



E-CONTROL

**Erdgasversorgungssicherheit
in Österreich
Rahmenbedingungen und
Handlungsempfehlungen**

Eine Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

Vorwort

Die mit der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz per 1.10.2002 verwirklichte 100%ige Liberalisierung des österreichischen Erdgasmarktes stellt den Markt vor geänderte Rahmenbedingungen und führt zu einer neuen Rollenverteilung der Marktakteure. Dies gilt nicht nur für den engeren Gaswirtschafts- und Wettbewerbsbereich im Besonderen, sondern auch für das weitere Marktumfeld im Generellen, das in einem vernetzten nationalen wie internationalen ökonomischen Umfeld die Liberalisierung direkt und indirekt beeinflusst und umgekehrt von ihr beeinflusst wird.

Die vorliegende Studie der Energie-Control GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit beschäftigt sich mit dem Thema der Versorgungssicherheit am und für den österreichischen Erdgasmarkt vor dem Hintergrund des neuen liberalisierten Umfeldes. Die Studie fokussiert ihre Darstellungen dabei auf den Begriff der Versorgungssicherheit im Sinne der Möglichkeit, Endverbraucher jederzeit im vollen nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen. Dabei wird vom derzeitigen Niveau der Absicherung des Gasbedarfs für österreichische Endverbraucher ausgegangen, das auch unter Berücksichtigung der künftigen Bedarfsentwicklung erhalten werden soll. Damit erfolgt eine Abgrenzung von dem Verständnis der Versorgungssicherheit als Frage des sicheren Netzbetriebes bei gegebener Versorgung bzw. der Betrachtung der Versorgungssicherheit als Aspekt der Servicequalität im Sektor Erdgas, die in der vorliegenden Studie beide außer Betracht gelassen werden.

Neben einer Darstellung der österreichischen Versorgungsstruktur und –situation, erörtert die Studie insbesondere das Erfordernis neuer Mechanismen zur Bewältigung von kurzfristigen Versorgungskrisen. Entsprechend des – dem Text zugrunde liegenden, oben genannten - Verständnisses des Begriffes „Versorgungssicherheit“, versteht die Studie unter „Versorgungskrise“ eine Situation, in der die Möglichkeit, Endverbraucher jederzeit im vollen nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen, nur eingeschränkt gegeben ist. Der Terminus „Krise“ stellt dabei auf jene expliziten Ausnahmefälle kurzfristiger Versorgungsunterbrechungen ab, die mit den Instrumenten des Marktes nicht mehr befriedigend bewältigt werden können und daher spezifische Krisenmechanismen erfordern. In den Handlungsempfehlungen werden dabei langfristige Einschränkungen der Aufbringungsseite außer Betracht gelassen, obgleich die Analyse dieser Langfristedimension in der Studie integriert ist.

Wiewohl die Marktöffnung keine wesentlichen Änderung der Versorgungssituation für den österreichischen Ergasverbraucher mit sich gebracht hat, bedarf es einer Adaptierung der Krisenmechanismen an die geänderte Rollenverteilung zwischen den Marktakteuren. Während in der Vergangenheit durch einen von wenigen – zum Großteil stark integrierten - Teilnehmern bestimmten Markt ein im Versorgungsnotfall jederzeit ausreichender Informationsfluss als gegeben angenommen werden konnte, müssen in einem liberalisierten Markt die Aufgabenverteilung und der Informationsfluss erst neu definiert werden.

Unter Beleuchtung der nationalen wie europäischen Rahmenbedingungen diskutiert die Studie mögliche Krisenszenarien und stellt die damit verbundenen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die damit einher gehenden Systemkosten für den Erdgasmarkt dar. Auf Basis dieser Ergebnisse werden unter Einbeziehung der gesetzlichen Regelungen und der Diskussionen auf nationaler wie europäischer Ebene Handlungsempfehlungen abgegeben, die ein klar strukturiertes Prozedere zur Bewältigung von Krisensituationen im Bereich der Erdgasversorgung definieren. Als Krise wird dabei eine Situation verstanden, die durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln behoben werden kann. Den für diese Umstände getroffenen Handlungsempfehlungen wird jedoch dennoch die Prämisse der möglichsten Kosteneffizienz unterstellt und damit dem Erfordernis begegnet, nicht nur den Anforderungen an die Versorgungssicherheit gerecht zu werden, sondern auch die Liberalisierungseffekte zu wahren.

Die Marktteilnehmer in der Gasversorgung, deren Interessenvertretungen sowie die Mitglieder des Erdgasbeirates wurden eingeladen, zur Studie Stellung zu nehmen. Darüber hinaus wurden bei einer Round Table Veranstaltung am 17. Oktober 2003 (s. Anhang 5) mit über 50 Teilnehmern allen involvierten Repräsentanten der Versorger, der Netzbetreiber, der Regelzonenführern, der Verrechnungsstellen, der Produzenten, der Speicherbetreiber sowie der Industrie- und Haushaltskunden die Möglichkeit gegeben, ihre Standpunkte und Vorschläge darzulegen und zu diskutieren. Mit dem Ziel, die empfohlenen Maßnahmen in der Studie auf einen möglichst breiten Konsens zu stellen, wurde anschließend eine Adaption der Studie im Lichte der eingebrachten Änderungsvorschläge vorgenommen.

Wien, im November 2003

Die Verfasser¹⁾

¹ Mag. Michael SCHMÖLTZER, Dr. Thomas HEISSENBERGER, Mag. Alfred SCHUCH, Mag. Nina GRALL, Dr. Paul OBERNDORFER, Dr. Carola MILLGRAMM; Energie-Control GmbH, Abteilung Gas/Recht/Volkswirtschaft.

INHALTSVERZEICHNIS

Vorwort	2
Inhaltsverzeichnis	4
1. EINSATZ DES PRIMÄRENERGIETRÄGERS ERDGAS.....	6
1.1 Historische Entwicklung	6
1.2 Beginn der Erdgasproduktion in Österreich	7
1.3 Einsatz von Erdgas als Primärenergieträger	9
1.4 Einsatz von Erdgas für die Strom- und Wärmeerzeugung	10
1.5 Einsatz von Erdgas in Haushalt und Gewerbe	11
1.6 Einsatz von Erdgas in der Industrie	13
1.7 Substitutionsmöglichkeiten von Erdgas in den einzelnen Verwendungsarten	17
2. DARSTELLUNG DER ÖSTERREICHISCHEN VERSORGUNGSSITUATION	20
2.1 Entwicklung der Inlandsproduktion	20
2.1.1 OMV AG	22
2.1.2 RAG	22
2.2 Entwicklung der Gasspeicherung in Österreich	23
2.2.1 Kennzahlen der österreichischen Erdgasspeicheranlagen	25
2.2.2 Österreichische Erdgasspeicheranlagen im europäischen Vergleich	28
2.3 Entwicklung des Gasimports	29
2.4 Ausgleichsmöglichkeiten der Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe	32
2.4.1 Sektorale Flexibilitätserfordernisse.....	32
2.4.2 Haushalts- und Gewerbesektor	35
2.4.3 Industriesektor	36
2.4.4 Kraftwerksektor	36
3. DARSTELLUNG DER NOTVERSORGUNG MIT ERDGAS IN ÖSTERREICH VOR DEM GWG	38
3.1 Qualität des Notversorgungsplans im Rahmen der AFG	38
3.2 Ziel des Notversorgungsplanes	40
3.3 Akteure im Rahmen des Notversorgungsplanes	41
3.4 Vorgesehene Vorgangsweise im Falle einer Notversorgungssituation	42
4. LEGISTISCHE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE NOTVERSORGUNG UNTER DEM REGIME DES GWG ...	45
4.1 Verschiebung der Rolle der Akteure im Falle einer Versorgungsunterbrechung	45
4.1.1 Rolle der Netzbetreiber.....	47
4.1.2 Rolle des Regelzonenführers	49
4.1.3 Rolle der Behörden.....	50
4.1.4 Rolle der Erdgasspeicheranlagenbetreiber	54
4.1.5 Rolle des Bilanzgruppenkoordinators.....	54
4.1.6 Rolle der Versorger	54
4.1.7 Rolle der Kunden	55
4.2 Maßnahmen im Bereich der Marktregeln	58
5. DARSTELLUNG DER VERSORGUNGSSITUATION – MÖGLICHE KRISENSZENARIEN.....	61
5.1 Mögliche Krisenszenarien	62
5.1.1 Technisches Gebrechen.....	62
5.1.2 Sabotage/Terroranschläge an Erdgasversorgungsinfrastruktur	65
5.1.3 Politisch motivierte Einkürzungen der Erdgasversorgung.....	66
5.1.4 Unerwartet hohe Mehrentnahme.....	67
5.1.5 Naturkatastrophen	68
5.1.6 Streikmaßnahmen	69
5.1.7 Langfristiger Versorgungsengpass.....	70
5.1.8 Illiquidität eines Versorgers/Händlers mit hohem Marktanteil	71
5.2 Auswirkungen des Richtlinienvorschlages auf Österreich	72
5.2.1 Vorgangsweise	73

5.2.2	Darstellung einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden.....	77
5.2.3	Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden in einem – im statistischen Vergleich von 50 Jahren – besonders kalten Winter.....	81
5.2.4	Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden bei – im statistischen Vergleich von 20 Jahren – äußerst niedrigen Temperaturen.....	84
5.2.5	Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden in einem im statistischen Vergleich von 50 Jahren besonders kalten Winter bei einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen.....	86
5.2.6	Darstellung eines 100% Importausfalles über 60 Tage (inklusive Trollgas) bei Versorgung der HH + GW – Kunden.....	89
5.2.7	Darstellung eines 100% Importausfalles über 60 Tage (inklusive Trollgas) bei Versorgung aller Kunden.....	92
5.2.8	Kostenoptimierungsmöglichkeiten der Versorger.....	95
6.	EUROPÄISCHE PERSPEKTIVEN DER ERDGASVERSORGUNGSSICHERHEIT	98
6.1	Die Energieversorgung der Europäischen Union.....	98
6.2	FOKUS – Die Erdgasversorgung der Europäischen Union.....	100
6.2.1	Entwicklung des europäischen Erdgasverbrauches.....	100
6.2.2	Importverhalten der Europäischen Union im Erdgasbereich.....	101
6.3	Infrastruktursicherung durch internationale Kooperationen.....	108
6.3.1	Investitionssicherung und Harmonisierung der Tarifsyste me	113
6.3.2	Entwicklung eines Hubs als Mittel zur Sicherung der Erdgasversorgung.....	114
6.3.3	Auswirkungen des Erdgasbinnenmarktes auf die Versorgungssicherheit.....	115
6.4	Richtlinienvorschlag zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung.....	118
6.4.1	Mitgliedstaatspezifischen Regelungen	120
6.4.2	Inhalt des Richtlinienvorschlages	122
6.4.3	Entwicklungsstand des Richtlinienvorschlages und weitere Schritte	124
7.	SCHLUSSFOLGERUNGEN – EMPFOHLENE MAßNAHMEN	125
7.1	Vorschlag für legistische Maßnahmen.....	127
	Abkürzungsverzeichnis.....	133
	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	136
	Literaturverzeichnis	138
	Anhang 1 Vorschlag für einen Krisenversorgungsplan im Rahmen der Marktregeln	140
	Anhang 2 Gasinfrastruktur – Prioritäre Ausbauprojekte.....	148
	Anhang 3 nationalstaatliche Regelungen zur Versorgungssicherheit.....	151
	Anhang 4 Long-term Take-or-Pay (ToP) Verträge.....	158
	Anhang 5 E-Control Round Table Erdgasversorgungssicherheit, 17.10.2003	160

1. Einsatz des Primärenergieträgers Erdgas

1.1 Historische Entwicklung

Erdgas aus natürlichen Austritten ist seit Jahrtausenden bekannt und diente in älterer Zeit als „ewige Flamme“ nur kultischen Zwecken²⁾. Die früheste wirtschaftliche Nutzung fand in China im 3. Jahrhundert n. Chr. statt. Die wirtschaftliche Nutzung des Erdgases in größerem Umfang begann Anfang des letzten Jahrhunderts in Nordamerika. In den 30er Jahren kamen als Förderregionen Polen, Rumänien und die Sowjetunion hinzu. Noch heute tragen die drei Regionen Russland, USA und Kanada mehr als die Hälfte zur Welt-Erdgasförderung bei³⁾. Nach dem 2. Weltkrieg setzte sich Erdgas als Primärenergiequelle und auch als Rohstoff für die petrochemische Industrie zunehmend durch. Voraussetzung dafür war der verstärkte Ausbau der Transportinfrastruktur in den 60er und 70er Jahren⁴⁾.

Die Förderung von Erdgas erfolgt entweder als Erdölgas (in Erdöl gelöstes Erdgas) oder als freies Erdgas. Das Erdölgas wird bei der Rohölförderung gewonnen, während das freie Erdgas aus reinen Gaslagerstätten gefördert wird⁵⁾. In Österreich wurde bereits 1844 Erdgas in Wien gefunden, seit 1890 wird Erdgas in kleinen Mengen bei Wels gefördert. Die bedeutendsten Funde erfolgten jedoch erst nach dem Zweiten Weltkrieg, wesentlich dabei waren die Funde im Wiener Becken⁶⁾. Auf Grundlage dieser Erdgasproduktion entwickelten sich in einigen Bundesländern erste Landesgasversorgungsgesellschaften - die EVN AG (vormals Niogas) für den Verkauf und die Verteilung des Erdgases aus den niederösterreichischen Fundstellen, die Oberösterreichische Ferngas für den Vertrieb und die Verteilung des von der RAG geförderten Erdgases an oberösterreichische Industriebetriebe und ab 1957 die Steirische Ferngas AG zur Versorgung von Industriebetrieben in der Obersteiermark⁷⁾.

²⁾ Vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003, Heft XXVIII, S. 115.

³⁾ Vgl. ebd., S. 115.

⁴⁾ Vgl. ebd., S. 115.

⁵⁾ Vgl. ebd., S. 117. In diesen Definitionen wird konventionelles Erdgas zusammengefasst, das mit den vorhandenen Technologien gewonnen werden kann.

⁶⁾ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bundeslastverteiler (2001), Energiestatistik 1999: Daten zur Energieversorgung Österreichs, S. 85.

⁷⁾ Vgl. ebd., S. 85.

Hauptabnehmer des Erdgases blieben jedoch die Wiengas, Wienstrom sowie die EVN AG, die den Großteil des damals billigen Erdgases, welches als Begleitprodukt aus der Rohölförderung anfiel, in den Wärmekraftwerken zur Stromerzeugung einsetzten⁸⁾.

Der größte industrielle Einsatzbereich des Erdgases war in den 70er Jahren die Eisen- und Stahlerzeugung, wobei der Erdgaseinsatz auch in den anderen Industriezweigen in den letzten dreißig Jahren deutlich gesteigert wurde. Neben der Eisen- und Stahlerzeugung zählen heute die Papierindustrie und Steine/Erden und Glasindustrie zu den bedeutendsten industriellen Gasabnehmern⁹⁾. Eine deutliche Steigerung hat auch der Einsatz des Erdgases in der Chemie/Petrochemie und im Bereich Nahrungs- und Genussmittel aufzuweisen. Bei den Haushalten und Kleinverbrauchern löste das Erdgas bis ca.1980 das Stadtgas¹⁰⁾ ab. Mit dem weiteren Ausbau der Transportinfrastruktur nahm der Erdgasverbrauch der Haushalte und des Dienstleistungszweiges (öffentlich und privat) deutlich zu, heute sind diese Sektoren die wichtigsten Gasabsatzbereiche¹¹⁾.

1.2 Beginn der Erdgasproduktion in Österreich

Die Förderung von Erdgas als Begleitprodukt der Rohölförderung begann Ende des 19. Jahrhunderts¹²⁾. 1935 wurde die Rohöl-Gewinnungs AG (heutige Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, RAG) von der Socony Vacuum Oil, Inc. (heute Exxon Mobil Corporation) und der N.V.de Bataafsche Petroleum Maatschappij (heute Royal Dutch/Shell) gegründet, um in Österreich vermutete Ölvorkommen zu erschließen¹³⁾.

Nach dem Anschluss Österreichs an Deutschland 1938 haben die deutschen Ölkonzerne (z.B. DEA, Preussag, Wintershall AG) Interesse an der Ölförderung im Wiener Becken gezeigt¹⁴⁾. 1941 wurden der RAG die Aufsuchungsrechte entzogen und abgelöst, während die deutschen Ölkonzerne weitere Aufschlussarbeiten vornahmen¹⁵⁾. Nach dem Zweiten Weltkrieg wurden sämtliche Erdölbetriebe und Rechte des vormals deutschen Eigentums in

⁸⁾ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (Bundeslastverteiler 2001), Energiestatistik 1999: Daten zur Energieversorgung Österreichs, S. 85.

⁹⁾ Vgl. Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2000.

¹⁰⁾ Unter „Stadtgas“ wird ein künstlich durch Erhitzen unter Luftabschluss erzeugtes Gas auf Kohlenbasis oder aus Ölprodukten durch katalytische Spaltung verstanden (*Recknagel/Sprenger*, S. 148).

¹¹⁾ Vgl. Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2000.

¹²⁾ Vgl. *Bachmayer F.* (Hrsg.), S. 179.

¹³⁾ Vgl. Homepage der RAG: www.rohoel.at.

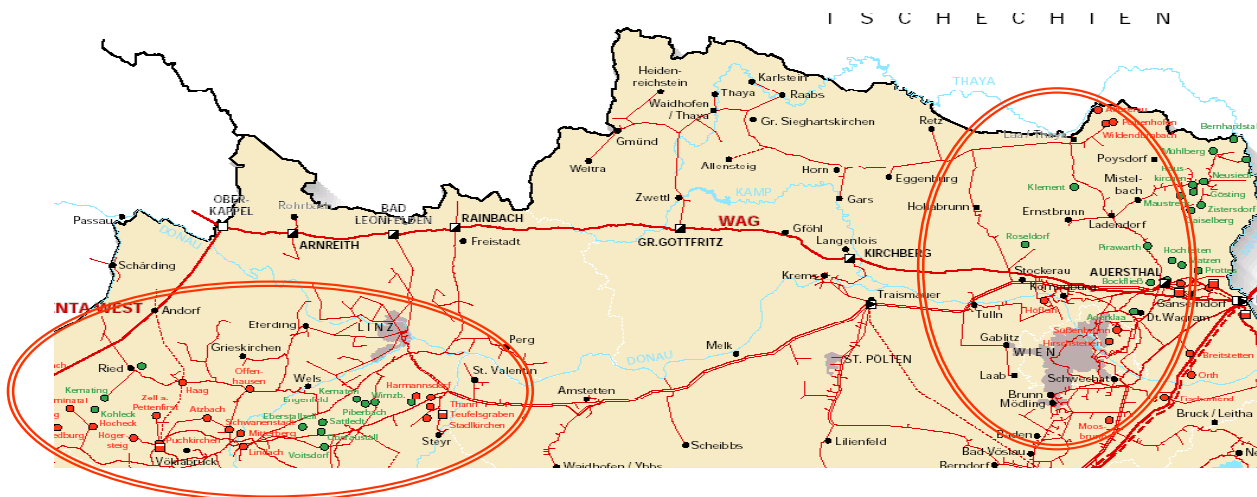
¹⁴⁾ Vgl. *Bachmayer F.* (Hrsg.), S. 150.

¹⁵⁾ Vgl. ebd., S. 150.

die *Sowjetische Mineralölverwaltung* (SMV) überführt. Diese hat sodann ein umfangreiches Aufschlussprogramm gestartet, welches zu bedeutenden Öl- und Gasfunden geführt hat¹⁶. 1955 wurden die Betriebe der SMV dem österreichischen Staat übergeben, der diese anfangs unter öffentlicher Verwaltung und in der Folge als Aktiengesellschaft, der Österreichischen Mineralölverwaltung (ÖMV), weiterführte¹⁷. Mit dieser Übernahme begann eine Phase des „Tiefenaufschlusses“ in der Erdöl- und Erdgasexploration. Von den alliierten Besatzungstruppen wurde die RAG 1947 und 1951 mit Forschungsaufträgen im Molassebecken beauftragt¹⁸. Nach Abschluss des österreichischen Staatsvertrages wurden der RAG die Aufsuchungs- und Gewinnungsrechte in den zu „Aufsuchungsgebieten“ umgewandelten „Forschungsgebieten“ durch die Republik Österreich übertragen¹⁹.

Bis 1955 wurden die geförderten Erdgasmengen nicht entsprechend genutzt, erst ab 1955 gibt es eine geregelte Erdgasförderung, bei der versucht wird, die geförderten Mengen zu nutzen²⁰. In den 60er Jahren ist die Erdgasförderung deutlich gestiegen, 1970 lag sie bereits auf dem gleichen Niveau wie 2000. Steigerungen in der Verbrauchszunahme wurden jedoch aus Importen gedeckt, der Anteil der Erdgasproduktion am Bruttoinlandsverbrauch ist trotz gleich hohem Förderniveau von knapp 67% auf knapp 24% zurückgefallen²¹.

Abbildung 1 Aufsuchungs- und Fördergebiete in Österreich



Quelle: In Anlehnung an: ÖMV, Erdgaslagerstätten und Erdgasleitungen in Österreich (Karte), 7/2000

¹⁶ Vgl. *Bachmayer F.* (Hrsg.), S. 151.

¹⁷ Vgl. ebd., S. 151.

¹⁸ Vgl. ebd., S. 179.

¹⁹ Vgl. ebd., S. 180.

²⁰ Vgl. ebd., S. 149.

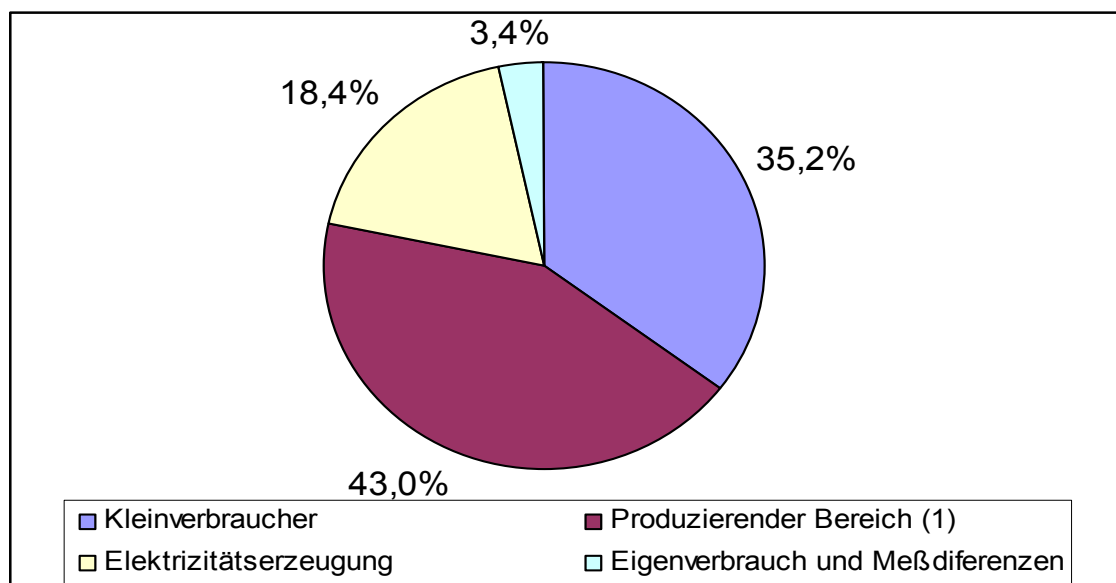
²¹ Vgl. Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2000.

1.3 Einsatz von Erdgas als Primärenergieträger

Die Bedeutung des Erdgases als Primärenergieträger hat seit den 70er Jahren stetig zugenommen, der Anteil am Primärenergieverbrauch²²⁾ ist seit 1970 um knapp 10% von 13,1% auf 22,8% in 2001 gestiegen²³⁾. Seit Mitte der 90er Jahre hat sich jedoch der Anteil des Erdgases nicht mehr wesentlich verändert und liegt seitdem bei rund 23%²⁴⁾.

Der produzierende Bereich (ehemals Industrie, Chemie und Raffinerie) ist der wichtigste Verbrauchssektor mit einem Anteil von 43% am gesamten Erdgasverbrauch in 2002. Kleinverbraucher und Haushalte hatten 2002 einen Anteil von 35%, der Einsatz von Erdgas zur Strom- und Wärmeerzeugung betrug 18% des gesamten Erdgasverbrauchs 2002.

Abbildung 2: Sektoraler Erdgasverbrauch 2002



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control

²² In der Energiebilanz 1970-2001 der Statistik Austria als „Bruttoinlandsverbrauch“ bezeichnet (www.statistik.at - Ergebnisse - Energiewirtschaft – Gasbilanz 1970-2001, Stand 20.8.2003).

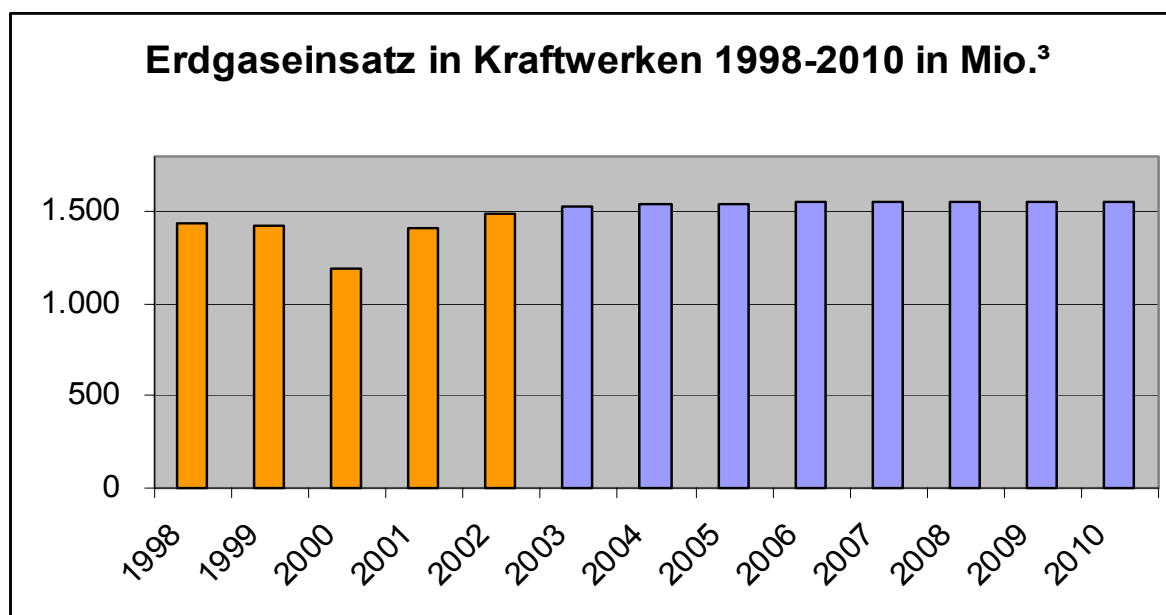
²³ Vgl. Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2001 (www.statistik.at - Ergebnisse – Energiewirtschaft – Gasbilanz 1970-2001, Stand 20.8.2003).

²⁴ Vgl. ebd.

1.4 Einsatz von Erdgas für die Strom- und Wärmeerzeugung

Der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung ist in den letzten Jahren leicht angestiegen und lag 2002 bei 1,5 Mrd. m³ (Abbildung 3). Die vorliegenden Prognosedaten bis 2010 schwanken in einer Bandbreite von +5% bis +20% beim Gaseinsatz in Kraftwerken. Dabei werden Sondereinflüsse – wie zum Beispiel extreme Witterungsverhältnisse – außer Betracht gelassen. Im Rahmen der vom Regelzonenführer AGGM vorgelegten Langfristplanung kommt das WIFO in seinem Prognosemodell „Daedalus“ auf höhere Veränderungsraten als die Ausbaupläne des Fachverbandes Gas&Wärme. Im Bereich der EVUs wird im WIFO-Modell für den Zeitraum 2003/2010 von einer jährlichen Veränderungsrate von +3,2% ausgegangen. Im Bereich des Erdgaseinsatzes für Fernwärmeerzeugung bis 2010 von jährlich +3,4% und im Bereich der industriellen KWK +2,3%. Insgesamt liegt daher der Wert bei +3%.

Abbildung 3: Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung (1998-2001)



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten; Berechnungen der E-Control; Fachverband Gas&Wärme: Ausbaupläne Gas 2002 –2011

Erdgas wird vor allem in den Wärmekraftwerken der Energieversorgungsunternehmen (EVU) eingesetzt. Zwei Drittel der in Österreich produzierten Fernwärme (ca. 12.500 GWh) wird in Wärmekraftwerken der EVU erzeugt. Davon werden rd. 4.000 GWh Fernwärme in reinen Heizwerken (ohne Stromerzeugung) erzeugt. Seit den 50er Jahren hat der Einsatz von

Erdgas zur Stromerzeugung stetig zugenommen, seit den 70er Jahren ist Erdgas der Hauptenergieträger in den stromerzeugenden Wärmekraftwerken der EVU.

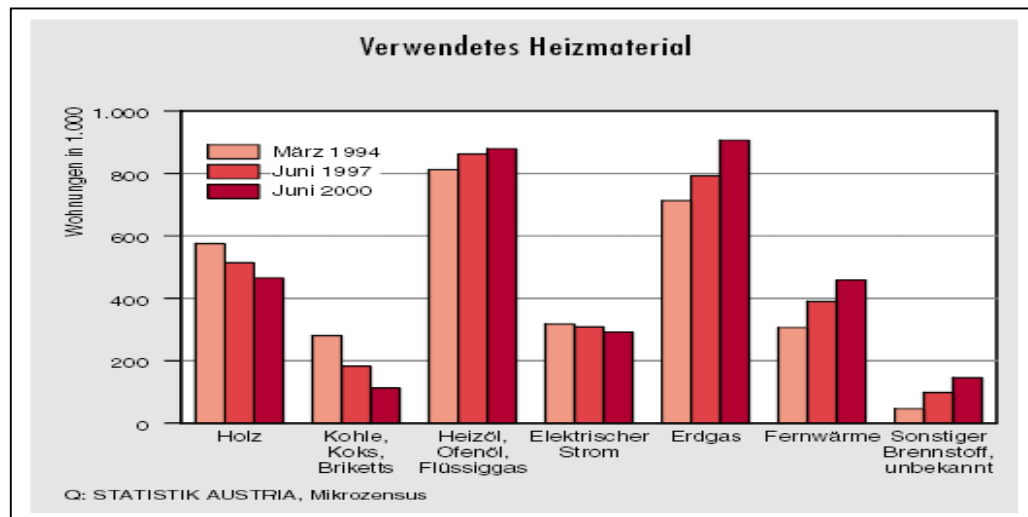
Die dargestellte Bedeutung in den Wärmekraftwerken der EVU ist jedoch regional auf Wien, Niederösterreich und Oberösterreich eingeschränkt. Die installierte Leistung von Eigenerzeugern (z.B. Industrie) und anderen nicht öffentlichen Erzeugern beträgt ca. ein Fünftel der installierten Bruttoengpassleistung der Gas-Kraftwerke²⁵⁾.

1.5 Einsatz von Erdgas in Haushalt und Gewerbe

Erdgas wird in Haushalten vor allem für Heizzwecke, zur Warmwasserbereitung sowie zum Kochen und Backen, eingesetzt. Der Anteil des Erdgases in der Wohnungsbeheizung ist stetig gestiegen und hat im Jahr 2000 erstmalig das Heizöl von Platz eins verdrängt. Ein Vergleich der Mikrozensusserhebungen der Statistik Austria von März 1994 bis Juni 2000 über die Heizgewohnheiten zeigt, dass die Beheizung der Wohnungen immer häufiger durch Hauszentralheizungen (Juni 2000: 46,3%) und Fernwärme (14,7%) erfolgt. Einzelofenheizungen haben stetig an Bedeutung verloren. Immerhin wird aber noch ein Viertel aller Wohnungen (24,9%) durch Einzelofenheizungen beheizt. Der Anteil der Etagenheizungen hat sich seit der Erhebung 1997 kaum verändert und liegt gegenwärtig bei 14,1%. Damit hatten – einschließlich der Wohnungen, die über Gaskonvektoren oder Elektroheizungen verfügten (11,4%) – deutlich mehr als vier Fünftel (86,5%) aller Wohnungen Zentral- bzw. gleichwertige Heizungen. Im Juni 2000 wurde erstmals Erdgas mit 27,8% am häufigsten zur Beheizung verwendet, knapp gefolgt von flüssigen Brennstoffen mit 27,0%. Wurden 1990 ca. 800.000 Wohnungen mit Erdgas beheizt, so sind es derzeit ca. 1,2 Mio.

²⁵ E-Control, eigene Erhebungen und Berechnungen (2003).

Abbildung 4: Wohnungsbeheizung in Österreich

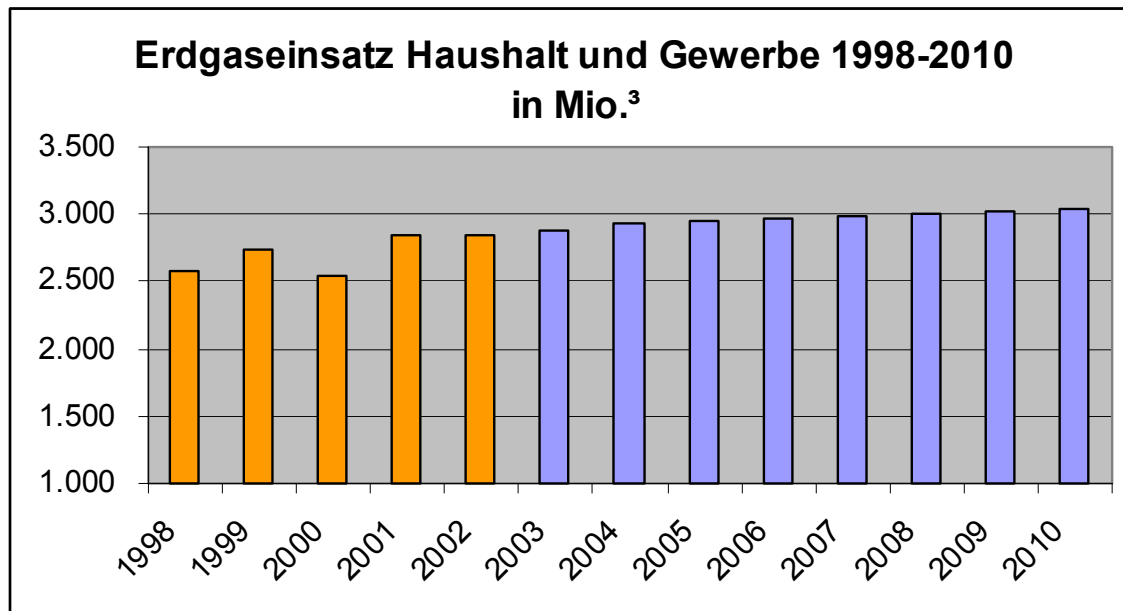


Anwendungsmöglichkeiten für Erdgas im Gewerbe sind z.B.:

- Landwirtschaft: Stallbeheizung, Trocknungsgeräte für Getreide, Heu und Grünfutter
- Gartenbau: z.B. Gewächshausbeheizung
- Wäscherei: Waschmaschine, Trockner
- Stahl- und Metallverarbeitung: z. B. Brennschneiden

Der Einsatz von Erdgas im Sektor Haushalt und Gewerbe ist in den letzten Jahren stark angestiegen (Abbildung 5). Die Bandbreite der Prognose bis 2010 schwankt zwischen +8 - +16% Anstieg des Gaseinsatzes im Bereich Haushalt und Gewerbe. Im bereits erwähnten WIFO - Modell für den Zeitraum 2003/2010 von einer jährlichen Veränderungsrate von + 3,2% ausgegangen.

Abbildung 5: Erdgaseinsatz Haushalt und Gewerbe bis 2010



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control, Fachverband Gas&Wärme: Ausbaupläne Gas 2002 –2011

1.6 Einsatz von Erdgas in der Industrie

Erdgas wird im industriellen Bereich als Brennstoff und als Rohstoff in den Produktionsprozessen eingesetzt. Der Einsatz von Erdgas erfolgt beispielsweise in folgenden Industriezweigen: Papierindustrie für Trocknungsanlagen, Glasindustrie, Elektronikindustrie, Nahrungsmittelherstellung, Keramikindustrie, Metallindustrie sowie in der Stahlindustrie²⁶⁾.

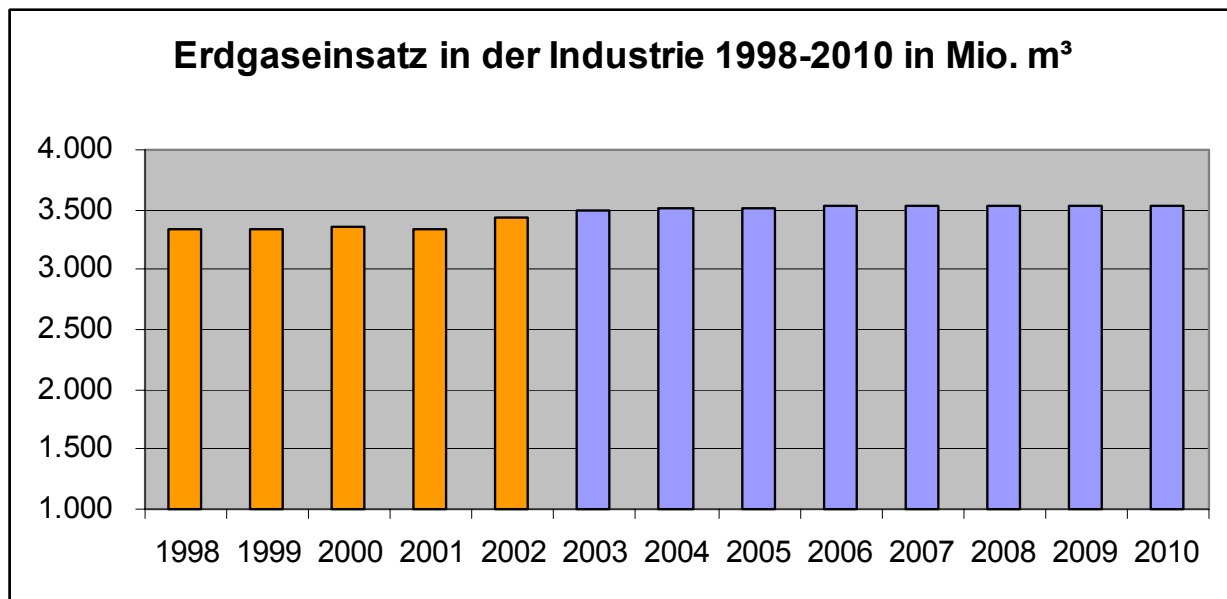
In einzelnen Bundesländern ist das Versorgungspotential der Industrie fast ausgeschöpft, während in anderen österreichischen Bundesländern die industrielle Erdgasversorgung noch Entwicklungspotential aufweist. Seit 1998 stagniert der Gasabsatz im Industriesektor, sodass Neuanschlüsse vor allem einen konjunkturbedingten geringeren Verbrauch nicht überkompensieren können²⁷⁾. Während die Ausbaupläne von einem sehr geringen Anstieg

²⁶ Vgl. www.erdgasinfo.de (Stand 11.06.2003).

²⁷ Vgl. Austria Ferngas (2002), S. 6.

+1% bis 2010 ausgehen, rechnet das Prognosemodell des WIFO mit rund + 10% Anstieg und einer jährlichen Veränderungsrate von +1,4%.

Abbildung 6: Erdgaseinsatz in der Industrie bis 2010



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten; Berechnungen der E-Control; Fachverband Gas&Wärme, Ausbaupläne Gas 2002 –2011

Tabelle 1 zeigt die Bedeutung des Erdgases als Anteil am Endenergieverbrauch²⁸⁾ in den einzelnen Sektoren (Wirtschaftssektoren enthalten sowohl Gewerbe als auch Industriebetriebe):

Tabelle 1: Sektorspezifische Bedeutung des Erdgases als Anteil am Endenergieverbrauch

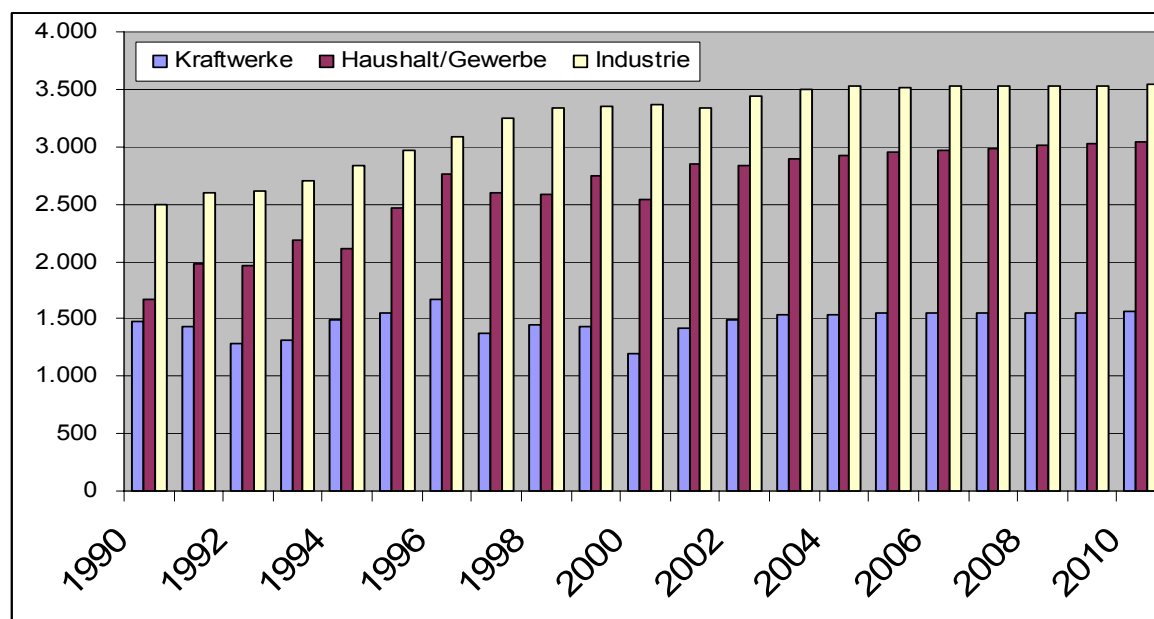
Sektorale Energetischer Endverbrauch in Terajoule (10^{12} Joule)	2000		
	Erdgas	Alle Energieträger	Anteil Erdgas am gesamten Endverbrauch
Eisen- und Stahlerzeugung	15.514	55.593	28%
Chemie und Petrochemie	10.767	30.050	36%
Nicht Eisen Metalle	2.518	6.160	41%
Steine und Erden, Glas	14.101	30.743	46%
Fahrzeugbau	1.237	5.109	24%
Maschinenbau	1.586	4.522	35%
Bergbau	2.687	6.270	43%
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	10.254	17.731	58%
Papier und Druck	17.939	65.414	27%
Holzverarbeitung	1.763	8.481	21%
Bau	585	16.793	3%
Textil und Leder	2.559	6.602	39%
Sonst. Produzierender Bereich	6.395	21.177	30%
Eisenbahn	0	10.064	0
Sonstiger Landverkehr	0	235.779	0
Transport in Rohrfernleitungen	9.986	10.535	95%
Binnenschifffahrt	0	303	0
Flugverkehr	0	24.742	0
Öffentl. und Private Dienstleistungen	20.411	104.733	19%
Private Haushalte	59.217	276.750	21%
Landwirtschaft	640	27.079	2%

Quelle: Statistik Austria, Energiebilanz 1970-2000

²⁸⁾ Der Endenergieverbrauch ist jene Energiemenge, die den Verbrauchern für die Umsetzung in Nutzenergie zur Verfügung gestellt wird (Raumheizung, Beleuchtung, mechanische Arbeit usw.).

Ersichtlich wird, dass die größten Energieverbraucher neben den privaten Haushalten die Industriezweige Papier und Druck, Eisen- und Stahlerzeugung, Steine und Erden/Glas, Chemie und Petrochemie und die Nahrungs- und Genussmittelindustrie sind. Erdgas als Roh- oder Brennstoff spielt in diesen Bereichen eine bedeutende Rolle.

Abbildung 7: Sektorale Verbrauchsentwicklung 1990-2010



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten; Berechnungen der E-Control; Fachverband Gas&Wärme, Ausbaupläne Gas 2002 – 2011

Zusammenfassung

Die hohen Zuwachsraten des Gasabsatzes in den 70iger, 80iger und 90iger Jahren konnten seit 1996 nicht mehr fortgesetzt werden. Für die nächsten Jahre wird ein moderates Wachstum des Gasabsatzes prognostiziert. Aufgrund des weit fortgeschrittenen Ausbaugrades der Gasnetze wird der künftige Absatz vornehmlich durch Konjunktur und Witterungseinflüsse bestimmt. Zu berücksichtigen ist aber auch die Abweichung der vorliegenden Prognosedaten. Für den Bereich Haushalt und Gewerbe schwankt die Prognose bis 2010 zwischen +8 bis +16% und ist überwiegend auf Netzverdichtungsaktivitäten zurückzuführen. Der Gasabsatz steigt bis 2010 in den Sektoren Stromerzeugung (inkl. Fernwärme und industrielle KWK) in der Bandbreite +5% bis +20% und in der Industrie zwischen +1% bis +10%. Der Gesamtbedarf an Erdgas in Österreich wird bis zum Jahr 2010 von derzeit 8 Mrd. m³ um ca. 4-12% ansteigen. Dabei ist mit einer jährlichen Zuwachsrate von weniger als einem halben Prozent bis 1,8% zu rechnen.

1.7 Substitutionsmöglichkeiten von Erdgas in den einzelnen Verwendungsarten

Bei der Auswahl eines geeigneten Energieträgers zur Wärmebereitstellung, Stromerzeugung etc. steht Erdgas in Konkurrenz zu anderen Energieträgern. Ist jedoch die Entscheidung für die Anwendung eines bestimmten Energieträgers, z.B. Erdgas, gefallen, kann der Energieträger bei einem plötzlichen Ausfall (z.B. Leitungsgebrechen) zumeist nicht sofort ersetzt werden.

Ohne hohe Zusatzkosten ist Erdgas nur in bivalenten Anlagen – d.h. Anlagen, die bereits beim Bau auf die Verwendung von alternativen Brennstoffen ausgelegt wurden – sofort und kurzfristig substituierbar. Diese Anlagen sind oft bei Industriekunden und vor allem bei Stromerzeugern installiert, weisen allerdings höhere Investitionskosten als reine Gasverbrauchseinrichtungen auf. Inwieweit in diesen Anlagen tatsächlich anstelle von Erdgas Heizöl oder Kohle eingesetzt wird, hängt davon ab, ob bei Einsatz dieser Energieträger die bestehenden Umweltauflagen erfüllt werden können bzw. ob der Preis für z.B. Heizöl attraktiv ist (s.a. Kap.2.4).

Wird Erdgas als Rohstoff in industriellen Produktionsprozessen eingesetzt, sind kurzfristige Substitutionsmöglichkeiten nicht gegeben.

Ohne die Installation von bivalenten Anlagen ist ein Lieferausfall nicht sofort substituierbar. Dies gilt in der Regel für Haushalte und Kleinverbraucher und zumeist auch Gewerbebetriebe mit geringem Gasverbrauch. Die Entscheidung im Kleinkundensegment auf einen anderen Energieträger umzusteigen, wird – falls überhaupt möglich – je nach Lebensdauer der Gasverbrauchseinrichtung – z.B. Thermen – alle 15-20 Jahre getroffen. Allerdings ist anzumerken, dass im Haushaltsbereich für kurzfristige Versorgungsausfälle durchaus auch andere Energieträger zur Verfügung stehen (etwa mobile Strom-, Flüssiggaskleinheizgeräte) und in ländlichen Gebieten – im Gegensatz zu Ballungsräumen – überwiegend auch Festbrennstoffanlagen neben der Gasheizungsanlage eingebaut sind (Kachelöfen etc.).

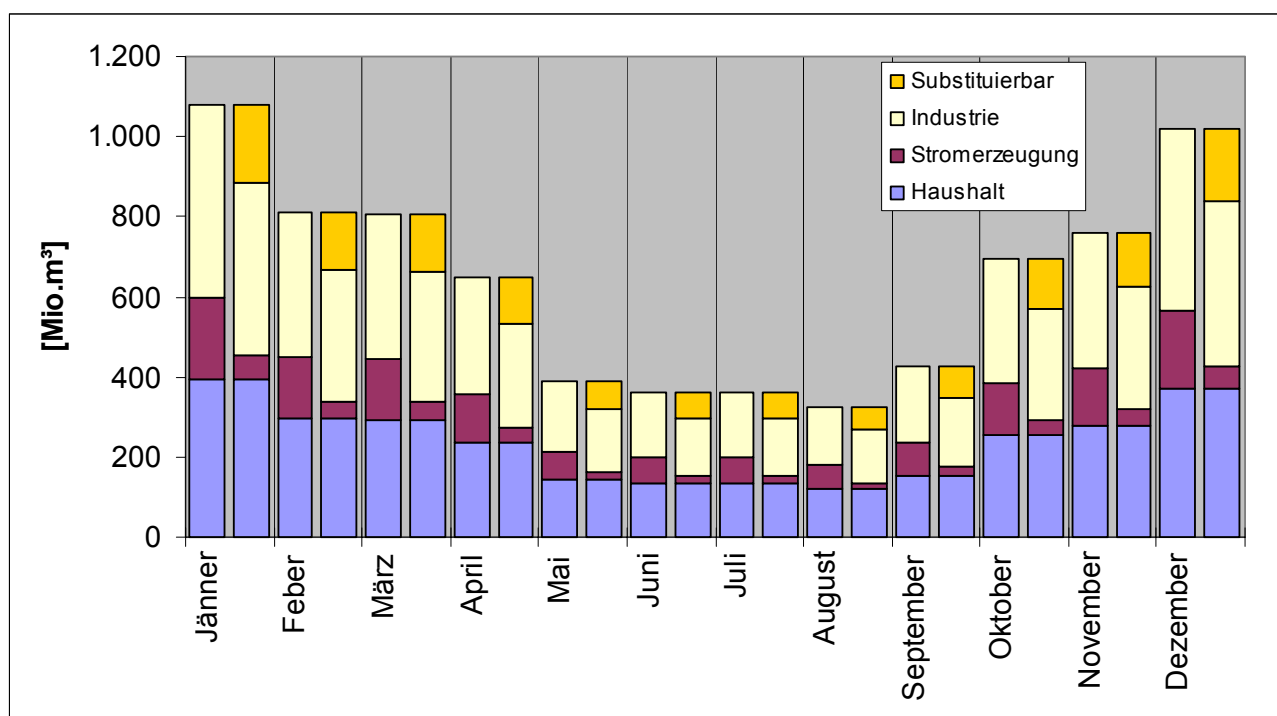
Tabelle 2: Übersicht über Substitutionsmöglichkeiten von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren im Jahr 2002

Verbrauchssektor	Erdgaseinsatz in Mio. m ³	Anteil am Erdgasverbrauch	Kurzfristig Substituierbar
Produzierender Bereich	3.441	43%	10%
Haushalte und Kleinverbraucher	2.840	35%	0%
Stromerzeugung	1.486	18%	70%
GESAMT*	7.767		18%

* ohne Eigenverbrauch und Messdifferenzen

Quelle: Schätzungen E-Control GmbH²⁹⁾

Abbildung 8: Substituierbarkeit des Gaseinsatz in den Sektoren im Jahresverlauf 2002



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control

²⁹⁾ Im Rahmen der Erörterung mit den Marktteilnehmern wurde die Schätzung der ECG hinterfragt, jedoch wurden keine anderen Daten zu Korrekturmöglichkeiten angegeben.

Zusammenfassung

Die Substitution von Erdgas im Falle einer Versorgungskrise lässt sich in einer kurzfristigen Betrachtungsweise auf die Sektoren Stromerzeugung (ca. -70%) und Industrie (ca. -10%) einschränken, wobei bezüglich der Leistungskennzahlen der einzelnen Sektoren mangels verfügbarer Daten keine Aussagen getroffen werden können. Eine Abschätzung des Volumens zeigt, dass kurzfristig ca. -18% des Gasbedarfs theoretisch substituierbar sind. Unberücksichtigt dabei ist die kurzfristige Verfügbarkeit alternativer Brennstoffe. Da der Gaseinsatz in den einzelnen Sektoren saisonalen Schwankungen unterliegt, wäre in Abhängigkeit der sektoralen Einsatzmenge eine Größenordnung von 200 Mio. m³ pro Monat in den Wintermonaten und von monatlich ca. 60 Mio. m³ in den Sommermonaten in Abhängigkeit der kurzfristigen Verfügbarkeit alternativer Brennstoffen substituierbar.

2. Darstellung der österreichischen Versorgungssituation

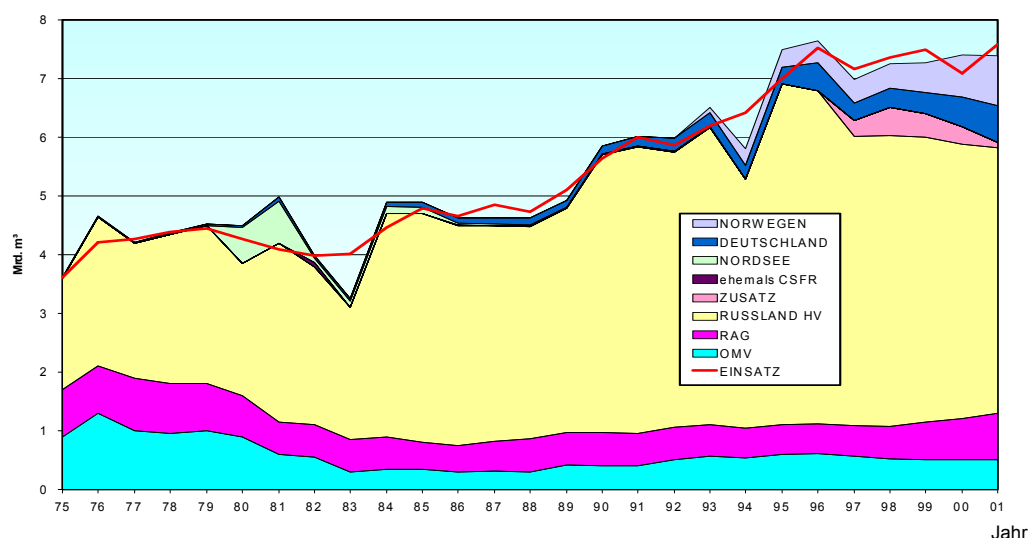
2.1 Entwicklung der Inlandsproduktion

Wesentliche Fördergebiete Österreichs sind das Wiener Becken (bedeutendste Erdöl- und Erdgasprovinz Österreichs und Mitteleuropas) und die Molassezone Oberösterreichs und Salzburgs³⁰).

Die Inlandsförderung erfolgt im Wesentlichen durch zwei Unternehmen: die RAG und die OMV AG, wobei die OMV AG den größeren Anteil von ca. 60% der Inlandsförderung hält (Abbildung 9). Die Eigentümer der österreichischen Gasproduzenten sind: OMV – ÖIAG 35% (Österreichische Staatsholding); IPIC 19,6% (Staatliche Ölgesellschaft VAE), Streubesitz 45,4% (A. 18,4; USA 12%; UK 10%; restl. EU 5%) und RAG – 25% Shell; 75% Beteiligungsgesellschaft (40% EVN, 40% E.On, 10% Steirische Ferngas, 10% Salzburg AG).

Die Erdgasförderung ist bis Ende der 80er Jahre (bei hohem Ölpreisniveau) angestiegen, bis 1986 deutlich zurückgegangen und hat dann wieder langsam zugenommen. Heute liegt die inländische Erdgasförderung in etwa auf dem gleichen Niveau wie im Jahre 1970.

Abbildung 9: Entwicklung der abgesetzten Erdgasmengen (ohne Raffinerien) in Österreich 1975-2001

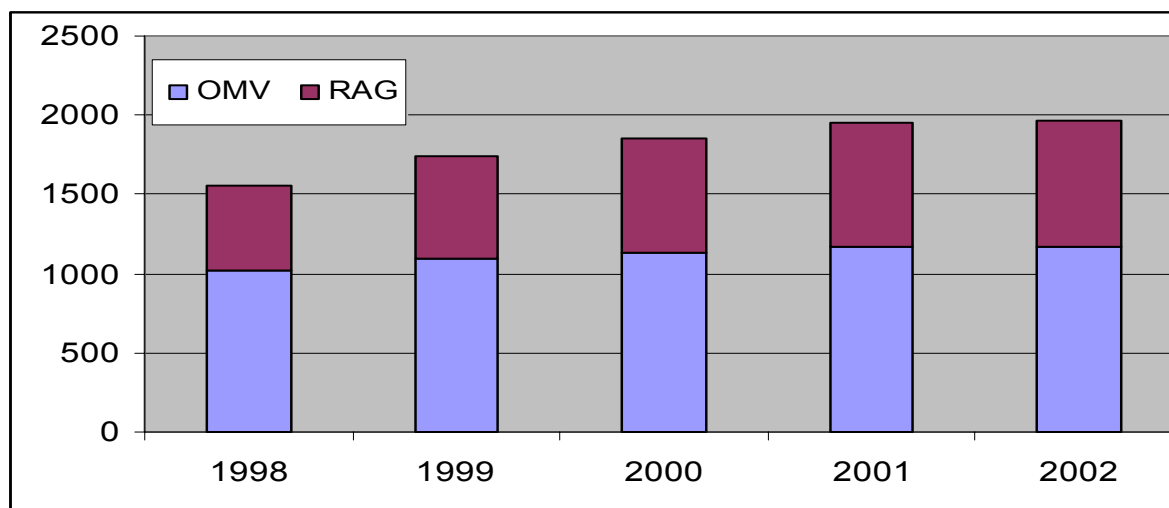


Quelle: Fachverband Gas&Wärme, Pressekonferenz, 5.3.2001 (Wien)

³⁰ Vgl. Bachmayer F. (Hrsg.), S. 179.

Die Deckung des inländischen Bedarfs kann heute jedoch nur noch zu 24% aus inländischer Förderung erfolgen, die Importabhängigkeit ist deutlich gestiegen³¹. Aus einer aktuellen Studie von OGP geht hervor, dass Österreich über sichere Reserven in der Höhe von 24 Mrd. m³ verfügt. Darüber hinaus wird das Potenzial bereits entdeckter Reserven mit 5 Mrd. m³ sowie das noch unentdeckte Reservenpotenzial mit bis zu 19 Mrd. m³ angegeben³². Letztlich kommt es auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen an, ob vorhandene Potenziale zusätzlich erschlossen werden.

Abbildung 10: Entwicklung der Inlandsproduktion 1998-2002 in 1000 m³



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control

³¹ Zur steigenden Importabhängigkeit der Europäischen Union s.a. Kapitel 6.2.2.

³² OGP, Enlarged EU/EEA gas supply (2002), Tab. 1 (s.a. Tabelle 8). Die OGP versteht dabei unter den angegebenen „sicheren Reserven“ jene verbleibenden Reserven in allen derzeit bekannten Gasansammlungen, die zukünftig unter den gegebenen ökonomischen Bedingungen und derzeit verfügbaren Technologien gefördert werden. Unter „entdecktem Potenzial“ werden jene verbleibenden Gasressourcen verstanden, die zwar bereits entdeckt sind, zu deren tatsächlicher Förderbarkeit es jedoch noch neuer/weiterentwickelter Technologien oder geänderter wirtschaftlicher Bedingungen bedarf. Die Kategorie des „unentdeckten Potenzials“ bezieht die OGP auf jene Reserven, die unter gegebenen Bedingungen nur spekulativer und/oder exploratorischer Art sind. Die OGP differenziert damit – anders als zum Teil üblich – nicht zwischen *proved* und *probable reserves*.

2.1.1 OMV AG

Die Explorations- und Produktionstätigkeit der OMV in Österreich konzentriert sich auf das Wiener Becken und umfasst eine Fläche von mehr als 5.000 km². 2001 deckte die OMV mit rund 14 Mio. boe heimischer Förderung 10% des österreichischen Bedarfs an Rohöl und ca. 13% des Erdgasbedarfs ab. 2002 wurden in Österreich rund 2 Mrd. m³ Erdgas und rund 1 Mio. t Rohöl produziert. Dabei produzierte OMV 57% des in Österreich geförderten Erdgases und 90% des einheimischen Rohöls.

2.1.2 RAG

Die RAG fördert seit 1960 Erdgas aus Lagerstätten in ihren Gewinnungsfeldern in Ober-, Niederösterreich und Salzburg betreibt heute 112 Gassonden mit einer Jahresproduktion von 790 Mio. m³ Erdgas (2001). Insgesamt wurden seit Gründung der RAG bis zum 31.12.2002 14,1 Mio. t Rohöl und 20,4 Mrd. m³ (Vn) Naturgas gefördert.

Zusammenfassung

Die inländische Förderung, die 24% des inländischen Bedarfes deckt, leistet einen bedeutenden Betrag zur Sicherstellung eines hohen Versorgungssicherheitsniveaus. Im Zusammenwirken mit den im nachstehenden Kapitel 2.2 beschriebenen Erdgasspeicheranlagen, werden – auf Basis der kontrahierten Speicherleistung – ca. 65% der maximal verfügbaren Aufbringungsleistung abgedeckt. Wie aus den monatlichen Gasproduktionsmengen ersichtlich, verläuft die Inlandsproduktion nicht bandförmig, sondern es wird in den Sommermonaten um bis zu 50% weniger produziert, als in den Wintermonaten. Daraus ist ersichtlich, dass je nach Saisonalität der Beitrag der Inlandsproduktion zur Überbrückung einer Versorgungskrise schwankt und im Sommer ein prozentuell höherer Beitrag zur Dämpfung der Auswirkungen von Versorgungseinkürzungen geleistet werden könnte.

2.2 Entwicklung der Gasspeicherung in Österreich

Der Erdgasverbrauch in Österreich unterliegt sehr großen Schwankungen. Dies liegt vorwiegend am hohen Anteil der Haushalts- und Gewerbekunden am Gesamtverbrauch, da der Verbrauch dieser Kunden – im Gegensatz zu jenem der Industriekunden – sehr stark von der Außentemperatur sowie vom sozialen Verbrauchsverhalten abhängig ist. Haushalts- und Gewerbekunden setzen Erdgas vorwiegend für die Beheizung der Räumlichkeiten, zum Kochen sowie zur Erzeugung von Warmwasser ein (s.a. Kapitel 1.5). Somit ist die Abnahme sowohl temperatur- als auch tageszeitabhängig. Dies führt zu sehr ausgeprägten Spitzenverbräuchen, welche insbesondere in den Morgenstunden sehr hoch sind.

Die Industriekunden benötigen Erdgas entweder als Prozessgas, zur Stromproduktion oder auch zur Erzeugung von Warmwasser bzw. Dampf, wobei der Verbrauch wesentlich gleichmäßiger als im Haushalts- und Gewerbesektor erfolgt. Die Erzeugung von elektrischer Energie in erdgasbefeuerten Kraftwerken dient zur Abdeckung der sogenannten *middle load* bzw. zu einem geringen Teil zur Abdeckung der *peak load* und unterliegt somit nicht im selben Ausmaß starken kurzfristigen Abnahmeschwankungen wie der Haushalts- und Gewerbe kundensektor.

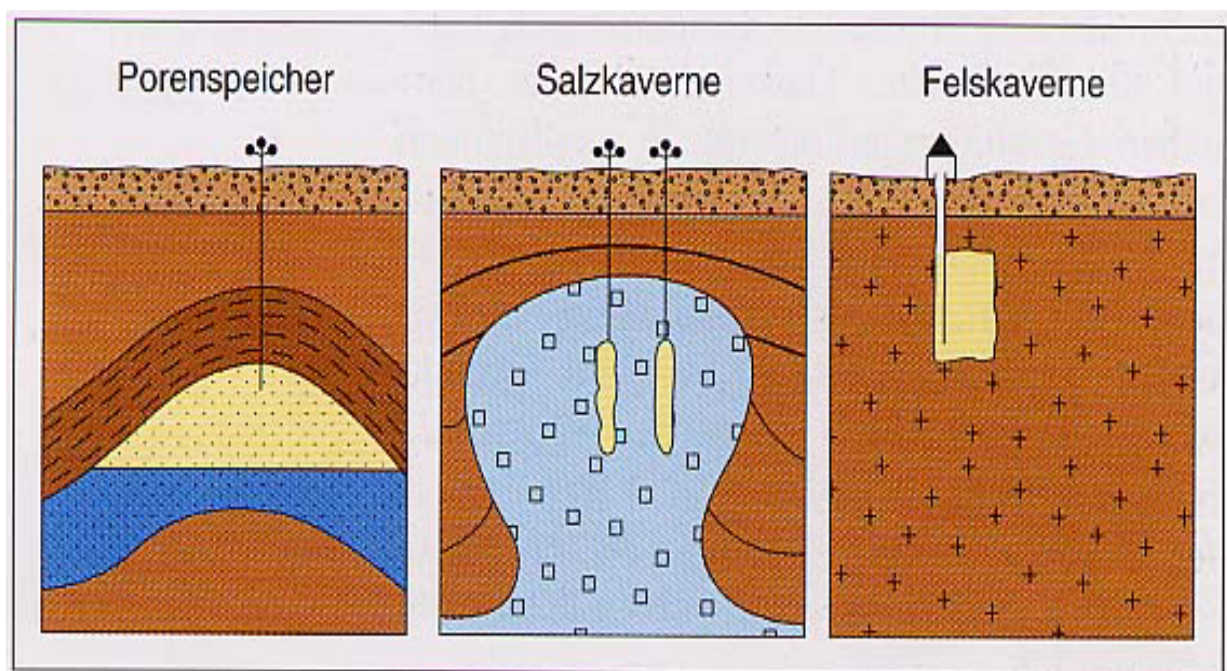
Da der Großteil des in Österreich verbrauchten Erdgases aus Russland importiert wird, und somit über große Distanzen transportiert werden muss, bedarf es aus ökonomischen Gründen einer hohen Auslastung sowohl der Rohrleitungen, als auch der benötigten Kompressoren und anderen technischen Equipments (anderenfalls müssten Rohrleitungen, Kompressoren und anderes technische Equipment für eine sehr große Spitzenlast, die über einen sehr kurzen Zeitraum benötigt wird, dimensioniert werden und somit noch bedeutend höhere Investitionssummen als ohnehin erforderlich, aufgebracht werden). Um die Abweichung zwischen mehr oder weniger bandförmiger Anlieferung und den sich ständig ändernden Verbräuchen³³⁾, seien sie stündlicher, täglicher oder saisonaler Natur, auszugleichen, benötigt man in Österreich entsprechende Speichermöglichkeiten.

Um große Volumen gasförmiger Medien zu lagern, wurden als Alternative zu oberirdischen Behältern Unterspeicher entwickelt. Somit wurde eine behälterlose Lagerung von Gasen in Hohlräumen der Erdkruste bei direktem Kontakt des Speichermediums mit dem Gestein, das den Speicherraum umgibt, möglich. Hiermit wurde eine wirtschaftliche

³³ In Österreich liegt die Relation von minimalem zu maximalem täglichem Verbrauch zwischen 1:4 bis 1:5 bzw. noch höher.

Lagerung von Erdgas geschaffen. Mit Hilfe von Untergrundspeichern können nicht nur Verbrauchsschwankungen abgedeckt, sondern auch Störungen im Produktions-, Liefer- und Fortleitungsprozess überbrückt werden. Die hohe Wirtschaftlichkeit von Untergrundspeichern ergibt sich aus dem relativ geringen Materialaufwand bei gleichzeitig hoher Variabilität in Hinblick auf Kapazität und Leistungsfähigkeit. Zudem ist die Untergrundspeicherung aufgrund des minimalen Flächenbedarfs sowie der Schonung des Landschaftsbildes besonders umweltverträglich.

Abbildung 11: Untergrundspeichertypen



Bedingt durch die regionalen geologischen Gegebenheiten sind in Österreich ausschließlich Porenspeicher – d.h. ausgeförderte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten – im Einsatz. Dies hat den Vorteil, dass der „Lagerraum“ bereits vorhanden, die Lagerstätte erforscht, der Lagerstättendruck und somit der jedenfalls maximal mögliche Speicherendruck bekannt ist. Weiters verfügen Porenspeicher üblicherweise über höhere Speichervolumina als Hohlraumspeicher. Nachteilig bei Porenspeicher sind die im Vergleich zu Hohlraumspeichern

kleineren Einspeicher- und Entnahmeraten sowie die höhere Kissengasmenge³⁴⁾ (= gebundenes Kapital)³⁵⁾.

2.2.1 Kennzahlen der österreichischen Erdgasspeicheranlagen

Folgende Erdgasspeicheranlagen stehen in Österreich zur Verfügung:

Tabelle 3: Erdgasspeicheranlagen in Österreich in der Regelzone Ost³⁶⁾

Lokation	Arbeitsvolumen (10 ⁶ Nm ³)	Einspeisekap. (Nm ³ /h)	Entnahmekap. (Nm ³ /h)	Betreiber
Schönkirchen	1770	775 000	815 000	OMV Erdgas GmbH
Reyersdorf u. Tallesbrunn	300	125 000	160 000	OMV Erdgas GmbH
Thann	250	115 000	130 000	OMV Erdgas GmbH
Puchkirchen	500	210 000	210 000	Rohölaufsuchungs AG
Summe	2.820			

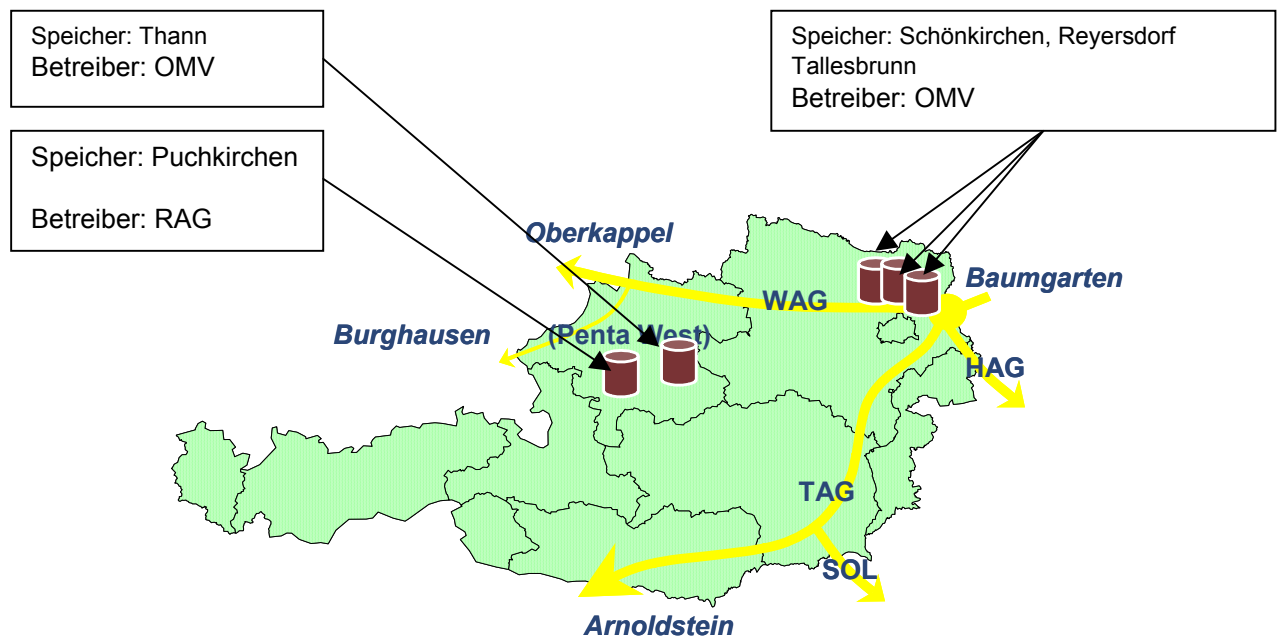
Quelle: E-Control und RAG (Auskunft v. 5.8.2002)

³⁴⁾ Unter „Kissengas“ wird jener Teil der im Speicher enthaltenen gasförmigen Energieträger, die nicht zur regulären Speichernutzung, sondern zur Aufrechterhaltung des Speicherbetriebes dient, verstanden.

³⁵⁾ Hohlraumspeicher haben den Vorteil größerer Einspeicher- und Entnahmeraten und einer – im Vergleich zu Porenspeichern – kleinere Kissengasmenge. Nachteile sind, dass der Hohlraum erst geschaffen werden muss sowie ein kleineres Speichervolumen.

³⁶⁾ Die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg verfügen über keine direkt an das Netz angeschlossene Speicheranlagen.

Abbildung 12: Erdgasspeicheranlagen in Österreich



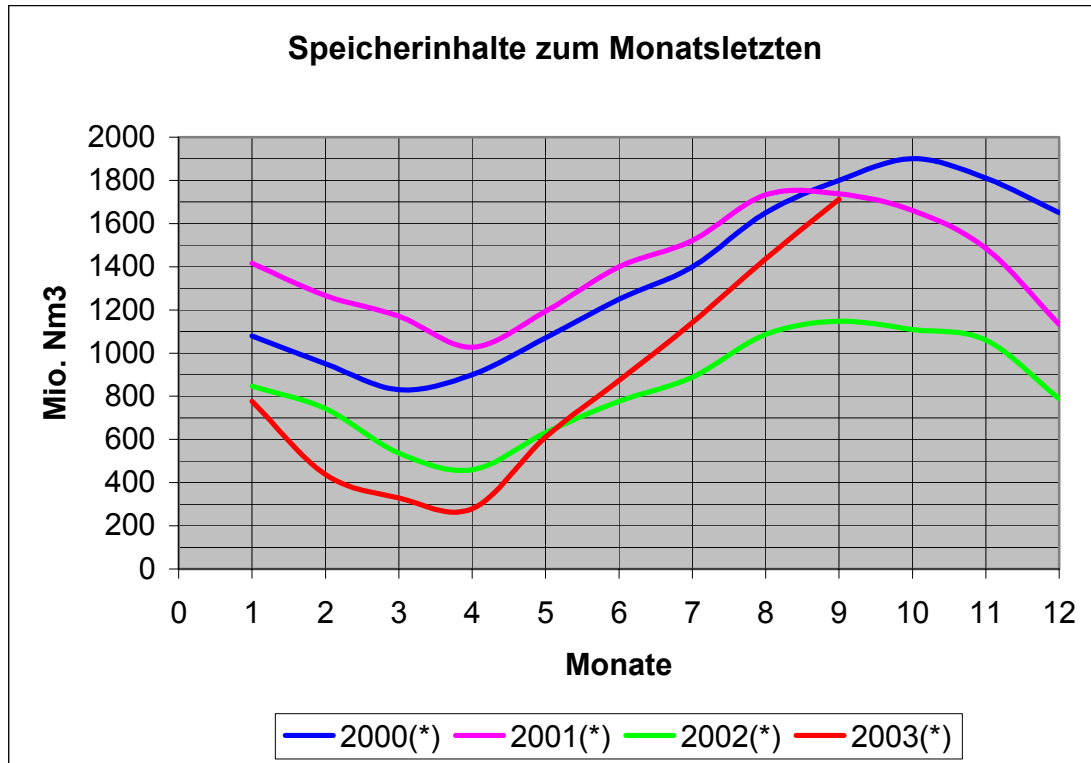
Quelle: E-Control

Wie Abbildung 13 zu entnehmen ist, reduzierte sich der Speicherstand des von den Landesferngasgesellschaften eingespeicherten Gases um ca. 35 Prozent im Jahr 2002 im Vergleich zum Jahr 2000. Dieser Effekt steht jedoch in keinem wesentlichen Zusammenhang mit der Vollliberalisierung des Gasmarktes, da diese Reduktion bereits im Jahr 2001 stattgefunden hat. Die Gründe für die Reduktion werden vor allem im Gaseinstandspreisgefüge gesehen, da in Zeiten hoher Gaspreise die eingespeicherte Menge deutlich reduziert wird.

Wie einer aktuellen Pressemeldung zu entnehmen ist³⁷⁾, haben die Landesferngesellschaften, die sich im Rahmen der Econgas zusammengeschlossen haben, das Speichervolumen vor der diesjährigen Heizsaison bereits ausreichend angefüllt. Belegt wird diese Tatsache auch aus den Darstellungen in Abbildung 13.

³⁷⁾ *Erdöldienst* - Fachinformation für Presse und Wirtschaft, Volle Speicher bei Econgas, 56. Jg/Nr.22 (28.10.2003), S. 5.

Abbildung 13: Speichereinhalte zum Monatsletzten (2000-2003)



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control

2.2.2 Österreichische Erdgasspeicheranlagen im europäischen Vergleich

Tabelle 4: Europäische Speicherkennzahlen

Land	Jahresverbrauch In Mrd. Nm3	Anzahl	Arbeitsgasvolumen In Mrd Nm3
Belgien	15,9	3	0,7
Dänemark	4,6	2	0,8
Deutschland	83,2	42	18,6
Finnland	4,1	0	0
Frankreich	42,4	15	11,1
Griechenland	2	1	0,1
Irland	4,1	0	0
Italien	68,7	8	15,1
Luxemburg	0,8	nicht vorh.	nicht vorh.
Niederlande	40,8	3	2,5
Österreich	7,2	5	2,3
Portugal	2,4	nicht vorh.	nicht vorh.
Spanien	18	2	1
Schweden	1	0	0
UK	97	8	3,6
Total	392,1	89	55,7

Quelle: aus Lapuerta C./Moselle B., S. 20

Tabelle 4 zeigt den Jahresverbrauch der Mitgliedstaaten, das jeweilige verfügbare Speichervolumen und die Anzahl der Speicheranlagen. Für die nachstehenden Berechnungen wurde von den Werten der Tabelle 3 ausgegangen.

Zusammenfassung

Die österreichischen Speicheranlagen verfügen in Bezug auf Speichervolumen und –leistung über ein hohes Niveau, welches ausreicht die Abweichungen zwischen mehr oder weniger bandförmiger Anlieferung und den sich fortlaufend ändernden Verbräuchen, seien sie stündlicher, täglicher oder saisonaler Art, auch in den nächsten Jahren auszugleichen. Die Reduktion der Speicherstände in den letzten Jahren ist größtenteils auf die Hochpreisphase der letzten Jahre zurückzuführen. Eine darüber hinausgehende Reduktion der Speicherstände ist nicht zu erwarten, da Versorger, die nicht über die ausreichende Flexibilität in ihrer Speichermenge verfügen, diese über den Ausgleichsenergiemarkt zukaufen müssten. Dies könnte zur Abhängigkeit von Ausgleichsenergieanbietern und in weiterer Folge zu hohen Ausgleichsenergiepreisen führen.

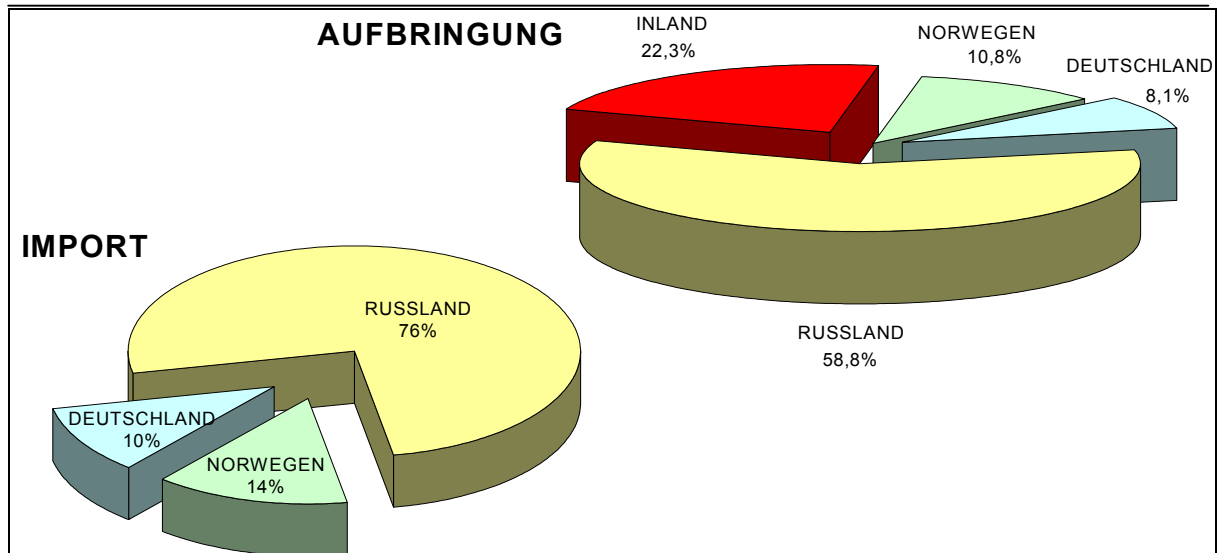
2.3 Entwicklung des Gasimports

Erdgas wurde bisher auf Basis langfristiger Verträge zwischen den Produzenten und OMV Erdgas GmbH bzw. Austria Ferngas als Einkaufsgemeinschaft der Landesferngasgesellschaften (1% Salzburg AG; 1% Kelag; 1% ÖOFG; 1% Begas; 1% VEG; 23,75% EVN AG; 23,75% Steirische Ferngas AG; 23,75% Wiengas; 23,75% Republik Österreich) importiert. Der erste langfristige *take or pay* (ToP) - Liefervertrag mit der damaligen Sowjetunion wurde 1968 abgeschlossen, dem vier weitere folgten; die Verträge wurden teilweise bereits erneuert. Mit norwegischen Produzenten wurde 1986 ein langfristiger ToP-Liefervertrag abgeschlossen (50% der Mengen an OMV, andere 50% an AFG, Übergabe Oberkappel, 500 Mio. Nm³, ab 2001 1 Mrd. Nm³; ab 2005 1,5 Mrd. Nm³). Bei diesem Vertrag ist die Austria Ferngas zu 50% an den Vertragsmengen beteiligt. Geringe Mengen werden aus Deutschland von Ruhrgas importiert (Abbildung 14).

Physikalisch gesehen sind nahezu 100% der importierten Gasmenge für die Regelzone Ost Russengas, welches von Baumgarten aus in vier Richtungen weitertransportiert wird; andere Importe erfolgen demnach weitgehend über Abtausch.

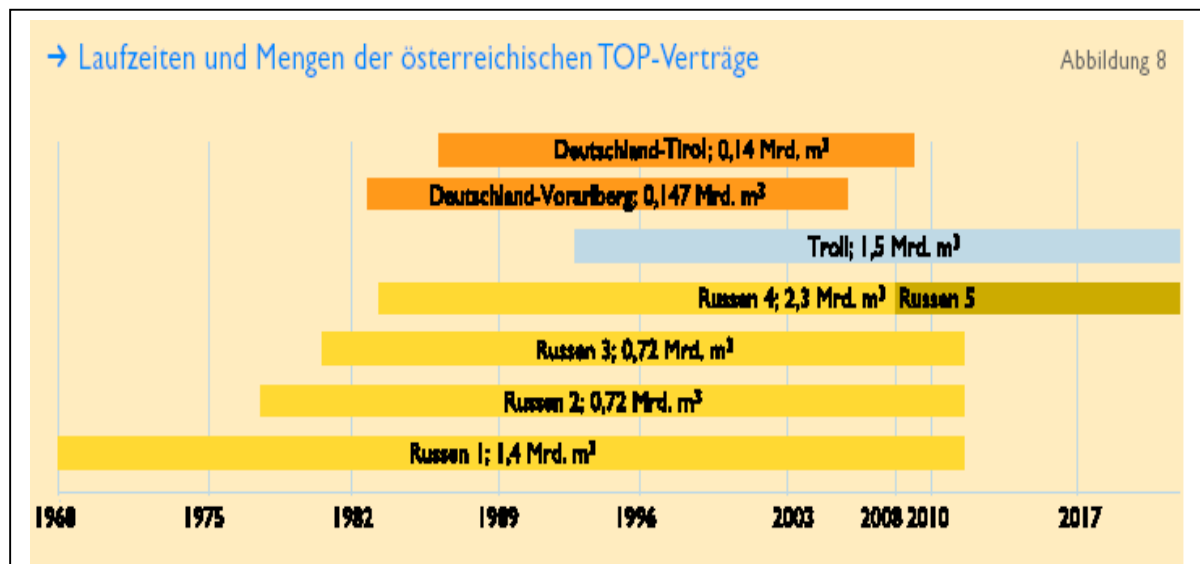
Die importierten Gas Mengen sind seit Abschluss der o.g. Verträge deutlich gestiegen und tragen heute zu ca. 75% zur Deckung des Gasverbrauchs in Österreich bei.

Abbildung 14: Importe und Aufbringung von Erdgas 2001



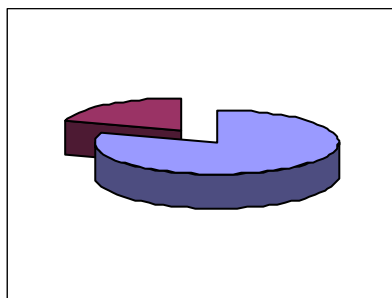
Quelle: Fachverband Gas&Wärme, Pressekonferenz, 5.3.2001 (Wien)

Abbildung 15: Darstellung der österreichischen langfristigen Gasversorgungsverträge

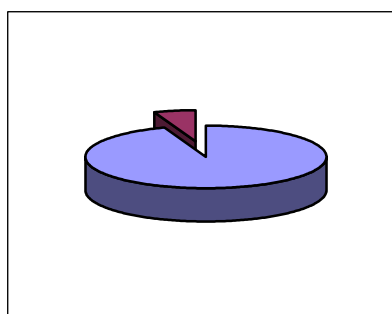


Quelle: Liberalisierungsbericht E-Control (2003)

Abbildung 16: Darstellung der gegenwärtigen Marktabdeckung durch Langfristverträge

LANGFRISTVERTRÄGE AUF MINIMUM DCQ

Belieferung durch Langfristverträge	80%
Potential alternative Belieferung	20%
Durchschnitt Verbrauch 1997/98/99/00 (in Mio. m ³)	7.516
Minimum Langfristverträge	6.050
Potential für Belieferung außerhalb von Langfristverträgen	1.466

LANGFRISTVERTRÄGE AUF MAXIMUM DCQ

Belieferung durch Langfristverträge	100%
Potential für Überschussmengen	+ 6%
Durchschnitt Verbrauch 1997/98/99/00 (in Mio. m ³)	7.516
Minimum Langfristverträge	8.050
Überschuss Maximum über durchschnittlichem Verbrauch	-484

Quelle: Pflanzl T., IIR Tagung (2001), Vortrag, Folie 7

Zusammenfassung

Ausgehend von der Bedarfsprognose für die nächsten 10 Jahre ist auch der zusätzlich erwartete Gasabsatz durch die Flexibilität der langfristigen Bezugsverträge abgesichert. Langfristige Bezugsverträge stellen im Lichte der Investitionssicherheit ein essentielles Mittel zur Gewährleistung der Infrastrukturschaffung dar, die als wesentliches Kriterium gerade der Versorgungssicherheit gelten muss und bilden damit einen wichtigen Beitrag zur Sicherung des gegenwärtigen und künftigen Erdgasverbrauches. Anpassungen bzw. Neuabschlüsse von Langfristverträge in Hinblick auf wettbewerbsbeschränkende Vertragsklauseln bedürfen jedoch im Lichte des europäischen Wettbewerbsrechtes, zwecks Vermeidung von Wettbewerbshindernissen, einer kritischen Betrachtung.

2.4 Ausgleichsmöglichkeiten der Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe

2.4.1 Sektorale Flexibilitätserfordernisse

Da Erdgasverbraucher den Primärenergieträger Erdgas für verschiedene Zwecke einsetzen, kann sich auch die Relation zwischen minimalem und maximalen Stundenverbrauch (= Flexibilität der Erdgasversorgung) sehr unterschiedlich verhalten.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Warenmärkten, in denen die Nachfrage in Abhängigkeit der Preiselastizität der Nachfrage auf Angebotspreisschwankungen reagiert, und Angebot und Nachfrage somit über den Preis ausgeglichen werden, verhält sich die Nachfrage der Kunden nach Erdgas – insbesondere der Haushaltskunden – in Hinblick auf Preisschwankungen unterschiedlich zu herkömmlichen Warenmärkten. Dies deswegen, da Kunden aufgrund einer einmal getroffenen Entscheidung für die Verwendung von Erdgas für den folgenden Zeitraum von 10 – 15 Jahren *de facto* „Gefangene“ ihrer Entscheidung werden, da die Wärmeerzeuger für Gas konzipiert sind und ein Umstieg auf Wärmeerzeuger, die andere Primärenergieträger verbrennen können, hohe zusätzliche Kosten verursacht. Falls man anfänglich parallel zu den gasbefeuerten Wärmeerzeugern auch Wärmeerzeuger, die für andere Primärenergieträger konzipiert sind, installiert, sind die Anschaffungskosten höher als bei Installation eines Wärmeerzeugers; bivalente Anlagen werden deshalb – falls möglich – vermieden (s.a. Kap. 1.7 und 2.2).

Die meisten Erdgaskunden – im Speziellen Haushaltskunden – wollen eine verlässliche ununterbrochene Erdgasversorgung, die in Entsprechung des vom Kunden gewünschten Einsatzzeitpunktes zur Verfügung stehen soll. Da insbesondere Haushalts- und Gewerbekunden Erdgas vorwiegend für die Beheizung der Wohn- und Geschäftsräumlichkeiten verwenden und die erforderliche Erdgasversorgungsleistung somit größtenteils von der Außentemperatur abhängt, wäre eine Unterbrechung der Erdgasversorgung mit hohen Unannehmlichkeiten sowie Komfortverlusten verbunden.

Große Kunden – wie Industriebetriebe und Stromerzeugungskraftwerke – haben oft auch Anlagen, die für den Einsatz anderer Primärenergieträger ausgelegt sind, installiert und könnten daher bei Preisunterschieden zwischen den Primärenergieträgern von Erdgas z.B. auf Erdöl wechseln. Dies wird größtenteils durch die Koppelung des Erdgaspreises an den Erdölpreis unterbunden. Sofern Verbraucher beispielsweise Erdöl zu einem Zeitpunkt relativ günstig kaufen könnten, müssen diese auch die aus der Kapitalbindung resultierenden

Kosten ins Kalkül ziehen. Zudem sind der zusätzliche Platzbedarf für die Lagerung der alternative Energieträger wie z.B. Erdölprodukte und die daraus entstehenden Kosten ebenfalls ins Kalkül zu ziehen.

Auf der Nachfrageseite sind zwei Aspekte der Variabilität zu unterscheiden:

- Schwankungen aufgrund von Verbrauchsmustern, welche sich in bestimmten Intervallen wiederholen. Die größten Flexibilitätserfordernisse entstehen aus den saisonalen Verbrauchsschwankungen, wiewohl es auch Verbrauchsschwankungen gibt, die auf soziales Verbrauchsverhalten zurückzuführen sind. Hier seien beispielhaft die Urlaubsperioden und der wöchentliche Arbeitsrhythmus genannt. Diese Verbrauchsschwankungen sind mehr oder minder vorhersehbar.
- Schwankungen, welche aus exogenen Einflüssen - größtenteils aus den starken Außentemperaturunterschieden - resultieren und somit unterschiedliche Heizleistungen erfordern. Obwohl vorhersagbar ist, dass die Sommertage wärmer als die Wintertage sind, kann jeder Wintertag für sich starke unvorhersehbare Außentemperaturunterschiede aufweisen.

Während die wiederkehrenden Verbrauchsschwankungen aufgrund der Vorhersehbarkeit leichter in den ökonomischen Entscheidungen berücksichtigt werden können, sind die nicht vorhersehbaren Schwankungen schwieriger zu bestimmen und die technischen Dimensionierungen der Anlagen, welche diese Schwankungen ausgleichen und letztlich die dementsprechenden Kosten hervorrufen, schwieriger vorzunehmen.

Haushalts- und Gewerbekunden erwarten sich eine Versorgung, die ihren Bedürfnissen entspricht. Da Absicherungssysteme (bivalente Feuerung) – wie bereits erwähnt – kostenintensiv sind, muss Erdgas auch an den kältesten Wintertagen mit ausreichender Leistung zur Verfügung gestellt werden. Die Gasversorger müssen eine saisonal bestimmte und/oder eine temperaturabhängige Nachfrage zu jenem Zeitpunkt, an dem die Nachfrage auftritt, zufrieden stellen. Dies ist auch unter dem Blickwinkel der Wettbewerbsfähigkeit von Erdgas zu alternativen Energieträgern zu sehen, da die alternativen Energieträger diese Nachfrageunterschiede zufriedenstellend bewerkstelligen können und daher bei Versorgungseinkürzungen von Erdgas einen entsprechenden Wettbewerbsvorteil hätten.

Flexibilität ist somit die Möglichkeit, unterschiedlich erforderliche Leistungen über definierte Zeiträume zur Verfügung zu stellen. In den liberalisierten Gasmärkten wird die Entwicklung von Erdgasbörsen und Erdgashubs, auf welchen Nachfrage und Angebot preislich

ausgeglichen werden, erwartet. Dies deswegen, da die unterschiedlichen Flexibilisierungsinstrumente mit unterschiedlichen Kosten behaftet sind und somit für ihre Inanspruchnahme unterschiedliche Preise verlangt und bezahlt werden, wobei diese Kosten von den Versorgern nicht automatisch im Energiepreis berücksichtigt werden.

Folgende Hauptflexibilisierungsinstrumente sind verfügbar:

- Ausreichend dimensionierte Rohrleitungen, die die höchstmögliche Leistung bewerkstelligen können. Hier ist jedoch auch die Transportdistanz zu berücksichtigen, da die Rohrleitungen üblicherweise mit ökonomisch optimalen Geschwindigkeiten betrieben werden und somit ein plötzlicher Temperatursturz im Falle von langen zu überwindenden Transportdistanzen erst mit einer gewissen Zeitverzögerung aufgefangen werden könnte – wobei anzumerken ist, dass die Steuerungsmöglichkeit dieses Instruments den Netzbetreibern bzw. dem Regelzonenführer obliegt.
- Untergrunderdgasspeicheranlagen sowie LNG Tanks³⁸⁾, welche die Unterschiede zwischen Nachfrage und Angebot ausbalancieren.
- Unterbrechbare Lieferverträge.

Unter der Prämisse der Abdeckung der höchsten erforderlichen Leistung ist zu erwarten, dass die Versorger versuchen werden, ihr Portfolio aus Flexibilisierungsinstrumenten kostenmäßig zu optimieren, wobei technische Gebrechen, wie z.B. Probleme in Rohrleitungen oder Kompressorschäden dazu führen können, dass beide Ziele nicht erreicht werden.

In Hinblick auf die nicht vorhandene Möglichkeit einer kurzfristigen Erweiterung der Rohrleitungs- und/oder Speicherkapazität, sind Verbrauchsentwicklungen möglichst exakt zu prognostizieren, damit eventuell erforderliche Infrastrukturprojekte rechtzeitig gestartet bzw. fertiggestellt werden können. Hier sei der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen, dass die aus der Realisierung des Projektes resultierenden Fixkosten unabhängig von der Nutzung einer bereits getätigten Investition anfallen.

Da der maximale Stundenverbrauch einen großen Einfluss auf die Dimensionierung von Anlagenteilen, wie z.B. Rohrleitungsdimension, Kompressorleistung, Kapazität der Erdgastrocknungsanlagen usw. ausübt, und folglich auch die daraus resultierenden Kosten

³⁸ LNG Tanks sind in Österreich derzeit nicht vorhanden.

mitbestimmt, ist es erforderlich, die Flexibilität zu ermitteln. Nachstehend werden die Faktoren, die die Flexibilitätserfordernisse bestimmen, für den jeweiligen Sektor herausgearbeitet.

2.4.2 Haushalts- und Gewerbesektor

Bei Kunden, die Erdgas für Heizzwecke einsetzen und bei denen die erforderliche Leistung somit direkt von der Außentemperatur abhängig ist, schwankt die notwendige Leistung beträchtlich. Berücksichtigt man auch noch die Warmwasserbereitung der Haushalts- und Gewerbekunden mittels Erdgas sowie den Einsatz des Erdgases für Kochzwecke, so ergeben sich stark divergierende Tagesgangkurven.

Während im Sommer die Stundenverbräuche relativ stark schwanken und *de facto* von der Warmwasserbereitung und vom Einsatz des Erdgases für Kochzwecke bestimmt werden, sind die relativen Schwankungen an extrem kalten Tagen – trotz hoher Stundenverbräuche – nicht so stark ausgeprägt. Dies liegt daran, dass die meisten Wärmeerzeuger im Haushalts- und Gewerbesektor eine sogenannte „Warmwasservorrangschaltung“ eingebaut haben und diese in Zeiten der Warmwasserbereitung (Duschen usw.) die Heizung für kurze Perioden außer Kraft setzt. Dieses „Aussetzen“ der Heizung führt bei diesen Kunden zu keinen unangenehmen Effekten, da die Kurzfristigkeit des „Aussetzens“, in Verbindung mit der Wärmespeicherfähigkeit der Gebäude, keinen merkbaren Temperaturabfall im Wohnraum bewirkt.

Wohnraumheizungsanlagen werden für eine bestimmte normierte, regional unterschiedliche Außentemperatur dimensioniert (meist kleine Überdimensionierung) und die maximale Stundenleistung somit durch diese Dimensionierung bestimmt. Wenn man in weiterer Folge die maximalen Stundenleistungen unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktoren aggregiert, erhält man je nach Anforderung die lokale, regionale oder überregionale maximal erforderliche Stundenleistung für den Sektor Haushalt und Gewerbe.

2.4.3 Industriesektor

Im Industriesektor wird das Erdgas in einem höherem Ausmaß als Prozessgas als für Heizzwecke eingesetzt. Die erforderliche Leistung unterliegt somit in wesentlich geringerem Umfang exogenen Einflüssen als im Haushalts- und Gewerbesektor. Der Vorteil von Erdgas im Vergleich zu alternativen Brennstoffen – wie Erdöl oder Kohle – liegt trotz der Vorortspeicherbarkeit dieser Energieträger in der leichteren, auf den jeweiligen Betrieb „maßgeschneiderten“, Handhabbarkeit sowie in der geringeren spezifischen Abgasemission.

Die nicht unterbrechbaren Industriekunden benötigen eine eher gleichmäßige, stabile Erdgasversorgung, welche – wie bereits erwähnt – geringeren exogenen Einflüssen, aber trotzdem kurzfristig einer geringen Preiselastizität der Nachfrage unterliegt. Diese Aussage erreicht bei Industriebetrieben, welche Erdgas als Rohstoff einsetzen, ein noch höheres Gewicht.

Soweit Industriebetriebe – wie z.B. die petrochemische Industrie – die Möglichkeit haben, ihre Endprodukte zu lagern und der Preis für eine unterbrechbare Erdgasversorgung ausreichend attraktiv ist, werden diese Kunden diese Art der Versorgung in Anspruch nehmen. Um bei Preisunterschieden zwischen Erdgas und den alternativen Brennstoffen den günstigsten Energieträger heranziehen zu können, haben große Verbraucher im Vergleich zu Kleinverbraucher eher Möglichkeit, entsprechende Anlagen zu installieren. Folglich ist bei solchen Kunden eine relativ hohe Preiselastizität der Nachfrage gegeben. Diese erstreckt sich üblicherweise über kurze Zeiträume, da es aufgrund der Kapitalbindungskosten und der Platzinanspruchnahme nicht üblich ist, große Mengen an alternativen Brennstoffen zu lagern.

Zusätzlich sind die immer strenger werdenden Abgasemissionsvorschriften zu berücksichtigen, da diese ein Ausweichen auf alternative Energieträger erschweren.

2.4.4 Kraftwerksektor

Vor der Öffnung des Elektrizitäts- und Erdgasmarktes wurde der Kraftwerkseinsatz aufgrund der oftmaligen Zugehörigkeit der stromerzeugenden gasbefeuerten Kraftwerke zu denselben Unternehmen (Erdgasvollversorgung plus Stromerzeugung) derart gestaltet, dass die Erdgasnetzstabilität nicht gefährdet wurde.

Seit der Liberalisierung beider Märkte hat sich das Entnahmeverhalten der stromerzeugenden gasbefeuchten Kraftwerke verändert. Überschüssige Elektrizität kann nun zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern gehandelt werden. Somit eröffnet sich die Möglichkeit, entweder Elektrizität, die aus eigenen, erdgasbefeuchten Kraftwerken gewonnen wird, bei entsprechend hohen Strompreisen zu verkaufen oder Elektrizität bei günstigen Preisen von anderen Stromerzeugern zu kaufen und das für die Stromgewinnung vorgesehene Erdgas an Erdgasmarktteilnehmer zu verkaufen. Diese sogenannten „Arbitragegeschäfte“ zwischen Strommarkt und Erdgasmarkt eröffnen für Kraftwerksbetreiber, die über die entsprechend flexiblen Anlagen verfügen, Gewinnoptimierungsmöglichkeiten, können aber im Gegenzug zu sehr hohen Stundenspitzenwerten führen und die Erdgasinfrastruktur dementsprechend belasten. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn die Strompreise aufgrund eines sehr hohen Stromverbrauches oder aufgrund von Instandhaltungs- oder Reparaturarbeiten an Kraftwerken am Ausgleichsenergiemarkt für Strom sehr hohe Preise erreichen.

Dieser Effekt kann verstärkt werden, insoweit die Kraftwerke so ausgestattet sind, dass sie sowohl Erdgas als auch Erdöl für die Stromerzeugung einsetzen und somit Preisdifferenzen zwischen den verschiedenen Primärenergieträgern zur Gewinnoptimierung aus der Stromerzeugung nutzen können. Dem können jedoch die strengen Abgasemissionsvorschriften entgegenwirken. Ebenso wird die oben genannte Möglichkeit des Wechsels von einem Primärenergieträger zu den anderen Primärenergieträgern mit der zunehmenden Entwicklung von CCGT Anlagen (*combined cycle gas turbines*) reduziert, obwohl diese dual befeuert werden können. Dies deswegen, da diese dual befeuerten Anlagen eher Destillate als Heizöl brauchen und Destillate im Vergleich zu Erdgas derzeit erheblich teurer sind.

3. Darstellung der Notversorgung mit Erdgas in Österreich vor dem GWG

3.1 Qualität des Notversorgungsplans im Rahmen der AFG

Als Vorbemerkung wird angeführt, dass sich die in der Folge beschriebenen Regelungen auf die Erdgasversorgung der jetzigen Regelzone Ost beziehen – also ohne Tirol und Vorarlberg. Die Versorgung der Bundesländer Tirol und Vorarlberg erfolgt physisch unabhängig vom Osten Österreichs.

Bereits mit Beginn der Importe aus Russland im Jahre 1968 hatten die Landesferngasgesellschaften (LFG) Wiener Stadtwerke, Niogas³⁹⁾, Steirische Ferngas und OMV die Erstellung von Regelungen für den „Notversorgungsfall“ als wichtig erachtet und 1970 einen ersten Notversorgungsplan im Rahmen der AFG⁴⁰⁾ in Kraft gesetzt. Die Ziele des damaligen Notversorgungsplanes (s.a. Kap. 3.2) entsprachen weitgehend den bis zuletzt gültigen Regelungen zur Bewältigung von vor allem Ausfällen in der Aufbringung von Erdgas.

Die Motivation der pro-aktiven Vorgangsweise der Erdgaswirtschaft entsprang dem Ziel, in Eigenverantwortung die Versorgung der Kunden mit Erdgas so zu sichern, dass diese zu jedem Zeitpunkt als gewährleistet anzusehen war. Die Versorgungssicherheit war letztendlich auch eine der Grundvoraussetzungen für den Ausbau der Erdgaswirtschaft bis auf das heutige Niveau. Von der öffentlichen Hand bestimmte Vorschriften zum Thema Notversorgung waren somit nicht erforderlich.

In den ersten Jahren sah der Notversorgungsplan die Reduktion des Verbrauches in Abhängigkeit von einer eingeschränkten Aufbringung in vorerst vier, dann fünf Stufen für jeden einzelnen am Notversorgungsplan beteiligten Partner vor. Die jeweils vereinbarten Rückstellungswerte waren in unterschiedlichen Zeitenräumen umzusetzen. Mit diesen Rückstellungswerten und -zeiten war die Abschaltung von bestimmten Kunden verknüpft – die nach bestimmten Kriterien – nach zwei bis vier Stunden vom Netz genommen werden konnten.

³⁹⁾ Heute EVN.

⁴⁰⁾ Die AUSTRIA FERGAS wurde 1962 als Koordinierungsstelle der Landesferngasgesellschaften für z.B. gemeinsame Beschaffung gegründet.

Hervorgehoben soll hier der „Geist“ des damaligen Notversorgungsplanes werden, der auf ein „Miteinander“ der beteiligten Partner abzielte. Die Disponenten der Unternehmungen hatten vor der Umsetzung von Rückstellungen das Einvernehmen mit allen davon betroffenen Netzbetreibern herzustellen, bevor Handlungen gesetzt wurden. Der integrierte Ansatz war von wesentlicher Bedeutung – die gemeinsame Bewältigung von Krisensituationen wurde besonders betont.

Dem anfangs von den vier o.g. „Gründungsmitgliedern“ vereinbarten Notversorgungsplan sind in der Folge bis 1981 die Unternehmen BEGAS, Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG), KELAG, Oberösterreichische Ferngas und SAFE beigetreten. Bis 1994 war der Notversorgungsplan in weitgehend unveränderter Form in Kraft.

Bedingt durch die starke Expansionsphase der Gaswirtschaft wurden in den 80er- und Anfang der 90er-Jahre relativ große Speichervolumina, respektive Leistungen, kontrahiert. Dies deshalb, da bis zum Abschluss von weiteren Langfristverträgen zur Deckung des steigenden Bedarfs relativ große Erdgasmengen als „Zusatzgas“⁴¹⁾ v.a. im Sommer in den Speichern eingelagert werden mussten. Durch diese zwangsweise Überdeckung mit Speichern war die Thematik Notversorgung in dieser Zeit von eher niedriger Priorität, da ohnehin mehr als ausreichend Ressourcen, vor allem bei der Speicherleistung, zur Verfügung standen. Die Wichtigkeit von „abschaltbaren“ Verträgen wurde dadurch in den Hintergrund gedrängt. Reduktionen in der Aufbringung konnten in dieser Phase aufgrund der reichlich vorhandenen Leistung und Volumina mit den Speichern problemlos bewältigt werden.

Ab 1994 wurde eine neue Ära eingeleitet und das Konzept des Notversorgungsplanes überarbeitet, die Zielsetzung sowie der "Geist" aus den 70er Jahren blieb allerdings sinngemäß unverändert.

Durch die Konsolidierung des Bezuges, der durch den Abschluss von zusätzlichen langfristigen Importverträgen (Russen- und Trollgas) realisiert wurde, schrumpfte der Bedarf an der temporär nötigen „Überkapazität“ der Speicher, welche, diesem Umstand folgend, schrittweise abgebaut wurde. Damit wurde die Aufteilung der jeweils verfügbaren Leistungen im Notversorgungsfall ein zunehmend wichtigeres Thema, welches durch den Umstand verschärft wurde, dass es im Industriebereich weniger Kunden gab, bei denen eine Abschaltung der Versorgung möglich war. Aus vorstehenden Gründen wurden die Prinzipien

⁴¹⁾ Unter „Zusatzgas“ versteht man additive Lieferungen zumeist als Ergänzung zu langfristigen Bezugverträgen.

des Notversorgungsplanes 1994 neu geregelt. Dieser Notversorgungsplan blieb in der überarbeiteten Form bis 30.09.2002 in Kraft (s.a. Kap.3.2 ff). Der jeweilige Notversorgungsplan wurde jährlich evaluiert und an die aktuellen Gegebenheiten angepasst.

Der Vollständigkeit halber soll noch erwähnt werden, dass die Zuverlässigkeit der Erdgaslieferungen durch die ausländischen Lieferanten dazu geführt hat, dass – abgesehen von Vorwarnstufen – keine Anwendung des Notversorgungsplanes bekannt ist. Anzumerken ist in diesem Zusammenhang weiters die sehr geringe Ausfallhäufigkeit der im Inland befindlichen Anlagen, die ebenfalls zum hohen Standard der Versorgungssicherheit beitragen.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass mit Inkrafttreten des neuen Marktmodells nach GWG die Gültigkeit des Notversorgungsplanes nicht verlängert wurde. Begründet wurde dies seitens der Gaswirtschaft mit den geänderten Rahmenbedingungen bzw. den veränderten Aufgabenteilungen der Marktteilnehmer.

3.2 Ziel des Notversorgungsplanes

Das dem Notversorgungsplan übergeordnete Ziel ist wie folgt definiert:

„.....bei Auftreten von Problemen in der Erdgasaufbringung in den überregionalen Erdgastransportleitungen Druckverhältnisse aufrecht zu erhalten, die eine weitgehend ungestörte Versorgung aller Abnehmer gewährleisten.“

Die Definition des Begriffes „Probleme in der Erdgasaufbringung“ erfolgt im Notversorgungsplan wie folgt:

- Liefereinschränkungen beim Inland- und/oder Import- und/oder Zusatzgas;
- Gebrechen an Speichern und/oder deren Einrichtungen;
- Ausfall von Leitungssystemen und/oder –anlagen.

Führen einer oder mehrere dieser drei Problemfälle zu kritischen Versorgungssituationen, so zeigt der Notversorgungsplan die Möglichkeiten von aufbringungsseitigen und verbrauchsseitigen Maßnahmen auf. Diese sind:

- Mobilisierung von Betriebsreserven in der Inlandgasproduktion und bei den Speichern sowie
- gezielte und determinierte Abschaltung von Abnehmern.

Hinsichtlich der aufbringungsseitigen Maßnahmen, also der Mobilisierung von Betriebsreserven, verpflichten sich OMV und RAG hier ihre latenten Reserven, abseits der vertraglich kontrahierten Leistungen, nach Können und Vermögen für den Notversorgungsfall zur Verfügung zu stellen. Die Feststellung von Kosten und deren Verteilung wäre im Nachhinein einvernehmlich zu regeln gewesen. Der Notversorgungsplan bestimmte hiezu keine Mechanismen.

Besonders hervorgehoben wurde im Notversorgungsplan die enge, auf dem Prinzip der Freiwilligkeit basierende Zusammenarbeit der Marktteilnehmer, also insbesondere der Landesferngasgesellschaften und der beiden Produzenten/Speicherbetreiber.

Klarzustellen ist, dass eine Notbevorratung nicht Gegenstand und Ziel des Notversorgungsplanes war. Es wurden keine Regelungen getroffen, die die Überbrückung eines determinierten Zeitraums vorgaben. Diesbezüglich hatten sich die Landesferngasgesellschaften in ihrer „Speicherpoolvereinbarung“ darauf geeinigt, für die Winterperiode eine Mindestspeichergasmenge für 14 Tage (auf Basis von nominierten Notversorgungsleistungen) vorzuhalten.

3.3 Akteure im Rahmen des Notversorgungsplanes

Zu unterscheiden sind im Wesentlichen zwei Gruppen von Akteuren:

Aufbringungsseitig ➡ OMV, RAG

Abgabeseitig ➡ Landesferngasgesellschaften, AFG

Der Informationsaustausch erfolgt über die ständig erreichbaren sog. „Gasdisponenten/Dispatchingzentralen“ der Unternehmungen. Eine interne Abstimmung zwischen Netz und Handel in den integrierten Unternehmen durfte als gegeben angenommen werden.

Die koordinierende Funktion, d.h. die Sammlung und Aggregation bzw. die Verteilung von Daten erfolgt durch die OMV. In ihrer Funktion als Koordinierungsstelle kommt der OMV auch die Befugnis zur Erteilung von Anweisungen zu, denen unbedingt Folge zu leisten war.

3.4 Vorgesehene Vorgangsweise im Falle einer Notversorgungssituation

Dem Notversorgungsplan wurde ein mehrstufiges System zugrundegelegt. OMV als Koordinierungsstelle war für die Ausrufung und Rückstellung einer der drei Stufen des vorgesehenen Stufenplans verantwortlich.

Der Notversorgungsplan definierte den Begriff der Versorgungssituation als das Verhältnis der stündlichen Summenabnahme der Landesferngasgesellschaften zur in der jeweiligen Stunde verfügbaren Erdgasaufbringung.

Wurden bei der Versorgungssituation (VS) die einvernehmlich festgelegten Schwellenwerte über- oder unterschritten waren die entsprechenden – nachfolgend beschriebenen Stufen – auszurufen bzw. rückzustellen.

Folgende Stufen waren definiert:

- Stufe 1: $VS \geq 80\%$ -- **Vorinformation**
- Stufe 2: $VS \geq 90\%$ -- **Notversorgung**
- Stufe 3: $VS \geq 95\%$ -- **Notstand**

ad Stufe 1

Diese Stufe stellte eine Vorinformation zur Notversorgung dar. Hiermit sollte sichergestellt werden, dass ausreichend Vorlaufzeit für die allfällige Abschaltung von Verbrauchern zur Verfügung stand. Insbesondere wurde hier den betroffenen Kunden eine notwendige Vorbereitungsphase ermöglicht.

ad Stufe 2

Ab Erreichen des genannten Schwellenwertes wäre die Notversorgung in Kraft getreten. Aufbringungsseitig wären vorbereitende Maßnahmen zur Mobilisierung von Betriebsreserven getätigt worden (s.a. Kap.3.3).

Verbrauchsseitig verpflichteten sich die Landesferngasgesellschaften, die ihnen zustehende und jährlich neu definierte „Notversorgungsleistungen“ (m³/h) nicht zu überschreiten. Wie diese Zielsetzung erreicht wurde, entschied jede Landesferngasgesellschaft für sich und war nicht im Detail geregelt. Soweit erforderlich, wären aufgrund der Entscheidung der Landesferngasgesellschaften von ihnen Verbraucher vom Netz genommen worden, um die jeweils zustehenden Stundenleistungen nicht zu überschreiten.

ad Stufe 3

Auf der Aufbringungsseite wären in dieser Situation von OMV und RAG alle verfügbaren Betriebsreserven aus inländischer Produktion und der Speicher mobilisiert und ihr Eigenverbrauch (und der ihrer direkten Verbraucher, insbesondere die Raffinerien) auf ein Minimum reduziert worden.

Verbrauchsseitig wurde neben der zuvor angeführten Reduktion des Eigenverbrauchs analog zur Stufe 2 bei den Landesferngasgesellschaften die Einhaltung sog. vereinbarter „Notstandsleistungen“ gewährleistet. Dazu wären von den Landesferngasgesellschaften autonom nötigenfalls zusätzlich zu den bereits in Stufe 2 aus dem Netz genommenen Verbrauchern weitere abzuschalten gewesen. Wäre eine Verbesserung der Versorgungssituation eingetreten, so wären die zuvor ausgerufenen Stufen wieder rückgestellt worden.

Der Vollständigkeit halber wird angemerkt, dass der Koordinierungsstelle ein Handlungsspielraum eingeräumt wurde, Stufen erst dann auszurufen, wenn aufgrund der Tendenz der Entwicklung der Versorgungssituation zu befürchten war, dass einer dieser Schwellenwerte nachhaltig überschritten werden könnte. Wurde eine Überschreitung nur kurzzeitig erwartet, lag es im Ermessensspielraum von OMV, eine Stufe nicht auszurufen. Die Einräumung des Ermessensspielraumes war durch die langjährige Erfahrung und die Kompetenz der Koordinierungsstelle bei der Einschätzung der jahreszeitlichen Verbrauchsentwicklung im Tagesablauf und die Kenntnis der aktuellen Aufbringungssituation möglich.

Im seinem Wahrnehmungsbericht Nr.4/2003⁴²⁾ zu den Auswirkungen des Gaswirtschaftsgesetzes auf die Austria Ferngas GmbH verweist der Rechnungshof auf die *„Notwendigkeit von Ersatzregelungen zur Bewältigung von Notversorgungsfällen, falls der*

⁴²⁾ Rechnungshof, Wahrnehmungsbericht. Teilgebiete der Gebarung des Bundes. Austria Ferngas – Gaswirtschaftsgesetz, Reihe Bund 2003/4, Zl. 860.021/002-E1/03 (Sept. 2003), S. 139-150.

Speicherpool in seiner derzeitigen Form nicht mehr bestehen sollte. [Auch; Erg.] Der Wiener Stadtssenat sowie die Landesregierungen von Niederösterreich, der Steiermark und Kärnten äußerten in ihren Stellungnahmen Besorgnis wegen der Nichtweiterführung des Notversorgungsplanes“⁴³⁾.

Zusammenfassung

Vor der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes regelte der Notversorgungsplan als freiwillige Vereinbarung der Gesellschafter der AFG mit den Produzenten und Speicherbetreibern OMV AG und RAG AG das Prozedere im Falle einer Versorgungseinkürzung in der (heutigen) Regelzone Ost. Für den Fall der Überschreitung einvernehmlich festgelegter Schwellenwerte der Versorgungssituation (Stufe 1: VS $\geq$ 80%, „Vorinformation“; Stufe 2 VS $\geq$ 90%, „Notversorgung“; Stufe 3: VS $\geq$ 95%, „Notstand“) waren die Mobilisierung von Betriebsreserven der Inlandsproduktion und Speicher als aufbringungsseitige Maßnahmen der OMV und RAG bzw. eine gezielte Abschaltung von Abnehmern als abgabenseitige Maßnahmen, vorgesehen. OMV als Koordinierungsstelle war für die Ausrufung und Rückstellung der Stufen verantwortlich, wobei ihr ein Ermessensspielraum zukam, etwa bei Erwarten einer nur kurzfristigen Versorgungseinschränkung auf die Ausrufung gänzlich zu verzichten. Der Notversorgungsplan war ein reiner Krisenplan, regelte aber nicht etwa Bevorratungspflichten und kannte auch keinen Kompensationsmechanismus. Seit Mitte der 90er Jahre kam es lediglich zu Ausrufung der Stufe 1 (bloße Vorinformation). Der Notversorgungsplan ist mit 30.9.2002 ausgelaufen und wurde aufgrund der geänderten Bedingungen im Rahmen der Liberalisierung per 1.10.2002 nicht verlängert.

⁴³⁾ Dsb., ebd., S. 149, Rz 18.2 und 18.3.

4. Legistische Rahmenbedingungen für die Notversorgung unter dem Regime des GWG

Der österreichische Gesetzgeber hat mit der Umsetzung des Gaswirtschaftsgesetzes – GWG, BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002; eine Reihe von Zielbestimmungen definiert, die mit diesem Bundesgesetz erreicht werden sollen. Ein erklärtes Ziel des GWG ist es, *„der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend und sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen und dessen effizienten Einsatz, insbesondere auch bei der Umwandlung von Strom und Wärme, zu gewährleisten.“* (§ 3 Z 1 GWG).

Ein weiteres Ziel des GWG ist es, *„einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Netzbetreibern auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umwelt- und Klimaschutz beziehen.“* (§ 3 Z 4 GWG).

Aufgrund dieser Zielbestimmungen lässt sich der Schluss ziehen, dass grundsätzlich bei Auslegung der Bestimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes eine systemimmanente Interpretation unter Berücksichtigung dieser Ziele zu erfolgen hat und von den verschiedenen, vom Gaswirtschaftsgesetz angesprochenen, „Akteuren“ entsprechend befolgt werden muss.

Im Folgenden soll auf die verschiedenen – teilweise aus dem Gesetz resultierenden – Verpflichtungen der Netzbetreiber, Erdgasspeicherunternehmen, Regelzonenführer, Bilanzgruppenkoordinatoren und letztendlich der zuständigen Behörden sowie der Versorger und Kunden eingegangen werden.

4.1 Verschiebung der Rolle der Akteure im Falle einer Versorgungsunterbrechung

Traditionellerweise hatten vertikal integrierte Versorgungsunternehmen vor der Liberalisierung des Gasmarktes das Konzept der Versorgungssicherheit bei Eintritt einer Versorgungsunterbrechung in ihrer kommerziellen Politik integriert. Intern legten sich diese Unternehmen diesbezüglich oft entsprechende Kriterien auf, welche teilweise mit der

zuständigen Behörde abgestimmt wurden und/oder auf privatrechtlichen Vereinbarungen basierten.

Firmenzentrale Planungsstellen planten und koordinierten die langfristige Versorgung bzw. die langfristige Nachfrage von Erdgas. Zur Sicherstellung einer hohen Versorgungssicherheit wurden Bezugsverträge, insoweit wirtschaftlich vertretbar bzw. überhaupt machbar, diversifiziert. Die Versorgung erfolgte auf Basis von „*long term take or pay* Verträgen“, langfristigen Transportverträgen und zum Ausgleich der saisonalen Schwankungen wurden Importverträge geschlossen, die eine gewisse Flexibilität beinhalteten. Die darüber hinausgehende Flexibilitätserfordernis wurde mittels langfristiger Speicherverträge abgedeckt. Wie aus den (damaligen) Speicherständen ersichtlich, wurden relativ hohe Arbeitsgasvolumina vorgehalten.

Dazu kommt, dass die Liberalisierung der Energiemärkte zu einer neuen Rollenverteilung der Marktakteure führt. Während in der Vergangenheit durch einen von wenigen – zum Großteil stark integrierten - Spielern bestimmten Markt ein im Versorgungsnotfall ausreichender Informationsfluss als gegeben angenommen werden konnte, müssen in einem liberalisierten Markt die Aufgabenverteilung und der Informationsfluss erst neu definiert werden. In einem wettbewerbsbasierten Umfeld wird zwangsläufig kein Akteur alleine die Gesamtverantwortung für die – bislang von der Energiewirtschaft erreichte – Versorgungssicherheit tragen⁴⁴). Ob Erdgaslieferanten, die ihrerseits von ausländischen Lieferungen abhängen, Versorgungssicherheit als prioritäre Strategie ihres Angebots behandeln werden, kann nicht mit Sicherheit prognostiziert werden.

Durch die Anforderungen des § 7 GWG, in dem die Rechnungslegung, innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Erdgasunternehmen geregelt wird und die durch das GWG intendierte Wettbewerbssituation, werden die Netzbetreiber und Versorger nun mit einer neuen Situation konfrontiert. Die herkömmlichen Rollen werden in Hinblick auf die Versorgungssicherheit neu verteilt.

⁴⁴ So auch EK, Zweiter aktualisierter Benchmarkingbericht (2003), S.34 sowie Madrid Forum (V), Conclusions, Annex II.2.

4.1.1 Rolle der Netzbetreiber

Gemäß § 4 Abs 1 Z 3 GWG wird den Netzbetreibern die Erreichung der in § 3 GWG angeführten Ziele mit den ihnen (den Netzbetreibern) zur Verfügung stehenden Mitteln als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung im allgemeinen Interesse auferlegt. Die Fernleitungs- und Verteilungsunternehmen sind somit zur Umsetzung der oben unter Kap. 4 angeführten Ziele verpflichtet.

Diese gesetzlich umschriebene gemeinwirtschaftliche Verpflichtung stellt somit eine Festlegung einer volkswirtschaftlichen Funktion dar, durch die in § 3 GWG umschriebenen Zielsetzungen verwirklicht und umgesetzt werden sollen.

Gemäß § 19 Abs 1 Z 3 GWG kann der Netzzugang verweigert werden, wenn er einen Netzbetreiber daran hindern würde, die ihm auferlegten gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen gemäß § 4 GWG zu erfüllen. Die Verwirklichung des oben in § 3 GWG angeführten Zieles stellt somit einen Netzzugangsverweigerungsgrund im Sinne des § 19 GWG dar. Auffällig ist daran, dass der Gesetzgeber der Versorgungssicherheit insofern einen wichtigen Stellenwert einräumt, als sich hier in der Reihe der taxativ aufgezählten Netzzugangsverweigerungsgründe, die grundsätzlich sehr restriktiv gehalten sind, ein entsprechender Hinweis auf die Versorgungssicherheit findet. Liegt der Netzzugangsverweigerungsgrund der mangelnden Netzkapazität bzw. des mangelnden Netzverbundes vor (§ 19 Abs 1 Z 2), der den in der Praxis am häufigsten auftretenden Netzzugangsverweigerungsgrund darstellt, so sind gemäß § 19 Abs 2 Z 3 - nach Transporten aufgrund bestehender bzw. an deren Stelle tretender Verpflichtungen, „Transporte zur Belieferung von Kunden, die gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen haben“, unter anderem ebenfalls prioritär zu berücksichtigen.

Gemäß § 20 Abs 1 GWG hat ein Versorger, der auf Grund einer Verweigerung des Netzzugangs gemäß § 19 Abs 1 Z 6 GWG (*take or pay*) keinen Netzzugang bekommen hat, bei der Energie-Control Kommission einen Antrag auf Feststellung zu stellen, dass die Voraussetzungen für eine befristete Ausnahme von der Verpflichtung gemäß § 24 Abs 1 Z 7 GWG (Gewährung des Netzzugangs) vorliegen.

Die Energie-Control Kommission hat bei ihrer diesbezüglichen Entscheidung insbesondere Folgendes zu berücksichtigen: „*Die Notwendigkeit, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen zu erfüllen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.*“ (§ 20 Abs 5 Z 2 GWG). Auch hier wird der Versorgungssicherheit ein besonderer Stellenwert eingeräumt.

§ 24 GWG legt die Pflichten der Verteilerunternehmen fest:

Verteilerunternehmen sind unter anderem gemäß § 24 Z 1 GWG verpflichtet, die von ihnen betriebenen Anlagen nach dem Stand der Technik sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben, zu erhalten und auszubauen, sowie für die Bereitstellung aller unentbehrlichen Hilfsdienste zu sorgen. Gemäß Z 2 sind die zum Betrieb des Netzes erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen.

Ähnliche Aufgaben und Pflichten hat der Gesetzgeber den Fernleitungsunternehmen übertragen:

Gemäß § 31a Abs 1 Z 1 GWG haben die Fernleitungsunternehmen die Fernleitungen nach den Vorgaben des Regelzonenführers nach dem Stand der Technik sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben, zu erhalten und auszubauen sowie für die Bereitstellung aller unentbehrlichen Hilfsdienste zu sorgen. Weiters haben sie dem Betreiber von Leitungs- oder Speicheranlagen, die mit ihren eigenen Anlagen verbunden sind, ausreichende Informationen zu liefern und den sicheren und leistungsfähigen Betrieb, den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität der Netze sicherzustellen, um mit dem Betreiber der verbundenen Anlage über die Übergabe- und Übernahmemodalitäten Vereinbarungen zu schließen (§ 31 Abs 1 Z 2 GWG). § 31a Abs 2 Z 1 GWG hält nochmals fest, dass die Betreiber von Fernleitungsanlagen verpflichtet sind, die von ihnen betriebenen Fernleitungen nach dem Stand der Technik sicher, zuverlässig und leistungsfähig zu betreiben sowie für die Bereitstellung aller unentbehrlichen Hilfsdienste zu sorgen. Gemäß § 31a Abs 2 Z 2 GWG besteht für Betreiber von Fernleitungsanlagen die Verpflichtung, die Anlagen unter Bedachtnahme auf die Erfordernisse des Umweltschutzes zu betreiben, Sicherheitsberichte mit systematischer Gefahrenanalyse sowie Pläne für Maßnahmen zur Störfallvermeidung, zur Begrenzung oder Beseitigung von Störfällen (Maßnahmenplanung) zu erstellen sowie die Behörden und die betroffene Öffentlichkeit bei schweren Störfällen und Unfällen zu informieren.

Gemäß § 31b GWG besteht eine Betriebspflicht der Fernleitungsunternehmen:

Die vom Betreiber betriebenen Fernleitungen sind in vollem Umfang zu betreiben. Betriebsunterbrechungen, Betriebseinschränkungen und die Einstellung des Betriebes sind dem Regelzonenführer, der Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung und der Energie-Control Kommission anzuzeigen. Im Falle der beabsichtigten Einstellung des Betriebes einer Fernleitung ist dies auch dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und

der Energie-Control Kommission drei Monate vor der in Aussicht genommenen Einstellung anzuzeigen.

Abschließend soll noch festgehalten werden, dass die Verteilerunternehmen gemäß § 30 GWG eine Informationspflicht trifft: Sie haben die Endverbraucher in ihrem Verteilergebiet über energiesparende Maßnahmen im Allgemeinen und über die Möglichkeit zur Einsparung und effizienten Nutzung von Gas im Besonderen zu beraten.

4.1.2 Rolle des Regelzonenführers

Die Aufgaben des Regelzonenführer beziehen sich insbesondere auf zwei Fälle: Der erste betrifft Störfallsituationen im Netz der Regelzone: Gemäß § 12b Abs 1 Z 11 und Z 7 GWG hat der Regelzonenführer Maßnahmen zur Überwindung von Engpässen im Zusammenwirken mit dem Netzbetreiber und Speicherunternehmen zu veranlassen bzw. ist ihm das Engpassmanagement in den Fernleitungen seiner Regelzone übertragen.

Eine wesentliche Rolle im Rahmen der Versorgungssicherheit verkörpert die gemäß § 12b Abs 1 Z 4 GWG vom Regelzonenführer zu erstellende langfristige Planung, die neben diversen Funktionen in Zusammenhang mit Fahrplänen auch der Versorgungssicherheit dienen soll. Die Erarbeitung erfolgt in Abstimmung mit den Netzbetreibern, den Versorgern und Prognoseexperten. Der zukünftige Gesamtverbrauch wird auf Basis dieser Planungsdaten nach Regionen gegliedert und das bestehende Fernleitungsnetz auf mögliche Engpässe, insbesondere auch hinsichtlich erforderlicher Einspeisekapazitäten, überprüft. Insoweit durch die Langfristplanung erforderlich, sind gegebenenfalls Maßnahmen von den Netzbetreibern - wie etwa die Sicherung zusätzlicher Einspeisekapazitäten - zu setzen. Die Planungsdaten auf jährlicher Basis dienen damit auch der Beurteilung der erforderlichen – physikalisch bereits vorhandenen – Kapazitäten der Fernleitungsebene und den daraus resultierenden Kosten, die als Kosten der Ebene 1 der Tarifierung der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung der Energie-Control Kommission zugrunde gelegt werden. Kleinere Umbauarbeiten zum Zwecke der Engpassbeseitigung werden auf jährlicher Basis festgelegt. Auf fünfjähriger Planungsbasis dienen diese Bedarfsprognosen zur Beurteilung eventuell erforderlicher Infrastrukturerweiterungen. Im Falle von Kapazitätsengpässen in Leitungen, die nicht ausschließlich der Inlandsversorgung dienen, sind gemäß § 12 e GWG

bei einer möglichen Erweiterung für die Inlandsversorgung reservierte Kapazitäten zu berücksichtigen.

Ein weiteres Szenario, in welchem allfällige Handlungspflichten des Regelzonenführers bestehen können, stellen Störungen in der Erdgasversorgungssituation dar: Gemäß § 12b Abs 1 Z 8 GWG hat der Regelzonenführer, für den Fall, dass keine Angebote für Ausgleichsenergie gemäß § 33b GWG zustande kommen, Vorsorgemaßnahmen zu treffen. Diese sind der Energie-Control GmbH mit 1. Oktober jedes Jahres anzuzeigen. Die Erfahrung des ersten Jahres mit dem Ausgleichsenergiemarkt hat – gemessen an den nur in wenigen Einzelfällen notwendigen Wiedereröffnungen des Marktes – eine ausreichende Liquidität gezeigt. Zudem hat sich Econgas im Rahmen des Zusammenschlusses verpflichtet, jederzeit Ausgleichsenergie anzubieten, wodurch eine Grundliquidität vorliegt.

Gemäß § 12b Abs 1 Z 16 GWG hat der Regelzonenführer den Anweisungen des Bilanzgruppenkoordinators Folge zu leisten, wenn keine Angebote bei Ausgleichsenergie vorliegen.

4.1.3 Rolle der Behörden

Gemäß § 16 Abs 1 Z 11 Energieregulierungsbehördengesetz - E-RBG, BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002, hat die Energie-Control Kommission die Maßnahmen zur Sicherung der Erdgasversorgung gemäß § 38e GWG vorzuschreiben. § 38e Abs 1 GWG hält fest, dass die Energie-Control Kommission einem Netzbetreiber, welcher seinen ihm nach dem 3. Hauptstück des GWG auferlegten Pflichten nicht nachkommt, aufzutragen hat, die hindernden Umstände innerhalb einer angemessenen Frist zu beseitigen. Die im dritten Hauptstück genannten Pflichten betreffen Fragen des Netzzugangs für inländische Kunden, des Systemnutzungsentgelts, Pflichten der Verteilerunternehmen, Pflichten von Fernleitungsunternehmen, grenzüberschreitende Transporte, Haftungstatbestände, Pflichten von Speicherunternehmen sowie Fragen des Erlöschens der Berechtigung zum Betrieb eines Erdgasunternehmens.

Gemäß § 38e Abs 2 GWG kann die Energie-Control Kommission, soweit dies zur Beseitigung einer Gefahr für das Leben oder die Gesundheit von Menschen oder zur Abwehr schwerer volkswirtschaftlicher Schädigung notwendig ist – außer, es handelt sich beim säumigen Unternehmen um ein Fernleitungsunternehmen – einen anderen Netzbetreiber zur

vorübergehenden Erfüllung des Aufgaben dieses Unternehmens ganz oder teilweise heranziehen (sog. „Einweisung“).

Sind

1. die hindernden Umstände derart, dass eine gänzliche Erfüllung der dem Unternehmen nach dem 2. Hauptstück auferlegten gesetzlichen Pflichten nicht zu erwarten ist oder
2. kommt das Unternehmen dem Auftrag der Energie-Control Kommission auf Beseitigung der hindernden Umstände nicht nach,

so ist dem Unternehmen der Betrieb ganz oder teilweise zu untersagen und unter Bedachtnahme auf die Bestimmungen des 2. und 3. Hauptstücks GWG ein anderer Netzbetreiber zur dauernden Übernahme des Netzbetriebs zu verpflichten.

Die genannte Gesetzesbestimmung erlaubt der Energie-Control Kommission somit nur einzuschreiten, wenn ein Netzbetreiber seine Aufgaben und Pflichten nicht erfüllt, nicht jedoch Maßnahmen im Falle von Versorgungsengpässen anzuordnen. Weiters hat die Energie-Control Kommission die Genehmigung der langfristigen Planung des Netzausbaus gemäß § 12e GWG zur Aufgabe (§ 16 Abs 1 Z 21 E-RBG). Gemäß § 12e GWG ist im Falle von Kapazitätsengpässen in Leitungen, die nicht ausschließlich der Inlandsversorgung dienen, eine mögliche Erweiterung der für die Inlandsversorgung reservierten Kapazitäten in der langfristigen Planung zu berücksichtigen. Die Energie-Control Kommission hat die Genehmigung unter Vorschreibung von Auflagen oder Bedingungen zu erteilen, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen des GWG erforderlich sind.

Auffällig ist, dass die Energie-Control Kommission keinerlei Kompetenzen hinsichtlich *Security of Supply* (SoS) hat. Gemäß § 1 Abs 1 Energielenkungsgesetz 1982, BGBl. I Nr.545/1982, können Lenkungsmaßnahmen zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs ergriffen werden, sofern diese Störungen keine saisonale Verknappung darstellen oder durch marktkonforme Mittel abgewendet oder behoben werden können oder soweit es unter anderem zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen erforderlich ist.

Diese Lenkungsmaßnahmen haben zum Ziel, einerseits die Deckung des lebenswichtigen Bedarfes an Energie einschließlich jenes für Zwecke der militärischen Landesverteidigung,

die Aufrechterhaltung einer ungestörten Gütererzeugung und Leistungserstellung sowie die Versorgung der Bevölkerung und sonstiger Bedarfsträger sicherzustellen, um andererseits die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen aufgrund von Beschlüssen von Organen Internationaler Organisationen zu ermöglichen.

Wesentlich ist, dass Lenkungsmaßnahmen nur in einem solchen Ausmaß und für eine solche Dauer ergriffen werden dürfen, als es zur Abwendung oder zur Behebung der Störung oder zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen aufgrund von Beschlüssen von Organen internationaler Organisationen unbedingt erforderlich ist. Sie können in ihrer Gesamtheit, einzeln oder in Verbindung miteinander ergriffen werden.

Zuständig für die genannten Lenkungsmaßnahmen ist der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), welcher sie durch Verordnung vorzusehen hat. Soweit derartige Verordnungen nicht ausschließlich die Aufhebung von Lenkungsmaßnahmen zum Gegenstand haben, bedürfen sie der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates (§ 2 Abs 1 Energielenkungsgesetz). Diese Zustimmung ist bei Gefahr im Verzug gleichzeitig mit dem Antrag auf Erteilung der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates zu erlassen. Der Hauptausschuss des Nationalrates muss den Verordnungen spätestens innerhalb der dem Einlangen des Antrages folgenden Woche zustimmen, andernfalls sie unverzüglich aufzuheben sind. Lenkungsmaßnahmen wie die genannten dürfen nur für die Dauer von 6 Monaten ergriffen werden. Im Falle einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung ist eine Verlängerung über die Dauer von 6 Monaten mit Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates möglich. Um eine entsprechende Publizität dieser Verordnungen zu gewährleisten, sind sie im „Amtsblatt zur Wiener Zeitung“ kundzumachen (§ 2 Abs 4 Energielenkungsgesetz). Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit hat dem Nationalrat nach dem Ergreifen von Lenkungsmaßnahmen über die getroffenen Lenkungsmaßnahmen entsprechend zu berichten.

§ 3 Abs 1 Energielenkungsgesetz sieht folgende Lenkungsmaßnahmen für Energieträger vor:

1. Verfügungs-, Zugriffs- und Beschlagnahmereghe für Energieträger;
2. Vorschriften über die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung, die Abgabe, den Bezug, die Beschränkung der Einfuhren und die Verpflichtung zur Ausfuhr von Energieträgern;
3. Beschränkungen des Verkehrs;
4. Meldepflichten;
5. Änderung der Anforderungen an die Beschaffenheit von Energieträgern.

Dezidiert werden gasförmige Brennstoffe mit Ausnahme von aus biogenen Abfallstoffen erzeugtem Gas als Energieträger, welcher Lenkungsmaßnahmen unterzogen werden kann, genannt (§ 3 Abs 2 Z 4 Energielenkungsgesetz). Die §§ 4 bis 7a Energielenkungsgesetz sehen eine nähere Ausgestaltung der verschiedenen oben angeführten Maßnahmen vor. So kann etwa in Fällen von Beschränkungen des Verkehrs vorgesehen werden, dass die Benützung aller oder bestimmter Arten von Kraftfahrzeugen sowie Wasser- und Luftfahrzeugen mit Maschinenantrieb für bestimmte Zeiten im ganzen Bundesgebiet oder in Teilen des Bundesgebietes verboten wird.

Für allfällig entstandene Vermögensnachteile sieht § 8 Energielenkungsgesetz entsprechende Entschädigungsbestimmungen vor.

Im Gegensatz zu Notversorgungssituationen im Elektrizitätsbereich räumt das Energielenkungsgesetz der Energie-Control GmbH derzeit keine den §§ 11 ff leg cit korrespondierenden Kompetenzen ein.

Die zweite Erdgasbinnenmarktrichtlinie (EGBMRL 2003/55/EG) sieht in Art. 5 eine Monitoring Funktion der Mitgliedstaaten im Bereich der Erdgasversorgungssicherheit vor, die jedoch auch eine rein überwachende Rolle darstellt und keine konkreten Lenkungs Kompetenzen definiert. Die EGBMRL 2003/55/EG definiert damit im Wesentlichen eine Rahmenbestimmung zum Bereich der Versorgungssicherheit. Nähere Maßnahmen und Kompetenzen sollen in einer neuen europäischen Richtlinie zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung definiert werden, die derzeit als Kommissionsvorschlag vorliegt (s.a. Kap. 6.4 ff) Nach Art.5 EGBMRL 2003/55/EG können die Mitgliedstaaten auch ihre

ationale Erdgas- Regulierungsbehörde zur Durchführung der Monitoring Funktion benennen. Für Österreich scheint eine entsprechende Aufgabenübertragung an die Energie-Control GmbH im Rahmen einer Novelle des GWG zur Anpassung an die neue EGBMRL 2003/55/EG wahrscheinlich.

4.1.4 Rolle der Erdgasspeicheranlagenbetreiber

Gemäß § 39 Abs 3 GWG haben Speicherunternehmen im Falle von mangelnden Speicherkapazitäten Speicherzugang unter gesetzlich definierten Grundsätzen zu gewähren. In diesem Fall haben Ein- und Ausspeisungen im Rahmen der Bereitstellung von Ausgleichsenergie Vorrang gegenüber anderen Speicherzugangsberechtigten. Ein- und Ausspeisungen auf Grund bestehender und an deren Stelle tretender vertraglicher Verpflichtungen haben dem gegenüber Nachrang und in zeitlicher Reihung zu erfolgen.

4.1.5 Rolle des Bilanzgruppenkoordinators

Wie bereits dargelegt, können dem Bilanzgruppenkoordinator im Rahmen seiner Pflicht zur Berechnung, Zuweisung und Verrechnung der Ausgleichsenergie entsprechende Aufgaben in Zusammenhang mit Versorgungssicherheit zukommen:

So hat der Bilanzgruppenkoordinator gemäß § 33b Abs 5 Z 4 GWG besondere Maßnahmen zu ergreifen, wenn keine Angebote für Ausgleichsenergie vorliegen. Wie diese besonderen Maßnahmen beschaffen sein können, legt der Gesetzestext nicht fest.

Wie bereits ausgeführt, hat der Regelzonenführer gemäß § 12b Abs 1 Z 16 GWG den Anweisungen des Bilanzgruppenkoordinators Folge zu leisten, wenn keine Angebote für Ausgleichsenergie vorliegen.

4.1.6 Rolle der Versorger

Das Regime des GWG sieht grundsätzlich keine besondere Rolle für die Erdgasversorger im Falle einer Versorgungsunterbrechung bzw. einer Engpasssituation vor. Für die Versorger könnten allerdings folgende Erwägungen eine Rolle spielen:

Aufgrund der neuen Situation des freien Wettbewerbs der Gasversorgung entsteht einmal mehr für die Gasversorgungsunternehmen die Notwendigkeit einer wirtschaftlichen Führung ihrer Geschäftstätigkeit unter besonderer Berücksichtigung einer Niedrighaltung der anfallenden Kosten.

Dies bedeutet, dass sich die Versorger gezwungen sehen könnten, eventuell vorhandene Speichervorräte, die über die Deckung saisonaler Schwankungen hinausgehen und nicht unbedingt kurzfristig erforderlich sind, kurz- bis mittelfristig abzubauen, ohne dass sie diese „überschüssigen“ Speichervorräte in Hinblick auf die Versorgungssicherheit als Wettbewerbsargument im Bemühen um Kunden einsetzen (s.a. Kap. 5.2.8, Kostenoptimierungsmöglichkeiten der Versorger).

Ebenso wird sich ein Versorger aus wirtschaftlichen Gründen unter Umständen genötigt sehen, sich ausführlicher mit der Problematik der „*long term take or pay*“ Verträge, die einerseits die Versorgungssicherheit erhöhen (aber nicht garantieren), andererseits aber wettbewerbshinderlich sind, auseinander zu setzen.

Long term take or pay Verträge sind einerseits notwendig, um das Volumenrisiko sowohl der Produzenten als auch der Fernleitungsbetreiber, welche – in Flussrichtung betrachtet – dem österreichischem Netz vorgelagert sind, auf ein vertretbares Maß zu reduzieren, um somit die Finanzierung hoher Investitionssummen zu gewährleisten, andererseits dienen sie auch zur Aggregation der Nachfrageseite um die Einheitskosten zu senken und letztlich die Konkurrenzfähigkeit zu anderen Energieträgern – insbesondere Erdöl – sicherzustellen.

Es sei jedoch noch einmal festgehalten, dass diese Erwägungen keine gesetzlichen Verpflichtungen der Erdgasversorger beinhalten.

4.1.7 Rolle der Kunden

Ähnlich wie die Erdgasversorger treffen auch die Kunden keine gesetzlichen Verpflichtungen im Falle einer Versorgungsunterbrechung bzw. Engpasssituation. Wie bereits festgehalten besteht zwar eine Pflicht der Verteilerunternehmen, Endverbraucher über energiesparende Maßnahmen im Allgemeinen und über die Möglichkeiten zur Einsparung und effizienten Nutzung von Gas im Besonderen zu beraten (§ 30 GWG), doch beinhaltet diese Bestimmung keine explizite „Pflicht des Kunden zum Energiesparen“.

Folgende Erwägungen könnten hier noch eine Rolle spielen: Während man bei Kleinkunden davon ausgehen kann, dass sich diese kaum mit Versorgungsunterbrechungen auseinandersetzen und eine Versorgungssicherheit im Allgemeinen als gegeben hinnehmen, sollte ein Großkunde in der Lage sein, das hier bestehende Risiko zu beurteilen. Somit liegt es im Entscheidungsbereich der Großkunden, ob sie Verträge abschließen, die ihnen ein gewisses Maß an Versorgungssicherheit bei Eintritt einer Versorgungsunterbrechung bieten oder eben nicht. Soweit sich der Großkunde für einen Vertrag entscheidet, der ihm eine relativ hohe Versorgungssicherheit auch bei Versorgungsunterbrechung gewährleistet, könnte er das kontrahierte Erdgas beziehen oder es aus ökonomischen Gründen an andere Kunden verkaufen. Bei Abschluss anderer Verträge könnte der Großkunde vom Netz genommen werden.

Auch an dieser Stelle sei jedoch noch einmal festgehalten, dass das GWG keine Verpflichtungen der Erdgaskunden im Fall einer Notsituation beinhaltet.

Zusammenfassung

Das GWG sieht neben einer allgemeinen Zielbestimmung zahlreiche Regelungen zu den Aufgaben der Marktteilnehmer im Bereich der Versorgungssicherheit (VS) vor. Die Netzbetreiber trifft hierbei neben der Aufgabe eines sicheren Leitungsbetriebes und -ausbaues im Wesentlichen die abstrakte gemeinwirtschaftliche Pflicht „Erdgas [...] ausreichend und sicher [...] zur Verfügung zu stellen“. Der VS wird insoweit ein wichtiger Stellenwert eingeräumt, als dass die Hinderung dieser Pflichterfüllung durch den Netzbetreiber einen Netzzugangsverweigerungsgrund darstellt und Transporte an jene Kunden, die w.o. genannte Pflicht zu erfüllen haben, bei mangelnder Netzkapazität bzw. mangelndem Netzverbund prioritär zu erfolgen hat. Die Rolle der BKO und Betreiber von Speicheranlagen konzentrieren sich im Wesentlichen auf die Berechnung und Zuweisung von Ausgleichsenergie (AE) durch den BKO und die Pflicht der Speicherbetreiber zur bevorrangten Ein-/Ausspeisung von AE im Falle von mangelnder Speicherkapazität. Umfassendere Aufgaben sieht das GWG dagegen für den RZF vor: neben der Erstellung einer – von der ECK zu genehmigenden - Langfristplanung zur Begegnung zukünftiger Engpässe auf Fernleitungen und an Einspeisepunkten, hat der RZF Vorsorgemaßnahmen für den Fall mangelnder AE-Angebote zu treffen. Darüber hinaus ist ihm *ex lege* das Engpassmanagement in den Fernleitungen seiner Regelzone übertragen⁴⁵⁾. Die Rolle der ECG und ECK beschränken sich im Bereich der VS vorwiegend auf Marktaufsichtsfunktionen, beide verfügen jedoch über keine Aktivkompetenz zur Setzung von Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung. Eine solche Lenkungscompetenz kommt ausschließlich dem BMWA auf Basis des Energielenkungsgesetzes zu, der per Verordnung Maßnahmen zur Abwendung einer unmittelbar drohenden bzw. bereits bestehenden Störung der Energieversorgung Österreichs festlegen kann. Gasförmige Brennstoffe sind dieser Lenkungscompetenz explizit unterstellt. Zusammenfassend ist damit festzustellen, dass GWG, E-RBG und Energielenkungsgesetz eine rudimentäre Rollenzuweisung im Bereich der VS vorsehen, jedoch keinen tatsächlich operationalen Krisenmechanismus definieren.

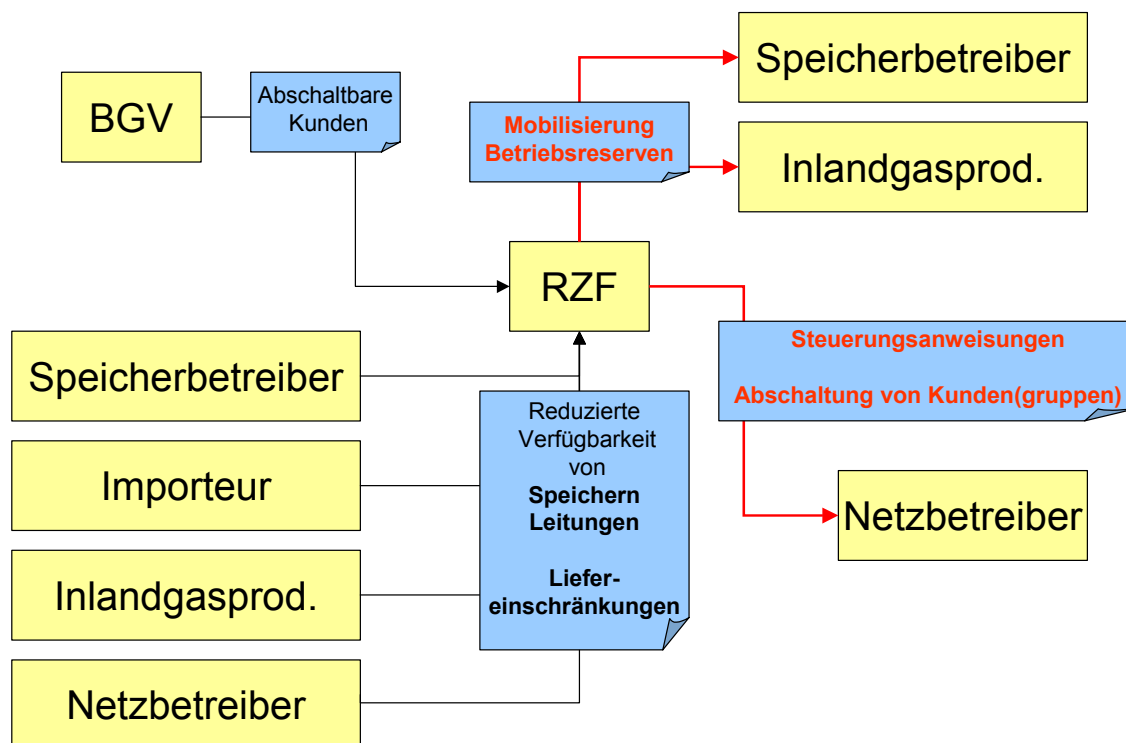
⁴⁵ Die AGGM merkt in ihrer Stellungnahme zum Diskussionsentwurf an, dass das Engpassmanagement keine allfällige Einflussnahme auf Entscheidungen der Händler bzw. Vorlieferanten inkludiere.

4.2 Maßnahmen im Bereich der Marktregeln

Für die Gestaltung von praktikablen Regelungen wurde seitens Energie-Control erstmals im Zuge des Projektes Marktregeln Gas II im ersten Halbjahr 2003 ein erster Vorschlag vorgelegt. Der Vorschlag basiert im Wesentlichen auf den bewährten Mechanismen des Notversorgungsplanes (s.a. Kap.3) unter Berücksichtigung der neuen Gegebenheiten des Marktes.

Die Anwendung dieser Regelungen ist, wie in der Vergangenheit auch im Notversorgungsplan vorgesehen, auf die Regelzone Ost beschränkt. Mit dem Entwurf wurde vorgeschlagen, neben den vorab erforderlichen legislativen Maßnahmen (siehe später) ein zusätzliches Kapitel „Krisenversorgung“ in den sog. „Sonstigen Marktregeln“ der Marktregeln Gas zu verankern, das die neuen Akteure am Markt berücksichtigt (s.a. Abbildung 17). Nachstehend wird auf den vorgeschlagenen Diskussionsentwurf eines Krisenplanes eingegangen.

Abbildung 17: Diskussionsvorschlag für einen Krisenversorgungsplan



Die zentrale Koordinierungsfunktion, welche im Regime vor dem GWG von OMV übernommen wurde, wird nach dem vorgeschlagenen Modell dem Regelzonenführer (AGGM) übertragen. Es besteht daher die Notwendigkeit, AGGM alle erforderlichen Informationen zur Erfüllung dieser koordinierenden Funktion zur Verfügung zu stellen.

Dies sind insbesondere Informationen über reduzierte Verfügbarkeiten von Anlagen und Einschränkungen in der Anlieferung von Erdgas. Weiters sind Informationen hinsichtlich der Abschaltbarkeit von Kunden, der Aufbringungsleistung und die Möglichkeiten zur Mobilisierung von Betriebsreserven für die Erfüllung der Tätigkeit notwendig.

Des weiteren wird vorgeschlagen, das dreiphasige System der Ausrufung und Rückstellung von STUFEN auf Basis der in Kapitel 3.4 beschriebenen Systematik weiterzuführen.

In den eingegangenen Stellungnahmen wurden von AGGM Modifikationen eingebracht, die insbesondere auf eine stärkere Nutzung der Möglichkeiten des Ausgleichsenergiemarktes abzielen. AGGM schlägt vor, neben dem Fall der Störungen im Fernleitungsnetz insbesondere Maßnahmen zu setzen, wenn ein Mangel an Ausgleichsenergie vorliegt.

Hier ist zu hinterfragen, inwieweit auf Basis der bestehenden Regelungen des Ausgleichsenergiemarktes entsprechend rasch reagiert werden kann. Beispielweise ist das vorgesehene Wiedereröffnen des Ausgleichsenergiemarktes dzt. nur zu Bürozeiten möglich.

Bei Auftreten von Aufbringungsschwierigkeiten kann ein Engpass unter Ausschöpfung aller verfügbaren Marktmechanismen (z.B. Wiedereröffnung des Ausgleichsenergiemarktes, s.a. Kap. 7.1) zunächst über den Ausgleichsenergiemarkt beseitigt werden. Im Diskussionsprozess zur Studie wurde angekündigt, bei einer Verknappungssituation am Ausgleichsenergiemarkt – aufgrund der am vorhergehenden Tag gelegten Ausgleichsangebote, die aber mangels aktuell vorhandener Ressourcen möglicherweise nicht erfüllt werden – Anreizsysteme für kurzfristig verfügbare Ausgleichsangebote zu schaffen. Wie einige Engpasssituationen am Ausgleichsenergiemarkt im Frühjahr 2003 gezeigt haben, hat das Bilanzgruppensystem den „Praxistest“ bereits bestanden.

Für den Fall einer Krise ist es notwendig, eine möglichst geringe Anzahl Beteiligter mit klar und rasch administrierbaren Aufgaben zu betrauen. Bei zu komplexen Regelungen, die die Marktmechanismen solange wie möglich aufrechterhalten, besteht die Gefahr einer suboptimalen Reaktionsmöglichkeit im Krisenfall.

Festzulegen wird sein, bis zu welcher Grenze statuierte Marktmechanismen sinnvoll anwendbar sind und ab wann eine einfache „Überlebensstrategie“ den richtigen Weg darstellt. Für eine abschließende Behandlung der Thematik ist ein weiterer Diskussionsprozess erforderlich.

Zusammenfassung

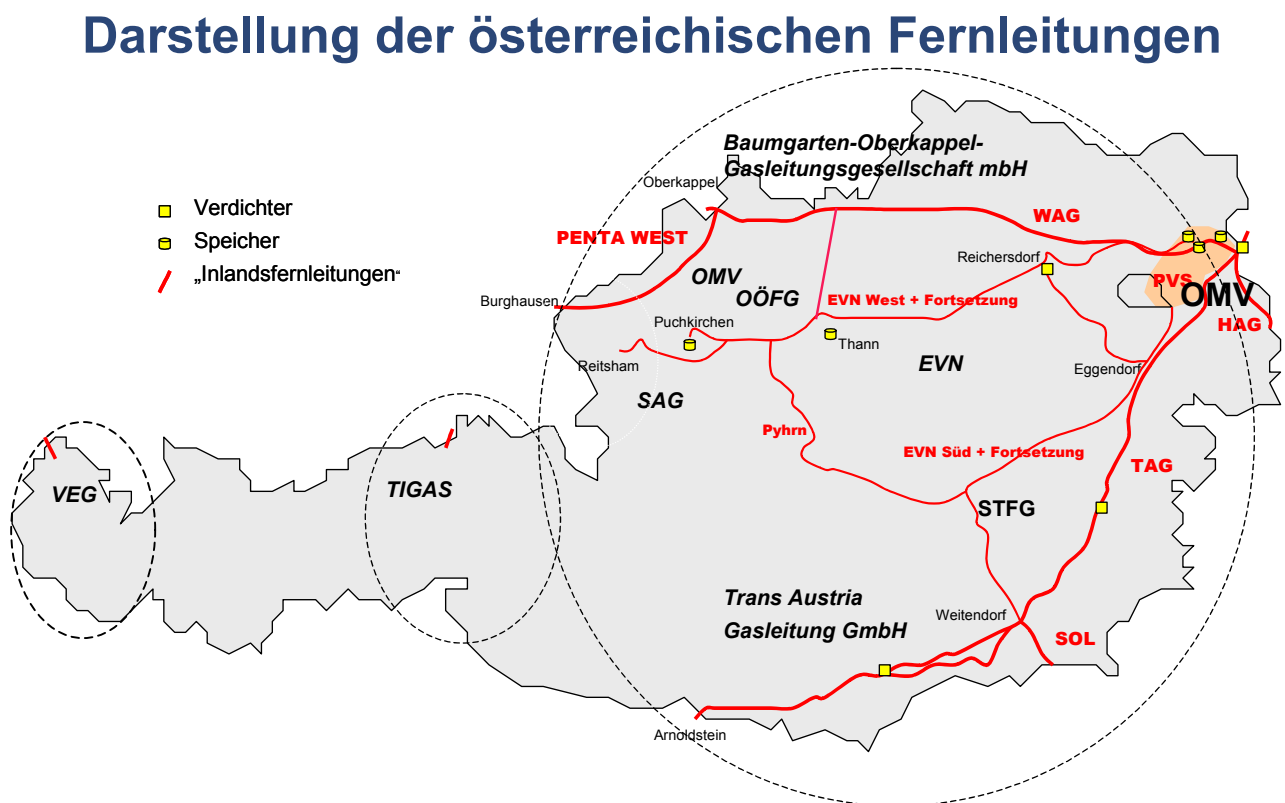
Vor der Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes regelte der Notversorgungsplan als freiwillige Vereinbarung der AFG, der Landesferngasgesellschaften, der Speicherbetreiber und Produzenten das Prozedere im Falle einer Versorgungsunterbrechung in der (heutigen) Regelzone Ost. Seit Auslaufen des ehemaligen Notversorgungsplanes fehlt ein entsprechender Krisenplan für Österreich. Die ECG hat daher im Rahmen des Projektes Marktregeln Gas II im ersten Halbjahr 2003 einen ersten Diskussionsvorschlag für einen Krisenplan vorgeschlagen. Das Modell lehnt sich - unter Berücksichtigung der veränderten Marktgegebenheiten - im Wesentlichen an das bewährte mehrstufige System des ehemaligen Notversorgungsplanes und beschränkt sich, wie in der Vergangenheit, auf die Regelzone Ost (Anhang 1). Abgestellt wurde dabei auf eine tatsächliche Krisensituation, die mit Marktmechanismen nicht mehr bewältigbar ist und einer möglichst reduzierten Anzahl an Beteiligten und Administration bedarf. Die im ehemaligen Notversorgungsplan der OMV zukommende Koordinierungs- und Steuerungsfunktion wurde im vorgeschlagenen Modell der AGGM übertragen. Mangels einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage wurde der vorgeschlagene Krisenplan nicht als gesondertes Kapitel in die Sonstigen Marktregeln aufgenommen.

5. Darstellung der Versorgungssituation – Mögliche Krisenszenarien

Im Wesentlichen hat sich seit Inkrafttreten des GWG an der physikalischen Einspeisung sowie am physikalischen Transport nichts geändert, obwohl man von zukünftigen Verlagerungen der Einspeisekapazitäten ausgehen kann und – dadurch bewirkt – eine Zunahme von physischen Transporten auf der WAG Richtung Osten festzustellen ist.

Aus Abbildung 18 sind die Einspeisung – die vorwiegend in Baumgarten, in Oberkappel, Kiefersfelden und an den Einspeisepunkten der Inlandsproduktion erfolgt – sowie der Gasfluss in den Fernleitungen ersichtlich.

Abbildung 18: Österreichisches Fernleitungsnetz



5.1 Mögliche Krisenszenarien

Das Eintreten nachstehend angeführter Fälle könnte zu einer Situation führen, in der der Kunde nicht die ihm vertraglich zugesicherte Leistung bzw. benötigte Erdgasmenge beziehen kann:

- a) Technisches Gebrechen an der Erdgasversorgungsinfrastruktur;
- b) Sabotage/Terroranschläge an der Erdgasversorgungsinfrastruktur;
- c) Politisch motivierte Einkürzungen der Erdgasversorgung;
- d) Unerwartet hohe Mehrentnahmen;
- e) Naturkatastrophen;
- f) Streikmaßnahmen;
- g) Langfristiger Versorgungsengpass;
- h) Illiquidität eines Versorgers/Händlers mit hohem Marktanteil.

Da die Eintrittswahrscheinlichkeit jedes einzelnen Falles als sehr gering eingestuft werden kann, wird in weiterer Folge davon ausgegangen, dass nicht mehrere oder alle angeführten Fälle gleichzeitig eintreten.

Die Auswirkungen eventuell eintretender Versorgungseinkürzungen werden, unabhängig vom Entstehungsgrund, unter Kap. 5.2 ff detailliert behandelt.

5.1.1 Technisches Gebrechen

Hier ist eine Unterscheidung eines technischen Gebrechens innerhalb von Österreich, und an den Erdgasversorgungsanlagen, die - in Flussrichtung betrachtet - den österreichischen Anlagen vorgeschaltet sind, vorzunehmen

- *Technisches Gebrechen an in Österreich installierter Erdgasversorgungsinfrastruktur*

Inlandsproduktion: Die Produktion in Österreich wird durch die OMV und durch die Rohölaufsuchungs AG (RAG) bewerkstelligt. Bei beiden Unternehmen erfolgt die Produktion aus zahlreichen kleineren Erdgassonden. Dies hat den Vorteil, dass es bei Ausfall einzelner kleinerer Sonden, die ohnehin aus Eigeninteresse der oben genannten Unternehmen gegen Ausfall – soweit ökonomisch sinnvoll – abgesichert werden, zu keiner merklichen

Produktionseinkürzung kommt. Da beide Unternehmen, aus technischen und letztlich ökonomischen Gründen, einen Ausfall durch dementsprechende Wartungs- und Instandhaltungsstrategien und der damit verbundenen Ersatzteilhaltung⁴⁶⁾ zu vermeiden versuchen, sind langfristige Ausfälle aus inländischer Produktion nicht zu erwarten. Selbst bei Ausfall einer Gasaufbereitungsanlage, an die – zwecks Kostenminimierung – mehrere in ökonomischer Distanz liegende Sonden angeschlossen werden, kann davon ausgegangen werden, dass der Anteil des in einer bestimmten Gasaufbereitungsanlage zu konditionierenden Erdgases aus inländischer Produktion am Gesamtverbrauch relativ gering ist und daher eine besorgniserregende Versorgungseinkürzung nicht zu erwarten ist. Dies deswegen, da Gasaufbereitungsanlagen, die große Erdgasmengen trocknen, in denen Erdgas mit unterschiedlichen Qualitäten (z.B. Sauergas) behandelt wird oder die mit unterschiedlichen Betriebsdrücken betrieben werden, mehrsträngig ausgeführt werden und daher der Ausfall eines Stranges eine relativ geringe Auswirkung aufweist. Ebenfalls sei erwähnt, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen Komponenten nicht sehr hoch ist, da besonders in der Gaswirtschaft auf ausgereifte Produkte zuverlässiger Hersteller großen Wert gelegt wird. In Hinblick auf Rohrleitungen kann die Aussage getroffen werden, dass dieses Equipment nach den dementsprechenden technischen Regeln installiert (verlegt) werden muss und im Vergleich zu sich bewegenden Teilen eine geringere Ausfallhäufigkeit angenommen werden kann. Zusätzlich müssen die Rohrleitungen in bestimmten Intervallen auf Dichtheit überprüft werden; zudem kann auch die Beschaffenheit der Rohrleitungen mittels intelligenter Molchung auf der Innenseite des Rohres festgestellt werden.

Absperrvorrichtungen unterliegen einer kürzeren Lebenszeit, sind aber an Einbauorten, wo eine Dichtheit im Absperrfalle erforderlich ist, üblicherweise mit einem Notabdichtungssystem ausgestattet. Auch bei Absperrvorrichtungen verhindert eine dementsprechende Instandhaltungsstrategie und Ersatzteilhaltung längere Stillstände bzw. werden diese sehr stark eingeschränkt.

Untergrunderdgasspeicheranlagen: Wie unter Kap. 2.2 dargestellt, gibt es in Österreich fünf Erdgasspeicheranlagen, die vorwiegend zum Ausgleich der saisonalen

⁴⁶⁾ Üblicherweise werden kritische Ersatzteile (lange Lieferzeit und/oder hohe Schadensanfälligkeit) vorgehalten. Die Auswahl der zu lagernden Ersatzteile erfolgt meist aufgrund einer Herstellerempfehlung. Ebenso werden Verschleißteile, die eine längere Lieferzeit aufweisen, gelagert. Hier sei noch erwähnt, dass Unternehmen üblicherweise versuchen, bei der Auswahl der einzelnen Komponenten den meist vorgegebenen Werksstandard einzuhalten. Dadurch wird es möglich, sowohl die Anzahl der Ersatzteile/Verschleißteile zu vermindern und die daraus resultierende Kosten zu minimieren als auch die Ausfallhäufigkeit und Stillstandszeit zu reduzieren.

Verbrauchsschwankungen sowie zum Ausgleich der wöchentlichen, täglichen und stündlichen Differenzen zwischen Aufbringung und Abgabe dienen. Seit dem Inkrafttreten des GWG per 1.10.2002 werden diese Erdgasspeicheranlagen auch zur Bedienung des Ausgleichsenergiemarktes eingesetzt.

Auch bei den Untergrunderdgaspeicheranlagen gilt in Hinblick auf die Wahrscheinlichkeit des Ausfalles von Erdgasspeicheranlagen dieselbe Aussage, die bereits unter dem Punkt Inlandsproduktion erläutert wurde. Auch hier sind Reserveanlagenteile (*stand by* Anlagenteile) installiert und die wichtigen Ersatzteile entweder gelagert⁴⁷⁾ oder – basierend auf einer dementsprechenden Vertragsgestaltung mit dem Hersteller – kurzfristig beschaffbar. Durch diese Vorgehensweise werden die Speicherbetreiber in die Lage versetzt, ihre Erdgasspeicherkontrakte möglichst ohne Unterbrechung (nicht vertragsgemäße Unterbrechung führen in der Regel zu Pönalezahlungen) erfüllen zu können. Hinzu kommt, dass üblicherweise Anlagenteile aufgrund des Einsatzes von Standardanlagenteilen – wie Gasturbinen usw. – geringfügig überdimensioniert sind. Zusätzlich werden Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten zwischen den Speicherbetrieben und unter Beiziehung des Regelzonenführers aufeinander abgestimmt. Folglich sind aus einem technischen Gebrechen an österreichischen Erdgasspeicheranlagen keine schwerwiegenden Versorgungseinkürzungen zu erwarten.

- *Technisches Gebrechen an Erdgasversorgungsinfrastruktur, welche Österreich vorgeschaltet ist*

Die Erfahrung zeigt, dass sowohl die vertraglich vereinbarte Importmenge als auch Importleistung durch die Produzenten- und Transitländer eingehalten und somit die Versorgung über Jahrzehnte sichergestellt wurde. In den letzten Jahren traten vereinzelt Importeinkürzungen über kurze Zeiträume auf, führten aber zu keiner Situation, die die Versorgung der Erdgaskunden gefährdet hätte. Da der Import auf Basis von sogenannten *long-term take or pay* Verträgen (s.a. Anhang 4) durchgeführt wird, lag und liegt die Vertragserfüllung in beiderseitigem Interesse.

Momentan ist davon auszugehen, dass die Fernleitungen bzw. auch andere Anlagenteile wie z. B. Kompressoren, die von den Produktionssonden durch mehrere Transitländer nach Österreich führen, noch gewisse Kapazitätsreserven aufweisen und daher die Auswirkungen

⁴⁷⁾ Siehe vorhergehende FN.

von technischen Gebrechen aufgefangen werden könnten. Mit zunehmender Auslastung der Erdgasversorgungsinfrastruktur könnten sich jedoch technische Gebrechen etwas stärker auswirken. Daher ist auf rechtzeitige Erweiterungsinvestitionen Bedacht zu nehmen.

5.1.2 Sabotage/Terroranschläge an Erdgasversorgungsinfrastruktur

Hier ist eine Unterscheidung zwischen Sabotage/Terroranschlägen an Fernleitungen, Produktionssonden oder Erdgasspeicheranlagen notwendig:

- *Sabotage/Terroranschläge an Erdgasfernleitungen:*

Da der Großteil (Anzahl und Länge der Fernleitungen) der in und durch Österreich führenden Fernleitungen erdverlegt ist, führen diesbezügliche Sabotagen/Terroranschläge im schlechtest anzunehmenden Fall zu geringen Versorgungseinkürzungen, da gleichzeitige Sabotagen/Terroranschläge an vielen Fernleitungen als äußerst unwahrscheinlich angesehen werden können. Daraus ist ableitbar, dass eine vielfältige Vermaschung des Erdgasnetzes erhebliche Vorteile mit sich bringt. Weiters sei angemerkt, dass durch eine entsprechende Ersatzteillagerhaltung, die ohnehin auch im Interesse der Rohrleitungsbetreiber liegt, eine Reparatur innerhalb eines kurzen Zeitraumes möglich ist.

- *Sabotage/ Terroranschläge an Erdgasspeicheranlagen:*

Falls es zu Sabotagen/Terroranschlägen an den größten Erdgasspeicheranlagen in Österreich kommt, die zu einem Stillstand führen, erscheint auch eine zusätzliche installierte Speicherentnahmeleistung und die entsprechend zusätzlich gespeicherte Erdgasmenge in diesem Speicher als nutzlos, da sowohl die Entnahmeleistung als auch das zusätzlich gespeicherte Erdgasvolumen nicht verfügbar sind. Hier würde sich eine noch breitere Verteilung auf mehrere Erdgasspeicheranlagen als Ausweg anbieten, jedoch sind die daraus resultierenden höheren Erdgasspeicherkosten (Kostendegression durch Betriebsgröße) zu berücksichtigen. Auch hier sei angemerkt, dass durch eine entsprechende Ersatzteillagerhaltung, die ohnehin auch im Interesse der Speicherbetreiber liegt, eine Reparatur innerhalb eines angemessenen Zeitraumes möglich ist.

5.1.3 Politisch motivierte Einkürzungen der Erdgasversorgung

Die Höhe des Risikos der Versorgungseinkürzung der bestehenden Gasversorgung wird bestimmt durch:

- Anteil des importierten Gasvolumens am Gesamterdgasverbrauch;
- Anzahl der Erdgasimporteure;
- Anzahl der Erdgastransport routen;
- Technischer Zustand der Erdgasversorgungsinfrastruktur;
- Verfügbarkeit von *back-up* Gas im Falle der Versorgungseinkürzung der regulären Versorgung;
- Politisches Umfeld der Produzenten- und Transitländer.

Zum Punkt „Politisches Umfeld der Produzenten- und Transitländer“ sei nochmals erwähnt, dass die Versorgungen in den letzten Jahrzehnten zufriedenstellend sichergestellt wurde (s.a. Kap. 5.1.1 und 6.3.3), obwohl sich in den relevanten Produzenten- und Transitländern erst allmählich eine marktwirtschaftlich orientierte Wirtschaft entwickelt und mit zunehmend stabilen Rahmenbedingungen fiskalischer und rechtlicher Art die Investitionsbereitschaft wahrscheinlich steigen wird. In weiterer Folge werden voraussichtlich auch die Versorgungseinkürzungen unwahrscheinlicher werden.

Weiters sei in diesem Zusammenhang nochmals auf die üblichen Vertragsinhalte der *long-term take or pay* Verträge hingewiesen, nach welchen auch der Produzent bzw. Rohrleitungsbetreiber seinen, aus der Investition resultierenden, Zahlungsverpflichtungen nachkommen muss und folglich diese Unternehmen einen dementsprechenden politischen Druck auf die entscheidenden Stellen, zwecks Vermeidung einer politisch motivierten Einkürzung, ausüben würden. In diesem Zusammenhang stehen auch die Interessen der Produzenten- und Transitländer an hohen Steuereinnahmen und auch an einer möglichst guten Außenhandelsbilanz. Bei politisch motivierten Einkürzungen müssten nicht nur die Produzenten und Rohrleitungsbetreiber, sondern auch die Produzenten- und Transitländer mit langfristigen Vertrauensschäden und den dementsprechenden ökonomischen Konsequenzen rechnen. Ausgehend von obigen Überlegungen, erscheint eine politisch motivierte Einkürzung unter der Prämisse von stabilen bi- bzw. multilateralen staatlichen Beziehungen unwahrscheinlich.

5.1.4 Unerwartet hohe Mehrentnahme

Im österreichischen System wird der Ausgleich zwischen Entnahme und Aufbringung mittels eines Bilanzgruppenmodells bewerkstelligt. Dies erfolgt derart, dass Bilanzgruppenverantwortliche die Teilfahrpläne ihrer Bilanzgruppenmitglieder aggregieren, die internen Fahrpläne, die die Leistung zwischen den Bilanzgruppen berücksichtigen, mit einbeziehen und das Saldo getrennt nach Aufbringung und Entnahme an den Bilanzgruppenkoordinator leiten. Ebenfalls melden die Bilanzgruppenverantwortlichen die sogenannten „externen Fahrpläne“, welche die Leistung, die mittels Import, Erdgas aus inländischer Produktion oder Erdgasspeicheranlagen in die Regelzone eingebracht wird oder mittels Export und Erdgasspeicheranlagen aus der Regelzone entnommen wird, festlegen. Die Meldung der externen Fahrpläne erfolgt an den Regelzonenführer. Anhand dieser Daten wird die benötigte Ausgleichsenergie, welche die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode darstellt und je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann, errechnet. Dieser Ausgleichsenergieeinsatz wird zwecks Sicherstellung der Systemstabilität vom Regelzonenführer abgerufen. Weicht nun die Abnahmeprognose/der Einspeisefahrplan von der tatsächlichen Entnahme/Einspeisefahrplan ab, entsteht Ausgleichsenergie, die zumeist zeitverzögert vom Regelzonenführer in das System eingebracht wird, um die erforderlichen Druckverhältnisse aufrecht zu erhalten. Die Abrufung der Ausgleichsenergie erfolgt aufgrund einer vom Bilanzgruppenkoordinator erstellten *Merit Order List*, die die Ausgleichsenergieangebote – preislich gestuft – abbildet.

Vor dem Inkrafttreten des GWG erfolgte der Ausgleich zwischen Aufbringung und Entnahme durch die Landesferngasgesellschaften, wobei insbesondere der Kraftwerkseinsatz für die Stromerzeugung, aufgrund der oftmaligen Zugehörigkeit der Kraftwerke zu der Landesferngasgesellschaft, von den Landesferngasgesellschaften koordiniert wurde. Durch die Regelungen des GWG entfällt diese Koordination vollständig (s.a. Kap. 2.4.4), wobei – wie bereits erwähnt – der Ausgleich zwischen Aufbringung und Entnahme mittels der Erstellung von Fahrplänen erfolgt.

Für die Sicherstellung der Systemstabilität im Erdgasrohrleitungsnetz müssen Großabnehmer zusätzliche Entnahmefahrpläne an den Regelzonenführer melden. Da jedoch Kraftwerksbetreiber mittels Verkauf von Ausgleichsenergie am Ausgleichsenergiemarkt Strom ihre Gewinne optimieren können, kann es passieren, dass bei sehr hohen

Ausgleichsenergiepreisen am Strommarkt, die Kraftwerksbetreiber die erforderliche Leistung sehr kurzfristig erhöhen. Die möglichen hohen Ausgleichsenergiepreise am Strommarkt, welche üblicherweise bei unerwarteten Ausfall von anderen stromerzeugenden Kraftwerken (Atomkraftwerke, Kraftwerke die mittels Kohle, Öl oder Erdgas befeuert werden und auch im Ausland angesiedelt sein können) auftreten, können zum Großteil unerwartet hohe Mehrentnahmen bewirken. Der kleinere Teil der unerwartet hohen Mehrentnahmen kann auf Industriebetriebe entfallen, die die Produktion erhöhen oder sehr kurzfristig von einem anderen Primärenergieträger auf Erdgas umschalten.

Hier sei der Vollständigkeit halber erwähnt, dass der Verbrauchszuwachs des Erdgases, welches einen immer höheren relativen und absoluten Anteil an der Energieaufbringung aufweist, mittels der – vom Regelzonenführer zu erstellenden – sogenannten „Langfristplanung“ berücksichtigt wird. Die langfristige Planung umfasst gemäß § 6 Abs 2 Z 24 GWG unter anderem die Ermittlung der zukünftigen Versorgungs- und Transportkapazitäten von Erdgasunternehmen zur Deckung der Erdgasnachfrage des Netzes, die Diversifizierung der Versorgungsquellen und die Sicherung der Versorgung der Kunden (s.a. Kap 4.1.2).

Die oben dargestellte Möglichkeit der unerwartet hohen Mehrentnahme könnte aufgrund des Versatzes des zeitgleichen Ausgleichsenergieeinsatzes am Strom- und Erdgasmarkt (Erdgas hat im Gegensatz zu Strom eine sehr niedrige Fließgeschwindigkeit) zu einer Beeinträchtigung der Systemstabilität im Erdgasrohrleitungsnetz führen.

5.1.5 Naturkatastrophen

Da Naturkatastrophen dann einen Einfluss auf Versorgungssicherheit haben, wenn sie zu einem technischen Problem führen, sind sie wie technische Gebrechen anzusehen (s.a. Kap. 5.1.1). Das Beispiel Hochwasser hat gezeigt, dass in kurzer Zeit die Versorgung wiederhergestellt werden konnte, während z.B. ölbeheizte Kunden mit weitaus größeren und langandauernden Schäden zu kämpfen hatten.

5.1.6 Streikmaßnahmen

Hier ist eine Unterscheidung zwischen Streikmaßnahmen, die in Österreich stattfinden, sowie Streikmaßnahmen in Ländern, die – in Flussrichtung betrachtet – Österreich vorgelagert sind, zu unterscheiden.

- *Streikmaßnahmen in Österreich:*

Aufgrund der Erfahrungen der letzten Streiks kann man davon ausgehen, dass ein umsichtiges Vorgehen seitens der Gewerkschaft erwartet werden kann (siehe Notbesetzung der Polizei während der Streiks) und ein totaler Streik der Gaswirtschaft, der auch zu einer Versorgungsunterbrechung von Haushalts- und Gewerbekunden führen könnte, *de facto* auszuschließen ist. Dies auch deswegen, da das Ansehen der Gewerkschaft unter einem Streik dieses Ausmaßes schwer leiden könnte und auch die Streikenden sowie deren Familien ebenfalls von den Unannehmlichkeiten betroffen wären.

Im Falle eines totalen Streiks wäre auch eine höhere Speicherleistung, höhere Speichervolumina, höhere Flexibilität der Importverträge als auch eine erhöhte Inlandsproduktion nicht hilfreich da das erforderliche Bedienungspersonal nicht verfügbar wäre.

- *Streikmaßnahmen in den Ländern die in Flussrichtung betrachtet Österreich vorgelagert sind:*

Inwieweit Transitleitungen von solchen Streikmaßnahmen betroffen sein könnten, ist schwer abzuschätzen. Auch hier könnte man aber davon ausgehen, dass durch Streiks das Ansehen der Gewerkschaft des jeweiligen Landes in Mitleidenschaft gezogen werden könnte und darüber hinaus die dortigen Arbeitgeber einen Vertrauensverlust gegenüber den nachgeschalteten Ländern erleiden würden, der womöglich langfristig auch auf die Arbeitnehmer durchschlagen könnte. Außerdem sind üblicherweise in den österreichischen Speichern ausreichend Gasmengen gelagert, um zumindest die Haushalts- und Gewerbekunden versorgen zu können. Zusätzlich ist seitens der Versorger – soweit technisch und ökonomisch machbar – sowohl eine Diversifizierung des Bezugsportfolios als auch eine Diversifizierung der Transportrouten anzustreben.

5.1.7 Langfristiger Versorgungsengpass

Die Zielsetzung eines liberalisierten europäischen Gasbinnenmarktes ist es, sowohl den Gas zu Gas Wettbewerb zu fördern, als auch eine effiziente Nutzung der vorhandenen und zukünftigen Infrastruktur zu erreichen. Dazu bedarf es Spielregeln, die zwischen den Mitgliedstaaten – unter Berücksichtigung der länderspezifischen Marktgegebenheiten – zumindest bis zu einem gewissen Mindestmaß harmonisiert werden sollten (s.a. Kap. 6.4 ff). Durch noch zu schaffende einheitliche Regelungen alleine kann die Versorgungssicherheit jedoch noch nicht garantiert werden. Hierzu bedarf es auch einer zusätzlichen Betrachtung der Angebotsseite.

D.h., dass die langfristige Versorgungssicherheit auf die Verfügbarkeit der physikalischen Versorgung – entsprechend der gegenwärtigen als auch der zukünftigen Nachfrage – unter Berücksichtigung der Konkurrenz alternativer Brennstoffe, abzielen hat. Aufgrund der langen Vorlaufzeit für den Anschluss neuer Versorgungsquellen, müssen die zukünftigen Angebote und Nachfragen entsprechend prognostiziert werden.

Versorgungssicherheit kann als die Garantie der physikalischen Versorgung der Kunden mit Erdgas in der vertraglich vereinbarten Menge und Leistung zu angemessenen Preisen gesehen werden.

Dies führt zu den Erfordernissen⁴⁸⁾:

- ausreichend Zugang zur Gasproduktion;
- ausreichend Transportkapazität;
- richtiger Ausgleich der Diversifizierung von Versorgungsrouten und/oder *back up* Maßnahmen (z.B. Speicher und/oder alternative Brennstoffe) im Falle einer Versorgungsunterbrechung.

Die Europäische Union befindet sich in der glücklichen Lage, dass rd. 70%⁴⁹⁾ der weltweit vorhandenen Erdgasvorkommen in ihrer ökonomischen Reichweite liegen. Die ökonomische Reichweite wird durch Effizienzsteigerungen und den daraus resultierenden Kostensenkungen im Erdgasrohrleitungsbau unterstützt. Ebenso sinken aufgrund der

⁴⁸⁾ Vgl. *Centrica*, Background Paper on Security of Gas Supply, Mai 2002, S. 1.

⁴⁹⁾ Vgl. *ExxonMobil*, Background Paper, Workshop on Security of Gas Supply, 2002, S.2.

Standardisierungserfolge und der höheren zukünftigen Stückzahlen bei den Tankern und Terminals die Kosten der LNG Versorgung⁵⁰⁾.

Die genannten Fortschritte führen dazu, dass „traditionelle“ Gasversorgungsländer wie Russland, Algerien und Norwegen usw. um Versorgungsländer wie Katar, Aserbaidschan und Kasachstan ergänzt werden. Es ist auch zu betonen, dass die Produzentenländer ebenso wie die Europäischen Union, vom Erdgashandel abhängig sind und auch in absehbarer Zukunft sein werden. Eine schlechte wirtschaftliche Entwicklung in der Europäischen Union führt auch zu einer schlechteren wirtschaftlichen Entwicklung in den Produzentenländern. Man kann somit nicht nur vom *demand pull* seitens der EU, sondern auch vom *supply push* seitens der Exporteure sprechen. Dies impliziert auch die erforderliche Zuverlässigkeit der Exporteure⁵¹⁾.

Damit die genannten Reserven auch tatsächlich produziert werden und auch der erforderliche Transport durchgeführt werden kann, bedarf es:

- aggregierter Angebote und Nachfragen, um die Einheitenkosten niedrig zu halten;
- entsprechender kommerzieller Modelle, in welchen die Risiken und die Erlöse entlang der Versorgungskette adäquat verteilt werden;
- Sicherstellung des Transports durch viele Staaten mittels zugehöriger politischer und ökonomischer Mittel;
- Planung und Durchführung der dazu erforderlichen, sehr kapitalintensiven Projekte unter Berücksichtigung der dementsprechenden Vorlauf- als auch Realisierungszeiträume;
- stabiler Rahmenbedingungen fiskalischer und regulatorischer Art.

5.1.8 Illiquidität eines Versorgers/Händlers mit hohem Marktanteil

Wie die Erfahrung im Strommarkt gezeigt hat, ist ein wettbewerbsorientierter Markt in der Lage, Ausfälle von Versorgern/Händlern ohne Schwierigkeiten kurzfristig zu bewältigen. In den Marktregeln sind diesbezüglich Vorkehrungen teilweise enthalten.

⁵⁰ Vgl. *dsb.*, ebd., S.2.

⁵¹ Vgl. *dsb.*, ebd., S.3.

5.2 Auswirkungen des Richtlinienvorschlages auf Österreich

Zur Schaffung eines bisher fehlenden gemeinschaftlichen Rahmens für die Regelung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene legte die Europäische Kommission im September 2002 einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung⁵²⁾ vor (siehe ausführlich Kap. 6.4). Um die kostenmäßigen Auswirkungen⁵³⁾ der Anforderungen des Richtlinienvorschlages und darüber hinausgehender Anforderungen für Österreich zu untersuchen, wurde das Jahr 2002 als Referenzszenario herangezogen⁵⁴⁾. Bezug genommen wird dabei auf die Anforderungen der zum Erstellungszeitpunkt der Studie aktuellen Version des Richtlinienvorschlages idF Dok. 8307/03 ENER 95 CODEC 447 v. 9.6.2003, der auf folgende Versorgungsstandards abstellt:

- Aufrechterhaltung der Vollversorgung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei 20%iger Unterbrechung der Gasversorgung eines Mitgliedstaates, wobei nicht auf eine Spezifizierung der Versorgungsquelle (etwa „wichtigste Versorgungsquelle“) abgestellt wird;
- Aufrechterhaltung der Vollversorgung über drei Tage bei – im statistischen Vergleich von 20 Jahren – äußerst niedrigen Temperaturen;
- Aufrechterhaltung der Vollversorgung in einem – im statistischen Vergleich von 50 Jahren – besonders kalten Winter.

Der Richtlinienvorschlag zielt dabei auf eine Sicherstellung dieser Standards für Haushalte und Klein- und Mittelunternehmen, die auf Basis nicht unterbrechbarer Lieferverträge

⁵²⁾ Vorschlag für eine Richtlinie des EP und des Rates zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung, Dok. 2002/0020 (COD).

⁵³⁾ Zu den nachstehenden Ergebnissen der Kostenanalyse ist anzumerken, dass es sich hierbei um eine Berechnung der kostenmäßigen Auswirkungen auf Basis des gegebenen Speicherniveaus im Jahre 2002 des Marktes handelt. Die Kosten für derzeit bestehende Speicherungen werden durch die Gaswirtschaft im Rahmen der Notwendigkeit getragen, durch Speicherung die erforderliche Lieferflexibilität zu erreichen. Wo die Analyse daher zu dem Ergebnis kommt, dass die Erreichung des jeweiligen Versorgungsstandards unter den gegebenen Bedingungen möglich ist und keine Mehrkosten verursacht, bezieht sich der Begriff „Mehrkosten“ auf zusätzliche Kosten im Vergleich zu jenen Speicherkosten, die derzeit systemimmanent durch die Gaswirtschaft abgedeckt werden. Aufgrund der zur Abdeckung der Lieferflexibilität erforderlichen Speicherleistung respektive Speichervolumina ist im Wesentlichen eine Aufrechterhaltung dieses Vorhalteniveaus durch die Gaswirtschaft zu erwarten, da anderenfalls Versorger mangelnde Flexibilität entweder von anderen Versorgern, Händlern, Hubs, Börsen oder ggf. über den Ausgleichsenergiemarkt zukaufen müssten. Diese Annahme wird durch die der ECG vorliegenden Speicherverträge bestätigt. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass auch vor der Liberalisierung die Unternehmen ihre erforderliche Speicherleistung kostenoptimal kontrahiert haben.

⁵⁴⁾ Im Hinblick auf die Wahl, das Jahr 2002 als Referenzszenario heranzuziehen sei angemerkt, dass aufgrund der nachstehend analysierten Auswirkungen der verschiedenen Anforderungen auf den erforderlichen Speicherfüllstand rückgerechnet wird und auch die Höhe der vorhandenen Speicherleistung beurteilt wird.

versorgt werden und im Fall einer Versorgungsunterbrechung nicht auf einen anderen Brennstoff ausweichen können, ab.

5.2.1 Vorgangsweise

Für das Jahr 2002 wurden als Verteilungsgrundlage für den Sektor Haushalt und Gewerbe (HH+GW) die Heizgradtage (HGT) des Raumes Wien herangezogen. Diese werden seit 1980 von der ZAMG erfasst und beziehen sich auf eine durchschnittliche Umgebungstemperatur von unter 12°C und auf eine Innentemperatur von 20°C. Da es in Österreich zwar unterschiedliche Temperaturzonen gibt, diese aber nicht extrem stark voneinander abweichen (siehe die Dimensionierung des Wärmebedarfes gemäß ÖNORM 7500) und außerdem für die nachstehenden Ausführungen die relative Heizgradtage-Verteilung den Ausschlag gibt, kann die relative Verteilung des Raumes Wien als repräsentativ herangezogen werden.

Jahr 2002	2993 HGT
Jahr 1980 (bisheriger Maximalwert)	3671 HGT
Durchschnittlicher Wert (1980-2002)	3120 HGT

Es wurde ein relativ niedriger Anteil von 30% des Gesamtbedarfes für die Warmwasserbereitung und ein Anteil von 70% des Gesamtbedarfes für die Wärmebedarfsdeckung angenommen. Diese Verteilung entspricht dem Heizkostenabrechnungsgesetz, wonach bei Vorhandensein nur eines Zählers für die Erfassung des Gesamtenergieverbrauches 30% davon der Warmwasserbereitung und 70% der Wärmebedarfsdeckung zuzurechnen sind. Tatsächlich steigt der Warmwasseranteil, da die Hygiene- als auch die Komfortanforderungen im Steigen begriffen sind und im Gegenzug die Wärmedämmung der Gebäude verbessert wird. Da ein höherer Warmwasserbereitungsanteil die Auswirkungen der Temperatureinflüsse etwas dämpft, wurde bewusst diese Verteilung gewählt, um so das *worst case* Szenario verstärkt abbilden zu können.

Die Entnahme der Industrie und Chemie wurde aus dem statistischen Datenmaterial errechnet, wobei im August (urlaubsbedingter reduzierter Betrieb), im Dezember (Berücksichtigung der Weihnachtsfeiertage) und im Februar (Berücksichtigung der Semesterferien) eine reduzierte Abnahme unterstellt wurde.

Der Bedarf der stromerzeugenden Kraftwerke (öffentliche Erzeuger) wurde als aggregierter Verbrauch ebenfalls aus dem statistischen Datenmaterial ermittelt. Bei der Analyse der verschiedenen angenommenen Anforderungen wird auf den aus der Anforderung resultierenden Speicherfüllstand rückgerechnet.

Vorab wird darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse der Auswirkungen verschiedener angenommener Versorgungseinkürzungen energielenkender Maßnahmen bedürfen. D.h., dass die Analysen und die daraus resultierenden Erkenntnisse in Hinblick auf zusätzliche Speicherleistung bzw. Speichervolumen im Lichte energielenkender Maßnahmen zu sehen sind.

Nachstehend ist die österreichische Erdgasbilanz für das Kalenderjahr 2002 in tabellarischer Form dargestellt.

Tabelle 5: Österreichische Erdgasbilanz 2002

Erdgasbilanz Österreich

Kalenderjahr 2002 (*)

Berichts- monat	Angaben in 1.000 Nm3					
	Inländische Produktion	Speicher- entnahme (1)	Importe (2)	Speiche- rung (1)	Exporte (2)	Inlands- verbrauch
Jänner	211.000	285.000	706.000		78.000	1.124.000
Februar	181.000	104.000	631.000		72.000	844.000
März	206.000	206.000	507.000		80.000	839.000
April	143.000	78.000	512.000		56.000	677.000
Mai	124.000		510.000	172.000	57.000	405.000
Juni	115.000		459.000	146.000	50.000	378.000
Juli	145.000		386.000	111.000	42.000	378.000
August	137.000		441.000	198.000	41.000	339.000
September	121.000		472.000	62.000	89.000	442.000
Oktober	179.000	39.000	570.000		65.000	723.000
November	148.000	49.000	661.000		65.000	793.000
Dezember	170.000	271.000	697.000		75.000	1.063.000
Stat. Diff.			1.000			1.000
Jahr	1.880.000	1.032.000	6.553.000	689.000	770.000	8.006.000

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berechnungen der E-Control

Legende:

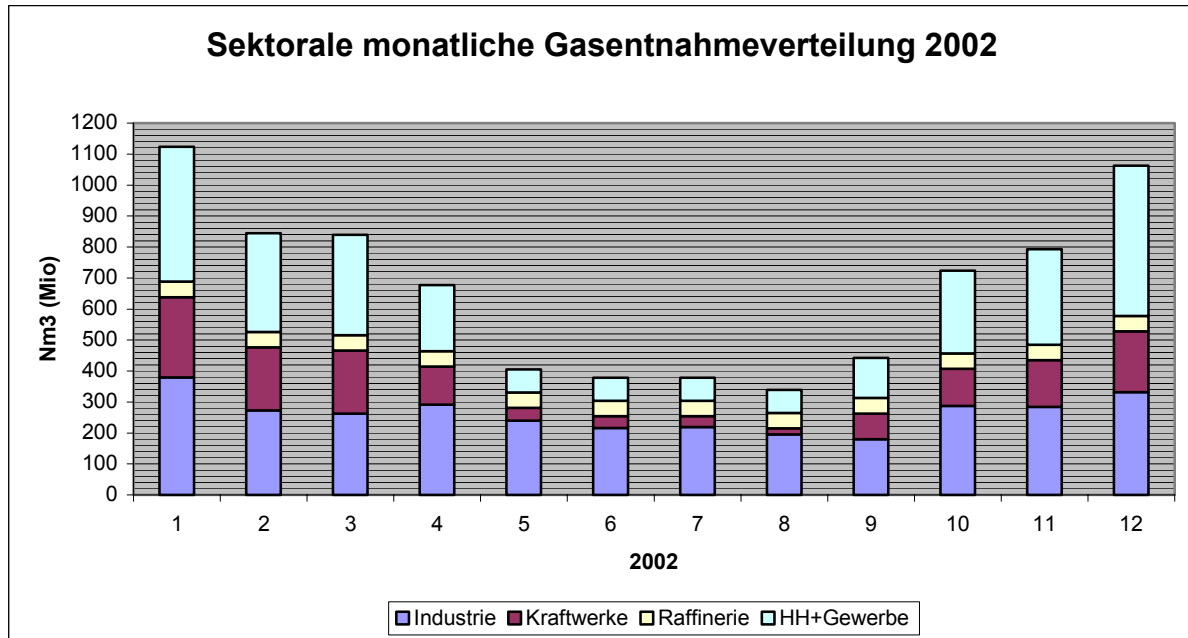
Angaben in Nm3 bezogen auf den Normzustand

(*) Aus statistischen Gründen wurden die Daten auf 1.000.000 Nm3 gerundet. Aufgrund von Änderungen der Erfassungskriterien während des Erhebungszeitraumes mussten im Berichtsjahr 2002 die Daten teilweise geschätzt bzw. fortgeschrieben werden.

(1) Saldierte Speicherbewegungen

(2) Für das Inland relevante Importe bzw. Exporte

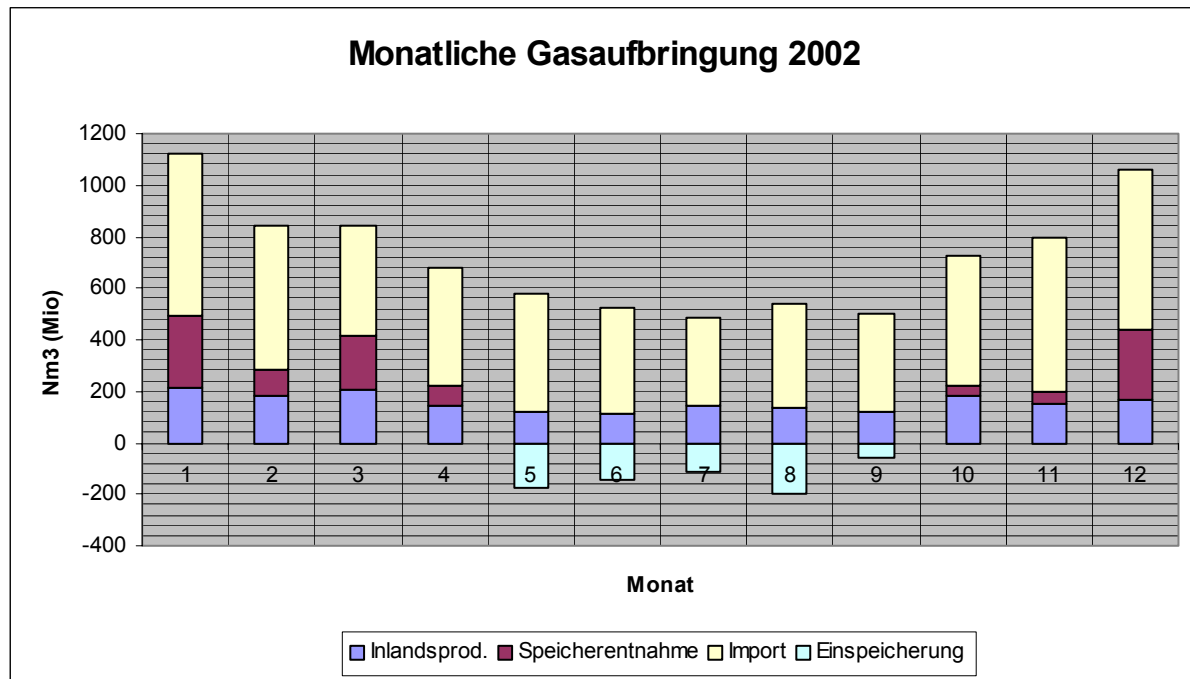
Abbildung 19: Sektorale monatliche Gasentnahmeverteilung in Österreich (2002)



Quelle: Berechnungen der E-Control

Ausgehend von den statistischen Daten des BMWA in Tabelle 5 sowie unter Beiziehung des AFG Jahresberichts 2001, stellt sich die monatliche Aufbringung – getrennt nach Import, Inlandsproduktion und Speicherentnahme- und -einspeicherung – wie folgt dar:

Abbildung 20: Monatliche Gasaufbringung in Österreich (2002)

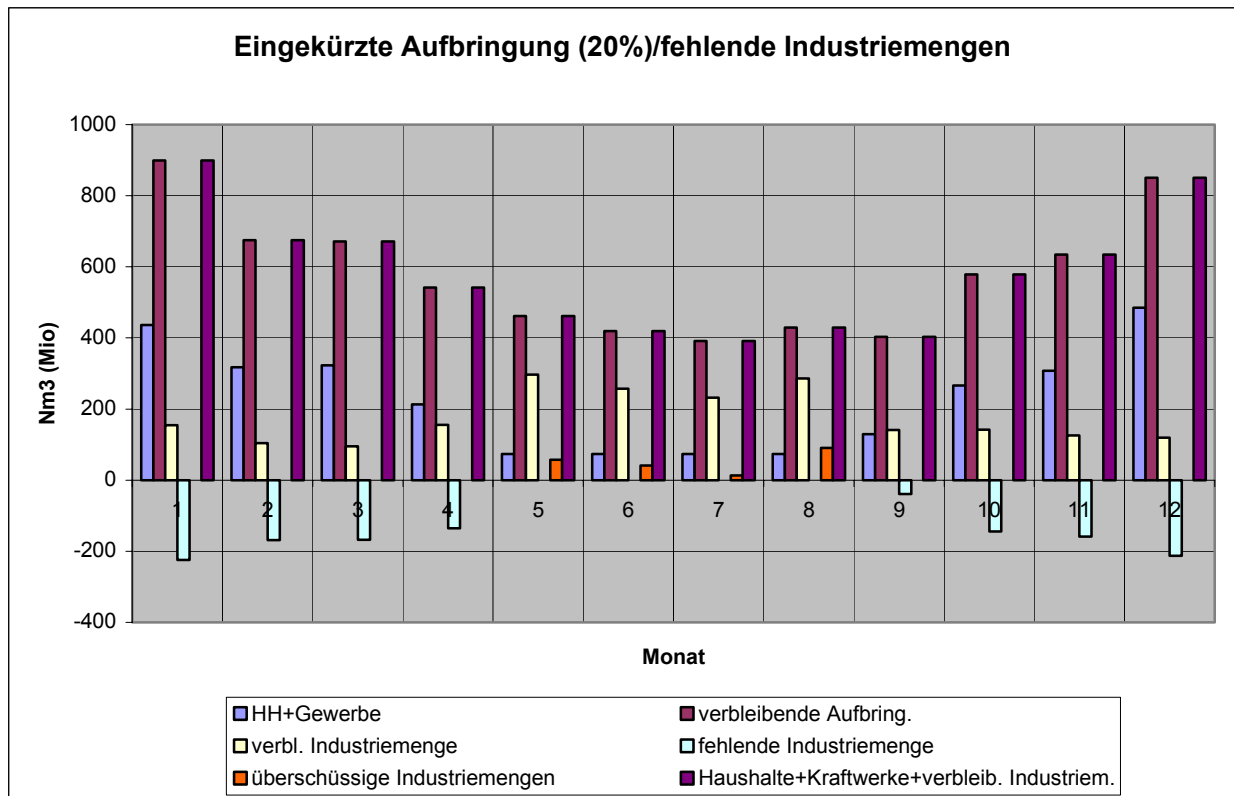


Quelle: Berechnungen der E-Control

5.2.2 Darstellung einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden

Auf Basis der Anforderungen des o.g. Richtlinienvorschlages, der die Aufrechterhaltung der Vollversorgung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei 20%iger Unterbrechung der Gasversorgung als Standard vorsieht, wurde die Aufbringungsseite je Monat über das gesamte Jahr um 20% eingekürzt, um in weiterer Folge die kritischen 60 Tage, auf die sich der Richtlinienvorschlag bezieht (siehe Kap. 6.4.2), ermitteln zu können, wobei gemäß dem Richtlinienvorschlag „lediglich“ die sichere Versorgung der HH+GW-Kunden sicherzustellen ist. Aus der nachstehenden Grafik ist ersichtlich, dass bei einer 20%igen Einkürzung die Versorgung der HH+GW-Kunden jederzeit gewährleistet ist und „lediglich“ die Industrie (dies deswegen, da der Kraftwerksektor als auch die Raffinerie gegenüber der Industrie Vorrang haben sollten) – unter der Voraussetzung, dass die Speicherreserven nicht einbezogen werden- nicht in allen Monaten voll versorgt werden könnte.

Abbildung 21: Einkürzte Aufbringung (20%) – fehlende Industriemengen

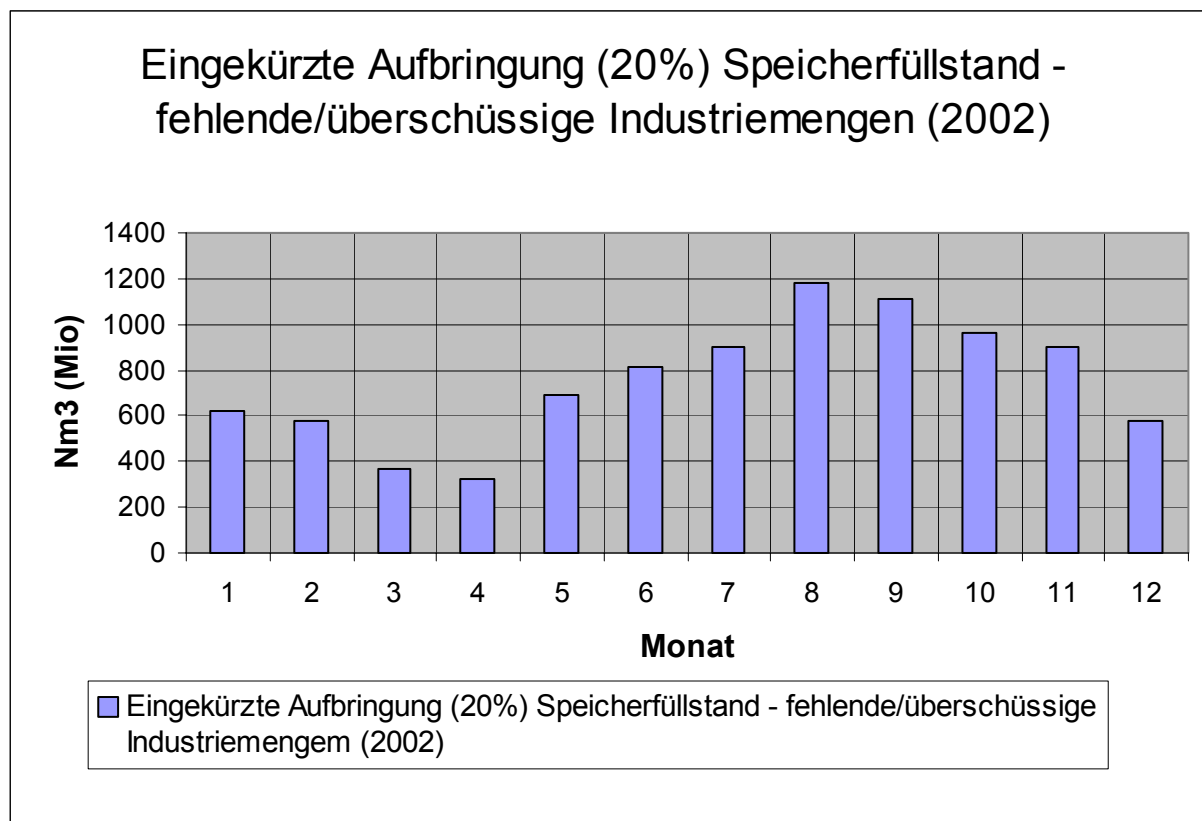


Quelle: Berechnungen der E-Control

Die oben getätigte Aussage, dass die Industrie hinsichtlich Erdgasmenge nicht versorgt werden kann, kann bei Hinzuziehung des Speicherfüllstandes ein ganz anderes Bild ergeben.

Nachstehend wird der Speicherfüllstand, welcher sich aus dem Speicherfüllstand des Jahres 2002 abzüglich der „fehlenden“ Industriemenge, ergibt, dargestellt:

Abbildung 22: Einkürzte Aufbringung (20%) Speicherfüllstand – fehlende/überschüssige Industriemengen (2002)



Quelle: Berechnungen der E-Control

Die Abbildung zeigt, dass für die Versorgung der Industrie – auf die der Richtlinienvorschlag nicht abstellt – ein zusätzliches Speichervolumen, bezogen auf das Jahr 2002, in einem durchschnittlichem Winter selbst in den kritischen Monaten März und April (niedrigster Speicherfüllstand) nicht erforderlich ist⁵⁵.

In Hinblick auf eine zusätzlich erforderliche Speicherleistung kann für die Erfüllung der Vorgaben des Richtlinienvorschlages die Aussage getroffen werden, dass keine zusätzliche Speicherleistung erforderlich ist. Dies ist wie folgt begründet:

⁵⁵ Weiter Betrachtungen – z.B. in Hinblick auf den sogenannten „50 Jahreswinter“ – erfolgen weiter unten.

Max. stündliche kontrahierte Aufbringungsleistung: ca. 2,05 Mio Nm³

20 % Einkürzung : ca. 0,41 Mio Nm³

Durchschnittliche Leistung für Industrie im Januar (2002): ca. 0,51 Mio Nm³

Ergibt sich aus dem Monatsverbrauch von 379 Mio Nm³ bei einem 3 Schichtbetrieb an 31 Tagen und vergleichmäßiger Abnahme. Daraus folgt: $379 \text{ Mio Nm}^3 / 31 \text{ Tage} / 24 \text{ Stunden} = 0,51 \text{ Mio Nm}^3/\text{h}$

Da die Leistungseinkürzung kleiner als die erforderliche Leistung der Industrie ist (trotz Annahme von ungünstigen Versorgungsparametern), kann die Versorgung der HH+GW-Kunden ohne zusätzliche Speicherleistung sichergestellt werden.

Falls man auch noch die Industrie soweit wie nur möglich versorgen will, könnte man zu den Spitzenlasttageszeiten die stromerzeugenden Kraftwerke von Erdgas auf alternative Brennstoffe umschalten und dadurch zumindest 0,35 Mio. Nm³/h (ergibt sich aus: Verbrauch im Januar 2002 ca. 259 Mio. Nm³ für Kraftwerke; bei einem gleichmäßigen Einsatz von 24 Stunden pro Tag = $259 \text{ Mio. Nm}^3 / (31 \text{ Tage} * 24 \text{ Stunden}) = 0,35 \text{ Mio. Nm}^3/\text{h}$) für die Industrie einsetzen⁵⁶). Weiters wäre es möglich, nicht nur die kontrahierte, sondern die zu diesem Zeitpunkt tatsächlich verfügbare Speicherleistung abzurufen und dadurch ca. weitere zumindest 0,3 – 0,4 Mio. Nm³/h (ergibt sich aus der nicht kontrahierten Speicherleistung + betriebszustandsabhängigen Reserven) verfügbar machen. Falls man noch die Umstiegsmöglichkeiten auf alternative Brennstoffe innerhalb des Sektors Industrie nutzbar macht sowie auch eine sehr umsichtige Fahrweise des Regelzonenführers als gegeben annimmt, wäre auch die Industrie nahezu vollständig versorgbar. Die Umstiegsmöglichkeit der Kraftwerke auf alternative Brennstoffe zu Spitzenlasttageszeiten als auch die Umstiegsmöglichkeit des Sektors Industrie auf alternative Brennstoffe ist in Abhängigkeit der Verfügbarkeit alternativer Brennstoffe zu sehen.

⁵⁶ Die in den Spitzenlasttageszeiten mögliche „freie“ Speicherleistung in Höhe von 0,35 Mio Nm³/h ist als unterster Wert zu sehen. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass Kraftwerke selbstverständlich nicht bandförmig Leistung abgeben bzw. das dazu erforderliche Erdgas nicht bandförmig beziehen. Dies bedeutet, dass hier auf jenen Durchschnittswert abgestellt wird, der jedenfalls abgenommen werden muss, um den Verbrauch von 259 Mio. Nm³ im Monat Januar zu erreichen. Da in der Realität zu den Spitzenlasttageszeiten selbstverständlich mehr Erdgas verbraucht wird, würde beim Umschalten auf alternative Brennstoffe in diesen Zeiträumen mehr „freie“ Speicherleistung zum Nutzen der Industrie verfügbar sein. Der Durchschnittswert wurde als *worst case* Wert herangezogen um die Robustheit der Aussage darzustellen.

Aus der Anforderung der Vollversorgung aller Kunden bei einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen würden somit keine zusätzlichen Kosten anfallen.

Nachstehend wird der aus der Anforderung der Vollversorgung aller Kunden bei einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen resultierende, niedrigst mögliche Speicherfüllstand ermittelt:

Addiert man die entnommen Speichermengen der Monate Oktober bis April, zählt die fehlenden Industriemengen der Monate Dezember und Januar (schlechtest anzunehmender Fall) hinzu und zieht davon den Differenzbetrag zwischen der vollständigen und der im Jahre 2002 tatsächlich genutzten Flexibilität der long term take or pay Verträge ab, so lässt sich auf einen erforderlichen Speicherfüllstand mit Ende September (üblicherweise endet mit September die Einspeicherphase), von welchem aus alle Kunden in einem durchschnittlichen Winter selbst bei einer 20% Aufbringungseinkürzung versorgt werden könnten, rückrechnen. Dieser würde ohne Sicherheitsreserven ca. 650 Mio. Nm³ betragen und wäre somit deutlich niedriger als das kontrahierte Speichervolumen in Höhe von ca. 2,3 Mrd. Nm³. In obiger Betrachtung ist die Möglichkeit des Erwerbs von Zusatzgasmengen – welche das Speichervolumen noch reduzieren könnten – nicht berücksichtigt.

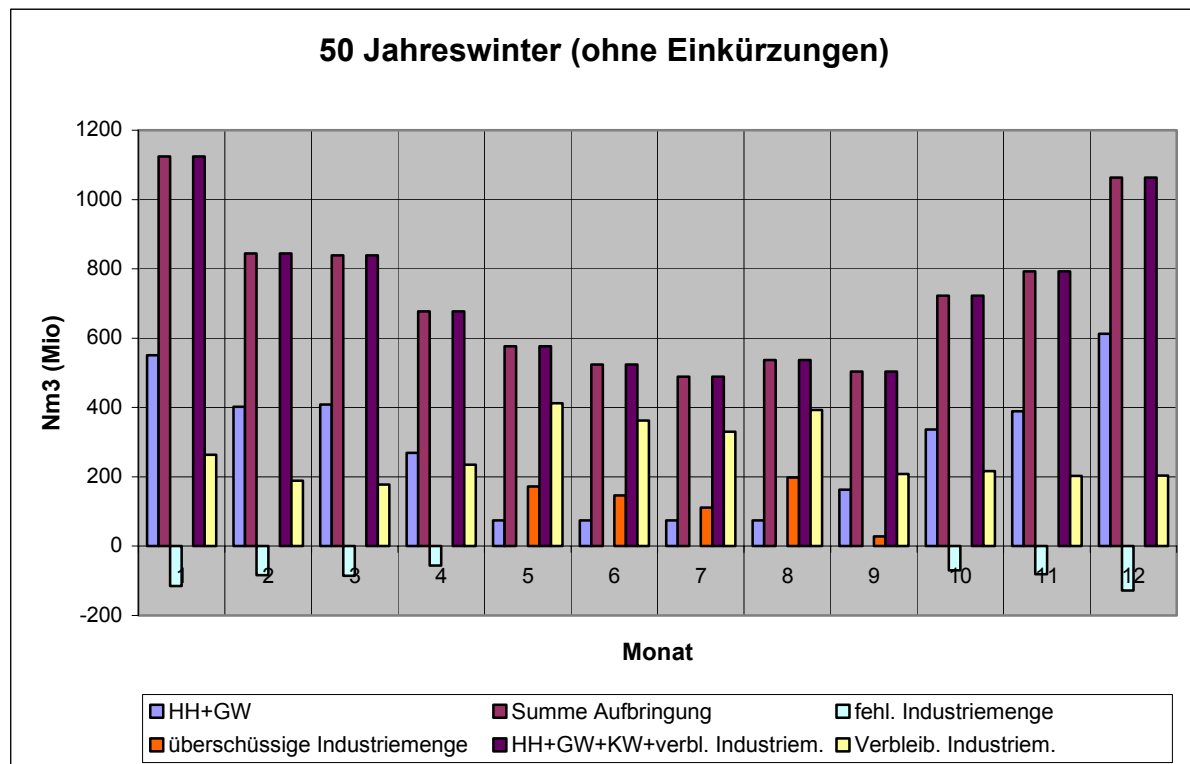
5.2.3 Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden in einem – im statistischen Vergleich von 50 Jahren – besonders kalten Winter

Betrachtet man die Anforderungen des Richtlinienvorschlages betreffend die Aufbringung ausreichender Erdgasmenge für einen extrem kalten Winter, der statistisch betrachtet alle 50 Jahre auftritt – wobei von einer aufrechten Aufbringungssituation ausgegangen wird –, zeigt sich folgendes Ergebnis für Österreich:

Als Referenzszenario wurde die HGT-Anzahl (3671) des Winters 1980 herangezogen. D.h., dass die Werte des relativ warmen Winters 2002 erhöht wurden wobei die Verteilung der HGT in Analogie zum Winter 2002 angenommen wurde. Selbst eine auseinanderfallende Verteilung hat keine gravierenden Auswirkungen auf die erforderliche Erdgasmenge für diesen Winter. Bei der Aufbringungsmenge und -leistung wird vom Jahr 2002 ausgegangen.

Es ergibt sich die in der nachstehenden Grafik dargestellte Situation:

Abbildung 23: 50 Jahreswinter (ohne Einkürzungen)

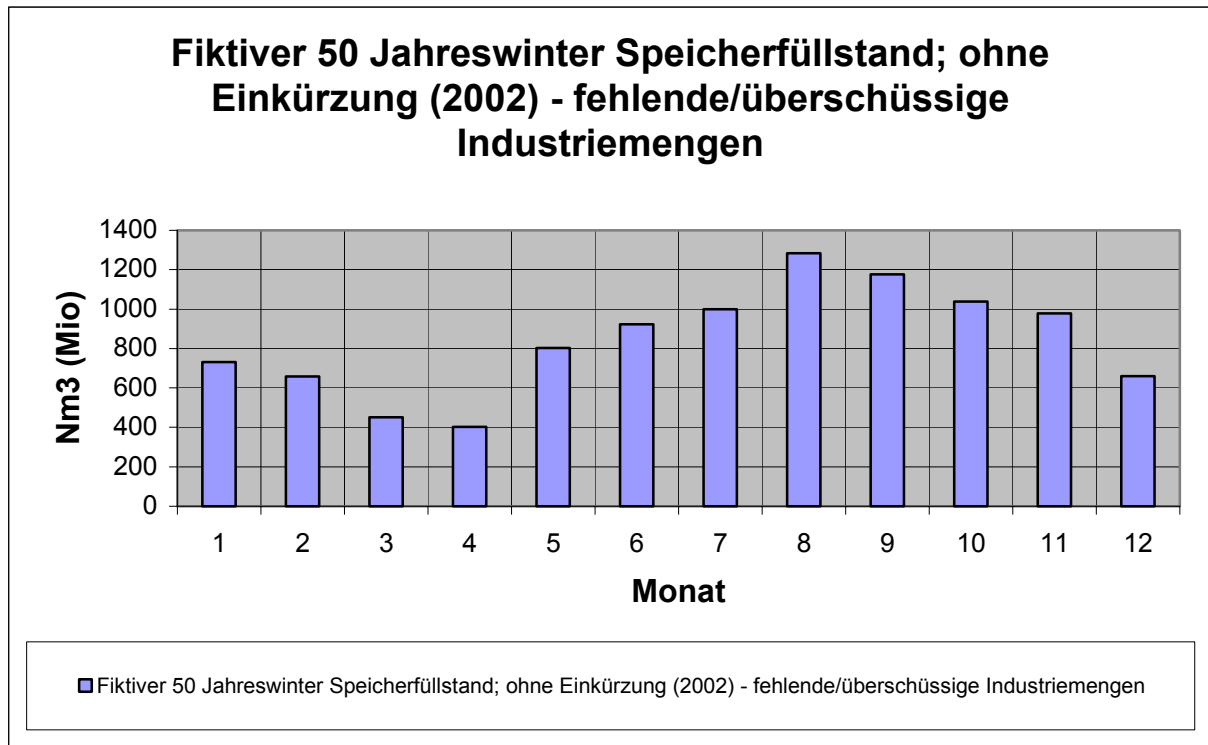


Quelle: Berechnungen der E-Control

Man erkennt eindeutig, dass die Versorgung von HH+GW Kunden immer sichergestellt werden könnte. Ohne Einbeziehung der Speicherreserven wäre „lediglich“ die Industrie in einigen Monaten nicht vollständig versorgt. Die Fehlmenge für das gesamte Jahr betrüge 36 Mio. Nm³. Wie bereits erwähnt, basiert diese Aussage auf den benötigten Erdgasmengen des Jahres 2002 und daher bedarf es einer genaueren Analyse.

Aus diesem Grund wird nachstehend der Speicherfüllstand, welcher sich aus dem Speicherfüllstand des Jahres 2002 abzüglich der „fehlenden“ Industriemenge im 50 Jahreswinter ergibt, dargestellt:

Abbildung 24: Fiktiver 50 Jahreswinter – Speicherfüllstand (ohne Einkürzungen)



Quelle: Berechnungen der E-Control

Um im „50 Jahreswinter“ die sichere Versorgung der HH+GW-Kunden zu gewährleisten, bedarf es keines zusätzlichen Speichervolumens. Somit fallen aus dieser Anforderung auch keine zusätzlichen Kosten an. Selbst unter der Forderung einer vollständigen Industrierversorgung fallen auf Basis des Speicherfüllstandes im Jahre 2002 keine zusätzlichen Kosten an.

Nachstehend wird aus der Anforderung der Vollversorgung aller Kunden in einem 50 Jahreswinter der niedrigst mögliche Speicherfüllstand mit Ende September ermittelt:

Wenn man die entnommen Speichermengen der Monate Oktober bis April addiert und die fehlenden Industriemengen der Monate Oktober bis April (schlechtest anzunehmender Fall) hinzuzählt und davon den Differenzbetrag zwischen der vollständigen und der im Jahre 2002 tatsächlich genutzten Flexibilität der *long term take or pay* Verträge abzieht, so lässt sich auf einen erforderlichen Speicherfüllstand mit Ende September, von welchem aus selbst im 50 Jahreswinter alle Kunden bei aufrechter Aufbringung versorgt werden könnten, rückrechnen.

Dieser würde ohne Sicherheitsreserven ca. 1250 Mio. Nm³ betragen und ist somit deutlich niedriger als das kontrahierte Speichervolumen in Höhe von ca. 2,3 Mrd. Nm³. In obiger Betrachtung ist die Möglichkeit des Erwerbs von Zusatzgasmengen – welche das Speichervolumen noch reduzieren könnten – nicht berücksichtigt.

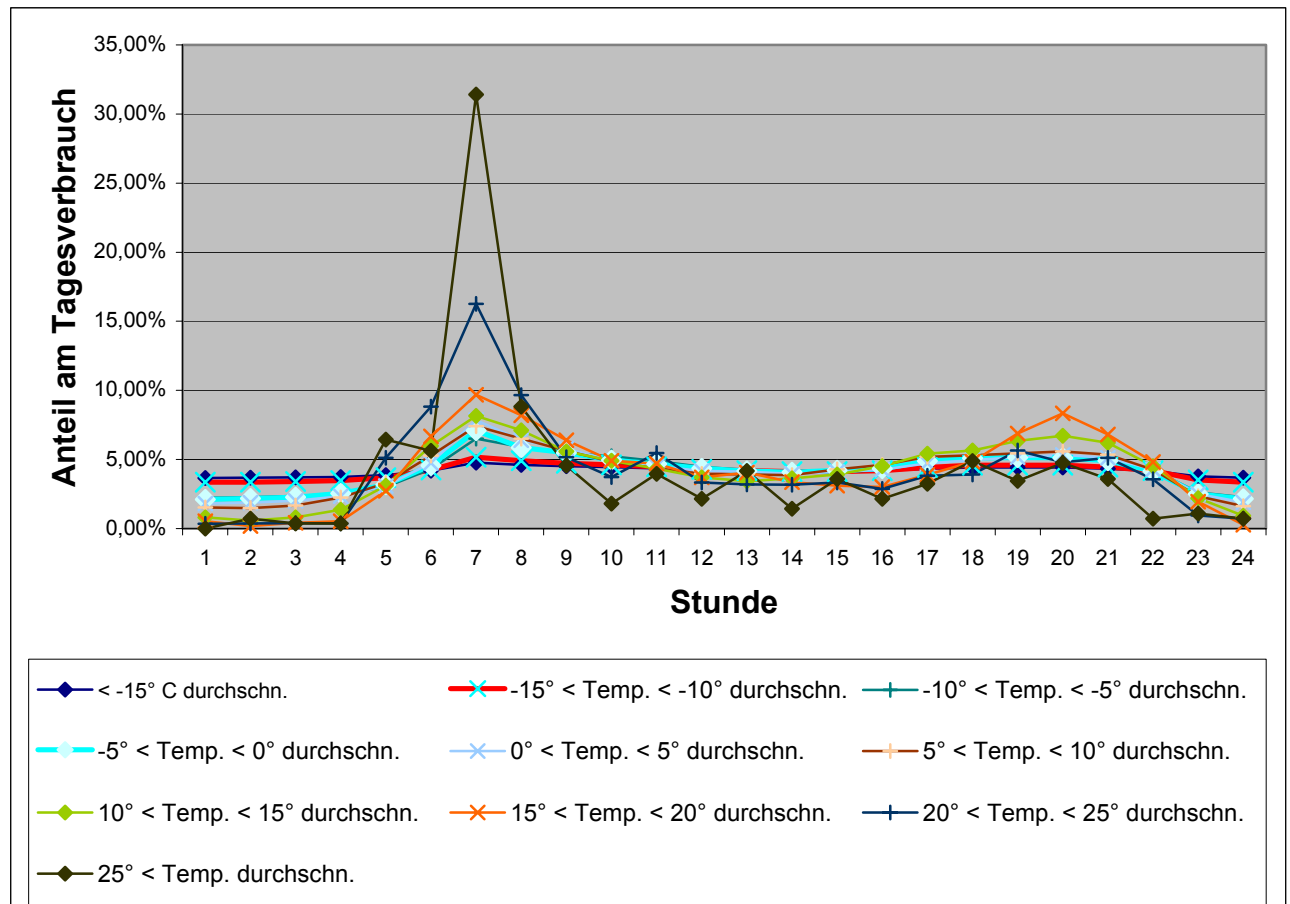
5.2.4 Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden bei – im statistischen Vergleich von 20 Jahren – äußerst niedrigen Temperaturen

Die Anforderungen des Richtlinienvorschlages betreffend die Aufrechterhaltung der Vollversorgung über drei Tage bei – im statistischen Vergleich von 20 Jahren – äußerst niedrigen Temperaturen stellt auf die Bereitstellung genügender Aufbringungsleistung, bei aufrechter Aufbringung (keine Einkürzung) ab. Das Vorhandensein ausreichender Aufbringungsleistung ist aus folgenden Gründen sichergestellt:

Der Wärmebedarf für die HH+GW-Kunden wird nach der ÖNORM 7500 gerechnet, die erforderliche Heizleistung stellt somit bereits auf tiefe Temperaturen ab. Anhand dieser Berechnung wird die erforderliche Heizleistung festgelegt und kann daher auch nicht überschritten werden. Wie bereits erwähnt, sind die meisten Wärmeerzeuger mit einer Warmwasservorrangschaltung ausgestattet (s.a. Kap. 2.4.2). D.h., dass sich bei auftretendem Warmwasserbedarf, aufgrund der Unveränderbarkeit der installierten Wärmeerzeugerhöchstleistung, die Heizleistung verringern muss. Daher kann das Erfordernis einer Erhöhung der Leistung nur dann auftreten, wenn der Gesamtbedarf der HH+GW-Kunden oder der Gesamtbedarf der Industrie bzw. der Kraftwerke steigt. Diese Steigerungen der verschiedenen Sektoren werden im Zuge der langfristigen Planung des Regelzonenführers berücksichtigt (s.a. Kap. 5.1.4 und 4.1.2).

Hier sei noch angemerkt, dass die Tagesgangkurven (Relation von jeweiligem Stunden- zum Tagesverbrauch) mit abnehmender Außentemperatur gleichmäßiger werden und auch die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden eine Dämpfung der relativen Stundenleistungen herbeiführt. Da in Österreich bis *dato* auch an sehr kalten Tagen die Versorgung aufrecht erhalten wurde, bedarf es, basierend auf dem jetzigen Bedarf und Leistung, keiner zusätzlichen Speicherleistung.

Abbildung 25: Systematik für temperaturabhängige Aufteilung der Tagesmenge



Quelle: Haselauer M., Was kommt auf den Verteilnetzbetreiber zu, Überreuter Managerakademie, Vortrag (04.06.2002, Wien)

Last but not least ist auch davon auszugehen, dass die meisten Wärmeerzeuger etwas überdimensioniert sind, somit die kurzfristigen Spitzen auch bereits jetzt auftreten und es durch extrem tiefe Temperaturen keine verstärkenden Effekte geben kann, da seitens der Wärmeerzeuger usw. einfach nicht mehr Leistung erbracht werden kann und somit auch keine höhere Erdgasentnahme gegeben ist.

Damit resultieren aus dieser Anforderung des Richtlinienvorschlages – im Vergleich zum gegenwärtigen Iststand – keine zusätzlichen Kosten für zusätzlich erforderliche Speicherleistung.

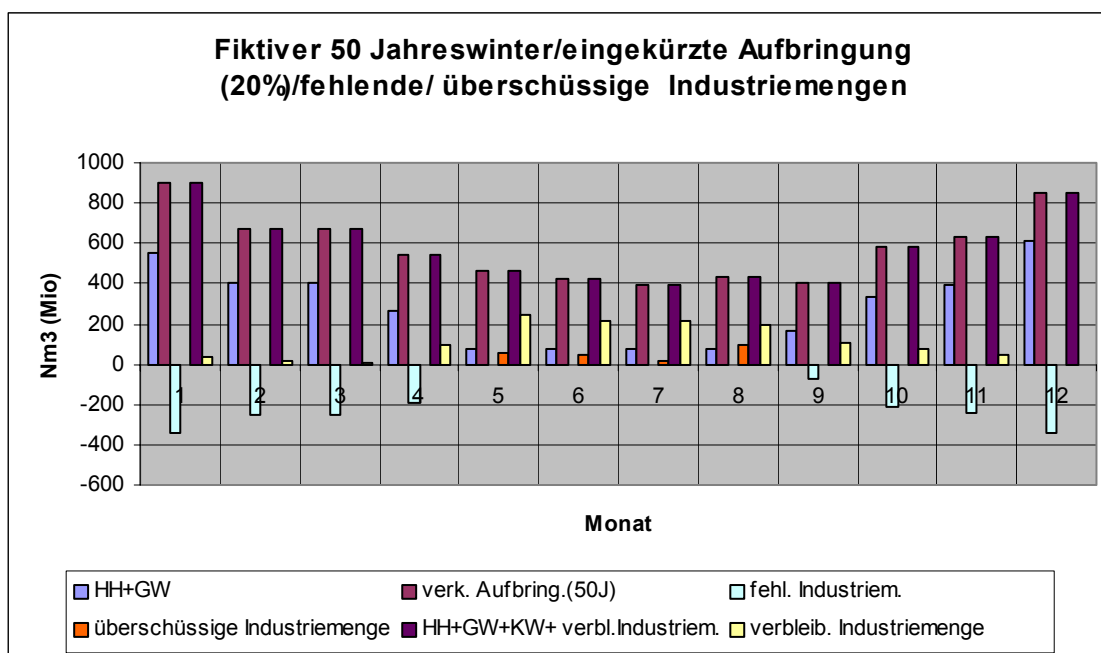
5.2.5 Darstellung der Versorgung der HH+GW-Kunden bzw. aller Kunden in einem im statistischen Vergleich von 50 Jahren besonders kalten Winter bei einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen

Stellt man jetzt die Anforderung, dass auch in einem strengen Winter (50 Jahreswinter) auch bei einer 20% Versorgungsunterbrechung die Versorgung der HH+GW-Kunden sichergestellt sein muss – also eine Forderung, die über die Erfordernisse des Richtlinienvorschlages weit hinausgeht – so ergibt sich folgende Situation:

HH+GW Kunden würden ca. 39,4% (3,428 Mrd. im 50 Jahreswinter; basierend auf den Verbrauchsdaten des Jahres 2002) des gesamten Erdgasverbrauches in Österreich beanspruchen.

Gleichzeitig wird angenommen, dass 20% der Versorgung über das ganze Jahr entfallen (es wird ein schlechteres Szenario als jenes der Anforderungen des RL-Vorschlages unterstellt). D.h., dass die Aufbringung ca. 6,955 Mrd. beträgt (Wert basiert auf dem Verbrauch des Jahres 2002 welcher auf den 50 Jahreswinter hochgerechnet und in weiterer Folge um 20% eingekürzt wird). Es ergibt sich die in der nachstehenden Grafik dargestellte Situation:

Abbildung 26: Fiktiver 50 Jahreswinter; verkürzte Aufbringung (20%)/fehlende/überschüssige Industriemenge



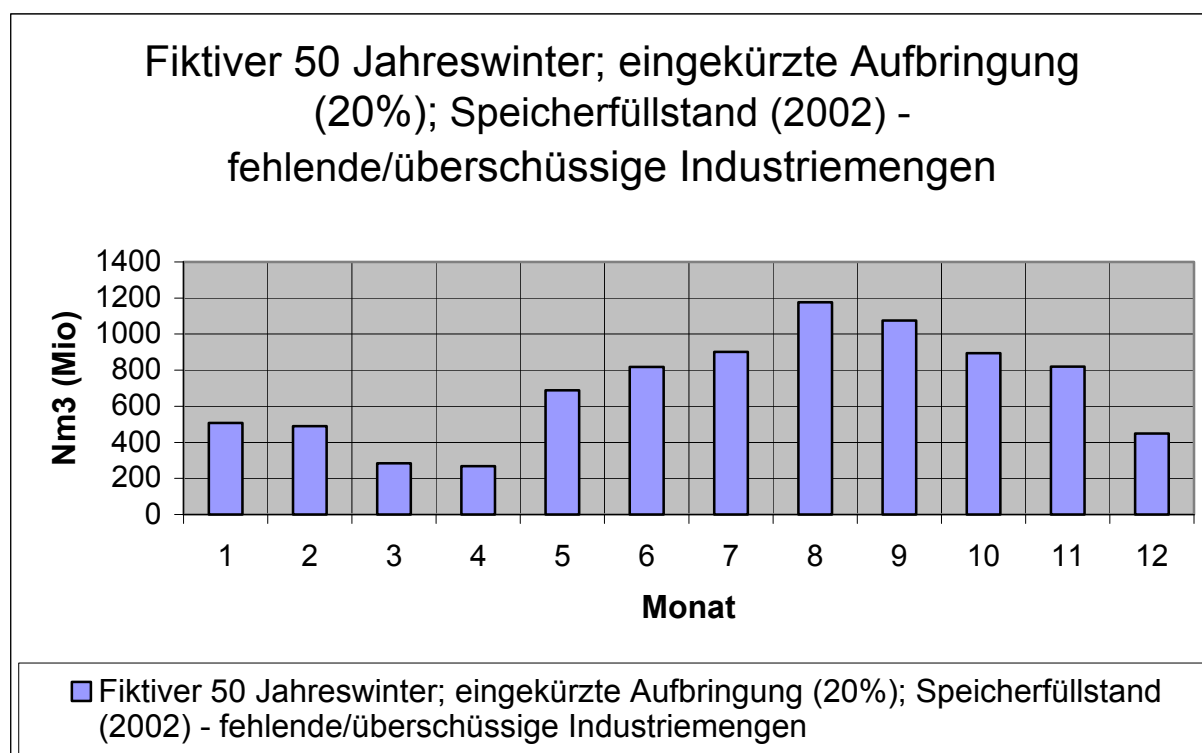
Quelle: Berechnungen der E-Control

Wie aus Abbildung 26 ersichtlich, bedarf es auch unter diesen Umständen keiner zusätzlichen Speichervolumina für die Versorgung der HH+GW-Kunden.

Ebenso ist keine zusätzliche Speicherleistung für die Versorgung der HH+GW-Kunden erforderlich, da hierbei dieselben Bedingungen gelten wie hinsichtlich der Anforderung des Richtlinienvorschlages betreffend die Aufrechterhaltung der Vollversorgung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei 20%iger Unterbrechung der Gasversorgung.

Unterstellt man jetzt noch eine vollständige Versorgung der Industrie, so muss der Speicherfüllstand (basierend auf dem Jahr 2002) analysiert werden. Es ergibt sich folgende, in der nachstehenden Abbildung dargestellte, Situation:

Abbildung 27: Fiktiver 50 Jahreswinter; eingekürzte Aufbringung (20%); Speicherfüllstand (2002) – fehlende/überschüssige Industriemengen



Quelle: Berechnungen der E-Control

Setzt man die fehlende Industriemenge des fiktiven 50 Jahreswinters (20% Aufbringungseinkürzung) in Bezug zum bisher vorhandenem Speicherfüllstand, so wird ersichtlich, dass die österreichische Gaswirtschaft auch diesen Fall mit ihren gegebenen

Speicherfüllständen hätte abdecken können. Somit entstehen auch bei diesem extremen Anwendungsfall keine zusätzlichen Kosten für zusätzliches Speichervolumen.

In Hinblick auf eine zusätzlich erforderliche Speicherleistung, kann für die Erfüllung dieser extremen Anforderung die Aussage getroffen werden, dass keine zusätzliche Speicherleistung für die Versorgung der HH+GW- Kunden erforderlich ist. Dies ist wie folgt begründet:

Max. stündliche kontrahierte Aufbringungsleistung	ca. 2,05 Mio Nm ³
20 % Einkürzung	ca. 0,41 Mio Nm ³
Durchschnittliche Leistung für Industrie im Januar (2002)	ca. 0,51 Mio Nm ³

Ergibt sich aus dem Monatsverbrauch von 379 Mio Nm³ bei einem 3 Schichtbetrieb an 31 Tagen und vergleichmäßiger Abnahme. Daraus folgt: $379 \text{ Mio Nm}^3 / 31 \text{ Tage} / 24 \text{ Stunden} = 0,51 \text{ Mio Nm}^3/\text{h}$

Da die Leistungseinkürzung kleiner als die erforderliche Leistung der Industrie ist (trotz Annahme von ungünstigen Versorgungsparametern), kann die Versorgung der HH+GW-Kunden ohne zusätzliche Speicherleistung sichergestellt werden.

Falls man auch noch die Industrie soweit wie nur möglich versorgen will, könnte man zu den Spitzenlasttageszeiten die gasbefeuerten stromerzeugenden Kraftwerke auf alternative Brennstoffe umschalten und dadurch zumindest 0,35 Mio.Nm³/h (ergibt sich aus: Verbrauch im Januar 2002 ca. 259 Mio. Nm³ für Kraftwerke; bei einem gleichmäßigen Einsatz von 24 Stunden pro Tag = $259 \text{ Mio. Nm}^3 / (31 \text{ Tage} * 24 \text{ Stunden}) = 0,35 \text{ Mio. Nm}^3/\text{h}$) für die Industrie einsetzen. Weiters wäre es möglich, nicht nur die kontrahierte sondern die zu diesem Zeitpunkt tatsächlich verfügbare Speicherleistung abzurufen und dadurch ca. weitere zumindest 0,3 – 0,4 Mio.Nm³/h (ergibt sich aus der nicht kontrahierten Speicherleistung + betriebszustandsabhängigen Reserven) verfügbar machen. Falls man noch die Umstiegsmöglichkeiten auf alternative Brennstoffe innerhalb des Sektors Industrie nutzbar macht sowie auch eine sehr umsichtige Fahrweise des Regelzonenführers als gegeben annimmt, wäre auch die Industrie nahezu vollständig versorgbar. Sowohl die Umstiegsmöglichkeit der Kraftwerke auf alternative Brennstoffe zu Spitzenlasttageszeiten als auch die Umstiegsmöglichkeit des Sektors Industrie auf alternative Brennstoffe ist in

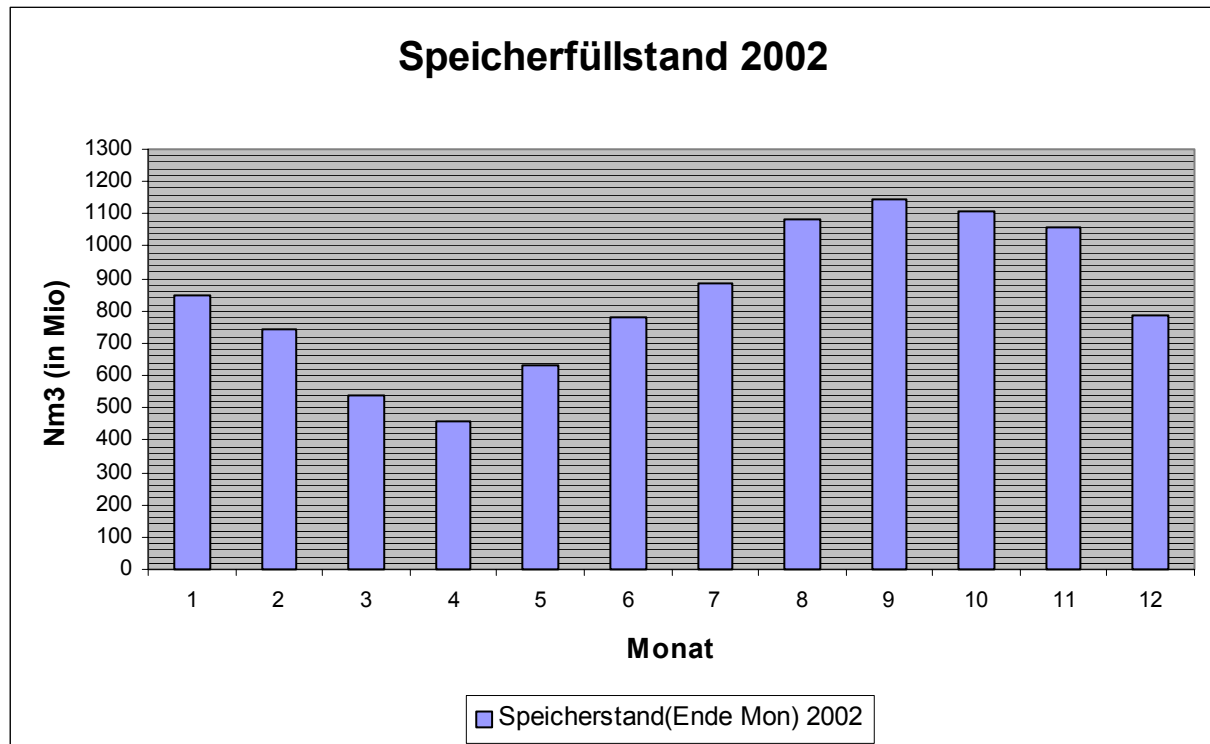
Abhängigkeit der Verfügbarkeit alternativer Brennstoffe zu sehen. Nachstehend wird der aus der Forderung der Aufrechterhaltung der Vollversorgung über einen Zeitraum von 60 Tagen bei 20%iger Versorgungsunterbrechung in einem 50 Jahreswinter der niedrigst mögliche Speicherfüllstand ermittelt:

Geht man vom erforderlichen Speicherfüllstand mit Ende September für den 50 Jahreswinter aus und zählt die Fehlmenge der Monate Dezember und Januar (schlechtest anzunehmender Fall), die aus der Aufbringungseinkürzung resultiert, hinzu, ergibt sich der erforderliche Speicherfüllstand mit Ende September, von welchem aus selbst im 50 Jahreswinter bei einer 20% Aufbringungseinkürzung über einen Zeitraum von 60 Tagen alle Kunden versorgt werden könnten. Dieser würde ohne Sicherheitsreserven ca. 1700 Mio. Nm³ betragen und ist somit niedriger als das kontrahierte Speichervolumen in Höhe von ca. 2,3 Mrd. Nm³. In obiger Betrachtung ist die Möglichkeit des Erwerbs von Zusatzgasmengen – welche das Speichervolumen noch reduzieren könnten – nicht berücksichtigt.

5.2.6 Darstellung eines 100% Importausfalles über 60 Tage (inklusive Trollgas) bei Versorgung der HH + GW – Kunden

Um eine fundierte Aussage über die Versorgung der HH+GW – Kunden tätigen zu können, muss man den Speicherfüllstandverlauf übers Jahr betrachten. Für das Jahr 2002 ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 28: Speicherfüllstand 2002



Quelle: Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten, Berechnungen der E-Control

Da es bei einem kompletten Importausfall auf den Speicherinhalt ankommt (nur dieser kann zusätzlich zur Inlandsproduktion für die Versorgung der HH+GW - Kunden für die nächsten 60 Tage herangezogen werden), stellt sich die Frage, wann die Forderung „Maximaler Verbrauch der HH+GW-Kunden für die nächsten 60 Tage – Speicherinhalt = Maximum des erforderlichen strategischen Speichervolumens“ erreicht wird. Diese Forderung lässt sich mathematisch nicht eindeutig darstellen, da sie vom Anfangsfüllstand des Speichers sowie von der HGT-Verteilung abhängig ist. Da man davon ausgehen kann, dass im Dezember ca. 485 - 610 Mio.Nm³, im Januar ca. 435 – 550 Mio.Nm³, im Februar ca. 320 – 420 Mio.Nm³ und im März ca. 320 – 400 Mio. Nm³ verbraucht werden, so würde der *worst case* bei einem Importausfall Ende November, Ende Dezember, Ende Januar oder Ende Februar auftreten. Da es wahrscheinlicher ist, dass mit Ende November der Speicherfüllstand höher als mit Ende Dezember, Ende Januar oder Ende Februar ist, wird man eher Ende Januar oder Ende Februar heranziehen.

Dies deswegen, da Versorger bei bereits vorzeitig entleerten Speichern in den nachfolgenden Zeiträumen die stündlichen, täglichen usw. Entnahmen, die höher als die Summe des Importes samt der Inlandsproduktion sind, nicht ausgleichen könnten. Im Jahr 2001 wäre bei einem Importausfall mit Ende Dezember noch ein Speicherinhalt von rd. 1132 Mio. Nm³, mit Ende Januar 2002 von ca. 847 Mio. Nm³, mit Ende Februar 2002 von ca. 743 Mio. Nm³ mit Ende März 2002 von ca. 537 Mio. Nm³ und mit Ende April 2002 von ca. 459 Mio. Nm³ vorhanden. Im Anschluss steigt der Speicherfüllstand aufgrund der beginnenden Einspeicherung. Für die Monate Januar plus Februar benötigt man bis zu 950 Mio. Nm³, für Februar plus März bis zu 810 Mio. Nm³, für März plus April bis zu 680 Mio. Nm³ und für April plus Mai bis zu 350 Mio. Nm³ (für HH+GW- Kunden). Gemäß dem Richtlinienvorschlag betrüge die maximale Menge in einem durchschnittlichem Winter für die Versorgung der HH+GW-Kunden über einen Zeitraum von 60 Tage ca. 512 Mio. Nm³. Bei Abzug der Inlandsproduktion mit einer Produktionsrate von ca. 150 000 Nm³/h ergäbe sich somit ein Bedarf von ca. 296 Mio. Nm³.

Betrachtet man die Speicherfüllstände des Jahres 2002 (siehe Abbildung 28), ergäbe sich es aus dieser Anforderung kein erforderliches strategisches Speichervolumen und somit auch keine diesbezüglichen Kosten.

Es würde auch die zu diesem Zeitpunkt vorhanden Aufbringungsleistung (kontrahierte Speicherleistung + Inlandsproduktion in der Höhe von ca. 1,28 Mio. Nm³/h) für die Versorgung der HH+GW-Kunden ausreichen und somit entstehen auch keine zusätzlichen Kosten für die Speicherleistung.

Ausgehend von dieser Anforderung, wird der niedrigst mögliche Speicherfüllstand mit Ende September ermittelt:

Addiert man die entnommen Speichermengen der Monate Oktober bis Februar, zählt die fehlenden Mengen gemäß dem Richtlinienvorschlag in Höhe von 296 Mio. Nm³ hinzu und zieht davon den Differenzbetrag zwischen der vollständigen und der im Jahre 2002 tatsächlich genutzten Flexibilität der *long term take or pay* Verträge im Zeitraum Oktober bis Februar ab, so lässt sich auf einen erforderlichen Speicherfüllstand mit Ende September, von welchem aus selbst bei einem 100% Importausfall über einen Zeitraum von 60 Tagen die HH+GW-Kunden versorgt werden könnten, rückrechnen. Dieser würde ca. 700 - 750 Mio. Nm³ betragen und ist somit niedriger als das kontrahierte Speichervolumen in Höhe von ca.

2,3 Mrd. Nm³. In obiger Betrachtung ist die Möglichkeit des Erwerbs von Zusatzgasmengen – welche das Speichervolumen noch reduzieren könnten – nicht berücksichtigt.

Geht man von einem erforderlichen Speicherfüllstand für einen 50-Jahreswinter in Höhe von ca. 1250 Mio. Nm³ aus, zieht davon die Industrie-, die Kraftwerksektor- und Raffineriemengen der Monate Dezember und Januar ab, addiert die HH+GW-Kundenmengen in den Monaten Dezember und Januar und zieht davon die Inlandsproduktion ab, ergibt sich ein Speicherfüllstand mit Ende September in Höhe von ca. 930 Mio. Nm³. Von diesem Speicherfüllstand aus könnte man selbst bei einem 100% Importausfall in den Monaten Dezember und Januar die HH+GW-Kunden in einem 50-Jahreswinter versorgen. Auch dieser Speicherfüllstand ist bedeutend niedriger als das kontrahierte Speichervolumen in Höhe von 2,3 Mrd. Nm³. In obiger Betrachtung ist die Möglichkeit des Erwerbs von Zusatzgasmengen – welche das Speichervolumen noch reduzieren könnten – nicht berücksichtigt.

5.2.7 Darstellung eines 100% Importausfalles über 60 Tage (inklusive Trollgas) bei Versorgung aller Kunden

Wenn man bei einem totalen Importausfall auch noch die Kraftwerke, die Raffinerie und die Industrie vollständig versorgen würde, ergäbe sich folgende Situation:

Bedarf für die Versorgung der Sektoren Industrie, Kraftwerke und Raffinerie für die Monate:

November 2002	ca. 485 Mio. Nm ³
Dezember 2002	ca. 578 Mio. Nm ³
Januar 2002	ca. 688 Mio. Nm ³
Februar 2002	ca. 526 Mio. Nm ³
März 2002	ca. 516 Mio Nm ³
April 2002	ca. 464 Mio Nm ³
Mai 2002	ca. 331 Mio Nm ³

ODER

Gesamtbedarf gemäß bereits diskutiertem Richtlinienvorschlag von 1027 Mio Nm³

(8 Mrd. x 60 Tage / 365 Tage – Inlandsproduktion = 1027 Mio Nm³)

Basierend auf den Speicherfüllständen Ende September 2001 bis Ende April 2002, ergäbe sich ein erforderliches strategisches Speichervolumen von max. 1050 Mio. Nm³ und minimal von ca. 800 Mio. Nm³.

Die Zahlen ermitteln sich wie folgt: Speicherfüllstand Ende eines Monats – Gesamtbedarf für die darauf folgenden 60 Tage + Inlandsproduktion

Es würden folgende Kosten anfallen:

Annahmen

FK Zinssatz ca. 6 %; FK Anteil ca. 2/3 in Analogie zum Netznutzungsentgelt

EK Zinssatz ca. 8% EK Anteil 1/3

Energiepreis ca. 14,5 Cent/Nm³

Speicherleistungspreis ca. 7,8 Euro/Nm³ und Monat

Speichervolumenkosten

$800.000.000 \times 0,145 \times (0,66 \times 0,06 + 0,34 \times 0,08) = 7.748.800 \text{ Euro/a}$

Speicherleistungskosten

$750.000 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 7,8 \text{ Euro/Nm}^3 \text{ Monat} \times 12 = 70.200.000 \text{ Euro/a}$

Gesamtkosten: 77.948.800 Euro/a

Aus der dargestellten Ermittlung der Gesamtkosten wird ersichtlich, dass sich die Speicherleistung als starker Kostentreiber herausstellt.

Falls man das strategische Speichervolumen auf 1,05 Mrd. Nm³ erhöhen würde, ergäbe dies eine Gesamtkostensteigerung um 2.421.500 Euro auf 80.370.300 Euro/a.

Tabelle 6: Mehrkostendarstellung in Abhängigkeit der Versorgungssicherheitsanforderung

Bezeichnung der angenommenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit	Mehrkosten Speicherleistung (Mio. Euro); basierend auf Referenzjahr 2002	Mehrkosten Speichervolumen (Mio. Euro); basierend auf Referenzjahr 2002	Gesamtmehrkosten (Mio. Euro); basierend auf Referenzjahr 2002
20% Aufbringungseinkürzung; Versorgung der HH+GW Kunden	0	0	0
20% Aufbringungseinkürzung; Versorgung aller Kunden	≥ 0	≥ 0	≥ 0
Fiktiver 50 Jahreswinter (besonders kalter Winter); Versorgung HH+GW-Kunden	0	0	0
Fiktiver 50 Jahreswinter (besonders kalter Winter); Versorgung aller Kunden	≥ 0	≥ 0	≥ 0
Fiktiver 20 Jahreswinter (besonders niedrige durchschnittliche 3 Tagestiefsttemperatur); Versorgung HH+GW-Kunden	0	0	0
Fiktiver 20 Jahreswinter (besonders niedrige durchschnittliche 3 Tagestiefsttemperatur); Versorgung aller Kunden	0	0	0
100% Importausfall (inkl. Trollgas); Versorgung HH+GW-Kunden	0	0	0
100% Importausfall (inkl. Trollgas); Versorgung aller Kunden	ca. 70	ca. 7,75 – 10,2	ca. 78 – 80,2

Quelle: E-Control GmbH

5.2.8 Kostenoptimierungsmöglichkeiten der Versorger

In Hinblick auf das österreichische Bilanzgruppenmodell und der daraus resultierenden Installation des Ausgleichsenergiemarktes stellen sich die Fragen, ob es vom ökonomischen einzelwirtschaftlichen Standpunkt aus zielführend ist, das gesamte im Jahr verbrauchte Erdgas im Vorhinein zu kaufen oder Teile davon vom Ausgleichsenergiemarkt zu beziehen bzw. welche Auswirkungen von der Vorgangsweise eines Teilbezuges über den Ausgleichsenergiemarkt auf die Versorgungssicherheit zu erwarten wären. Für die einzelnen Versorger könnte sich ohne die Anforderungen des Richtlinienvorschlages oder darüber hinausgehende Anforderungen die Frage stellen, ob er den Speicherfüllstand so hoch halten soll, dass er auch den Erdgasverbrauch im schlimmsten Fall abdecken kann oder die in Speichern gelagerte Erdgasmenge senken und bei Bedarf Zusatzmengen über den Ausgleichsenergiemarkt beziehen sollte. Dieselbe Frage könnte man auch in Hinblick auf die erforderliche Speicherleistung - falls diese aufgrund der bestehenden langfristigen Verträge reduzierbar wäre - stellen.

Unter der Annahme, dass am Ausgleichsenergiemarkt immer ausreichend Ausgleichsenergie zur Verfügung stehen würde (liquider Ausgleichsenergiemarkt) und die Jahresverbräuche standardisiert normal verteilt sind, könnte der Versorger die für ihn kostengünstigste Variante ermitteln (Nutzung der Flexibilität der Bezugsverträge).

Der Versorger könnte aufgrund seiner Kundenstruktur und einem von ihm festgelegten Lieferbereitschaftsgrad das wirtschaftliche Optimum für die im vorhinein gekaufte Erdgasmenge errechnen und in weiterer Folge auch versuchen, sein Kundenportfolio zu optimieren.

Damit würde er zwar das Optimum der – im vorhinein gekauften – Erdgasmenge festlegen, andererseits aber ein höheres Kostenrisiko am Ausgleichsenergiemarkt übernehmen. Dieselbe Aufgabenstellung würde sich auch im Bereich der erforderlichen Speicherleistung stellen. Beide Optimierungsaufgaben gehen aber von einem ausreichend liquiden Ausgleichsenergiemarkt aus.

Da in Österreich ein Großteil des Ausgleichsenergieeinsatzes über Speicher erfolgt, würde sich die Frage stellen, ob alle oder die meisten Versorger diese Optimierungsmöglichkeiten beanspruchen würden oder, ob es auch Versorger bzw. Produzenten geben würde, die

durch die Zurverfügungstellung von in Speichern vorgehaltenen Erdgasmenge bzw. Leistung ihre Gewinne zu maximieren versuchen würden.

Falls mehrere Versorger die Optimierungsmöglichkeit in Anspruch nehmen würden, könnte diese Vorgangsweise zu einer noch stärkeren Konzentration am Ausgleichsenergiemarkt führen. Letztlich könnten somit die Versorger in Abhängigkeit der wenigen Ausgleichsenergieanbieter geraten und müssten wahrscheinlich, mangels Wettbewerbes, hohe Ausgleichsenergiepreise zahlen. Diese mögliche Abhängigkeit ist auch noch in Zusammenhang mit der fehlenden Möglichkeit der Teilnahme der Versorger am Ausgleichsenergiemarkt und der damit ausgeschlossenen Kosten- bzw. Gewinnoptimierungsmöglichkeit zu sehen.

De facto könnte es aufgrund dieser möglichen Optimierungen zu einer Situation kommen, in welcher die Ausgleichsenergieanbieter tatsächliche Speicherleistung nur für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie vorhalten würden. Da bis *dato* größtenteils Ausgleichsenergie aus der Differenz zwischen der maximal kontrahierten Speicherleistung und der tatsächlich zu diesem Zeitpunkt benötigten Speicherleistung angeboten wird, kann der Speicherleistungsanteil im Ausgleichsenergiepreis anders kalkuliert werden als bei Vorhaltung von Speicherleistung und Speichervolumen, welche ausschließlich für den Ausgleichsenergieeinsatz gedacht sind.

Auf die Versorgungssicherheit hätte diese Optimierungsmöglichkeiten und die daraus resultierenden geringeren Speichermengen wenig bis gar keinen Einfluss, wenn man lediglich die HH+GW-Kunden versorgen müsste, da das Speichervolumen und die Speicherleistung zu einem erheblichen Teil für die Versorgung der Sektoren Industrie und Kraftwerke benötigt wird und bei nicht erforderlicher Versorgung dieser Sektoren sowohl ausreichend Speichervolumen als auch Speicherleistung zur Verfügung stehen würde.

Falls jedoch alle Kunden versorgt werden müssten, dann könnten diese Optimierungsmöglichkeiten selbst bei einer nur 20% Versorgungseinkürzung erhebliche Auswirkungen nach sich ziehen.

Zusammenfassung

Um die Versorgung der Haushalts- und Gewerbekunden über einen Zeitraum von 60 Tagen zu gewährleisten, ist selbst bei Eintreten des schlechtest anzunehmenden Falles (100% Importausfall) weder zusätzliche Speicherleistung noch zusätzliches Speichervolumen erforderlich; aus dieser Anforderung entstehen somit bei gegebenen Speicherständen und Rahmenbedingungen keine Mehrkosten. Zusatzmaßnahmen zur Gewährleistung der Versorgung aller Kunden bei einem 100% Importausfall würden erhebliche Mehrkosten verursachen. Da ein 100% Importausfall als äußerst unwahrscheinlich angesehen werden kann und in dieser Situation – in Abhängigkeit davon, ob es an Speicherleistung oder Speichervolumen mangelt – die Abschaltung von Kunden in Betracht gezogen werden kann (s.a. Kap. 7.1), scheinen die Kosten für diesen Fall in keiner vernünftigen Relation zum erwarteten Nutzen zu stehen und sind daher nach Möglichkeit zu vermeiden.

6. Europäische Perspektiven der Erdgasversorgungssicherheit

Wer nach einer Beschreibung der Zielsetzungen der Europäischen Union sucht, wird das Thema Versorgungssicherheit wohl auf den ersten Blick nicht unter die Primärziele der Gemeinschaft reihen, hat doch das Projekt Europa vordergründig ein wirtschaftliches und friedenserhaltendes Ziel vor Augen. Friede und wirtschaftliche Prosperität haben jedoch eines gemeinsam: sie setzen sozialen Wohlstand voraus und bedingen ihn umgekehrt. Sozialer Wohlstand hat viele Facetten – eine davon ist die sichere Versorgung der Unionsbürger mit Wirtschaftsgütern. Dies gilt in verstärktem Maße für jene Bereiche, die zur sog. Daseinsfürsorge zählen, d.h. die Zurverfügungstellung von Gütern, die die menschlichen Grundbedürfnisse abdecken. Hierzu zählt auch die sichere Versorgung mit Energie.

6.1 Die Energieversorgung der Europäischen Union

Eine Betrachtung des Themas Versorgungssicherheit setzt eine Auseinandersetzung mit der Entwicklung der Energieversorgung der Europäischen Union voraus. Neben den Analysen der Europäischen Kommission, die sich in ihrem Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ (KOM(2000) 769 endg.) erstmals ausführlich mit dem Thema Versorgungssicherheit beschäftigte, liegen auch zahlreiche Betrachtungen anderer Organisationen vor, auf die in den nachstehenden Kapiteln eingegangen wird.

Die Versorgung der Europäischen Union mit Energie aus fossilen Energieträgern wird von zwei Kernaspekten determiniert: einer im Steigen begriffenen Abhängigkeit von außereuropäischen Versorgungsquellen zum einen und einem wachsenden Energieverbrauch zum anderen. Diese Perspektive wird sich auch mit der Erweiterung der Europäischen Union nicht ändern⁵⁷.

⁵⁷ So nicht anders angeführt, beruhen die nachstehenden Ausführungen und angegebenen Werte auf Darstellungen des Grünbuches Energieversorgungssicherheit. Dem Grünbuch liegen die Energieperspektiven der Union über einen Zeitraum von 20-30 Jahren zugrunde, die auf der Annahme einer möglichen zukünftigen Erweiterung auf insgesamt 30 Mitgliedstaaten basieren (vgl. Grünbuch Energieversorgungssicherheit, FN 2). Die Ergebnisse des Grünbuches korrelieren mit den Energieperspektiven des WETO 2030, der Prognosen bis zum Jahre 2030 enthält.

Seit 1998 wird ein kontinuierlicher Anstieg des Energiebedarfs der Europäischen Union um jährlich 1 bis 2% beobachtet. Während für den Industriesektor mittelfristig eine Stagnation bzw. geringfügige Reduktion des Energieverbrauches vorhersagbar ist, die im Wesentlichen auf Innovationen im Bereich der Energiesparmaßnahmen zurückzuführen ist, wird bei den Privathaushalten und im Tertiärsektor als größter Verbrauchssektor die Abnahme der Energieintensität⁵⁸⁾ durch einen steigenden Pro-Kopf-Verbrauch kompensiert und führt in der Summe zu einem gemäßigtem Verbrauchszuwachs.

Dem steigenden Energieverbrauch der Gemeinschaft steht eine Abnahme der fossilen Energieträger der Union gegenüber. Neben der Begrenztheit der Ressourcen und vergleichsweise hohen Förderkosten, hängt die Reichweite der gemeinschaftlichen Ressourcen auch vom technischen Fortschritt und der Preisentwicklung für Erdöl und Erdgas auf den internationalen Märkten ab. Steigende Preise erhöhen die Attraktivität der Förderung und damit das Interesse des Produktionssektors an einer verstärkten Exploration und Förderung.

Eine Gegenüberstellung des prognostizierten Verbrauchsverhaltens und Förderaufkommens führt zu dem Ergebnis einer steigenden Abhängigkeit der Energieversorgung der Europäischen Union von außereuropäischen Versorgungsquellen. Stellt man die Verbrauchsentwicklung der Entwicklung der Gesamtversorgung aus Produktion und Nettoimporten gegenüber, so zeigt die prognostizierte Energiebilanz der Europäischen Union⁵⁹⁾ zwar, dass die Europäische Union ihre Energieabhängigkeit trotz steigenden Energieverbrauchs in den vergangenen Jahren von etwa 60% im Jahre 1990 auf rd. 50% im Jahre 2000 reduzieren konnte⁶⁰⁾. Abhängig von einem prognostizierten Produktionsrückgang der Gemeinschaft wird jedoch längerfristig ein Anstieg der Energieabhängigkeit der Europäischen Union auf über 70% vorhergesagt. Eine Abschwächung dieses Trends im Rahmen einer erweiterten Union ist nicht zu erwarten. Gerade umgekehrt wird mit einer Verstärkung dieser Tendenz gerechnet.

⁵⁸⁾ Die Energieintensität ist ein Indikator des Energieverbrauchs bezogen auf das BIP.

⁵⁹⁾ Werte unter Einbezug der Beitrittskandidaten auf Basis der Annahme einer Erweiterung der EU auf maximal 30 Mitgliedstaaten (vgl. Grünbuch Energieversorgungssicherheit, FN 2).

⁶⁰⁾ Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf Strategien in den Bereichen Nachfragemanagement (Energieeinsparungen), die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien sowie die Diversifizierung von Energieträgern zurückzuführen. Großbritannien entwickelte aufgrund seiner Förderstruktur zum Nettoexporteur.

6.2 FOKUS – Die Erdgasversorgung der Europäischen Union

Die obigen Aussagen zur Entwicklung der europäischen Energieversorgung gelten im Wesentlichen auch für den Energieträger Erdgas. Dennoch unterliegt der Gassektor einigen Besonderheiten.

6.2.1 Entwicklung des europäischen Erdgasverbrauches

Erdgas stellt neben Erdöl den wichtigsten Energieträger der Gemeinschaft dar. Im Jahr 2001 betrug der Erdgasverbrauch der EU 380 Mrd. m³ und deckte damit 21% des Gesamtenergieverbrauchs der Union ab⁶¹⁾.

Die Prognosen über die Verbrauchswachstumsraten der nächsten Jahre divergieren partiell hinsichtlich der konkreten Höhe⁶²⁾ und der jeweils betrachteten Versorgungsgebiete, weisen aber als Gemeinsamkeit klar einen prognostizierbaren Anstieg der Verbrauchsrate im Erdgasbereich als Trend aus: so geht etwa die IEA bezogen auf OECD Europa von einer jährlichen Verbrauchswachstums von 3,3 % zwischen 1997 bis 2010 und einer jährlichen Wachstumsrate von 2,2 % zwischen 2010 bis 2020 aus⁶³⁾. Für das Gebiet der Europäischen Union prognostiziert die IEA einen Anstieg des Erdgasverbrauches bis 2010 auf rd. 490 Mrd. m³, bis 2020 sogar auf 600 Mrd. m³ ⁶⁴⁾. CERA sagt in einer geographisch restriktiveren Betrachtung für Westeuropa eine Wachstumsrate von 1,6 – 2,5% voraus⁶⁵⁾. Der prognostizierte Verbrauchsanstieg ist nicht zuletzt auch auf einen erwarteten verstärkten Einsatz von ökologisch und ökonomisch vorteilhaften CCGT Anlagen (*combined cycle gas turbines*) im Kraftwerksbereich (Stromerzeugung) zurückzuführen.

In OECD Europa stieg der Anteil des Erdgases am Brennstoffmix von 15,6% im Jahre 1985 auf 22,7% im Jahre 2000⁶⁶⁾.

⁶¹⁾ Meinhart/Hirschhausen/Chollet, Russische Gasexporte in die EU, S. 814.

⁶²⁾ Die Uneinigkeit über die Wachstumsraten resultiert aus den verschiedenen Annahmen der Schlüsselfaktoren des Wirtschaftswachstums sowie der möglichen Rate des Ersatzes von Kohle durch Erdgas in den Stromerzeugungskraftwerken.

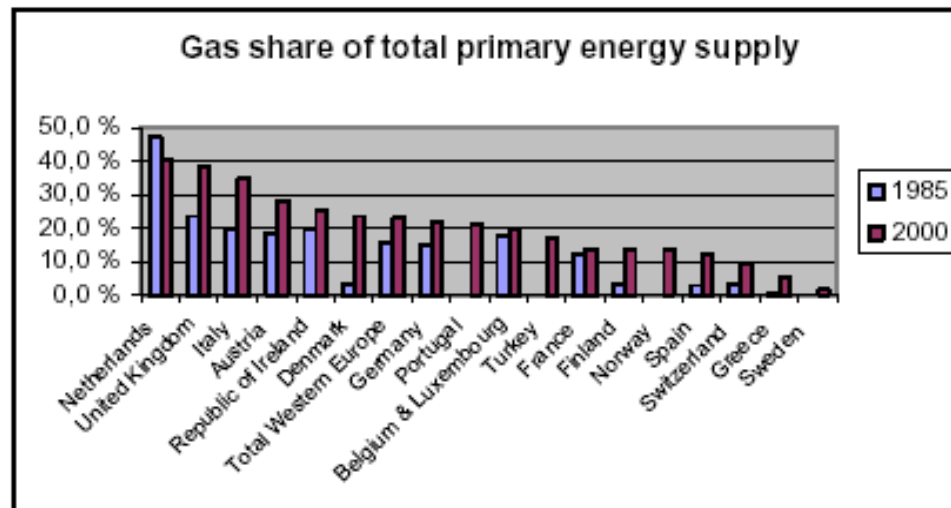
⁶³⁾ IEA, World Energy Outlook 2000, www.worldenergyoutlook.org – WEO Publications – 2000 (Stand 30.7.2003).

⁶⁴⁾ Meinhart/Hirschhausen/Chollet, Russische Gasexporte in die EU, S. 814.

⁶⁵⁾ Vgl. CERA zitiert in: Statoil, S. 10.

⁶⁶⁾ Vgl. BP in: Statoil, S.2.

Abbildung 29: OECD Europa – Anteil des Erdgasverbrauches am Primärenergieverbrauch (1985 zur 2000)



Source: BP

Quelle: BP in: Statoil: Maintaining Europe's security of gas supply Statoil's view, Contribution to IEA workshop on security of gas supply, S.2

6.2.2 Importverhalten der Europäischen Union im Erdgasbereich

Die Importabhängigkeit der Europäischen Union im Erdgasbereich ist mit rd. 40% eine gemäßigte als etwa bei der Erdölversorgung, andererseits aber wiederum höher als im Steinkohlebereich⁶⁷⁾. Bei einem Anteil von derzeit nur etwa 9%⁶⁸⁾ der weltweiten Gasproduktion, deckte die Europäische Union im Jahr 2000 rd. 50% ihres Gasverbrauches aus gemeinschaftseigenen Quellen, vornehmlich aus Großbritannien und den Niederlanden. Dieser Wert erhöht sich auf 66%, zählt man die Versorgung aus norwegischen Quellen hinzu. Der überwiegende Rest wird aus den Staaten der ehemaligen Sowjetunion bezogen.

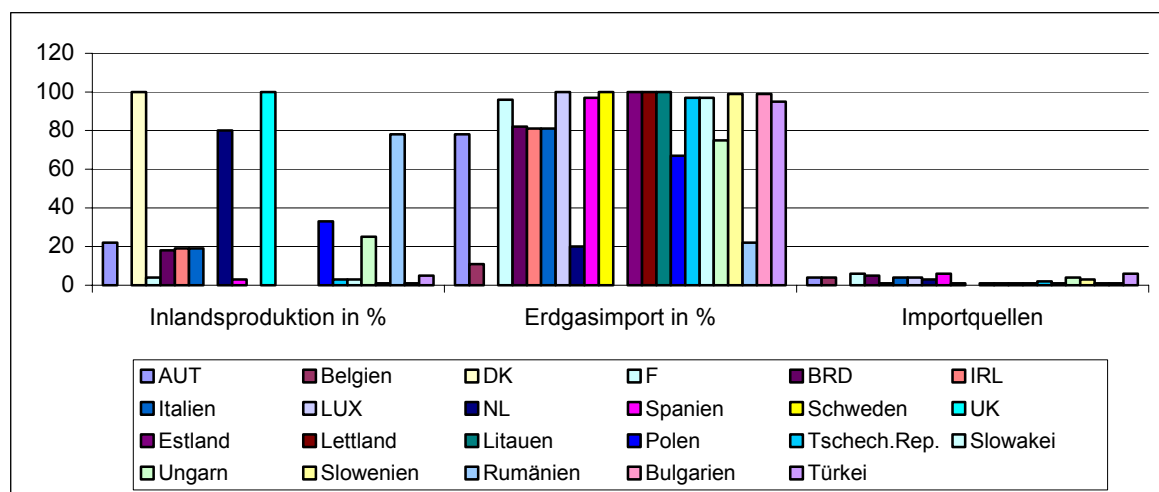
Ein Vergleich der Marktstruktur bei der Gaseinfuhr und –gewinnung der einzelnen Mitgliedstaaten (vgl. Abbildung 30) zeigt – bis auf einzelne Staaten wie Holland, Dänemark, Norwegen oder Großbritannien als reine Nettoexporteure – ein relativ homogenes Bild einer

⁶⁷ So nicht anders angeführt, beruhen die nachstehenden Ausführungen und angegebenen Werte auf Darstellungen des Grünbuches Energieversorgungssicherheit.

⁶⁸ Wert bezogen auf das Jahr 2000 (WETO 2030, Abb. 5.4, S. 89).

überproportionalen Abhängigkeit der Versorgung von Erdgaseinfuhren aus nur wenig diversifizierten Bezugsquellen. Dieses Verhältnis ändert sich unter Einbeziehung der Beitrittsländer nicht. Gerade umgekehrt ist ein Großteil der Kandidatenländer noch weit stärker von Erdgasimporten abhängig - bei gleichzeitiger noch geringer Diversifizierung der Versorgungsquellen.

Abbildung 30: Marktstruktur bei der Gaseinfuhr und –gewinnung



Quelle: E-Control in Anlehnung an EK, Zweiter aktualisierter Benchmarkingbericht (2003), Tab.9

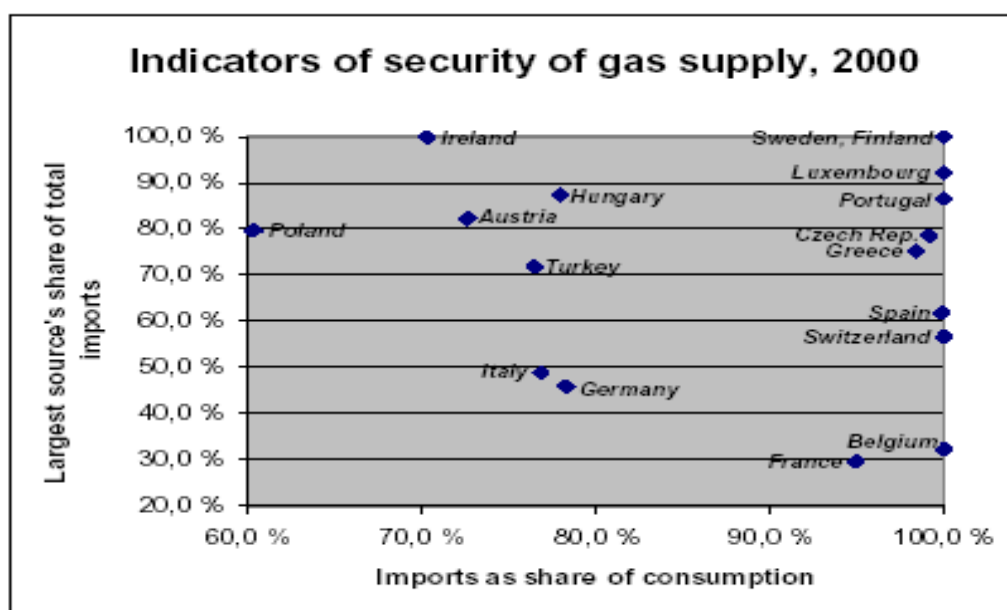
Bis zum Jahre 2030 sieht das Grünbuch „Energieversorgungssicherheit“ der Europäischen Kommission – wie für den gesamten Energiesektor – auch für den Erdgasbereich eine nicht unwesentliche Verschiebung des Verhältnisses zwischen Verbrauch und Produktion der Europäischen Union voraus. Bei einer prognostizierten Abnahme der Produktion aus Gemeinschaftsquellen wird – unter gleichzeitiger Annahme eines steigenden Erdgasverbrauches – von einem Anstieg der Abhängigkeit der Erdgasversorgung von außereuropäischen Versorgungsquellen auf etwa 70%⁶⁹⁾ bis 2030 ausgegangen. Norwegens Produktion und Export wird zwar wachsen, jedoch wird diese zusätzliche Produktionsmenge voraussichtlich lediglich einen geringen Anteil des Zusatzbedarfes abdecken können. Folglich werden die Importmengen aus Russland, Algerien und neuen Produzentenländern steigen⁷⁰⁾.

⁶⁹⁾ WETO 2030 prognostiziert je nach zugrundegelegtem Szenario sogar einen Abhängigkeitsanstieg auf zwischen 80 bis 86% (WETO 2030, Tab. 5.3).

⁷⁰⁾ Vgl. Statoil, S. 10.

Prognosen wie die obigen werfen die Frage auf, inwieweit der zu erwartende Anstieg der Importabhängigkeit als besorgniserregend betrachtet werden muss. Die nachstehende Abbildung 31 stellt den Prozentsatz des Importes am Gesamtverbrauch auf der Abszisse und den Anteil der des größten Importeurs am Gesamtimport auf der Ordinate als Indikatoren der Versorgungssicherheit im Gasbereich auf Basis der Werte des Jahres 2000 dar⁷¹⁾.

Abbildung 31: Indikatoren der Erdgasversorgungssicherheit (2000)



Source: BP

Quelle: BP in: Statoil, Maintaining Europe's security of gas supply Statoil's view, Contribution to IEA workshop on security of gas supply, S.3

Eine zusätzliche Betrachtung des Erdgasanteil am totalen Primärenergieverbrauch führt demnach zu dem Ergebnis, dass der Aspekt der Importabhängigkeit auch für Länder mit einer 100%igen Erdgasimportrate keine maßgebliche Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit bedeuten muss, insoweit der Anteil des Erdgases am gesamten Primärenergieverbrauch relativ gering ist – wie z.B. in Schweden oder Griechenland – und der Umstieg auf alternative Brennstoffe relativ leicht erfolgen kann⁷²⁾.

⁷¹ Vgl. Statoil, S.3.

⁷² Vgl. Statoil, S. 3ff.

Zudem haben die pessimistischen Ausblicke des Grünbuchs zur Entwicklung der Importabhängigkeit der Europäischen Union nicht ohne kritische Betrachtung zu bleiben. Eine erst kürzlich durchgeführte Analyse des Internationalen Verbandes der Öl- und Gasproduzenten (OGP)⁷³⁾ der Erdgasaufbringung der Europäischen Union bzw. im EWR und des Potenzials der bestehenden und neuen externen Gaslieferanten im Rahmen eines wettbewerbsorientierten Binnenmarktes für Erdgas zeigt, dass die vorhandenen Förder- und Einfuhrkapazitäten ausreichen, um den Erdgasbedarf der Gemeinschaft bis etwa 2010 zu decken⁷⁴⁾. Im Zeitraum 2010-2020 dürfte jedoch eine deutliche Steigerung der Einfuhrkapazität erforderlich sein. Die OGP rechnet mit einem Investitionsvolumen von 500 Mrd. € bis zum Jahr 2020, um den steigenden Bedarf durch die Erschließung neuer Gasquellen im Einzugsbereich der EU decken zu können.

Tabelle 7: Bedarfsdeckungsprognose für den europäischen Gasverbrauch

Mrd. m³ für EU	1997	2005	2010	2020
Gesamtnachfrage	320	405	437	465
Inlandsproduktion	192	203	192	133
Derzeitiges ungefähres Einfuhrvolumen	214	214	214	214
Nettoeinfuhren, Verträge	128	192	208	203
Zusätzlicher Versorgungsbedarf	0	10	37	12
Zusätzlicher Kapazitätsbedarf	0	0	26	117

Quelle: EK, Zweiter Benchmarking Report (10/2002), Tab. 13 (basierend auf Eurogas-/GTE-Daten)

Die Erhebung der OGP ergibt zudem ein nicht unbeträchtliches europäisches Potential an Gasreserven, die im Bedarfsfall nutzbar wären und sowie zudem ausreichende Vorräte in den Nachbarregionen (erweiterte EU), die gegebenenfalls die Versorgung zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen sichern können. Diese Berechnungen gehen von einem Reservenpotenzial von 13.000 Mrd. Nm³ aus, wobei diese Abschätzung sichere Reserven

⁷³⁾ So nicht anderes angeführt basieren die nachstehenden Darstellungen auf: OGP, Enlarged EU/EEA gas supply, 2002.

⁷⁴⁾ Auf diese Ergebnisse beruft sich auch der zweite aktualisierte Benchmarkingbericht der EK (EK, Zweiter aktualisierter Benchmarkingbericht (2003), S.33).

sowie bereits entdecktes und noch unentdecktes Potenzial inkludiert⁷⁵⁾. Das errechnete Reservepotenzial entspricht damit einer Versorgungsdauer von 30-40 Jahren für den Gesamtverbrauch der Europäischen Union basierend auf den aktuellen Verbrauchswerten. Unter Einbeziehung eines weiterhin signifikanten Importniveaus der Union reichen diese Reserven für eine bedeutende Produktion der erweiterten Union der nächsten 50-70 Jahre. Unter Bezugnahme auf den Höchstwert (statt *midpoint*) des Potenzials sowie unter Beibehaltung eines weiterhin signifikanten Importniveaus, ergibt sich nach den Analysen der OGP eine ausreichende Produktion im erweiterten EU-Raum für die nächsten 100 Jahre.

Tabelle 8: Gasreserven und Potential in der EU und den Kandidatenländern in Mrd. m³

Country	Reserves	Discovered Potential	Undiscovered Potential (Midpoint)	Total
Norway	2362	1472	2510	6344
Netherlands	1434	304	333	2071
Germany	343	296	100	739
UK	1161	567	878	2606
Ireland	28	1	100	129
Denmark	152	-	-	152
Austria	24	5	19	47
France	8	-	-	8
Total EU/EEA	5512	2645	3940	12096
Hungary	73	22	50	145
Poland	85	65	100	250
Romania	200	177	200	577
Total AC	358	264	350	972
Total	5870	2909	4290	13068

Quelle: OGP, Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework (2002), Tab.1

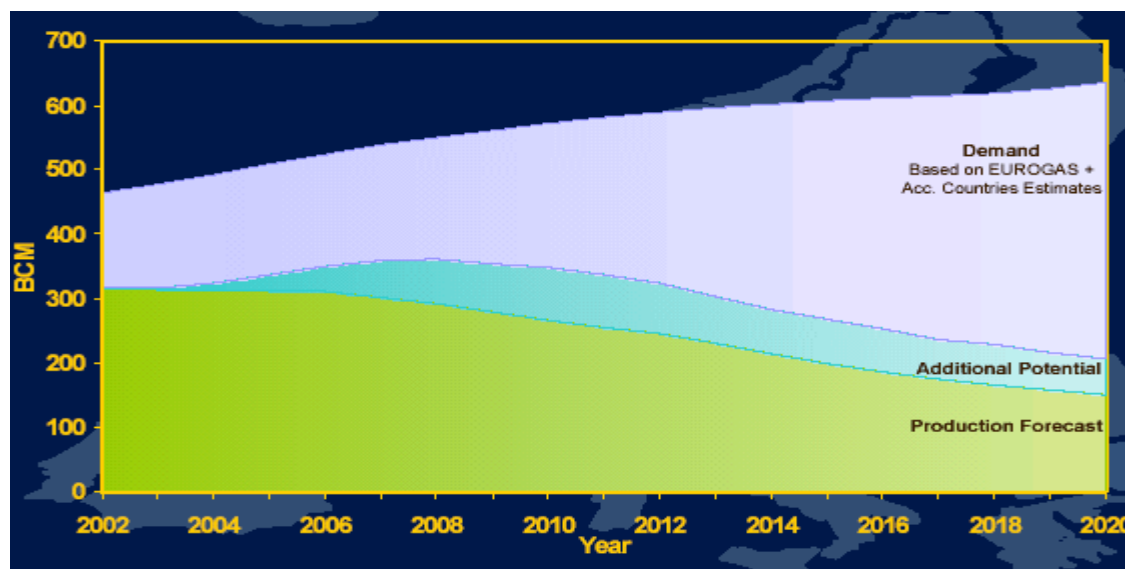
Abbildung 32 zeigt eine Verbrauchsanalyse auf Basis der Werte des Jahres 2002 für den Raum der Europäischen Union⁷⁶⁾ bis 2020. Die Analyse führt OGP zu dem Ergebnis, dass bei einer jährlichen Fördermenge von bis zu 300 Mrd. m³ bis 2008 rd. 70% des europäischen Verbrauchs durch die Produktion des erweiterten EU-Raumes gedeckt werden können. Die OGP kommt damit zu einem ähnlichen Ergebnis wie die Europäische Kommission in ihrem

⁷⁵⁾ Zur Definition der OGP der „sicheren Reserven“ sowie des „entdeckten“ und „unentdeckten Potenzials“ siehe Kap. 2.1.

⁷⁶⁾ Inklusive der Beitrittsländer mit Ausnahme der Türkei.

Grünbuch „Energieversorgungssicherheit“, das den Anteil der Eigenversorgung der Union im Erdgasbereich mit 66% im Jahr 2000⁷⁷⁾ anführt. Dieser Anteil reduziert sich nach den Ergebnissen der OGP bis 2010 auf 46% und 2020 auf 24%. Im Fall der Produktion aus zusätzlich verfügbaren Reserven, würden der Anteil 60% im Jahre 2010 und 33% im Jahre 2020 betragen.

Abbildung 32: Prognose des europäischen Gasproduktionspotentials und des europäischen Gasverbrauchs (EU und Beitrittsländer)



Quelle: OGP: Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework (2002), Anhang/Folie 1

Eine Betrachtung der außerhalb der EU – aber in deren wirtschaftlicher Reichweite – liegenden Gasquellen in Abbildung 9 zeigt ein Gesamtpotential von 171.634 Mrd. m³. Die Ressourcen sind in vier Hauptgebiete unterteilt: 43% der potentiellen Reserven entfallen auf den Mittleren Osten, 45% auf die Russische Föderation⁷⁸⁾, 11% auf Afrika und 1% auf die Karibik. 33% des Gesamtvolumens wird „sicheren Reserven“, 31% dem „entdeckten Potenzial“, 36% dem „unentdeckten Potenzial“ zugerechnet⁷⁹⁾.

⁷⁷⁾ Inklusive der Versorgung aus norwegischen Quellen. Lässt man die Gaslieferungen aus Norwegen außer Betracht, so geht das Grünbuch von einer 50%igen Eigenversorgung der Union mit Erdgas im Jahr 2000 aus.

⁷⁸⁾ Hinsichtlich der Reserven des östlichen Teiles der russischen Föderation wird unter den derzeit angenommenen Szenarien von einer Exportbestimmung in den ostasiatischen Raum ausgegangen.

⁷⁹⁾ Zur Definition der OGP der „sicheren Reserven“ sowie des „entdeckten“ und „unentdeckten Potenzials“ siehe Kap. 2.1.

Tabelle 9: Potential der Gasreserven außerhalb der EU in Mrd. m³

Area	Reserves	Discovered Potential	Undiscovered Potential (Midpoint)	Total
Africa	6544	4942	7240	18726
Middle East	15410	33760	23950	73120
FSU	32960	14906	29830	77696
Caribbean	850	142	1100	2092
Total	55764	53750	62120	171634

Quelle: OGP, Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework (2002), Tab. 2

Die Analysen der OGP zeigen somit eine weit weniger kritische Perspektive der europäischen Erdgasversorgung als das Grünbuch der Europäischen Kommission. Unter Heranziehung der Produktion aus zusätzlich verfügbaren Reserven, ließe sich das derzeitige Eigenversorgungsniveau im Erdgasbereich von rd. 70% – von dem auch das Grünbuch ausgeht – bis zum Jahre 2010 mit 60% unmaßgeblich eingeschränkt aufrecht erhalten. Die erwartete Reduktion der Erdgaseigenversorgbarkeit der Union auf 33% im Jahre 2020 wäre mit „sicheren Reserven“ aus außerhalb der EU, aber in deren wirtschaftlicher Reichweite liegenden Gasquellen, abdeckbar.

Dazu ist es jedoch jedenfalls notwendig, Anreize dafür zu schaffen, dass die dazu benötigten Transportleitungen bzw. LNG Terminals errichtet werden, um Europa mit diesen Quellen zu verbinden. In diesem Zusammenhang rät auch die Europäische Kommission zu einer verstärkten internationalen Kooperation im Infrastrukturbereich (s.a. Kap. 6.3 ff).

Zusammenfassung

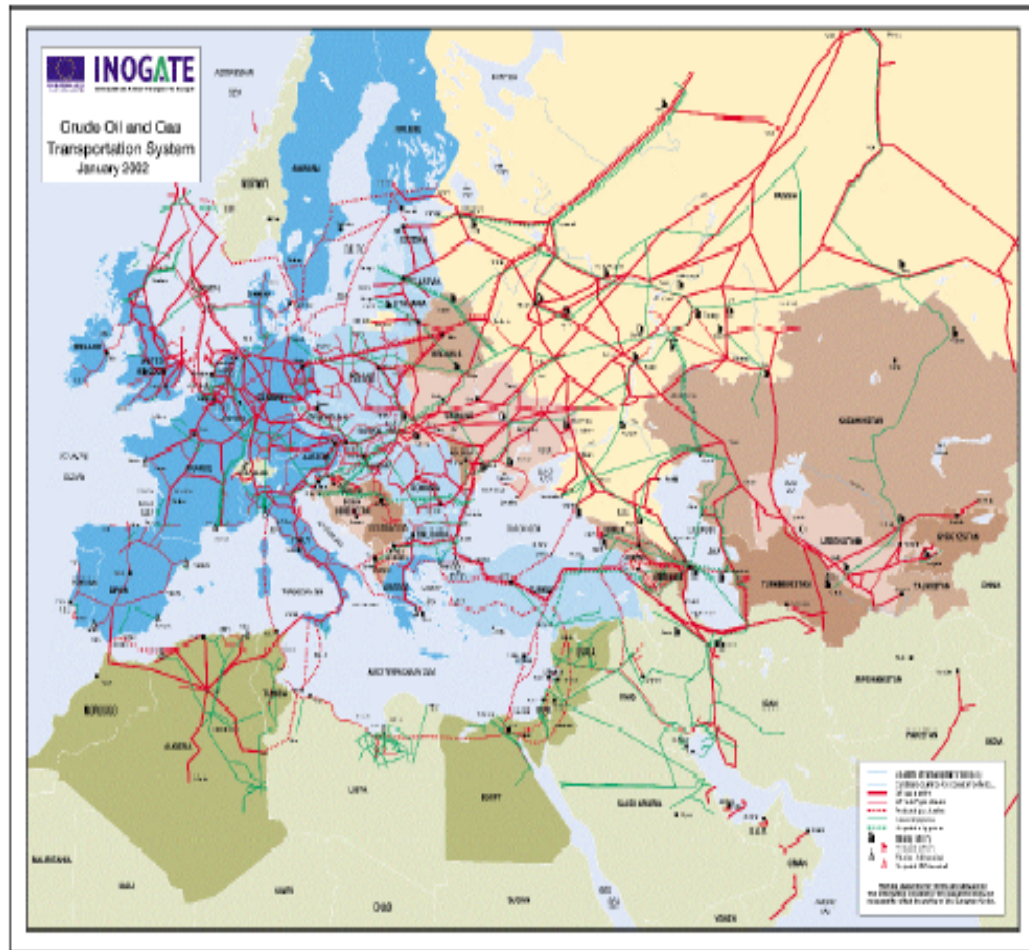
Die Erdgasversorgung der Union wird von zwei wesentlichen Aspekten bestimmt: einer im Steigen begriffenen Importabhängigkeit zum einen und einem wachsenden Energieverbrauch zum anderen. Je nach zugrunde gelegtem Szenario und geographischem Betrachtungsgebiet wird für den Erdgasbereich ein Verbrauchsanstieg von rd. 2,5% bis 2020 vorhergesagt. Verbunden mit einem Rückgang der Produktion aus europäischen Erdgasquellen, wird von einem Sinken der Eigenversorgung der Union im Gasbereich von 50% (66% inkl. Norwegen) im Jahre 2000 zu einer Importabhängigkeit der Union auf etwa 70% im Jahre 2030 ausgegangen. Eine Analyse der OGP der Erdgasaufbringung der erweiterten Union und des Förderpotenzials bestehender und neuer Gaslieferanten zeigt jedoch, dass die Importmengen ausreichen, um den Bedarf der EU bis 2010 abzudecken. Unter Einbezug der Nachbarregionen der Union wäre ein sicheres – inklusive sicherer, aber noch nicht erschlossener Reserven – Potential gegeben, um eine 70%ige Eigenversorgung der EU bis 2008 sicherzustellen. Unter Heranziehung der Produktion aus zusätzlich verfügbaren Reserven, ließe sich das derzeitige Eigenversorgungsniveau bis 2010 mit 60% unmaßgeblich eingeschränkt aufrecht erhalten. Die erwartete Reduktion der Erdgaseigenversorgbarkeit der Union auf 33% im Jahre 2020 wäre aus außerhalb der EU, aber in deren wirtschaftlicher Reichweite liegenden Gasquellen, abdeckbar, wobei der entsprechend erforderliche Prozentsatz mit potentiellen Reserven aus bereits erschlossene Produktionsfelder abdeckbar wäre. Dazu ist es jedoch jedenfalls notwendig Investitionsanreize im Infrastrukturbereich zu schaffen.

6.3 Infrastruktursicherung durch internationale Kooperationen

Trotz geplanter LNG-Projekte ist zu erwarten, dass die Gasimporte der Union aus Kostengründen mittelfristig weiterhin über Pipelines erfolgen wird. Angesichts der bedeutenden Lagervorkommen Russlands ist zudem auch weiterhin von einer Konzentration der europäischen Erdgaseinfuhren aus Russland auszugehen.

Die folgende Karte (Abbildung 33) stellt die Verflechtungen und die Komplexität des für Europa relevanten Fernleitungsnetzes dar.

Abbildung 33: Fernleitungsnetz im Einzugsgebiet der Europäischen Union



Sources: CEDIGAZ: *Natural Gas in the World, 2000*; EU TACIS INOGATE Programme

Quelle: CEDIGAZ, *Natural Gas in the World, 2002*. EU TACIS INOGATE Programme in: Statoil, *Maintaining Europe's security of gas supply Statoil's view*, Contribution to IEA workshop on security of gas supply, S.4

Aus der Karte wird ersichtlich, dass aufgrund der derzeit bestehenden engmaschigen Verflechtung Ausweichrouten möglich sind und die Versorgungssicherheit damit gegenwärtig als hoch angesehen werden kann.

Dennoch ist - wie in anderen Bereichen - auch im Erdgasbereich und Energiebereich allgemein die Aufrechterhaltung guter Beziehungen zu den Transitländern, eine Diversifizierung der Transportwege sowie eine solide Investitionssicherung im Infrastrukturbereich von wesentlicher Bedeutung für die sicherer Versorgung der Union. In Hinblick auf eventuelle technische Gebrechen ist auch die Anzahl der Transportrouten,

selbst wenn diese im selben Produzentenland ihren Ursprung nehmen, entscheidend. In Hinblick auf Transitschwierigkeiten sind bei der Wahl der Transporte die Routen so zu wählen, dass diese Transportrouten durch unterschiedliche Transitländer führen.

Obwohl die Erdgasversorgung mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch in der Zukunft sichergestellt sein wird, ist die Tatsache, dass es sich um sehr weit entfernten Versorgungsquellen handelt (handeln wird), zu beachten. Dies deswegen, da typischerweise die Kosten einer 4000 km langen Rohrleitung großen Durchmessers einem Kostenäquivalent von zumindest 15 Dollar je Barrel entsprechen⁸⁰⁾. Diese Aussage ist sowohl unter den Gesichtspunkten der Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases zu alternativen Brennstoffen – namentlich Erdöl – als auch den enormen erforderliche Investitionssummen zu sehen. Gemäß *Shell Gas & Power* ist von einem Investitionsbedarf in die Infrastruktur von ca. 90 Mrd. Dollar je Dekade zur Deckung der Erdgasversorgung auszugehen⁸¹⁾.

Da die Ausführung dieser Investitionen relativ langer Zeiträume bedarf (6 + Jahre), muss mit einer auf zu erstellenden (erstellten) Prognosen basierenden Planung rechtzeitig begonnen werden. Dies umso mehr, als aufgrund der zunehmenden Anzahl der Transitländer und der daraus resultierenden steigenden Anzahl und Komplexität der abzuschließenden Verträge mit einer Verlängerung des Planungs- und Realisierungszeitraumes zu rechnen ist⁸²⁾.

Bedingt durch die sehr hohen Kapitalkosten, wird die Anzahl der möglichen Projektteilnehmer sehr stark reduziert. Dies führt sehr oft zu *joint ventures* von Unternehmen, die zueinander im Wettbewerb stehen. Ob es zu Projektbeteiligungen von Unternehmen aus Ländern, die von diesen Investitionen in die Infrastruktur betroffen sind, kommt, hängt sehr stark von den nationalen Interessen des betroffenen Landes ab⁸³⁾.

Üblicherweise werden für Investitionen dieser Größenordnung auch internationale Institute und kommerzielle Banken herangezogen. Somit ergibt sich ein Absicherungsbedarf der hauptsächlich erlösseitigen Zahlungsströme in der vom Investor angepeilten realistischen Höhe mittels der dementsprechenden Gestaltung der zugehörigen Verträge⁸⁴⁾. Dies auch deswegen, da solche Investoren meistens auch das technische *Know How*, die

⁸⁰⁾ Vgl. Shell Gas&Power, IEA Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper, S. 1.

⁸¹⁾ Vgl. *dsb.*, ebd., S. 1.

⁸²⁾ Vgl. *dsb.*, ebd., S. 1.

⁸³⁾ Vgl. Shell Gas&Power, IEA Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper, S. 2.

⁸⁴⁾ Vgl. *dsb.*, ebd., S. 2.

operationalen Kenntnisse und die finanzielle Kraft haben, um sich in anderen rentableren Projekten – vorwiegend Ölprojekten – engagieren zu können. D.h., dass Investitionen in die Erdgasinfrastrukturen im Wettbewerb zu anderen Investitionen stehen⁸⁵⁾.

Alle angeführten Erfordernisse zeigen die Verletzlichkeit solcher Projekte auf und erklären die Notwendigkeit relativ abgesicherter kontinuierlicher erlösseitiger Zahlungsströme. Diese Anforderungen führen letztlich zu langfristigen Verträgen mit kreditwürdigen Erdgaskäufern, die bereit sind, sich für die Abnahme von dementsprechenden Erdgasmengen über einen gewissen längeren Zeitraum zu verpflichten. In Hinblick auf die Versorgungssicherheit muss diese Verpflichtung aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume rechtzeitig erfolgen⁸⁶⁾.

Die Europäische Union hat diesen Handlungsbedarf erkannt und setzt verstärkt auf einen intensiven internationalen Dialog mit den Förderländern und eine Stärkung der Versorgungsnetze als Mittel der Infrastruktursicherung⁸⁷⁾.

Dabei konzentrieren sich die internationalen Kooperationsanstrengungen der Union im Energiesektor derzeit auf drei wichtige Instrumente:

- Energiedialog EU – Russland;
- Europa-Mittelmeer Forum, das ein verstärktes Augenmerk auf eine energiepolitische Zusammenarbeit mit den Mittelmeer-Ländern legt und in dem Algerien, Ägypten, Israel, Jordanien, Malta, Marokko, die Palästinensische Autonomiebehörde, Syrien, Tunesien und die Türkei vertreten sind;
- Partielle Kooperationen mit den Ländern der Balkanregion.

⁸⁵⁾ Vgl. *dsb.*, ebd., S. 2.

⁸⁶⁾ Vgl. *dsb.*, ebd., S. 2.

⁸⁷⁾ Vgl. etwa Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat „Europäische Energieinfrastruktur“ KOM (2001) 775 endg. v. 20.12.2001. Eine aktuelle Mitteilung der Kommission über die Entwicklung der Energiepolitik in einer erweiterten Europäischen Union (KOM(2003) 262 endg.) betont die Relevanz dieser Kooperationspolitik neuerlich.

Dazu kommen neue Gebiete von besonderem Interesse für die Europäische Union:

- die Nördliche Dimension, die sich auf eine Energiekooperation im Ostseeraum (BASREC) konzentriert;
- das Kaspische Becken sowie
- die Ukraine.

Insbesondere die beiden letztgenannten strategischen Partner der Union nehmen eine bedeutende Rolle im Bereich der Sicherung der Erdgasversorgung ein, da sie – neben eigener Gasreserven – eine Schlüsselposition für den Transport der Erdgaslieferungen aus Russland darstellen⁸⁸). Anhang 2 enthält eine Auflistung jener Vorhaben, die die Europäische Kommission mit höchster Priorität eingestuft und die in den kommenden Jahren die politische und eventuell finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft über geeignete und zweckgerichtete Programme erhalten sollen.

Für Österreich wäre hierbei insbesondere die Realisierung des Leitungsprojektes der OMV von wesentlicher Bedeutung, das über eine neue Gas-Pipeline Österreich über Bulgarien, Rumänien und Ungarn mit der Türkei verbinden und die derzeit extrem hohe Abhängigkeit Mittel- und Südosteuropas von Russland verringern soll. Für die Umsetzung des Projektes wurde bereits ein *joint venture* gegründet. Neben der OMV-Tochter OMV Erdgas sind an dem Projekt die türkische Botas, die bulgarische Bulgargaz, die rumänische Transgaz und die ungarische Mol beteiligt. Mit dem Bau könnte frühestens im Jahr 2005 begonnen werden, mit der Fertigstellung ist nicht vor 2010 zu rechnen. Mit dem neuen Projekt könnte Mitteleuropa erstmals in seiner Geschichte auch Gas aus Zentralasien – von Turkmenistan bis Iran – erhalten.

⁸⁸ Meinhart/Hirschhausen/Chollet, Russische Gasexporte in die EU, S. 815 ff – die Autoren betonen zudem insbesondere die strategische Bedeutung von Belarus als Kooperationspartner. Aktuell besteht im Wesentlichen ein „Transitmonopol“ der Ukraine über die sog. „Südroute“ für Transporte von russischem Erdgas in die EU. Aufgrund der daraus resultierenden Probleme – wie überhöhte Transportentgelte und infrastrukturelle Schwierigkeiten – hat die russische Seite bereits Anfang der 90er Jahre zum Bau der sog. Jamal-Europe-Pipeline durch Belarus und Polen veranlasst. Geprüft wird zudem eine Finanzierungsbeteiligung an der sog. By-pass-Pipeline durch Polen in die Slowakische Republik.

Zusammenfassung

Trotz geplanter LNG-Projekte ist zu erwarten, dass die Gasversorgung der EU aus Kostengründen mittelfristig weiterhin über Pipelines erfolgen wird. Zudem ist davon auszugehen, dass Russland aufgrund seiner großen Gasvorkommen weiterhin der wesentliche Erdgaslieferant bleiben wird. Zur Aufrechterhaltung der Importsicherung ist eine Diversifizierung der Transportwege, eine ausreichende Investitionssicherung und ein umfassender Dialog mit den Förderländern erforderlich. Die EU stützt diesen Dialog in mehreren internationalen Kooperationen und fördert zudem einzelne Leitungsprojekte, die von prioritärer Bedeutung für die Diversifizierung der Gasimportrouten der Union sind. Als prioritäres Projekt wird dabei auch die Realisierung einer neuen Gas-Pipeline von Österreich über Bulgarien, Rumänien und Ungarn bis in die Türkei gesehen. Dieses Leitungsprojekt der OMV wäre für Österreich von wesentlicher Bedeutung und würde die derzeit extrem hohe Abhängigkeit Mittel- und Südosteuropas von Russland verringern. Für die Umsetzung des Projektes wurde bereits ein *joint venture* gegründet, mit der Fertigstellung ist nicht vor 2010 zu rechnen.

6.3.1 Investitionssicherung und Harmonisierung der Tarifsysteme

Investitionen in neue Systeme und Leitungen zur Erfüllung der Vorgaben für die sichere Gasversorgung werden überwiegend von der Gasbranche selbst festgelegt und erfolgten bisher auf Basis nicht unbundelter Infrastrukturanforderungen. Der Umfang der Gasversorgung und der Gasnachfrage, die Informationen und sonstige für diese Art von Planung notwendigen Instrumente lag in den Händen der marktbeherrschenden Versorger. Aufgrund der Liberalisierung des Gasmarktes kommt es nun dazu, dass die Benutzung dieser Leitungen auch für dritte Mitbewerber zu diskriminierungsfreien Bedingungen möglich sein muss. Aus diesem Grund ist es für die Investitionssicherheit in neue System wichtig, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen in Europa rasch harmonisiert werden. Erforderlich wäre in diesem Zusammenhang etwa die Entwicklung eines europaweiten einheitlichen Tarifsystems, das die jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte zu einem anderen Gastransportsystem tariflich abbildet. Die im Rahmen des Madrid Forums vereinbarten Grundsätze im Rahmen der *Guidelines of Good Practice* – wie z.B. Transparenz der Netzkapazitäten, Entwicklung von Hubs und Realisierung eines *entry-exit* Tarifsystems – für

alle grenzüberschreitenden Ein- und Ausspeisepunkte bilden eine wichtige Grundlage für die Umsetzung nationaler Regulierungsregime⁸⁹⁾.

6.3.2 Entwicklung eines Hubs als Mittel zur Sicherung der Erdgasversorgung

Die Entwicklung eines liquiden Gashandels auf Handelsplätzen („Hubs“), die Produzenten und Importeuren die Möglichkeit zum Verkauf bzw. Kauf von Gas auf Großhandelsmärkten bieten, kann einen wesentlichen Beitrag zur Stärkung der Erdgasversorgungssicherheit darstellen. Die infolge des Gashandels auf Hubs steigende Transparenz der Handelspreise innerhalb der Europäischen Union verringert das Preisrisiko der Unternehmen beim Abschluss langfristiger Liefervereinbarungen mit Erzeugerländern. Neben den bereits in Europa existierenden Hubs *National Balancing Points* (NBP) in Großbritannien, Zeebrugge in Belgien, Bunde/TTF in Holland und Emden/Hubco in Deutschland, wäre Potenzial für weitere Hubs in Baumgarten/Oberkappel für den Versorgungsraum „Österreich, Süddeutschland, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Italien“, in Waidhaus für den Versorgungsraum „Deutschland, Tschechien, Österreich“, in Mailand für den Versorgungsraum „Italien, Schweiz und Österreich“, im Südwesten Frankreichs für den Versorgungsraum „Frankreich und Spanien“ sowie auf der iberischen Halbinsel für den Raum „Spanien und Portugal“ gegeben.

⁸⁹ In Österreich wäre damit die Einführung eines neuen Tarifierungssystems an den Ein- und Ausspeisepunkten in die Regelzonen (Baumgarten, Oberkappel, Arnoldstein,...) erforderlich, das vor allem auch positive Effekte für die Entwicklung eines funktionsfähigen Hubs in der Regelzone Ost (Baumgarten/Oberkappel) brächte.

Abbildung 34: Relevante Speicheranlagen in- und außerhalb Österreichs



Quelle: E-Control

6.3.3 Auswirkungen des Erdgasbinnenmarktes auf die Versorgungssicherheit

Der durch die Verwirklichung des Erdgasbinnenmarktes entstandene Wettbewerb verändert die Bedingungen – für einzelne Energieträger ebenso wie für die Frage der Versorgungssicherheit. Die Europäische Union steht vor der Herausforderung, das Ziel der Schaffung eines integrierten Energiebinnenmarktes⁹⁰⁾ mit einer hohen Versorgungssicherheit in Einklang zu bringen.

Eine sich aus der vorschreitenden Entwicklung des Erdgasbinnenmarktes ergebende Effizienzsteigerung und Kostenreduktion infolge des verwirklichten *Third Party Access* (TPA) und der daraus resultierenden verfügbaren zusätzlichen Erdgasmengen sind auch unter dem

⁹⁰⁾ Die Liberalisierung des Erdgasbinnenmarktes wurde erstmalig auf europäischer Ebene durch die EGBMRL 98/30/EG geregelt. Die neue EGBMRL 2003/55/EG beschleunigt die Öffnung des Gasmarktes für alle Gewerbekunden ab 1.7.2004 sowie für alle Kunden ab 1.7.2007.

Blickwinkel eines Beweggrundes für den Abschluss von langfristigen Verträgen durch Erdgaskäufer zu sehen. Hier stellt sich die Frage, wodurch und wann neue Investitionen ausgelöst werden sollen, insoweit eine ausreichende Flexibilität bereits gegeben scheint. Unter Zugrundelegung einer nur kurzfristigen Orientierung, könnte es auf der Angebotsseite durchaus zu Verknappungen kommen, die unweigerlich in höheren Erdgaspreisen münden würden⁹¹⁾. Aus diesen Gründen ist ein gewisser Anteil von langfristigen Verträgen, die die zukünftige Versorgung sicherstellen, erforderlich. Weiters führen diese, durch langfristige Verträge abgesicherte Investitionen zu der notwendigen Liquidität am Erdgasmarkt⁹²⁾.

Umgekehrt erhöht aber gerade die fortschreitende Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes mit Instrumenten wie dem TPA und den dadurch hervorgerufenen Wettbewerb die Versorgungssicherheit. Dies deswegen, da die Hortung von Kapazitäten hintangestellt werden wird, sich Spotmärkte und Erdgashubs entwickeln sowie die Versorger jede Möglichkeit der Kostenreduktion wahrnehmen müssen. Der Abstand der gegenwärtigen Versorgung von der „Pareto“ - optimalen Versorgung somit zukünftig zunehmend geringer wird⁹³⁾.

Daneben kann die gesteigerte Wettbewerbssituation am europäischen und internationalen Erdgasmarkt – wie auch die Auswirkungen der Globalisierung, Privatisierung und Technologieforschung - die Importabhängigkeit der Union stark relativieren: eine marktorientierte europäische Wirtschaft wird die Ausweitung des Wettbewerbs über Nationalstaatgrenzen und technische Entwicklungen im Förderbereich dazu nutzen, ihre Versorgungsquellen preisorientiert zu diversifizieren und gibt damit automatisch den Anstoß für einen neuen Wettbewerb zwischen den Exportländern. Ein gemeinsames Auftreten im Energiebereich versetzt die Wirtschaftsmacht Europa in die Rolle eines gestärkten Verhandlungspartners, dessen Abnahmeverhalten eine neue Abhängigkeit auf Seiten der Exportländer erzeugt.

Die Kombination aus steigendem Erdgasanteil am Primärenergieträgermix und steigendem Importanteil ruft insofern Besorgnis hervor, als sowohl die Distanz zu den Produzentländern steigt und sich die Transportkosten somit erhöhen, als auch die Transitverträge zahlreicher und komplexer werden. Zusätzlich werden Teile der zukünftigen Produzenten- und

⁹¹⁾ Vgl. Shell Gas&Power, IEA Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper, S. 1.

⁹²⁾ Vgl. de La Tournelle R./ Chevalier J.M., CERA Private Report (2001), S. 3.

⁹³⁾ Vgl. Statoil, S. 5.

Transitländer als politisch nicht stabil betrachtet. Diesen Befürchtungen kann entgegengehalten werden, dass die neuen Produzenten- und Transitländer dieselben Anreize für die Einhaltung der dementsprechenden Verträge haben werden, wie sie die bestehenden Produzenten- und Transitländer auch haben. In einer globalisierten Welt sind somit vielmehr gegen- als einseitige Abhängigkeiten gegeben. Die dem Grünbuch zugrundeliegenden Szenarien und Perspektiven der europäischen Erdgasversorgungssicherheit, Rahmenbedingungen der Erdgasversorgungssituation und Importabhängigkeit der Europäischen Union sind vor diesem Hintergrund durchaus kritisch zu hinterfragen und – unter der Voraussetzung einer realen gemeinschaftlichen Energiepolitik – relativierbar. Bei aller Vorsicht ist zudem darauf hinzuweisen, dass die Europäische Union selbst ausdrücklich betont „*dass die UdSSR und jetzt Russland ... ihre langfristigen Lieferverpflichtungen gegenüber der Europäischen Union stets erfüllt haben*“⁹⁴⁾.

Zusammenfassung

Neben der Investitionssicherung im Infrastrukturbereich stellt auch die Harmonisierung der europäischen Tarifsysteeme einen wesentlichen Faktor zur Steigerung und Sicherung der Erdgasversorgung der EU dar. Entsprechendes gilt für die Entwicklung von Hubs, die infolge des Gashandels zu einer steigenden Transparenz der Handelspreise führen und damit das Preisrisiko beim Abschluss von langfristigen Lieferverträgen verringern. Auch der durch die Verwirklichung des Erdgasbinnenmarktes entstandene Wettbewerb kann implizit zur Steigerung der Versorgungssicherheit beitragen. Zwar steigt das Risiko eines partiell möglichen Verzichts auf Versorgungsstandards durch Lieferanten als Ergebnis des erhöhten Wettbewerbsdrucks. Umgekehrt erhöht aber ein gemeinsames Auftreten der EU im Energiebereich den Wettbewerbsdruck auf Seiten der Exportländer. In einer globalisierten Welt bestehen somit vielmehr gegen- als einseitige Abhängigkeiten. Auch die Förderländer haben somit ein gesteigertes Interesse an Liefersicherheit. Dies zeigt sich auch darin, dass gerade Russland seine Lieferverpflichtungen auch in der Vergangenheit stets erfüllt hat.

⁹⁴ EK, Grünbuch Energieversorgungssicherheit, S.24; s.a *de Palacio L.*, Energy for tomorrow's Europe.

6.4 Richtlinienvorschlag zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung

Die veränderten Rahmenbedingungen eines europäischen Energiebinnenmarktes stellen die Europäische Union vor neue Herausforderungen. Unabhängig von den zugrunde gelegten Szenarien ist nicht zu leugnen, dass sich die Europäische Union zusehends einer wachsenden Abhängigkeit ihrer Energieversorgung von außereuropäischen Versorgungsquellen gegenüber sieht, die sie in verstärktem Ausmaß von der Entwicklung der Bedingungen für Energieangebot und -nachfrage am Weltmarkt aussetzt. Wiewohl die Gemeinschaft als Exporteur von Energieerzeugnissen in Drittländer bis zu einem gewissen Maße in der Lage ist, diese Abhängigkeit auszugleichen, ist ihr Einfluss auf die Entwicklung des Weltmarktes verhältnismäßig gering. Die für das Förderverhalten der europäischen Gaswirtschaft relevante Entwicklung der Weltmarktpreise für Energieprodukte unterliegt allgemeinen Markttrends ebenso, wie geopolitischen und spekulativen Störungen – wie etwa Wechselkurseffekten, politischen Entwicklungen in den Ausfuhrländern oder aber auch bewussten spekulativen Maßnahmen in den Förderländern.

Faktoren wie diesen hat die Europäische Union mangels einer gemeinschaftlichen Kohäsion im Energiebereich nur wenig Verhandlungsgewicht entgegenzubringen. Bereits im Jahre 1995 legte die Europäische Kommission daher eine Mitteilung⁹⁵⁾ vor, in der sie auf den prognostizierten Anstieg der Importabhängigkeit der europäischen Erdgasversorgung und die möglichen damit verbundenen Risiken für die Versorgungssicherheit hinwies. Der Kommissionstext erachtet jedoch weniger die vorhergesagte Entwicklung selbst als eine akute Bedrohung für die Versorgungssicherheit, sondern sieht vielmehr in den unharmonisierten – bzw. teils gänzlich fehlenden – nationalstaatlichen Regelungen ein Risiko für die Gemeinschaft wie auch für die einzelnen Mitgliedstaaten. Solange die Gemeinschaft nicht über geeignete Kompetenzen und Maßnahmen verfügt, liegt in ihrer verhältnismäßig schwachen Position im globalen Dialog eine klare Schwäche der europäischen Wirtschaft, die sie stark dem Druck des Weltmarktes aussetzt.

Ebenso wie eine undifferenzierte Harmonisierung der Notversorgung auf Gemeinschaftsebene ohne Rücksichtnahme auf Marktspezifika ein wettbewerbsverzerrendes Potenzial in sich trägt, bergen aber auch stark unharmonisierte Regelungen auf Nationalstaatenebene eine Gefahr der Diskriminierung. Ein beispielsweise

⁹⁵⁾ Mitteilung der EK, Die Gasversorgung der Europäischen Gemeinschaft und zukünftige Perspektiven, KOM(95) 0478 endg.

in Österreich zu entrichtender „Pflichtbevorratungsaufschlag“, der bereits in einem anderem Mitgliedstaat der Union geleistete „Notversorgungsbeiträge“ nicht anerkennt bzw. anrechnet, wird zumindest jene ausländischen Anbieter von Lieferungen nach Österreich abhalten, die bereits in „ihrem“ Land einen solchen Aufschlag entrichtet und damit ihre Liefersicherheit belegt haben. In einem europäischen Binnenmarkt können einzelstaatliche Regelungen somit zu asymmetrischen Belastungen und in der Folge zu einer Marktabstottung führen (es wird auf die ausführlichen Berechnungen in Kap. 5.2 verwiesen).

Die Diskussion um gemeinschaftliche Maßnahmen im Bereich der Erdgasversorgungssicherheit wurde im Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ der Europäischen Kommission erneut und ausführlicher aufgegriffen. Die hierin aufzeigten Schwächen der europäischen Energieversorgung gehen mit der Forderung der Kommission nach einer gemeinsamen Energiepolitik und harmonisierten Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einher. Korrelierend mit diesem Ziel enthält das Grünbuch Handlungsempfehlungen in Hinblick auf die Beeinflussung der Angebotsabhängigkeit als mögliche Maßnahme der Versorgungssicherheit. Dabei wird die Aufrechterhaltung des Zugangs zu Energieressourcen als Mittel zur Einschränkung der Angebotsabhängigkeit erkannt und eine erweiterten Bevorratungspolitik im Erdöl- und Erdgasbereich vorgeschlagen.

Anders als im Erdölbereich⁹⁶⁾, gibt es im Erdgassektor bislang keinen harmonisierten Gemeinschaftsrahmen, der zumindest ein Mindestmaß an Versorgungssicherheit sicherstellt. Bestehende Versorgungssicherheitskonzepte – insoweit überhaupt gegeben – existieren nur auf Ebene der Mitgliedstaaten.

⁹⁶ Für den Erdölbereich regeln die RL 68/41/EG (geändert durch die RL 98/93/EG) und 73/238/EG sowie die Entscheidungen 68/416/EGW und 77/706/EGW des Rates ein gewissen Mindestmaß an Krisenbevorratung.

6.4.1 Mitgliedstaatenspezifischen Regelungen

Mit der Schaffung eines europäischen Erdgasbinnenmarktes steigt die wechselseitige Abhängigkeit der Mitgliedstaaten. Jede energiepolitische Entscheidung eines Mitgliedstaates wirkt sich unweigerlich auf das Funktionieren des Marktes in den anderen Mitgliedstaaten aus⁹⁷⁾.

Ein Vergleich der gegenwärtigen nationalstaatlichen Regelungen zur Versorgungssicherheit zeigt eine zersplitterte Struktur an unterschiedlichen Krisenmechanismen, die sowohl in ihrer Konzentration auf Dauer und Ausmaß einer möglichen Versorgungsunterbrechung nicht unmaßgeblich divergieren. Eine Gemeinsamkeit besteht jedoch in der Tatsache, dass vorhandene Versorgungsregelungen zum Großteil auf privatrechtlicher Basis beruhen und nur selten Kompensationsmechanismen beinhalten. Tabelle 10 zeigt eine Übersicht der nationalstaatlichen Maßnahmen im Bereich der Versorgungssicherheit aus dem Jahre 2003. Eine ausführliche Darstellung der nationalstaatlichen Regelungen findet sich in Anhang 3.

Tabelle 10: Nationalstaatliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

	Gasverfügbarkeit			
	<u>markt-basiert</u>	<u>Verpflichtung</u> der FNB oder Versorger zur Bereitstellung von Reserve- kapazität	<u>Anreize</u> zur Bereitstellung von Gas	<u>Verfahren</u> , z. B. Plan für den Fall der Unter- brechung
Österreich	keine Angaben			
Belgien	x	(x)		
Dänemark		x		x
Frankreich		x		x
Deutschland				x
Irland				x
Italien		x		
Luxemburg	keine Angaben			
Niederlande	keine Angaben			
Spanien		x		
Schweden	keine Angaben			
VK		x		

Quelle: EK, Zweiter aktualisierter Benchmarkingbericht (2003), Tab. 13, S. 34

⁹⁷ So nicht anders angeführt, basieren die nachstehenden Ausführungen Umfrage der ECG im Rahmen der CEER aus dem Jahre 2003 (s.a. Anhang 3 sowie auf den Darstellungen in: *Christoph/Bogner*, S. 146 ff.

Die Regelungen der Mitgliedstaaten divergieren in mancherlei Hinsicht. Während einige Länder – wie z.B. Italien, Dänemark und Spanien – eine konkrete gesetzliche Pflicht zur Verpflichtung zur Haltung von Notstandsreserven kennen, besteht im Großteil der Mitgliedstaaten – wie etwa Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Belgien oder Großbritannien – lediglich eine allgemeine gesetzliche Pflicht zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, deren praktische Ausgestaltung zumeist auf freiwilligen Maßnahmen und/oder privatrechtlichen Vereinbarung beruht. Inwieweit die freiwilligen Maßnahmen in diesen Staaten in einer tatsächlichen Vorratshaltung liegen, hängt wiederum maßgeblich von der Autarkie bzw. Abhängigkeit der nationalstaatlichen Versorgung mit Erdgas ab. So gibt es etwa in den Niederlanden und Großbritannien – anders als z.B. in Frankreich oder Deutschland – keine Haltung von Notstandsreserven i.e.S., da diese beiden Länder aufgrund ihrer zu 100% auf Inlandsproduktion basierender Erdgasversorgung über ausreichend Flexibilität verfügen.

Unterschiede bestehen aber auch hinsichtlich der Dauer der Versorgungsunterbrechung, die als Bevorratungsmaßstab herangezogen wird sowie bezüglich der Berücksichtigung von Speicherleistung und Volumen. So besteht in Spanien und Portugal etwa lediglich die gesetzlich unspezifizierte (z.B. in Hinblick auf die Leistungskomponente der Speicher) Pflicht zur Haltung von Mindestreserven. Demgegenüber wird in Italien und Dänemark sowohl auf Speichervolumen als auch –leistung abgestellt. Schließlich gibt es auch differenzierte Ansätze hinsichtlich des Adressatenkreises der Bevorratungspflicht. In Dänemark werden die Netzbetreiber, in Italien und Spanien dagegen die Shipper, zur Bevorratung verpflichtet.

Einen expliziten „Krisenplan“ kennen hingegen nur wenige Staaten: in Irland besteht ein privatrechtlicher „Krisenplan“, dem der *Board Gáis Transmission Code of Operations* als gesetzliche Basis zugrunde liegt. Festzuhalten ist, dass es sich hierbei – ähnlich wie beim ehemaligen österreichischen Notversorgungsplan (s.a. Kap. 3) – um einen Krisenplan handelt, der Maßnahmen zur Krisenbewältigung, nicht jedoch eine Bevorratungspflicht vorschreibt.

6.4.2 Inhalt des Richtlinienvorschlages

Im September 2002 legte die Europäische Kommission gemeinsam mit ihrer Mitteilung an das Europäische Parlament und den Rat⁹⁸⁾ einen ersten konkreten Vorschlag für eine europäische Richtlinie zur Sicherstellung der Erdgasversorgung vor⁹⁹⁾. Wiewohl der Vorschlag im Laufe des Rechtsetzungsverfahrens einigen Modifikationen unterworfen wurde (siehe unten), blieben folgende wesentliche Zielsetzungen des Richtlinienvorschlages aufrecht:

- **Schaffung eines harmonisierten Gemeinschaftsrahmens:** Als Rechtsakt der Union liegt dem Richtlinienvorschlag ein Harmonisierungsziel als Kernintention zugrunde. Die enge Verknüpfung von Versorgungssicherheit und Binnenmarkt erfordern jedoch eine sensible Rücksichtnahme auf mögliche wechselseitige Auswirkungen. Um Wettbewerbsverzerrungen durch undifferenzierte Einheitsmaßnahmen zu verhindern, müssen die umgesetzten Maßnahmen mit den Zielen des Binnenmarktes vereinbar sein und auf die Gasmarktspezifika in den einzelnen Mitgliedstaaten Bedacht nehmen. Der Richtlinienvorschlag folgt daher streng dem Subsidiaritätsprinzip¹⁰⁰⁾.
- **Festlegung von Standards:** Der Richtlinienvorschlag legt Standards zur Sicherung des gegenwärtigen Versorgungssicherheitsniveaus fest. Der Gemeinschaftsrahmen soll dabei das Niveau der Erdgasversorgung aufrecht erhalten, keine neuen Standards schaffen.
- **Maßnahmenmix:** Zur Erreichung der vorgesehenen Versorgungssicherheitsstandards sieht der Richtlinienvorschlag eine weitreichende Palette an möglichen Maßnahmen vor, aus denen die Mitgliedstaaten jene wählen können, die eine – jeweils ihrer nationalen Marktstruktur entsprechende – möglichst effiziente Sicherstellung der Erdgasversorgung gewährleistet, ohne dabei ein Hindernis für das Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes darzustellen. Während der Erstentwurf noch eine verpflichtende Kombination von vier

⁹⁸⁾ Mitteilung der EK an das EP und den Rat, Energiebinnenmarkt: Abgestimmte Maßnahmen im Bereich der Energieversorgungssicherheit, KOM(2002) 448 endg.

⁹⁹⁾ Vorschlag für eine Richtlinie des EP und des Rates zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung, Dok. 2002/0020 (COD).

¹⁰⁰⁾ Das Subsidiaritätsprinzip sieht ein Tätigwerden der Gemeinschaft in jenen Bereiche, die nicht in ihre ausdrückliche Kompetenz fallen, nur soweit und insofern vor, als die Ziele der erwägten Maßnahmen durch eine Regelung auf Gemeinschaftsebene eindeutig besser erreicht werden können, als durch Regelungen auf Ebene der Mitgliedstaaten (vgl. Art. 5 EGV idgF, Art. 2 EUV idgF).

Instrumentarien vorsah, konzentriert sich die aktuelle Version¹⁰¹⁾ daher stärker auf das Subsidiaritätsprinzip und erachtet die Wahl auch nur eines der nachstehenden Instrumente als ausreichend: Verträge mit Unterbrechungsmöglichkeiten, Gasbevorratung, Flexibilität der Versorgung (wozu auch die Flexibilität bei Produktion und Einfuhr gehören), Spot-Märkte, Diversifizierung der Gasversorgungsquelle, Langfristige Lieferverträge, Verwendung von alternativen und/oder Ersatzbrennstoffen, Koordiniertes Dispatching der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber.

- **Krisenmechanismus:** Für den Fall eines Versorgungsengpasses auf gesamteuropäischem Niveau sieht der Richtlinienvorschlag Sonderentscheidungsrechte der Kommission vor, die die nationalstaatliche Maßnahmenkompetenz temporär ersetzen sollen.
- **Beobachtungs- und Berichterstattungspflichten der Europäischen Kommission:** Diese sind insbesondere und umfassend hinsichtlich des Standes der Versorgungssicherheit der Union bzw. ihrer Mitgliedstaaten sowie der nationalstaatlich gesetzten Umsetzungsmaßnahmen vorgesehen.
- **Adressatenkreis:** Der Intention des Gesetzgebungsaktes folgend, wird der Adressatenkreis der vorgeschlagenen Standards dabei auf jenen schützenswerten Kreis der Endverbraucher – i.e. Haushalte und ggf. Klein- und Mittelunternehmen – eingeschränkt, der auf Basis nicht unterbrechbarer Lieferverträge versorgt wird und im Fall einer Versorgungsunterbrechung nicht auf einen anderen Brennstoff ausweichen kann.
- **Maßnahmen:** Während der Erstentwurf noch eine verpflichtende Kombination von vier Instrumentarien vorsah, konzentriert sich die Letztversion stärker auf das Subsidiaritätsprinzip und erachtet die Wahl auch nur eines der nachstehenden Instrumente als ausreichend: Verträge mit Unterbrechungsmöglichkeiten, Gasbevorratung, Flexibilität der Versorgung (wozu auch die Flexibilität bei Produktion und Einfuhr gehören), Spot-Märkte, Diversifizierung der Gasversorgungsquelle, Langfristige Lieferverträge, Verwendung von alternativen und/oder Ersatzbrennstoffen, Koordiniertes Dispatching der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber.

¹⁰¹⁾ So etwa Dok. 13808/03 ENER 286 CODEC 1439 v. 21.10.2003.

6.4.3 Entwicklungsstand des Richtlinienvorschlages und weitere Schritte

Der im September 2002 vorgelegte Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung wurde im Laufe des ersten Halbjahres 2003 intensiv diskutiert und war - entsprechend der ursprünglichen Intention – zur politischen Einigung am Energieministerrat am 14.5.2003 vorgesehen.

Aufgrund nachhaltig kritischer Reaktionen der Mitgliedstaaten wurde das Ziel der politischen Einigung jedoch verschoben. Der Energieministerrat beschränkte sich daher auf die Diskussion genereller Fragestellungen hinsichtlich einer möglichen Ausgestaltung einer europäischen Richtlinie zur Sicherung der Erdgasversorgung¹⁰²⁾. Die italienische Ratspräsidentschaft hat den Richtlinienvorschlag zur erneuten Diskussion wieder in ihrer Tagesordnungen aufgenommen. Die erste Lesung des Europäischen Parlaments erfolgte am 22.9.2003¹⁰³⁾.

Zusammenfassung

Anders als im Erdölbereich gibt es im Erdgassektor bislang keine harmonisierten Regelungen auf Gemeinschaftsebene. Soweit überhaupt gegeben, existieren Versorgungssicherheitskonzepte nur auf Ebene der Nationalstaaten, deren inhaltliche Ausgestaltung aber stark divergiert und im Wesentlichen auf freiwilligen Vereinbarungen beruht. Die mangelnde gemeinschaftliche Kohäsion schränkt einerseits die Verhandlungsposition der Gemeinschaft ein, andererseits steigt aber infolge der Verwirklichung des Erdgasbinnenmarktes auch die wechselseitige Auswirkung nationalstaatlicher Entscheidungen im Erdgasbereich. Die EK hat daher im September 2002 einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Gewährleistung der europäischen Erdgasversorgungssicherheit vorgelegt, die einen gemeinsamen Rechtsrahmen schaffen soll. Ziel ist dabei die Aufrechterhaltung des bestehenden Versorgungsniveaus, nicht aber die Schaffung neuer Standards. Die Wahl der Maßnahmen soll den Mitgliedstaaten obliegen, um eine effiziente Berücksichtigung der nationalen Marktspezifika zu gewährleisten. Der Beschluss der Richtlinie ist voraussichtlich noch gegen Ende des Jahres 2003 zu erwarten.

¹⁰²⁾ Dok. 8726/03 ENER 114 CODEC 539 v. 7.5.2003.

¹⁰³⁾ Ergebnisse der ersten Lesung des Europäischen Parlaments (Straßburg, 22.-25.9.2003): Dok. 11504/03 CODEC 996 ENER 251 v. 24.9.2003.

7. Schlussfolgerungen – Empfohlene Maßnahmen

Bereits aus dem Richtlinienentwurf zur Sicherung der Gasversorgung können eine Reihe von unterschiedlichen Maßnahmen in den einzelnen Mitgliedsstaaten abgeleitet werden. Die Empfehlung der folgenden Änderungen basieren auf dem Grundsatz, dass bis zum Eintreten einer definierten Versorgungskrise die Mechanismen des liberalisierten Gasmarktes sowie des implementierten Marktmodells durch keine zusätzlichen regulatorischen Auflagen belegt werden sollten. Das in Österreich bewährte Bilanzgruppenmodell gewährt, dass jeder Kunde und dessen Versorger in einer Bilanzgruppe organisiert sind, deren Unausgeglichenheit zwischen Einspeisung und Entnahme innerhalb der Bilanzgruppe über den Ausgleichsenergiemarkt gedeckt wird. Der Versorger hat daher die Möglichkeit, den Bedarf seiner Kunden über verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen in der Bilanzgruppe zu decken bzw. über einen funktionierenden Ausgleichsenergiemarkt zu beziehen. Ein Eingriff in dieses Marktsystem würde das Wettbewerbsmodell in Frage stellen bzw. hätte die Konsequenz, das System durch zusätzliche Kosten zu verteuern.

Im Unterschied zum Marktmodell vor dem 1.10.2002, bei dem die jährlichen Nominierungen von Notversorgungsleistungen auf Basis der Speicherpoolvereinbarung der Landesferngasgesellschaften basierten, ist festzuhalten, dass im Bilanzgruppenmodell diese Ausgleichsfunktion der Ausgleichsenergiemarkt übernimmt. Da sich auch durch die Auflösung des Speicherpools die Summe der vertraglichen Speicherleistungen der einzelnen Versorger in Abhängigkeit der Vertragslaufzeiten nicht ändern wird, ist davon auszugehen, dass je nach Nachfrage am Ausgleichsenergiemarkt, verfügbare Speicherleistungen im Rahmen der weiter bestehenden Speicherverträge der Gesellschaften von diesen am Ausgleichsenergiemarkt angeboten werden. Die der Speicherpoolvereinbarung immanente Ausgleichsfunktion wird im Bilanzgruppenmodell im Wesentlichen vom Ausgleichsenergiemarkt übernommen.

Die nachstehenden Handlungsempfehlungen konzentrieren sich ausschließlich auf Maßnahmen zu Bewältigung von kurzfristigen Versorgungskrisen, denen mit marktkonformen Maßnahmen nicht oder nicht ausreichend begegnet werden kann. Damit wird eine Abgrenzung der empfohlenen Lenkungsmaßnahmen von Mechanismen des wettbewerbsorientierten Marktes vorgenommen, die mit den Grundsätzen des Energielenkungsgesetzes korrelieren. Als Regelungsgegenstand einer Verordnung zum Energielenkungsgesetz wird vorgeschlagen, die Methodik der im Krisenversorgungsplan

(siehe Anhang 1) erforderlichen Maßnahmen bei Eintreten definierter Krisensituationen auf rechtliche Grundlagen zu stellen. Im Wesentlichen sind die betroffenen Marktteilnehmer wie Regelzonenführer, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche, Speicherbetreiber und Produzenten zu legitimieren, in Abweichung zu den gesetzlichen Pflichten gemäß GWG bestimmte Handlungen zur Bewältigung der Krise zu setzen. Dabei sind im Rahmen der Energielenkung gesetzliche Regelungen zu schaffen, die notwendig sind, tiefgreifende kurzfristige Versorgungskrisen zu überwinden.

In Abgrenzung zu den vorgeschlagenen Maßnahmen im Rahmen der Energielenkung wird zur Bewältigung von Engpässen – d.h. keine Krisen, deren Bewältigung Thema der vorliegenden Studie sind – ergänzend insbesondere auf ein wichtiges Instrument im Rahmen der bestehenden Marktregeln verwiesen: dies ist die Wiedereröffnung des (Ausgleichsenergie-) Marktes, wenn zuwenig Ausgleichsenergieangebote vorliegen.

Durch die Wiedereröffnung des Marktes werden die Marktteilnehmer sensibilisiert und sind aufgerufen, zusätzliche Ausgleichsenergiemengen anzubieten. Die Anbotslegung kann über ungenutzte kontrahierte Speicherleistungen, zusätzliche (auch kurzfristig) kontrahierte Speicherleistungen, Leistungen abschaltbarer Verbraucher etc. von den Ausgleichsenergieanbietern realisiert werden. Die Marktregeln sehen dieses wichtige Instrument vor, das – soweit Adaptierungsbedarf besteht – gegebenenfalls noch verfeinert werden kann. Im Rahmen der Überarbeitung der Marktregeln im ersten Halbjahr 2003 wurde die bestehende Regelung von den Marktteilnehmern jedoch offensichtlich als ausreichend angesehen. Die Praxiserfahrungen aus dem ersten Jahr der Gasmarktliberalisierung zeigten zudem, dass eine Wiedereröffnung des Marktes nur in wenigen Ausnahmefällen erforderlich war.

Der Energielenkung vorgeschaltet ist auch die besondere Rolle des Regelzonenführers. Sollte der Regelzonenführer aufgrund der ihm vorliegenden Informationen¹⁰⁴⁾ zur Erkenntnis gelangen, dass die Gefahr des Eintretens einer Krise mit den zuvor genannten Maßnahmen nicht zu bewältigen sein wird, informiert er hiervon die Marktteilnehmer (Vorinformation zur Krisenversorgung, s. Kap. 7.1). Bei einer weiteren Verschlechterung der Versorgungssituation werden die nach der Methodik der im Anhang 1 beschriebenen Handlungen, auf Basis zu treffender Regelungen im Energielenkungsgesetz, durchzuführen sein. Es wird darauf hingewiesen, dass in diesem Fall die Marktmechanismen zu kurz greifen

104 Zum erforderlichen Informationsfluss s. Kap. 7.1.

und der Regelzonenführer daher die beschriebenen Mittel ergreifen muss, um zeitgerecht Vorbereitungsmaßnahmen einleiten zu können, die eine Minimierung der Auswirkungen einer Krise gewährleisten.

7.1 Vorschlag für legislative Maßnahmen

Das Energielenkungsgesetz 1982 idGF sieht in § 1 Abs 1 Lenkungsmaßnahmen vor, die zur Abwendung einer unmittelbaren drohenden oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs ergriffen werden können, sofern diese Störungen keine saisonalen Verknappungen darstellen oder nicht durch marktkonforme Mittel abgewendet oder behoben werden können oder soweit dies zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen erforderlich ist. Die Kompetenz zum Erlass von Lenkungsmaßnahmen per Verordnung obliegt dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit. Die Verordnung bedarf der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrates, soweit sie nicht ausschließlich die Aufhebung von Lenkungsmaßnahmen zum Gegenstand hat. Eine Sonderregelung hinsichtlich dieser Zustimmungspflicht gilt bei Gefahr im Verzug (s.a. Kapitel 4.1.3).

Gasförmige Brennstoffe mit Ausnahme von aus biogenen Abfallstoffen erzeugtem Gas sind gem. § 3 Abs 2 Z 4 Energielenkungsgesetz vom Lenkungsumfang der Verordnungskompetenz ausdrücklich erfasst. Die Lenkungscompetenz erstreckt sich dabei auf folgende Maßnahmen (§ 3 Abs 1 Energielenkungsgesetz):

1. Verfügungs-, Zugriffs- und Beschlagnahmerechte für Energieträger;
2. Vorschriften über die Produktion, den Transport, die Lagerung, die Verteilung, die Abgabe, den Bezug, die Beschränkung der Einfuhren und die Verpflichtung zur Ausfuhr von Energieträgern;
3. Beschränkungen des Verkehrs;
4. Meldepflichten,

unterliegt jedoch der Voraussetzung des Vorliegens der Bedingungen des § 1 Abs 1 Energielenkungsgesetz. Eine entsprechende Verordnung des BMWA kann somit nur „zur Abwendung einer unmittelbaren drohenden oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs“ erlassen werden.

Spezifische operative Regelungen hinsichtlich einer konkreten Vorgangsweise zur Sicherung der Erdgasversorgung finden sich derzeit weder im Energielenkungsgesetz, noch in anderen maßgeblichen Gesetzen. Eine Verordnung des BMWA auf Basis seiner im Energielenkungsgesetz verankerten Kompetenz existiert bisher nicht.

Zur Regelung eines standardisierten Krisenplanes wird daher auf Grundlage des Energielenkungsgesetzes vorgeschlagen, in einer Verordnung des Bundesministers für Arbeit und Wirtschaft zum Energielenkungsgesetz Lenkungsmaßnahmen zur Bewältigung von Krisensituationen anzuordnen sowie die notwendigen Rollenverteilungen der Marktakteure zu definieren.

Vorgeschlagen wird *in concreto*, eine den §§ 10 ff Energielenkungsgesetz betreffend eine Verordnungsermächtigung des BMWA für Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung entsprechende Verordnungsermächtigung des BMWA für Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Erdgasversorgung in das Energielenkungsgesetz aufzunehmen. Vergleichbar mit dem Elektrizitätsbereich stellt diese Verordnungsermächtigung auf die Voraussetzungen des Vorliegens der Bedingungen des § 1 Abs. 1 Energielenkungsgesetz ab.

Auf Basis dieser Verordnungsermächtigung wird der Erlass einer Verordnung des BMWA vorgeschlagen, die die im Krisenversorgungsplan erforderlichen Maßnahmen bei Eintreten definierter Krisensituationen auf eine rechtliche Grundlagen stellen. In Anlehnung an § 10 Energielenkungsgesetz für den Elektrizitätsbereich sind die betroffenen Marktteilnehmer – wie Regelzonenführer, Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche, Speicherbetreiber, Produzenten – zu legitimieren, in Abweichung zu den gesetzlichen Pflichten gem. GWG definierte Handlungen zur Bewältigung der Krise zu setzen. So könnte diese Verordnung bestimmte „abschaltbare Endverbraucher“ definieren und etwa den Zugriff auf Speicher und Produktion des nachstehenden Krisenplanes festhalten. Dabei wäre gegebenenfalls eine Abstimmung mit anderen relevanten Versorgungsmechanismen – insbesondere im Strombereich – in Betracht zu ziehen.

Kernelement dieser Verordnung stellt ein Krisenversorgungsplan entsprechend den nachstehend vorgeschlagenen definierten Stufen sowie korrespondierenden Beseitigungsmaßnahmen dar.

STUFE 1 (Vorinformation)

In dieser Stufe hat der Regelzonenführer unter Ausschöpfung sämtlicher netzstabilisierender Steuerungsmaßnahmen in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern und anderen Krisenakteuren die drohende Krise abzuwenden. In dieser Vorphase für mögliche Energielenkungsmaßnahmen hat der Regelzonenführer alle betroffenen Krisenakteure über das Ausmaß und die möglichen Konsequenzen zu informieren. Der Regelzonenführer wird die Krisenakteure dann informieren, wenn sich eine Versorgungssituation (VS) einstellt, bei welcher die Summenabnahme der BGVs über die Einspeisungen in die Regelzone 80 % der verfügbaren Erdgasaufbringung (Inlandsproduktion, Speicher und Import) erreicht hat und in der Folge mit dem Eintritt der Stufe 2 gerechnet werden muss.

Der Regelzonenführer wird in dieser Phase entscheiden, ob die Einholung behördlicher Befugnisse für energielenkende Maßnahmen notwendig ist.

STUFE 2 (Energielenkung)

Die Beurteilung, ab wann energielenkende Maßnahmen zu ergreifen sind, obliegt dem Regelzonenführer gem. den Vorgaben einer Verordnung zum Energielenkungsgesetz. Es wird vorgeschlagen, Maßnahmen der Energielenkung dann zu setzen, wenn sich eine Versorgungssituation (VS) einstellt, bei welcher die Summenabnahme der BGVs über die Einspeisungen in die Regelzone 90 % der verfügbaren Erdgasaufbringung (Inlandsproduktion, Speicher und Import) erreicht hat und eine weitere Verschlechterung der Versorgungssituation wahrscheinlich ist. Da nicht gänzlich auszuschließen ist, dass am Ausgleichsenergiemarkt mit Spekulationseffekten zu rechnen sein wird, ist auf die Preisregelungskompetenz zur Abwendung unangemessener Preisspitzen bzw. -entwicklungen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes sowie im Rahmen des GWG zu verweisen. Bei Ausrufung der Stufe 2 werden im Falle der Beeinträchtigung der Versorgungssituation für Endverbraucher in einem ersten Schritt Netzbetreiber vom Regelzonenführer angewiesen, unter Ausschöpfung aller organisatorischen und steuerungstechnischen Möglichkeiten, definierte Großverbraucher-Kunden vom Netz zu nehmen, die über eine Substitutionsmöglichkeit zu Erdgas verfügen und die volkswirtschaftliche Grundversorgung dadurch nicht gefährden. In einer Verordnung zum Energielenkungsgesetz werden jene Kunden aufgelistet, die für die Abschaltungen in Frage kommen. Insbesondere folgende Kriterien werden je nach Relevanz in Bezug auf fehlende

Aufbringungsleistung und Volumen dabei zu berücksichtigen sein:

- alternierender Betrieb (Zuweisung eines Zeitfensters);
- mögliche Vorziehung eines Betriebsurlaubes (ganz oder teilweise);
- Aufholmöglichkeit des Produktionsausfalls bei Verschieben des Produktionszeitpunktes im nachfolgenden Zeitraum ohne oder mit nur geringen wirtschaftlichen Konsequenzen möglich;
- Drosselung des Produktionsprozesses der verbleibenden Verbraucher (ausgenommen Haushalts- und Gewerbekunden) auf das wirtschaftlich erforderliche Mindestmaß;
- Unterbrechung der Produktion von Gütern, die nicht zu den sogenannten Gütern des täglichen Bedarfes zählen;
- Unterbrechung der Produktion derjenigen Güter, die nicht zu den Grundnahrungsmitteln zählen;

Aus den genannten Vorgehensmöglichkeiten wird ersichtlich, dass es für eine zielführende Bestimmung der Reihenfolge der abzuschaltenden Betriebe einer Auflistung der maßgeblichen Betriebe mit nachfolgenden Analysen, Bewertungen und Vereinbarungen mit diesen Betrieben bedarf. Da sich jede Versorgungseinkürzung anders darstellen kann, ist eine abschließende Beurteilung seitens des Regelzonenführers, in Zusammenarbeit mit den Netzbetreiber(n) und Versorger(n), erforderlich

Sofern durch netzsteuerungstechnische Maßnahmen und die Abschaltung von definierten Kunden gemäß Verordnung zum Energielenkungsgesetz die Versorgungskrise nicht bewältigt werden kann und sich eine Versorgungssituation einstellt, bei welcher die Summenabnahme der BGVs über die Einspeisungen in die Regelzone 95 % der verfügbaren Erdgasaufbringung (Inlandsproduktion, Speicher und Import) erreicht hat und eine weitere Verschlechterung der Versorgungssituation wahrscheinlich ist, wären die Produzenten und Speicherbetreiber vom Regelzonenführer angewiesen, sämtliche Betriebsreserven zu mobilisieren, um die Krise zu überwinden.

Die beschriebenen Maßnahmen sind auch für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg anzuwenden, wobei mangels Verfügbarkeit von direkt an das Netz angeschlossene Produktionsanlagen und Speichern, nur die Abschaltbarkeit von bestimmten Kunden durchführbar ist.

Die behördliche Aufsichtsfunktion der Vorbereitung und Koordinierung der im Anlassfall vorzusehenden Maßnahmen könnte, wie im Elektrizitätsbereich (vgl. § 11 Energielenkungsgesetz), auch die E-Control GmbH wahrnehmen. Hierzu ist eine laufende Übermittlung jener erforderlichen Informationen (Aufbringungspotential und Abgabeverhalten online) notwendig, die insbesondere der Regelzonenführer zur Erfüllung seiner Verpflichtungen benötigt.

Zusammenfassung

ZIELSETZUNG

Erhaltung des derzeitigen guten Versorgungsniveaus

ANWENDUNG AUF KRISENSITUATIONEN

Ausschöpfung aller Möglichkeiten einer Krisenabwehr durch marktkonforme Maßnahmen im Rahmen der bestehenden Regelungen des GWG und der Marktregeln (AE-Markt, vorgeschlagene Detailmaßnahmen der AGCS, Wiedereröffnung des AE-Marktes...)

ERFORDERNISSE

- KLARES PROZEDERE für jene Krisensituationen, die mit den Mitteln des Marktes nicht oder nicht ausreichend bewältigt werden können;
- KLARE ROLLENVERTEILUNG;
- SCHAFFUNG EINER GESETZLICHEN BASIS – NOVELLE ZUM ENERGIELENKUNGSGESETZ in Anlehnung an die Regelungen des Energielenkungsgesetzes im Elektrizitätsbereich.

HANDLUNGSEMPFEHLUNG ⇒ NOVELLE ZUM ENERGIELENKUNGSGESETZ

- VO des BMWA in Anlehnung an § 10 EnergielenkungsG betreffend energielenkende Maßnahmen (Abschaltung, Zugriff auf Speicher-/Produktionsreserven) unter den Voraussetzungen des § 1 (1) Energielenkungsgesetz;
- Operative Durchführung der Maßnahmen durch RZF auf Basis der obg. VO des BMWA;
- Vorinformation über Eintritt einer definierten Versorgungssituation durch den RZF; Beurteilung des Eintritts der Versorgungssituation durch Behörde (ggf. auf Antrag des RZF) – keine Erfüllung behördlicher Aufgaben durch den RZF;
- VO-Ermächtigung der ECG betreffend Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen (in Anlehnung an § 11(2) EnergielenkungsG für den Elektrizitätsbereich); Regelung des Informationsflusses an den RZF; (Online-) Übermittlung notwendiger Daten (Aufbringungs- und Abgabesituation und –vermögen, abschaltbare Kunden);
- Vorbereitung und Koordinierung der in der Regelzone vorzusehenden Maßnahmen durch ECG (in Anlehnung an § 11(1) EnergielenkungsG für den Elektrizitätsbereich).

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AE	Ausgleichsenergie
Abb.	Abbildung
ABl.	Amtsblatt der Europäischen Union [Reihe (L - Gesetzgebung/ <i>législation</i> ; C - Mitteilungen/ <i>communications</i>), Nr., Datum, Seite]
Abs.	Absatz
AFG	Austria Ferngas
AG	Aktiengesellschaft
AGCS	Austrian Gas Clearing and Settlement AG
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG, RZF für die RZ Ost
Art.	Artikel
Aufl.	Auflage
Begas	Burgenländische Erdgasversorgungs AG
BGBI	Bundesgesetzblatt [Teil, Nr./Jahr]
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
BMWA	Bundesminister(ium) für Wirtschaft und Arbeit, Österreich
boe	<i>barrel oil equivalent</i>
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCGT	<i>combined cycle gas turbines</i>
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CERA	<i>Cambridge Energy Research Associates, Inc.</i>
d.h.	das heißt
dsb.	der-/dieselbe(n)
Dok.	Dokument
ebd.	ebenda
ECG	Energie-Control GmbH
ECK	Energie –Control Kommission
EGBMRL 98/30/EG	Erdgasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG [ABl. L 204 v. 21.7.1998, S. 1-12]
EGBMRL 2003/55/EG	RL 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v.26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der RL 98/30/EG [ABl. L 176 v. 15.7.2003, S. 57-78]
EK	Europäische Kommission
endg.	endgültig
EP	Europäisches Parlament
E-RBG	Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitäts- und Erdgasbereich und die Errichtung der Energie-Control GmbH und der Energie-Control Kommission (Energie-Regulierungsbehördengesetz) BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002
etc.	<i>et cetera</i>
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Ff	fortfolgende
FN	Fußnote
gem.	gemäß
GVU	Gasversorgungsunternehmen
ggf.	gegebenenfalls
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GSNT-VO	Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-

	Systemnutzungstarife-Verordnung)
GWG	Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz), BGBl. I Nr. 121/2000 idF BGBl. I Nr. 148/2002
GWh	Gigawattstunde(n)
HH+GW	Haushalt- und Gewerbe [-kunden]
Hrsg.	Herausgeber
idF	in der Fassung
idgF	in der geltenden Fassung
i.e.	<i>id est</i> , das ist
iE	ihres Erachtens
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ieS	im eigentlichen Sinne
insbes.	insbesondere
IIR	<i>Institute for International Research GmbH</i>
ITRE	<i>Committee on Industry, External Trade, Research and Energy</i> , Ausschuss für Industrie, Außenhandel, Forschung und Energie des EP
Kap.	Kapitel
Kelag	Kärntner Elektrizitäts AG
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung, kombinierte Erzeugung von Elektrizität und Wärme
leg cit	<i>legis citatae</i>
LFG	Landesferngesellschaft(en)
lit	<i>litera</i>
LNG	<i>liquified natural gas</i> , verflüssigtes Erdgas
m ³	Kubikmeter
Mio.	Million(en)
Mio. t RÖE	Millionen Tonnen Rohöleinheiten
Mrd.	Milliarde(n)
MS	Mitgliedstaaten [der Europäischen Union]
n.Chr.	nach Christus
NBP	<i>National Balancing Point</i>
Nm ³	Normkubikmeter
Nr.	Nummer
o.a.	oben angeführt
o.g.	oben genannt
OGP	<i>International Association of Oil and Gas Producers</i> , Internationale Vereinigung der Erdöl- und Erdgasproduzenten
OÖFG	Oberösterreichische Ferngas AG
RAG	Rohöl-Aufsuchungs AG
rd.	rund
RL	(europäische) Richtlinie
Rz.	Randzahl
RZ	Regelzone
RZF	Regelzonenführer
S.	Seite
s.	siehe
s.a.	siehe auch
SAFE	Salzburg AG für Energiewirtschaft (heute SAG)
SAG	Salzburg AG
sE	seines Erachtens
SMV	Sowjetische Mineralölverwaltung
sog.	sogenannte (-r,-s)
SoS	<i>security of supply</i> , Versorgungssicherheit
STGW	Steirische Gas Wärme GmbH
t	Tonne
Tab.	Tabelle

TOP	<i>take or pay</i> [Vertrag]
TPA	<i>third party acces</i> , Netzzugang Dritter
u.a.	unter anderem
UK	<i>United Kingdom</i>
USA	<i>United States of Amerika</i> , Vereinigte Staaten von Amerika
usw.	und so weiter
v.	von/vom
v.a.	vor allem
VEG	Vorarlberger Erdgas GmbH
vgl.	Vergleiche
VS	Versorgungssituation, Versorgungssicherheit
Z	Ziffer
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik
z.B.	zum Beispiel

ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

Abbildung 1 Aufsuchungs- und Fördergebiete in Österreich	8
Abbildung 2: Sektoraler Erdgasverbrauch 2002	9
Abbildung 3: Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung (1998-2001)	10
Abbildung 4: Wohnungsbeheizung in Österreich	12
Abbildung 5: Erdgaseinsatz Haushalt und Gewerbe bis 2010	13
Abbildung 6: Erdgaseinsatz in der Industrie bis 2010	14
Abbildung 7: Sektorale Verbrauchsentwicklung 1990-2010	16
Abbildung 8: Substituierbarkeit des Gaseinsatz in den Sektoren im Jahresverlauf 2002	18
Abbildung 9: Entwicklung der abgesetzten Erdgasmengen (ohne Raffinerien) in Österreich 1975-2001	20
Abbildung 10: Entwicklung der Inlandsproduktion 1998-2002 in 1000 m ³	21
Abbildung 11: Untergrundspeichertypen	24
Abbildung 12: Erdgasspeicheranlagen in Österreich	26
Abbildung 13: Speicherinhalte zum Monatsletzten (2000-2003)	27
Abbildung 14: Importe und Aufbringung von Erdgas 2001	30
Abbildung 15: Darstellung der österreichischen langfristigen Gasversorgungsverträge	30
Abbildung 16: Darstellung der gegenwärtigen Marktabdeckung durch Langfristverträge	31
Abbildung 17: Diskussionsvorschlag für einen Krisenversorgungsplan	58
Abbildung 18: Österreichisches Fernleitungsnetz	61
Abbildung 19: Sektorale monatliche Gasentnahmeverteilung in Österreich (2002)	76
Abbildung 20: Monatliche Gasaufbringung in Österreich (2002)	77
Abbildung 21: Einkürzte Aufbringung (20%) – fehlende Industriemengen	78
Abbildung 22: Einkürzte Aufbringung (20%) Speicherfüllstand – fehlende/überschüssige Industriemengen (2002)	79
Abbildung 23: 50 Jahreswinter (ohne Einkürzungen)	82
Abbildung 24: Fiktiver 50 Jahreswinter – Speicherfüllstand (ohne Einkürzungen)	83
Abbildung 25: Systematik für temperaturabhängige Aufteilung der Tagesmenge	85
Abbildung 26: Fiktiver 50 Jahreswinter; verkürzte Aufbringung (20%)/fehlende/überschüssige Industriemenge ..	86
Abbildung 27: Fiktiver 50 Jahreswinter; eingekürzte Aufbringung (20%); Speicherfüllstand (2002) – fehlende/überschüssige Industriemengen	87
Abbildung 28: Speicherfüllstand 2002	90
Abbildung 29: OECD Europa – Anteil des Erdgasverbrauches am Primärenergieverbrauch (1985 zur 2000)	101
Abbildung 30: Marktstruktur bei der Gaseinfuhr und –gewinnung	102
Abbildung 31: Indikatoren der Erdgasversorgungssicherheit (2000)	103
Abbildung 32: Prognose des europäischen Gasproduktionspotentials und des europäischen Gasverbrauchs (EU und Beitrittsländer)	106
Abbildung 33: Fernleitungsnetz im Einzugsgebiet der Europäischen Union	109
Abbildung 34: Relevante Speicheranlagen in- und außerhalb Österreichs	115

Tabelle 1: Sektorspezifische Bedeutung des Erdgases als Anteil am Endenergieverbrauch	15
Tabelle 2: Übersicht über Substitutionsmöglichkeiten von Erdgas in den einzelnen Verbrauchssektoren im Jahr 2002	18
Tabelle 3: Erdgasspeicheranlagen in Österreich in der Regelzone Ost ¹⁾	25
Tabelle 4: Europäische Speicherkennzahlen	28
Tabelle 5: Österreichische Erdgasbilanz 2002	75
Tabelle 6: Mehrkostendarstellung in Abhängigkeit der Versorgungssicherheitsanforderung	94
Tabelle 7: Bedarfsdeckungsprognose für den europäischen Gasverbrauch	104
Tabelle 8: Gasreserven und Potential in der EU und den Kandidatenländern in Mrd. m ³	105
Tabelle 9: Potential der Gasreserven außerhalb der EU in Mrd. m ³	107
Tabelle 10: Nationalstaatliche Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit	120

LITERATURVERZEICHNIS

Anmerkung: Im Sinne des Leseflusses werden Literaturquellen im Text überwiegend in verkürzter Zitierweise durch Nennung des Autors und der Fundstelle im jeweiligen Dokument abgebildet (z.B. Christoph/Bogner, S xxx). Die Quellenangaben werden im Nachstehenden vollständig angeführt.

BEITRÄGE, ZEITSCHRIFTEN, STUDIEN

AUSTRIA FERN GAS, Jahresbericht 2001, 2001 (Wien)

BACHMAYER Friedrich (Hrsg.); Erdöl und Erdgas in Österreich, 1980 (Wien)

BOGNER Stefan o. Univ.-Prof. Dr./CHRISTOPH Peter Dipl. Ing. Dr., Gutachten über die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für eine 100%-ige Marktöffnung, die Bestimmung der Tarifstruktur für die Systemnutzung im Bereich öffentlicher Erdgasnetze und die Bestimmung der Bedingungen und Kosten einer Erdgas – Notversorgung, Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit der Republik Österreich, Juni 2002 (Graz, Wien) *[im Text zitiert als Christoph/Bogner, S]*

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002 [Jahr, Heft, Seite]

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Bundeslastverteiler (2001). Energiestatistik 1999, Daten zur Energieversorgung Österreichs

CEDIGAZ, Natural Gas in the World, 2002. EU TACIS INOGATE Programme, [o.S.] International Energy Agency (IEA), Beitrag

Centrica, Background Paper on Security of Gas Supply, Mai 2002

ENI, IEA Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper,

Energie-Control GmbH: CEER Umfrage betreffend den gegenwärtigen Stand der Krisenmechanismen und erforderliche Anpassungen bei Umsetzung einer europäischen RL zur Erdgasversorgungssicherheit, 2003 *[im Text zitiert als ECG: CEER Umfrage zur Erdgasversorgungssicherheit (2003)]*

Energie-Control GmbH, Liberalisierungsbericht 2003

Energie-Control GmbH, Jahresbericht 2001

Energie-Control GmbH, Jahresbericht 2002

Energy Information Agency of the US Department of Oil and Energy: International Energy Outlook 2002

Europäische Kommission (Generaldirektion für [Forschung, technologische Entwicklung und Innovation](#)), World Energy, Technology and Climate Policy Outlook (WETO), Energieprognosen für Europa bis 2030, 2003 *[im Text zitiert als WETO 2030]*

Europäischen Kommission: Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“, KOM(2000) 769 endg., 2001 *[im Text zitiert als EK, Grünbuch Energieversorgungssicherheit]*

Europäischen Kommission: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, SEK (2002)1038, 1.10.2002

Europäischen Kommission: Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes (aktualisierter Bericht unter Einbeziehung der Beitrittsländer), SEK(2003)448, 7.4.2003 *[im Text zitiert als EK, Zweiter aktualisierter Benchmarkingbericht (2003)]*

ExxonMobil, Background Paper, Workshop on Security of Gas Supply, 2002

Fachverband der Gas- und Wärmeunternehmungen, Ausbaupläne 2002-2011 der Gasversorgungsunternehmen Österreichs, 2003 (Wien) *[im Text zitiert als Fachverband Gas&Wärme, Ausbaupläne Gas 2002-2011]*

Gasunie Trade & Supply: IEA workshop on Security of Gas Supply, Contribution

- GRIESBACH H./HEINZE F., *Untergrundspeicherung Exploration, Errichtung, Betrieb*, in: Die Bibliothek der Technik, Band 130
- HASELAUER Michael, *Was kommt auf den Verteilnetzbetreiber zu?*, Vortrag bei Überreuter Managerakademie, 04.06. 2002 (Wien)
- International Association of Oil and Gas Producers (OGP), *Enlarged EU/EEA gas supply and the policy framework. An update analysis of the enlarged EU/EEA and the external gas production potential and their relationship to the policy and the regulatory framework*, Unterlage für das VI. Madrid Forum, Madrid 30.-31.10.2002 [im Text zitiert als OGP, *Enlarged EU/EEA gas supply (2002)*]
- Lapuerta, C./Moselle, B., *Convergence of Non-Discriminatory Tariff and Congestion Management Systems in the European Gas Sector*
- Madrid Forum (V): 5th meeting of European Gas regulatory Forum (Madrid, 7.-8.2.02), Conclusions
- Madrid Forum (VI): 6th meeting of the European Gas Regulatory Forum (Madrid, 30.-31.10.02), Conclusions
- MEINHART Berit/ VON HIRSCHHAUSEN Christian (Berlin)/CHOLLET Andreas (Ludwigsburg), *Russische Gasexporte in die EU. Optionen unter Einbeziehung der Transitländer Ukraine und Belarus*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 52.Jg (2002), Heft 12, S. 814-817
- de PALACIO Loyola, *Energy for tomorrow's Europe*, Rede, Seminar World Energy Council (Brüssel, 1.4.2003), http://europa.eu.int/rapid/start/cgi/guesten.ksh?p_action.gettxt=gt&doc=SPEECH/03/10/0RAPID&lg=EN (11.6.2003)
- Pflanzl. T, IIR Tagung (2001), Vortrag
- Rechnungshof, *Wahrnehmungsbericht. Teilgebiete der Gebahrung des Bundes. Austria Ferngas – Gaswirtschaftsgesetz*, Reihe Bund 2003/4, Zl. 860.021/002-E1/03 (Sept. 2003), S. 139-150
- RECKNAGEL/SPRENGER: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*, Wien (Oldenburg), 59. Aufl., 1977
- Shell Gas&Power: *IEA Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper*
- Statistik Austria, *Energiebilanz 1970-2000* (www.statistik.at - Ergebnisse - Energiewirtschaft – Gasbilanz 1970-2001, Stand 20.8.2003)
- Statoil: *Maintainig Europe's security of gas supply Statoil's view*, Contribution to IEA workshop on security of gas supply [im Text zitiert als Statoil]
- hieraus zitiert: BP, Beitrag sowie CERA, Beitrag
- de la TOURNELLE R./CHEVALIER J.M., *Energy Liberalization in Europe. A New Concern for Security of Supply*, CERA Private Report (2001) [im Text zitiert als de La Tournelle R. / Chevalier J.M., *CERA Private Report (2001)*]

INTERNETQUELLEN

- Homepage der Erdgas Information Essen/Leipzig: <www.erdgasinfo.de> (Stand 30.7.2003)
- Homepage der Europäischen Union: <<http://europa.eu.int>> (Stand 30.7.2003)
- Homepage der IEA <www.worldenergyoutlook.org>– World Energy Outlook 2000- WEO Publications – 2000 (Stand 30.7.2003)
- Homepage von de Palacio Loyola, Vize-Präsidentin der Europäischen Kommission, Kommissarin für Energie und Transport: http://europa.eu.int/comm/commissioners/palacio/index_en.htm (Stand 30.7.2003)
- Homepage der Rohöl-Aufsuchungs AG: www.rohoel.at (Stand 30.7.2003)
- Homepage der Statistik Austria: <www.statistik.at> (Stand 30.7.2003)

ANHANG 1

VORSCHLAG FÜR EINEN KRISENVERSORGUNGSPLAN IM RAHMEN DER MARKTREGELN

1. Vorbemerkungen

Die Wirksamkeit der nachfolgend beschriebenen Vorgangsweisen bedingt gesetzliche Vorkehrungen, die in bestimmten, zu definierenden Fällen, die Marktmechanismen der Allgemeinen Netzbedingungen, Bedingungen für den Bilanzgruppenkoordinator, Bedingungen für den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Bestimmungen der Sonstigen Marktregeln vollständig oder zum Teil außer Kraft setzen.

Die Regelungen für die Krisenversorgung sind für die Regelzone Ost anwendbar. Eine Erweiterung auf die Regelzonen Tirol und Vorarlberg ist von einer physischen Verbindung der Regelzonen abhängig.

2. Allgemeines

Ziel dieser Regelungen zur Krisenversorgung ist, bei Auftreten von erheblichen Problemen in der Erdgasaufbringung in den Fernleitungen Druckverhältnisse aufrecht zu erhalten, die eine weitgehend ungestörte Versorgung aller Abnehmer der Regelzone gewährleisten.

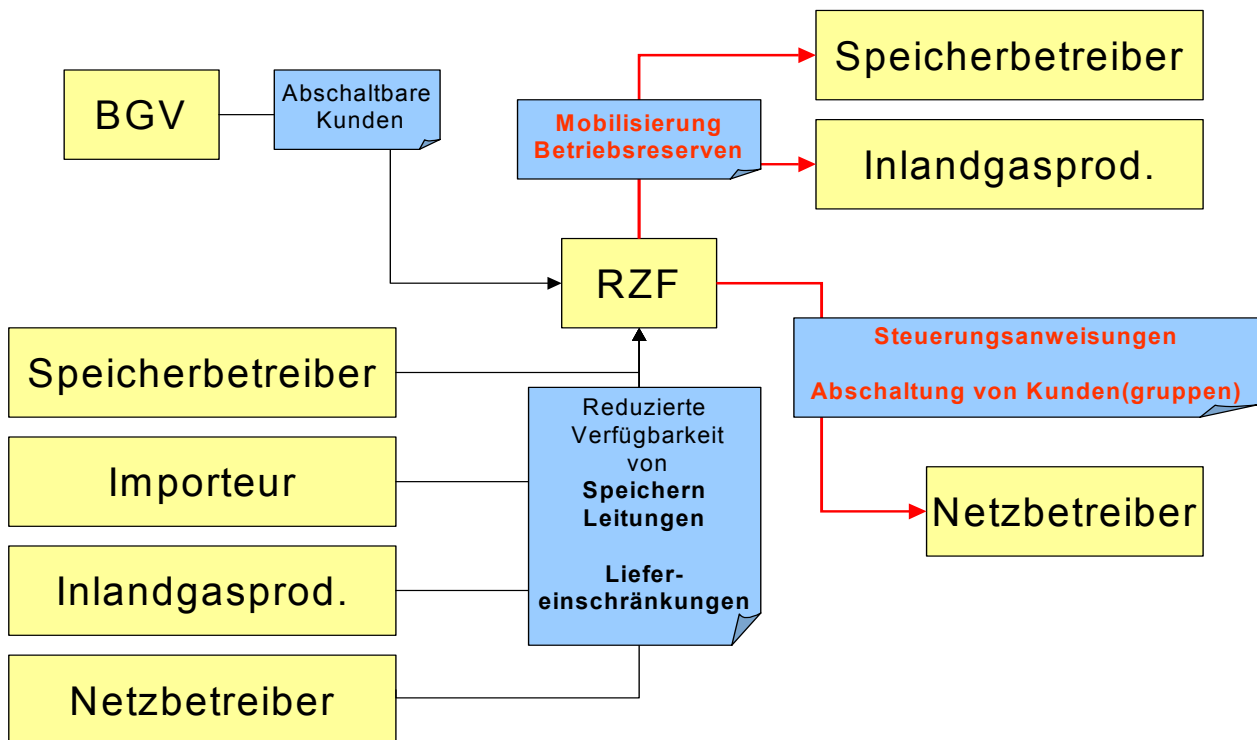
Erhebliche Probleme in der Erdgasaufbringung können verursacht werden durch

- Liefereinschränkungen beim Inland- und/oder Importgas,
- Gebrechen an Speichern und/oder deren Einrichtungen,
- Ausfall von Leitungssystemen und/oder –anlagen.

Um die Auswirkungen solcher Probleme zu minimieren, werden gemäß den gesetzlichen Vorgaben folgende Maßnahmen getroffen:

- Mobilisierung von Betriebsreserven in der Inlandgasproduktion und bei den Speichern, sowie
- gezielte und determinierte Abschaltung von Abnehmern.

Die praktische Umsetzung dieser Regelungen wird durch die enge Zusammenarbeit von Regelzonenführer, Netzbetreibern, BGVs, Importeuren, Speicherbetreibern und Produzenten von Inlandgas im folgenden KRISENSICHERUNGSAKTEURE genannt, erreicht werden. In der Grafik wird das Zusammenwirken der Krisensicherungsakteure dargestellt:



3. Durchführungsorgane

Durchführungsorgane sind Personen, die mit der Handhabung der Regelungen zur Krisenversorgung vertraut gemacht sind.

Dem Regelzonenführer sind gem. den gesetzlichen Vorgaben alle Informationen über die ständige Verfügbarkeit der Krisensicherungsakteure zur Verfügung zu stellen.

4. Koordinierungsstelle

Der Regelzonenführer dient als Koordinierungsstelle und erhält gem. gesetzlicher Ermächtigung für den Krisenfall die Aufgabe, eingehende Einzelwerte auszuwerten, zu analysieren und an die KRISENSICHERUNGS AKTEURE zu übermitteln.

Den Anweisungen des Regelzonenführers auf Einhaltung der für den jeweiligen Krisenversorgungsfall geltenden Leistungen ist gem. den gesetzlichen Vorgaben unverzüglich Folge zu leisten.

5. Informationen

5.1 Informationen durch den Regelzonenführer

Bei Einschränkungen, die nicht unmittelbar zum Eintreten der STUFE 1 führen, sendet der Regelzonenführer eine Information an die Krisensicherungsakteure zur Optimierung ihrer Speicherfahrweise.

Über die Ausrufung der STUFEN 1, 2 oder 3 des Stufenplanes gemäß Punkt 6.1 oder die Rückstellung auf eine jeweils niederere STUFE gemäß Punkt 6.2, informiert der Regelzonenführer die Krisensicherungsakteure unverzüglich mittels geeigneten Informationsmedium nach folgenden Richtlinien:

5.1.1 Information bei Eintritt der STUFE 1

Bei Eintreten der STUFE 1 wird vom Regelzonenführer die weitere Entwicklung der zu erwartenden Aufbringungs- und Verbrauchssituation sorgfältig analysiert.

Der Regelzonenführer wird die STUFE 1 nur dann ausrufen, wenn

- Indikatoren auftreten, die eine weitere Verschlechterung der Versorgungssituation als wahrscheinlich erscheinen lassen und
- in der Folge mit dem Eintritt der STUFE 2 oder STUFE 3 gerechnet werden muss.

5.1.2 Information bei Eintritt der STUFE 2

Bei Eintreten der STUFE 2 wird vom Regelzonenführer die weitere Entwicklung der zu erwartenden Aufbringungs- und Verbrauchssituation sorgfältig analysiert.

Die Regelzonenführer wird die STUFE 2 nur dann ausrufen, wenn

- Indikatoren auftreten, die eine weitere Verschlechterung der Versorgungssituation als wahrscheinlich erscheinen lassen und
- zur Stabilisierung der Druckverhältnisse in den Fernleitungen und zur Vermeidung des Eintritts der STUFE 3 unverzüglich die gezielte und determinierte Abschaltung von Abnehmern nötig ist.

5.1.3 Information bei Eintritt der STUFE 3

Über das Eintreten der STUFE 3 werden alle Krisensicherungsakteure von der Regelzonenführer unverzüglich informiert.

Die Marktmechanismen der Allgemeinen Netzbedingungen, Bedingungen für den Bilanzgruppenkoordinator, Bedingungen für den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie die Bestimmungen der Sonstigen Marktregeln mit Ausnahme Kap. 7 ruhen bis zur Rückstellung der STUFE 3.

5.1.4 Information betreffend Rückstellung auf die jeweils niedrigere Stufe

Bei Eintreten einer niedrigeren STUFE als der, die gerade wirksam ist, wird vom Regelzonenführer die weitere Entwicklung der zu erwartenden Aufbringungs- und Verbrauchssituation sorgfältig analysiert.

Der Regelzonenführer wird den Zeitpunkt der Ausrufung der Rückstellung in Hinblick auf ein geordnetes Rückstellungsverfahren bei gleichzeitigem Bestreben, die jeweils verfügbare Erdgasaufbringung voll auszuschöpfen und somit Erdgasmengen den Verbrauchern frühest möglich zur Verfügung zu stellen, wählen.

5.1.5 Informationen des Regelzonenführers an die KRISENSICHERUNGSAKTEURE

Der Regelzonenführer informiert die Krisensicherungsakteure ab der Information über die Ausrufung in die STUFE 2 mindestens stündlich per geeignetem Informationsmediums über Änderungen der Versorgungssituation (VS).

Bei Einschränkungen, die nicht unmittelbar zum Eintreten der STUFE 2 führen, sendet der Regelzonenführer, nur bei wesentlichen Änderungen dieser, eine Information an die Krisensicherungsakteure.

5.2 Informationen der KRISENSICHERUNGSAKTEURE an den Regelzonenführer

Im Fall von Ausfällen von Lieferungen und/oder Speichern/Leitungen informieren die KRISENSICHERUNGSAKTEURE unverzüglich den Regelzonenführer per geeignetem Informationsmedium.

5.3 Allgemeines

Die KRISENSICHERUNGS AKTEURE sind dafür verantwortlich, dass die Informationstechnologie einsatzbereit und durch Personal besetzt sind und routinemäßig kontrolliert werden, ob Informationen eingelangt sind.

Jener KRISENSICHERUNGS AKTEUR, der eine Information versendet, ist nicht verpflichtet die empfangenden KRISENSICHERUNGS AKTEURE auf diesen Umstand aufmerksam zu machen.

Sollte es aufgrund einer gegebenen Dringlichkeit erforderlich sein die Informationen telefonisch abzuwickeln, sind diese anschließend unverzüglich per geeignetem Informationsmedium zu bestätigen.

5.4 Inhalt der Informationen

Jede Information hat in Kurzform im Wesentlichen folgendes zu enthalten:

5.1.4 Vom Regelzonenführer an die KRISENSICHERUNGS AKTEURE

- Betreff (z.B. STUFE 1, Liefereinschränkung Russengas 4, Speicherausfall, etc.)
- Versorgungssituation (VS)
- (voraussichtlicher) Zeitpunkt des Eintretens und (voraussichtliche) Dauer

5.1.5 Von den KRISENSICHERUNGS AKTEUREN an den Regelzonenführer

- Betreff (z.B. Liefereinschränkung Inlandgas, Speicherausfall, etc.)
- (voraussichtlicher) Zeitpunkt des Eintretens und (voraussichtliche) Dauer

6. Maßnahmen zur Sicherung der Versorgung

Diese Maßnahmen sind stufenweise aufgebaut und setzen ein, wenn sich eine Versorgungssituation (VS) einstellt, bei welcher die Summenabnahme der BGVs über die Einspeisungen in die Regelzone 80 % der verfügbaren Erdgasaufbringung erreicht hat.

Die verfügbare Erdgasaufbringung errechnet sich als Summe der Leistungen aus

- den mit OMV und RAG vertraglich abgeschlossenen Inlandgasmengen,
- den mit OMV und RAG vertraglich abgeschlossenen Speichern und
- der jeweiligen Importgasanlieferung

6.1. STUFENPLAN

Die Anwendung der in den folgenden Stufen angeführten Schwellenwerte wird der Regelzonenführer unter Bedachtnahme auf die in Punkt 5.1 definierten Richtlinien durchführen.

STUFE 1 - VS $\geq$ 80 % - VORINFORMATION zur KRISENVERSORGUNG

Es sind folgende Handlungen zu veranlassen:

- Der Regelzonenführer benachrichtigt die KRISENSICHERUNGSAKTEURE über die Ausrufung der STUFE 1 in geeigneter Form.
- Die Durchführungsorgane der Netzbetreiber bereiten Maßnahmen vor, die erforderlichenfalls eine unverzügliche Abschaltung von Verbrauchern ermöglichen.

STUFE 2 - VS $\geq$ 90 % - KRISENVERSORGUNG

Es sind folgende Handlungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben zu veranlassen:

- Der Regelzonenführer benachrichtigt die KRISENSICHERUNGSAKTEURE über die Ausrufung der STUFE 2 in geeigneter Form.
- Die Durchführungsorgane von OMV und RAG bereiten Maßnahmen zur Mobilisierung von Betriebsreserven (1) bei der Inlandgasproduktion und bei den Speichern vor.
- Die Durchführungsorgane der Netzbetreiber ergreifen Maßnahmen, welche die Einhaltung ihrer in der STUFE 2 zustehenden Krisenversorgungsleistung (KVL), nötigenfalls durch Abschaltung von Verbrauchern, gewährleisten.

Die den Netzbetreibern in der STUFE 2 zustehenden Krisenversorgungsleistungen werden vom Regelzonenführer ermittelt.

STUFE 3 - VS $\geq$ 95 % - KRISENSTAND

Es sind folgende Handlungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben zu veranlassen:

- Die Regelzonenführer benachrichtigt die KRISENSICHERUNGSAKTEURE über die Ausrufung der STUFE 3 in Form einer geeigneten Information.
- Die Durchführungsorgane von OMV und RAG mobilisieren alle Betriebsreserven (1) bei der Inlandgasproduktion und bei den Speichern und reduzieren ihren Eigenverbrauch bzw. den ihrer direkten Abnehmer auf das unbedingt nötige Maß.
- Die Durchführungsorgane der Netzbetreiber ergreifen Maßnahmen, welche die Einhaltung ihrer in der STUFE 3 zustehenden Krisenstandsleistung (KSL), nötigenfalls durch Abschaltung von Verbrauchern, gewährleisten.

Die den Netzbetreibern in der STUFE 3 zustehenden Krisenstandsleistungen werden für den jeweiligen Anwendungsfall für

VS $\geq$ 95% und

VS $\geq$ 100%

vom Regelzonenführer ermittelt.

(1) Sollten Leistungen über die vertraglich insgesamt mit OMV und RAG abgeschlossenen hinaus benötigt werden, so werden sich OMV und RAG bemühen, diese zusätzlichen Leistungen im Rahmen ihrer Betriebsreserven nach Können und Vermögen zur Verfügung zu stellen.

Die Abgeltung der dadurch gegebenenfalls entstandenen zusätzlichen Aufwendungen sowie die Tragung dieser erfolgt gemäß den gesetzlichen Vorgaben durch die Krisensicherungsakteure (Vergleiche Ausgleichszahlungsverordnung).

6.2 Rückstellung

Der Regelzonenführer wird, wenn sich gegenüber der letzten von ihm ausgegebenen Information insgesamt durch einen gesunkenen Erdgasbedarf der Abnehmer und/oder eine gestiegene Erdgasaufbringung eine Verbesserung in der Versorgungssituation eingestellt hat, welche die Anwendung einer niedrigeren VS - STUFE oder die Aufhebung der Maßnahmen möglich macht, die KRISENSICHERUNGSAKTEURE unverzüglich in Form einer geeigneten Information davon in Kenntnis setzen.

Für die, bei einer Rückstellung von den Durchführungsorganen zu veranlassenden Handlungen, ist der Punkt 6.1 - STUFENPLAN sinngemäß in umgekehrter Reihenfolge anzuwenden.

7. DATENAUSTAUSCH / TECHNISCHE EINRICHTUNGEN

Die KRISENSICHERUNGSAKTEURE verpflichten sich, alle für die Durchführung des KRISENVERSORGUNGS-PLANES nötigen Daten zur Verfügung zu stellen.

Die zur Umsetzung des KRISENVERSORGUNGSPLANES nötigen technischen Einrichtungen werden die KRISENSICHERUNGSAKTEURE im Sinne der größtmöglichen Verfügbarkeit und Zweckmäßigkeit gemeinsam festlegen.

ANHANG 2

GASINFRASTRUKTUR – PRIORITÄRE AUSBAUPROJEKTE

Wie in anderen Bereichen ist auch im Erdgasbereich - und Energiebereich allgemein - die Aufrechterhaltung guter Beziehungen zu den Transitländern, eine Diversifizierung der Transportwege sowie eine solide Investitionssicherung im Infrastrukturbereich von rudimentärer Bedeutung für die sicherer Versorgung der Union. Die Europäische Union hat diesen Handlungsbedarf erkannt und setzt verstärkt auf einen intensiven internationalen Dialog mit den Förderländern und eine Stärkung der Versorgungsnetze als Mittel der Infrastruktursicherung. In der Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat vom 15.5.2003 über die „Entwicklung einer Energiepolitik für die erweiterte Europäische Union, ihre Nachbarn und Partnerländer“ (KOM(2003) 262 endg.) werden die nachstehenden Vorhaben im Erdgasbereich mit höchster Priorität eingestuft. Sie sollten in den kommenden Jahren die politische und eventuell finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft über geeignete und zweckgerichtete Programme erhalten, um eine sichere Gasversorgung aus angemessenen und diversifizierten Quellen zu gewährleisten.

1. RUSSLAND

- Nördliche transeuropäische Gasleitung (ca. 1.295 km lang, Transport russischen Gases von der russischen Küste nördlich St. Petersburg unter der Ostsee nach Norddeutschland und von dort nach den Niederlanden und ins Vereinigte Königreich. Vorgesehen ist eine Kapazität zwischen 20 und 30 Mrd. m³ pro Jahr, wichtigste Einspeisungsquelle soll das neue Shtokman-Feld sein, das etwa 650 km nordöstlich von Murmansk in der Barentssee liegt).
- Ein zweites Gasleitungsnetz Yamal-Europa durch Belarus (Belarus ist ein wichtiges Transitland für russische Gaslieferungen nach Europa. Beltransgaz, das Monopolunternehmen des Landes im Sektor des Erdgastransports, betreibt insgesamt über 2000 km Erdgasleitungen) und Polen parallel zum ersten. Es würde eine ähnliche Kapazität haben.

2. EUROPA-MITTELMEERRAUM

- Verbindungen von Frankreich und Spanien nach Algerien zur Schaffung eines zweiten “Medgaz”;
- Verbindungen von Algerien nach Italien und Frankreich über Sardinien und möglicherweise Korsika;
- eine fünfteilige Gasleitungsverbindung EU - Arabische Länder (Ägypten-Jordanien; Syrien; Libanon; Zypern und Türkei), für die eine Vereinbarung zwischen den beteiligten Partnern erforderlich ist;
- Belieferung der erweiterten Europäischen Union und insbesondere der baltischen Region mit Flüssigerdgas aus Ägypten und Algerien;
- Verbindung Türkei-Griechenland-Italien mit direkter oder indirekter Einbeziehung der südosteuropäischen Länder, wodurch wiederum die Ressourcen der kaspischen Region und des Iran für den Markt der erweiterten EU und den Balkan zugänglich würden;
- Erdgasverbund Libyen-Ägypten zur Vervollständigung des Mittelmeer-Erdgasrings.

3. SÜDOSTEUROPA

▪ Gasleitung Türkei - Bulgarien - Rumänien - Ungarn - Österreich;

Aufgrund der geografischen Lage Bulgariens, Rumäniens und Ungarns zwischen den großen Rohstoffquellen Russlands und der kaspischen Region einerseits und Großverbrauchern in der Türkei und in Europa andererseits ist Südosteuropa ein wichtiges Durchgangsgebiet für Erdgaslieferungen aus Russland und dem Gebiet um das Kaspische Meer.

Verbindung:	Türkei–Österreich (via Bulgarien, Rumänien, Ungarn)
Herkunft:	Aserbaidshan u. a.
Kapazität:	20 Mrd. m³
Geschätzte Kosten:	6 Mrd. EUR

Verlauf	Länge (in km)		Länge (in km)
Baku – Tiflis – Erzurum	1 062	Istanbul – österreichische Grenze (Baumgarten)	1 330
Erzurum – Ankara	857		
Ankara – Istanbul	380		
Zwischensumme:	2 300	Insgesamt:	3 630

Projektstatus:

Durchführbarkeitsstudie in der Anfangsphase.

Beteiligte Unternehmen: OMV Erdgas (Österreich), MOL (Ungarn), Transgaz (Rumänien), Bulgagas (Bulgarien), BOTAS (Türkei).

*Detailerläuterung zur projektierten Verbindung Türkei–Österreich
Mitteilung der Kommission über die „Entwicklung einer Energiepolitik für die erweiterte Europäische Union, ihre Nachbarn und Partnerländer“ (KOM(2003) 262 endg.), Anhang I, Kap. 10.4.4*

- Gasleitung Griechenland - ehemalige jugoslawische Republik Mazedonien - Serbien - Bosnien - Kroatien und Slowenien.

4. KASPISCHES BECKEN

- Gasleitung Aserbaidshan – Georgien – Türkei;
- Gasleitung Kasachstan – Russland (- Ukraine);
- Gasleitung Iran – Türkei.

5. WEITERE WICHTIGE PARTNER

Steigerung der Gesamtleistung sowie der technischen und allgemeinen Sicherheit des ukrainischen Gastransitnetzes.

*Projektauflistung: Wörtlichen Auszug des Kap.7.3der Mitteilung der Kommission an
das Europäische Parlament und den Rat vom 15.5.2003 über die „Entwicklung einer Energiepolitik
für die erweiterte Europäische Union, ihre Nachbarn und Partnerländer“ (KOM(2003) 262 endg.).*

ANHANG 3

NATIONALSTAATLICHE REGELUNGEN ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die nachstehenden Angaben in Tabellenform geben vollinhaltlich die Angaben der CEER Mitglieder zu einem Fragebogen der E-Control betreffend die nationalstaatlichen Regelungen im Bereich der Versorgungssicherheit vom März 2003 wieder.

(1) IS THERE ANY KIND OF EMERGENCY PLAN IN YOUR COUNTRY, THAT DEFINES MEASURES TO BE TAKEN IN CASE OF A DISRUPTION OF SUPPLY?

COUNTRY	ANSWER
AUT	Before the total opening-up of the Austrian gas market by October 1 st , 2002 measures regarding security of natural gas have been ruled throughout a emergency plan under private law concluded between the major market players. As there are new responsibilities of the market players subsequently to the full liberalisation of the Austrian market in natural gas, this agreement expires. On behalf of this considerations are taken now by the authorities, to adapt the former emergency plan to the new market system and distribute its duties among the new responsibilities
BELGIUM	The legal basis which determines the level of security of supply in the pre-liberalisation period was limited to one public service obligation (PSO) which guarantees continuity of gas supply to the public distribution. It was next the role of 'old' Distrigas (transportation and supply) to undertake the necessary measures to accomplish this PSO. This PSO will be not longer valid for the public distribution as soon as the households become eligible. This will be the case in the Flemish region from 01/07/03. No date is yet fixed by the Walloon and Brussels-Capital regional governments, but according to the proposed 2 nd EU Gas Directive this should be the case before 01/07/07.
FRANCE	The main operator has set a plan in co-operation with the Government (see a), b), c) and d)). This plan is being reviewed: the gas law of 4 January 2003 states that: - the minister in charge of Energy can require gas suppliers to submit every year the planning of their gas imports. The minister can require a supplier to diversify its imports (art 5) - public service obligations are imposed to transport and LNG operators, gas suppliers, stockers. These obligations include inter alia security of supplies. A decree setting the conditions of application is being discussed. (art 16) <i>Note:</i> in case of severe disruption, a contingency plan can be put into force by the Government.
IRELAND	The Bord Gáis Transmission Code of Operations (Document setting out the rights and responsibilities of parties using the Transmission system; ("the Code")), sets out the measures to be taken in an emergency, including a disruption of supply.
LUXEMBURG	Not on a legal basis. Supply contracts are on an interruptible or non interruptible basis. Interruptible contracts would of course cease to be supplied in case of an emergency.
PORTUGAL	Transgás, the company which has the concession for import, transport and wholesale (Local Distribution Companies and clients with consumption above 2 million m ³ per year) is obliged to maintain a strategic reserve equivalent to 20 days consumption (referred to previous year) of non-interruptible clients. Therefore, these do not include the Tapada do Outeiro combined cycle power plant of 990 MW.

SPAIN	At present there is not a specific emergency plan with specific measures to be taken in case of a disruption of supply. Nevertheless, there is an article, in the Hydrocarbons Law, dedicated to the statement of possible measures to be applied in this case, as: - Provisional limitation or modification of the natural gas market. - Establishment of special obligations related to the minimum security of supply reserves of natural gas. - Provisional limitation or modification of TPA rights. - Modification of the general conditions of general regularity supply. - Subjection of external natural gas supplies to administrative authorisation. - Others, according to international organizations proposals, (with participation of our country). The emergency plan related to the measures previously stated will be developed by the Government, together with the remuneration system applicable to the activities affected by them.
-------	--

a. IF YES, IS THIS EMERGENCY PLAN BASED ON PRIVATE LAW OR ON A LEGAL BASIS?

COUNTRY	ANSWER
AUT	The former emergency-plan was concluded under private law between the major market players. As the liberalised market system defines new roles and subsequently a competitive market-performance, an emergency-plan done under private law seems to be insufficient regarding an unequivocal administration of the law. For this reason a new emergency-regulation on a legal basis is actually discussed. This legal basis could be a the existing emergency setting in action an emergency plan in case of disruption of supply.
BELGIUM	The PSO finds its legal basis in the Royal Decree (RD) of 15 March 1966 concerning the general regulation for gas transportation licenses
FRANCE	Both
IRELAND	The plan is based on private law, as drawn up in consultation with the major players in the Irish gas market, and as set out in Section 14 of the Bord Gáis Transmission Code of Operations. All Irish shippers are bound under the terms of their Standard Transportation Agreements with Bord Gáis to comply with the provisions of the Code.
LUXEMBURG	The legal basis is developed so far that an emergency plan could be implemented.
PORTUGAL	This obligation was established on a legal basis (Decree-Law 274-C/93 of 4 August 1993).
SPAIN	-

b. IF YES, WOULD YOU KINDLY DESCRIBE THE MAIN CONTEXT OF THIS EMERGENCY PLAN IN SHORT TERMS: WHICH RESPONSIBILITIES ARE DEFINED? WHICH ARE THE RESPONSIBLE PLAYERS TO TAKE THE CORRESPONDING MEASURES? IS THERE ANY REGULATION CONCERNING THE OUTCOMING COSTS IN CONSEQUENCE OF THE MEASURES TAKEN BY THE RESPONSIBLE PLAYERS?

COUNTRY	ANSWER
AUT	- The former emergency- plan laid down three scenarios regarding different supply situations of natural gas supply (> 80%, > 90%, > 95 %) and the relating measures to be taken by the market players in case of them occurring. The emergency-plan concluded a defined information-flow and established OMV as the responsible actor to set defined measures. The measures known mostly regarded the short-term interruption of supply to natural gas customers or the mobilisation of reserves from storage and domestic production. The emergency plan engaged the parties to the contract to fulfil the obligations set corresponding to their individual possibilities, but did not include any regulations concerning the outcoming costs in consequence of the measures taken. - A new emergency-regulation on a legal basis should contain the corresponding responsibilities and measures to be taken in case of disruption of supply. A supplementary regulation concerning the outcoming costs in consequence of the measures taken is considered.
BELGIUM	The translation of the RD into operational levels of security of supply (e.g. for sizing the infrastructure) was based on rather voluntary agreements between the central gas company Distrigas and the Belgian Government. Following criteria were agreed: - peak volume (cold winter): the winter of 1962/63; a chance of 1 in 95 years; - peak transportation capacity: -11°C; a chance of 1 in 10 years. The corresponding costs were implicitly socialised through the regulated gas prices.
FRANCE	The emergency plan still in force falls under the responsibility of the main operator. It involves stock draw measures and interruption of gas supplies to interruptible consumers. The contingency plan falls under the responsibility of the Minister in charge. The outcoming costs are not envisaged. The decree implementing art. 16 will determine the responsibilities involved in the new emergency plan design as well as the conditions of its application
IRELAND	The transporter assumes responsibility for the following: - Determining whether an emergency exists - Determining the duration of the emergency - Taking 'emergency steps' to deal with the emergency or requesting that Shippers should take emergency steps - Requesting Shippers to decrease gas flows at Entry points - Reducing demand at exit points, where necessary, in the following order: - o Very large customers (including power stations) - o Large industrial consumers - o Commercial and small industrial consumers - o Residential and priority institutional consumers The Transporter may impose upon Shippers any obligations/responsibilities it deems necessary to deal with the emergency. During an emergency, Shippers must - Cooperate with the Transporter, and comply with the Transporters instructions. - In relation to costs: - The financial obligations of Shippers under their STAs remain in effect for the duration of the emergency - The Transporter shall not be liable for costs incurred by Shippers - The Transporter shall be cost neutral as regards its own costs

	- Each Shipper is liable for its own costs In addition to emergency provisions, the Transporter may declare - a 'Difficult Day' when there is limited flexibility on the system, restricting users to offtake gas at a uniform rate throughout the day - a 'Restricted Capacity Day' when there is reduced capacity on part of the Transportation system, giving smaller users priority inverse to the order g. above.
LUXEMBURG	-
PORTUGAL	The Portuguese natural gas market has not yet been liberalised. All market players (TSO and Local Distribution Companies) have their own concession contracts. The emergency reserve obligation only falls on the TSO (Transgás) which is constructing underground storage capacity to cope with the obligation. The inherent costs are passed on to the transport tariff and thus on to the price for Local Distribution Companies and final clients. Decree-Law 274-C/93 also establishes that the Government may impose higher levels of emergency reserve to Transgás by means of fair financial retribution.
SPAIN	-

c. IF YES, DOES THE EMERGENCY PLAN ONLY DEFINE MEASURES TO BE TAKEN IN CASE OF A SHORT-TERM DISRUPTION OF GAS SUPPLY OR DOES IT EVEN REGULATE THE CASE OF LONG-TERM DISRUPTIONS? WHICH IS THE PERIOD COVERED?

COUNTRY	ANSWER
AUT	The former emergency- plan did not correspond to any time factor of disruption. For a new emergency-plan on a legal basis regulations regarding the time factor of disruption of supply have not yet been considered.
BELGIUM	The RD is mainly concerned with ST security of supply. There is no explicit regulation regarding LT security of supply, but the common practice shows that the bilateral consultations between Distrigas and the federal government has led to a diversified supply portfolio.
FRANCE	The emergency plan still in force apply to both short term and one year disruptions
IRELAND	The plan does not specify the period for which it applies. It applies generally to all disruptions to supply.
LUXEMBURG	-
PORTUGAL	The obligation only mentions the need to have permanently in stock the quantity equivalent to the above-mentioned 20 days of consumption. There is no reference to long-term supply disruption measures. This means that the current combined cycle power plant (Tapada do Outeiro) has its own fuel switching capabilities
SPAIN	-

d. IF YES, DOES THE EMERGENCY PLAN ONLY REGULATE A PARTLY OR EVEN A TOTAL DISRUPTION OF GAS SUPPLY? WHICH IS THE PERCENTAGE OF DISRUPTION COVERED?

COUNTRY	ANSWER
AUT	The former emergency- plan defined three scenarios regarding different supply situations: > 80%, > 90%, > 95 %. For a new emergency-plan on a legal basis regulations regarding to the percentage of disruption of supply are under discussion. A graduation as established within the former emergency-plan is considered.
BELGIUM	The target of the RD is continuity of supply to the public distribution, thus a 100%

	guarantee. Of course, given the necessary use of the operational criteria there remains a certain risk of supply failure in very extreme weather circumstances (cf. chances above).
FRANCE	The emergency plan still in force takes into account the disruption of around ¼ of total supplies in France
IRELAND	The plan does not specify the degree of disruption to which it applies.
LUXEMBURG	-
PORTUGAL	The obligation relates only to non-interruptible consumption including the 900 MW of maximum power generation capacity. This means that the current combine cycle power plant is not covered by the emergency reserve obligation. Consumption for power generation represents currently slightly more than 50%. By 2010, according to the above-mentioned Decree-Law (274-C/93), consumption in the second 900 MW power plant has to be covered by the emergency reserve. Total demand for power generation is expected to represent around 30% of total consumption in 2010.
SPAIN	-

2 WHICH ARE THE CONSEQUENCES EXPECTED BY TRANSPOSING THE PROPOSAL FOR A DIRECTIVE CONCERNING SECURITY OF NATURAL GAS SUPPLY AS ACTUALLY DISCUSSED?

COUNTRY	ANSWER
AUT	See above answer to question 1 and 1a-1d.
BELGIUM	There will be likely new PSOs specified which determine the level of 'firmness' of different kinds of firm supply contracts. A common level of firmness of supply to households will be determined, this is not only desirable from social concerns but also because of the lack of tele-metering of residential gas consumption. Conform the market opening, a maximum room will be given for negotiating the desired level of security of supply. Especially, power plants and industrial consumers with multi-fuel equipments may make the trade-off between the level of security of supply and the premium they have to pay for that.
FRANCE	The consequences will depend on the application of the 2003 gas law
IRELAND	Given Ireland's geographical location, the directive could impose relatively onerous requirements, the cost of which could impede the development of the Irish gas market.
LUXEMBURG	The administrative burden for both public administration and the market operators would increase enormously. In addition, if physical stocks have to be contracted even for member states that have not the geological possibilities to exploit stocks on their national territory, then the related costs would be an disproportionate price driver for natural gas
PORTUGAL	This matter has not yet been studied by ERSE, neither by the Directorate General for Energy of the Ministry of Economy.
SPAIN	The approval of this proposal for the security of supply Directive would imply his transposition to the national law with the following main consequences (a-b)

a. WHICH LEGAL MEASURES WOULD HAVE TO BE TAKEN BY TRANSPOSING THE PROPOSAL? ARE THERE ANY CONSIDERATIONS ALREADY TAKEN REGARDING NECESSARY MEASURES ON A LEGAL BASIS?

COUNTRY	ANSWER
AUT	See above answer to question 1 and 1a-1d.
BELGIUM	PSOs will be determined, also regarding services of "supplier of last resort". PSOs may be put forward in the terms of top-up requirements regarding e.g. storage. This is still in the studying phase.
FRANCE	-
IRELAND	Transposing the directive could require primary legislation or a statutory instrument/order. At present we are aware of no steps having taken place to implement it.
LUXEMBURG	The directive would eventually have to be integrated into the law transposing the first and second gas directives. -No
PORTUGAL	Not yet studied
SPAIN	Clarifying the general roles and responsibilities of the different market actors in fulfilling the security of supply standards. - Setting high security of supply standards for gas supplies for power generation in particular with regard to the level of interruptible demand and alternative fuel back-up capacities in this sector. - Take the necessary measures to ensure that security of supply can be maintained to non-interruptible customers without fuel switching capabilities in case of disruption of the single largest source of gas supply during sixty days given average weather conditions. - Take the necessary measures to ensure that security of supply can be maintained to non-interruptible customers without fuel switching capabilities in case of extremely cold temperatures during a period of three days statistically occurring every twenty years. - Take the necessary measures to ensure that security of supply can be maintained to non-interruptible customers without fuel switching capabilities in case of a cold winter statistically occurring every fifty years. - Put in place emergency and contingency instruments to cater for a sudden crisis in the market. In any case, at present the Spanish law establishes some general rules related to the security of gas supplies, consisting on: - Minimum security of supply reserves of 35 days of firm consumption to be maintained by all the agents incorporating gas to the system. - Diversification of external supplies, with a maximum of 60% of them coming from the same origin country.

b. WHICH ARE THE APPROXIMATELY EXPECTED COSTS IF THE PROPOSAL FOR THE DIRECTIVE MENTIONED ABOVE WOULD HAVE TO BE TRANSPOSING IN THE ACTUALLY DISCUSSED VERSION?

COUNTRY	ANSWER
AUT	No cost-estimate already done
BELGIUM	No cost estimates at the moment. Regarding the recovery of the costs related to security of supply, it is the aim to pass it through in a cost-reflective way as possible..
FRANCE	-
IRELAND	No cost estimate has been carried out. However, it is likely that the directive would require the development of LNG facilities, adding significantly to the costs in the industry.
LUXEMBURG	No money spent yet for evaluating precisely the costs for implementing a directive that is still up to discussion
PORTUGAL	Not yet studied
SPAIN	Costs haven't been estimated yet

ANHANG 4

LONG-TERM TAKE-OR-PAY (TOP) VERTRÄGE

*Long-term Take-or-Pay*¹⁰⁵⁾ Verträge werden grundsätzlich als sehr starre Verträge angesehen, da sie Käufer und Verkäufer, mit genau definierten gegenseitigen Verpflichtungen, auf einen Zeitraum von 20 bis 25 Jahre aneinander binden. Diese Verträge beinhalten eine Klausel, nach welcher der Käufer für eine bestimmte Menge Erdgas - gleichgültig ob diese bezogen wurde oder nicht - zahlen muss, während dem Verkäufer die Verpflichtung auferlegt wird, die definierten Erdgasmengen auch zur Verfügung zu stellen. Durch diese Vorgehensweise wird erst die Finanzierung und somit in weiterer Folge die Ausführung dieser sehr kapitalintensiven Projekte sichergestellt.

In manchen dieser Verträge werden die Preiskonditionen für die Laufzeit der Verträge festgelegt, während in den anderen Verträgen Vorkehrungen für neue Preisverhandlungen vorgesehen sind, um Adaptionen an die sich ändernde Sachlage zu ermöglichen. Der erste Typ wird üblicherweise in Großbritannien, der zweite in Kontinentaleuropa angewendet.

Die in Kontinentaleuropa verwendeten Verträge sehen üblicherweise vor, alle 3 Jahre reguläre Verhandlung durchzuführen, wobei sowohl der Preis als auch andere Konditionen verändert werden können, falls sich die Begleitumstände signifikant ändern. Im Falle einer Nichteinigung über Änderungen kann ein Schiedsgericht angerufen werden.

Normalerweise sehen die in Kontinentaleuropa verwendeten *long-term* ToP Verträge vor, dass sich die Erdgaspreise am Wettbewerb des Käufermarktes orientieren. Durch diesen Zugang kommt es zu unterschiedlichen Preisen auf unterschiedlichen Märkten, die möglicherweise weiter entfernt liegen und somit eigentlich- transportkostenbedingt -höhere Preise haben sollten, die Ware Erdgas aber trotzdem billiger angeboten wird. Diese Preisunterschiede generieren einen Anreiz für die Käufer, um auf anderen Märkten, die einen höheren Erdgaspreis aufweisen, Teile der gekauften Menge zu verkaufen. Da die Verkäufer dies unterbinden wollen, wird (wurde) eine sogenannte „Destinationsklausel“ vereinbart, die das Wiederverkaufen verhindern soll: Diese Destinationsklausel ist im Lichte des EU-Rechtes bedenklich.

Long-term ToP Verträge beinhalten üblicherweise ein gewisses Erdgasvolumenflexibilitätselement, dessen Höhe sich an den wirtschaftlichen Bedingungen der Produktion bzw. des Transportes orientiert. Falls sich die Produktion nahe dem Konsumentenmarkt befindet und es sich nicht um Erdölbegleitgas handelt, wird die Volumensflexibilität relativ hoch sein, während bei langen Transportdistanzen und/oder bei Förderung von Erdölbegleitgas (dies deswegen, da bei einer bandförmigen Erdölproduktion, die unter anderem zum Verhindern des sogenannten *coning*

¹⁰⁵ Vgl. International Energy Agency (IEA): Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, S 48f.

erforderlich ist, die Erdgasmenge auch kontinuierlich anfällt und bei Nichtverbrauch abgefackelt werden müsste) sich die Flexibilität in relativ engen Grenzen halten wird.

Die in den *long-term* ToP Verträgen vereinbarte maximal mögliche Flexibilität bildet sich- vereinfacht gesprochen- aus der Differenz zwischen der technisch maximalen Rohrleitungskapazität und der minimalen zu bezahlenden Abnahmeverpflichtung für verschiedene Zeitspannen; ein Jahr für *long-term* Flexibilität und ein Tag oder eine Stunde für *short-term* Flexibilität:

Die jährliche Flexibilität bewegt sich typischerweise innerhalb eines Bereiches von 20%. Die minimal zu bezahlende Menge dient hauptsächlich zur Absicherung des *cash flow* des Verkäufers. Aus diesem Grund beinhalten üblicherweise die *long-term* ToP Verträge sogenannte *carry forward* Vorkehrungen. D.h., dass Erdgasmengenabnahmen, die über den Minimumabnahmen liegen, bei zukünftige Minimumabnahmen angerechnet werden können. Ebenfalls wird typischerweise eine sogenannte *make-up* Vorkehrung vereinbart. D.h., dass im Falle einer Abnahme, die unter der Minimumabnahmemenge liegt, dennoch die Minimummenge bezahlt werden muss, der Differenzbetrag (Differenzmenge mal Preis) aber bei den zukünftigen Zahlungsverpflichtungen, die über den Minimumzahlungen liegen, angerechnet wird. Dies kann man mehr oder minder als Vorauszahlung betrachten. Zusätzlich können in den Verträgen auch Volumensanpassungsklauseln enthalten sein, wonach die Abnahmemenge von exogenen Einflussfaktoren, wie der Außentemperatur, abhängig gemacht wird.

Die täglich mögliche Flexibilität ist, vereinfacht gesprochen, die Differenz zwischen der täglichen Kapazität und der täglichen Abnahmeverpflichtung: Die täglich Abnahmeverpflichtung dient nicht zur Absicherung des *cash flow* des Verkäufers, sondern resultiert sehr oft aus der technischen Notwendigkeit von minimalen Durchflussnotwendigkeiten oder um die Erdölbegleitgasmenge abzunehmen.

Der aus einem gegebenen Vertrag resultierende sogenannte *swing* spiegelt das Verhältnis zwischen täglicher und jährlicher Verpflichtung wider. Wo die tägliche Verfügbarkeit beträchtlich höher ist als die durchschnittliche jährliche Verfügbarkeit, wird der swing hoch sein, um eben den Schwankungen des Verbrauches nachfahren zu können (siehe Feld Groningen in den Niederlanden). In jenen Fällen, in denen das Erdgas über lange Strecken transportiert werden muss, ist die tägliche Verfügbarkeit normalerweise nicht höher als die durchschnittliche jährliche Verfügbarkeit, da anderenfalls größere Kapazitäten und somit höhere Investitionen erforderlich werden, ohne dass der *cash flow* des Verkäufers garantiert wird.

ANHANG 5

E-CONTROL ROUND TABLE ERDGASVERSORGUNGSSICHERHEIT, 17.10.2003

Bei einer Round Table Veranstaltung der E-Control GmbH am 17. Oktober 2003 wurde mit über 50 Teilnehmern allen involvierten Repräsentanten der Versorger, der Netzbetreiber, der Regelzonenführern, der Verrechnungsstellen, der Produzenten, der Speicherbetreiber sowie der Industrie- und Haushaltskunden die Möglichkeit gegeben, ihre Standpunkte und Vorschläge zur vorliegenden Studie und den Handlungsempfehlungen der E-Control zum Thema Erdgasversorgungssicherheit darzulegen und zu diskutieren.

Das nachstehende Protokoll der Veranstaltung fasst die Diskussionsbeiträge zusammen und stellt die einzelnen Positionen der Marktteilnehmer dar: Die Präsentationsunterlagen der Vortragenden sind auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) verfügbar.



PROTOKOLL

<u>Thema:</u>	E-Control Round Table: Erdgasversorgungssicherheit in Österreich – Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen
<u>Datum:</u>	17.10.03
<u>Zeit:</u>	10.00 bis 16.00 Uhr Wirtschaftskammer Österreich
<u>Ort:</u>	1045 Wien – Wiedner Hauptstraße 63 – Saal 7
<u>Teilnehmer:</u>	gemäß Teilnehmerliste ECG: wbo, msc, the, rva, asc, rop, pob, ngr
<u>Schriftführer:</u>	ngr, rop

Allgemeines

Das Thema Versorgungssicherheit (VS) am österreichischen Erdgasmarkt wurde bereits im Rahmen des Marktregel (MR) II Prozesses im ersten Halbjahr 2003 mit den Marktteilnehmern diskutiert; eine Behandlung in den MR konnte jedoch mangels adäquater gesetzlicher Grundlage nicht erfolgen. ECG erstellte daher i.A. des BMWA eine Studie „*Erdgasversorgungssicherheit in Österreich – Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen*“, die den Marktteilnehmern und Mitgliedern des Erdgasbeirates als Diskussionsentwurf zur Verfügung gestellt wurde.

Die eingegangenen Beiträge und Positionen der Marktteilnehmer wurden am 17.10.2003 im Rahmen eines Round Table diskutiert.

Inhalt

Gemäß Programm

Begrüßungsstatement

DI Walter BOLTZ, E-Control GmbH (ECG)

DI Boltz betont das Erfordernis, die Regelungen betreffend die Erdgasversorgungssicherheit an die geänderten Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes zu adaptieren. Zwar habe die vollständige Öffnung des Marktes bisher weder negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit gezeigt, noch gebe es konkrete Anlassfälle, die auf eine Einschränkung der Versorgungssicherheit schließen lassen, die geänderte Rollenverteilung und Verantwortung der Marktakteure ebenso wie die fortschreitende europäische Integration und die damit verbundenen (rechtlichen) Vorgaben, würden jedoch eine Anpassung der VS-Regelungen erfordern.

Statement des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit

Mag. Klaus JENNY, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA)

*Mag. Jenny weist auf die VS als wesentliche Zielsetzung der österreichischen Energiepolitik hin. Gerade die aktuellen *blackouts* im Strombereich und die damit verbundenen Konsequenzen würden das Erfordernis einer stabilen Energieversorgung aufzeigen. Der Diskussionsprozess zum Thema VS wird aus Sicht des BMWA daher ausdrücklich begrüßt.*

Angesichts der veränderten Rahmenbedingung am österreichischen Gasmarkt infolge der 100%igen Liberalisierung bedürfe es einer Anpassung der Regelungen zur VS an die geänderte Rollenverteilung und Marktsituation. In concreto fehle ein konkreter Krisenmechanismus sowie ein geregeltes Prozedere zur Bewältigung von VS-Krisen. Die bestehenden Regelungen des Energielenkungsgesetzes seien hierfür nicht ausreichend und müssten adaptiert werden. Vorstellbar wäre eine Regelung in Anlehnung an den Elektrizitätsbereich. Hierbei bedürfe es insbesondere einer präzisen Rollenverteilung zwischen den einzelnen Marktakteuren.

Statements aus Sicht der Kunden

Aus Sicht der industriellen Gasabnehmer

DI Dr. Franz URBAN, Österreichischer Energiekonsumentenverband (ÖEKV)

[Im Namen der gasverbrauchenden Industrie - i.A. Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Bundessparte Industrie (BSI), Industriellenvereinigung (IV)]

Aus Sicht des ÖEKV (i.V. s.o.) bietet die vorliegende Studie der ECG zur VS eine gute Übersicht über die Ist-Situation der österreichischen Gasversorgung. Begrüßt wird zudem das Aufzeigen der Notwendigkeit eines an die neuen Marktgegebenheiten adaptierten Krisenmechanismus zur Erdgas-VS. In Hinblick auf die Studie scheint aus Sicht des ÖEKV (i.V. s.o.) jedoch eine Überarbeitung der Datenbasis sowie ggf. eine Neuberechnung der Kostenabschätzungen erforderlich.

Als Forderungen der Industrie zum Bereich VS werden folgenden Kernaspekte genannt:

- Notwendigkeit eines an die neuen Marktgegebenheiten adaptierten Krisenmechanismus;
- Festlegung eines mehrstufigen Krisenplanes unter präziser Definition der Rolle der einzelnen Marktteilnehmer in den diversen Stufen;
- der Krisenplan solle ein Handlungsprozedere je nach Krisensituation/-ausprägung vorsehen und im Krisenfall als klar determiniertes Instrumentarium zur Krisenbewältigung dienen. Eine ad hoc Diskussion in Hinblick auf die Krisenbewältigung erst im Anlassfall wird als ineffektiv abgelehnt;
- Voraussetzung sei jedoch jedenfalls eine entsprechende gesetzliche Grundlage aufgrund derer bindende Detailmaßnahmen festgelegt werden können.
- Erforderlich sei
 - o Klärung des Kostenersatzes für industrielle Abnehmer (z.B. infolge eines Produktionsausfalles, Verbrauchsreduktion o.ä.) – ein allf. „Selbstbehalt“ müsse in Relation zu den Folgekosten stehen;
 - o Definition der Vorwarnzeiten bei Abschaltung.
- Abgelehnt wird
 - o Abschaltung industrieller Gasverbraucher als Maßnahme der Krisenbewältigung – die Sicherstellung der VS für Haushalt und KMU dürfe nicht zu Lasten der Industrie gehen;
 - o außer Kraft setzen der Marktregeln im Krisenfall, da diese u.a. eine Kostenaufteilung definieren würden;
 - o Pflichtbevorratung als Maßnahme der Krisenprävention

ECG (msc) unterstützt die Forderungen der Industrie, wonach ein lenkender Eingriff jedenfalls erst dann erfolgen sollte, wenn eine drohende bzw. bereits bestehende VS-Krise mit Mitteln des Marktes nicht mehr oder nicht ausreichend bewältigbar sei (entsprechend Vorgaben EnergielenkungsG). Ein ggf. erforderlicher Eingriff müsse dabei jedenfalls mit den jeweils gelindest möglichen Mitteln erfolgen.

Dies müsse auch für die Abschaltung von Abnehmern als Maßnahme der Krisenbewältigung gelten. Erforderlich sei deshalb jedenfalls eine klare Definition der Voraussetzungen einer Abschaltbarkeit im Krisenfall. Die Rolle der Industrie als abschaltbare Kunden sei nicht zuletzt auch durch das Erfordernis der Wahl des gelindesten Mittel bedingt, wonach insbesondere Haushaltskunden als besonders schützenswerter Kreis gelten müssen (so auch der Vorschlag für eine europäische RL zur Erdgas-VS).

Aus Sicht der Haushaltskunden

Mag. Gunda KIRCHNER, Kammer für Arbeiter und Angestellte Wien (AK)

Mag. Kirchner weist auf die Notwendigkeit hin, das Thema VS in einen weiteren Kontext zu stellen. Insbesondere für Haushaltskunden stelle die Verfügbarkeit von Erdgas als wichtiger Energieträger zu adäquaten Preisen ein Kriterium der Daseinsvorsorge dar. Hinsichtlich der Preisentwicklung zeige sich jedoch für den durchschnittlichen Haushaltskunden eine Verteuerung des Erdgaspreises um EUR 54.- ausgelöst durch eine Erhöhung der Erdgasabgabe ab Januar 2004.

Aus Sicht der Haushaltskunden sei daher v.a. das Erfordernis einer sozialen Versorgungssicherung an das Thema VS zu stellen. Dies impliziere den Schutz sozial schwächerer Kunden vor einem Versorgungsausschluss sowie die ausreichende Verfügbarkeit von Erdgas. Wettbewerb dürfe damit keinesfalls über VS stehen.

In concreto bestehen folgende Forderungen aus Sicht der Haushaltskunden an Maßnahmen betreffend die VS im Erdgasbereich:

- Haushaltskunden als schützenswerter Kreis;
- Krisenmechanismus ist vom BMWA per VO festzulegen und hat den Voraussetzungen des EnergielenkungsG zu entsprechen – spätestens ab jener Stufe, die einen Zugriff auf Speicherreserven bzw. die Abschaltung von Endabnehmern vorsieht;
- Zugriff auf Speicherreserven zum Zwecke der Sicherstellung der VS erforderlich.

ECG (msc) unterstreicht die Notwendigkeit, das Thema VS auch im Lichte der Daseinsvorsorge zu betrachten. Die vorliegende Studie der ECG konzentrierte sich jedoch auf Handlungsempfehlungen zur Bewältigung kurzfristiger VS-Krisen. ECG behandle das Erfordernis des Schutzes vor Versorgungsunterbrechungen als Aspekt der Daseinsvorsorge parallel in einem aktuellen Projekt betreffend den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb.

Statements aus Sicht der Netzbetreiber und Versorger

Aus Sicht der Netzbetreiber (NB)

Mag. Dr. Michael LÄNGLE, EVN AG

[als Vertreter des Fachverbandes der Gas- & Wärmeunternehmen (FVGW)]

Dr. Längle weist darauf hin, dass die Erdgas-VS im liberalisierten Gasmarkt geänderten Rahmenbedingungen unterliegt: während der vor der Liberalisierung geltende Notversorgungsplan eine freiwillige Vereinbarung integrierter Unternehmen darstellte, sei eine freiwillige Vereinbarung zwischen unbündelten Unternehmen mangels integrierter Ausgleichsfunktion und der Notwendigkeit ausschließlich betriebswirtschaftlich orientierter Entscheidungen in Hinblick auf Kapazitätsvorhaltungen/Speicher nicht mehr verhandelbar. Es bedürfe daher jedenfalls eines neuen Krisenmechanismus. Dabei sei auf das Zusammenspiel der Aspekte VS, SNT und Wettbewerb als kommunizierende Gefäße Bedacht zu nehmen.

Aus Sicht der NB konzentriere sich das Thema VS ausschließlich auf technische VS iSv Netzsicherheit (i.e. Instandhaltung, Wartung, Datensysteme etc) sowie den Netzausbau – soweit rechtlich möglich in Abstimmung mit den Erfordernissen des Handels. Kaufmännische Maßnahmen iSd Strukturierung des Bezugs-/Lieferportefeuilles u.ä. würden nicht mehr im Verantwortungs- und Einflussbereich der NB liegen.

Folgende Forderungen bestehen aus Sicht der NB zum Thema VS:

- Krisenmaßnahmen sind auf den Bereich expliziter Notfälle zu beschränken, in denen die Belieferung eines definierten Kundenkreises nicht mehr möglich ist. Alle vorgelagerten Fälle – wie Engpässe bzw. Störfälle – vom Markt zu lösen; in Störfällen ggf. über das Instrumentarium des § 24 (1) Z 3 GWG.
- Zur Sicherung der im Verantwortungsbereich der NB liegenden technischen VS sind folgenden VS-Maßnahmen zu berücksichtigen
 - o Wartung der Infrastruktur;
 - o ausreichende Dimensionierung der Infrastruktur;
 - o Minimierung der Reparaturzeiten, Einbau von Redundanzen, vorausschauende Planung und zeitgerechte Investition (z.B. Erhöhung des Vernetzungsgrades, verstärkter Objektschutz u.a.).
- Eine Pflichtbevorratung sei aus Kostengründen jedenfalls abzulehnen. Geeignete Mechanismen wären u.a. abschaltbare Verträge als marktkonformes Instrument der Versorger bzw. die Abschaltung von Kunden im Krisenfall als energielenkendes Instrument der Behörde bei Versagen des Marktes. Hinsichtlich der Abschaltung bedürfe es jedenfalls einer klaren Definition des abschaltbaren bzw. schützenswerten Kundenkreises und adäquater Kompensationsmechanismen.

Investitionen seien damit der Schlüssel zur Sicherheit im Netz. Voraussetzung hierfür sei:

- adäquate, investitionsfördernde Tarifgestaltung;
- stabile, vorhersehbare Rahmenbedingung;
- klare Verteilung der Rollen und Verantwortung.

Aus Sicht der Versorger

Dr. Ralph LEGAT, Steirische Gas Wärme GmbH

[als Vertreter des Fachverbandes der Gas- & Wärmeunternehmen (FVGW)]

Aus Sicht der Versorger bedarf es einer Anpassung der VS-Regelungen an die neuen Rahmenbedingungen des liberalisierten Erdgasmarktes; das Instrument freiwilliger Vereinbarungen iSd ehem. Notversorgungsplanes sei in einem wettbewerbsbasierten Markt nicht mehr verhandelbar.

Am liberalisierten Markt ergeben sich aus Sicht der Versorger folgende Verantwortungsbereiche:

- technische VS → NB;
- mengenmäßige VS → Versorger
i.e. kurz- und langfristige Sicherung erforderlicher Bezugsmengen, Planung und zeitgerechte Bereitstellung ausreichender Kapazitäten – nunmehr durch Regelzonenführer (RZF), Vorsorge für die vertragsgemäße Belieferung von Kunden auch in Engpasssituationen;
- Versorgungspflicht der Versorger auch betreffend Kunden ohne vertraglichen Anspruch bzw. Abschaltung von Kunden trotz vertraglichen Bezugsanspruchs a.G. übergeordneter Überlegungen
→ Behörde

Hierzu bedarf es einer politischen Entscheidung in Form eines Notversorgungsplanes.

In Hinblick auf die vorliegende Studie der ECG werden aus Sicht der Versorger folgende Punkte angemerkt:

- Betreffend die vorgeschlagene Abschaltung von Industriekunden als Maßnahme der Krisenbewältigung wird die Frage nach der politischen Legitimation dieses Vorschlages gestellt. Zudem fehle es an einer Definition der Kriterien der Abschaltung, Abschaltreihenfolge sowie einer Kostentragungsregelung für Produktionsausfälle bzw. den entgangenen Gewinn der Lieferanten.
- Hinsichtlich der den Krisenszenarien zugrunde gelegten Annahmen über langfristige Bezugsverträge und Speichervolumina und den resultierende Kostenberechnungen sei zu bedenken, dass die geänderten Rahmenbedingungen des liberalisierten österreichischen und europäischen Erdgasmarktes die Verfügbarkeit von Erdgasmengen und Speichervolumina verändern: so würden langfristige Bezugsverträge mit Unternehmen für deren in- und ausländische Kunden abgeschlossen. Die Republik Österreich sei kein Vertragspartner und habe damit auch kein Verfügungsrecht über die kontrahierten Bezugsmengen. Ähnliches gelte für den Speichermarkt: Speicher seien nicht für den österreichischen Bedarf „reserviert“.

- Angemerkt wird die mangelnde Trennung zwischen Speicherleistung und –volumen im Studientext der ECG.
- Abgelehnt wird insbesondere:
 - o der Rückschluss der ECG, die Reduktion der Speicherstände im vergangenen Jahr sei nicht durch die Liberalisierung, sondern die Preisentwicklung bedingt;
 - o die vorgeschlagene Außerkraftsetzung der Marktregeln ab einer definierten Krisenstufe, da ohne die hierin vorgesehene Kostenregelung ein Verrechnungschaos absehbar sei;
 - o der Zugriff auf Speicherreserven als Maßnahme der Krisenbewältigung, da eine zwangsweise Versorgung über nicht kontrahierte Speichermengen *de facto* eine Enteignung bedeuten würde;
 - o die Reihenfolge der vorgeschlagenen Krisenmechanismen: die Abschaltung von Kunden sei grundsätzlich fraglich und einem allfälligen Zugriff auf Betriebs-/Speicherreserven jedenfalls nachzureihen.
- Angemerkt wird, dass RZF nicht über die notwendige Datenbasis zur vorgeschlagenen Festlegung von Versorgungsstufen verfüge.

Aus Sicht der Versorger werden daher folgende Forderungen an eine Neuregelung der Krisenvorsorge gestellt:

- klare politische und regulatorische Rahmenbedingungen; Definition versorgungspolitischer Ziele und Prioritäten; Regelungen müssen behördlich auf Basis eines Gesetzes, nicht durch den RZF getroffen werden – die Übertragung behördlicher Aufgaben an den RZF sei klar abzulehnen;
- Krisenmechanismen seien erst für jenen Fall vorzusehen, in denen Marktmechanismen (z.B. AE Markt) nicht mehr ausreichen;
- Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer/Diskriminierungsfreiheit; z.B. im Wege einer Mindestbevorratung;
- klare Verteilung der Rollen und Verantwortungen;
- klare Kostenregelung;
- zwangsweise Verbrauchsabschaltung oder Zugriff auf Speicher nur im Rahmen behördlicher Verantwortung, keinesfalls durch private Unternehmen.

Im Namen des Fachverbandes der Gas- und Wärmeunternehmungen (FVGW) erklärt *Dr. Legat* die Bereitschaft zur Mitarbeit an der Erstellung eines Krisenvorsorgekonzepts.

Aus Sicht der alternativen Anbieter

DI Heinz-Peter HOCHRAINER, Terragas GmbH

DI Hochrainer betont die erforderliche unterschiedliche Betrachtungsweise der VS am Gas- im Vergleich zum Öl- bzw. Strommarkt: während im Ölbereich ein allfälliger Ausfall des Rohproduktes

aus Lagern problemlos ersetzt werden könne und im Strombereich VS im Wesentlichen ein Aspekt der Netzstabilität und – verbindung sei und damit VS in beiden Fällen nicht an Probleme im Produktionsbereich geknüpft seien, ist die VS im Gasbereich stark von der Produktion abhängig. Daher kann VS über folgende Mechanismen gewährleistet werden:

- Halten von Notstandsreserven über Speicherbevorratung (Kapazität wie auch Volumen erforderlich): für Österreich mit einem verhältnismäßig geringen Prozentsatz an Inlandsproduktion wäre die Abdeckung eines möglichen Importausfalles ausschließlich über Speicherbevorratung äußerst kostenintensiv. Zudem sei eine Pflichtbevorratung bei nicht definiertem Mindestspeicherstand ein Zufallsprodukt und würde – bei dzt. gegebener Speicherleistung – zwangsläufig zu einer Reduktion des Erdgasangebotes führen.
- Zu präferieren sei daher die Diversifizierung der Bezugsquellen unter gleichzeitiger stärkerer Vernetzung der Erdgassysteme in der EU und einer harmonisierten Vorgangsweise im Bereich Erdgas-VS auf europäischer Ebene; Bezugsprobleme aus außereuropäischen Quellen würden üblicherweise gleichzeitig mehrere EU Staaten betreffen, eine EU-Gesamtregelung würde zudem eine fairere Kostenaufteilung ermöglichen.

Für Österreich könnten sich auch Vorteile aus seiner Position als Transitland ergeben, da bei einem Ausfall der Lieferungen etwa aus Russland die Möglichkeit einer Ersatzlieferung aus Deutschland zumindest technisch möglich wäre. Hierfür bedürfe es jedoch geeigneter Vereinbarungen der österreichischen Versorger. Seitens der Terragas bestehen entsprechende Abkommen mit Ruhrgas Deutschland. Aus Sicht der Versorger liege eine ausreichende Lieferabsicherung zudem im Eigeninteresse, da fehlende Mengen bei einem Lieferausfall anderenfalls teuer über den AE-Markt zugekauft werden müssten.

Angesichts der bereits getroffenen Eigen-Vorkehrmaßnahmen der Terragas im Bereich VS bestehen folgende Forderungen an einen Krisenplan:

- Aufrechterhaltung des BG-Modells auch im Krisenfall;
- Ablehnung einer Pflichtbevorratung;
- Berücksichtigung einer allfällig durch den Lieferanten getroffenen Diversifizierung des Portfolios;
- Ablehnung der Gleichbehandlung jener Lieferanten, die ausschließlich im Großverbrauchersektor anbieten mit jenen, die auch Haushaltskunden beliefern.

Diskussion

Dr. Stindl, OMV Erdgas GmbH

- Festlegung der SNT durch ECK schränkt die Disponibilität der Unternehmen in Hinblick auf Investitionen und/oder freiwillige Speicherhaltung über das erforderliche Ausmaß hinaus ein.

- VS am Strom- und Gasmarkt nicht vergleichbar; im Falle des Strommarktes liege ein wesentlich höherer Anteil an Inlandsproduktion vor. Die VS am Gasmarkt sei daher über eine stärkere Diversifizierung zu lösen (s.a. Leitungsprojekt „Nabucco“ der OMV).
- Hinweis auf den bereits im Energielenkungsgesetz verankerten Kompensationsmechanismus.
- Hinsichtlich der von Dr. Legat bezweifelte ausreichende Informationsbasis des RZF wird darauf verwiesen, dass im Krisenfall – trotz Unternehmenstrennung – von einem möglichen Zugriff des RZF auf das Dispatching der OMV ausgegangen werden könne und die nötige Informationsbasis der AGGM damit durchaus gegeben sei.

ECG (msc) unterstreicht die Notwendigkeit der Diversifizierung der Bezugsquellen. Diese stelle jedoch im Wesentlichen eine Maßnahme zur VS über den Österreich vorgelagerten Bezugsbereich und damit eine Maßnahme zur langfristigen VS, nicht zur Bewältigung kurzfristiger VS-Krisen dar.

Dr. Legat, STGW, gibt hierzu zu bedenken, dass es dem RZF jedoch jedenfalls an Informationen hinsichtlich der Vertragsgestaltung neuer Anbieter fehle.

Dr. Starlinger, AGGM, repliziert zur Anmerkung von *Dr. Stindl*, dass im Rahmen des geordneten Marktbetriebes keine mangelnde Informationsbasis des RZF vorliege; die notwendigen Informationen würden dem RZF hierbei über Fahrpläne und Informationen hinsichtlich der AE-Angebote vorliegen. Ein Informationsmangel würden erst ab jenem Zeitpunkt bestehen, ab dem eine VS-Einschränkung nicht mehr über das Instrument des AE-Marktes bewältigbar sei. Für diesen Fall würde auch ein allfälliger Zugang zum OMV Dispatching keine ausreichende Information bieten. Für den Fall eines Krisenprozederes iSd Energielenkung bedürfe es daher jedenfalls klarer Regeln betreffend Informationsfluss und –pflicht an den RZF.

Dr. Starlinger informiert zudem über das Ergebnis einer Umfrage des RZF im Frühjahr 2003 betreffend das Potenzial abschaltbarer Kunden, die ein Ausmaß von rd. 40.000m³/h ergab.

Mag. Ziehengrasser, ÖVGW, merkt hinsichtlich der von *Dr. Stindl* angesprochenen Diversifizierung als Maßnahme der VS an, dass diese im wettbewerbsorientierten Markt nicht mehr nach Gesichtspunkten der Risikostreuung und Liefersicherheit, sondern im Lichte der günstigsten Preiskonditionen erfolgen würde.

DI Hochrainer, Terragas GmbH, weist hierzu auf die vertraglich gesicherte Diversifizierung des Bezugsportfolios der Terragas hin, die auch im Krisenfall eine Belieferung seitens der Ruhrgas Deutschland sichere.

Mag. Wenty, AK, weist auf die Einschränkung des Informationsflusses zwischen den Marktteilnehmern infolge der unbundling - Vorgaben hin.

Statements aus Sicht der Verrechnungsstellen

Aus Sicht der Austrian Gas Clearing and Settlement AG (AGCS)

DI Franz KEUSCHNIG, AGCS

In Hinblick auf die Studie der ECG zur Erdgas-VS wird seitens AGCS die mangelnde Berücksichtigung der Rolle der Verrechnungsstellen und der Funktion des AE-Marktes angemerkt, mit konzentrierten Marktmechanismen im Rahmen der bestehenden Marktregeln den Eintritt einer tatsächlichen Versorgungskrise abzuwenden.

DI Keuschnig präsentiert daher ein Modell für organisatorische Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements als marktkonformes Mittel zur Bewältigung von Versorgungsengpässen. Ziel der vorgeschlagenen Maßnahmen ist die freiwillige Einbringung verfügbarer Ressourcen durch Marktteilnehmer bzw. die Motivierung zu freiwilligen Abschaltungen durch Anreizsysteme des AE-Marktes. Die bestehenden Regeln und Mechanismen des AE-Marktes werden dabei auf die Erfordernisse des Engpassmanagements fokussiert und sind im Rahmen der bestehenden gesetzlichen Regelungen und Marktregeln realisierbar. Die Kostenabgeltung erfolgt marktregelbasiert über den Marktpreis, ein Eingriff in bestehende Rechte wird - marktregelkonform – nicht vorgenommen. Das vorgeschlagene System stellt damit eine Maßnahme des Marktes im Rahmen des Engpassmanagements dar.

Von den vorgeschlagenen Maßnahmen des Engpassmanagements abgegrenzt werden Regelungen zur Bewältigung von VS-Krisen, die mit marktkonformen Mitteln nicht oder nicht ausreichend bewältigbar sind. Ein diesbezüglicher Krisenplan unterliegt aus Sicht der AGCS folgenden Anforderungen:

- gesetzliche Grundlage;
- behördlicher Verantwortungsbereich;
- Aufrechterhaltung des BG-Modells, da dieses essentiell für die – auch im Krisenfall notwendige – Fahrplanabwicklung sei;
- Eingriff in Rechte Dritter im Notversorgungsstatus erforderlich – i.e. zwangsweise Abschaltung von Endabnehmern;
- kein Eingriff in Rechte anderer Marktteilnehmer (i.e. auch Speicherbetreiber);
- Ablehnung einer Pflichtbevorratung – insbesondere auch aufgrund der hieraus resultierenden unverhältnismäßigen Dauerkosten im Vergleich zur Häufigkeit des anzunehmenden Einsatzes.

ECG (*msc*) begrüßt das dargestellte Maßnahmenpaket als Instrumentarium zur Bewältigung von Engpässen mit marktkonformen Mitteln. Die Studie der ECG konzentrierte sich in ihren Betrachtungen auf notwendige Lenkungsmaßnahmen im Rahmen des Energielenkungsgesetzes für jene Krisenfälle, die mit marktkonformen Mitteln nicht mehr bewältigbar sind. Mögliche vorgeschaltete Mechanismen im Rahmen der Marktregelprozesse, die zur Abwendung von Krisensituationen beitragen können,

wurden in der Studie nicht explizit behandelt. Solche Maßnahmen stellen jedoch einen wichtigen Beitrag des Marktes zur Verhinderung von tatsächlichen VS-Krisen dar. ECG begrüßt daher ausdrücklich die Bereitschaft der AGCS zur fokussierten Betrachtung der bestehenden Regelungen in Hinblick auf möglich anwendbare Mechanismen im Rahmen des Engpassmanagements. Darstellungen iSd der von AGCS erläuterten Möglichkeiten im Rahmen der bestehenden Marktregeln werden in die Studie der ECG ergänzend mitaufgenommen.

Aus Sicht der Ausgleichsenergie & Bilanzgruppenmanagement AG (A&B)

Dr. Peter BAUHOFFER, A&B

Dr. Bauhofer unterstützt die Position der AGCS, wonach der Rolle der Verrechnungsstellen und der Funktion des AE-Marktes, mit Marktmechanismen im Rahmen der bestehenden Marktregeln zur Abwendung tatsächlicher Versorgungskrise beizutragen, zu wenig Beachtung eingeräumt werde.

Hinsichtlich einer erforderlichen Regelung für jene VS-Krisen, die mit marktkonformen Mitteln nicht oder nicht ausreichend bewältigt werden können, kann eine Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer unter der vorrangigen Prämisse der Netzsicherheit und VS nicht gewährleistet sein. Gegebenenfalls sei etwa die Abschaltung von definierten Endkunden als Maßnahme zur Krisenbewältigung erforderlich. Energielenkende Mechanismen dieser Art bedürfen aus Sicht der A&B einer gesetzlichen Regelung, unterliegen einer politischen Entscheidung, müssen im behördlichen Verantwortungsbereich situiert werden und müssen einen Kompensationsmechanismus für entstehende Kosten vorsehen.

ECG (msc) hält fest, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen der ECG für die Regelzonen Tirol und Vorarlberg ebenfalls anwendbar sind. Da keine Gasaufbringung aus direkt an das Netz angeschlossenen Speicher- und Produktionsanlagen möglich ist, hat die Abschaltbarkeit von Kunden prioritäre Bedeutung.

Statements aus Sicht der Produzenten und Speicherbetreiber

Aus Sicht der Speicherbetreiber

Ing. Thomas PLEßNITZER, Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG)

[als Vertreter des FV Mineralöl]

In Hinblick auf die von AGCS vorgeschlagene Mobilisierung freier Kapazitäten durch Speicherbetreiber als Maßnahme des Marktes, wird seitens RAG darauf hingewiesen, dass aus Sicht des Speicherbetreibers keine allgemein gültigen Aussagen über die im Einzelfall verfügbaren Reserven getroffen werden könne. Vielmehr sei davon auszugehen, dass im Krisenfall Kunden die von ihnen vertraglich reservierten Kapazitäten zu 100% nutzen und Reservekapazitäten damit nicht im unterstellten Ausmaß zu Verfügung stehen würden. Sonderfahrweisen bzw. Reservemobilisierung

würden zudem technische Eingriffe in Speicheranlagen erfordern, die a.G. der Vorgaben des Bergrechtes nur durch den Betriebsleiter möglich seien.

Gleichzeitig wird darauf hingewiesen, dass kein Zugriff auf Kissengas als für den Speicherbetrieb notwendige „technische Anlage“ möglich sei.

Aus Sicht des Speicherbetreibers RAG bestehen folgende Forderungen in Hinblick auf einen Krisenplan:

- Keine Energielenkung ohne Zustimmung des Nationalrates iSd Vorgaben des EnergielenkungsG.
- Der vorgeschlagene Krisenplan der Studie der ECG sieht zu starke Eingriffsrechte des RZF vor. Es bedarf daher jedenfalls:
 - o einer gesetzlichen Grundlage analog zum ErdölbevorratungsmeldeG;
 - o der Berücksichtigung der bergrechtlichen Genehmigungen iSd MinRoG;
 - o einer umfassenden Schadloshaltung der Speicherbetreiber im Falle von Notmaßnahmen.

RAG erklärt die Bereitschaft zur Mitarbeit an der Erstellung eines Krisenvorsorgekonzeptes.

Aus Sicht der Produzenten

DI Walter BRUNNER, OMV Erdgas GmbH

[als Vertreter des FV Mineralöl]

In Hinblick auf die in der Studie der ECG vorgeschlagene Mobilisierung von Produktionsreserven als Maßnahme zur Krisenbewältigung wird aus Sicht des Produzenten OMV Erdgas GmbH darauf hingewiesen, dass eine Verfügbarkeit von Produktionsreserven dzt. nicht gegeben sei. Im Gegenteil werden die bestehenden Produktionsanlagen technisch zu 100% ausgenutzt und werden geförderte Erdgasmengen zu 100% im Inland verbraucht bzw. verkauft. Die Inlandsproduktion leiste somit zwar einen wichtigen Beitrag zur VS iS ihrer Unabhängigkeit von politischen Risiken und ihres geringen Transportrisikos, könne jedoch angesichts mangelnder Produktionsreserven im Rahmen eines Krisenplanes nicht den von ECG unterstellten Beitrag zur VS leisten.

Eingriffe in technische Verantwortungen iSd MinRoG werden klar abgelehnt.

ECG (msc) merkt an, dass im Rahmen der vorliegenden Studie der ECG zur Erdgas-VS von vorhandenen Reservemengen zumindest in den Sommermonaten bei gegebener Saisonalität des Verbrauchs und bandförmiger Jahresproduktion ausgegangen wurde.

DI Brunner repliziert hierzu, dass die gegebene Saisonalität des Verbrauches zu Reparatur- bzw. Wartungsarbeiten der Produktionsanlagen in den Sommermonaten genutzt werde, weshalb auch nicht von gegebenen Reserven aus nicht genutzter bandförmiger Produktion in den Sommermonaten ausgegangen werden könne.

Statement aus Sicht der Regelzonenführer

Dr. Thomas STARLINGER, Austrian Gas Grid Management AG (AGGM)

In Hinblick auf die Studie der ECG werden aus Sicht des RZF folgende Punkte angemerkt:

- exklusive Betrachtung der RZ Ost; RZ Tirol und Vorarlberg werden nicht berücksichtigt;
- Infragestellung der angenommenen Substituierbarkeit des Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung als nicht nachvollziehbar zu hinterfragen;
- mangelnde Berücksichtigung der geänderten Rahmenbedingungen am liberalisierten Erdgasmarkt: langfristige Bezugsverträge ebenso wie Speichervolumina und –raten seien nicht für den österreichischen Bedarf „reserviert“;
- mangelnde Berücksichtigung der Gefahr von VS-Einschränkungen infolge von mangelnden Redundanzen im Leitungssystem bzw. fehlendem Netzausbau. Die Langfristplanung der AGGM zeigt hier mögliche Kapazitätsengpässe auf.

Aus Sicht der AGGM bestehen folgende Forderungen außerhalb eines Krisenplanes:

- Schaffung eines effektiven Instrumentariums zur Ausnützung aller marktwirtschaftlichen Möglichkeiten zur Gewährleistung der VS. Der Vorschlag der AGCS wird in diesem Zusammenhang – bei gleichzeitiger Forderung der Einrichtung und Abgeltung eines Bereitschaftsdienstes der AGCS außerhalb der Bürozeiten – ausdrücklich unterstützt;
- Verbesserung der Möglichkeiten der Langfristplanung des RZF durch Verbesserung der verfügbaren Datensituation/-bereitstellungspflicht;
- Einführung von Investitionsanreizsystemen zur Sicherung der im Rahmen der Langfristplanung des RZF enthaltenen Kosten für Ausbauprojekte; Investitionssicherung über SNT.

In Hinblick auf einen Krisenplan zur Handhabung von VS-Krisen, die mit marktkonformen Mechanismen nicht oder nicht ausreichend bewältigbar sind, bestehen folgende Forderungen der AGGM:

- Erfordernis einer politischen Grundsatzentscheidung betreffend VS;
- Aufrechterhaltung des gesamten Marktmodells inkl. BG-Modell: dies sichere den nötigen Informationsfluss zur AGGM – auch in Hinblick auf die Anlieferungssituation pro BG und gebe die Möglichkeit zur Feststellung des/der Verursacher(s) der VS-Krise;
- Schaffung einer klarer gesetzlicher Basis im Rahmen einer Novellierung des EnergielenkungsG;
- Feststellung der Notversorgungssituation durch eine Behörde (v. Amts wegen oder über Antrag des RZF); keine Übertragung behördlicher Funktionen an die AGGM!
- Abschaltung definierter Endabnehmer als einzig sinnvolle Rationalisierungsmaßnahme in eingeschränkten VS-Situationen. Gleichzeitig aber Nutzung vorhandener Produktions- und Speicherreserven erforderlich;
- Klare Ablehnung einer Pflichtbevorratung angesichts hoher Kosten und des großen administrativen Aufwandes.

Dr. Starlinger erklärt die Bereitschaft der AGGM, nach getroffener politischer Grundsatzentscheidung über den Regelungsmodus der Erdgas-VS aktiv an der Detailausarbeitung eines Krisenmechanismus mitzuarbeiten.

ECG (*msc*) merkt zur Position der AGGM an:

- Die Studie der ECG bezieht die RZ Tirol und Vorarlberg in ihre Überlegungen ein. Mangels Speicherverfügbarkeit und Zugang zur österreichischen Produktion aufgrund mangelnder Leitungsverbindung zur RZ Ost, müssen sich die Maßnahmen in den RZ Tirol und Vorarlberg auf zwangsläufige Abschaltungen als Instrument der Krisenbewältigung reduzieren. Die Informationen der ECG beziffern in beiden RZ ein – im Vergleich zur RZ Ost – überdurchschnittliches und ausreichendes Ausmaß an abschaltbaren Verträgen. Dies bestätigt auch der Diskussionsbeitrag der Vorarlberger Erdgas GmbH (VEG) zum vorliegenden Studienentwurf, wonach in Vorarlberg 40% der Gesamtleistung durch abschaltbare Kunden abgesichert ist.
- Hinsichtlich der seitens AGGM in Frage gestellten Angaben zur Substituierbarkeit des Erdgaseinsatzes zur Stromerzeugung wird auf die Unumgänglichkeit von Schätzungen mangels verfügbarer Daten verwiesen. Auch die schriftlichen Diskussionsbeiträge der Marktteilnehmer zum Studienentwurf haben keine Informationen hierzu enthalten.

Diskussion

Ing. Peter Janota, Austria Ferngas GmbH, weist auf die seit Auflösung des Speicherpools getrennte Führung der Speicherstände je Unternehmen und die damit verloren gehende Ausgleichsfunktion hin und stellt die Administrierbarkeit eines Notversorgungsplanes im Rahmen des liberalisierten Marktes und seiner weniger stark vernetzten Informationsflüsse in Frage.

- **ECG** (*msc*) repliziert hierzu, dass die jeweiligen kontrahierten Speichermengen der einzelnen Versorger auch nach Auflösung des Speicherpools auf Laufzeit der Verträge bestehen bleiben. Mit Auflösung des Speicherpools komme es lediglich zu einer Trennung der Verträge. Der mit der Speicherpoolauflösung verbundene Wegfall der internen Ausgleichsfunktion werde im liberalisierten Markt im Wesentlichen vom AE-Markt übernommen.
- **Dr. Starlinger** repliziert zur Anmerkung von *Ing. Janota*, dass auch unter den Bedingungen des liberalisierten Marktes grundsätzlich ein ausreichender Informationsfluss angenommen werden könne. Es bedürfe jedoch einer klaren Regelung zu Prozedere und Pflichten der Informationsbereitstellung.

Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der ECG

Mag. Michael SCHMÖLTZER, ECG

ECG bedankt sich für die – schriftlichen wie auch im Rahmen des Round Table vorgebrachten – Beiträge der Marktteilnehmer zum Thema VS und der Studie der ECG. Die Beiträge würden grundsätzlichen Konsens hinsichtlich der Notwendigkeit einer Adaption der VS-Regeln signalisieren. Dieses Erfordernis ergebe sich insbesondere angesichts folgender Aspekte:

- geänderte Rollenverteilung und Verantwortlichkeit am liberalisierten Gasmarkt;
- Auslaufen des ehemaligen Notversorgungsplanes;
- bestehende Rechtsinstrumente (GWG, EnergielenkungsG) beinhalten keinen geeigneten Krisenmechanismus → Neugestaltung der gesetzlichen Grundlagen erforderlich (s.a. Wahrnehmungsbericht des Rechnungshofes Nr. 4/2003 zu den Auswirkungen des GWG auf die AFG und die Auflösung des Speicherpools);
- Berücksichtigung der Vorgaben des aktuell diskutierten Vorschlages für eine europäische RL zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung.

Unter Berücksichtigung der eingegangenen Diskussionsbeiträge zur Studie der ECG gibt ECG folgende Handlungsempfehlungen zur Neuregelung von VS-Krisen des Erdgasmarktes vor:

1. Zielsetzung: Erhaltung des derzeitigen guten Versorgungsniveaus
2. Ausschöpfung aller Möglichkeiten einer Krisenabwehr durch marktkonforme Maßnahmen im Rahmen der bestehenden Regelungen des GWG und der Marktregeln (AE-Markt, vorgeschlagene Detailmaßnahmen der AGCS, Wiedereröffnung des AE-Marktes...)
3. Definition eines klaren Prozedere für jene Krisensituationen, die mit den Mitteln des Marktes nicht oder nicht ausreichend bewältigt werden können.
 - a. Klare Rollenverteilung
 - b. Schaffung einer gesetzlichen Basis in Anlehnung an die Regelungen des EnergielenkungsG im Elektrizitätsbereich → Novelle zum Energielenkungsgesetz:
 - VO des BMWA in Anlehnung an § 10 EnergielenkungsG betreffend energielenkende Maßnahmen (Abschaltung, Zugriff auf Speicher-/Produktionsreserven) unter den Voraussetzungen des § 1 (1) EnergielenkungsG
 - Operative Durchführung der Maßnahmen durch RZF auf Basis der obg. VO des BMWA.
 - Vorinformation über Eintritt einer definierten Versorgungssituation durch den RZF; Beurteilung des Eintritts der Versorgungssituation durch Behörde (ggf. auf Antrag des RZF) – keine Erfüllung behördlicher Aufgaben durch den RZF;
 - VO-Ermächtigung der ECG betreffend Meldung von Daten zur Vorbereitung von Lenkungsmaßnahmen (in Anlehnung an § 11(2) EnergielenkungsG für den Elektrizitätsbereich); Regelung des Informationsflusses an den RZF; (Online-)

Übermittlung notwendiger Daten (Aufbringungs- und Abgabesituation und –vermögen, abschaltbare Kunden).

- Vorbereitung und Koordinierung der in der RZ vorzusehenden Maßnahmen durch ECG (in Anlehnung an § 11(1) EnergielenkungsG für den Elektrizitätsbereich).

Weiter Vorgangsweise

Nach Einarbeitung der eingegangenen Diskussionsbeiträge und Vorschläge der Marktteilnehmer zum Diskussionsentwurf in den Studientext und abschließende Überarbeitung wird ECG die finalisierte Studie ehestmöglich an das BMWA zu weiteren Veranlassung übermitteln.

Ein Protokoll samt Präsentationsunterlagen wird den Teilnehmern des Round Tables seitens ECG übermittelt und im Anhang zur Studie der abgebildet.