicht-Swisscom	113	-10.8	-51.1**	-3.0

**: statistisch signifikant auf dem 5%-Niveau

Tabelle 55: Übersicht über die Verträge, Unternehmen

	Preisreduktion pro Jahr	Ausfalltage pro Jahr	Anbieter	neuer Vertrag gewählt	alter Vertrag gewählt	gültige Antworten
Vertrag 1	-10%	1	bisheriger	38%	62%	81%
Vertrag 2	-25%	1	bisheriger	48%	52%	83%
Vertrag 3	-10%	3	bisheriger	35%	65%	83%
Vertrag 4	-25%	3	bisheriger	42%	58%	82%
Vertrag 5	-10%	1	neuer	39%	61%	81%
Vertrag 6	-25%	1	neuer	58%	42%	83%
Vertrag 7	-10%	3	neuer	32%	68%	84%
Vertrag 8	-25%	3	neuer	48%	52%	83%

Tabelle 56: Marginale Zahlungsbereitschaften für die einzelnen Attribute in Franken pro Jahr, Unternehmen

Nachfragecharakteristika	Anzahl Unternehmen	Konstante	Ausfalltage	neuer Anbieter
Alle	156	-1882.4**	-312.2**	336.8
Verwendung				
nur Heizenergie	114	-1368.1**	-449.8**	236.3
Vertrag				
Unterbrechbar	35	1105.7	-216.3	354.4
Nicht unterbrechbar	94	-2450.3**	-292.2	289.5
Energieintensität				
tief (<340 CHF/MA)	104	-2974.6**	-216.5	476.5
hoch (>340 CHF/MA)	52	-1380**	-452.3**	206.6

**: statistisch signifikant auf dem 5%-Niveau

8. Quellen

Beutin, N.,Fürst, A. und Hässner, G. (2004), Professionalität des Gasvertriebs in Deutschland: Status Quo, Einflussfaktoren und Erfolgsauswirkungen.

BFE (1997), Öffnung des schweizerischen Gasmarktes Pressemitteilung vom 25.Februar 1997.

Blankart Ch. B., Knieps, G. (1992), Netzökonomik, Jahrbuch für Neue Politische Ökonomie, Band 11, 73-87.

BMWA (2003), Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit an den Deutschen Bundestag über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht), Berlin.

BMWi (2002), Verfügung des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie vom 18. BP (2005a), Statistical Review of World Energy 2005, Foliensatz, 14. Juni 2005.

BP (2005), Statistical Review of World Energy 2005, Juni 2005.

Bundeskartellamt (2002a), Beschluss vom 17. Januar 2002, 8. Beschlussabteilung B8–40000–U–109/01 (E.ON/Gelsenberg)

Bundeskartellamt (2002b), Marktöffnung und Gewährleistung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, Diskussionspapier für die Sitzung des Arbeitskreises Kartellerecht am 7. Oktober 2002, Bonn.

Bundeskartellamt (2005), Kartellrechtliche Beurteilungsgrundsätze zu langfristigen Gasverträgen, 8. Beschlussabteilung, B8–113/03, Bonn, 25.01.2005.

Cayrade, P. (2003), Investments in Gas Pipelines and LNG infrastructure – Which Impact on Security of Supply?, An address to the workshop on insuring against disruptions of energy supply, Amsterdam, May 6./7. Mai 2003

Cornot-Gandolphe, S. (2004), Security of Gas Supply in Open Markets, Präsentation am Symposium on European Natural Gas Market, The Hague, 5. November 2004.

Econcept/BFE (2001), Marktöffnung im Gasbereich – Auswirkungen auf Energieverbrauch, Energiepreise, Umwelt sowie kompensierende Massnahmen, Schlussbericht.

Ecoplan (1999), Service Public im liberalisierten Strommarkt; Hauptstudie; Schlussbericht, Bern.

EID (2005), IEA-Chef Claude Mandil: «Europa hat ein Problem mit Gazprom», Energie Informationsdienst, 31. Januar 2005.

EID-News (2005), Deutsch-russischer Energiegipfel im Oktober, 21. Januar 2005, http://www.eid.de.

Eurogas (2004), Annual Report 2003-2004, Brüssel.

Europäische Kommission (2001), Erster Benchmarkingbericht über die Verwirklichung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen, SEK(2001)1957, 3.Dezember 2001, Aktualisierte Version: März 2002, Brüssel.

Europäische Kommission (2003), Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes (aktualisierter Bericht unter Einbeziehung der Beitrittsländer), Arbeitsdokument der Kommissionsdienststellen, SEK(2003)448, 7. April 2003, Brüssel.

Europäische Kommission (2004), Third Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Markets, DG TREN Draft working paper, 1.März 2004, Brüssel.

Europäische Kommission (2005), Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Technical Annexes, Commission staff working document, COM(2004)863 final, Brüssel.

Europäische Kommission/Eurostat (2002), Gaspreise – Preissysteme 2001, Luxemburg.

EWI/BET (2000), Analyse und wettbewerbliche Bewertung der Verbändevereinbarung Gas zum Netzzugang, Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Endbericht.

FAZ (2004), Neue Regulierungsbehörde für Strom und Gas, 28. Juli 2004.

Finger, M., Genou, C. und Aarentsen, M (2004), Energy regulation: Convergence through Mulit-level Technocracy, in: Finon, D und Midttun, A. (Hrsg., Reshaping European Gas and Electricity Industries: Regulation, Markets, and Business Strategies. Amsterdam, S. 111-128.

GDF (2005), Document de base numéro I. 05-037, enregistré par l'Autorité des marchés financiers.

Hausman, J. (2001), Competition and Regulation for Internet Related Services: Results of Asymmetric Regulation, http://econ-www.mit.edu/faculty/jhausman/files/Columbia_v4.pdf.

Hausman, J. A.und Sidak, J. G. (1999), A Consumer-welfare Approach to Mandatory Unbundling of Telecommunications Networks, Yale Law Journal 109, 417-505.

Hille, M. (2002), Strategieoptionen für Energieversorgungsunternehmen als Reaktion auf einen rückläufigen Absatz im Wärmemarkt, Dissertation, Bremen.

IEA (2004), Monthly Natural Gas Survey, July, Paris.

IEA (2006), IEA-Paper on Gas Market Regulation. Conclusions from the IEA/IGU/CIEP High-Level Conference on Regulation of Natural Gas Markets, Paris, 26 Januar 2006, http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/work/2006/gas/Conclusions/IEARegConc.pdf.

IEA/OECD (2003), World Energy Investment Outlook 2003, Paris.

IEA/OECD (2004), Security of Gas Supply in Open Markets – LNG and Power at a turning Point, Paris.

IFP (2002), Natural Gas Fundamentals, Institut Francais du pétrole.

Juris, A. (1998), Competition in the Natural Gas Industry, the Emergence of Spot, Financial, and Pipeline Capacity Markets, in: The World Bank Group, Public Policy for the Private Sector, Note No. 137.

Knieps, G. (2002), Wettbewerb auf den Ferntransportnetzen der deutschen Gaswirtschaft – Eine netzökonomische Analyse, in : Zeitschrift für Energiewirtschaft, 26 (3), 171-180.

Kravis, I. B. (1984), Comparative Studies of National Incomes and Prices, Journal of Economic Literature 22, 1-39.

Madrid Forum, http://europa.eu.int/comm/energy/gas/madrid/index_en.htm.

Newberry, D. M. (2000), Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities, Cambridge/Mass., London.

O'Mahony, M. und van Ark, B. (Hrsg.) (2003), EU Productivity and Competitiveness: An Industry Perspective – Can Europe Resume the Catching-up Process?, European Commission, Competetiveness and Benchmarking.

Seeliger, A. (2004), Die Europäische Gasversorgung im Wandel, EWI Working Paper Nr. 04-02.

Telser, H. (2002), Nutzenmessung im Gesundheitswesen – Die Methode der Discrete-Choice-Experimente, Hamburg.

Telser, H., Vaterlaus, S., Zweifel, P. und Eugster, P. (2004), Was leistet unser Gesundheitswesen?, Zürich.

Vienna Online (2005), http://www.vienna.at/engine.aspx/page/vienna-article-detail-page/cn/common-news-20051027-112600_000119/dc/co:austria:news-ots-wirtschaft.

VSG (2004a), Jahresstatistik 2003, Zürich.

VSG (2004b), Kundenstatistik 2003, Zürich.